

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO

PROCEDIMENTO PARA INGRESSAR NO MERCADO LIVRE
DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A COM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ESTUDO DO CASO DA USP SÃO
CARLOS

Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari
Carlos Hermann Schutz Foerste

Carlos Hermann Schütz Foerste

**PROCEDIMENTO PARA INGRESSAR NO MERCADO
LIVRE DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DO
GRUPO A COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ESTUDO
DO CASO DA USP SÃO CARLOS**

Orientador: Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari

**São Carlos
2025**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

F654p Foerste, Carlos Hermann Schütz
Procedimento para ingressar no mercado livre de
energia para consumidores do grupo A com geração
distribuída: estudo do caso da USP São Carlos / Carlos
Hermann Schütz Foerste; orientador Elmer Pablo Tito
Cari. São Carlos, 2025.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2025.

1. mercado livre de energia. 2. migração
energética. 3. geração fotovoltaica. 4. contratos de
energia. 5. gestão energética. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Carlos Hermann Schütz Foerste

Título: “Procedimento para Ingressar no Mercado Livre de Energia para Consumidores do Grupo A Com Geração Distribuída – Estudo do Caso da USP São Carlos”

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 27 / 06 / 2025,**

**com NOTA 8,5 (oito , cinco), pela Comissão
Julgadora:**

**Prof. Associado Elmer Pablo Tito Cari - Orientador
SEL/EESC/USP**

Mestre Edsson Frank Medina Vigoria - EESC/USP

**Mestre Gustavo Henrique de Paula Santos - Doutorando
EESC/USP**

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior**

RESUMO

FOERSTE, C. H. S. **Procedimento para ingressar no mercado livre de energia para consumidores do grupo A com geração distribuída - estudo do caso da USP São Carlos**. 2025. 89p. - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

Este trabalho analisou a viabilidade técnica e econômica da migração da Universidade de São Paulo para o mercado livre de energia, comparando essa alternativa com a geração própria de energia fotovoltaica. Os resultados obtidos evidenciaram benefícios econômicos significativos ao optar pelo Mercado Livre, especialmente devido à possibilidade de negociação direta de contratos, descontos tarifários e flexibilidade na escolha dos fornecedores, adequando-se ao perfil de consumo e às necessidades específicas da instituição. Em contrapartida, a geração fotovoltaica mostrou-se uma solução sustentável, porém com investimentos iniciais elevados e complexidade operacional significativa, o que pode representar um desafio para a USP. A análise destacou também a importância de uma gestão energética eficiente e da contratação de consultorias especializadas para mitigar os riscos associados à volatilidade dos preços e à demanda futura de energia. Assim, conclui-se que a migração da USP para o Mercado Livre de Energia, realizada com planejamento, é uma opção viável e vantajosa.

Palavras-Chave: Mercado livre de energia, Universidade de São Paulo, migração energética, geração fotovoltaica, viabilidade técnica e econômica, gestão energética, contratos de energia, energia sustentável, tarifas de energia, planejamento energético.

ABSTRACT

FOERSTE, C. H. S. **Procedure for Entering the Free Energy Market for Group A Consumers with Distributed Generation - A Case Study of USP São Carlos.** 2025. 89p. - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

This study analyzed the technical and economic feasibility of the migration of the University of São Paulo to the free energy market, comparing this alternative with self-generation of photovoltaic energy. The results showed significant economic benefits in choosing the Free Energy Market, especially due to the possibility of direct contract negotiation, tariff discounts, and flexibility in supplier selection, all aligned with the institution's consumption profile and specific needs. On the other hand, photovoltaic generation proved to be a sustainable solution, but one that involves high initial investments and significant operational complexity, which may represent a challenge for the University. The analysis also highlighted the importance of efficient energy management and the hiring of specialized consultancies to mitigate risks related to price volatility and future energy demand. Therefore, it is concluded that the migration of the University of São Paulo to the Free Energy Market, when properly planned, is a viable and advantageous option.

Keywords: free energy market, University of São Paulo, energy migration, photovoltaic generation, technical and economic feasibility, energy management, energy contracts, sustainable energy, energy tariffs, institutional energy planning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mercado consumidor de energia elétrica – janeiro/23.	15
Figura 2 – Projeção da Migração do Grupo A para o ACL - janeiro/23.	15
Figura 3 – Composição da TUSD e seus componentes tarifários	20
Figura 4 – Composição da TE e seus componentes tarifários	22
Figura 5 – Comparativo entre ACL e ACR.	26
Figura 6 – Energia Comercializada no MCP	27
Figura 7 – Esquema geral do módulo de regras: “Contratos”	31
Figura 8 – Representação gráfica da sazonalização flat	32
Figura 9 – Processo de arredondamento da quantidade modulada	36
Figura 10 – Exemplo de balanço de energia no MCP.	37
Figura 11 – Fluxo de atividades para contratos do ambiente livre.	39
Figura 12 – Metodologia de predição e correção (Fonte: PET ELETRICA UFU) . .	42
Figura 13 – Vista da localização dos prédios selecionados na Área II.	45
Figura 14 – Vista da localização dos prédios selecionados na Área I.	46
Figura 15 – Curva de Carga e Geração Fotovoltaica das UCs da USP	49
Figura 16 – U.C. Área Norte: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.	52
Figura 17 – U.C. Sul: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.	52
Figura 18 – U.C. Física I: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contra- tação Livre.	53
Figura 19 – U.C. Física II: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contra- tação Livre.	53
Figura 20 – U.C. Área II: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contra- tação Livre.	54
Figura 21 – Fatura de Energia da Área II - 07/2023	57
Figura 22 – Sequência iterativa de cálculo do PLD.	60
Figura 23 – Custo Marginal de Operação em base semi-horária.	61
Figura 24 – Curva de Carga e Geração Fotovoltaica das UCs da USP	67
Figura 25 – Payback simples ao migrar para o ACL.	71
Figura 26 – <i>Payback</i> simples do projeto fotovoltaico.	74
Figura 27 – <i>Payback</i> descontado do projeto fotovoltaico.	74
Figura 28 – <i>Payback</i> descontado do projeto fotovoltaico e migração ao ACL. . . .	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modalidades Tarifárias da TUSD	21
Tabela 2 – Componentes e Modalidades da Tarifa de Energia (TE)	23
Tabela 3 – Descontos aplicáveis à TUSD para consumidor livre com fonte incentivada	27
Tabela 4 – Resumo das Modalidades de Modulação de CCEALs	33
Tabela 5 – Faixas de tensão nominal em regime permanente	41
Tabela 6 – Tipos de barras e variáveis associadas	41
Tabela 7 – Unidades consumidoras por área e prédios selecionados	44
Tabela 8 – Caracterização das cinco unidades consumidoras.	47
Tabela 9 – Histórico de consumo ponta e fora de ponta das UC's Norte, Sul e Física I.	47
Tabela 10 – Histórico de consumo ponta e fora de ponta das UC's Física II, Área II e Total.	48
Tabela 11 – Consumo reativo excedente – Área II (em kVr)	48
Tabela 12 – Potência ativa prevista a ser instalada à rede por unidade consumidora.	50
Tabela 13 – Energia fotovoltaica gerada anual e no mês de maior demanda por UC.	51
Tabela 14 – Tributos aplicados na fatura de energia elétrica em SP	58
Tabela 15 – Simulação da fatura das unidades consumidoras Norte, Sul e Física I no ambiente de contratação regulado, considerando o pior cenário tarifário no mês de maior demanda.	58
Tabela 16 – Simulação da fatura das unidades consumidoras Física II e Área II no ambiente de contratação regulado, considerando o pior cenário tarifário no mês de maior demanda.	59
Tabela 17 – Limites de PLD mínimo, horário e estrutural.	60
Tabela 18 – Comparativo de preços por hora nas iterações 1, 2 e 3 (valores em R\$ / MWh).	62
Tabela 19 – Tarifas aplicadas pela CPFL Paulista e regulamentada pela ANEEL. .	64
Tabela 20 – Simulação de fatura total mensal das cinco UC's no ACL com geração fotovoltaica considerando o mês de maior demanda.	65
Tabela 21 – Simulação de fatura total mensal das cinco UC's no ACL sem geração fotovoltaica considerando o mês de maior demanda.	66
Tabela 22 – Investimento inicial para migração ao ACL.	68
Tabela 23 – Parâmetros econômicos utilizados na simulação de retorno de investi- mento na migração ao ACL.	69
Tabela 24 – Fluxo de caixa da migração de todas as cinco UC's ao ACL através da comparação entre tarifas.	70
Tabela 25 – Indicadores de viabilidade econômica ao migrar para o ACL.	71

Tabela 26 – Parâmetros econômicos e técnicos utilizados na simulação de retorno de investimento ao instalar o sistema fotovoltaico das cinco UC's.	72
Tabela 27 – Fluxo de caixa de todos os sistemas fotovoltaicos instalados nas cinco UC's para análise de retorno de investimento.	73
Tabela 28 – Indicadores de viabilidade econômica para instalar os sistemas fotovoltaicos.	75
Tabela 29 – Parâmetros econômicos e técnicos utilizados na simulação de retorno de investimento com geração fotovoltaica e migração ao ACL.	76
Tabela 30 – Fluxo de caixa da migração ao ACL considerando a instalação de sistemas fotovoltaicos.	77
Tabela 31 – Indicadores de viabilidade econômica para instalação do sistema fotovoltaico e migração ao ACL.	78
Tabela 32 – Comparativo de Indicadores de Viabilidade Econômica	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CMO	Custo Marginal de Operação
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
GD	Geração Distribuída
GHI	Global Horizontal Irradiance (Irradiação Solar Global Horizontal)
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TP	Transformador de Potencial
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
THS	Tarifa Horo-Sazonal
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
USP	Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Motivação	13
1.2	Potencial de abertura do Mercado Livre	14
2	OBJETIVO	16
2.1	Objetivo geral	16
2.2	Objetivos específicos	16
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
3.1	Classificação do Grupo A	17
3.2	Revisão da RN ANEEL nº 1.000/2021 e Módulo 7 do PRORET	18
3.2.1	Bandeiras tarifárias	18
3.2.2	TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	19
3.2.3	Incidência e modalidades da TUSD	20
3.2.4	TE – Tarifa de Energia	21
3.2.5	Incidência e Modalidades da TE	22
3.3	Estrutura tarifária horária	23
3.3.1	Verde	23
3.3.1.1	Azul	24
3.4	Ambientes de contratação no mercado brasileiro	25
3.4.1	Ambiente de contratação regulada	26
3.4.2	Ambiente de contratação livre	26
3.4.3	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	28
3.4.4	Comercialização da energia excedente de um autoprodutor no ACL	29
3.4.5	Abertura do Mercado Livre para consumidores de baixa tensão	30
3.5	Contratos no Ambiente de Contratação Livre	30
3.5.1	Sazonalização de CCEALs	31
3.5.2	Modulação de CCEALs	32
3.5.3	Determinação da Posição Contratual Líquida	34
3.5.4	Arredondamento da Quantidade Modulada	35
3.6	Mercado de Curto Prazo	36
3.7	Processo iterativo de cálculo do PLD	38
3.8	Procedimento para contratos do ambiente livre	38
3.9	Impactos da Geração Distribuída no Ambiente de Contratação Livre	40
4	ESTUDO DE CASO DA USP SÃO CARLOS	43

4.1	Caracterização das unidades consumidoras	43
4.2	Perfil energético das unidades consumidoras	48
4.3	Simulação de energia fotovoltaica gerada	49
4.4	Análise de Geração Zero-Grid no Centro de Convenções da Área II	54
4.5	Simulação de ambiente de contratação regulado	56
4.5.1	Contas de Energia	57
4.6	Determinação iterativa do PLD	59
4.7	Simulação de ambiente de contratação livre	63
4.8	Análise de Retorno Financeiro	68
4.8.1	Payback da migração ao ACL sem geração fotovoltaica	68
4.8.2	Payback do sistema fotovoltaico	71
4.8.3	Payback da migração ao ACL e instalação do sistema fotovoltaico	75
	5 CONCLUSÕES	80
5.1	Trabalhos futuros	81
	REFERÊNCIAS	83
	Anexo A – Histórico do PLD (Fonte: Dashboard Dcide)	86

1. Introdução

1.1 Motivação

O mercado livre de energia está em constante evolução, apresentando cada vez mais oportunidades e possibilidades inovadoras. As mudanças regulatórias previstas para 2024, organizadas pela CCEE, são um exemplo dessa evolução. As novas regras prometem ampliar significativamente as negociações no setor, proporcionando maior flexibilidade e inovação.

Dentro deste cenário, surge uma oportunidade para UC's do grupo A de média e alta tensão, inclusive as que possuem geração distribuída. A partir de 2024, todas as UC's deste grupo poderão atuar no ACL sem a restrição do consumo mínimo, de acordo com o Art. 160 da Resolução Normativa ANEEL Nº 1.059, DE 7 de Fevereiro de 2023 (ANEEL, 2023a). Esta mudança é especialmente relevante para pequenas e médias empresas, que agora têm a chance de migrar para o mercado livre, escolhendo fornecedores de energia de acordo com suas necessidades específicas.

A inserção de grupos com geração distribuída no mercado livre de energia não apenas promove a liberdade de escolha e a potencial redução de custos, mas também incentiva o uso de fontes de energia renováveis. Isto se deve à nova regulamentação facilitar a contratação de energia de qualquer fonte, permitindo que empresas de diferentes tamanhos possam optar por soluções sustentáveis, como a energia solar (ABRACEEL, 2023). Consequentemente, devido a não influência de bandeiras tarifárias e a possibilidade de negociação, o preço da energia no ACL torna-se mais competitiva, podendo haver uma economia de 26,08% comparado ao ambiente de contratação regulado (SOUZA, 2022).

Diante deste cenário, a Universidade de São Paulo, uma instituição de prestígio em pesquisa e ensino superior, possui um perfil de consumo de energia significativo, caracterizado pelo uso intensivo em suas diversas instalações, como laboratórios, bibliotecas, centros de pesquisa e salas de aula. Com um campus extenso e diversificado, a USP representa um caso exemplar de potencial migratório para o mercado livre de energia.

Dada a complexidade e a magnitude do consumo energético da USP, a migração para o ACL apresenta uma oportunidade estratégica para a instituição. A USP pode se beneficiar da flexibilidade proporcionada pelo mercado livre, permitindo a escolha de fornecedores que melhor atendam às suas necessidades específicas de consumo e sustentáveis. Além disso, a possibilidade de negociar contratos de fornecimento de energia a preços competitivos pode resultar em economias significativas para a universidade, liberando

recursos financeiros que podem ser reinvestidos em outras áreas de alto impacto, como pesquisa e infraestrutura.

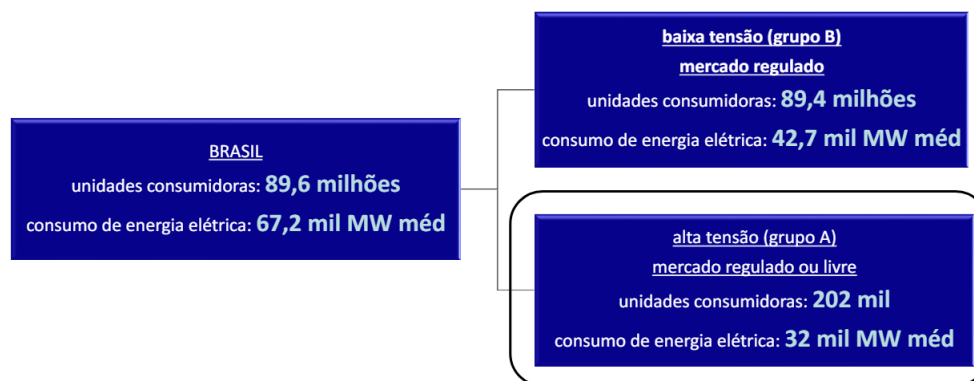
A USP já demonstrou um compromisso com a sustentabilidade por meio de várias iniciativas, incluindo a implementação de sistemas de energia solar em alguns de seus campi. A migração para o ACL pode complementar esses esforços sem a necessidade de grandes investimentos adicionais em infraestrutura. Com a eliminação da exigência de consumo mínimo a partir de 2024, todas as UC's pertencentes ao grupo A da USP, terão acesso ao mercado livre de energia. Este cenário coloca a USP em posição de explorar as oportunidades oferecidas pelo ACL.

1.2 Potencial de abertura do Mercado Livre

Para compreender o potencial de abertura do mercado livre, necessita-se primeiramente definir alguns conceitos. O Agente é uma entidade única que pode agrupar várias UCs. A Demanda Contratada refere-se à maior demanda de energia contratada em megawatts (MW) pela UC com a distribuidora no mês de referência. Quando uma UC ou agente possui uma demanda contratada maior ou igual a 0,5 MW, eles estão aptos a migrar para o ACL de forma independente, sendo denominados consumidores livres. Por outro lado, UC ou agente com demanda contratada menor que 0,5 MW poderão migrar através de um agente varejista, a partir de janeiro de 2024, conforme estipulado pela Portaria MME nº 50/2022 (Ministério de Minas e Energia, 2022).

De acordo com os dados consolidados da ANEEL e da CCEE para o ano de 2022, o mercado consumidor de energia elétrica no Brasil apresenta-se da seguinte forma: o total de unidades consumidoras é de 89,6 milhões, com um consumo total de energia elétrica de 67,2 mil MW médios. Este mercado é dividido em dois grupos principais: o grupo de baixa tensão (Grupo B), que permanece no mercado regulado, e o grupo de alta tensão (Grupo A), que pode estar no mercado regulado ou livre. A Figura 1 ilustra o conceito através de um fluxograma cronológico.

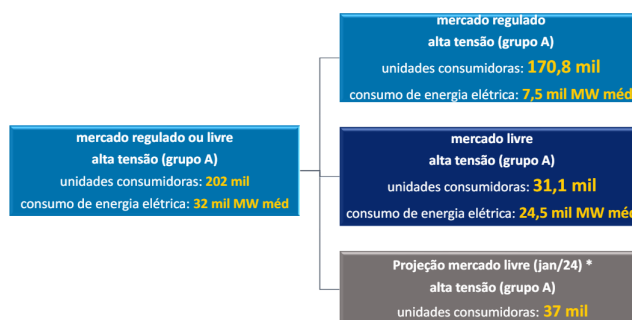
Figura 1 – Mercado consumidor de energia elétrica – janeiro/23.



Fonte: CCEE.

O Grupo A, composto por consumidores de alta tensão, apresenta um total de 202 mil unidades consumidoras, com um consumo de 32 mil MW médios. Uma parcela dessas unidades já está no mercado livre, que compreende 31,1 mil unidades consumidoras com um consumo de 24,5 mil MW médios. As projeções para janeiro de 2024 indicam um crescimento significativo no número de unidades consumidoras migrando para o mercado livre, totalizando aproximadamente 37 mil unidades, considerando o ritmo atual de migração. A Figura 2 ilustra a projeção através de um fluxograma cronológico.

Figura 2 – Projeção da Migração do Grupo A para o ACL - janeiro/23.



Fonte: CCEE.

A análise do potencial de migração do Grupo A para o ACL revela um cenário promissor. Em janeiro de 2024, estima-se que existam 93 mil unidades consumidoras do Grupo A com potencial de migração. Este potencial econômico de migração é amplificado pela crescente adoção da MMDG, que se mostra uma alternativa viável e econômica para muitos consumidores. Dessa forma, o retrato atual do mercado consumidor de energia elétrica no Brasil, aliado às regulamentações que incentivam a migração para o ACL, aponta para um cenário de crescente liberalização do mercado. O potencial de migração do Grupo A, especialmente com o suporte das novas regras para agentes varejistas, poderá transformar significativamente o panorama energético do país.

2. Objetivo

2.1 Objetivo geral

Investigar e analisar os impactos, benefícios e legislações da inserção de unidades consumidoras do Grupo A, com geração distribuída, no mercado livre de energia, utilizando a USP como estudo de caso.

2.2 Objetivos específicos

1. Investigar o atual cenário regulatório e as condições para a migração de unidades consumidoras do Grupo A para o mercado livre de energia no Brasil.
2. Analisar as compensações da geração distribuída no contexto da Universidade de São Paulo ingressar no mercado livre de energia, considerando tanto os aspectos técnicos (produção, consumo e gestão de energia) quanto os econômicos (custos, tarifas e economias potenciais).
3. Comparar o ambiente de contratação livre e suas classes, do ambiente de contratação regulado.
4. Avaliar as estratégias e os desafios enfrentados pela USP na implementação de sistemas de geração distribuída e sua integração ao ACL.
5. Comparar os benefícios econômicos obtidos pela USP ao adotar a geração distribuída no mercado livre de energia, em relação ao ambiente de contratação regulado.

3. Fundamentação teórica

3.1 Classificação do Grupo A

No Brasil, a estrutura de cobrança da energia elétrica depende da classificação das unidades consumidoras em grupos tarifários. Essa classificação leva em consideração a classe de tensão de fornecimento de energia elétrica, o que resulta em dois grandes grupos tarifários: o grupo A e B (ANEEL, 2021).

Considerando que este trabalho visa realizar um estudo de caso da USP, que pertence ao grupo A, será realizada a análise exclusivamente deste grupo. O grupo A é constituído por unidades consumidoras que recebem energia elétrica com uma tensão igual ou superior a 2,3 kV e possuem uma potência instalada superior a 75 kW (ANEEL, 2021).

Uma característica do grupo A é o método de tarifação binômia. Nesse sistema, tanto a potência contratada (demanda) quanto a energia efetivamente consumida são cobradas, juntamente com os impostos municipais, estaduais e federais correspondentes. A classificação do grupo A é ainda mais detalhada, levando em consideração a tensão de fornecimento (ANEEL, 2021):

- Subgrupo A1: Tensão de 230 kV ou superior.
- Subgrupo A2: Tensão de 88 kV a 138 kV.
- Subgrupo A3: Tensão de 69 kV.
- Subgrupo A3a: Tensão de 30 a 44 kV.
- Subgrupo A4: Tensão de 2,3 kV a 25 kV.
- Subgrupo AS: Sistema subterrâneo.

De acordo com a ANEEL, no Grupo A, a tarifação pode variar entre horários de ponta e horários fora de ponta. Entretanto, nos finais de semana e feriados nacionais, todas as 24 horas são consideradas como horários fora de ponta. A definição dos períodos de horário de ponta e fora de ponta é estabelecida pela distribuidora de energia local. Na região de São Carlos, o fornecimento de energia é realizado pela CPFL Paulista. Portanto, o horário de ponta para a área de concessão desta distribuidora compreende o período entre 18h00 e 20h59 (ANEEL, 2023b).

Após a definição dos horários de ponta e fora de ponta, as modalidades tarifárias para consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa, conforme estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e pelo Módulo 7 do PRORET, são aplicáveis de acordo com o grupo tarifário.

O sistema de bandeiras tarifárias, instituído pela ANEEL e regulamentado pelos artigos 307 a 310 da RN ANEEL nº 1.000/2021, constitui um mecanismo de sinalização dos custos reais da geração de energia elétrica. A seguir, são destacados os principais pontos regulamentares (ANEEL, 2021):

3.2 Revisão da RN ANEEL nº 1.000/2021 e Módulo 7 do PRORET

3.2.1 Bandeiras tarifárias

As bandeiras tarifárias constituem um mecanismo regulatório criado pela ANEEL para sinalizar, de forma transparente, os custos reais da geração de energia elétrica. Implantado em 2015, o sistema utiliza cores — verde, amarela, vermelha (patamar 1 e 2) — para indicar o cenário de geração no país, permitindo que o consumidor ajuste seu comportamento de consumo de acordo com as condições vigentes (ANEEL, 2024). As bandeiras incidem exclusivamente sobre a parcela de energia consumida (TE – Tarifa de Energia). Dessa forma, representam um acréscimo variável no valor do kWh consumido, refletindo os custos marginais de operação do sistema elétrico.

A seguir tem-se os acréscimos tarifários vigentes atualmente (ANEEL, 2024):

- Bandeira Verde: condições favoráveis de geração; sem acréscimo tarifário.
- Bandeira Amarela: geração menos favorável; acréscimo de R\$ 0,01885 por kWh.
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: geração mais cara; acréscimo de R\$ 0,04463 por kWh.
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: condições críticas; acréscimo de R\$ 0,07877 por kWh.

Aplicação das Bandeiras Tarifárias (Art. 307):

A aplicação das bandeiras tarifárias é proporcional aos dias em que estiverem vigentes dentro do ciclo de faturamento, sendo calculada com base no consumo diário em unidades consumidoras com medição adequada.

A cobrança incide exclusivamente sobre a energia não compensada, no caso de unidades com micro ou minigeração distribuída, e não se aplica a consumidores localizados em Sistemas Isolados.

Vigência e Divulgação (Art. 308):

A bandeira anunciada vigora no mês seguinte. Se não houver tempo hábil para aplicar, usa-se a anterior com ajuste posterior.

Acréscimos e Exceções (Art. 309):

Bandeiras amarela/vermelha geram acréscimo tarifário. Além disso, não há benefícios sobre esse acréscimo, exceto para: subclasse residencial baixa renda (Tarifa Social); irrigação e aquicultura com tarifas reduzidas.

3.2.2 TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD é a tarifa aplicada pela distribuidora para remunerar o uso da rede de distribuição de energia elétrica. Seu valor é determinado pela ANEEL e pode ser expresso em R\$/MWh ou R\$/kW, conforme o tipo de fornecimento.

A TUSD é composta por três parcelas principais (PRORET, 2022):

- Transporte: Fio A, sendo o uso de ativos de terceiros (Rede Básica, transformadores de potência e instalações compartilhadas). Já o Fio B, representa o uso de ativos da distribuidora (inclui Custo Anual dos Ativos – CAA, e Custos de Administração, Operação e Manutenção – CAOM).
- Encargos: Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica, contribuição para o operador nacional do sistema elétrico, quota da conta de desenvolvimento energético, programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, conta COVID e escassez hídrica.
- Perdas: Perdas técnicas, não técnicas, perdas na Rede Básica e receitas irrecuperáveis.

A Figura 3 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

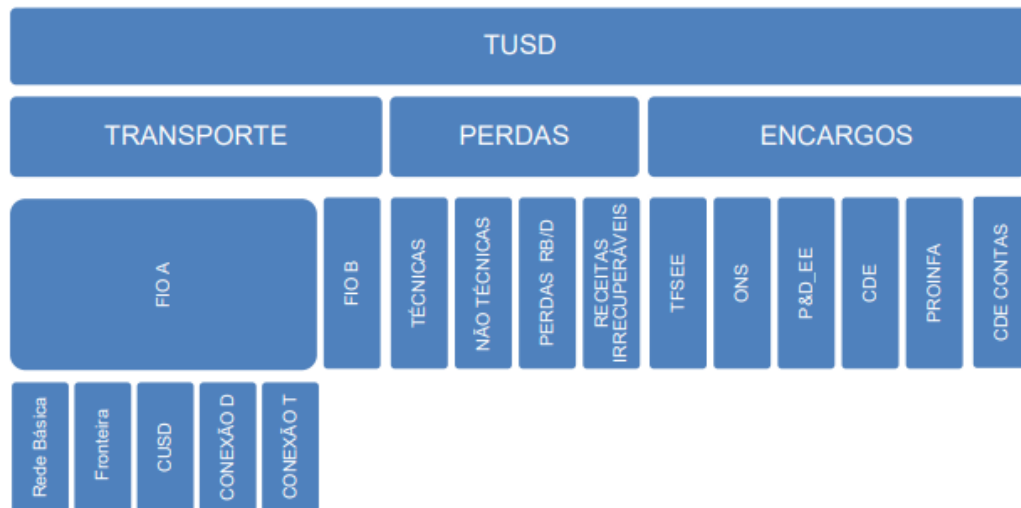


Figura 3 – Composição da TUSD e seus componentes tarifários
 Fonte: ANEEL, Módulo 7 – Submódulo 7.1 do PRORET (versão 2.6).

3.2.3 Incidência e modalidades da TUSD

Alguns agentes estão isentos de parcelas específicas da TUSD (PRORET, 2022):

- Distribuidoras (não pagam encargos nem perdas não técnicas).
- Consumidores de baixa renda (isentos de CDE, PROINFA e Conta COVID).
- Autoprodutores e produtores independentes (isentos das mesmas parcelas acima).
- Centrais geradoras seguem regras específicas.

Além disso, a TUSD apresenta diversas modalidades tarifárias, que variam de acordo com o perfil do consumidor (grupo A ou B), o posto tarifário (ponta, intermediário, fora ponta) e o modelo contratual. Essas modalidades definem a forma como a demanda (em R\$/kW) e o consumo de energia (em R\$/MWh) são tarifados, podendo ou não ter diferenciação horária.

Tabela 1 – Modalidades Tarifárias da TUSD

Modalidade	Características Tarifárias
TUSD Azul	Demanda diferenciada (ponta e fora ponta – R\$/kW) e energia com tarifa única (R\$/MWh)
TUSD Verde	Demanda única (R\$/kW) e energia diferenciada por horário (ponta e fora ponta – R\$/MWh)
Convencional Binômia	Demanda e energia com tarifas fixas (R\$/kW e R\$/MWh), sem distinção horária
TUSD Branca	Energia diferenciada por três faixas horárias (ponta, intermediária, fora ponta – R\$/MWh)
Convencional Monômia	Tarifa única aplicada apenas sobre a energia consumida (R\$/MWh)
TUSD Distribuição (TUSDd)	Aplicável entre distribuidoras. Demanda (ponta e fora ponta – R\$/kW) e energia (R\$/MWh)
TUSD Geração (TUSDg)	Aplicável a centrais geradoras e importadores. Tarifa única de demanda (R\$/kW)

Fonte: ANEEL, Módulo 7 – Submódulo 7.1 do PRORET (versão 2.6).

3.2.4 TE – Tarifa de Energia

A TE representa a parcela da tarifa paga pelos consumidores referente ao fornecimento efetivo da energia elétrica. Ela é estabelecida nos processos de revisão ou reajuste tarifário conduzidos pela ANEEL, e visa remunerar os custos da aquisição, transporte e encargos associados à energia fornecida pelas distribuidoras. Sua composição é dada por (PRORET, 2022):

- **Energia:** Cobre os custos de aquisição de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo:
 - Energia adquirida em leilões no ACR;
 - Cotas da usina de Itaipu;
 - Geração própria da distribuidora;
 - Compra do agente supridor atual;
 - Compra de energia proveniente de geração distribuída.
- **Encargos:** Engloba diversos encargos setoriais, entre eles:
 - **ESS** – Encargos de Serviços do Sistema: custos para manter a segurança do sistema elétrico;
 - **EER** – Encargos de Energia de Reserva: contratação de energia extra para garantir o suprimento;

- **P&D/EE** – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: investimentos obrigatórios das distribuidoras;
 - **CFURH** – Contribuição pelo Uso de Recursos Hídricos: valor pago pelo uso de água em geração hidrelétrica;
 - **TE-CDE** – Conta de Desenvolvimento Energético: cobre subsídios setoriais e amortizações de empréstimos (Conta-COVID e Escassez Hídrica).
- **Transporte:** Destina-se a cobrir os custos de transmissão da energia gerada em Itaipu e da Rede Básica associada.
 - **Perdas:** Refere-se às perdas técnicas e regulatórias de energia elétrica na Rede Básica associadas ao mercado de referência.



Figura 4 – Composição da TE e seus componentes tarifários
 Fonte: ANEEL, Módulo 7 – Submódulo 7.1 do PRORET (versão 2.6).

3.2.5 Incidência e Modalidades da TE

Alguns agentes estão isentos de parcelas específicas da TE (PRORET, 2022):

- Distribuidoras com CCE com supridor participante da CCEE: isentas da parcela de perdas (TE Perdas).
- Distribuidoras cotistas de Itaipu: isentas da parcela de transporte (TE Transporte).

A TE pode ser aplicada em diferentes modalidades, conforme o tipo de fornecimento e perfil de carga (PRORET, 2022):

Tabela 2 – Componentes e Modalidades da Tarifa de Energia (TE)

Componente da TE	Descrição
TE Energia	Compra de energia no ACR, Itaipu, geração própria, geração distribuída
TE Encargos	ESS, EER, P&D/EE, CFURH, CDE (COVID e Escassez Hídrica)
TE Transporte	Transmissão vinculada à energia de Itaipu
TE Perdas	Perdas na Rede Básica associadas ao mercado de referência
Modalidades Tarifárias	
TE Horária	Segmentada em ponta, intermediária e fora ponta
TE Convencional	Tarifa única, sem distinção de horário
TE Suprimento	Tarifa única, específica para concessionárias com CCE

Fonte: ANEEL, Módulo 7 – Submódulo 7.1 do PRORET (versão 2.6).

Encerrada a análise da resolução normativa que regulamenta as bandeiras tarifárias, TUSD e TE, passa-se ao exame da estrutura tarifária horária, a qual define os valores aplicados ao consumo de energia conforme o horário do dia e condições climáticas do mês vigente.

3.3 Estrutura tarifária horária

3.3.1 Verde

A opção de enquadramento na estrutura tarifária Verde é disponível apenas para os subgrupos A3a, A4 e AS. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua a demanda pretendida pelo consumidor, denominada Demanda Contratada, independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta).

A fatura de energia elétrica desses subgrupos é composta da soma de parcelas referentes ao consumo (ponta e fora de ponta), demanda e ultrapassagem. A parcela de consumo é calculada através da seguinte expressão (EPP, 2011):

$$P_{\text{cons}} = T_P \cdot C_P + T_{\text{FP}} \cdot C_{\text{FP}}$$

Onde:

- P_{cons} — Custo do consumo de energia (R\$);
- T_P — Tarifa de consumo no horário de ponta (R\$/kWh);

- C_P — Consumo medido no horário de ponta (kWh);
- T_{FP} — Tarifa de consumo fora de ponta (R\$/kWh);
- C_{FP} — Consumo medido fora de ponta (kWh).

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em mais de 10% a Demanda Contratada (EPP, 2011):

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pela diferença na demanda medida em relação à Demanda Contratada (EPP, 2011):

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

3.3.1.1 Azul

A estrutura tarifária horária azul é obrigatória para os consumidores dos subgrupos A1, A2 ou A3 e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua tanto o valor da demanda contratada pelo consumidor no horário de ponta quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta. A parcela de consumo é calculada igual à modalidade tarifária Verde.

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da Tarifa de Demanda na ponta pela Demanda Contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem) ao produto da Tarifa de Demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem)(EPP, 2011):

$$P_{\text{dem}} = T_P \cdot D_P + T_{FP} \cdot D_{FP}$$

Onde:

- P_{dem} — Custo total da demanda (R\$);
- T_P — Tarifa de demanda no horário de ponta (R\$/kW);
- D_P — Demanda contratada no horário de ponta (kW);
- T_{FP} — Tarifa de demanda fora do horário de ponta (R\$/kW);
- D_{FP} — Demanda contratada fora do horário de ponta (kW).

As tarifas de demanda não são diferenciadas por período do ano. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância (5% para os subgrupos A1, A2 e A3 e 10% para os demais subgrupos). O valor desta parcela é obtido multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada (EPP, 2011):

$$P_{\text{ultra}} = T_P^{(u)} \cdot (D_P^{\text{med}} - D_P^{\text{contr}}) + T_{FP}^{(u)} \cdot (D_{FP}^{\text{med}} - D_{FP}^{\text{contr}})$$

Onde:

- P_{ultra} — Custo total por ultrapassagem de demanda (R\$);
- $T_P^{(u)}$ — Tarifa de ultrapassagem no horário de ponta (R\$/kW);
- D_P^{med} — Demanda medida no horário de ponta (kW);
- D_P^{contr} — Demanda contratada no horário de ponta (kW);
- $T_{FP}^{(u)}$ — Tarifa de ultrapassagem fora de ponta (R\$/kW);
- D_{FP}^{med} — Demanda medida fora de ponta (kW);
- D_{FP}^{contr} — Demanda contratada fora de ponta (kW).

As tarifas de ultrapassagem são diferenciadas por horário, sendo mais caras nas horas de ponta. Portanto, consumidores com controle sobre o uso no horário de ponta tendem a se beneficiar da azul; já perfis mais estáveis podem preferir a verde ou convencional.

3.4 Ambientes de contratação no mercado brasileiro

A partir de 2004, o setor elétrico nacional passou a operar com dois ambientes distintos de contratação de energia elétrica, criados por meio da Lei nº 10.848/2004 e regulamentados pelo Decreto nº 5.163/2004. Esses ambientes são denominados ambiente de contratação regulada e ambiente de contratação livre.

3.4.1 Ambiente de contratação regulada

No ambiente regulado, o consumidor não pode escolher seu fornecedor de energia elétrica, sendo atendido exclusivamente pela distribuidora responsável por sua área de concessão. Nesse modelo, as distribuidoras adquirem energia por meio de leilões públicos promovidos pela CCEE e devem repassar integralmente a carga contratada aos seus consumidores, os quais são faturados com base em tarifas previamente autorizadas pela ANEEL.

Uma das principais vantagens desse ambiente é a simplicidade para o consumidor, que paga apenas pela energia utilizada e não necessita realizar a gestão de contratos ou acompanhar o mercado. No entanto, essa modalidade também apresenta algumas desvantagens, como a rigidez nos preços, os reajustes periódicos das tarifas, a incidência de bandeiras tarifárias, resultando em custos superiores quando comparados ao ambiente livre.

3.4.2 Ambiente de contratação livre

No Ambiente de Contratação Livre, a compra e venda de energia elétrica ocorre por meio de contratos negociados diretamente entre geradores, comercializadores, importadores e consumidores livres ou especiais. Esses contratos (CCEAL) são firmados livremente entre as partes, sem interferência da CCEE (CCEE, 2023b).

As unidades consumidoras contratam energia diretamente com os agentes responsáveis pela geração e comercialização, como mostra a Figura 5. Os contratos definem volume contratado, tipo de fonte contratada, modulação, flexibilidade, sazonalidade, prazos de vigência, modalidades de pagamento, garantias financeiras e outras cláusulas. Ademais, é obrigatório que esses contratos bilaterais sejam devidamente registrados na CCEE (FILHO, 2018).

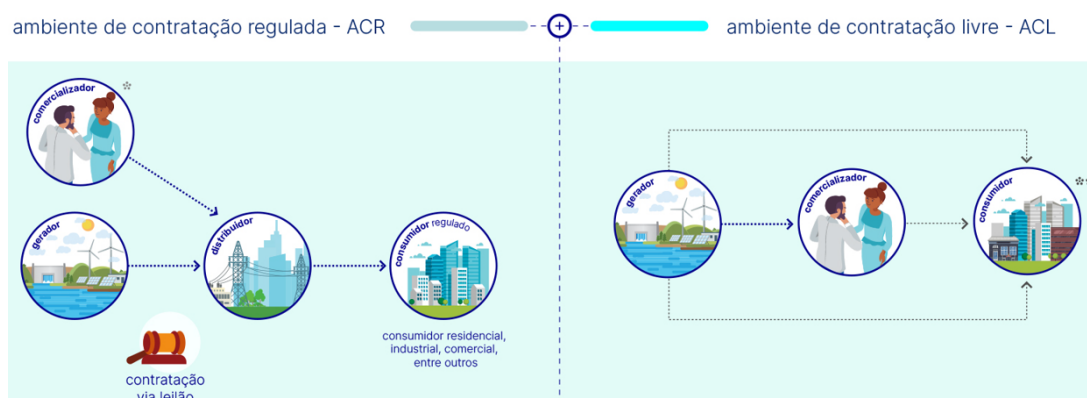


Figura 5 – Comparativo entre ACL e ACR.
Fonte: CCEE

Para incentivar fontes renováveis, a Lei nº 9.427/1996 previu descontos nas tarifas TUSD e TUST para empreendimentos com até 30 MW, como eólicas, solares, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Atualmente (ANEEL, 2022).

A contratação pode ser de energia convencional ou incentivada, com descontos de 50%, 80% ou 100% nas tarifas de transporte, conforme a fonte e a potência da usina. A Tabela 3 resume os benefícios.

Tabela 3 – Descontos aplicáveis à TUSD para consumidor livre com fonte incentivada

GERAÇÃO – FONTE INCENTIVADA	50% a 100%			TUSD GERAÇÃO
CONSUMIDOR LIVRE – FONTE INCENTIVADA	0% a 100%	0%	0%	MODALIDADE AZUL: TUSD DEMANDA (R\$/kW)
	0% a 100%	0% a 100%	0%	MODALIDADE VERDE: TUSD DEMANDA (R\$/kW)
				+ TUSD ENERGIA PONTA (R\$/MWh)
				– TUSD ENERGIA FORA PONTA (R\$/MWh)
Legislação: Lei nº 9.427/1996; Resolução Normativa nº 1.031/2022; Decreto nº 7.891/2013.				

Fonte: Adaptado de Resolução Homologatória ANEEL nº 3.413/2024.

Consumidores especiais são unidades com demanda entre 500 kW e 1,5 MW que apenas podem contratar energia incentivada. Podem ser uma única unidade ou um conjunto, com comunhão de direito (mesmo CNPJ) ou de fato (mesma área física, sem separação por via pública) (EDP, 2024).

A diferença entre energia contratada e efetivamente medida é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), conforme Figura 6. A CCEE apura e valoriza essas diferenças com base no custo marginal de operação (CM0h), podendo resultar em exposições financeiras negativas ou positivas.

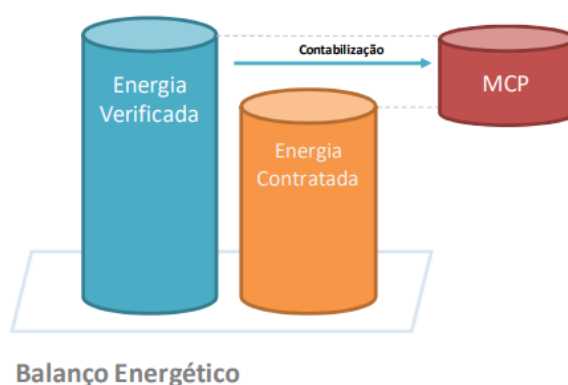


Figura 6 – Energia Comercializada no MCP
 Fonte: Balanço Energético Versão 2024.1.0 CCEE

Se os contratos não especificarem volumes por período de comercialização, os agentes devem aplicar:

- Sazonalização: distribuição do volume anual por mês;

- Modulação: distribuição do volume mensal por hora.

A modulação é essencial, pois o PLD varia por hora e submercado, impactando financeiramente os agentes.

Conforme estabelecido pela Portaria Normativa MME nº 50 de 27 de setembro de 2022, os consumidores enquadrados no Grupo A, de acordo com a legislação em vigor, têm a opção de se tornarem consumidores livres, permitindo-lhes adquirir energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do SIN. No entanto, consumidores com carga individual inferior a 500 kW devem ser representados por um agente varejista perante a CCEE (CCEE, 2025d).

No ACL, além da compra de energia, também é possível atuar como autoprodutor, gerando a própria energia para consumo. Nessa modalidade, há a possibilidade de injetar excedentes na rede, seguindo regras de comercialização e contabilização definidas. A seguir, são apresentadas as principais características da autoprodução e da injeção de energia no mercado livre. Prém, primeiramente é necessário entender como a energia excedente é creditada no ACR atualmente:

3.4.3 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

A Lei nº 14.300/2022 é considerada o Marco Legal da Geração Distribuída. Em seu Art. 9º são definidos os perfis de consumidores que podem aderir ao SCEE, sendo microgeração ou minigeração distribuída local ou remota; cooperativas solares; com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada; ou caracterizados como autoconsumo remoto (BRASIL, 2022).

Caso a geração tenha ocorrido em unidade consumidora enquadrada na modalidade tarifária convencional, o excedente de energia deve ser considerado como geração em período fora de ponta caso seja alocado em outra unidade consumidora com modalidade tarifária horária. Para isso, é feito um ajuste da energia creditada de acordo com o fator de correção dado pela relação (ANEEL, 2023a):

$$\text{Fator de Correção} = \frac{\text{TE}_{\text{Ponta}}}{\text{TE}_{\text{Fora Ponta}}}$$

Conforme previsto na Resolução Normativa nº 1.059/2023 (que revogou as RN nº 482/2012 e nº 687/2015), a energia consumida no horário de ponta somente poderá ser compensada após a compensação integral da energia consumida no horário fora de ponta (ANEEL, 2023a).

Por outro lado, consumidores livres, definidos pelos Artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, não podem aderir ao SCEE conforme Parágrafo Único do Art. 9º da Lei nº

14.300/2022. Ou seja, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW. Também são vetados Consumidores Especiais, definidos pelo § 5º do Art. 26 da Lei nº 9.427/1996. Ou seja, consumidores de fontes incentivadas, com potência injetada limitada a 50 MW, desde que possuam carga contratada mínima de 500 kW (BRASIL, 1996).

Essas exclusões significam que, mesmo que um consumidor livre instale uma usina fotovoltaica e injete energia na rede de distribuição, ele não poderá receber créditos na fatura de energia elétrica como ocorre no sistema de compensação tradicional. A energia excedente tem a opção de bloqueio total de injeção, ou vendê-la no Mercado de Curto Prazo (MCP). Este cliente trata-se de um autoprodutor e possui regras específicas na comercialização da energia excedente definidas pela regra 21 de comercialização da CCEE para alocação de geração própria.

3.4.4 Comercialização da energia excedente de um autoprodutor no ACL

Primeiramente, o agente autoprodutor é definido como empresas titulares de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo ser reunidas em consórcio. Diferentemente do produtor independente de energia, cuja geração pode ser totalmente comercializada com terceiros, o autoprodutor deve priorizar o atendimento à própria carga, sendo a comercialização de excedentes permitida apenas se respeitado o critério de uso exclusivo (CCEE, 2025a). Além disso, ser autoprodutor garante acesso a benefícios tarifários, como a redução da TUSD de ponta e fora de ponta, em comparação ao consumidor convencional.

No ACL, a energia gerada por um agente autoprodutor pode ser utilizada para atendimento de sua carga ou, quando excedente, ser comercializada. Para que essa comercialização não gere penalidades, deve-se atender ao critério de uso exclusivo.

Esse critério impõe duas condições: (i) a energia gerada deve atender prioritariamente a carga do próprio agente, sem necessidade de suprimento por compras no MCP ou por contratos de terceiros; (ii) a eventual venda de excedente, especialmente de fontes incentivadas, não pode implicar transferência de benefícios tarifários a terceiros (CCEE, 2025a).

Em situações de geração superior ao consumo, como em sistemas fotovoltaicos, o excedente pode reduzir a energia contratada. Caso esse excedente contratual seja comercializado com terceiros, pode haver infração regulatória, pois os atributos da energia são concedidos para uso próprio.

Ao final de cada ano, a CCEE verifica se o agente utilizou corretamente a energia para seu próprio consumo. Caso tenha vendido energia incentivada de forma indevida, é gerado um débito em MWh, que será compensado no ano seguinte com a redução proporcional da energia alocada à sua carga (CCEE, 2025a). Entretanto, comercialização

de excedente é permitida, desde que se comprove que a energia vendida excedeu a demanda e não violou o critério de uso exclusivo.

3.4.5 Abertura do Mercado Livre para consumidores de baixa tensão

A ampliação do acesso ao ACL tem avançado com propostas regulatórias e legislativas que visam incluir consumidores atualmente atendidos em baixa tensão. A Consulta Pública nº 137/2022, lançada pelo Ministério de Minas e Energia, buscou coletar contribuições sobre a viabilidade dessa abertura e os impactos associados, sinalizando o interesse do governo em permitir que esses consumidores também possam escolher livremente seu fornecedor de energia, assim como ocorre com os consumidores do Grupo A.

Entre os principais pontos abordados na consulta pública, destacam-se a avaliação técnica da possibilidade de migração voluntária de consumidores BT para o ambiente livre e a criação de condições regulatórias e operacionais para essa transição.

Além disso os Projetos de Lei nº 1.917/2015 e nº 414/2021 estão em discussão no legislativo. Os mesmos tem como objetivo promover a liberalização gradual do mercado elétrico brasileiro. O PL nº 414/2021, que consolida e amplia o conteúdo do projeto anterior, propõe um cronograma de abertura total do mercado até 2028. Entre os principais avanços propostos, destacam-se a redução da concentração de mercado nas distribuidoras e maior competitividade no setor elétrico.

3.5 Contratos no Ambiente de Contratação Livre

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEALs) formalizam a compra e venda de energia entre agentes no ACL, com regras definidas pela CCEE (CCEE, 2025e). Cada contrato deve ser registrado no submercado de entrega e validado por ambas as partes.

A CCEE identifica os CCEALs e aplica os critérios de alívio de exposição entre submercados, quando houver diferença de preços. O tratamento contratual envolve as etapas de sazonalização, modulação, cálculo da posição contratual líquida e arredondamento da quantidade modulada (CCEE, 2025e).

Sazonalização e modulação são facultativas, exceto quando o contrato ocorre entre empresas do mesmo grupo econômico e o comprador é da categoria de distribuição (CCEE, 2025e). Neste caso a modulação é obrigatória.

A Figura 7 resume essas etapas conforme definido nas Regras de Comercialização:

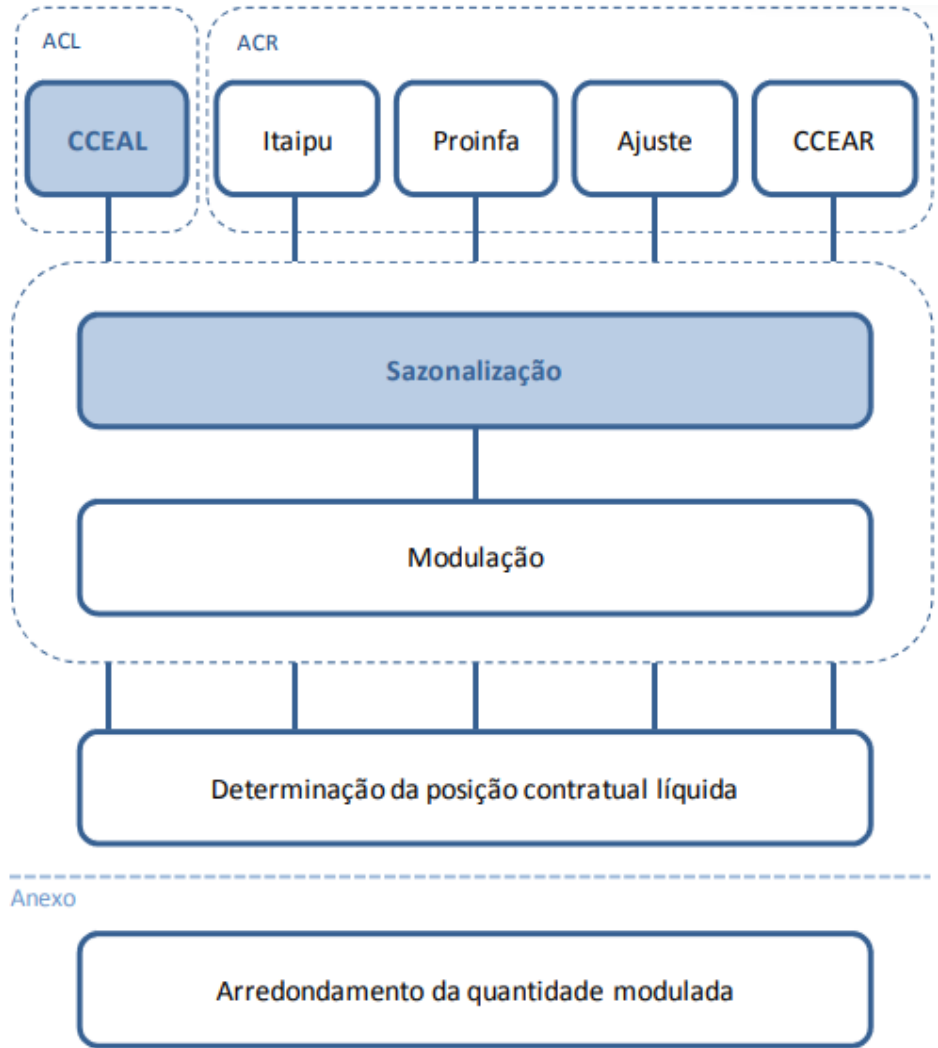


Figura 7 – Esquema geral do módulo de regras: “Contratos”
Fonte: Adaptado de CCEE (2025) (CCEE, 2025e).

3.5.1 Sazonalização de CCEALs

A sazonalização de contratos tem por objetivo distribuir mensalmente a quantidade de energia previamente validada para o CCEAL, conforme os critérios estabelecidos pelas Regras de Comercialização (CCEE, 2025d).

A quantidade sazonalizada de energia (QMe, m) no mês de apuração m para o contrato e é definida pela seguinte expressão:

$$QMe, m = MCQ_SAZ_{e, m} \quad (3.1)$$

Onde:

- QMe, m : Quantidade sazonalizada do contrato e no mês m ;

- $MCQ_SAZ_{e,m}$: Quantidade mensal informada pelo agente para o contrato e no mês m .

O somatório das quantidades mensais informadas deve ser igual a quantidade anual contratada. Se as partes não informarem quais são os valores mensais à CCEE, aplica-se a distribuição uniforme (sazonalização flat) da quantidade anual restante (CCEE, 2025d).

A quantidade remanescente é determinada pela seguinte expressão:

$$QMe, m = \left(QA_{e,f} - \sum_{m \in f} QMe, m \right) \cdot \frac{M_HORAS_m}{\sum_{m \in F} M_HORAS_m} \quad (3.2)$$

Onde:

- QMe, m : Quantidade sazonalizada do contrato e no mês de apuração m ;
- $QA_{e,f}$: Quantidade anual do contrato e no ano de apuração f ;
- M_HORAS_m : Número de horas do mês m durante a vigência do contrato;
- F : Conjunto dos meses do ano f em que o contrato ainda não foi sazonalizado.

Ou seja, quando o agente não informa os valores mensais no prazo, o sistema distribui o valor anual restante ($QA_{e,f} - \sum QMe, m$) de forma proporcional à quantidade de horas de cada mês m . A Figura 8 resume a sazonalização flat.

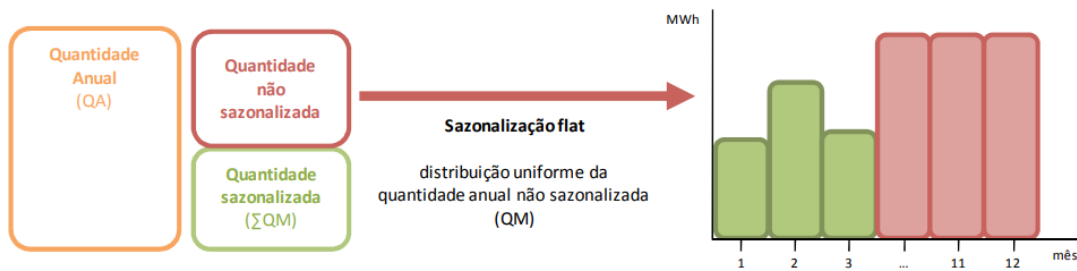


Figura 8 – Representação gráfica da sazonalização flat

Fonte: Regras de Comercialização da CCEE

3.5.2 Modulação de CCEALs

A modulação nos CCEALs consiste na definição da quantidade de energia por período de comercialização, com base na energia sazonalizada mensal. A Tabela 4 resume as principais modalidades de modulação previstas nas Regras de Comercialização da CCEE, suas características e expressões aplicáveis (CCEE, 2025d).

Tabela 4 – Resumo das Modalidades de Modulação de CCEALs

Modalidade	Significado	Expressão	Observações
Livremente Acordada	O valor por hora ($CQ_{e,j}$) é diretamente o que foi acordado entre as partes.	$CQ_{e,j} = CQ_LAEP_{e,j}$	Requer validação prévia entre comprador e vendedor.
Flat (Uniforme)	Divide igualmente a energia mensal (QMe, m) por todas as horas do mês.	$CQ_{0e,j} = \frac{QMe, m}{M_HORAS_m} \times SPD$	Distribuição uniforme da energia mensal.
Vinculada à Carga	A energia mensal é distribuída de forma proporcional ao perfil de carga do consumidor.	$CQ_{0e,j} = QMe, m \times F_MODVC_{e,j}$ <i>Distribuição:</i> <ul style="list-style-type: none"> Distribuidora: $F = \frac{\sum_s TRC_H_{a,s,j}}{\sum_{j \in m} \sum_s TRC_H_{a,s,j}}$ Demais agentes: $F = \frac{\sum_{c \in CCE} (RC_{e,j} - RC_CAT_{e,j})}{\sum_{j \in m} \sum_{c \in CCE} (RC_{e,j} - RC_CAT_{e,j})}$ 	Exige vínculo com ativo de carga para definição dos perfis horários.
Vinculada à Geração	Modulação baseada na geração efetiva das usinas vinculadas ao contrato.	$CQ_{0e,j} = QMe, m \times F_MODVG_{e,j}$ $F = \frac{\sum_{p \in CGE} G_{p,j}}{\sum_{j \in m} \sum_{p \in CGE} G_{p,j}}$	Usado por autoprodutores e geradores independentes com histórico de geração.
Vinculada ao MRE	A energia mensal é distribuída conforme o perfil de geração consolidado das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).	$CQ_{0e,j} = QMe, m \times F_MRE_j$	Fator de modulação definido pela curva do MRE.

Fonte: Adaptado das Regras de Comercialização da CCEE.

Onde:

- $CQ_{e,j}$: Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”;
- $CQ_LAEP_{e,j}$: Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes do Contrato “e” no período de comercialização “j”;
- $CQ_{0e,j}$: Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”;
- QMe, m : Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”;
- M_HORAS_m : Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato;
- SPD : Período de comercialização, equivalente a 1 hora;
- $F_MODVC_{e,j}$: Fator de Modulação Vinculada à Carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”;
- $TRC_H_{a,s,j}$: Consumo Total Horário do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”;

- a : Perfil de agente comprador do contrato “e”;
- $RC_{c,j}$: Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”;
- $RC_CAT_{c,j}$: Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”;
- CCE: Conjunto de cargas associadas ao contrato “e”;
- $F_MODVG_{e,j}$: Fator de Modulação Vinculada à Geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”;
- $G_{p,j}$: Geração Final da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”;
- CGE: Conjunto de usinas associadas ao contrato “e”;
- F_MRE_j : Fator de Modulação do MRE por período de comercialização “j”.

3.5.3 Determinação da Posição Contratual Líquida

A posição contratual líquida representa o saldo entre a energia contratada para venda e para compra por um agente, em cada submercado e período de comercialização (CCEE, 2025d). A posição líquida horária é dada por:

$$PCL_H_{a,s,j} = \sum_{e \in EVA} CQ_{e,j} - \sum_{e \in ECA} CQ_{e,j} \quad (3.3)$$

onde $PCL_H_{a,s,j}$ é a posição líquida horária do agente a , no submercado s e período j , $CQ_{e,j}$ é a quantidade modulada do contrato e , e EVA e ECA são os conjuntos de contratos de venda e de compra, respectivamente. Os valores horários são agregados por semana e patamar de carga:

$$PCL_{a,s,r,w} = \sum_{j \in RW} PCL_H_{a,s,j} \quad (3.4)$$

sendo $PCL_{a,s,r,w}$ a posição semanal do agente no patamar r da semana w , e RW o conjunto de períodos correspondentes.

Interpretação:

- $PCL > 0$: posição vendedora;
- $PCL < 0$: posição compradora.

3.5.4 Arredondamento da Quantidade Modulada

Para assegurar que a soma das quantidades moduladas por período coincida exatamente com a quantidade sazonalizada mensal do contrato, aplica-se um ajuste na primeira hora do mês de apuração (CCEE, 2025d).

A diferença a ser compensada é dada por:

$$DIF_ARRED_{e,m} = QMe, m - \sum_{j \in m} CQ_0_{e,j} \quad (3.5)$$

onde $DIF_ARRED_{e,m}$ representa a diferença entre a quantidade sazonalizada mensal (QMe, m) e a soma das quantidades moduladas não ajustadas ($CQ_0_{e,j}$) ao longo do mês m . Essa diferença é aplicada integralmente na primeira hora do contrato no mês de apuração, conforme a equação:

$$CQ_{e,j} = CQ_0_{e,j} + DIF_ARRED_{e,m} \quad (3.6)$$

Onde $CQ_{e,j}$ representa a quantidade modulada ajustada do contrato e no primeiro período de comercialização j , $CQ_0_{e,j}$ é o valor originalmente calculado para esse período antes do ajuste, e $DIF_ARRED_{e,m}$ corresponde à diferença entre a quantidade sazonalizada mensal e a soma das quantidades moduladas não ajustadas ao longo do mês. Para as demais horas do contrato no mês de apuração, a quantidade modulada do contrato equivale à quantidade não ajustada. Esse procedimento assegura que a soma das quantidades horárias resulte exatamente na quantidade sazonalizada mensal contratada. A Figura 9 ilustra o processo, destacando a compensação da diferença exclusivamente no primeiro período do mês.

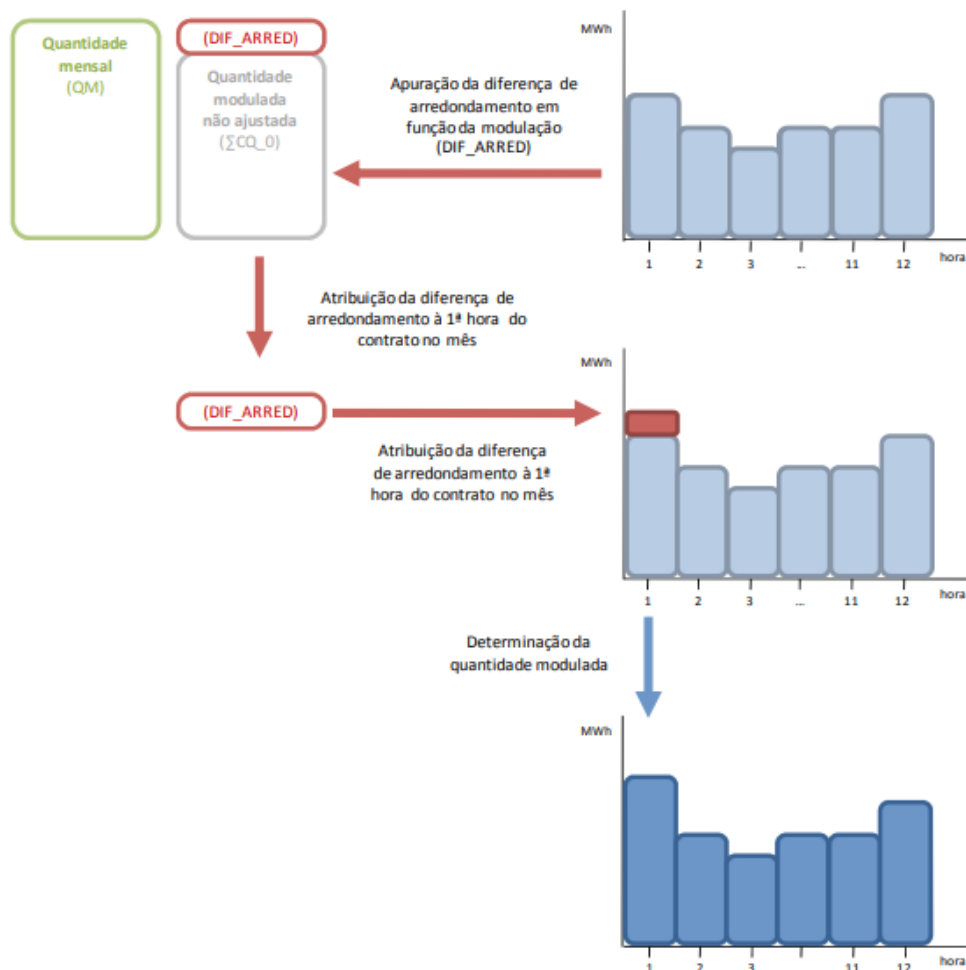


Figura 9 – Processo de arredondamento da quantidade modulada
Fonte: Regras de Comercialização da CCEE

A partir do processo de modulação e arredondamento, a etapa seguinte consiste na análise das diferenças entre essas quantidades e os montantes efetivamente medidos, o que dá origem às negociações no Mercado de Curto Prazo (MCP).

3.6 Mercado de Curto Prazo

O MCP, ou mercado spot, é um ambiente no qual consumidores e geradores ajustam mensalmente seus balanços energéticos, apurando a diferença entre a energia contratada e a efetivamente medida. Esse processo é regulado pela CCEE e balizado pelo PLD (CCEE, 2025c).

A entrada no mercado livre demanda uma série de adequações, como sistemas de medição homologados, registro contratual e planejamento energético. Diferente do ambiente cativo, o consumidor passa a se relacionar diretamente com diversos agentes do setor, o que exige uma gestão energética mais ativa. Nesse contexto, a gestora de energia torna-se um parceiro do consumidor, oferecendo suporte técnico, análise de mercado e

intermediação em negociações de compra e venda de energia no MCP (Comerc Energia, 2025).

Entre os dias 1º e 6º úteis de cada mês, ocorre a janela de ajustes contratuais e registros na CCEE. É nesse período que se avaliam as diferenças entre os montantes de energia contratados e os efetivamente consumidos ou gerados. Caso haja:

- **Sobra de energia:** pode-se negociar a venda no MCP, sendo necessário emitir nota fiscal;
- **Falta de energia:** o agente deverá comprar o excedente consumido.

Uma boa gestão envolve o acompanhamento do consumo real, da energia contratada e dos padrões de variação do PLD, de forma a evitar distorções e prejuízos financeiros.

Se não houver negociação ativa, a diferença é liquidada automaticamente pela CCEE com base no PLD vigente.

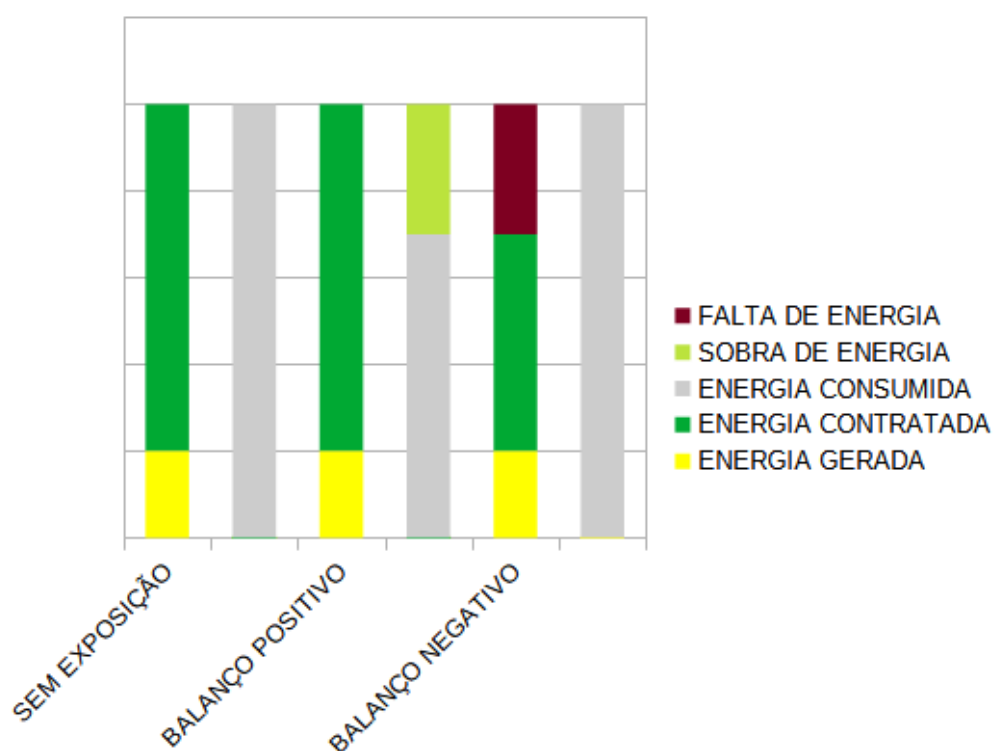


Figura 10 – Exemplo de balanço de energia no MCP.

Fonte: Autor.

A Figura 10 ilustra três cenários típicos de balanço energético no MCP: sem exposição, balanço positivo e balanço negativo. Em todos os casos, a energia gerada (amarelo) é somada à energia contratada (verde) para compor o montante disponível. No cenário de sem exposição, esse total coincide com a energia consumida (cinza), evidenciando

equilíbrio. No balanço positivo, o total de energia disponível excede o consumo, gerando uma sobra de energia (verde claro), passível de liquidação. Já no balanço negativo, o consumo supera o total de energia contratada e gerada, resultando em uma falta de energia (vermelho escuro), que será liquidada pela CCEE com base no PLD, podendo representar um custo adicional ao agente exposto.

3.7 Processo iterativo de cálculo do PLD

O PLD é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), utilizando modelos computacionais como o DESSEM. Entretanto, o valor do PLD precisa respeitar os limites regulatórios definidos pela ANEEL: o PLD Mínimo, o PLD Máximo Horário e o PLD Máximo Estrutural (CCEE, 2025c).

Caso o valor inicialmente calculado do PLD ultrapasse o limite máximo estrutural estabelecido, é aplicado um processo de ajustes sucessivos conhecido como método iterativo. O objetivo desse processo é reduzir o valor do PLD de forma progressiva até que sua média diária esteja dentro dos limites permitidos.

A metodologia funciona da seguinte maneira: primeiro, o CMO é utilizado como base para determinar um valor preliminar do PLD, respeitando os valores mínimo e máximo horário. Em seguida, calcula-se a média dos valores horários ao longo de um dia. Se essa média estiver acima do limite estrutural, é determinado um fator de correção que reduz proporcionalmente os valores calculados (CCEE, 2025c).

Esse procedimento é repetido em ciclos. A cada nova iteração, os valores são ajustados com base no fator da etapa anterior e reavaliados até que a média diária do PLD fique igual ou inferior ao limite estrutural. Quando essa condição é atendida, o valor final do PLD é então definido e publicado. No capítulo seguinte, seção Determinação Iterativa do PLD realizou-se um exemplo de cálculo.

3.8 Procedimento para contratos do ambiente livre

Primeiramente, para comercializar no ambiente livre, é necessário aderir à CCEE. Para tanto, o Guia de Adesão à CCEE tem como objetivo orientar os candidatos a agente no processo de solicitação de adesão, bem como na obtenção da autorização para comercialização de energia (CCEE, 2023a).

Após realizada a adesão ao CCEE, a Figura 11 referente ao fluxo de atividades para contratos do ambiente livre descreve as principais etapas e prazos envolvidos no processo de registro, validação e ajustes dos CCEALs, bem como obrigações vinculadas ao processo.

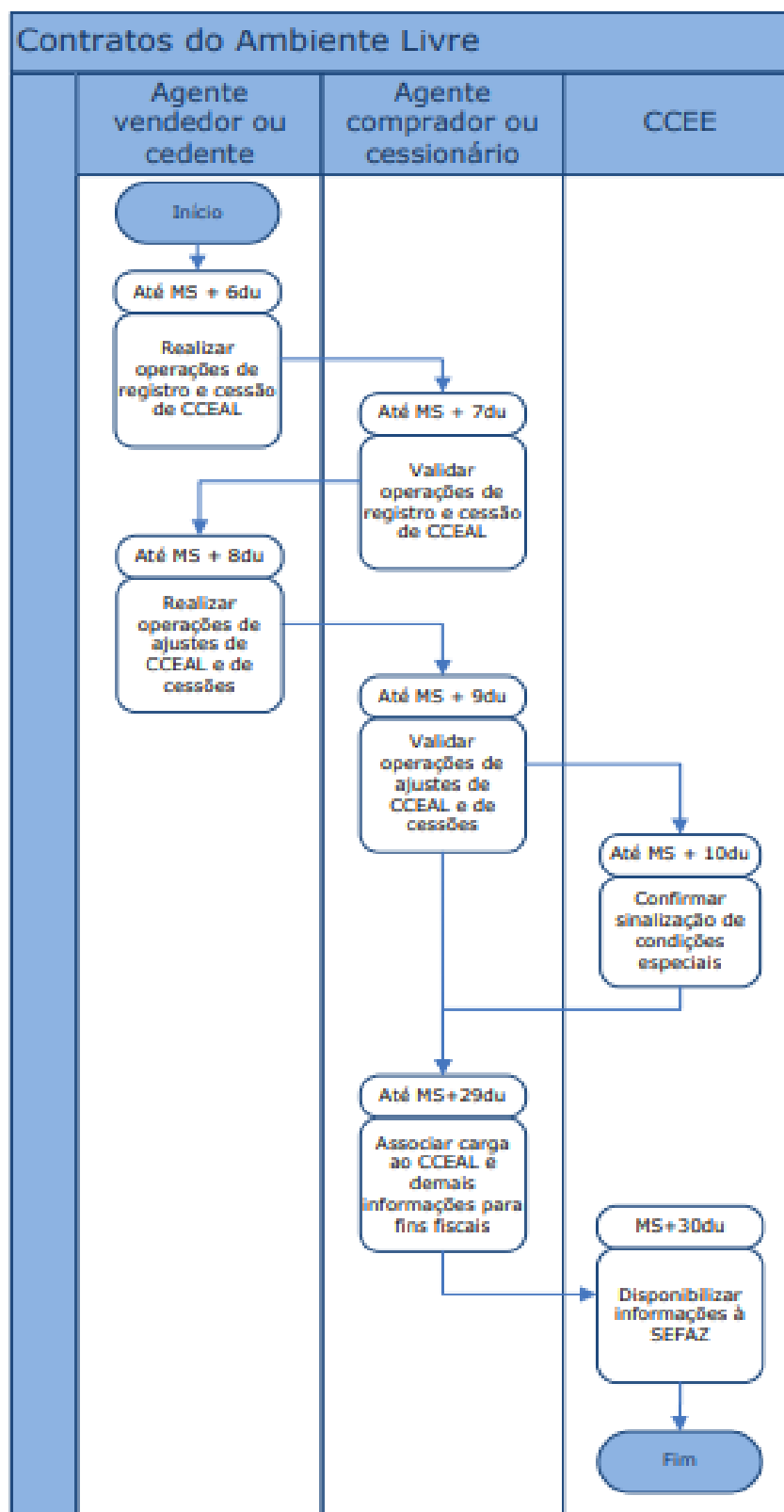


Figura 11 – Fluxo de atividades para contratos do ambiente livre.

Fonte: Procedimentos de Comercialização da CCEE

Onde MS refere-se ao mês subsequente ao de operação da compra e venda de energia elétrica e du corresponde a dias úteis.

1. **Até MS+6du:** O agente vendedor ou cedente deve registrar o CCEAL no sistema da CCEE, informando parâmetros como: tipo de contrato, partes envolvidas, período de suprimento, vigência e montante em MW médio, modulação (ou flat, se for omitida), vínculo com ativo de carga ou geração, submercado e demais dados obrigatórios.
2. **Até MS+7du:** O agente comprador deve acessar o sistema específico para validar as operações de registro realizadas pelo agente vendedor. Somente após essa validação o contrato será considerado válido para efeitos de contabilização e liquidação na CCEE.
3. **Até MS+8du:** Caso necessário, o agente vendedor pode realizar ajustes nos dados contratuais previamente registrados, como modificação do montante contratado, da modulação ou da vigência.
4. **Até MS+9du:** O agente comprador deve validar os ajustes contratuais realizados pelo agente vendedor no sistema. A ausência de validação dentro do prazo pode impedir que os ajustes entrem na contabilização daquele mês.
5. **Até MS+10du:** A CCEE realiza a confirmação de sinalizações de condições especiais indicadas nos contratos.
6. **Até MS+29du:** Os agentes compradores devem associar os montantes contratados às suas unidades consumidoras no sistema específico da CCEE, com vistas à correta geração de informações fiscais (ICMS).
7. **MS+30du:** A CCEE envia as informações fiscais à Secretaria da Fazenda (SEFAZ) estadual competente, por meio da Ferramenta de Divulgação de Resultados e Informações (DRI).

3.9 Impactos da Geração Distribuída no Ambiente de Contratação Livre

A seguir é apresentada uma revisão sobre a integração da geração distribuída em sistemas elétricos de potência, abordando impactos técnicos, métodos de análise e regulamentações.

A regulamentação da conexão de geração distribuída é conduzida pelo PRODIST e pelo ONS. A Tabela 5 mostra as faixas de tensão nominal em regime permanente.

Tabela 5 – Faixas de tensão nominal em regime permanente

Tensão nominal (kV)	Adequada	Precária	Crítica
≥ 230	0,95 a 1,05	0,93 a 0,95 ou 1,05 a 1,07	$<0,93$ ou $>1,07$
69 a <230	0,95 a 1,05	0,90 a 0,95 ou 1,05 a 1,07	$<0,90$ ou $>1,07$
1 a <69	0,93 a 1,05	0,90 a 0,93	$<0,90$ ou $>1,05$

Fonte: ONS, Submódulo 25.6

A conexão de geração distribuída ao sistema elétrico de potência altera a análise do fluxo de potência. Do ponto de vista da geração, a instalação de unidades fotovoltaicas distribuídas pode elevar o fluxo de potência nas linhas de distribuição próximas ao ponto de acoplamento. Esse aumento pode causar sobrecarga em linhas e transformadores, comprometendo a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Sob a perspectiva da carga, a geração distribuída pode reduzir o fluxo de potência nas linhas quando a geração local supera o consumo. Essa redução resulta em menores perdas na rede de distribuição, aumentando a eficiência do sistema (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

O cálculo do fluxo de potência consiste na determinação do estado da rede, isto é, do ponto de operação, da distribuição dos fluxos e de demais grandezas elétricas. Para realizar o cálculo estático, é construída a matriz de admitância $Y = G + jB$, obtida a partir dos parâmetros das linhas, contendo os valores de condutância G e susceptância B . Também é necessário definir os tipos de barras presentes no sistema, especificando quais variáveis são conhecidas e quais devem ser calculadas (FAULKENBERRY; COFFER, 2006).

Tabela 6 – Tipos de barras e variáveis associadas

Tipo de Barra	Variáveis Conhecidas	Variáveis Incógnitas
PQ	Potência ativa P , Potência reativa Q	Tensão V , Ângulo θ
PV	Potência ativa P , Tensão V	Potência reativa Q , Ângulo θ
$V\theta$	Tensão V , Ângulo θ	Potência ativa P , Potência reativa Q

Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

O método Newton-Raphson resolve iterativamente o fluxo de potência. A cada iteração, são atualizados os valores de tensão e ângulo até que as variações fiquem abaixo da tolerância.

As equações básicas de potência ativa e reativa são:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.7)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.8)$$

A margem de carregamento indica quanto a carga pode aumentar antes que o sistema elétrico atinja seus limites operacionais, sendo essencial para a estabilidade e confiabilidade. Expressa em percentual, considera fatores como demanda atual, capacidade térmica dos componentes. Já a estabilidade de tensão refere-se à capacidade do sistema de manter níveis aceitáveis após uma perturbação. A análise mais comum utiliza a curva PV, que relaciona tensão e potência.

A curva PV é traçada com base no método de fluxo de potência continuado. O método permite identificar o ponto de máximo carregamento (PMC) e fornece informações sobre a margem de estabilidade.

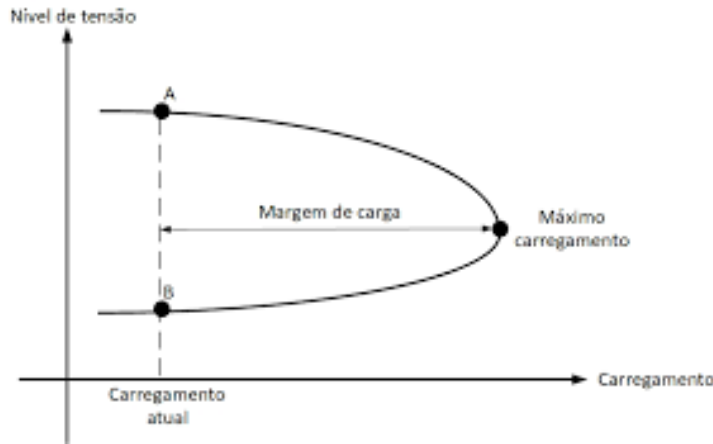


Figura 12 – Metodologia de predição e correção (Fonte: PET ELETRICA UFU)

No contexto da avaliação de impactos da geração distribuída em sistemas reais, destaca-se o estudo de (OLIVEIRA, 2022), que investigou a variação da magnitude de tensão e o sobrecarregamento em um transformador de distribuição de baixa tensão. As simulações foram realizadas com medições no secundário do transformador e no ponto de conexão da unidade consumidora mais distante. Os resultados indicaram aumento na tensão em ambos os pontos à medida que a potência instalada das unidades geradoras aumentava. Apesar disso, nenhuma das 51 simulações ultrapassou o limite superior de tensão definido pelo PRODIST. Contudo, observou-se fluxo reverso acima da potência nominal do transformador, caracterizando sobrecarga. O estudo ressalta a importância de analisar simultaneamente os níveis de tensão e o carregamento dos transformadores ao integrar geração distribuída em redes de distribuição.

4. Estudo de caso da USP São Carlos

O estudo inicia-se com a descrição das unidades consumidoras que compõe a USP - campus São Carlos. Em seguida é realizada a simulação da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos que serão instalados nas unidades. Essa simulação é baseada em dados climáticos da região, características técnicas dos equipamentos e projeções mensais de geração. Os resultados obtidos são utilizados tanto no cenário do ACR quanto do ACL, influenciando o consumo efetivo de energia da rede.

Em seguida, realiza-se a simulação do ambiente de contratação regulado, por meio da análise detalhada da fatura da distribuidora. São identificados elementos como a modalidade tarifária, grupo tarifário, demanda contratada, consumo, tributos e encargos setoriais. Com essas informações, é possível estimar o custo mensal total da unidade no ACR, considerando inclusive os efeitos da compensação da geração distribuída.

Posteriormente, é realizada a simulação no ambiente de contratação livre. Considera-se o perfil da unidade consumidora e avalia-se se ela se enquadra como consumidor livre ou especial. A simulação contempla a contratação de energia incentivada, os custos com uso dos sistemas de transmissão e distribuição, encargos setoriais e despesas com representação por um agente varejista.

Por fim, os custos estimados nos dois cenários são comparados em uma análise de viabilidade econômica. Utiliza-se como critério o ponto de equilíbrio (break-even point), que permite avaliar a economia potencial associada à migração. Os resultados são apresentados em termos de economia anual, percentual de redução de custos e retorno estimado sobre o investimento.

4.1 Caracterização das unidades consumidoras

Serão analisadas tanto a Área I quanto a Área II, ambas localizadas em São Carlos. Mais especificamente, a Área I está situada na Avenida Trabalhador São Carlense, 400 – Parque Arnold Schmidt, São Carlos – SP, CEP 13566-590. Esta região é composta por quatro unidades consumidoras para análise de migração ao ACL. Além disso, foram selecionados 24 prédios pertencentes a diferentes institutos e departamentos para receberem os sistemas fotovoltaicos.

A Área II está localizada na Avenida José Antônio Santilli, 2000 – Bela Vista São-Carlense, São Carlos – SP, CEP 13568-250. Esta região é composta por uma Unidade Consumidora para análise de migração ao ACL. Nesta UC serão instalados três sistemas

fotovoltaicos.

As unidades consumidoras às quais estão conectados os prédios mencionados estão organizadas conforme a Tabela 7. A Área I conta com quatro unidades consumidoras, enquanto a Área II possui apenas uma UC.

A Área II apresenta grande potencial de expansão, tanto físico quanto energético, pois atualmente concentra uma carga significativamente menor que a Área I, onde estão localizados a maioria dos prédios de ensino e pesquisa. Com o crescimento da USP, composta pelas unidades EESC, IAU, ICMC, IFSC, IQSC, além da PUSP-SC, CeTI-SC, CDCC e outros órgãos, foi necessário ampliar sua infraestrutura através da Área II, com mais de 100 hectares destinados à continuidade do desenvolvimento acadêmico da Universidade.

Tabela 7 – Unidades consumidoras por área e prédios selecionados

ÁREA	UNIDADE CONSUMIDORA (UC)	PRÉDIOS SELECIONADOS
ÁREA I	UC - ÁREA NORTE	5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 22 e 24
	UC - ÁREA SUL	1, 2, 3, 4, 6, 13, 14 e 23
	UC - FÍSICA I	18, 19 e 20
	UC - FÍSICA II	21
ÁREA II	UC - CAMPUS II	25, 26 e 27

Fonte: Memorial Descritivo dos Sistemas - Área I e II.

As Figuras 13 e 14 a seguir apresentam uma vista aérea das localizações dos prédios selecionados e das respectivas unidades consumidoras, possibilitando uma visualização espacial das áreas envolvidas.

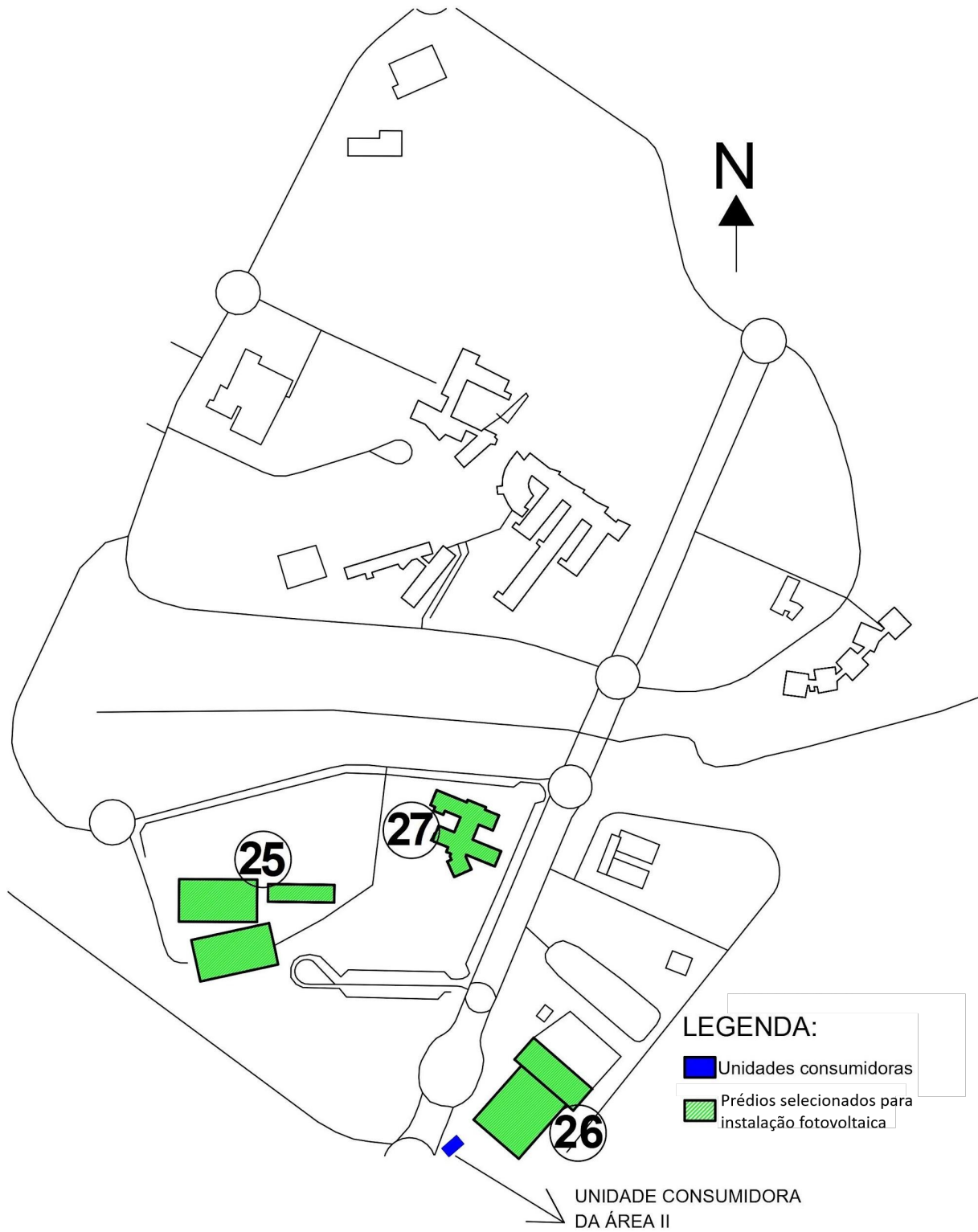


Figura 13 – Vista da localização dos prédios selecionados na Área II.

Fonte: Memorial Descritivo dos Sistemas - Área I.

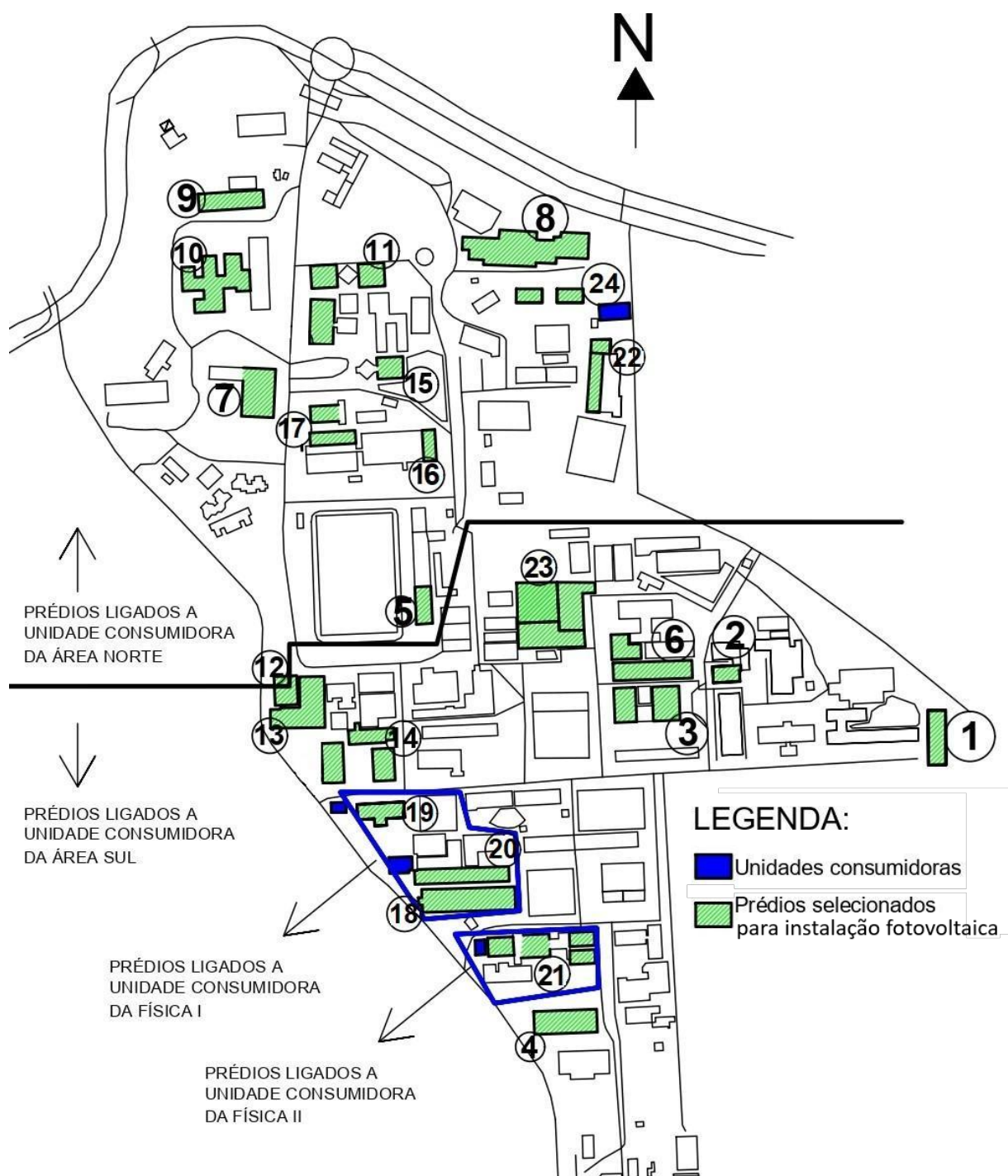


Figura 14 – Vista da localização dos prédios selecionados na Área I.

Fonte: Memorial Descritivo dos Sistemas - Área II.

A seguir, são apresentados os principais componentes tarifários das cinco unidades consumidoras analisadas, com destaque para o grupo tarifário, modalidade tarifária, tensão de conexão e demanda contratada de cada uma delas, conforme a Tabela 8.

Tabela 8 – Caracterização das cinco unidades consumidoras.

U.C.	Norte	Sul	Física I	Física II	Área II
Grupo Tarifário	A4	A4	A4	A4	A4
Modalidade Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Tensão de Conexão	Média Tensão	Média Tensão	Média Tensão	Média Tensão	Média Tensão
Demanda Contratada	1.150 kW	1.250 kW	740 kW	220 kW	240 kW

Fonte: Autor.

Com base nas faturas das unidades consumidoras selecionadas, foram extraídos os dados de consumo nas modalidades ponta e fora de ponta, além das demandas registradas no período analisado. A seguir, são apresentadas as tabelas 9 e 10 com essas informações, que servirão de base para as análises técnicas e econômicas da migração ao ACL.

A partir desses dados, será identificado o mês com maior demanda do conjunto de unidades consumidoras. Esse mês será utilizado como referência para simular uma fatura no cenário com geração fotovoltaica integrada e contratação no ACL, permitindo a comparação direta com o modelo atual de faturamento.

As faturas analisadas abrangem o período de julho de 2022 a julho de 2023, intervalo escolhido por refletir um ciclo anual completo de consumo. No entanto, destaca-se que os dados ainda podem ter sido parcialmente impactados pelos efeitos da pandemia de COVID-19, principalmente em relação à ocupação dos prédios e retomada gradual das atividades presenciais. Esse contexto pode ter influenciado diretamente os padrões de consumo de energia, reduzindo ou distorcendo a demanda em comparação a períodos anteriores de plena atividade acadêmica e administrativa.

Tabela 9 – Histórico de consumo ponta e fora de ponta das UC's Norte, Sul e Física I.

Mês	Consumo Ponta Norte [MWh]	Consumo Fora Ponta Norte [MWh]	Consumo Ponta Sul [MWh]	Consumo Fora Ponta Sul [MWh]	Consumo Ponta Física I [MWh]	Consumo Fora Ponta Física I [MWh]
JUN/23	23,58	207,18	36,79	326,11	10,78	106,29
MAI/23	26,17	229,93	39,35	345,60	11,44	114,79
ABR/23	22,15	233,19	31,21	322,04	10,14	115,12
MAR/23	29,10	288,51	42,68	381,59	14,15	136,33
FEV/23	21,14	234,61	29,61	311,96	10,91	113,60
JAN/23	21,46	230,64	32,05	322,68	11,44	115,99
DEZ/22	22,83	233,64	34,91	328,54	11,22	112,10
NOV/22	23,24	236,38	34,64	331,13	11,12	115,03
OUT/22	25,50	255,96	37,56	362,37	13,08	138,23
SET/22	24,57	224,64	36,16	324,77	11,33	116,18
AGO/22	26,25	229,26	36,55	324,85	11,91	116,49
JUL/22	24,85	230,57	35,01	330,83	11,20	117,78
Total	290,84	2.834,51	426,52	4012,47	138,72	1.417,94

Fonte: Fatura de Energia CPFL Paulista.

Tabela 10 – Histórico de consumo ponta e fora de ponta das UC's Física II, Área II e Total.

Mês	Consumo Ponta Física II [MWh]	Consumo Fora Ponta Física II [MWh]	Consumo Ponta Área II [MWh]	Consumo Fora Ponta Área II [MWh]	Consumo Total Ponta [MWh]	Consumo Total Fora Ponta [MWh]
JUN/23	2,68	28,05	17,89	180,60	91,72	848,23
MAI/23	3,05	31,47	19,48	199,11	99,49	920,89
ABR/23	2,64	32,14	16,58	189,56	82,72	892,05
MAR/23	3,79	39,19	22,54	236,73	112,26	1082,36
FEV/23	2,76	33,31	17,33	179,30	81,75	872,78
JAN/23	2,80	32,04	17,96	177,81	85,70	879,16
DEZ/22	3,28	32,40	17,85	187,06	90,09	893,74
NOV/22	3,06	30,82	17,87	200,29	89,93	913,65
OUT/22	3,78	36,11	18,88	216,10	98,80	1008,77
SET/22	3,12	29,14	18,22	186,20	93,39	880,93
AGO/22	3,04	29,31	19,80	183,76	97,56	883,66
JUL/22	3,13	30,00	19,12	190,65	90,09	893,74
Total	37,14	383,97	223,51	2.315,90	1.116,72	10.964,79

Fonte: Fatura CPFL Paulista.

Na Área II, conforme os dados apresentados na Tabela ??, observa-se que a demanda registrada ultrapassa de forma recorrente a demanda contratada, o que resulta na incidência de multas por ultrapassagem. Esse tipo de penalidade ocorre quando a demanda medida em um intervalo de 15 minutos excede o valor previamente contratado junto à distribuidora, gerando custos adicionais significativos na fatura de energia.

Outro ponto relevante é a incidência da Tarifa de Consumo Reativo Excedente, que se aplica quando o fator de potência da unidade consumidora está fora dos limites regulamentares. Essa tarifa é cobrada sobre o consumo de energia reativa excedente em relação à energia ativa, penalizando consumidores que não mantêm o fator de potência dentro do intervalo exigido (geralmente acima de 0,92) (CPFL, 2023). Entre todas as unidades analisadas, a Área II é a única que não atende aos critérios, sendo, portanto, sujeita ao pagamento dessa tarifa. A Tabela 11 a seguir apresenta os valores associados à cobrança da energia reativa excedente nesta unidade.

Tabela 11 – Consumo reativo excedente – Área II (em kVr)

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total	Média
Ponta (kVr)	196,99	77,27	12,76	4,01	1,69	13,00	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	332,45	27,70
Fora Ponta (kVr)	2410,89	1698,33	1151,45	1394,06	1314,42	1448,82	1402,44	1402,44	1402,44	1402,44	1402,44	1402,44	17832,61	1486,05

Fonte: Demonstrativo de Utilização.

4.2 Perfil energético das unidades consumidoras

A determinação da curva de carga das UCs é uma ferramenta na migração ao ACL. A curva de carga, que representa o perfil do consumo energético ao longo de um período

específico, auxilia na gestão e contratação de energia mais precisa, evitando penalidades por excedentes ou faltas de energia contratada e contribuir para estratégias no MCP.

A Figura 15 apresenta uma curva ilustrativa de carga das UCs da USP ao longo de um dia:

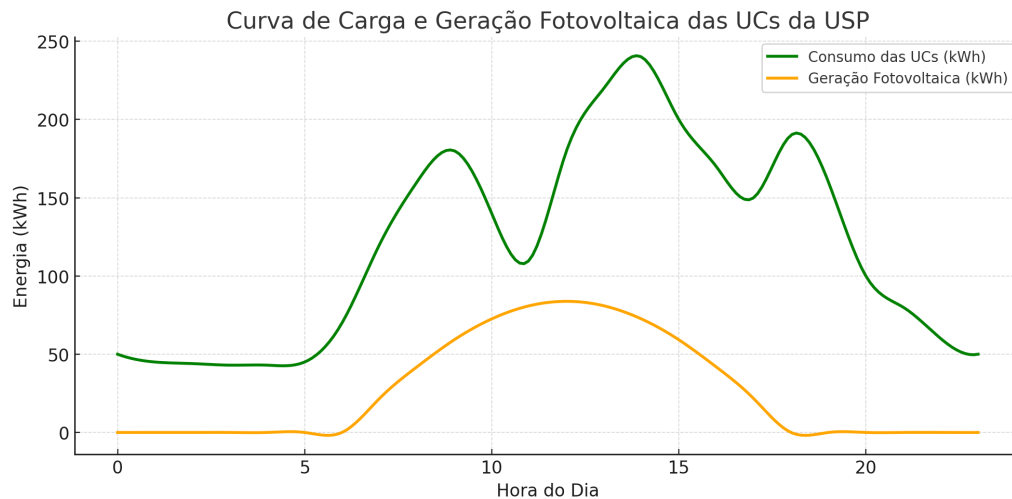


Figura 15 – Curva de Carga e Geração Fotovoltaica das UCs da USP

Fonte: Autor.

A Figura 15 também ilustra a geração fotovoltaica dimensionada para suprir aproximadamente 20% da energia total consumida pelas UCs. Nota-se que, durante o período de maior irradiação solar ocorre em período de fora de ponta. Isto significa que parte da demanda energética é atendida pela geração própria, não havendo inversão de fluxo.

Contudo, pode ocorrer inversão de fluxo, especialmente em períodos de baixa carga, quando a geração supera o consumo. Para mitigar possíveis problemas operacionais e regulatórios decorrentes dessa inversão, a USP adotará inversores do tipo *zero-grid*, que impedem o retorno de energia para a rede pública, evitando a tarifação pelo uso do sistema de distribuição.

4.3 Simulação de energia fotovoltaica gerada

Nesta seção é apresentada a simulação da energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos que serão instalados nas UCs, considerando os dados de potência contratada para injeção ativa e irradiação solar da região de São Carlos - SP. A estimativa foi realizada por meio da equação 4.1, a qual permite calcular a energia mensal gerada por um sistema fotovoltaico, levando em conta características do sistema, localização e período avaliado.

$$E_{FV} = \frac{P_{FV} \cdot N \cdot \eta_{sis} \cdot G_{HI}}{1000} \quad (4.1)$$

Onde:

- E_{FV} : Energia fotovoltaica gerada no mês [kWh];
- P_{FV} : Potência total instalada em módulos fotovoltaicos na UC [W];
- N : Número de dias do mês analisado (30 dias);
- η_{sis} : Eficiência global estimada do sistema fotovoltaico;
- G_{HI} : Irradiação solar média diária na região [$kWh/m^2 \cdot dia$].

Para esta simulação, adotou-se uma eficiência típica do sistema fotovoltaico (η_{sis}) de aproximadamente 80%, considerando perdas com sujeira, inversores, cabearmentos e temperatura (CARI, 2020).

A irradiação solar foi obtida por meio da plataforma SunData, considerando as coordenadas geográficas 22° 00' 00"S e 47° 53' 27 O, resultando no valor 4,97 kWh/m² · dia para a irradiação.

A partir do memorial descritivo dos sistemas que serão instalados nas UCs, gerou-se a Tabela 12, que resume as potências ativas (P_{FV}) para injeção à rede em cada UC, considerando duas opções de projeto e potências já existentes.

Tabela 12 – Potência ativa prevista a ser instalada à rede por unidade consumidora.

UC	Demanda Contratada (kW)	Potência lado CC (kW)	Potência lado CA (kW)	Pot. Injetada Opção 1 (kW)	Pot. Injetada Opção 2 (kW)	Pot. SFV Existente (kW)
Área Norte	1150	594,5	471	150	70	24
Área Sul	1250	614,9	500	150	75	0
Física I	740	195,8	140	90	30	0
Física II	220	105,6	75	75	0	0
Campus II	240	400,4	300	150	75	60
Total	3600	1911,2	1486	615	250	84

Fonte: Memorial Descritivo dos Sistemas - Área I e II.

O fator de sobrecarga do inversor considerado foi de 1,15, permitindo que exceda em até 15% a potência nominal do inversor. Desta forma otimiza-se a geração em condições de irradiância elevada.

Com base na equação 4.1 e nos dados de potência instalada da Tabela 12, foram realizadas simulações mensais da energia gerada. Os resultados serão utilizados para

comparação entre os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL), auxiliando na avaliação da viabilidade econômica da migração ao mercado livre de energia.

Optou-se pela análise com base no mês de maior demanda, ao invés da avaliação mês a mês ou por valores médios. Dessa forma, foram considerados os dados do mês com maior consumo e demanda registrada no período analisado, conforme apresentado nas Tabelas 9 e 10. A Tabela 13 apresenta a estimativa da energia fotovoltaica gerada nesse mês de maior demanda para cada Unidade Consumidora, se destacando o mês de outubro de 2022, além da energia anual estimada com base nesse cenário.

Tabela 13 – Energia fotovoltaica gerada anual e no mês de maior demanda por UC.

Unidade Consumidora	E_{FV}^{out} Mensal (kWh)	E_{FV} Anual (kWh)
UC - Área Norte	81.191,75	862.078,47
UC - Área Sul	84.329,85	891.585,32
UC - Física I	25.482,20	283.903,73
UC - Física II	14.482,41	153.116,62
UC - Área II	54.912,46	580.567,19
Total	260.398,67	2.771.251,33

Fonte: Autor.

Nesta simulação de geração fotovoltaica considerou-se que toda a energia foi integralmente consumida durante o período de fora de ponta. Essa premissa considera um cenário no qual a geração ocorre durante o dia, compatível com a maior parte do consumo universitário.

A seguir tem-se o resultado de simulação mensal de energia consumida, gerada e a ser comprada por cada unidade consumidora em cada mês:

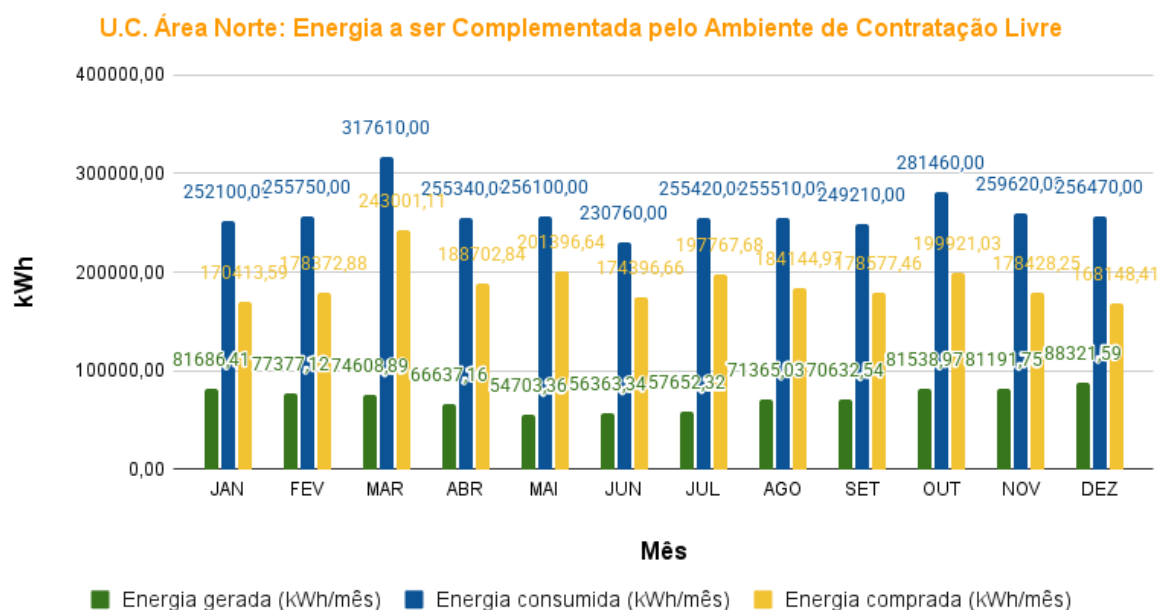


Figura 16 – U.C. Área Norte: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.

Fonte: Autor.

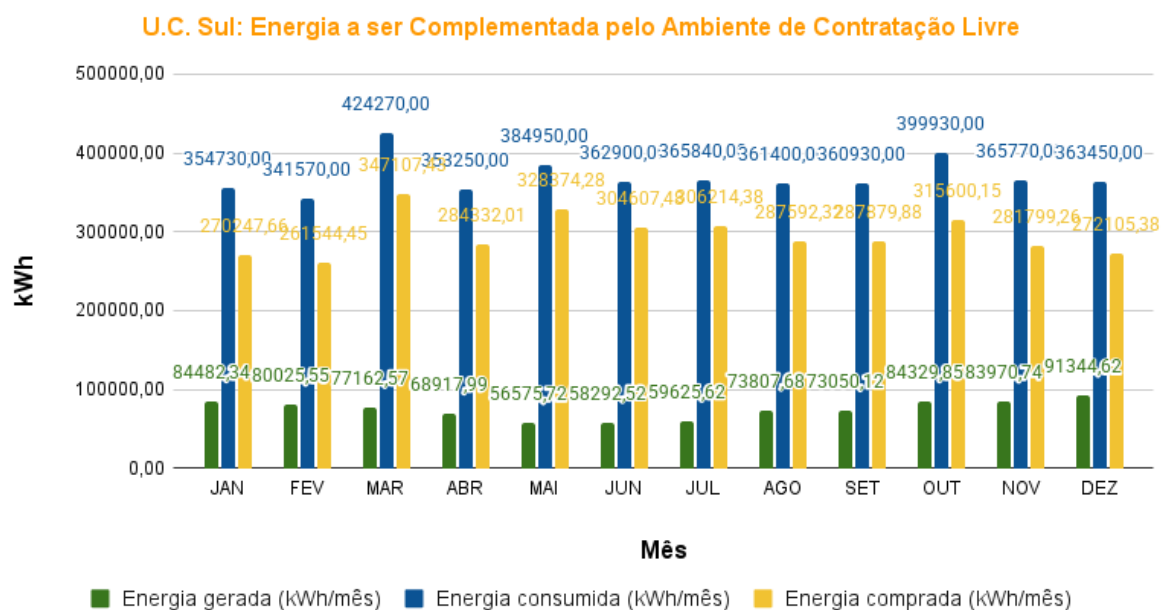


Figura 17 – U.C. Sul: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.

Fonte: Autor.

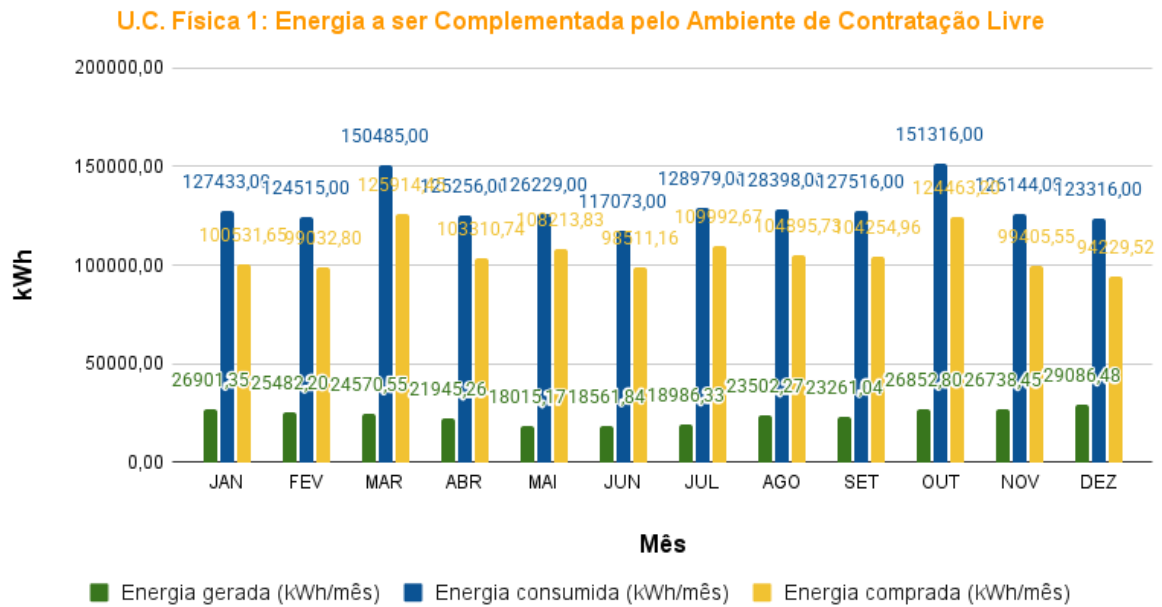


Figura 18 – U.C. Física I: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.

Fonte: Autor.

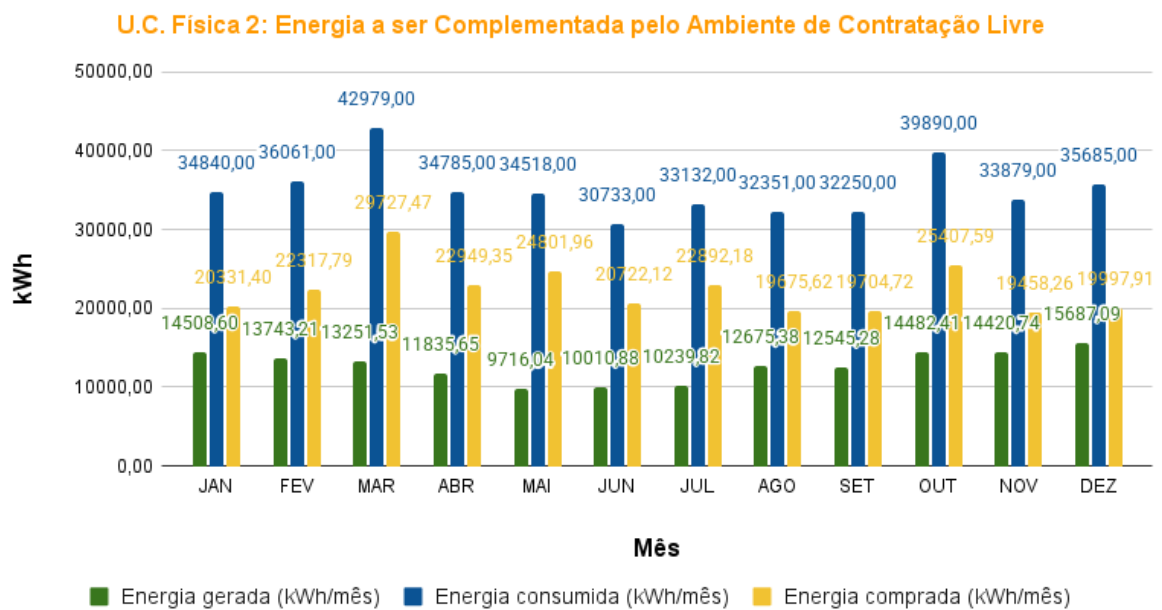


Figura 19 – U.C. Física II: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.

Fonte: Autor.

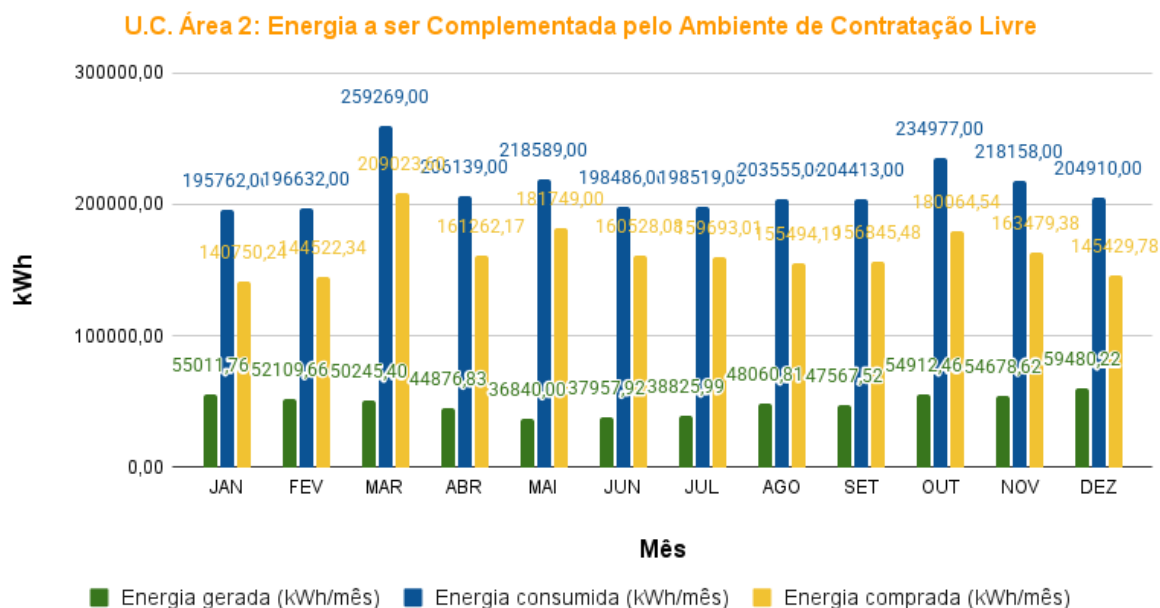


Figura 20 – U.C. Área II: Energia a ser Complementada pelo Ambiente de Contratação Livre.

Fonte: Autor.

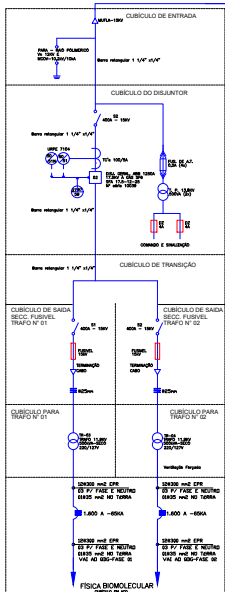
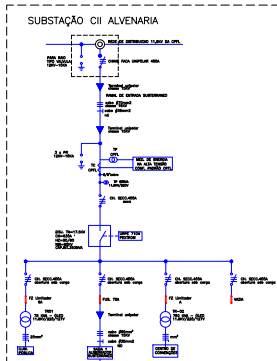
4.4 Análise de Geração Zero-Grid no Centro de Convenções da Área II

O Centro de Convenções da Área II encontra-se atualmente desocupado e sem demanda elétrica. Embora esteja conectado diretamente à rede em média tensão, a ausência de carga local inviabiliza a operação de um sistema fotovoltaico no local, uma vez que não há consumo disponível para absorver a energia gerada.

Nesse cenário, seria necessário o redirecionamento da energia fotovoltaica para outras edificações do campus. Porém, o edifício está conectado diretamente à rede de média tensão, sem infraestrutura para medição bidirecional ou compensação entre unidades consumidoras, como evidenciado no diagrama abaixo.

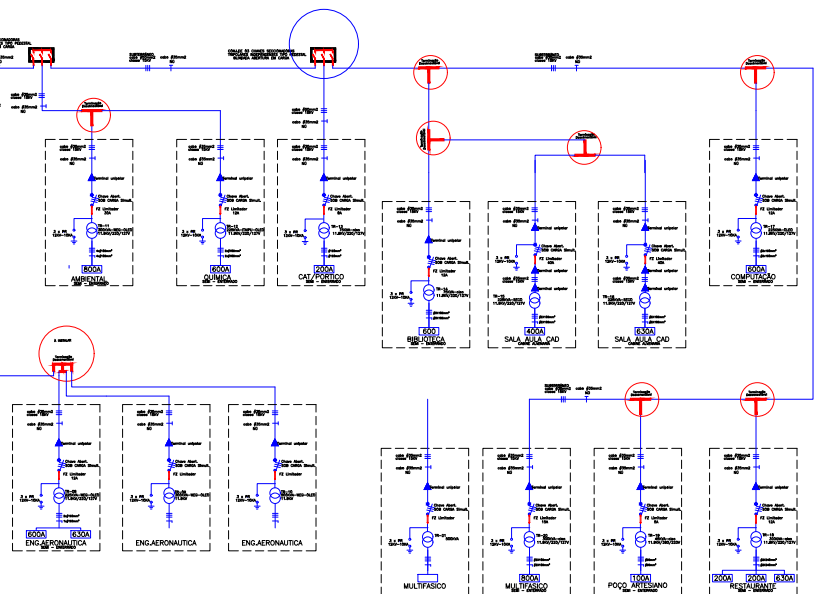
Além disso, não é viável a instalação de transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs) adequados para medir a inversão de fluxo nesse ponto da rede, devido à média tensão. Como resultado, não há controle sobre o fluxo de energia injetada.

Portanto, já que no ACL não há compensação de energia injetada na rede e há tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão, deve-se inoperar o futuro sistema fotovoltaico enquanto não tiver carga no centro de convenções.



TRANSFORMADOR	POTÊNCIA (KVA)	LOCAL	OPERAÇÃO
TR-1	10	Estação de entrada	USADO
TR-2	10	Estação de entrada	USADO
TR-3	10	Estação de entrada	USADO
TR-4	10	Estação de entrada	USADO
TR-5	10	Estação de entrada	USADO
TR-6	10	Estação de entrada	USADO
TR-7	10	Estação de entrada	USADO
TR-8	10	Estação de entrada	USADO
TR-9	10	Estação de entrada	USADO
TR-10	10	Estação de entrada	USADO
TR-11	10	Estação de entrada	USADO
TR-12	10	Estação de entrada	USADO
TR-13	10	Estação de entrada	USADO
TR-14	10	Estação de entrada	USADO
TR-15	10	Estação de entrada	USADO
TR-16	10	Estação de entrada	USADO
TR-17	10	Estação de entrada	USADO
TR-18	10	Estação de entrada	USADO
TR-19	10	Estação de entrada	USADO
TR-20	10	Estação de entrada	USADO
TR-21	10	Estação de entrada	USADO

POTÊNCIA TOTAL INSTALADA: 4700 KVA



PROJETO	ESCALA	DATA	02/2015
DESENHO	J.B.CASOLLI	DATA	02/2015
TÍTULO	USF/AREA 1 500 CABELOS	TÍTULO	ELE01/01

4.5 Simulação de ambiente de contratação regulado

Com base nos dados de consumo analisados, observa-se que as unidades consumidoras apresentam demanda significativamente reduzida durante o horário de ponta. Dessa forma, conclui-se que a tarifa horária verde é a melhor para este perfil de consumo.

Com base modalidade tarifária verde, realizou-se a simulação do ambiente de contratação regulado. Se tratando de comercialização da energia elétrica, está sujeito a tributos incidentes sobre as tarifas, como ICMS e PIS/COFINS. A Equação 4.2 apresenta o cálculo da tarifa final com tributação:

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{\text{Tarifa sem tributos}}{(1 - \text{ICMS}) \times (1 - (\text{PIS} + \text{COFINS}))} \quad (4.2)$$

Entretanto, a demanda de potência elétrica não se incide tributação de ICMS, sendo somente considerados na base de cálculo desse imposto os valores referentes àquelas operações em que se tenha o real consumo de energia elétrica pelo consumidor.

Diante disso, pode-se estimar o custo do consumidor no ACR no pior cenário, sendo usado como valor de análise o consumo do mês de outubro de 2022. A Equação 4.3 expressa o cálculo da fatura total em ACR modalidade verde:

$$\begin{aligned} \text{Total}_{\text{ACR}} = & (D_{ULT} \times TD_{ULT}) + (D_L \times TD) + (C_P \times TUSD_P) + (C_{FP} \times TUSD_{FP}) \\ & + (C_P \times TE_P) + (C_{FP} \times TE_{FP}) + (C_{RP} \times TR_P) + (C_{RFP} \times TR_{FP}) \end{aligned} \quad (4.3)$$

No qual:

- $\text{Total}_{\text{ACR}}$: Custo total no Ambiente de Contratação Regulada (R\$);
- D_{ULT} : Demanda ultrapassada (kW);
- TD_{ULT} : Tarifa da demanda de ultrapassagem com tributos PIS/COFINS aplicados (R\$/kW);
- D_L : Demanda lida (kW);
- TD : Tarifa da demanda com PIS e COFINS aplicados (R\$/kW);
- C_P : Consumo no horário de ponta (MWh);
- $TUSD_P$: Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário de ponta com ICMS, PIS e COFINS aplicados (R\$/MWh);
- C_{FP} : Consumo fora do horário de ponta (MWh);

- $TUSD_{FP}$: TUSD fora de ponta com ICMS, PIS e COFINS aplicados (R\$/MWh);
- TE_P : Tarifa de Energia no horário de ponta com tributos (R\$/MWh);
- TE_{FP} : TE fora do horário de ponta com tributos (R\$/MWh);
- CR_P = Consumo reativo em horário de ponta (kVr);
- TR_P = Tarifa de energia reativa em horário de ponta com ICMS, PIS e COFINS aplicados (R\$/kVr);
- CR_{FP} = Consumo reativo fora de ponta (kVr);
- TR_{FP} = Tarifa de energia reativa fora de ponta com ICMS, PIS e COFINS aplicados (R\$/kVr).

4.5.1 Contas de Energia

A seguir, apresenta-se um exemplo de fatura de energia elétrica referente à UC Área II, atendida atualmente no ACR.

Roteiro de Leitura		Lote	PN	Reservado ao Fisco									
SACATL60-0000000000		MC	60004843	02D6.87E1.5550.446B.27D4.56AD.1E9E.6541									
DADOS DO SEU CÓDIGO													
USP PUSP SC CAMPUS II AV JOAO DAGNONE, 1100 13563-120 SAO CARLOS /SP				Classificação: Tarifa Verde-A4 Poder Público Estadual CNPJ: 63.025.530/0001-04 Inscrição Estadual: 108.269.765.111 Conta Contrato N°. 330000685110									
ATENDIMENTO CPFL		PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR							
0800 770 4140 www.cpflempresas.com.br		60004843	38213605	JUL/2023	18/09/2023	127.396,83							
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação N° 913552074604	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,79%	COFINS 3,63%
0605	Energia Atv Fomec Ponta TUSD	JUL/23	17.899,800	17.899,800	kWh	1,33254841	23.852,35				23.852,35	188,43	865,84
0605	Energia Atv Fomec Fponta TUSD	JUL/23	179.397,400	179.397,400	kWh	0,11559951	20.738,25				20.738,25	163,83	752,80
0601	Energia Atv Fomec Ponta - TE	JUL/23	17.899,800	17.899,800	kWh	0,50649673	9.066,19				9.066,19	71,62	329,10
0601	Energia Atv Fomec Fponta - TE	JUL/23	179.397,400	179.397,400	kWh	0,31655158	56.788,53				56.788,53	448,63	2.061,42
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	JUL/23	4,458	4,458	KVr	0,33200770	1,48				1,48	0,01	0,05
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	JUL/23	1.402,440	1.402,440	KVr	0,33358287	467,83				467,83	3,70	16,98
0602	Demanda [kW] - TUSD	JUL/23	475,200	475,200	KW	17,43042930	8.282,94				8.282,94	65,44	300,67
0602	Demanda Ultrap [kW] - TUSD	JUL/23		235,200	KW	34,86079932	8.199,26				8.199,26	64,77	297,63
Subtotal							127.396,83						
Total Distribuidora							127.396,83						
Total a Pagar							127.396,83						

Figura 21 – Fatura de Energia da Área II - 07/2023

Dentre os componentes da fatura, destacam-se as bandeiras tarifárias, criadas pela ANEEL para refletir os custos reais de geração e sinalizadas por cores mensais. Os tributos, por sua vez, incidem sobre TE, TUSD e encargos, representando parte significativa do valor final. No estado de São Paulo, as alíquotas praticadas são:

Tabela 14 – Tributos aplicados na fatura de energia elétrica em SP

Tributo	Alíquota
ICMS	18%
PIS	0,79%
COFINS	3,63%

Fonte: Fatura de Energia da Área II - 07/2023.

As Tabelas 15 e 16 apresentam as faturas elétricas das 5 unidades consumidoras da universidade durante o mês de outubro, identificado como o período de maior demanda na base de dados.

Para esta análise, considerou-se a aplicação da bandeira tarifária vermelha – patamar 2, que reflete um acréscimo na TE devido ao maior custo de geração no SIN. Desta forma tem-se o pior cenário a ser considerado.

Simulou-se a fatura de energia considerando dois cenários: com e sem a instalação de sistema fotovoltaico. Para tanto, considerou-se os valores de consumo da fatura (Tabelas 9 e 10) e de geração fotovoltaica prevista (Figuras 16 a 20), que foram abatidos da energia a ser comprada. Além disso, as faturas incluem os custos com excedentes reativos e demandas de ultrapassagem quando aplicáveis. Os valores considerados de tarifa estão apresentados no exemplo de fatura (Figura 21).

Tabela 15 – Simulação da fatura das unidades consumidoras Norte, Sul e Física I no ambiente de contratação regulado, considerando o pior cenário tarifário no mês de maior demanda.

Item	Tarifa (R\$ / unid.)	U.C. NORTE	U.C. SUL	U.C. Física I
TE P [kWh]	0,5853	25.500,00	37.560,00	10.137,00
TE FP [kWh]	0,3953	255.960,00	311.960,00	115.119,00
TE FP GD [kWh]	0,3953	174.421,03	278.040,15	93.173,74
TUSD P [kWh]	1,3325	25.500,00	37.560,00	10.137,00
TUSD FP [kWh]	0,1156	255.960,00	362.370,00	115.119,00
TUSD FP GD [kWh]	0,1156	174.421,03	278.040,15	93.173,74
Exc. Reativo P [kWh]	0,3320	-	-	-
Exc. Reativo FP [kWh]	0,3336	-	-	-
Demanda [kW]	17,4304	910,00	1.100,00	484,00
Demanda de Ultra. [kW]	34,8608	-	-	-
Total Sem GD [R\$]	-	195.541,34	256.420,92	86.693,94
Total Com GD [R\$]	-	153.881,36	233.263,19	75.481,65

Fonte: Autor.

Tabela 16 – Simulação da fatura das unidades consumidoras Física II e Área II no ambiente de contratação regulado, considerando o pior cenário tarifário no mês de maior demanda.

Item	Tarifa (R\$ / unid.)	U.C. Física II	U.C. Área II
TE P [kWh]	0,5853	3.779,00	18.625,67
TE FP [kWh]	0,3953	36.111,00	192.991,75
TE FP GD [kWh]	0,3953	21.628,59	161.185,54
TUSD P [kWh]	1,3325	3.779,00	18.879,00
TUSD FP [kWh]	0,1156	36.111,00	216.098,00
TUSD FP GD [kWh]	0,1156	21.628,59	161.185,54
Exc. Reativo P [kWh]	0,3320	-	27,70
Exc. Reativo FP [kWh]	0,3336	-	1.486,05
Demanda [kW]	17,4304	149,00	738,00
Demanda de Ultra. [kW]	34,8608	-	498,00
Total Sem GD [R\$]	-	28.294,43	168.062,04
Total Com GD [R\$]	-	20.895,06	149.140,51

Fonte: Autor.

Com base nos resultados obtidos referentes ao mês de outubro, observam-se reduções expressivas de custo da fatura ao considerar a utilização da geração própria de energia. A economia mensal para o mês de outubro nas unidades consumidoras U.C. NORTE, U.C. SUL e U.C. Física I, por exemplo, foi de 21%, 9% e 12%, respectivamente. Para as unidades U.C. Física II e U.C. Área II, a economia com GD foi de 26% e 11%.

Além disso, a aplicação da bandeira tarifária impactou diretamente os custos de energia. Portanto, destaca-se a importância de se viabilizar a instalação dos sistemas fotovoltaicos para reduzir os impactos de crises energéticas na fatura.

A U.C. Área II destacou-se negativamente pelo alto custo com excedentes reativos, somando R\$ 9,20 em ponta e R\$ 495,72 fora de ponta, o que sugere a necessidade de correção de fator de potência ou adequações no controle de cargas reativas.

4.6 Determinação iterativa do PLD

Conforme desenvolvido na fundamentação teórica, a determinação do PLD é baseada no CMOh e seu valor impacta diretamente na comercialização de energia no mercado livre de energia. Seus valores resultantes precisam respeitar os limites estabelecidos pela ANEEL, como o PLD Mínimo, o PLD Máximo Horário e o PLD Máximo Estrutural. A Tabela 17 contém o histórico destes limites:

Tabela 17 – Limites de PLD mínimo, horário e estrutural.

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)	PLD máximo horário* (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1.148,36	5.249,34
2021	49,77	583,88	1.197,87	6.524,05
2022	55,70	646,58	1.326,50	7.643,82
2023	69,04	684,73	1.404,77	8.103,95
2024	61,07	716,80	1.470,57	7.810,62
2025	58,60	751,73	1.542,23	8.327,76

Fonte: Conceitos de Preços - CCEE.

Quando os preços horários ultrapassam o PLD Máximo Estrutural, aplica-se o processo iterativo.

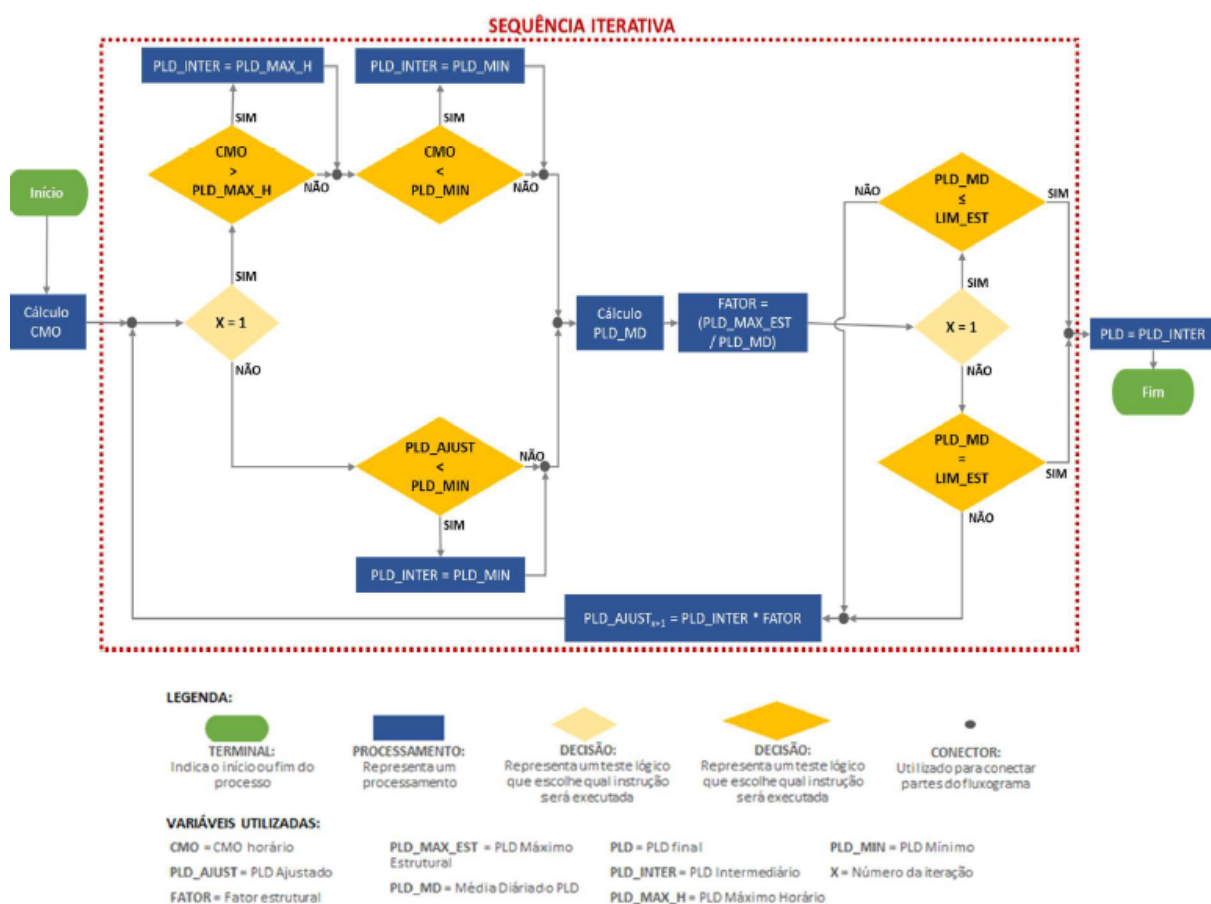


Figura 22 – Sequência iterativa de cálculo do PLD.

Fonte: (CCEE, 2025c)

O fluxograma da Figura 22 ilustra esse processo iterativo, que ocorre em até três iterações (i1, i2, i3), com a aplicação de um fator redutor sempre que a média horária calculada ultrapassar o limite regulatório. Esse procedimento é aplicado sobre os valores do CMOh, ilustrados pela Figura 23 para o dia 28 de maio de 2025.

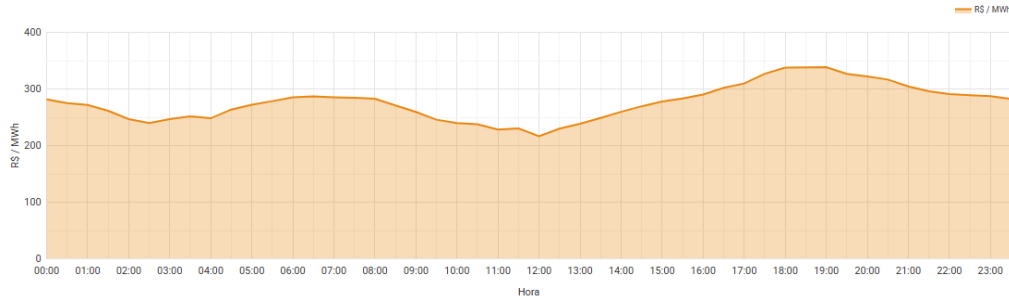


Figura 23 – Custo Marginal de Operação em base semi-horária.

Fonte: ONS.

Com base no CMOh, calcula-se o PLD da Etapa 01 da Iteração 1 (i1). A seguir, é feita a média dos preços horários:

$$\text{Média } i_1 = \frac{\text{Soma dos preços das horas do dia}}{\text{número de horas do dia}} = \text{R\$ } 280,56 / \text{MWh}$$

Como a média i1 não excede o limite do PLD Máximo Estrutural (R\$ 751,73/MWh), o PLD será igual ao CMO. Entretanto, considerando como exemplo o dia 27 de julho de 2021, o mesmo não ocorre, sendo necessária a correção. Com base no CMOh, calcula-se o PLD da Etapa 01 da Iteração 1 (i1). A seguir, é feita a média dos preços horários:

$$\text{Média } i_1 = \frac{\text{Soma dos preços das horas do dia}}{\text{número de horas do dia}} = \frac{\text{R\$ } 16.346,99}{24} = \text{R\$ } 681,12 / \text{MWh}$$

Como a média i1 excede o limite do PLD Máximo Estrutural (R\$ 583,88/MWh), aplica-se o fator redutor:

$$\text{Fator } i_1 = \frac{\text{PLD Máximo Estrutural}}{\text{Média de preços (Etapa 01 - } i_1)} = \frac{\text{R\$ } 583,88 / \text{MWh}}{\text{R\$ } 681,12 / \text{MWh}} = 0,857235$$

O resultado é utilizado para recalculer os valores da Etapa 02, levando à média da Iteração 2 (i2):

$$\text{Média } i_2 = \frac{\text{Soma dos preços das horas do dia}}{\text{número de horas do dia}} = \frac{\text{R\$ } 14.020,35}{24} = \text{R\$ } 584,18 / \text{MWh}$$

Apesar da redução, a média i2 ainda está acima do limite. Por isso, realiza-se a Iteração 3 (i3), em que os preços são ajustados hora a hora até que a média final respeite o teto regulatório. A Tabela 18 apresenta todos os valores das três iterações e o PLD horário final:

Tabela 18 – Comparativo de preços por hora nas iterações 1, 2 e 3 (valores em R\$ / MWh).

Hora	CMO _h	Iteração 1		Iteração 2		Iteração 3	
		Etap _a 01	Etap _a 02	Etap _a 01	Etap _a 02	Etap _a 01	PLD Horário
1	20,00	49,77	42,66	49,77	49,74	49,77	49,77
2	110,00	94,30	94,30	94,30	94,25	94,25	94,25
3	120,00	120,00	102,87	102,87	102,82	102,82	102,82
4	200,00	200,00	171,45	171,45	171,36	171,36	171,36
5	200,00	200,00	171,45	171,45	171,36	171,36	171,36
6	250,00	250,00	214,31	214,31	214,20	214,20	214,20
7	300,00	300,00	257,17	257,17	257,08	257,04	257,04
8	330,00	330,00	282,89	282,89	282,74	282,74	282,74
9	520,00	520,00	445,76	445,76	445,53	445,53	445,53
10	600,00	600,00	480,05	480,05	479,80	479,80	479,80
11	850,00	850,00	728,65	728,65	728,28	728,28	728,28
12	870,00	870,00	745,79	745,79	745,41	745,41	745,41
13	1.210,00	1.197,87	1.026,86	1.026,86	1.026,33	1.026,33	1.026,33
14	1.210,00	1.197,87	1.026,86	1.026,86	1.026,33	1.026,33	1.026,33
15	1.210,00	1.197,87	1.026,86	1.026,86	1.026,33	1.026,33	1.026,33
16	1.350,00	1.197,87	1.026,86	1.026,86	1.026,33	1.026,33	1.026,33
17	1.324,18	1.197,87	1.026,86	1.026,86	1.026,33	1.026,33	1.026,33
18	1.324,18	1.197,87	1.026,86	1.026,86	1.026,33	1.026,33	1.026,33
19	960,00	960,00	822,95	822,95	822,55	822,55	822,55
20	920,00	920,00	788,66	788,66	788,25	788,25	788,25
21	900,00	900,00	771,51	771,51	771,11	771,11	771,11
22	800,00	800,00	685,79	685,79	685,44	685,44	685,44
23	700,00	700,00	600,06	600,06	599,75	599,75	599,75
24	520,00	520,00	445,76	445,76	445,53	445,53	445,53
MÉDIA	698,27	681,12	—	584,18	—	583,88	583,88

Fonte: Autor.

Ou seja, após três iterações de ajuste resultou no PLD horário nivelado pelo CMO, sendo utilizado na comercialização de curto prazo.

Tendo em vista como é obtido o PLD, a seguir tem-se a simulação da universidade no ACL, considerando o PLD igual a R\$ 280,56 / MWh.

4.7 Simulação de ambiente de contratação livre

Esta seção inicia com a análise da economia obtida na fatura a partir da migração para o mercado livre com geração fotovoltaica, em comparação ao ambiente cativo com geração. Em seguida, simula-se a migração sem geração própria, contrastando com o ambiente cativo também sem geração. Para isso, é necessário, primeiramente, compreender os cálculos envolvidos.

Para os consumidores classificados como atacadistas (livres e especiais), além das faturas referentes à distribuidora e à energia contratada, é obrigatória a cobertura dos encargos setoriais, da contribuição associativa à CCEE e da participação nos processos de liquidação de diferenças, conforme discutido na seção Ambientes de contratação no mercado brasileiro (CCEE, 2025b). Caso o consumidor opte por contar com uma empresa para gerir suas operações no mercado livre, haverá também um custo adicional de gestão.

Outra decisão que afeta a fatura final no mercado livre é a escolha da fonte ser incentivada ou convencional. Conforme discutido na seção consumidores especiais, as UC's devem optar entre energia incentivada com 50% de desconto (I5) ou 100% (I1) sobre a TUSD.

A partir destas premissas, realizou-se o cálculo do custo total para o consumidor no ACL com base no mês de maior demanda registrada, conforme apresentado na Tabela ???. Assim, considera-se um cenário crítico de consumo da universidade. Através da Equação (4.4) determina-se a fatura no ACL:

$$\begin{aligned} Total_{ACL} = & (D \times TD_{PC/2}) + (D_{multa} \times TD_{PC/2}) + (C_P \times TU_{P/2}) + (C_{FP} \times TU_{FP}) \\ & + (C_T \times PLD) + ICMS_E + (C_T \times Encargos) + CCEE + Gestão \end{aligned} \quad (4.4)$$

Na qual:

Total_{ACL}: Custo total no ACL (R\$);

D : Demanda contratada (kW);

$TD_{PC/2}$: Tarifa da demanda com PIS/COFINS e 50% de desconto (R\$/kW);

D_{multa} : Demanda acima da contratada sujeita a multa (kW);

C_P : Consumo na ponta (MWh);

$TU_{P/2}$: TUSD Ponta com 50% de desconto, ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$/MWh);

C_{FP} : Consumo fora da ponta (MWh);

TU_{FP} : TUSD Fora Ponta com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$/MWh);

C_T : Consumo total ($C_P + C_{FP}$) (MWh);

PLD : Preço da energia praticado no MCP (R\$/MWh);

$ICMS_E$: ICMS sobre a energia elétrica;

$Encargos$: Encargos setoriais (R\$);

$CCEE$: Contribuição associativa à CCEE (R\$);

$Gestão$: Custo de gestão de energia (R\$).

Os descontos por uso de energia incentivada são aplicados através das seguintes fórmulas:

$$TD_{PC/2} = \text{Tarifa da Demanda} \times (1 - \text{Desconto}) \quad (4.5)$$

$$TU_{P/2} = (\text{Tarifa TUSD Ponta} - \text{Tarifa TUSD Fora Ponta}) \times (1 - d) \\ + \text{Tarifa TUSD Fora Ponta} \quad (4.6)$$

Os valores das tarifas aplicadas nas simulações foram extraídos da base econômica da CPFL, conforme apresentado na Tabela 19.

Tabela 19 – Tarifas aplicadas pela CPFL Paulista e regulamentada pela ANEEL.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	GERAÇÃO	NÃO SE APLICA	NA	6,88	0,00	0,00	7,02	0,00	0,00
	AZUL	NÃO SE APLICA	P	50,59	101,49	491,62	49,45	107,11	474,82
			FP	18,38	101,49	311,48	16,93	107,11	297,86
	AZUL APE	NÃO SE APLICA	P	50,59	18,94	0,00	49,45	18,65	0,00
			FP	18,38	18,94	0,00	16,93	18,65	0,00
	SCEE - AZUL	NÃO SE APLICA	P	50,59	101,49	44,70	49,45	107,11	38,76
			FP	18,38	101,49	44,70	16,93	107,11	38,76
	VERDE	NÃO SE APLICA	NA	18,38	0,00	0,00	16,93	0,00	0,00
			P	0,00	1.331,63	491,62	0,00	1.309,98	474,82
			FP	0,00	101,49	311,48	0,00	107,11	297,86
	VERDE APE	NÃO SE APLICA	NA	18,38	0,00	0,00	16,93	0,00	0,00
			P	0,00	1.249,08	0,00	0,00	1.221,52	0,00
			FP	0,00	18,94	0,00	0,00	18,65	0,00
	SCEE - VERDE	NÃO SE APLICA	NA	18,38	0,00	0,00	16,93	0,00	0,00
			P	0,00	1.331,63	44,70	0,00	1.309,98	38,76
			FP	0,00	101,49	44,70	0,00	107,11	38,76
	DISTRIBUIÇÃO	CEMIG-D	P	26,50	11,35	0,00	24,53	10,99	0,00
			FP	13,73	11,35	0,00	12,01	10,99	0,00
	GERAÇÃO	NÃO SE APLICA	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			NA	6,88	0,00	0,00	7,02	0,00	0,00

Fonte: Resolução homologatória Nº 3.314, de 2 de abril de 2024.

As simulações de custo foram realizadas com base nas tarifas vigentes do Subgrupo A4 Verde. Para os cálculos no ACL, foram consideradas as seguintes tarifas de demanda, consumo e preço da energia no mercado livre:

- Demanda TUSD: R\$ 18,38/kW
- Consumo TUSD Ponta: R\$ 1.331,61/MWh
- Consumo TUSD Fora de Ponta: R\$ 101,49/MWh
- Energia no mercado livre (PLD): R\$ 280,56/MWh

Inicialmente, simulou-se a fatura mensal das cinco UC's operando no ACL com suporte de um sistema de geração fotovoltaica. Considerou-se que toda a energia gerada foi consumida no horário de fora ponta. A simulação está disposta na Tabela 20:

Tabela 20 – Simulação de fatura total mensal das cinco UC's no ACL com geração fotovoltaica considerando o mês de maior demanda.

Descrição	Posto Tarifário	Quantidade	Tarifa (R\$)	Total (R\$)
Demanda				
Demanda Gerador [kW]	NA	0	0,00	0,00
Demanda [kW]	Ponta - TUSD	0	50,59	0,00
	Fora Ponta - TUSD	3.381	9,19	31.071,39
	Multa	498	36,76	18.306,48
Consumo				
Consumo [MWh]	Ponta - TUSD	95,855	716,55	68.684,90
	Fora Ponta - TUSD	728,449	101,49	73.930,30
Subtotal				191.993,07
Impostos sobre Distribuição				
ICMS	18,00%	–	–	44.477,16
PIS/COFINS	4,30%	–	–	10.625,10
Total Distribuidora				247.095,32
Energia – Mercado Livre				
Energia [MWh]	Consumo + Perdas	824,30	280,56	231.266,75
PIS/COFINS	4,30%	–	–	12.798,55
ICMS	18,00%	–	–	53.575,31
Total de Energia				297.640,60
CCEE / Gestão / Outros				0,00
Total Global com Geração FV (outubro de 2022)				544.735,92
Total Cativo (Referência)				632.661,77

Fonte: Autor.

Os valores de tarifa apresentados na Tabela 20 para demanda R\$ 9,19/kW e R\$ 716,55/MWh para consumo no horário de ponta, refletem a aplicação de descontos tarifários de 50% decorrentes da contratação de energia incentivada a partir da aplicação das equações 4.5 e 4.6. Esse tipo de energia, proveniente de fontes renováveis como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas possui benefícios regulatórios que reduzem TUSD.

Também foi considerada a multa por demanda ultrapassada, resultando no valor de R\$ 18.306,48, que ocorreu devido ao excedente de 498 kW sobre a demanda contratada (Tabela 16). Esta penalidade destaca a necessidade de aumentar a demanda contratada da Área II.

Observa-se também que, com a inserção da geração fotovoltaica, houve significativa redução nos custos com consumo no posto fora ponta e na energia contratada do mercado livre. O valor total da fatura no ACL com geração fotovoltaica foi de R\$ 544.735,92, inferior ao custo de referência no ambiente cativo (R\$ 632.661,77), indicando uma economia mensal de aproximadamente R\$ 87.925,85 (13,9%).

Entretanto, foram considerados nulos os encargos setoriais, taxa à CCEE e gestão. Além disso, o preço por MWh praticado em contratos bilaterais entre consumidor e gerador tende a ser inferior ao PLD. Portanto, este resultado torna-se uma aproximação, sendo necessário estimar o custo de migração ao ACL e considerar os encargos acima citados.

Na sequência, foi realizada uma simulação do mesmo perfil de consumo, porém sem considerar geração fotovoltaica. Os dados de consumo e demanda das UC's foram extraídos da fatura de outubro de 2022, sendo detalhados para cada unidade nas Tabelas 15 e 16. O resultado está apresentado na Tabela 21.

Tabela 21 – Simulação de fatura total mensal das cinco UC's no ACL sem geração fotovoltaica considerando o mês de maior demanda.

Descrição	Posto Tarifário	Quantidade	Tarifa (R\$)	Total (R\$)
Demanda				
Demanda Gerador [kW]	NA	1.911,250	0,00	0,00
Demanda [kW]	Ponta - TUSD	0	50,59	0,00
	Fora Ponta - TUSD	3.381	9,19	31.071,39
	Multa	498	36,76	18.306,48
Consumo				
Consumo [MWh]	Ponta - TUSD	95,855	716,55	68.684,90
	Fora Ponta - TUSD	985,658	101,49	100.034,43
Subtotal				218.097,20
Impostos sobre Distribuição				
ICMS	18,00%	–	–	50.524,45
PIS/COFINS	4,30%	–	–	12.069,73
Total Distribuidora				280.691,38
Energia – Mercado Livre				
Energia [MWh]	Consumo + Perdas	1.081,51	280,56	303.429,29
PIS/COFINS	4,30%	–	–	16.792,10
ICMS	18,00%	–	–	70.292,50
Total de Energia				390.513,88
CCEE / Gestão / Outros				0,00
Total Global Mensal sem Geração Fotovoltaica				671.205,26
Total Cativo (Referência)				735.012,68

Fonte: Autor.

Na simulação, novamente considerou-se o desconto de 50% na TUSD aplicável à energia incentivada. O valor total da fatura no ACL sem geração fotovoltaica foi de R\$671.205,26, inferior ao custo de referência no ambiente cativo (R\$735.012,68), indicando uma economia de aproximadamente R\$ 63.807,42 (8,68%). Nesse sentido, a migração ao ACL com geração fotovoltaica em comparação à migração ao ACL sem geração apresentou uma economia maior. Essa diferença de 13,9% frente a 8,68% deve-se principalmente ao fato de que a energia gerada localmente não utiliza a rede de distribuição, ficando isenta da cobrança da TUSD. Já no cenário sem geração, toda a energia consumida é importada da rede, estando integralmente sujeita à cobrança da TUSD, o que limita os benefícios econômicos.

Apesar de representarem um cenário estimado de custos no ACL, estes resultados não refletem integralmente o valor a ser pago pela USP. Pois no ACL a energia não é adquirida por meio de uma tarifa regulada, mas sim por meio de contratos bilaterais de compra e venda, cujos preços, prazos e volumes são livremente negociados entre as partes. Além disso, existe a liquidação das diferenças na CCEE, que ajusta mensalmente os desvios entre a energia contratada e a efetivamente consumida, podendo gerar custos adicionais ou lucro. Também devem ser considerados os custos com gestão de energia, encargos setoriais e eventuais penalidades por ultrapassagens ou subcontratação.

Diante disso, deve-se definir a contratação baseada na curva de demanda horária, como ilustrado na Figura 24:

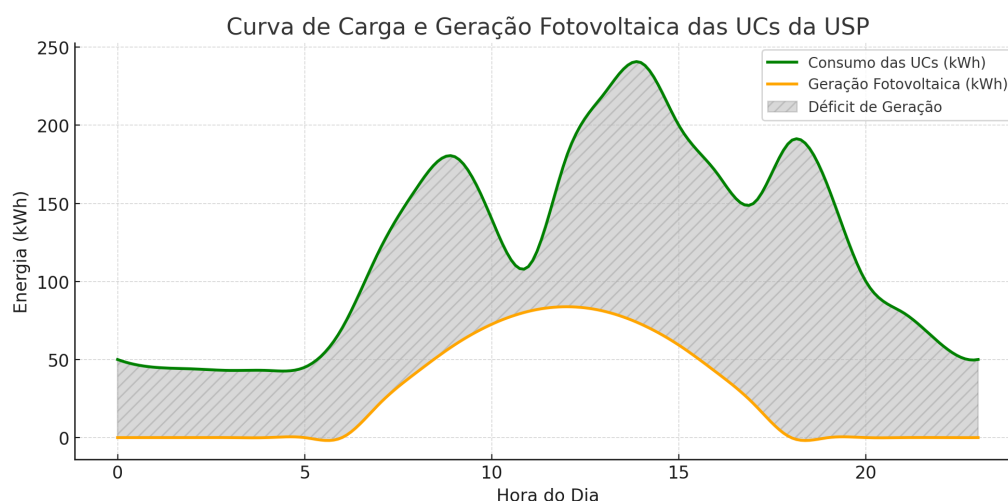


Figura 24 – Curva de Carga e Geração Fotovoltaica das UCs da USP

Fonte: Autor.

A área hachurada indica o volume de energia a ser negociado no mercado livre por meio de um CCEEAL, alinhando o perfil de consumo com a contratação, de modo a minimizar a exposição ao MCP e otimizar os custos.

4.8 Análise de Retorno Financeiro

Através do payback avalia-se a viabilidade econômica da instalação dos sistemas fotovoltaicos e migração ao mercado livre de energia. Ele representa o tempo necessário para que a economia gerada pelo sistema compense o investimento inicial realizado. Sua fórmula é dada por:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento Inicial (R\$)}}{\text{Economia Anual (R\$)}} \quad (4.7)$$

A seguir, serão analisados os tempos de retorno do investimento para três cenários distintos: migração ao ACL sem geração fotovoltaica, instalação dos sistemas fotovoltaicos e, por fim, a migração ao ACL considerando a geração fotovoltaica.

4.8.1 Payback da migração ao ACL sem geração fotovoltaica

Para estimar a economia anual ao migrar para o ACL, deve-se considerar custos iniciais obrigatórios, sendo o primeiro referente à adequação do sistema de medição, com investimento previsto de R\$30.000,00 por unidade consumidora (MINATO, 2021). A adesão à CCEE também é necessária, tendo seu valor atual de R\$8.0703,00. Também são cobrados encargos pela instalação inicial dos sistemas de medição por UC, no montante de R\$1.859,61 por UC (MINATO, 2021). A Tabela 22 consolida os valores totais envolvidos no processo de transição para o mercado livre de energia.

Tabela 22 – Investimento inicial para migração ao ACL.

Item	Valor (R\$)
Adequação do sistema de medição	150.000,00
Adesão à CCEE	8.703,00
Encargos de medição inicial	9.298,05
Total	168.001,05

Fonte: Autoria própria.

Para estimar a economia em relação ao ACR, o consumo total (kWh) considerado representa todas as cinco UC's anualizado e foi apresentado na Tabela 10. Outros parâmetros técnicos foram considerados, sendo o primeiro a previsão de aumento do custo da energia elétrica para refletir a tendência histórica do aumento de carga. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi utilizada como critério de comparação entre o projeto e outras alternativas de aplicação de capital. A Tabela 23 sintetiza os valores considerados para os parâmetros:

Tabela 23 – Parâmetros econômicos utilizados na simulação de retorno de investimento na migração ao ACL.

Parâmetro	Valor
Previsão de aumento do custo da energia	5% ao ano
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	10% ao ano
Previsão de aumento da demanda	0,5% ao ano

Fonte: Autor.

Ao contrário da instalação de um sistema fotovoltaico, que demanda investimentos iniciais elevados e custos recorrentes com operação e manutenção dos equipamentos, a migração ao ACL não envolve infraestrutura física complexa. Dessa forma, o consumidor que opta apenas pela migração ao ACL não está sujeito a despesas com manutenção de painéis solares, inversores ou outros componentes, o que reduz a complexidade operacional e os custos associados ao longo do tempo.

Para determinar o preço da energia no ACL utilizou-se como referência o valor médio do PLD e a tarifa de TUSD, obtidos no Anexo A – Histórico do PLD (Fonte: Dashboard Dcide) e na fatura de energia (Figura 21) respectivamente. Portanto, o valor de tarifa considerado é:

$$\text{Custo do kWh da Energia em ACL} = \text{R\$ } 0,3356 \text{ /kWh} \quad (4.8)$$

Em comparação, o preço da energia em ACR, obtido também da fatura apresentada na Figura 21, considera-se a tarifa de TE e TUSD Fora de Ponta. Portanto, o valor da tarifa considerado é:

$$\text{Custo do kWh da Energia em ACR} = \text{R\$ } 0,4321 \text{ /kWh} \quad (4.9)$$

Com base nesses parâmetros, foi elaborada a Tabela 24, sendo obtido o fluxo de caixa anual pela diferença que se deixa de pagar ao comprar a energia no mercado livre em comparação ao regulado. Nota-se que o investimento inicial é muito baixo e não há descontos devido a manutenções de infraestrutura.

Tabela 24 – Fluxo de caixa da migração de todas as cinco UC's ao ACL através da comparação entre tarifas.

Ano	Consumo Total (kWh)	Custo do kWh em ACL (R\$)	Custo do kWh em ACR (R\$)	Fluxo de Caixa Anual (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
2025	0	0,000	0,000	R\$ -168.001,05	R\$ -168.001,05
2026	12.081.512	0,3356	0,4321	R\$ 1.165.872,43	R\$ 997.871,38
2027	12.141.920	0,3520	0,4540	R\$ 1.230.286,88	R\$ 2.228.158,27
2028	12.202.629	0,3700	0,4760	R\$ 1.298.260,23	R\$ 3.526.418,50
2029	12.263.642	0,3880	0,5000	R\$ 1.369.989,11	R\$ 4.896.407,61
2030	12.324.961	0,4080	0,5250	R\$ 1.445.681,01	R\$ 6.342.088,62
2031	12.386.585	0,4280	0,5510	R\$ 1.525.554,89	R\$ 7.867.643,51
2032	12.448.518	0,4500	0,5790	R\$ 1.609.841,79	R\$ 9.477.485,30
2033	12.510.761	0,4720	0,6080	R\$ 1.698.785,55	R\$ 11.176.270,86
2034	12.573.315	0,4960	0,6380	R\$ 1.792.643,45	R\$ 12.968.914,31
2035	12.636.181	0,5210	0,6700	R\$ 1.891.687,01	R\$ 14.860.601,32
2036	12.699.362	0,5470	0,7040	R\$ 1.996.202,71	R\$ 16.856.804,03
2037	12.762.859	0,5740	0,7390	R\$ 2.106.492,91	R\$ 18.963.296,94
2038	12.826.673	0,6030	0,7760	R\$ 2.222.876,65	R\$ 21.186.173,59
2039	12.890.807	0,6330	0,8150	R\$ 2.345.690,58	R\$ 23.531.864,17
2040	12.955.261	0,6640	0,8560	R\$ 2.475.289,99	R\$ 26.007.154,15
2041	13.020.037	0,6980	0,8980	R\$ 2.612.049,76	R\$ 28.619.203,91
2042	13.085.137	0,7330	0,9430	R\$ 2.756.365,51	R\$ 31.375.569,42
2043	13.150.563	0,7690	0,9900	R\$ 2.908.654,70	R\$ 34.284.224,12
2044	13.216.316	0,8080	1,0400	R\$ 3.069.357,87	R\$ 37.353.581,99
2045	13.282.397	0,8480	1,0920	R\$ 3.238.939,90	R\$ 40.592.521,89
2046	13.348.809	0,8900	1,1460	R\$ 3.417.891,32	R\$ 44.010.413,21
2047	13.415.553	0,9350	1,2040	R\$ 3.606.729,82	R\$ 47.617.143,03
2048	13.482.631	0,9820	1,2640	R\$ 3.806.001,64	R\$ 51.423.144,67
2049	13.550.044	1,0310	1,3270	R\$ 4.016.283,23	R\$ 55.439.427,91
2050	13.617.794	1,0820	1,3940	R\$ 4.238.182,88	R\$ 59.677.610,79

Fonte: Autor.

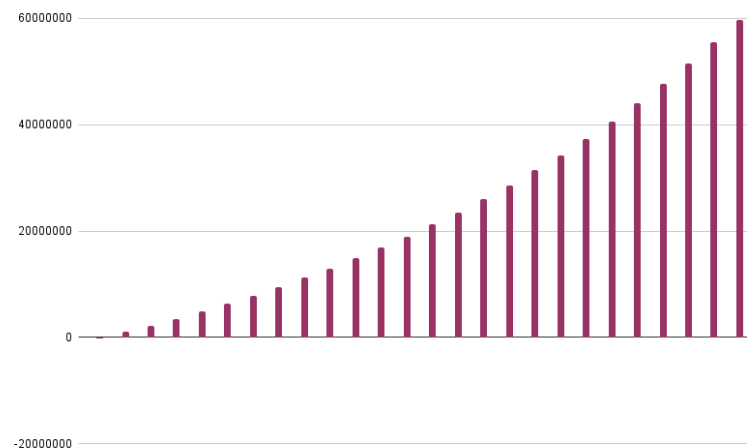


Figura 25 – Payback simples ao migrar para o ACL.

Fonte: Autor.

Os indicadores econômicos obtidos a partir da análise do fluxo de caixa permitem avaliar a viabilidade da migração apenas ao ACL. A Tabela 25 apresenta o resumo dos principais resultados:

Tabela 25 – Indicadores de viabilidade econômica ao migrar para o ACL.

Indicador	Resultado
Taxa Interna de Retorno (TIR)	699,49%
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$59.677.610,79
Payback Simples (anos)	0,14

Fonte: Autor.

Com base nos indicadores de viabilidade econômica apresentados, a migração ao ACL tem-se o payback simples de apenas 0,14 anos, indicando que o investimento é recuperado em poucos meses. Além disso, a TIR de 699,49% evidencia uma rentabilidade significativamente superior à maioria das alternativas de investimento convencionais. O VPL, superior a R\$ 59 milhões em 25 anos, confirma que, ao longo do período analisado, a migração é extremamente viável, mesmo sem a instalação de um sistema fotovoltaico.

4.8.2 Payback do sistema fotovoltaico

Para estimar a economia anual de instalação dos sistemas fotovoltaicos das cinco UC's, multiplica-se a quantidade de energia gerada pelo sistema ao longo de um ano pelo valor da energia compensada na rede, apresentados na Tabela 13 e Equação 4.9, respectivamente. Também foram definidos parâmetros técnicos e financeiros com base em

referências do setor e em práticas conservadoras de avaliação. A previsão de aumento do custo da energia elétrica foi considerada para refletir a tendência histórica de elevação tarifária. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi utilizada como critério de comparação entre o projeto e outras alternativas de aplicação de capital.

A vida útil do inversor foi considerada inferior à dos módulos fotovoltaicos, sendo seu custo de substituição incluído no ano correspondente à sua vida útil de 15 anos, representando uma despesa pontual relevante no fluxo de caixa do projeto. Estimativas de manutenção anual foram incluídas para representar gastos recorrentes com limpeza e inspeções.

Além disso, foram consideradas perdas de eficiência dos módulos ao longo dos anos, começando com uma redução inicial e seguida de uma taxa constante de degradação anual. A Tabela 26 sintetiza os valores considerados para os parâmetros:

Tabela 26 – Parâmetros econômicos e técnicos utilizados na simulação de retorno de investimento ao instalar o sistema fotovoltaico das cinco UC's.

Parâmetro	Valor
Previsão de aumento do custo da energia	5% ao ano
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	10% ao ano
Vida útil do inversor	15 anos
Custo de manutenção anual	2% da economia anual
Custo de reposição do inversor	70% da economia anual (no ano 15)
Perda de eficiência no 1º ano	2,0%
Perda de eficiência nos anos seguintes	0,8% ao ano

Fonte: Autor.

Com base nesses parâmetros, foi possível realizar a simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico ao longo de sua vida útil de 25 anos. Considerou-se um investimento inicial de R\$5,35 milhões para instalação de todos os sistemas fotovoltaicos, totalizando 1911,2 kWp conforme apresentado na Tabela 12. A Tabela 27 apresenta os resultados anuais projetados, incluindo a energia gerada, os custos operacionais, a receita estimada com a energia injetada na rede e os fluxos de caixa esperados para cada período.

A partir do fluxo de caixa, conclui-se que o investimento inicial é elevado, com estimativa de 5,35 milhões de reais para instalação dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, em 15 anos encerra a vida útil dos inversores, podendo em um cenário pessimista ter que trocá-los, resultando em uma maior manutenção neste período. Entretanto, ao final do período de análise, estimado para o ano de 2050, o sistema apresentou um saldo acumulado de R\$9.111.434,64, considerando descontos em manutenções previstas.

Tabela 27 – Fluxo de caixa de todos os sistemas fotovoltaicos instalados nas cinco UC's para análise de retorno de investimento.

Ano	Energia Gerada (kWh)	Custo kWh (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa Anual (R\$)	Fluxo de Caixa Acum. (R\$)	Fluxo Descontado (R\$)	Fluxo Desc. Acumulado (R\$)
2025	0	0,0000	0,00	-5.351.360,00	-5.351.360,00	-5.351.360,00	-5.351.360,00
2026	2.771.251	0,4321	23.949,15	1.173.508,55	-4.177.851,45	1.066.825,95	-4.284.534,05
2027	2.715.826	0,4540	24.643,68	1.207.540,30	-2.970.311,15	997.967,19	-3.286.566,86
2028	2.694.100	0,4760	25.668,86	1.257.773,97	-1.712.537,18	944.984,20	-2.341.582,65
2029	2.672.547	0,5000	26.736,68	1.310.097,37	-402.439,81	894.814,13	-1.446.768,52
2030	2.651.167	0,5250	27.848,93	1.364.597,42	962.157,62	847.307,64	-599.460,88
2031	2.629.957	0,5510	29.007,44	1.421.364,68	2.383.522,29	802.323,30	202.862,42
2032	2.608.918	0,5790	30.214,15	1.480.493,45	3.864.015,74	759.727,23	962.589,65
2033	2.588.046	0,6080	31.471,06	1.542.081,97	5.406.097,71	719.392,62	1.681.982,27
2034	2.567.342	0,6380	32.780,26	1.639.012,84	7.045.110,55	695.101,44	2.377.083,71
2035	2.546.803	0,6700	34.143,92	1.673.051,86	8.718.162,41	645.033,92	3.022.117,63
2036	2.526.429	0,7040	35.564,30	1.742.650,82	10.460.813,22	610.788,48	3.632.906,11
2037	2.506.217	0,7390	37.043,78	1.815.145,09	12.275.958,31	578.361,16	4.211.267,27
2038	2.486.168	0,7760	38.584,80	1.929.239,92	14.205.198,24	558.832,09	4.770.099,36
2039	2.466.278	0,8150	40.189,93	1.969.306,38	16.174.504,62	518.579,92	5.288.679,28
2040	2.446.548	0,8560	1.507.025,77	586.065,58	16.760.570,19	140.299,44	5.428.978,72
2041	2.426.976	0,8980	43.603,28	2.136.560,67	18.897.130,87	464.977,85	5.893.956,57
2042	2.407.560	0,9430	45.417,18	2.225.441,60	21.122.572,46	440.291,76	6.334.248,33
2043	2.388.299	0,9900	47.306,53	2.318.019,97	23.440.592,43	416.916,27	6.751.164,59
2044	2.369.193	1,0400	49.274,48	2.414.449,60	25.855.042,02	394.781,80	7.145.946,40
2045	2.350.239	1,0920	51.324,30	2.514.890,70	28.369.932,73	373.822,48	7.519.768,87
2046	2.331.437	1,1460	53.459,39	2.619.510,15	30.989.442,88	353.975,90	7.873.744,78
2047	2.312.786	1,2040	55.683,30	2.728.481,78	33.717.924,65	335.183,00	8.208.927,78
2048	2.294.284	1,2640	57.999,73	2.841.986,62	36.559.911,27	317.387,83	8.526.315,61
2049	2.275.929	1,3270	60.412,52	2.960.213,26	39.520.124,53	300.537,42	8.826.853,03
2050	2.257.722	1,3940	62.925,68	3.083.358,13	42.603.482,67	284.581,62	9.111.434,64

Fonte: Autor.

A representação gráfica contribui para uma melhor compreensão do valor do dinheiro ao longo do tempo na avaliação de investimentos. A Figura 26 mostra o payback simples do projeto fotovoltaico, não considerando as manutenções no decorrer dos anos. Já a Figura 27 ilustra que os fluxos de caixa descontados, em períodos mais distantes, têm impacto reduzido em relação aos de curto prazo, o que resulta na curvatura convexa observada na projeção.

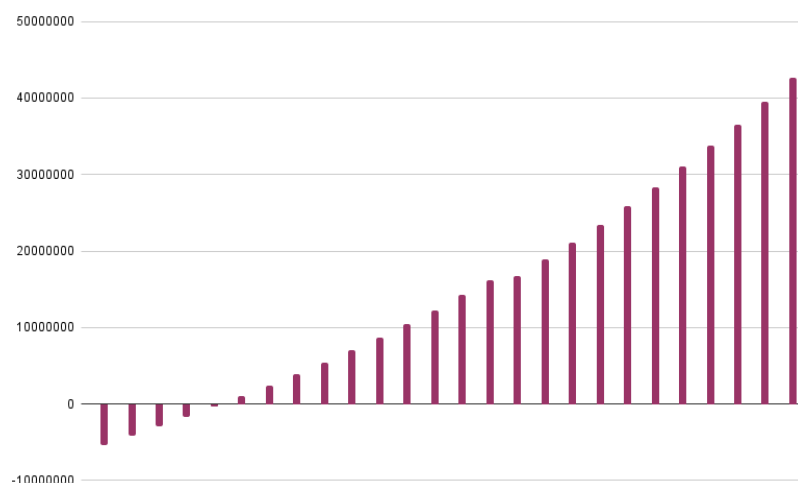


Figura 26 – *Payback* simples do projeto fotovoltaico.

Fonte: Autor.

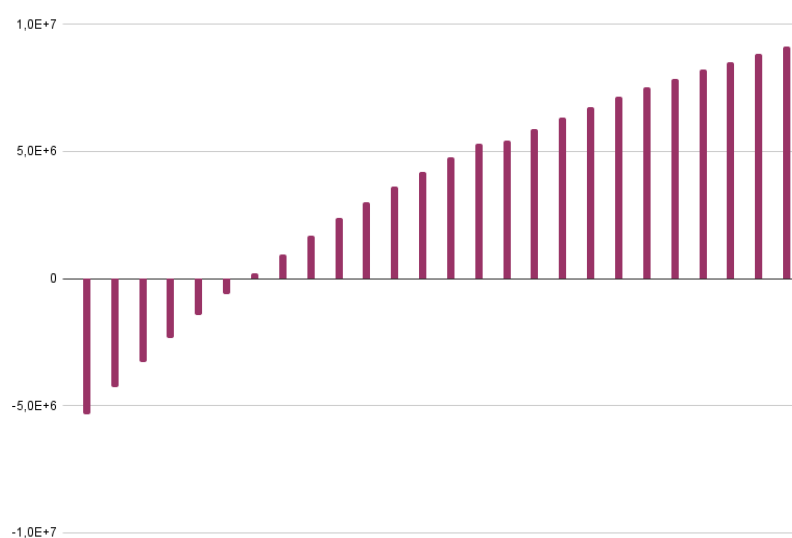


Figura 27 – *Payback* descontado do projeto fotovoltaico.

Fonte: Autor.

Os indicadores econômicos obtidos a partir da análise do fluxo de caixa permitem avaliar a viabilidade do investimento no sistema fotovoltaico. A Tabela 28 apresenta um resumo dos principais resultados:

Tabela 28 – Indicadores de viabilidade econômica para instalar os sistemas fotovoltaicos.

Indicador	Resultado
Taxa Interna de Retorno (TIR)	25,49%
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 9.111.434,64
Payback Simples (anos)	4,56
Payback Descontado (anos)	5,02

Fonte: Autor.

Os resultados evidenciam a viabilidade do projeto, uma vez que tanto a TIR quanto o VPL apresentam valores positivos. Isso indica que o sistema fotovoltaico é capaz de proporcionar retorno financeiro vantajoso à empresa, superando a taxa mínima de atratividade estabelecida para o investimento.

4.8.3 Payback da migração ao ACL e instalação do sistema fotovoltaico

Nesta parte são analisados os impactos econômicos da implantação do sistema fotovoltaico em conjunto com a migração da universidade ao ACL. A simulação considerou não apenas a economia proporcionada pela geração de energia solar ao longo do tempo, mas também os ganhos obtidos por meio da contratação de energia no mercado livre.

Para estimar a economia anual obtida ao comprar energia no mercado livre com a instalação dos sistemas fotovoltaicos nas cinco UC's, determinou-se primeiramente a energia a ser comprada, sendo a diferença entre o consumo anual e a energia gerada ao longo de um ano pelo sistema fotovoltaico, Tabelas 10 e 13 respectivamente. Em seguida, determina-se o custo da energia tanto em ACL quanto em ACR, apresentados nas equações 4.8 e 4.9 respectivamente. Desta forma, o fluxo de caixa anual é obtido a partir da diferença entre o valor a ser pago no mercado livre e o valor pago no ambiente regulado.

A simulação também considerou parâmetros técnicos e financeiros com base em dados do setor e em premissas conservadoras. Entre eles, está a projeção de aumento do custo da energia elétrica, adotada para refletir a tendência histórica de elevação tarifária. A TMA foi definida como critério comparativo entre o projeto e outras possíveis aplicações de capital.

Além disso, considerou-se que a vida útil dos inversores é inferior à dos módulos fotovoltaicos, com substituição prevista no 15º ano de operação, representando um custo relevante no fluxo de caixa do projeto. Estimativas de manutenção anual também foram

incluídas, representando despesas recorrentes com limpeza e inspeções. Ainda, foram incorporadas perdas de eficiência dos módulos ao longo do tempo, com uma redução inicial no primeiro ano e uma taxa constante de degradação nos anos seguintes. Além dos parâmetros já mencionados, incorporou-se a previsão de crescimento da demanda elétrica ao longo dos anos. A Tabela 29 resume os parâmetros utilizados na simulação de viabilidade do projeto.

Tabela 29 – Parâmetros econômicos e técnicos utilizados na simulação de retorno de investimento com geração fotovoltaica e migração ao ACL.

Parâmetro	Valor
Previsão de aumento do custo da energia	5% ao ano
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	10% ao ano
Previsão de aumento da demanda	0,5% ao ano
Vida útil do inversor	15 anos
Custo de manutenção anual	2% da economia anual
Custo de reposição do inversor	70% da economia anual (no ano 15)
Perda de eficiência no 1º ano	2,0%
Perda de eficiência nos anos seguintes	0,8% ao ano
Previsão de aumento da demanda	0,5% ao ano

Fonte: Autor.

A migração para o mercado livre de energia necessita de investimentos iniciais, conforme indicado na Tabela 22. Além disso, tem-se o custo envolvido na instalação do sistema fotovoltaico, resultando no custo total estimado de R\$ 5.519.361,05.

A partir do fluxo de caixa apresentado na Tabela 30, conclui-se que o investimento inicial é elevado devido à instalação dos sistemas fotovoltaicos, somado às adequações para migrar para o mercado livre. Além disso, em 15 anos encerra a vida útil dos inversores, podendo, em um cenário pessimista, ter que trocá-los. Desta forma, tem-se uma maior manutenção neste período. Entretanto, ao final do período de análise, o sistema apresentou um saldo acumulado de R\$36.374.920,65, considerando descontos em manutenções previstas.

Tabela 30 – Fluxo de caixa da migração ao ACL considerando a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Ano	Diferença Comprada (kWh)	Custo kWh ACL (R\$)	Custo kWh ACR (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo Caixa Anual (R\$)	Fluxo Caixa Acumulado (R\$)	Fluxo Desc. Anual (R\$)	Fluxo Desc. Acum. (R\$)
2025	0	0,000	0,000	0,00	-5.519.361,05	-5.519.361,05	-5.519.361,05	-5.519.361,05
2026	9.310.261	0,3356	0,4321	23.949,15	2.071.953,73	-3.447.407,32	2.950.420,26	-2.568.940,79
2027	9.356.812	0,352	0,454	24.643,68	2.155.624,58	-1.291.782,74	2.779.475,10	210.534,31
2028	9.403.596	0,370	0,476	25.668,86	2.258.239,91	966.457,16	2.641.633,27	2.852.167,58
2029	9.450.614	0,388	0,500	26.736,68	2.365.839,05	3.332.296,21	2.510.714,04	5.362.881,61
2030	9.497.867	0,408	0,525	27.848,93	2.478.668,83	5.810.965,04	2.386.365,96	7.749.247,58
2031	9.545.356	0,428	0,551	29.007,44	2.596.988,52	8.407.953,56	2.268.255,62	10.017.503,20
2032	9.593.083	0,450	0,579	30.214,15	2.721.070,51	11.129.024,08	2.156.066,65	12.173.569,85
2033	9.641.049	0,472	0,608	31.471,06	2.851.200,92	13.980.225,00	2.049.498,89	14.223.068,75
2034	9.689.254	0,496	0,638	32.780,26	3.020.460,61	17.000.685,61	1.976.071,59	16.199.140,34
2035	9.737.700	0,521	0,670	34.143,92	3.130.824,62	20.131.510,23	1.852.102,34	18.051.242,68
2036	9.786.389	0,547	0,704	35.564,30	3.280.965,52	23.412.475,75	1.760.746,88	19.811.989,56
2037	9.835.321	0,574	0,739	37.043,78	3.438.451,68	26.850.927,44	1.673.957,84	21.485.947,40
2038	9.884.497	0,603	0,776	38.584,80	3.642.234,21	30.493.161,64	1.613.857,60	23.099.805,00
2039	9.933.920	0,633	0,815	40.189,93	3.776.943,60	34.270.105,24	1.513.167,21	24.612.972,21
2040	9.983.589	0,664	0,856	1.507.025,77	2.493.574,75	36.763.679,99	737.241,41	25.350.213,62
2041	10.033.507	0,698	0,898	43.603,28	4.149.459,73	40.913.139,72	1.368.021,19	26.718.234,81
2042	10.083.675	0,733	0,943	45.417,18	4.349.553,32	45.262.693,04	1.300.827,69	28.019.062,50
2043	10.134.093	0,769	0,990	47.306,53	4.559.488,87	49.822.181,91	1.236.980,42	29.256.042,92
2044	10.184.764	0,808	1,040	49.274,48	4.779.759,66	54.601.941,57	1.176.310,70	30.432.353,62
2045	10.235.687	0,848	1,092	51.324,30	5.010.884,14	59.612.825,71	1.118.658,48	31.551.012,09
2046	10.286.866	0,890	1,146	53.459,39	5.253.407,23	64.866.232,94	1.063.871,82	32.614.883,91
2047	10.338.300	0,935	1,204	55.683,30	5.507.901,67	70.374.134,60	1.011.806,54	33.626.690,46
2048	10.389.992	0,982	1,264	57.999,73	5.774.969,46	76.149.104,06	962.325,78	34.589.016,24
2049	10.441.942	1,031	1,327	60.412,52	6.055.243,40	82.204.347,46	915.299,63	35.504.315,86
2050	10.494.151	1,082	1,394	62.925,68	6.349.388,69	88.553.736,15	870.604,78	36.374.920,65

Fonte: Autor.

A Figura 28 ilustra que os fluxos de caixa descontados, em períodos mais distantes, têm impacto reduzido em relação aos de curto prazo, o que resulta na curvatura convexa observada na projeção.

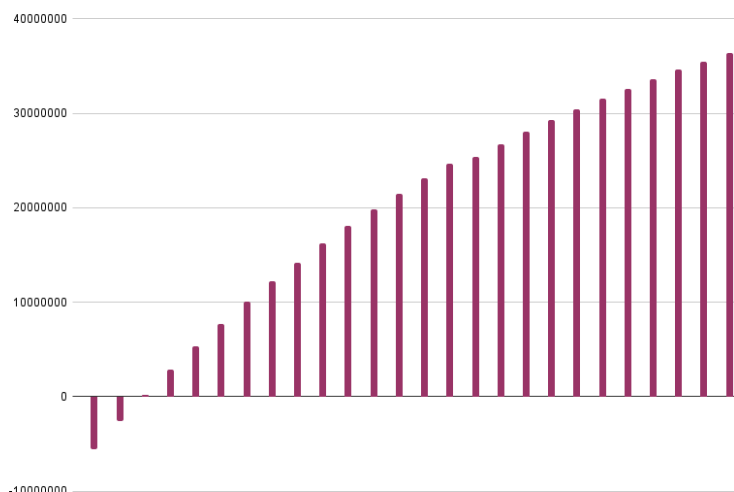


Figura 28 – *Payback* descontado do projeto fotovoltaico e migração ao ACL.

Fonte: Autor.

Os indicadores econômicos obtidos a partir da análise do fluxo de caixa permitem avaliar a viabilidade da migração apenas ao ACL. A Tabela 31 apresenta um resumo dos principais resultados:

Tabela 31 – Indicadores de viabilidade econômica para instalação do sistema fotovoltaico e migração ao ACL.

Indicador	Resultado
Taxa Interna de Retorno (TIR)	42,06%
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$36.374.920,6
Payback Simples (anos)	2,66
Payback Descontado (anos)	1,87

Fonte: Autor.

Com base nos indicadores apresentados na Tabela 31, a alternativa que combina a migração ao ACL com a instalação de sistemas fotovoltaicos demonstra excelente viabilidade econômica. A TIR de 42,06% está acima da TMA, indicando ser atrativo. O VPL positivo, de aproximadamente R\$36,37 milhões, representa um ganho significativo após 25 anos. Além disso, os prazos de retorno, tanto o payback simples (2,66 anos) quanto o payback descontado (1,87 anos), indicam uma recuperação rápida do capital investido.

Quando comparado às demais simulações realizadas, nota-se que a opção por apenas migrar ao ACL apresentou o maior retorno econômico. Esse resultado se deve à ausência de custos de implantação e manutenção, o que maximiza os ganhos financeiros já nos primeiros ciclos de faturamento. Em contrapartida, a adoção exclusiva do sistema fotovoltaico, embora também viável, resultou em indicadores menores devido ao elevado investimento inicial e à necessidade de manutenção periódica e substituição de componentes ao longo da vida útil.

Portanto, a estratégia híbrida através da migração ao ACL combinada com geração fotovoltaica própria representa uma terceira solução. Ainda que não ofereça o mesmo retorno imediato da migração ao ACL, ela proporciona uma economia expressiva, associada a menor exposição à volatilidade tarifária do mercado. Assim, configura-se como uma alternativa técnica e economicamente viável para consumidores do grupo A com perfil semelhante ao das unidades analisadas.

5. Conclusões

Este trabalho teve como análise inicial a compreensão do arcabouço regulatório que envolve o setor elétrico brasileiro, especialmente no que diz respeito à geração distribuída e ao funcionamento do ACL. Inicialmente, foram examinadas as normas que regem a relação entre agentes do setor elétrico e consumidores, com destaque para a Revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, que consolida os direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica. Em seguida, foi estudado o Módulo 7 do PRORET, que trata da Estrutura Tarifária, abordando a composição da TE, da TUSD e o mecanismo das Bandeiras Tarifárias.

Também foi analisada a Lei nº 10.848/2004, que estabeleceu as diretrizes para a comercialização de energia no Brasil, criando e regulamentando os ambientes ACR e ACL, marco essencial para a viabilização da competição de contratação no setor. No que se refere à geração própria, foi abordada a Lei nº 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, que estabeleceu regras e garantias para os consumidores que optam por gerar sua própria energia.

Outro aspecto importante discutido foi o conceito de autoprodutor de energia elétrica, modalidade que permite a venda de excedentes de geração desde que respeitado o critério de uso exclusivo, além de assegurar benefícios tarifários relevantes, como a redução da TUSD nas modalidades de geração remota. A abertura gradual do mercado livre também foi considerada, especialmente com a Consulta Pública nº 137/2022, que propõe a ampliação do acesso ao ACL para consumidores de baixa tensão, sinalizando um avanço rumo à democratização do setor. Por fim, compreendeu-se o papel da CCEE, entidade sem fins lucrativos responsável por viabilizar, organizar e regular todas as negociações realizadas no âmbito do mercado livre, incluindo os CCEALs.

A partir desta análise, iniciou-se o objetivo principal: avaliar a viabilidade econômica da migração de uma unidade consumidora do setor público para o ACL, com e sem a implantação de um sistema de geração fotovoltaica. Através da modelagem técnico-econômica, foram realizadas simulações comparativas entre diferentes cenários de contratação e geração de energia, considerando dados reais de consumo, tarifas regulatórias e estimativas de investimento.

A análise permitiu quantificar os benefícios financeiros associados a cada alternativa, destacando os impactos positivos da geração distribuída e da negociação no mercado livre sobre os principais indicadores de retorno econômico, como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de payback. A seguir, são discutidas as

principais conclusões obtidas, bem como as recomendações e limitações do estudo.

Os resultados apontam que, de forma isolada, o Mercado Livre de Energia oferece os maiores retornos financeiros para a universidade. A possibilidade de negociar contratos diretamente com fornecedores, obter descontos por energia incentivada e escolher livremente o supridor se reflete em um retorno expressivo, como mostra a Tabela 32.

Por outro lado, a geração fotovoltaica tem seu custo inicial elevado. Quando se combinam as duas estratégias, obtém-se um cenário intermediário, que, embora não supere a viabilidade econômica do mercado livre isolado, apresenta um bom equilíbrio entre retorno financeiro e sustentabilidade.

Tabela 32 – Comparativo de Indicadores de Viabilidade Econômica

Indicador	Apenas instalação do sistema fotovoltaico	Apenas migração ao ACL	Migração ao ACL e instalação do sistema fotovoltaico
TIR	25,49%	699,49%	42,06%
VPL	R\$ 9.111.434,64	R\$ 59.677.610,79	R\$ 36.374.920,60
Payback Simples	4,56 anos	0,14 anos	2,66 anos
Payback Descontado	5,02 anos	—	1,87 anos

Fonte: Autor.

A TIR de 699,49% no cenário do Mercado Livre evidencia um retorno extremamente elevado sobre o investimento inicial. Isso ocorre porque a migração demanda baixo aporte de capital, enquanto gera economia imediata com a contratação de energia a preços mais competitivos. O resultado é um retorno quase instantâneo, com payback simples de apenas 0,14 anos.

Entretanto, a migração para o Mercado Livre de Energia também traz desafios importantes, como a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças e incertezas relacionadas à demanda e aos preços futuros da energia. Portanto, é essencial realizar uma análise que inclua não apenas os custos imediatos, mas também a estratégia tarifária, adequação técnica das instalações e uma gestão energética ativa e eficiente. O uso de ferramentas avançadas de monitoramento energético e o suporte de consultorias especializadas são fundamentais para reduzir esses riscos.

5.1 Trabalhos futuros

Com base nos resultados alcançados neste trabalho, identificam-se direções de pesquisas e desenvolvimentos futuros:

- **Aplicação de redes neurais para estimativa do PLD:** desenvolver e treinar modelos baseados em redes neurais para prever o PLD. Essa análise contribuirá para tomada de decisões nas projeções de preço ao negociar a energia.
- **Estudos climáticos e seus impactos no preço da energia:** investigar a influência de variáveis climáticas, como precipitação, temperatura, níveis de reservatórios e irradiação solar, sobre a formação do PLD e sobre o comportamento do sistema elétrico nacional.
- **Estudo da curva de carga da USP:** realizar uma análise detalhada do perfil de demanda das unidades consumidoras da USP, considerando dados históricos horários e sazonais. A construção da curva de carga atual possibilitará simulações mais precisas e contribuirá com estratégias para a compra de energia no ACL na definição da modulação.
- **Otimização do uso de sistemas fotovoltaicos Zero Grid:** desenvolver estudos voltados à maximização da utilização local da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos que serão instalados em configuração Zero Grid, considerando perfil de carga das unidades consumidoras, uso de estratégias de armazenamento e gestão da demanda. Essa análise contribui para o autoconsumo, além de reduzir perdas e evitar a liquidação das diferenças realizada no MCP.

Referências

- ABRACEEL. **Cartilha do Mercado Livre de Energia**. 2023. Acesso em: 17 jun. 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. 2021. Estabelece as disposições gerais sobre os direitos e deveres dos consumidores e das distribuidoras de energia elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: maio de 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.031, de 26 de julho de 2022**. 2022. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221031.pdf>. Acesso em: 07 fevereiro 2025.
- ANEEL. **Resolução ANEEL nº 1.059, de 2023**. 2023. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 18 jun. 2024.
- ANEEL. **Resolução Homologatória Nº 3183, de 2023**. 2023. Acesso em: 16 jun. 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233183ti.pdf>.
- ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2024. Acesso em: 30 mar. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>.
- ANEEL, A. N. d. E. E. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. 2021. Acesso em: 14 de junho de 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>.
- BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. 1996. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm. Acesso em: 20 mar. 2025.
- BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. 2022. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 20 março 2025.
- CARI, E. P. T. **Apostila Curso Solar USP: Introdução a Sistemas Fotovoltaicos, Dimensionamento e Instalação**. São Paulo: USP, 2020. 94 p.
- CCEE. **Guia de Adesão à CCEE**. 2023. <https://www.ccee.org.br/documents/80416/1727343/Guia+de+Ades%C3%A3o+v2023.pdf>.
- CCEE. **Módulo 3 – Contratação de Energia**. São Paulo, 2023. Acesso em: 7 maio 2025. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20231032_2.pdf.
- CCEE. **Alocação de Geração Própria (AGP)**. 2025. [https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/21%20-%20Aloca%C3%A7%C3%A3o%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Pr%C3%B3pria%20\(AGP\)_2025.1.0-JAN.pdf/1e0c3485-45d7-513d-0ade-b59cff5e3b57](https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/21%20-%20Aloca%C3%A7%C3%A3o%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Pr%C3%B3pria%20(AGP)_2025.1.0-JAN.pdf/1e0c3485-45d7-513d-0ade-b59cff5e3b57). Acesso em: 5 maio. 2025.
- CCEE. **Energia Incentivada**. 2025. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_661168. Acesso em: 30 maio 2025.

CCEE. **Preço de Liquidação das Diferenças – PLD 2025.1.0.** 2025. https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2025.1.0-JAN.pdf/0d92a98b-b5d8-c12d-8d37-a477eeca94a. Acesso em: 10 maio 2025.

CCEE. **Regras de Comercialização.** São Paulo, 2025. Acesso em: 8 maio 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_054267.

CCEE. **Submódulo 3.1 – Contratos do Ambiente Livre.** São Paulo, 2025. Acesso em: 8 maio 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_062281.

Comerc Energia. **Mercado de Curto Prazo de Energia.** 2025. <https://www.comerc.com.br/panorama/mercado-de-curto-prazo-de-energia>. Acesso em: 10 maio 2025.

CPFL. **Energia Reativa Excedente: Entenda o que é e como evitar.** 2023. <https://cpflsolucoes.com.br/energia-reactiva-excedente/>. Acesso em: 02 maio 2025.

EDP. **Consumidor livre de energia: entenda as vantagens.** 2024. Acesso em: 13 maio 2025. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/consumidor-livre-de-energia-vantagens-edp/>.

EPP, P. **Manual de Tarificação de Energia Elétrica.** [S.l.], 2011. Acesso em: 16 jun. 2024. Disponível em: https://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf.

FAULKENBERRY, L. M.; COFFER, W. **Electrical Power Distribution and Transmission.** 3rd. ed. [S.l.: s.n.]: CRC Press, 2006. ISBN 9780849391653.

FILHO, G. F. **Gestão da energia: fundamentos e aplicações.** São Paulo: Editora Saraiva, 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** São Paulo: Edgar Blucher, 2005. ISBN 9788521203638.

MINATO, E. G. E. e M. P. **Estudo de caso de uma avaliação econômica entre a implementação de um sistema fotovoltaico e migração para o mercado livre de energia para um consumidor do grupo A São Carlos.** 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC). Orientador: Prof. Elmer Pablo Tito Cari.

Ministério de Minas e Energia. **Portaria Normativa nº 50, de 2022.** 2022. <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2024.

OLIVEIRA. Análise da variação de tensão e sobrecarga em transformador com inserção de geração distribuída. In: **Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE).** [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em: <file:///C:/Users/Carlos/OneDrive/%C3%81rea%20de%20Trabalho/TCC%20-%20Grupo%20A%20no%20ML%20de%20energia/CBQEE-Artigotenso-comautores.pdf>.

PRORET. **PRORET – Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição.** 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008_Proret_Submod_7_1_V2_6.pdf.

Acesso em: maio de 2025. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008_Proret_Submod_7_1_V2_6.pdf.

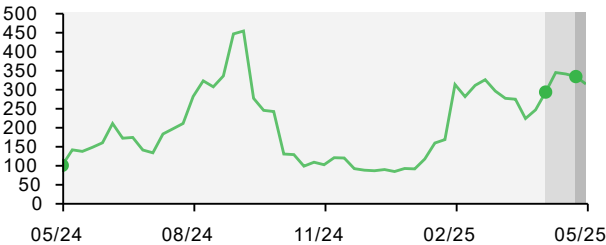
SOUZA, W. C. d. Análise da viabilidade econômica de migração para o mercado livre de energia: estudo de caso da universidade estadual júlio de mesquita filho-câmpus sorocaba. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2022.

Anexo A – Histórico do PLD (Fonte: Dashboard Dcide)

Índices Curva Forward - 28/05/2025 / **Semana 22**

CONVENCIONAL TRIMESTRE (M+1 ATÉ M+3)

R\$ **312,53** / MWh



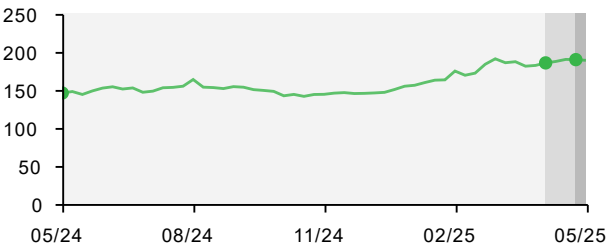
SEMANAL
-5,91 %

MENSAL
27,81 %

ANUAL
303,42 %

CONVENCIONAL LONGO PRAZO (A+1 ATÉ A+4)

R\$ **188,94** / MWh



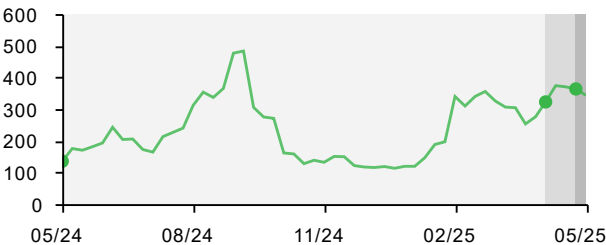
SEMANAL
-0,47 %

MENSAL
3,68 %

ANUAL
34,55 %

INCENTIVADA 50% TRIMESTRE (M+1 ATÉ M+3)

R\$ **343,37** / MWh



SEMANAL
-5,54 %

MENSAL
24,53 %

ANUAL
201,04 %

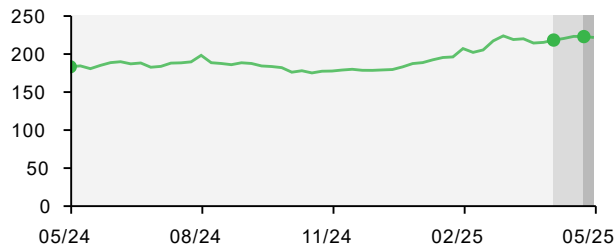
INCENTIVADA 50% LONGO PRAZO (A+1 ATÉ A+4)

R\$ **220,60** / MWh

SEMANAL
-0,51 %

MENSAL
3,03 %

ANUAL
25,19 %



ÍNDICES CURVA FORWARD

Na 22ª semana de 2025, os índices Trimestrais apresentaram quedas na comparação semanal para as fontes de energia Convencional e Incentivada 50%, embora tenham registrado elevações no acumulado mensal. Já os índices de Longo Prazo apresentaram variações negativas na semana e crescimento no mês para ambas as fontes de energia Convencional e Incentivada com 50% de desconto na TUSD. O índice Trimestral para a fonte Convencional, que agrega os produtos de Junho/2025 a Agosto/2025, foi medido como R\$ 312,53/MWh, apresentando queda semanal de 5,91%, embora tenha registrado elevação de 27,81% na comparação mensal, além de avanço significativo de 303,42% na comparação com o mesmo período no ano de 2024. De forma semelhante, o Índice Incentivada 50% Trimestre foi medido como R\$ 343,37/MWh, apresentando queda de 5,54% na semana e aumento de 24,53% no mês, registrando também uma expressiva elevação de 201,04% na comparação anual.

O preço de referência para energia Convencional nos próximos quatro anos (2026 a 2029) foi medido como R\$ 188,94/ MWh, registrando variação negativa de 0,47% na semana e crescimento de 3,68% no mês, além de elevação de 34,55% na comparação com o mesmo período do ano anterior. De forma semelhante, o Índice de energia Incentivada 50% Longo Prazo foi medido como R\$ 220,60/MWh, também com variação negativa de 0,51% na semana, crescimento de 3,03% na comparação mensal e elevação anual de 25,19%. Se considerados apenas os preços dos componentes comuns aos índices de Longo Prazo desta semana e de seus pares no ano anterior, temos variações anuais superiores àquelas apontadas na tabela, com elevações de 42,41% para a fonte Convencional e de 31,74% para a fonte Incentivada 50%.

PLD Acumulado - 02/06/2025

	NORTE	NORDESTE	SUDESTE / CENTRO-OESTE	SUL
Diário	270,44	265,40	278,07	278,75
Semanal	231,76	230,07	234,56	234,79
Mensal	230,46	227,92	234,33	234,67
Anual	84,07	84,00	181,25	186,70



SERIE HISTÓRICA DO PLD SEMANA OPERATIVA DE 2025

