INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

TIAGO DA SILVA MOTTA

SISTEMAS DISTRIBUÍDOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO POR BATERIAS ATRÁS DO MEDIDOR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: desenvolvimento de uma metodologia para dimensionamento com o despacho ótimo considerando o empilhamento de receitas

FLORIANÓPOLIS, 2025.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

TIAGO DA SILVA MOTTA

SISTEMAS DISTRIBUÍDOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO POR BATERIAS ATRÁS DO MEDIDOR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: desenvolvimento de uma metodologia para dimensionamento com o despacho ótimo considerando o empilhamento de receitas

Dissertação de mestrado submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para o processo de qualificação do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:
Prof. Rubipiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.

Coorientador: Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca do IFSC.

Motta, Tiago da Silva
SISTEMAS DISTRIBUÍDOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO POR BATERIAS ATRÁS DO MEDIDOR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: desenvolvimento de uma metodologia para dimensionamento com o despacho ótimo considerando o empilhamento de receitas / Tiago da Silva Motta; orientador, Rubipiara Cavalcante Fernandes, coorientador, Daniel Tenfen, 2025.
274 p.

Dissertação (mestrado profissional) - Instituto Federal de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Programa de Pós Graduação em Mestrado profissional em sistemas de energia elétrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Mestrado profissional em sistemas de energia elétrica. 2. Engenharia Elétrica. 3. Sistemas de armazenamento de energia com baterias. 4. Otimização do dimensionamento. 5. Empilhamento de receitas. I. Fernandes, Rubipiara Cavalcante. II. Tenfen, Daniel. III. Instituto Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Mestrado profissional em sistemas de energia eletrica. IV. Título.

SISTEMAS DISTRIBUÍDOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO POR BATERIAS ATRÁS DO MEDIDOR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: desenvolvimento de uma metodologia para dimensionamento com o despacho ótimo considerando o empilhamento de receitas

TIAGO DA SILVA MOTTA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Mestrado Profissional de Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 24 de setembro, 2025

Banca Examinadora:

gov.br
Documento assinado digitalmente
RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES
Data: 17/10/2025 15:06:57-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Rubipiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.
Orientador
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina

gov.br
Documento assinado digitalmente
DANIEL TENFEN
Data: 16/10/2025 18:48:55-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.
Coorientador
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina

ICP-Edu
Documento assinado digitalmente
Erlon Cristian Finardi
Data: 24/10/2025 12:01:31-0300
CPF: ***.364.749-**
Verifique as assinaturas em https://v.ufsc.br

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

gov.br
Documento assinado digitalmente
LUCIANE SILVA NEVES
Data: 22/10/2025 03:05:02-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Profa. Luciane Silva Neves, D. Eng.
Universidade Federal de Santa Maria

Assinado por: **Sérgio Filipe Carvalho Ramos**
Num. de Identificação: 09812632
Data: 2025.10.17 19:52:14+01'00'

Prof. Sérgio Filipe Carvalho Ramos, D. Eng.
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Dedico este trabalho à minha esposa Bruna e ao nosso filho Augusto, que dão sentido a todas as minhas realizações.

AGRADECIMENTOS

Em especial, à minha esposa, Bruna Penz Motta, meu alicerce nesta jornada, pela compreensão, companheirismo e apoio incondicional.

À minha mãe Dulce Rodrigues da Silva pela confiança, carinho e orações sempre presentes. Aos sogros Mário Bernardo Penz e Adélia Maria K. Penz, cujas valiosas palavras de apoio e confiança contribuíram para me manter firme no propósito.

Ao orientador, Professor Rubipiara C. Fernandes, pela condução, aconselhamento e experiência compartilhada ao longo de todo este mestrado.

Ao coorientador, Professor Daniel Tenfen, cujo suporte técnico, dedicação e conhecimento foram indispensáveis para concretização deste trabalho.

Aos membros da banca, Prof. Erlon C. Finardi (UFSC), Prof.ª. Luciane Silva Neves (UFSM) e Prof. Sérgio Filipe Carvalho Ramos (ISEP/IPP/Portugal) pela participação e contribuições que enriqueceram e validaram esta pesquisa.

Por fim, ao PPGEEL e MPSEE do IFSC, por oportunizar esse mestrado; e à FAPESC, pelo fomento essencial a esta pesquisa.

RESUMO

A crescente inserção de fontes renováveis intermitentes (FERI) nos sistemas elétricos apresenta desafios significativos para a sua estabilidade e confiabilidade. Os sistemas de armazenamento de energia em bateria (BESS) emergem como uma solução promissora para mitigar esses desafios e aprimorar a integração das FERI. Contudo, a implantação de BESS em larga escala depende de sua viabilidade econômica para o consumidor-prossumidor, o que ainda constitui um desafio técnico-financeiro frente aos elevados custos de investimento. Este trabalho propõe uma metodologia de otimização para o dimensionamento e a operação de sistemas distribuídos com geração fotovoltaica (GFV) e BESS, com o objetivo de maximizar do retorno financeiro. A metodologia é dividida em duas etapas interligadas, aqui definidas como estágios: no primeiro estágio se emprega um Algoritmo Genético (AG), tendo-se o as capacidades do GFV e do BESS e a demanda contratada como variáveis de otimização, sendo adaptável à topologia e ao enquadramento regulatório do prossumidor, utilizando como função-objetivo a maximização do Valor Presente Líquido Anualizado (VPL Anualizado); o segundo estágio utiliza Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para o despacho horário ótimo de energia, que, com base em uma estratégia de Empilhamento de Receitas (*Revenue Stacking*) maximizando a receita, coordena múltiplos serviços *behind-the-meter* (BTM). O modelo desenvolvido é aplicável a diferentes cenários de prossumidores nos Ambientes de Contratação Livre (ACL) e Regulado (ACR) brasileiro, e inclui a modelagem detalhada da complexa estrutura tarifária e regulatória deste último. Foram realizados estudos de caso no cenário ACR, com perfis de consumo comercial e industrial sob as estruturas tarifárias das concessionárias CELESC e CEMIG, com análise de sensibilidade aos custos do BESS. Os resultados no ACR demonstram que a atratividade do investimento é fortemente correlacionada à volatilidade das tarifas de energia, apresentando retornos financeiros significativos em cenários com elevada diferença tarifária, como na CEMIG, mesmo com os custos atuais de investimento. No ACL, os resultados contrariam um consenso setorial estabelecido, ao demonstrar que a sinergia entre a otimização holística do dimensionamento dos sistemas e a estratégia operacional multisserviços potencializa o retorno financeiro da prática de *zero-grid* para Autoprodutores, conferindo viabilidade econômica a modelos de negócios até então considerados impraticáveis pelo setor. O trabalho contribui com um modelo computacional robusto para a análise de viabilidade nos diferentes arranjos do mercado de eletricidade, oferecendo subsídios para o desenvolvimento de modelos de negócio diversos para o emergente mercado de armazenamento de energia no Brasil, assim como discute e contribui para os desafios a serem enfrentados nos próximos anos no SEB.

Palavras-chave: Empilhamento de receitas. Geração distribuída. Geração fotovoltaica. Otimização do dimensionamento. Sistemas de armazenamento de energia com baterias. Ambientes de contratação livre e regulado.

ABSTRACT

The increasing penetration of intermittent renewable energy sources (RES) into power systems presents significant challenges to their stability and reliability. Battery Energy Storage Systems (BESS) emerge as a promising solution to mitigate these challenges and enhance RES integration. However, the large-scale deployment of BESS depends on its economic viability for the prosumer, which still constitutes a technical-financial challenge given high investment costs. This work proposes an optimization methodology for the sizing and operation of distributed systems with photovoltaic (PV) generation and BESS, aiming to maximize financial returns. The methodology is divided into two interconnected stages: the first stage employs a Genetic Algorithm (GA), using PV and BESS capacities and contracted demand as optimization variables. It is adaptable to the prosumer's topology and regulatory framework, utilizing Annualized Net Present Value (ANPV) maximization as the objective function; the second stage uses Mixed Integer Linear Programming (MILP) for optimal hourly energy dispatch, which coordinates multiple behind-the-meter (BTM) services based on a revenue stacking strategy to maximize income. The developed model is applicable to different prosumer scenarios within the Brazilian Free (ACL) and Regulated (ACR) Contracting Environments, including detailed modeling of the complex tariff structure and regulatory framework of the latter. Case studies were conducted in the ACR scenario, featuring commercial and industrial consumption profiles under the tariff structures of utilities CELESC and CEMIG, including a sensitivity analysis of BESS costs. Results in the ACR demonstrate that investment attractiveness is strongly correlated with energy tariff volatility, showing significant financial returns in scenarios with high tariff differentials, such as CEMIG's, even at current investment costs. In the ACL, the results contradict an established industry consensus by demonstrating that the synergy between holistic system sizing optimization and a multi-service operational strategy enhances the financial return of zero-grid practices for Autoproducers, thereby conferring economic viability to business models previously considered impracticable by the sector. The work contributes a robust computational model for feasibility analysis across different electricity market arrangements, offering support for the development of diverse business models for the emerging energy storage market in Brazil, as well as discussing and contributing to the challenges to be faced in the coming years in the Brazilian Power System.

Keywords: Battery energy storage systems. Distributed generation. Free and regulated contracting environments. Photovoltaic generation. Revenue stacking. Sizing optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de aplicação de Deslocamento de Consumo 36
Figura 2 - Exemplo de aplicação de Otimização de Autoconsumo FV 37
Figura 3 - Curva de GFV de um APE sob ação do *clipping* do *zero-grid* 40
Figura 4 - Otimização do *zero-grid* de APE com GFV pela ação do BESS 41
Figura 5 - Exemplo de aplicação de Arbitragem de Energia 42
Figura 6 - Exemplo de aplicação de *Peak-Shaving* 44
Figura 7 - Exemplo de aplicação de Otimização de Demanda Contratada 45
Figura 8 - Topologia geral do sistema GFV-BESS distribuído proposto. 61
Figura 9 - Fluxograma simplificado do algoritmo de otimização em dois estágios. ... 74
Figura 10 - Topologia geral simplificada do sistema com os fluxos de potência possíveis entre os diferentes blocos funcionais. 78
Figura 11 - Fluxograma detalhado da metodologia – *Etapa Inicial (*ou *Estágio 0).* . 130
Figura 12 - Fluxograma do algoritmo da metodologia – *Estágio 1*. 131
Figura 13 - Fluxograma geral da metodologia – *Estágio 2.* 132
Figura 14 - Curva de consumo horário médio anual – perfil Comercial 141
Figura 15 - Consumo horário médio anual de uma semana típica – perfil Comercial 141
Figura 16 - Curva de consumo horário médio anual – perfil Industrial 143
Figura 17 - Consumo horário médio anual de uma semana típica – perfil Industrial 144
Figura 18 - Valores médios mensais climáticos utilizados para Florianópolis-SC. .. 145
Figura 19 - Mapa de tarifas residenciais de energia por distribuidora, em R$/kWh – ano-base 2025. 146
Figura 20 - Patamares de custos de investimento inicial em BESS, em R$/kWh, utilizados na análise de sensibilidade. 152
Figura 21 - Resultados da simulação – perfil Comercial, CELESC 159
Figura 22 - Resultados da simulação – perfil Industrial, CELESC 160
Figura 23 - Resultados da simulação – perfil Comercial, CEMIG 161
Figura 24 - Resultados da simulação – perfil Industrial, CEMIG 161
Figura 25 - Custo anual da fatura de energia – ano 1. 162
Figura 26 - Componentes de custos e receitas de energia para os cenários ótimos ACR.3 e referências ACR.2 e ACR.0 – ano 1. 163
Figura 27 - Métricas anualizadas para os cenários CEMIG, percentuais de ACR.3 em relação ACR.2 de referência. 164
Figura 28 - Projeção plurianual para o cenário *IND_ACR3_CEMIG_C2* 165

Figura 29 - Projeção plurianual para o cenário *COM_ACR3_CELESC_C2* 166
Figura 30 - Fluxos totais de energia no primeiro ano, entre os sistemas – cenários ACR.3 – Custo C2 168
Figura 31 - Curvas de potência horária média anual – simulação *COM_ACR3_CEMIG_C2* 169
Figura 32 - Curvas de potência horária média anual – simulação *IND_ACR3_CEMIG_C2* 169
Figura 33 - Despacho horário ótimo para um dia de semana, com consumo elevado – Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.* 172
Figura 34 - Despacho ótimo de dia de semana, com consumo reduzido – Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.* 173
Figura 35 - Despacho ótimo de um dia de semana com baixa geração FV - Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.* 174
Figura 36 - Despacho ótimo para um final de semana típico – Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.* 175
Figura 37 - Curvas anuais de picos diários de demanda de importação dos cenários ACR.3 e ACR.2, (CEMIG, C2) 178
Figura 38 - Curvas anuais de picos de exportação diários dos cenários ACR.3 e ACR.2, para os cenários CEMIG (C2) – *COM/IND_ACR3_CEMIG_C2* 179
Figura 39 - Curvas anuais de picos diários de demanda de exportação com demanda G otimizada - *COM_ACR3_CEMIG_C2* 180
Figura 40 - Resultados do dimensionamento – ACL.1, ACL.2 e ACL.3 183
Figura 41 - Resultados das métricas financeiras de longo prazo dos cenários ACL. 184
Figura 42 - Componentes de custos de faturamento de energia dos cenários ACL – ano 1. 185
Figura 43 - Economia percentual dos custos de faturamento de energia dos cenários ACL – ano 1 186
Figura 44 - Fluxos totais de energia no primeiro ano, entre os sistemas – cenários ACL 187
Figura 45 - Curvas de potência horária média anual – *COM_ACL1_CEMIG_C2* ... 189
Figura 46 - Curvas de potência horária média anual – *COM_ACL2_CEMIG_C2* ... 189
Figura 47 - Curvas de potência horária média anual – *COM_ACL3_CEMIG_C2* ... 190
Figura 48 - Despacho horário final de semana – cenário ACL.3 191
Figura 49 - Despacho horário ótimo para um dia com baixa irradiação – cenário ACL.3 191
Figura 50 - Curvas anuais de picos diários de demanda de consumo dos cenários ACL 193
Figura 51 - Distribuição do VPL Anualizado em função do IHI – Cenários CEMIG. 196

Figura 52 - Distribuição do VPL Anualizado em função do IHI – Cenários CELESC.....197
Figura 53 - Distribuição de VPL Incremental do perfil Comercial 199
Figura 54 - Distribuição de VPL Incremental do perfil Industrial.....199
Figura 55 - Estrutura tarifária geral do ACR 219
Figura 56 - Estrutura de preços de energia geral do ACL 233
Figura 57 - Ângulos de incidência solar em superfície inclinada. 237
Figura 58 - Eficiência *Round trip* e tempo de vida útil para os diferentes tecnologias de baterias. 253
Figura 59 - Autodescarga diária média para diferentes tecnologias de baterias. 254
Figura 60 - Otimização GFV+BESS dos cenários CELESC.....268
Figura 61 - Otimização GFV+BESS – Cenários CEMIG 269
Figura 62 - Otimização BESS x Demanda – Cenários CELESC.....270
Figura 63 - Otimização BESS + Demanda – Cenários CEMIG 271
Figura 64 - Sensibilidade do VPL Incremental (ACR.3 vs. ACR.2) em função de IHI - cenários CEMIG. 272
Figura 65 - Distribuição do VPL Incremental (ACR.3 vs. ACR.2) em função de IHI - cenários CELESC. 273

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Nomenclatura dos parâmetros de modelagem da irradiação incidente. 239

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Síntese comparativo da literatura de referência analisada e contribuições deste trabalho 58
Tabela 2 - Legenda das colunas da Tabela 1. 60
Tabela 3 - Problema de otimização do despacho diário $\boldsymbol{d}$ 94
Tabela 4 - Procedimento de projeção plurianual do despacho horário (Estágio 1) . 115
Tabela 5 - Problema de otimização do dimensionamento do cenário *X* – Estágio 1 124
Tabela 6 - Cenários de análise e aplicações disponíveis para cada configuração de sistema. 127
Tabela 7 - Blocos de configuração do algoritmo – Estágio 0 128
Tabela 8 - Parâmetros adotados para o *Solver GA()* – Estágio 1 135
Tabela 9 - Dados da unidade consumidora de perfil Comercial 140
Tabela 10 - Consumo mensal de energia do perfil Comercial. 140
Tabela 11 - Dados da unidade consumidora de perfil Industrial 142
Tabela 12 - Consumo mensal de energia do perfil Industrial – cenário-referência ACR.0 143
Tabela 13 - Tarifas e tributação de energia do ACR, referentes às concessionárias CELESC e CEMIG, ano referência 2025. 147
Tabela 14 - Preços e parâmetros assumidos de contratação de energia no ACL ... 149
Tabela 15 - Custos e parâmetros financeiros adotados 150
Tabela 16 - Parâmetros físicos definidos para os modelos do sistema 153
Tabela 17 - Lista de cenários simulados para os estudos de caso do ACR. 154
Tabela 18 - Lista de cenários simulados para os estudos de caso do ACL. 155
Tabela 19 - Restrições fixas aplicadas para otimizações do Estágio 1 e 2 155
Tabela 20 - Faturamento mensal de energia do perfil Comercial, CELESC e CEMIG – cenário-referência ACR.0 157
Tabela 21 - Faturamento mensal de energia do perfil Industrial, CELESC e CEMIG – cenário-referência ACR.0 158
Tabela 22 - Descrição das múltiplas estratégias de despacho do BESS das Figura 33 a Figura 36. 171
Tabela 23 - Comparativo dos resultados de otimização - Demanda G otimizada vs. não-otimizada. 180
Tabela 24 - Faturamento mensal de energia no ACL, perfil Comercial, CEMIG 182
Tabela 25 - Modalidades tarifárias disponíveis por Subgrupo de consumidor 219

Tabela 26 - Progressão anual de incidência da parcela fio B sobre a energia ativa (kWh) exportada no período de transição do SCEE, modalidade GDII 227
Tabela 27 - Equações para a determinação da irradiação global incidente inclinada, com base no modelo difuso de Hay 238
Tabela 28 - Perdas padrão – arranjo fotovoltaico 248

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
AT	Alta Tensão
BESS	*Battery Energy Storage System*
BT	Baixa Tensão
BTM	*Behind-the-meter*
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no ACL
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
C&I	Comercial e Industrial
EMS	*Energy Management System*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FERI	Fonte de Energia Renovável Intermitente
FTM	*Front-the-meter*
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração Distribuída
GFV	Gerador Fotovoltaico
IEA	*International Energy Agengy*
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina
IHI	Índice de Hibridização de Investimento
IRENA	*International Renewable Energy Agency*
LCOS	*Levelized Cost of Storage*
MCP	Mercado de Curto Prazo
MDFV	Módulo Fotovoltaico
MEE	Mercado de Energia Elétrica
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída

MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PPA	*Power Purchase Agreement*
RD	Rede de Distribuição
RED	Recurso Elétrico Distribuído
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
STC	*Standard Test Conditions*
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
UC	Unidade Consumidora
UHE	Usina Hidrelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

ÍNDICES

a	índice associado ao ano em um intervalo de anos A ($a \in A$)
d	índice associado ao dia do ano ($d = 1 \dots 365$)
h	índice associado à hora do dia d ($h = 1 \dots 24$)
m	índice associado ao mês do ano ($m = 1 \dots 12$)
t	índice associado ao estágio de tempo, podendo ser equivalente à h (hora), d (dia), m (mês), a (ano), Tn (período horário) ou combinação destes.
Tn, Ti, Tj	índice associado ao período horário de tarifação n, i ou j (e.g. $n = 1 \equiv P$ para hora-ponta, $n = 2 \equiv FP$ para hora fora-ponta).

VARIÁVEIS

FC^m	fluxo de caixa líquido mensal, no mês m [R$]
e_{bess}^t	energia armazenada no BESS em t [kWh]
Γ_{Inv}	custo de investimento total inicial [R$]
$\Gamma_{Inv,bess}$	custo de investimento inicial em BESS [R$]
$\Gamma_{Inv,gfv}$	custo de investimento inicial em GFV [R$]

Γ_{oem}^{t}	custo de O&M total, em t [R$]
$\Gamma_{oem,bess}^{t}$	custo de O&M do BESS, em t [R$]
$\Gamma_{oem,gfv}^{t}$	custo de O&M do GFV, em t [R$]
Γ_{rec}^{t}	custo de reposição total dos sistemas, em t [R$]
$\Gamma_{rec,bess}^{t}$	custo de reposição do BESS, em t [R$]
$\Gamma_{rec,gfv}^{t}$	custo de reposição do GFV, em t [R$]
k_{fv}^{t}	fator de *curtailment* do GFV, em t
κ_{e}^{t}	custo de compra de energia da rede, em t [R$]
K_{E}^{m}	custo mensal de compra de energia, no mês m [R$]
$k_{cyc,bess}^{t}$	custo de penalidade de carga pulsada do BESS, em t [R$]
κ_{dem}^{t}	custo com ultrapassagem de demanda, em t [R$]
K_{DEM}^{m}	custo mensal de demanda, no mês m [R$]
λ^{t}	lucro com faturamento de energia, em t [R$]
Λ^{m}	função de faturamento mensal de energia, no mês m [R$]
Λ_{X}^{m}	parâmetro Λ^{m} no cenário-base X [R$]
Λ_{X-0}^{m}	economia relativa mensal de faturamento de energia do cenário-base X em relação ao cenário referencial 0, no mês m [R$]
p_{ch}^{t}	potência total de carga do BESS, em t [kW]
p_{dch}^{t}	potência total de descarga do BESS, em t [kW]
p_{exp}^{t}	potência total exportada à rede, em t [kW]
p_{imp}^{t}	potência total importada da rede, em t [kW]
$p_{máx,exp}^{t}$	potência máxima de exportação verificada, em $t \in T$ [kW]
$p_{máx,imp}^{t}$	potência máxima de importação verificada, em $t \in T$ [kW]
ρ_{cr}^{t}	receita total de créditos de energia, em t [R$]
ρ_{e}^{t}	receita total de venda de energia, em t [R$]
ψ_{X-0}	VPL Anualizado do cenário-base X em relação ao cenário referencial 0 [R$]
$\mathcal{R}_{CR}^{m}$	receita mensal de créditos de energia, no mês m [R$]
$\mathcal{R}_{E}^{m}$	receita mensal de venda de energia, no mês m [R$]
SoC^{t}	estado de carga do BESS, em t
SoH^{t}	estado de saúde do BESS, em t
u_{exp}^{t}	variável binária de habilitação de exportação de energia da rede, em t.
u_{imp}^{t}	variável binária de habilitação de importação de energia da rede, em t.

u_{ch}^{t} variável binária de habilitação de carga do BESS em t.

u_{dch}^{t} variável binária de habilitação de descarga do BESS em t.

PARÂMETROS E CONSTANTES

A tempo total de ciclo de vida do projeto [anos]

A_{recgfv} tempo de vida útil do inversor fotovoltaico [anos]

$DemC^{Tn}$ demanda contratada de consumo/importação no posto Tn [kW]

$DemC_{máx}$ demanda máxima permitida de dimensionamento de $DemC$ [kW]

$DemC_{mín}$ demanda mínima permitida de dimensionamento de $DemC$ [kW]

$DemG$ demanda contratada de geração/exportação [kW]

$E_{bess,nom}$ capacidade de armazenamento de energia nominal do BESS [kWh]

$E_{bess,máx}$ capacidade máxima permitida de dimensionamento do armazenamento de energia nominal do BESS [kWh]

$E_{bess,min}$ capacidade mínima permitida de dimensionamento do armazenamento de energia nominal do BESS [kWh]

f_a fator de recuperação ou anualização

f_{pen} fator de penalidade ou multiplicador da tarifa de demanda

$\varphi_{pen,bess}$ custo unitário de penalidade de carga pulsada do BESS [R$/kW]

$\gamma_{Inv,bess}$ custo unitário de investimento em BESS [R$/kWh]

$\gamma_{Inv,gfv}$ custo unitário de investimento em GFV [R$/kWcc]

$\gamma_{oem,bess}$ percentual de custo unitário de O&M do BESS em relação a $\gamma_{Inv,bess}$, em t [%]

$\gamma_{oem,gfv}$ percentual de custo unitário de O&M do GFV em relação a $\gamma_{Inv,gfv}$, em t [%]

$\gamma_{rec,bess}$ percentual do custo de reposição do BESS em relação $\Gamma_{Inv,bess}$ [%]

$\gamma_{rec,gfv}$ percentual do custo de reposição do GFV em relação $\Gamma_{Inv,gfv}$ [%]

M tempo de ciclo de vida do projeto [meses]

N número total de postos tarifários horários de energia

N_{dem} número total de postos tarifários horários de demanda

$P_{ch,máx}$ potência máxima permitida de carga do BESS [kW]

$P_{dch,máx}$ potência máxima permitida de descarga do BESS [kW]

$P_{exp,max}^{t}$ potência máxima permitida de exportação em t [kW]

$P_{imp,max}^{t}$ potência máxima permitida de importação em t [kW]

$P_{fv,nom}$	potência nominal CA de geração fotovoltaica [kW]
$P_{ccfv,nom}$	potência nominal CC de geração fotovoltaica [kWcc]
$P_{ccfv,máx}$	potência máxima CC permitida de dimensionamento do GFV [kWcc]
$P_{ccfv,mín}$	potência mínima CC permitida de dimensionamento do GFV [kWcc]
P_{con}^{t}	potência total de consumo em t [kW]
P_{ccfv}^{t}	potência total CC de geração fotovoltaica disponível em t [kWcc]
P_{fv}^{t}	potência total de geração fotovoltaica disponível em t [kW]
r_m	taxa de juros mensal [%/mês]
r_a	taxa de juros anual [%/ano]
$r_{infl,a}$	taxa de inflação geral anual [%/ano]
$r_{oem,a}$	taxa de inflação anual de serviços de O&M [%/ano]
$r_{\chi,a}$	taxa de inflação anual de preços de energia [%/ano]
$SoC_{máx}$	máximo SoC permitido do BESS
SoC_{min}	mínimo SoC permitido do BESS
SoH_{min}	mínimo SoH permitido do BESS
$\chi_{e,imp.acr}^{t}$	custo unitário de compra de energia da rede no ACR, em t [R$/kWh]
$\chi_{e,buy.mcp}^{t}$	custo unitário de compra de energia no MCP/ACL, em t [R$/kWh]
$\chi_{e,buy.ppa}^{t}$	custo unitário de compra contratual de energia no ACL, em t [R$/kWh]
$\chi_{e,cr}^{t}$	receita unitário de crédito da energia exportada à rede no ACR, em t [R$/kWh]
$\chi_{e,sale.mcp}^{t}$	receita unitária de venda de energia no MCP/ACL, em t [R$/kWh]
$\chi_{e,sale.ppa}$	receita unitária de venda contratual fixa de energia no ACL [R$/kWh]
$\chi_{dem,exp}^{t}$	custo unitário de demanda contratada de exportação à rede em t [R$/kW]
$\chi_{dem,imp}^{t}$	custo unitário de demanda contratada de importação de rede em t [R$/kW]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 23
1.1 Justificativa 26
1.2 Definição do problema 27
1.3 Objetivo Geral 28
1.4 Objetivos Específicos 28
1.5 Estrutura da Dissertação 28
2 SISTEMAS DISTRIBUÍDOS DE ARMAZENAMENTOS DE ENERGIA POR BATERIAS: CONTEXTUALIZAÇÃO, APLICAÇÕES E ESTADO DA ARTE 30
2.1 O cenário atual do mercado de energia brasileiro 30
2.1.1 Marco Legal da GD no Mercado Regulado 31
2.1.2 Expansão do Mercado Livre de Energia 31
2.1.3 O novo mercado de armazenamento de energia no Brasil 32
2.2 Aplicações e serviços de BESS distribuídos 34
2.2.1 Gestão de energia no mercado cativo 35
2.2.1.1 Deslocamento de Consumo (Load-Shifting) 35
2.2.1.2 Otimização de Autoconsumo FV 37
2.2.2 Gestão de energia no mercado livre 38
2.2.2.1 Gerenciamento de autoconsumo FV no ACL (Zero-Grid) 39
2.2.3 Arbitragem de preços/energia 41
2.2.4 Gestão de demanda 43
2.2.4.1 Redução de demanda de pico (Peak-shaving) 43
2.2.4.2 Otimização de Demanda Contratada 44
2.2.5 Empilhamento de receitas 45
2.3 Estado da Arte: Modelos de otimização de BESS e GFV 48
2.3.1 Dimensionamento e despacho ótimo 48
2.3.2 Metodologia de otimização de multisserviços. 51
2.3.3 Abordagens e lacunas na literatura aplicada ao cenário brasileiro 53
2.3.4 Síntese da literatura analisada e contribuições deste trabalho 55
3 TOPOLOGIA E MODELAGEM DO SISTEMA BESS-GFV-REDE 61
3.1 Topologia 61
3.2 Gerador Fotovoltaico (GFV) 63
3.2.1 Modelo do arranjo fotovoltaico 64
3.2.2 Modelo do inversor fotovoltaico 65
3.2.2.1 Aspectos de dimensionamento de inversor FV 66
3.3 Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS) 68
3.3.1 Modelo para o SoC 68
3.3.2 Modelo para *SoH* 69
3.3.3 Equação geral de energia armazenada 70
4 METODOLOGIA 71
4.1 Conceituação geral e premissas 71
4.2 Estrutura da metodologia proposta 73
4.2.1 Dimensionamento ótimo do sistema (*Estágio 1)* 75
4.2.2 Despacho ótimo diário de energia (*Estágio 2*) 76

4.3 Estratégia de gerenciamento de energia 77
4.3.1 Componentes do Fluxo de Potência 77
4.3.2 Restrições físicas e operacionais 79
4.3.2.1 Não-simultaneidade de carga e descarga do BESS 80
4.3.2.2 Não-simultaneidade de importação e exportação da Rede 80
4.3.2.3 Curtailment de potência fotovoltaica 81
4.3.2.4 Restrições de exportação e importação de potência 81
4.3.2.5 Limites de Estado de Carga (SoC) 82
4.3.2.6 Limites de potência de carga e de descarga do BESS 82
4.3.2.7 Restrição de carga e descarga pulsante do BESS 83
4.3.2.8 Armazenamento instantâneo de energia do BESS 84
4.3.3 Equação Geral de Balanço de Potência (EGBP) 84
4.3.4 Lucro diário com faturamento de energia 85
4.3.5 Receita diária de venda de energia. 86
4.3.5.1 Venda exclusiva no Mercado de Curto Prazo (MCP) 87
4.3.5.2 Venda exclusiva via Contrato Bilateral (PPA) 87
4.3.6 Créditos diários de energia 88
4.3.7 Custo diário de importação de energia 89
4.3.7.1 Custo diário de importação de energia no ACR 89
4.3.7.2 Custo diário de importação de energia no ACL 90
4.3.8 Custo diário com ultrapassagem de demanda contratada 90
4.3.9 Problema de otimização de despacho anual – Estágio 2 94
4.4 Dimensionamento ótimo do sistema GFV-BESS 96
4.4.1 Função de faturamento de energia. 96
4.4.2 Receita mensal de venda de energia 98
4.4.3 Receita mensal de créditos de energia 98
4.4.4 Custo mensal de importação de energia 104
4.4.5 Custo mensal de demanda contratada 105
4.4.6 Economia mensal de faturamento de energia. 108
4.4.7 Definições e restrições de dimensionamento - Estágio 1 111
4.4.7.1 Limites de dimensionamento do GFV 111
4.4.7.2 Limites de dimensionamento do BESS 112
4.4.7.3 Limites de dimensionamento de Demanda 112
4.4.7.4 Custos máximos de investimento 113
4.4.8 Projeção plurianual de viabilidade financeira 113
4.4.8.1 Projeção plurianual do despacho horário 114
4.4.8.2 Inflação de preços de energia 116
4.4.9 Custos de investimento e operação 117
4.4.9.1 Custos de investimento iniciais 117
4.4.9.2 Custos de operação e manutenção. 118
4.4.9.3 Custos de reposição dos sistemas 119
4.4.10 Fluxo de caixa plurianual e função-objetivo do Estágio 1 121
4.4.11 Problema de otimização do dimensionamento – Estágio 1 124
4.5 Cenários de aplicação 125
4.6 Estrutura do algoritmo geral de otimização. 128
4.6.1 Fluxograma geral 128
4.6.2 Solvers 133
4.6.2.1 Algoritmo Genético (AG) – Estágio 1 133
4.6.2.2 Programação Linear Inteira Mista (PLIM) – Estágio 2 135

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO 137
5.1 Premissas dos cenários simulados 139
5.1.1 Perfis de consumo 139
5.1.1.1 Perfil Comercial 139
5.1.1.2 Perfil Industrial 142
5.1.2 Dados climáticos 144
5.1.3 Preços e tarifas de energia 145
5.1.4 Parâmetros de contrato e preços de energia no ACL 148
5.1.5 Custos e premissas financeiras 150
5.1.5.1 Custos do GFV 151
5.1.5.2 Custos do BESS 151
5.1.5.3 Índices financeiros 153
5.1.6 Parâmetros físicos do sistema 153
5.1.7 Resumo dos cenários simulados 154
5.1.7.1 Metodologia dos cenários ACR.2 de referência. 156
5.1.7.2 Premissa para dimensionamento da demanda G nos cenários ACR 156
5.2 Análise de cenários ACR 157
5.2.1 Custos de faturamento de energia do cenário-referência ACR.0 157
5.2.2 Dimensionamento ótimo do cenário ACR.3. 159
5.2.3 Análise das componentes de custos e receitas dos cenários ACR. 162
5.2.4 Projeção técnico-financeira plurianual e degradação dos sistemas. 165
5.2.5 Análise do gerenciamento ótimo de energia 167
5.2.5.1 Fluxos agregados anuais de energia – ACR.3 167
5.2.5.2 Despacho horário ótimo – ACR.3 168
5.2.5.3 Transposição da Otimização para Heurísticas Operacionais 175
5.2.6 Demanda contratada e impacto da não-otimização da demanda G 177
5.2.6.1 Perfil de demanda de importação 177
5.2.6.2 Perfil de demanda de exportação 178
5.3 Análise de cenários ACL 182
5.3.1 Custos de faturamento de energia no cenário ACL.0 182
5.3.2 Dimensionamento ótimos dos cenários ACL.1, ACL.2 e ACL.3 182
5.3.3 Análises das componentes de custos e receitas 185
5.3.4 Análise de gerenciamento de energia 187
5.3.4.1 Fluxos agregados anuais de energia 187
5.3.4.2 Despacho horário – cenário ACL.3 188
5.3.5 Demanda contratada ótima e perfil de picos de demanda anual – ACL 193
5.4 Análise de distribuição do dimensionamento 195
5.4.1 Distribuição do VPL Anualizado 195
5.4.2 Distribuição do VPL Incremental 198
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS 201
6.1 Conclusões 201
6.2 Desenvolvimentos futuros 204
7 REFERÊNCIAS 206
APÊNDICE A - ESTRUTURA DOS PREÇOS DE ENERGIA 217
A.1 Estrutura tarifária do ACR 217
A.2 Tarifas por modalidade 220
A.2.1 Modalidade Azul (Az) 220
A.2.2 Modalidade Verde 221

A.2.3 Modalidade Convencional monômia 223
A.2.4 Modalidade Branca 224
A.2.5 Modalidade Geração 224
A.3 Créditos de energia e o SCEE 226
A.4 Preços unitários no ACR e tributos aplicados. 230
A.5 Preços de energia no ACL 233
A.5.1 Preços de compra de energia no ACL 234
A.5.2 Preços de venda de energia no ACL 235
APÊNDICE B – PARÂMETROS ESPECÍFICOS DO GFV 236
B.1 Recurso solar 236
B.2 Perdas energéticas do sistema 240
B.2.1 Perdas por temperatura ($Ltemp$) 240
B.2.2 Perdas ópticas 242
B.2.3 Perdas elétricas 244
B.2.4 Perdas de degradação 246
B.2.5 Perdas totais do sistema 247
APÊNDICE C – PARÂMETROS ESPECÍFICOS DO BESS 249
C.1 Capacidade de carga 249
C.2 Estado de Carga (SoC) 250
C.3 Degradação e Estado de Saúde (*SoH*) 251
C.4 Eficiência *Round-Trip* 252
C.5 Autodescarga 253
APÊNDICE D - MÉTRICAS COMPLEMENTARES DE ANÁLISE FINANCEIRA 255
D.1 VPL Incremental 255
D.2 TIR modificada (*TIRM*) 256
D.3 *Payback* Descontado 258
D.4 *CAPEX, OPEX e TOTEX* 259
D.4.1 GFV 259
D.4.2 BESS 260
D.4.3 Totais do Sistema GFV-BESS 262
D.5 Economia total anualizada com faturamento de energia 263
D.6 Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) 264
D.7 Índice de Hibridização de Investimento (IHI) 266
ANEXO A - DISTRIBUIÇÃO DE DIMENSIONAMENTO ÓTIMO – CENÁRIOS ACR.3. 268
ANEXO B - DISTRIBUIÇÃO DO VPL INCREMENTAL (ACR.3 - ACR.2) 272

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial tem vislumbrado uma profunda transformação nas últimas décadas, impulsionada pela crescente participação de fontes de energia renováveis intermitentes (FERI), como a energia solar fotovoltaica (FV) e a energia eólica (EOL) (IEA, 2021; IRENA, 2017). Com motivações e particularidades inerentes do setor elétrico de cada país, a já muito estabelecida questão climática e a necessidade irrefreável de descarbonização da matriz energética, traduzida nas metas de neutralidade de carbono até 2050 do Acordo de Paris, é sem dúvida um dos motivadores comuns e que tem acelerado o processo em diversos países, refletindo em mudanças regulatórias para incentivos a participação destas fontes (IRENA, 2020). Entretanto são os aspectos mais imediatos e tangíveis ao mercado que tem impulsionado esta transformação, como os baixos custos de implantação de tais fontes geradoras – refletidos em *LCOE* (Custo Nivelado de Energia) cada vez mais competitivos em relação às fontes de energia tradicionais, a flexibilidade e escalabilidade destes sistemas e, finalmente, a capacidade praticamente única, no que se refere sobretudo à geração fotovoltaica, de ser facilmente implantada junto à carga, no que é conhecido como Geração Distribuída (GD) (EPE, 2018).

No contexto do gerenciamento da rede elétrica, destacando-se os aspectos positivos, a geração distribuída fotovoltaica pode contribuir na melhoria dos índices de regulação de tensão, na medida que a geração junto à carga compensa as perdas elétricas do fluxo de potência desde as usinas centralizadas até os centros urbanos (Leite *et al.*, 2016). Em complemento, os inversores inteligentes de interface à rede são capazes de fornecer suporte à rede por meio de serviços ancilares, com o de regulação de frequência e de fator de potência, com respostas rápidas a distúrbios (Lavi; Apt, 2022; Liu; Cramer; Liao, 2015). A bidirecionalidade do fluxo de potência, que tem como consequência a redução do carregamento da rede de distribuição, também pode contribuir para a postergação de investimentos em novas linhas de transmissão, distribuição e em subestações junto aos centros urbanos (IEA, 2021). Em relação ao planejamento energético, as grandes centrais de FERI contribuem nos seus baixos custos e prazos de implantação reduzidos quando comparados aos das fontes convencionais hidrelétricas e térmicas (carvão, gás e nucleares) (IRENA, 2022). No mesmo contexto, são significativamente menores os impactos ambientais

de operação de usinas de FERI em relação aos de usinas termoelétricas (UTE) a gás ou carvão – pelas emissões e extração de combustíveis fósseis (Fthenakis; Kim, 2009; IPCC, 2023) - ou mesmo em relação a sua instalação, comparando-se às usinas hidrelétricas (UHE) com reservatórios, que demandam a desocupação e perda de grandes áreas a serem alagadas (Fearnside, 2015; Latrubesse *et al.*, 2017). Neste último caso, tem surgido, especialmente no cenário brasileiro, a problemática da deficiência de regulação das UHEs em períodos de seca, dado que a grande maioria das novas usinas são do tipo a *fio d'agua*, sem grandes reservatórios, o que potencializa as necessidades e vantagens de diversificação da matriz energética.

Todo esse cenário de crescimento da matriz renovável global tem levado a uma transição acelerada das RD (Redes de Distribuição), migrando de uma característica tipicamente unidirecional e centralizada do fluxo de energia elétrica geração-carga, para uma bidirecionalidade do fluxo, com as cargas se tornando componentes ativos deste sistema. Junto à essa quebra de paradigma, uma gama complexa de desafios é trazida à gestão e operação dos sistemas elétricos como um todo devido à natureza intermitente destas fontes de energia, que dependem essencialmente de uma disponibilidade variável de irradiação solar (FV) e estocástica de ventos (EOL). Em mercados com alta inserção de fontes renováveis intermitentes, a simultaneidade diária entre a carga agregada do sistema com a geração renovável total é em média de 40% (Schindler; Sander; Jung, 2022). Esse descompasso cria especialmente dois fatores problemáticos para os operadores dos sistemas: primeiramente, surge a íngreme curva de entrada de carga nos horários de pico (entre 17h e 18:30h, a depender da região geográfica), oriundo do fenômeno conhecido na literatura como *curva do pato* ou *curva do vale* (Calero *et al.*, 2022; Rubasinghe *et al.*, 2023), na qual a alta penetração de geração fotovoltaica durante os períodos de carga residencial reduzida (normalmente durante o dia) provoca o afundamento da curva de demanda de potência da rede, e a posterior subida íngreme desta curva, quando coincidem a queda da produção solar e o início do pico de demanda de cargas residenciais. Essa condição exige o despacho rápido e de grande volume de potência das fontes convencionais - hidrelétricas e térmicas. A segunda problemática surge do excedente de geração nos períodos de pico de disponibilidade de energia intermitente, que em casos extremos se traduz em fluxo reverso de potência nas redes de média e

alta tensão (Machado De Brito *et al.*, 2021). Tais fenômenos resultam em problemas de instabilidade, qualidade e segurança à rede (Nunes, 2017).

A contraposição de cenários entre vantagens e desvantagens do crescimento da FERI explicita a necessidade de soluções que cubram as lacunas de deficiências destas fontes, potencializando seus ganhos já existentes, agregando novos e permitindo um crescimento contínuo e sustentável. Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) - já despontam com uma solução com potencial de amortecer as instabilidades impostas pela inserção das FERI. Em especial, ganham destaque os sistemas de armazenamento por baterias (BESS) de tecnologia de Li-Íon, dada a sua maturidade tecnológica e flexibilidade operacional, proporcionada por uma alta densidade energética, rápida resposta dinâmica, alta eficiência e escalabilidade (MCTIC & INT, 2017; Rana *et al.*, 2023). Tais características se conjugam na diferenciada escalabilidade e capacidade de instalação distribuída dos BESS, quando comparados à outras tecnologias de SAE (Chen *et al.*, 2020; EPE, 2019b).

Em mercados de energia elétrica (MEE) com presença massiva de GD, tal como o mercado brasileiro atual, os BESS se tornam ainda mais relevantes devido à sua integração simples e escalonável junto a sistemas de Geração Fotovoltaica (MCTIC & INT, 2017). Ao realizar o armazenamento do excedente de energia gerada nos momentos de baixa simultaneidade entre a geração e o consumo, os BESS permitem que o uso *a posteriori* de tais excedentes agreguem diferentes funções para a melhoria dos índices de qualidade do fornecimento de energia. Se destacam, por exemplo, a suavização das rampas de demanda no sistema elétrico – mitigação da *curva do vale* - e a prestação de serviços ancilares à rede (EPE, 2019b; Rocha, 2022). Os BESS podem melhorar a resiliência e a flexibilidade do sistema ao amortecerem as flutuações impostas pelas FERI, enquanto contribuem com resposta rápida aos desequilíbrios entre geração e demanda, operando na regulação de tensão e/ou frequência (Rocha, 2022). Para a classe de consumo, igualmente se aplicam ações diretas do BESS na melhoraria da qualidade da energia, tais como redução dos índices de interrupção de fornecimento por meio do aumento do autoconsumo e *backup* de energia, como ainda podem ofertar retorno financeiro pela arbitragem de energia, redução de demanda contratada, deslocamento de consumo na ponta, e mesmo de serviços ancilares à rede, num cenário de remuneração regulamentada

desses serviços ao consumidor (EPE, 2018). Num cenário mais amplo, diversas destas aplicações podem ser utilizadas em conjunto, caracterizando-se o que se conhece como *Empilhamento de Receitas* (He *et al.*, 2016).

Mesmo com a reconhecida capacidade dos BESS de provimento de uma gama ampla de serviços e aplicações, somada à queda constante dos preços das baterias observada na última década, ainda se trata de uma tecnologia pouco competitiva no mercado brasileiro, sobretudo pela elevada carga tributária sobre os equipamentos, que atualmente chegam a 74% do preço final, e aos quais não há em vigência incentivos fiscais por meio da desoneração de tributos (EPE, 2021, 2024). Em termos de regulação, o país ainda carece de um arcabouço sólido de SAE que permita a viabilização segura de serviços e aplicações em toda a cadeia de valor do setor. Para isso, a ANEEL emitiu consultas públicas para regulamentação do mercado de armazenamento de energia, como a CP 39/2023, que sugere premissas para a formatação deste mercado, tais como regras para contratação de demanda de SAE – isolados ou integrados à geração e/ou consumo, eliminação da dupla tarifação da energia armazenada, a regulamentação dos serviços ancilares e empilhamento de receitas, o aprimoramento de formação de preço de curto prazo, entre outros (ANEEL, 2023b).

1.1 Justificativa

A crescente relevância dos sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) para o setor elétrico brasileiro é inquestionável, sendo essencial para a contínua integração de fontes renováveis intermitentes. Contudo, a viabilização técnico-financeira destes sistemas ainda é um entrave significativo, pois seu dimensionamento ótimo no complexo mercado de energia brasileiro não é trivial e exige uma análise que contemple a ampla gama de variáveis envolvidas (EPE, 2024).

Este trabalho se justifica por abordar diretamente essa lacuna. As metodologias convencionais frequentemente subestimam o potencial de retorno do investimento ao analisar aplicações de forma isolada. A relevância desta pesquisa reside na proposição de uma metodologia integrada que une o dimensionamento dos ativos a uma estratégia de operação baseada em múltiplos serviços, permitindo uma análise de viabilidade mais abrangente e precisa.

1.2 Definição do problema

Em síntese ao discutido na contextualização, a materialização do BESS como um dos pilares da transição energética brasileira depende fundamentalmente da superação de sua barreira de viabilidade econômica. Para além dos necessários avanços macroestruturais — regulatórios e de mercado —, o desafio recai sobre a esfera técnica: a formatação de modelos de negócio capazes de extrair o máximo valor financeiro destes ativos, frente aos seus elevados custos de CAPEX. Contudo, as ferramentas para tal análise, tanto na literatura quanto nas práticas do mercado, apresentam uma lacuna metodológica crítica: as abordagens para otimização do dimensionamento destes sistemas são tipicamente parciais, enquanto as estratégias de operação falham em explorar a gestão simultânea de multisserviços via empilhamento de receitas (Hannan et al., 2021; Rana et al., 2023). Essa dicotomia, somada à rigidez e baixa adaptabilidade destes modelos à mercados de eletricidade com estrutura regulatória complexa – como o brasileiro, resulta em uma análise fragmentada que sistematicamente subestima o retorno do investimento da tecnologia, perpetuando o principal entrave técnico-financeiro à sua difusão em larga escala.

A superação deste entrave metodológico, portanto, impõe a resposta a três questionamentos fundamentais que nortearam o desenvolvimento do presente trabalho: É metodologicamente factível desenvolver um *framework* de otimização holística que integre o dimensionamento de ativos e a gestão de contratos a uma estratégia de despacho baseada em multisserviços e empilhamento de receitas? Pode esta nova abordagem metodológica revelar uma viabilidade financeira, previamente subestimada ou não identificada, para BESS nos diversos e complexos cenários regulatórios brasileiros? E, por fim, a aplicação desta metodologia pode fornecer subsídios para a formatação de novos modelos de negócio, contribuindo para a expansão e o amadurecimento do emergente mercado de armazenamento de energia no país?

1.3 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia de otimização técnico-financeira integrada para o dimensionamento e a operação de sistemas híbridos de geração fotovoltaica com armazenamento (GFV-BESS), aplicável aos diferentes ambientes regulatórios do MEE.

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral proposto, o desenvolvimento deste trabalho foi segmentado nos seguintes objetivos específicos:

a) Revisar a literatura sobre a otimização de sistemas GFV-BESS, analisando as principais abordagens de dimensionamento, despacho, estratégias de Empilhamento de Receitas e as particularidades do mercado de energia brasileiro.

b) Desenvolver os modelos matemáticos dos componentes do sistema (GFV e BESS), e modelar detalhadamente a estrutura regulatória e tarifária do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

c) Implementar a metodologia de otimização.

d) Realizar estudos de caso, de forma a validar a metodologia, aplicando a perfis de consumo comercial e industrial típicos.

e) Analisar os resultados da metodologia, avaliar a viabilidade financeira das soluções, quantificar o impacto da volatilidade tarifária na atratividade do BESS e investigar a sinergia entre os benefícios financeiros do prossumidor (VPL) e os benefícios técnicos para o operador da rede.

1.5 Estrutura da Dissertação

Esse documento está organizado em seis capítulos, incluindo esta Introdução, com a seguinte distribuição: o Capítulo 2 contextualiza e fundamenta as premissas deste trabalho através de uma revisão ampla da temática de BESS distribuídos, primeiramente, discutindo o cenário atual do mercado de energia brasileiro, no contexto de formação do futuro mercado de armazenamento de energia

no país. Posteriormente, são abordadas as principais aplicações *behind-the-meter* de BESS, que embasam a metodologia desenvolvida, concluindo-se o capitulo com o Estado da Arte em modelos de otimização e as lacunas existentes na literatura; no Capítulo 3 são discutidos os modelos matemáticos do sistemas GFV e BESS, utilizados na formulação da metodologia; o Capítulo 4, núcleo deste trabalho, apresenta a metodologia de otimização proposta, incluindo a descrição do problema, as funções-objetivo, as restrições e os algoritmos de solução; os resultados da aplicação da metodologia proposta são apresentados no Capítulo 5, onde são discutidos criticamente os estudos de caso nos Ambientes Regulado e Livre, abordando as condições da viabilidade financeira das soluções ótimas em cada um dos contextos avaliados, e a dinâmica da operação com multisserviços e Empilhamento de Receitas atras-do-medidor; e, finalmente, no Capítulo 6, são feitas as considerações finais do o trabalho, sintetizando as suas contribuições e indicando recomendações para pesquisas futuras.

2 SISTEMAS DISTRIBUÍDOS DE ARMAZENAMENTOS DE ENERGIA POR BATERIAS: CONTEXTUALIZAÇÃO, APLICAÇÕES E ESTADO DA ARTE

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica e contextual que embasa a metodologia de otimização desenvolvida. Primeiramente, é realizada uma revisão do cenário atual do mercado de energia brasileiro, contextualizando as transformações regulatórias e de mercado que pavimentam o desenvolvimento do emergente mercado de armazenamento de energia no país. Na sequência, a análise aprofunda as discussões das principais aplicações *behind-the-meter* de BESS distribuídos, as quais balizam a modelagem realizada no Capítulo 4. Por fim, é realizada uma revisão do estado da arte dos modelos de otimização, investigando as metodologias utilizadas para resolver este problema e identificando as lacunas existentes na literatura, com foco no cenário brasileiro.

2.1 O cenário atual do mercado de energia brasileiro

No cenário brasileiro, a transformação da matriz energética foi significativamente impulsionada a partir da publicação pela ANEEL da resolução normativa REN 482/2012, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) no ambiente cativo de contratação de energia elétrica, através da Micro e Minigeração distribuída de energia, a qual, ao longo dos anos, acabou sendo majoritariamente constituída pela geração de energia fotovoltaica (ABSOLAR, 2024). Paralelo a este cenário atrativo do ponto de vista regulatório, o avanço tecnológico e a redução progressiva dos custos de CAPEX e OPEX contribuíram para tornar os investimentos em geração distribuída de energia fotovoltaica, de pequeno a grande parte, em um ativo financeiro com cada vez maior relevância, e agregando um volume significativo de participantes. Como resultado direto, a participação de energia fotovoltaica na matriz de energia elétrica brasileira atingiu a marca de 41MW de capacidade instalada em 2024, correspondendo a 18% da capacidade total da matriz elétrica, tornando-se assim a segunda principal fonte de energia elétrica do país (ABSOLAR, 2024).

2.1.1 Marco Legal da GD no Mercado Regulado

Mais recentemente, a publicação da Lei 14.300/2022, conhecido como Marco Legal da Geração Distribuída (Brasil, 2022b), estabeleceu as novas regras gerais de participação de consumidores cativos no SCEE, fixando na legislação grande parte dos procedimentos já implementados através REN 482/2012, e introduzidas atualizações importantes nas regras de compensação - posteriormente regulamentadas ao setor elétrico pela ANEEL através da REN. 1000/2021 (ANEEL, 2021). Entre as atualizações impostas pela legislação, a mais significativa em termos de impacto no MEE foi o estabelecimento do custeio, ao consumidor possuidor de GD (prossumidor), do uso da rede de distribuição pela energia elétrica injetada, por meio da não compensação integral da dita tarifa de *fio B*, que remunera as distribuidoras de energia local. Esse custo - que se dará com aumento de forma gradual, diferenciado para os diferentes grupos de consumidores, e com variações dentro das diferentes áreas de concessão das distribuidoras - trará redução no retorno financeiro para os prossumidores (Greener, 2023). A perspectiva até então estabelecida de uso da rede de distribuição com uma grande bateria virtual, armazenando os excedentes de produção em forma de créditos para posterior uso, tenderá a ser repensada em muitos cenários, o que inevitavelmente abrirá espaço para o crescimento de outras tecnologias até então estagnadas pelo modelo de compensação vigente, como BESS. Sob outro prisma, o aprimoramento da legislação e regulação do mercado de geração distribuída, ainda que induza à certa redução de retorno financeiro aos prossumidores, tende a estabelecer segurança jurídica, maturidade e previsibilidade ao mercado, balizando assim o desenvolvimento firme de uma ampla variedade de combinações de tecnologias e serviços a serem ofertadas pelo mercado de energia.

2.1.2 Expansão do Mercado Livre de Energia

O Mercado Livre de Energia (MLE) encontra-se em um processo de expansão para diferentes classes de consumidores, tendo a Portaria 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME) (MME/Brasil, 2022a) como um passo importante neste processo, permitindo que a partir de 2024 todos os consumidores atendidos em média e alta tensão possam migrar para o ACL (MME/Brasil, 2022b), correspondendo a de cerca 165 mil consumidores (ABRACEEL, 2023a). Decorrente da CP 131/2022,

a Portaria 690/2022 do MME propõe a liberalização da contratação de energia para os consumidores de baixa tensão, que inclui os residenciais e consumidores rurais – até janeiro de 2028 (MME/Brasil, 2022c). Em adição, tramita no Congresso Nacional o Projeto de Lei 414/2021 que estabelece as regras e prazos para a efetiva abertura total e gradativa do MLE (Brasil, 2021). Quando efetivada a plena abertura do mercado de energia no país, um universo formado por cerca de 90 milhões de unidades consumidoras se abrirá (ABRACEEL, 2023b), criando um ambiente de competitividade e liberalização ímpar no MEE brasileiro. Ainda que a abertura do MLE indique, em um primeiro momento, um ambiente de competição com o mercado de MMGD, é justamente o crescimento da GD dentro do ACL – proporcionado pela migração de prossumidores cativos e/ou pela implantação de gerações próprias pelos novos consumidores livres – que se vislumbra como possível nova tendência, sendo uma junção de dois dos pilares da transição energética: a liberalização do mercado e a expansão da geração distribuída.

2.1.3 O novo mercado de armazenamento de energia no Brasil

A inserção de BESS no setor elétrico foi um dos temas destaque do Grupo de Trabalho “Modernização do Setor Elétrico”, instituído em 2019 pelo MME por meio da Portaria 187/2019, realizado pelo grupo temático “Inserção de Novas Tecnologias” (EPE, 2019a). Em seu relatório, o grupo temático aponta que o crescimento da inserção de SAE no MEE – com especial destaque para baterias – é essencial para se atingir os objetivos de política energética de longo prazo, que se sustenta nos pilares crescimento de energias renováveis, eficiência energética, diversificação da matriz energética e soluções de sustentabilidade e meio ambiente. Em termos gerais, as diferentes tecnologias de armazenamento de energia agregam eficiência operativa aos sistemas elétricos, confiabilidade, qualidade e segurança de fornecimento de energia (CGE, 2018).

Contudo, a implantação de BESS em larga escala no Brasil enfrenta barreiras, principalmente de ordem financeira e regulatória. O elevado custo de investimento (CAPEX), agravado por uma carga tributária que pode atingir 74% do preço final na ausência de incentivos fiscais, ainda é um entrave significativo (EPE, 2024). Apesar disso, a premissa de inviabilidade financeira, frequentemente derivada

de análises que avaliam aplicações de forma isolada, necessita ser desafiada, dada a existência de lacunas na compreensão de como a valoração ampla da flexibilidade operacional de BESS pode alterar fundamentalmente seu panorama econômico.

A viabilidade de tais sistemas, contudo, transcende a simples redução de custos de investimento. Sua consolidação depende de um ecossistema de valor composto por dois pilares interdependentes:

i) o primeiro são os *sinais econômicos* claros, oferecidos pelo mercado e pela regulação, de forma a valorar em plenitude a flexibilidade operativa da tecnologia. A implementação de novas modalidades tarifárias guiadas por uma maior granularidade temporal de preços, ou mesmo a introdução de conceitos de tarifas dinâmicas no mercado regulado, são exemplos de tais sinais. No ACL, a introdução do PLD horário no MCP convergiu nesse sentido, ao refletir na volatilidade de preços a variabilidade da demanda no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), contudo, desde sua implementação, o PLD horário tem apresentado baixa volatilidade, e ainda carece de um aprimoramento regulatório em consonância com desenvolvimento do mercado de armazenamento de energia (CCEE, 2024; ENGIE, 2023).
ii) O segundo são os modelos de negócio inovadores, que se estruturem a partir destes sinais, potencializando as diferentes e aplicações ainda pouco exploradas, de forma a traduzir a capacidade técnica do BESS em fluxos de receita sustentáveis.

Nesse sentido, a ANEEL tem avançado nas discussões para a formatação deste novo mercado, com destaque para a Consulta Pública 39/2023. As propostas em debate visam endereçar barreiras históricas, como a eliminação da dupla tarifação da energia armazenada, a regulamentação dos serviços ancilares, o aprimoramento da formação de preço de curto prazo e, fundamentalmente, a permissão explícita para o Empilhamento de Receitas (ANEEL, 2023b). É precisamente neste ponto que a viabilidade financeira dos BESS tende a se materializar. Conforme defendido e demonstrado neste trabalho, o uso de BESS concomitantemente à múltiplas aplicações reduz sua ociosidade, eleva sua capacidade de geração de receitas, e destrava o retorno sobre o investimento (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020; EPE, 2019b).

A consolidação dos BESS no MEE depende, portanto, de um avanço concomitante em duas frentes complementares. De um lado, o aprimoramento e a modernização do arcabouço regulatório são imperativos para criar os sinais econômicos e a segurança jurídica necessários para atrair investimentos. De outro lado, a consolidação deste mercado dependerá do desenvolvimento e da disseminação de ferramentas de análise e gerenciamento capazes de traduzir essa nova regulação em estratégias operacionais e modelos de negócios eficientes. A interação entre essas duas frentes deve integrar o núcleo das discussões sobre a formatação do novo mercado de armazenamento de energia no Brasil.

2.2 Aplicações e serviços de BESS distribuídos

Enquanto aplicações provindas de necessidades essencialmente técnicas de fornecimento de energia, como em sistemas isolados, micro redes rurais ou de *backup* de energia, são ainda hoje o principal foco dos novos e dos já existentes projetos de BESS no país (EPE, 2024), aquelas focadas na maximização dos retornos financeiros detêm o maior potencial para impulsionar a adoção dos BESS em larga escala (Costa; Bonatto; Silva, 2022; EPE, 2019a), o que decorre de um maior alinhamento com os interesses do consumidor final típico. Nesse sentido, destacam-se os BESS distribuídos (conectados à rede), capazes de agregar receitas indiretas ou diretas ao investidor, sendo elas por meio de economia na fatura de energia ou por operações de comercialização de energia, respectivamente (Deotti *et al.*, 2020). As aplicações *on-grid* direcionadas ao consumo são usualmente classificadas como *behind-the-meter* (BTM), enquanto as de prestação de serviços de utilidade à rede são denominadas *front-the-meter* (FTM) (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020; Chatzigeorgiou *et al.*, 2024). Especificamente para aplicações BTM - cerne deste trabalho - estas podem ser segmentadas de acordo com a grandeza energética gerenciada: *Gestão de Energia* (consumo e injeção de energia na rede) e *Gestão de Demanda* (potência). Em especial, em relação à Gestão de Energia, as aplicações apresentam particularidades, a depender do ambiente regulatório (ACR ou ACL) em que estão inseridas. A seguir é apresentada uma definição e discussão detalhada destas aplicações.

2.2.1 Gestão de energia no mercado cativo

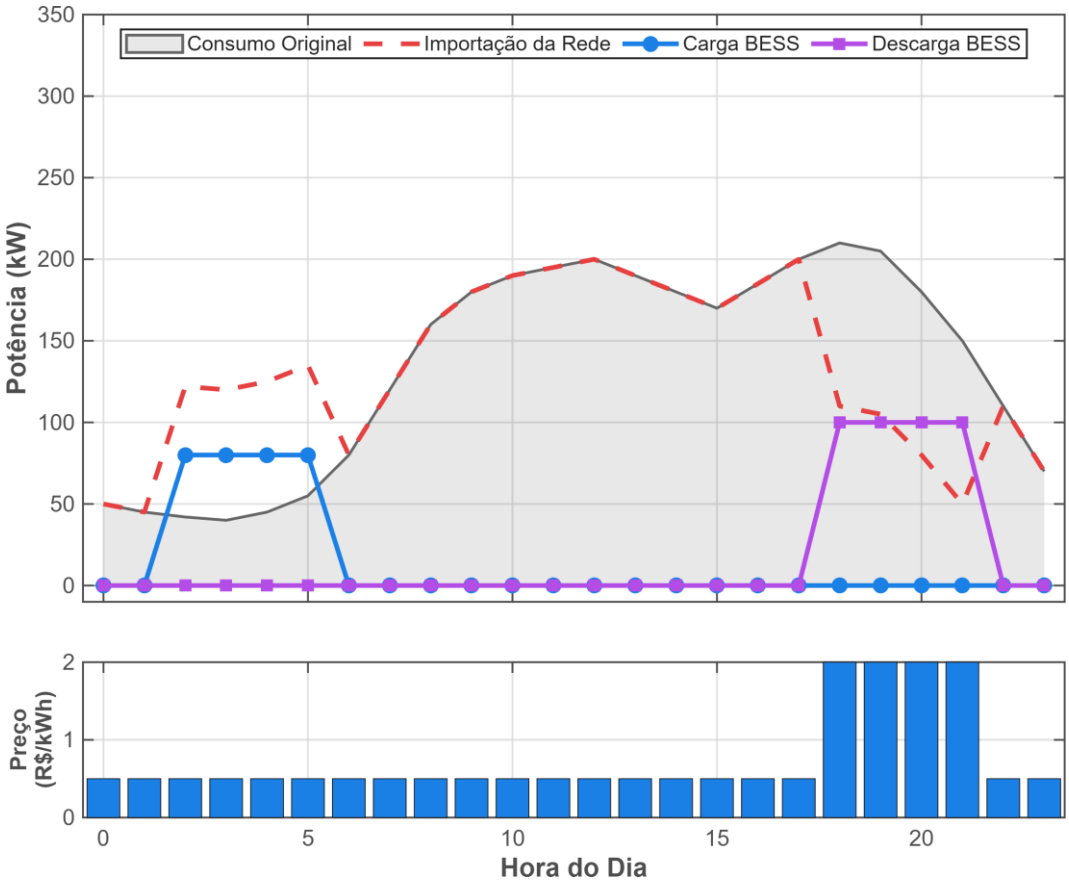
Na gestão de energia, os BESS atuam na modulação do perfil de consumo diário, explorando as variações temporais das tarifas volumétricas (em kWh), quando aplicável ao enquadramento do consumidor. Essa modulação é realizada pela redução do consumo da rede nos horários de custo mais elevado (ponta), mediante a descarga da energia previamente armazenada em horários de menor custo (fora de ponta). As aplicações típicas de Gestão de Energia com sistemas GFV-BESS, para consumidores no ambiente cativo são discutidas a seguir.

2.2.1.1 Deslocamento de Consumo (Load-Shifting)

Quando a energia armazenada para a modulação do perfil de carga é proveniente diretamente da rede, caracteriza-se a aplicação conhecida como Deslocamento de Consumo (*Load-Shifting*) (Chatzigeorgiou *et al.*, 2024). Na Figura 1 é ilustrada uma operação diária típica de *Load-Shifting* - simplificada sem geração própria, em que o BESS carrega diretamente da rede em um horário noturno (baixa tarifa e consumo reduzido) e descarrega para consumo direto no período de ponta, reduzindo a importação da rede nesse mesmo período.

No ambiente de tarifas reguladas, a viabilidade desta aplicação é diretamente proporcional à diferença entre os preços horários das tarifas de fornecimento, de forma que tal diferença cubra o custo total associado ao processo de armazenamento da energia – o qual, a longo prazo, é sintetizado no *LCOS.*

Figura 1 - Exemplo de aplicação de Deslocamento de Consumo



Fonte: Elaboração própria (2025).

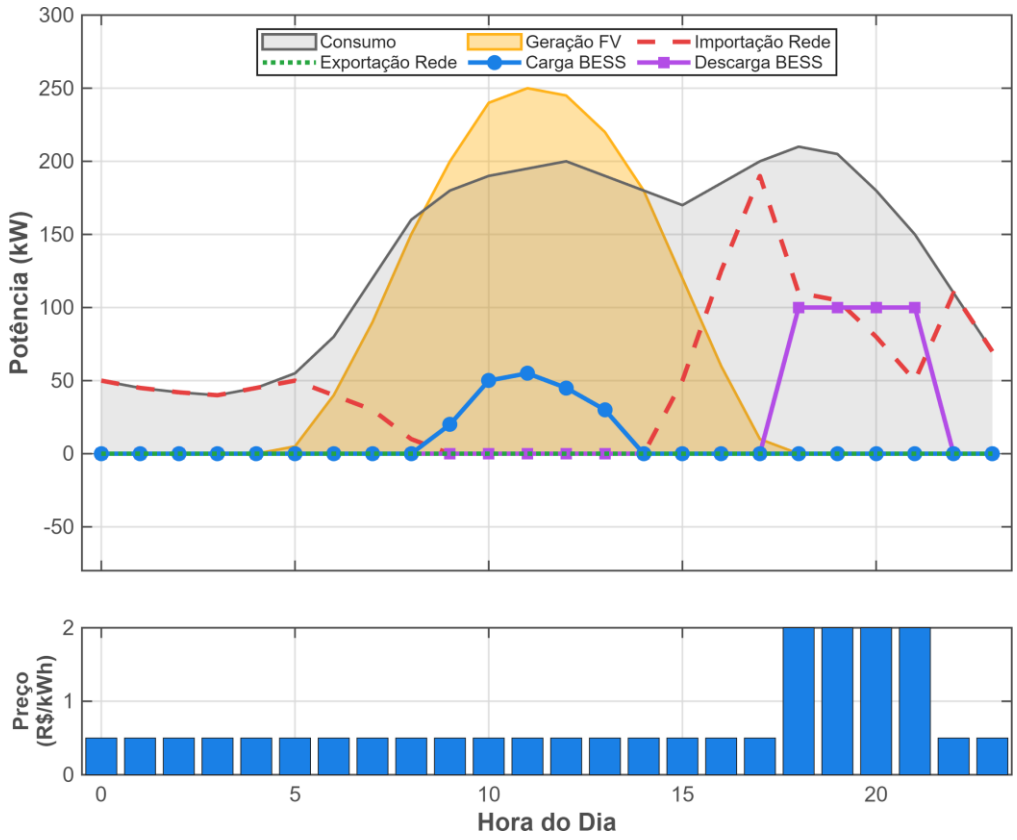
A disparidade entre os preços ou tarifas horárias de energia variam significativamente entre as concessionárias e permissionárias de energia no Brasil, influenciado pela densidade de unidades consumidoras (UCs) verificada na respectiva área de concessão. Em EPE (2024), é mostrado que estados que apresentam menor densidade de UCs, como Pará, Maranhão, Bahia e Tocantins, apresentam a maior relação TP/TFP (superior a 3,0 em alguns estados), enquanto regiões com alta densidade como São Paulo e Santa Catarina, a relação é quase próxima a 1,0. Tendo em vista a característica de variabilidade geográfica das diferenças entre as tarifas horárias, constata-se que a viabilidade financeira de *Load-Shifting* possui igualmente a mesma relação, ou seja, dependente da distribuidora de energia. Em Greener (2021), estudos de caso aplicados às diferentes distribuidoras do país mostram que a aplicação já apresenta atratividade financeira com os preços atuais de BESS, com TIR acima de 10% naquelas em que a diferença (TP – TFP) é superior R$2,0/kWh. E, complementarmente, em EPE (2024), é indicado que consumidores com alto fator de

carga na ponta (acima de 0,6) já apresentam viabilidade em algumas distribuidoras, entretanto ressaltando que muitos consumidores utilizam grupo gerador diesel para esta aplicação, os quais ainda apresentam custo mais competitivo que os BESS no atual cenário de preços.

2.2.1.2 Otimização de Autoconsumo FV

Por otimização do autoconsumo fotovoltaico, entende-se como o deslocamento do consumo obtido através dos excedentes de geração armazenados, que são posteriormente utilizados para diminuir o consumo da rede em horários de ponta (EPE, 2024), conforme exemplificação dada na Figura 2.

Figura 2 - Exemplo de aplicação de Otimização de Autoconsumo FV



Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se que esta aplicação foca em um aumento da simultaneidade entre o uso da energia localmente produzida e o consumo instantâneo, reduzindo o percentual de injeção na rede. No contexto de *net-metering* do SCEE brasileiro, o retorno financeiro viria essencialmente da redução dos encargos e tarifas incidentes

sobre a energia excedente injetada – o fio B*,* na MMGD (Brasil, 2022b), dado que a *bateria virtual* da rede seria substituída pela bateria (BESS) local operando no deslocamento horário do consumo da energia autoproduzida.

Já em uma condição de restrição de potência injetada rede, imposta, por exemplo, pela concessionária de energia devido a uma condição de inversão de fluxo de potência, tal aplicação pode se tornar justificável, tanto do ponto de vista técnico quanto financeiro. Entretanto, sendo um fato ainda recente no SEB, carecem ainda de estudos de viabilidade financeira da aplicação de BESS para estes cenários – sendo inclusive este um dos estudos de caso avaliados neste trabalho.

2.2.2 Gestão de energia no mercado livre

No contexto de autoprodução *in situ* no ACL, as aplicações de BESS possíveis variam em relação à modalidade de enquadramento do Autoprodutor de Energia (APE): com ou sem venda de excedentes. Ambas as modalidades apresentam diferenças substanciais em termos de custos de adequação técnica do Sistema de Medição e Faturamento (SMF) e de acordo com os procedimentos de regularização junto aos órgãos competentes (e.g. ANEEL, distribuidora, CCEE e ONS).

Na modalidade com venda de excedentes, de acordo com a regulamentação vigente (ANEEL, 2021), o APE se torna um agente de medição, cabendo a ele a responsabilidade pelo repasse dos dados de medição de carga e geração para a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) e não mais à concessionária de energia local. Isso implica que todos os custos de adequação e instalação dos equipamentos do SMF, bem como adequações em sua entrada de energia que se façam necessárias, recaiam como custos adicionais de investimento, os quais podem tornar o investimento não atrativo (Flesch, 2024). Ademais, a análise de risco e a de viabilidade financeira criteriosa se fazem necessárias nesta modalidade, levando-se em conta as premissas estabelecidas nos CCEAL (Contratos de Comercialização de Energia no ACL), os encargos e tributos incidentes no montante de energia exportada, e finalmente os impactos da volatilidade do PLD horário na receita líquida dos processos de compra e venda de energia, na medida que todo o excedente não coberto nos CCEAL é liquidado no MCP (Mercado de Curto

Prazo) (CCEE, 2023b). Contudo, esse mesmo ambiente de risco e incertezas de investimento pode catalisar novos e atrativos modelos de negócios para BESS, como *trading* ou arbitragem de preços – conforme discutido na sequência, em um cenário de alta volatilidade dos preços de energia e com incentivos do ponto de vista regulatório.

Por outro lado, a habilitação de um APE sem venda de excedentes é significativamente mais simples, já que não há para este a necessidade de repasse de dados de geração a CCEE, a qual tem de fato o agente modelado como um consumidor livre sem perfil de geração. Os custos de adequação na interface de conexão com a rede de distribuição igualmente são menores, na medida que não há fluxo de injeção de potência (Aronovich; Monaro, 2023). Por fim, não havendo venda de excedentes, o APE não está exposto ao PLD horário sob parte de sua energia produzida, simplificando a valoração da economia obtida.

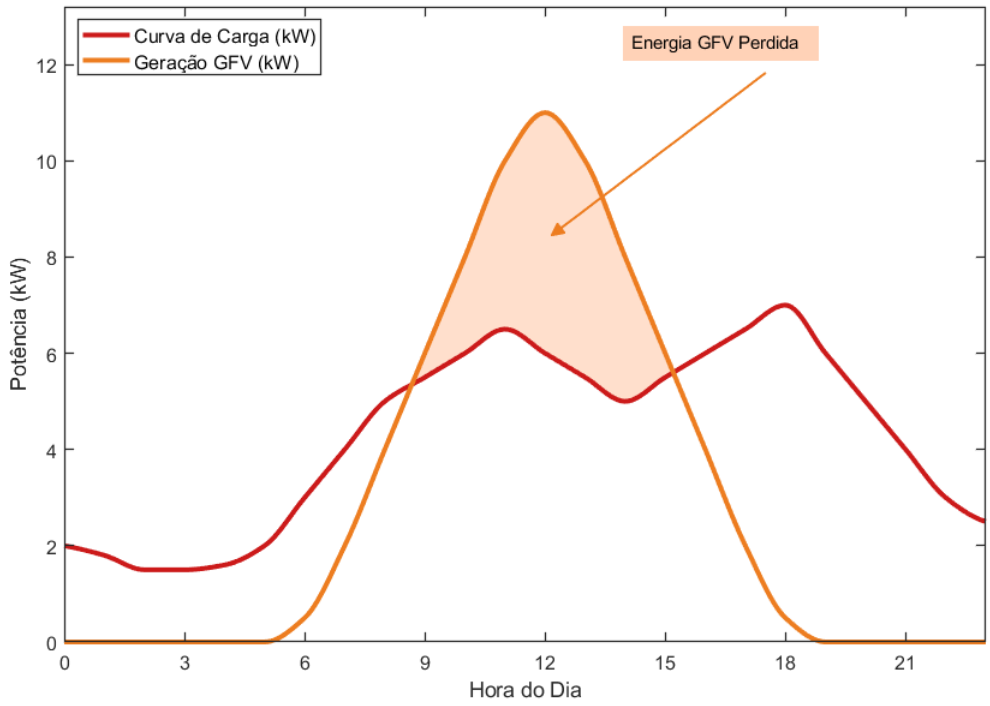
2.2.2.1 Gerenciamento de autoconsumo FV no ACL (Zero-Grid)

Devido à complexidade, aos custos e aos riscos associados à habilitação de um APE com venda de excedentes, a prática de *zero-grid* se tornou recorrente. Nessa abordagem, consumidores livres que implantam GFV instalam em conjunto sistemas de controle interligados aos inversores fotovoltaicos, limitando a produção destes à no máximo a igualdade com a demanda instantânea de carga, evitando potência líquida de injeção – situação essa ilustrada de forma simplificada na Figura 3, em que a curva típica de potência de saída de um GFV sofre ação do *clipping* (limitação) de potência do inversor fotovoltaico por meio do controlador de *zero-grid*. O montante de recurso solar não aproveitado nessa condição é diretamente dependente do fator de simultaneidade entre as curvas de consumo e geração. Essa solução, embora paliativa, contorna as barreiras regulatórias impostas pela habilitação da venda de excedentes, e, em contrapartida, devido à redução da capacidade de produção do GFV, igualmente leva a um decremento no retorno financeiro do projeto.

O gerenciamento do autoconsumo do APE surge como potencial aplicação de BESS para o tratamento das limitações impostas pelo *zero-grid*, maximizando o retorno financeiro da autoprodução. Nessa aplicação, ocorre condição equivalente aos de consumidores cativos com MMGD sob imposição de restrição de potência de

injeção, de forma que a energia que sofreria *curtailment* do sistema *zero-grid* é armazenada no BESS é descarregada para o consumo direto nos horários de baixa geração, conforme ilustrado na Figura 4.

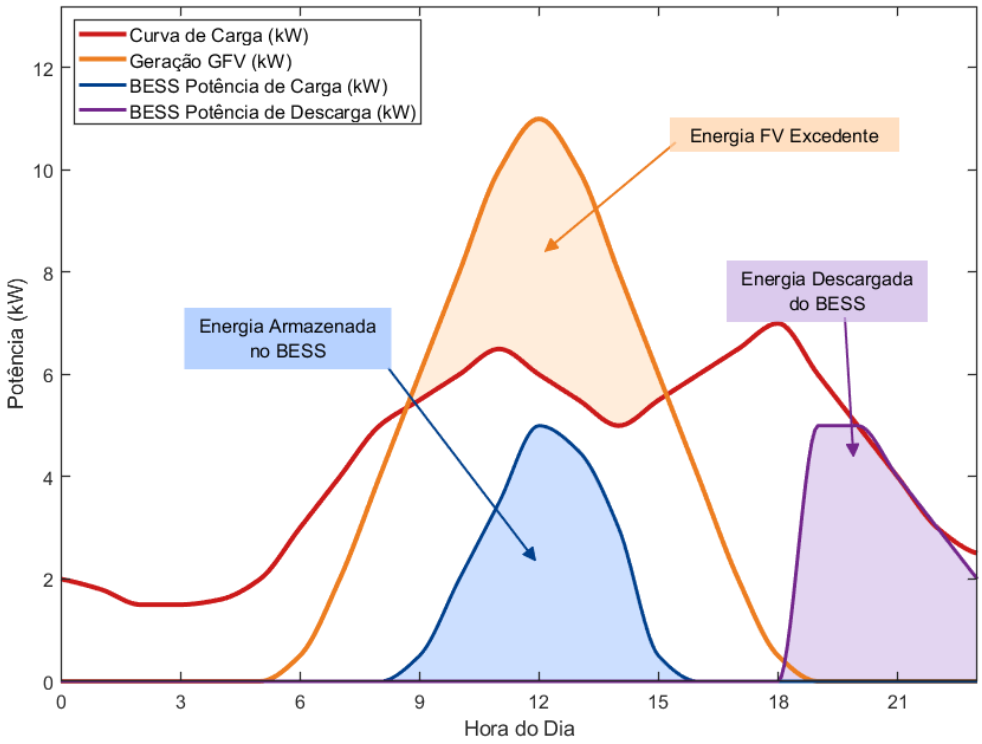
Figura 3 - Curva de GFV de um APE sob ação do *clipping* do *zero-grid*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Dados que os custos dos BESS são proporcionais à sua capacidade de armazenamento, a avaliação da viabilidade financeira do projeto para esta aplicação não é trivial. O montante de energia não aproveitado pelo *clipping* – no cenário de ausência de BESS, deve ser elevado, de forma que se traduza numa perda significativa de receita pela potencial produção não aproveitada. Tal montante é fortemente dependente a como as curvas de produtividade do GFV e do consumo se interrelacionam a nível horário ou sub-horário, o que possui um fator de incerteza agregado considerável, tornando complexo o dimensionamento do BESS (Hannan *et al.*, 2021).

Figura 4 - Otimização do *zero-grid* de APE com GFV pela ação do BESS



Fonte: Elaboração própria (2025).

2.2.3 Arbitragem de preços/energia

As aplicações de Gestão de Energia podem ser expandidas para além da simples economia de custos, evoluindo para um modelo de geração ativa de receita. A *Arbitragem de Preços* (ou *de Energia*) emerge como um dos modelos de negócio mais abrangentes e promissores para SAE, consistindo no gerenciamento estratégico da energia injetada na rede para explorar as variações temporais de preços como um mecanismo de maximização de lucros (Feng *et al.*, 2022).

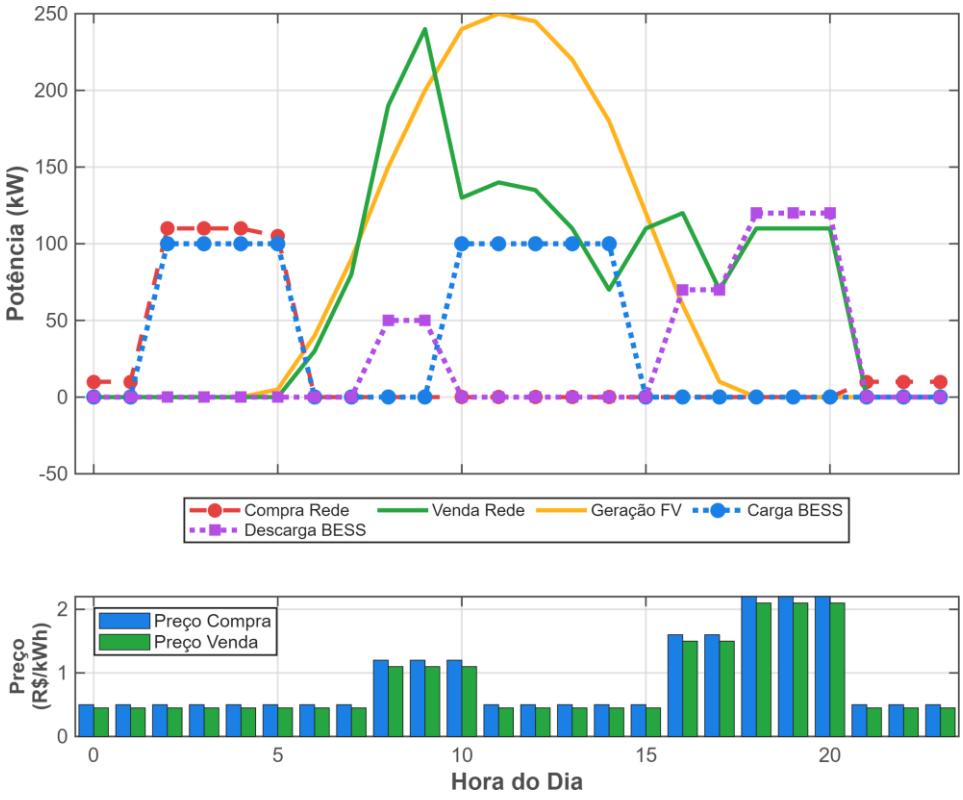
A aplicação se manifesta de formas distintas a depender do ambiente de contratação:

- Ambiente de Contratação Livre (ACL): A arbitragem assume a forma de *trading* de energia, especialmente no mercado de curto prazo (*spot*). Para um APE com um sistema GFV-BESS, esta aplicação permite uma coexistência estratégica entre a receita da comercialização da energia gerada e o lucro adicional obtido pela compra de energia da rede a preços baixos para revenda a preços mais altos (PSR, 2020).

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): Para prossumidores no SCEE, a arbitragem é realizada através da manipulação da precificação dos créditos de energia. Ao invés de injeção direta do excedente da geração fotovoltaica em períodos de baixa valoração tarifária (horário fora-ponta), o BESS armazena o excedente e o desloca para injeção em horários de ponta. Essa operação aumenta o valor monetário dos créditos gerados, otimizando a relação entre capacidade de geração e compensação do consumo total, e maximizando o retorno financeiro do investimento.

A Figura 5 ilustra uma operação de arbitragem em um cenário hipotético com quatro patamares de preços diários, para uma unidade sem consumo local. O BESS otimiza a rentabilidade ao carregar com energia de baixo custo de duas fontes distintas — da rede durante a madrugada e da geração fotovoltaica excedente — e descarregar estrategicamente essa energia acumulada nos múltiplos horários de preços mais elevados. O potencial de geração de receitas é maximizado pela combinação da fonte de energia de custo zero (GFV) com a maior granularidade dos preços horários, que cria mais oportunidades para transações lucrativas.

Figura 5 - Exemplo de aplicação de Arbitragem de Energia



Fonte: Elaboração própria (2025)

Atualmente, não há restrições legais que impeçam a arbitragem por prossumidores (seja via créditos no SCEE ou comercialização no ACL). Contudo, a regulação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) ainda carece de aprimoramentos de forma a explorar todo o potencial desta aplicação, especialmente em aplicações FTM.

A formatação do mercado de energia sob a égide de liberalização ampla é um conceito fundamental para viabilização de um modelo de negócios com base de arbitragem de preços (PSR, 2020). A essência do *trading* de energia, baseado em ofertas intradiárias de compra e venda de energia, faz com que a granularidade temporal e mesmo espacial dos preços de energia seja fundamental para sua viabilização (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020; PSR, 2020).

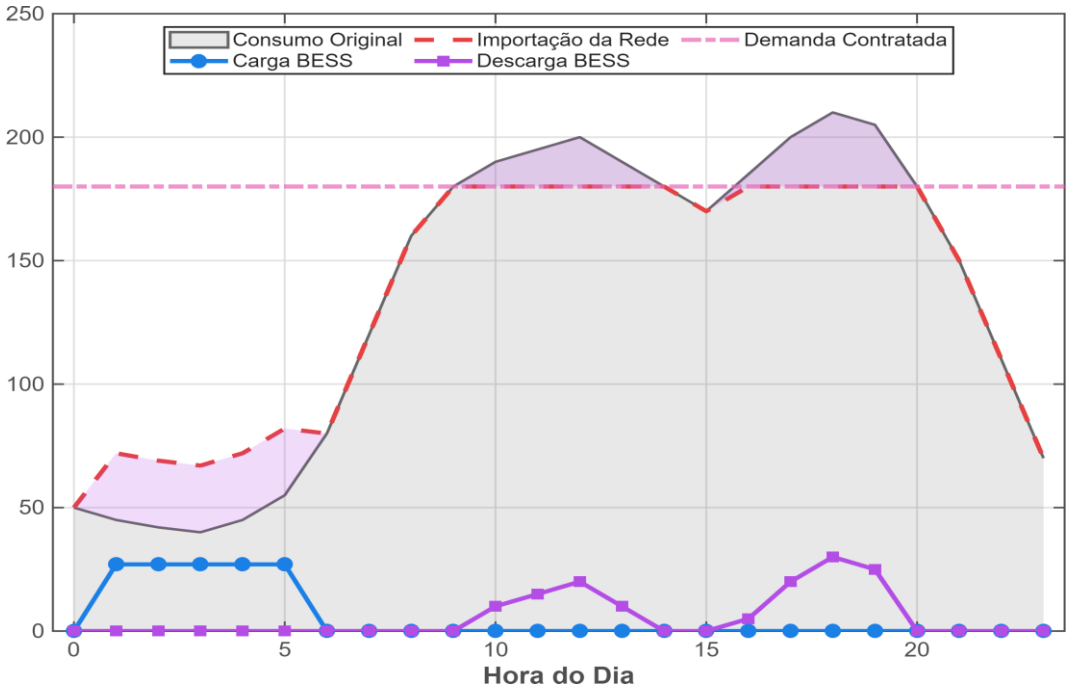
2.2.4 Gestão de demanda

Em contraste com a Gestão de Energia, em que a valoração é dinâmica e ocorre em tempo real, na Gestão de Demanda o benefício financeiro é contabilizado pela redução de custos fixos mensais ou de multas de ultrapassagem relacionadas à demanda contratada. A eficácia desse tipo de aplicação é fortemente dependente do correto dimensionamento do sistema, tanto do BESS quanto do GFV, quando este último estiver presente (Englberger; Jossen; Hesse, 2020).

2.2.4.1 Redução de demanda de pico (Peak-shaving)

Sendo uma das aplicações mais difundidas para sistemas BESS, o *Peak-Shaving* pode ser interpretado como uma aplicação corretiva, na medida que atua de forma a mitigar alterações no perfil de consumo ocorridas posteriormente à contratação de demanda, e que resultem em multas de ultrapassagem. Na Figura 6 é ilustrada uma operação de *peak-shaving* sem presença de GFV, em que o BESS utiliza o armazenamento importado da rede à noite eliminar os picos de ultrapassagem da demanda contratada ao longo dia, em um perfil de consumo tipicamente comercial. Como o BESS atuará diretamente na redução do pico instantâneo de demanda, estudos indicam que essa aplicação não é atrativa para consumidores com fator de carga na ponta elevado (Greener, 2021).

Figura 6 - Exemplo de aplicação de *Peak-Shaving*



Fonte: Elaboração própria (2025)

Como modelo de negócios, o *peak-shaving* se aplica também como uma solução de custo evitado de investimento em infraestrutura, o que decorre da situação de aumento de carga da UC além das capacidades existentes das instalações no ponto de conexão com rede de distribuição - situação comum em ampliações de unidades industriais (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020).

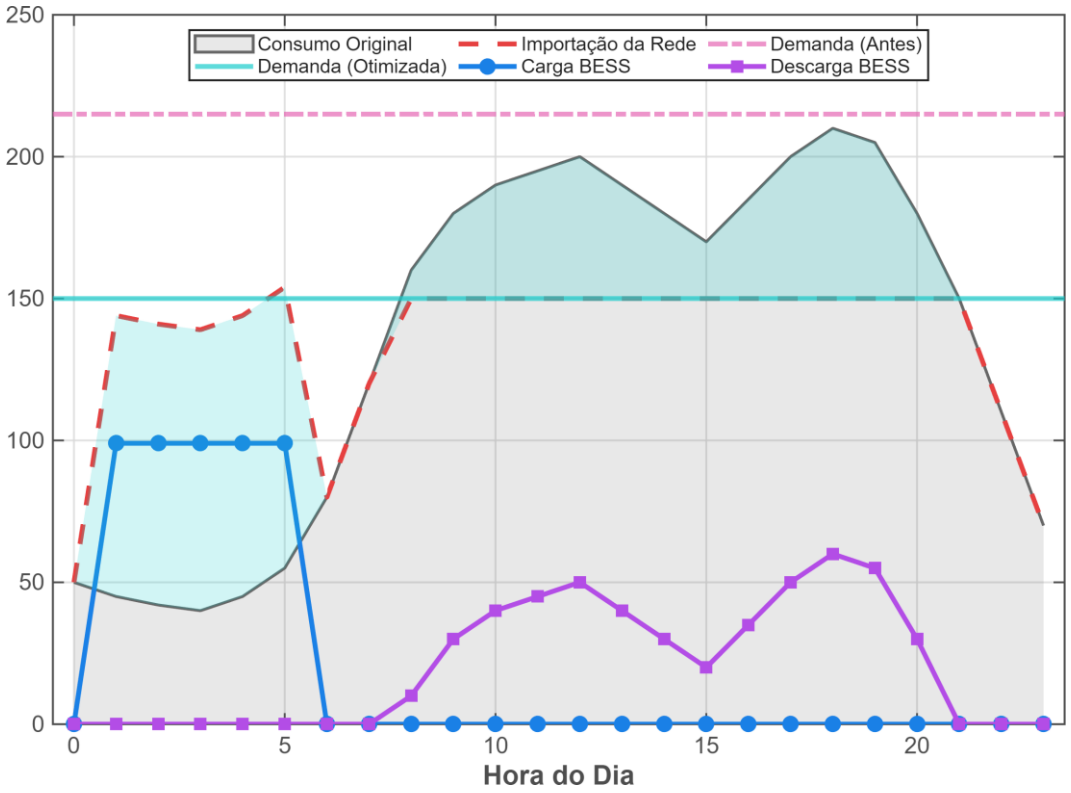
2.2.4.2 Otimização de Demanda Contratada

A otimização de demanda contratada é uma ampliação do *peak-shaving*, com o BESS atuando não apenas de forma corretiva como resposta à demanda, mas também preventivamente na redução dos custos. Neste caso, a definição do valor de MUSD (Montante de Uso do Sistema de Distribuição) a ser contratado é avaliado em conjunto com o dimensionamento do BESS, objetivando regular a curva de consumo estimada de forma a mantê-la sempre abaixo de um patamar mínimo de demanda contratada, dentro de uma margem de tolerância de ultrapassagem de potência.

A Figura 7 ilustra a atuação desta aplicação e seus efeitos nos picos demanda da rede antes e pós a implantação do BESS, considerando o caso

simplificado de um sistema de ação exclusiva do BESS na redução da demanda contratada de consumo.

Figura 7 - Exemplo de aplicação de Otimização de Demanda Contratada



Fonte: Elaboração própria (2025)

A coexistência de um GFV aumenta a capacidade de otimização da demanda contratada, especialmente pela redução dos picos diurnos. Obviamente, as incertezas da curva de consumo e de produção do GFV são fatores críticos que devem ser cuidadosamente considerados na etapa de dimensionamento do sistema.

2.2.5 Empilhamento de receitas

A pesquisa sobre o planejamento de capacidade de BESS BTM tem tradicionalmente se concentrado em um único tipo de serviço (Zhang et al., 2024). No entanto, o crescente interesse em BESS decorre da sua capacidade de fornecer diferentes serviços de rede e, consequentemente, flexibilidade de aplicação em múltiplos cenários (Hanif et al., 2022). A operação economicamente mais benéfica do BESS geralmente é alcançada quando ele é operado para fornecer múltiplos serviços

em paralelo (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020; EPE, 2019b; Hanif et al., 2022), superando a dificuldade de atrair investimentos com a receita de um único serviço.

Os modelos de otimização técnico-financeira de BESS, indispensáveis para a busca da melhor rentabilidade do projeto, inevitavelmente devem considerar a atuação multifuncional do sistema, o que é estabelecido nas estratégias de despacho do sistema de gerenciamento de energia (*EMS).* A exemplo disso, em Zhang et al. (2024) e Hanif et al. (2022), é proposto uma estrutura de programação estocástica de dois estágios (despacho ótimo de energia e dimensionamento ótimo) tendo métricas financeira como funções objetivo do problema, oferecendo serviços empilháveis – *peak-shaving,* arbitragem de preços, regulação de frequência, correção de fator de potência, entre outros. Um modelo de otimização multisserviços, englobando tanto aplicações BTM quanto FTM desempenhados por um único sistema, é abordado em Englberger, Jossen e Hesse (2020), onde é apontada a complexidade regulatória pela necessidade de desacoplamento entre os serviços prestados ao consumidor e à rede, ao mesmo tempo em que é otimizada a capacidade do sistema com fins de maximização unificada de benefícios financeiros.

Em termos de regulamentação, a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC) é citada como exemplo pioneiro na definição de regras para o fornecimento de múltiplos serviços por SAE (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020). Na mesma linha, em 2017, o estado de Nova York, implementou a metodologia *Value Stack*, um mecanismo de compensação por forma de créditos aos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) – englobando BESS, GFV, entre outros - baseada em diferentes métricas que ponderam os benefícios que os RED fornecem para a rede (NY-Sun, [*s. d.*]).

No contexto brasileiro, a ANEEL (ANEEL, 2023b) identifica que entre os pontos de aprimoramento para a remuneração de SAE *on-grid* é a de permitir que empreendimento com BESS, centrais ou distribuídos, possam prestar diversos serviços concomitantes, em especial os serviços à rede, tendo que são aqueles mais críticos quanto à necessidade de regulamentação. A EPE corrobora a tese de que o empilhamento de receitas é a via mais promissora no sentido de viabilização financeira de BESS (EPE, 2019b).

Apesar de análises acadêmicas iniciais sugerirem a não rentabilidade de modelos de negócio para BESS, a maioria dos trabalhos que indicam tal conclusão avaliam sistemas dedicados a aplicações exclusivas. Ao permitir o gerenciamento de múltiplos serviços em paralelo, diversificando os fluxos de receitas, a rentabilidade do modelo de negócios avaliado tende a melhorar consideravelmente, viabilizando investimentos mesmo diante do cenário atual de custos (Baumgarte; Glenk; Rieger, 2020).

2.3 Estado da Arte: Modelos de otimização de BESS e GFV

A crescente relevância dos sistemas híbridos GFV-BESS para a transição energética impulsionou um volume significativo de pesquisas voltadas à sua otimização. Contudo, a complexidade inerente a esses sistemas resultou em uma literatura frequentemente fragmentada, onde se observa uma dicotomia metodológica entre a robustez do dimensionamento e a sofisticação do despacho de energia. Neste contexto, a presente análise crítica se propõe a examinar as principais correntes de pesquisa, suas funções-objetivo e escopos de aplicação, a fim de identificar as lacunas que justificam a abordagem de otimização integrada desenvolvida neste trabalho.

2.3.1 Dimensionamento e despacho ótimo

A otimização de sistemas GFV-BESS conectados à rede é frequentemente abordada por meio de métodos estocásticos. Nos trabalhos de Hassan et al. (2022) e Garip e Ozdemir (2022), que visam a minimização do Custo de Energia (COE), são utilizadas metodologias baseadas Algoritmo Genético (AG) e Enxame de Partículas, respectivamente. A estratégia de despacho de energia, entretanto, é simplificada e não-otimizada matematicamente, governada por um conjunto de regras heurísticas pré-definidas que prioriza o atendimento da carga, sem uma estratégia geral de maximização de benefícios financeiros, tampouco com a consideração de Empilhamento de Receitas. As degradações da bateria e do GFV são consideradas através de um custo de reposição fixo no cálculo de COE, sem um modelo explicito de degradação dinâmica, e não considerando o seu impacto no despacho ao longo do horizonte do projeto.

A abordagem de aprimorar a tradicional metodologia de despacho heurístico, através de uma sofisticação das regras de carga e descarga do BESS, é o objetivo principal no estudo de Wu et al. (2022a), no qual uma estratégia de despacho heurístico otimizado é proposta, utilizando um AG para otimizar um conjunto único de taxas de carga e descarga do BESS para os diferentes períodos tarifários. O problema busca minimizar a métrica de Custo Total ao longo de 25 anos — o qual inclui o investimento inicial, custos operacionais com energia, O&M e custos de reposição —

em uma análise que incorpora um modelo detalhado de degradação da bateria (*SoH*). Contudo, apesar da inovação na parametrização das regras de despacho, a metodologia apresenta deficiências importantes. Primeiramente, o despacho é inerentemente limitado, pois a otimização resulta em um conjunto de parâmetros operacionais fixos para todo o horizonte anual. Tal abordagem torna a operação rígida e incapaz de se adaptar dinamicamente às variações diárias de consumo e de geração FV, uma limitação que leva a um desempenho subótimo em dias atípicos, como admitido pelos próprios autores. Em segundo lugar, o dimensionamento do sistema integrado é parcial, pois a otimização se restringe à capacidade do BESS, adotando uma potência nominal fixa do GFV. Igualmente é desconsiderada a otimização da demanda contratada, dado que o modelo foca exclusivamente na gestão dos custos volumétricos de energia (em R$/kWh).

Em uma metodologia que avança em relação às lógicas puramente heurísticas, o trabalho de Chayarun, Kawabe e Nanahara (2021) emprega a programação matemática para o planejamento do despacho diário, com uma busca iterativa da capacidade ótima do BESS que maximize o VPL do projeto. Para cada capacidade avaliada, uma simulação de longo prazo é executada, na qual o despacho diário é otimizado por Programação Linear, minimizando, ao mesmo tempo, o custo diário de eletricidade e o custo pela degradação do ativo. A arquitetura metodológica, embora robusta no que tange ao gerenciamento ótimo de energia, é computacionalmente ineficiente no método de dimensionamento adotado de busca iterativa da capacidade do BESS. Adicionalmente a isto, e em convergência ao adotado em grande parte dos trabalhos analisados, tanto a capacidade do GFV quanto o valor de demanda contratada (ainda que englobe a aplicação de *Peak-Shaving*) não são tratadas como variáveis de otimização. Por fim, a maximização dos benefícios financeiros é limitada, dado que o modelo foca exclusivamente na redução de custos, desconsiderando a geração de receitas por exportação de energia (o cenário de análise assume o *curtailment* de todo o excedente da geração fotovoltaica), restringindo a aplicabilidade do método a mercados sem políticas de compensação ou de comercialização de energia.

O segmento de consumidores residenciais se apresenta como o cenário-base majoritário da literatura de otimização de sistemas GFV-BESS. Nesse contexto, o trabalho de Duman et al. (2022) se destaca por integrar o dimensionamento de

capacidade de sistemas GFV-BESS com um modelo de despacho diário PLIM que inclui o gerenciamento do consumo de cargas residenciais controláveis (Resposta à Demanda). A metodologia inclui ainda o custo de degradação da bateria como componente explícito na função-objetivo. A principal deficiência metodológica, além da restrição de aplicabilidade ao cenário residencial (sem precificação de demanda), reside na otimização do dimensionamento que emprega uma busca exaustiva, uma abordagem computacionalmente pouco eficiente e não escalável.

De forma geral, a utilização de meta-heurísticas para o estágio de dimensionamento, aliada ao despacho do BESS baseado em regras, tem sido uma abordagem padrão na literatura para sistemas GFV-BESS residenciais, a exemplo dos trabalhos de Javeed et al. (2021) e Hassan et al. (2022), cujo algoritmo de dimensionamento busca as capacidades ótimas de GFV e BESS que minimizam o Custo Presente Líquido (NPC) do projeto, de um prossumidor residencial. A análise, em Javeed et al (2021), se destaca pela incorporação de parâmetros práticos, como o valor residual dos componentes, restrições de exportação à rede e um modelo de degradação da bateria baseado no algoritmo *Rainflow*. Contudo, a estratégia de despacho é governada por uma heurística simplificada de maximização do autoconsumo, sem abordagem de multisserviços. Adicionalmente, o algoritmo de gerenciamento de energia não é passível de generalização dado que, tendo como fundo um perfil de consumo puramente residencial, sua função-objetivo desconsidera a gestão dos encargos de demanda.

Ainda no segmento residencial, em uma abordagem metodologicamente distinta e mais integrada, o trabalho referencial de Hesse et al (2017a) propõe uma otimização unificada para o dimensionamento e despacho de sistemas GFV-BESS residenciais, dado que um único estágio de *Programação Linear* otimiza, simultaneamente, o despacho horário de energia ao longo de um ano e as capacidades da bateria e do inversor de bateria. Ao modelo do BESS é incorporado um custo artificial da degradação, que força o algoritmo a encontrar um equilíbrio ótimo entre os benefícios financeiros da operação do BESS e o custo de reduzir sua vida útil. Contudo, a metodologia ainda realiza uma otimização parcial do sistema híbrido, pois a análise parte de um sistema FV de capacidade pré-definida, não incluindo o dimensionamento do GFV como uma variável de decisão. Adicionalmente, e como já

esperado para estudos baseados no perfil residencial, a formulação econômica não prevê a otimização de encargos de demanda.

Por fim, em Mulleriyawage e Shen (2020), numa abordagem similar à de Hesse et al. (2017a), com um modelo PLIM unificado de otimização de dimensionamento e despacho (além da inclusão de um modelo detalhado de custo de degradação como função objetivo), a estratégia de otimização matemática de despacho é explicitamente comparada com uma estratégia heurística típica de maximização do autoconsumo, demonstrando a superioridade da primeira nos resultados financeiros. No entanto, apesar dessa contribuição comparativa, a sofisticação no despacho está acoplada a um método de dimensionamento menos robusto: a capacidade ótima do BESS é encontrada através de uma busca iterativa exaustiva para um sistema FV de tamanho pré-definido.

Fica evidente, portanto, que mesmo no bem explorado segmento residencial, persiste uma dicotomia metodológica que representa a principal lacuna da literatura: a escassez de metodologias que una a eficiência de busca de um otimizador meta-heurístico para o dimensionamento integrado do sistema GFV-BESS, com a garantia de otimalidade de um despacho fundamentado em programação matemática, flexível à aplicação de múltiplos serviços.

2.3.2 Metodologia de otimização de multisserviços.

No campo específico de gerenciamento de multisserviços e Empilhamento de Receitas, alguns estudos seminais se destacam. O estudo de Englberger, Jossen e Hesse (2020) demonstra a superioridade do empilhamento dinâmico sobre a operação em serviço único, embasando-se no mercado alemão. A principal contribuição se dá na generalização de empilhamento conjunto de aplicações BTM (Aumento de Autoconsumo FV, *Peak-Shaving*) e FTM (Regulação de Frequência e Arbitragem no mercado de *spot*), e, simultaneamente, apontando a complexidade de um gerenciamento unificado de tais serviços, os quais são obrigatoriamente alocados em regimes regulatórios distintos.

Seguindo uma linha similar, Hanif et al. (2022) avança ao propor um *framework* que introduz incertezas nas variáveis de mercado (preços de energia), e unifica em uma única escala de tempo serviços com bases de tempo distintas, sendo

eles horárias (Arbitragem), mensais (Redução de Demanda Contratada) e de minutos (Regulação de Frequência e Correção de Fator de Potência), tornando a metodologia flexível para agregação relativamente simples de novos serviços aos já abordados no trabalho. Além disso, o trabalho propõe técnicas avançadas de linearização (normas poliédricas) para tratar as restrições não-convexas do serviço de correção de fator de potência, além do uso de variáveis auxiliares para as estruturas de *máx-min* de redução de demanda contratada, o que simplifica o problema a uma Programação Linear.

Contudo, embora ambos os trabalhos anteriores sejam referências da literatura quanto à modelagem de Empilhamento de Receitas, com avanços significativos na generalização e flexibilidade do despacho ótimo de BESS, ainda apresentam limitações não negligenciáveis: primeiramente, e seguindo uma tendência de outros estudos do tema, a otimização é parcial e em estágio único para o despacho do BESS, não resolvendo o problema do dimensionamento do sistema; em segundo lugar, no caso de Hanif et al. (2022), embora a otimização de custos de demanda seja parte da estratégia de Empilhamento, ela é limitada e aplicável à mercados em que as regras de cobrança de demanda são mais simples – baseadas nos picos de demanda no ciclo de faturamento, não permitindo uma abordagem mais generalista, como a efetiva otimização do contrato de demanda – realidade inerente ao mercado brasileiro. Complementarmente, essa abordagem resulta na incapacidade de se avaliar o *trade-off* estratégico entre um encargo fixo mensal menor e o custo de eventuais penalidades por ultrapassagem.

Diferenciando-se da grande maioria dos estudos atuais sobre a temática de Empilhamento de Receitas, Zhang et al. (2024) apresenta um modelo abrangente de otimização estocástica em dois estágios para BESS distribuídos. No estágio de dimensionamento, emprega um AG para otimização da capacidade do BESS, enquanto no estágio de gerenciamento de energia utiliza uma formulação de PLIM para o problema do despacho ótimo diário, alicerçado no Empilhamento de Receitas de três aplicações distintas: arbitragem de energia, *peak-shaving* e prestação do Serviço Ancilar de regulação de frequência. A degradação da bateria é introduzida como um modelo dinâmico de custo na função-objetivo do estágio de gerenciamento de energia. O estudo de caso aponta a majoritária presença das receitas de Serviço Ancilar no resultado financeiro do sistema ótimo, demonstrando a importância de

inserção desse serviço no contexto amplo de Empilhamento de Receitas. Contudo, o estudo limita-se ao tratamento do BESS como um ativo isolado de gerenciamento dos serviços, não explorando as sinergias operacionais que surgiriam da sua integração com GFV distribuída colocalizada. Por fim, a gestão da demanda é tratada apenas sob a premissa de *peak-shaving* em relação a um contrato fixo, não abordando a otimização do próprio valor da demanda contratada como uma variável de decisão conjunta no dimensionamento.

2.3.3 Abordagens e lacunas na literatura aplicada ao cenário brasileiro

A aplicação de metodologias de otimização de sistemas GFV-BESS distribuídos no contexto brasileiro é uma área de pesquisa ainda incipiente. Embora existam trabalhos relevantes, a literatura carece de abordagens que analisem, de forma abrangente e multicenários, a aplicação e viabilidade destes sistemas diante da complexa estrutura tarifária e regulatória do SEB. Em particular, a aplicação do Empilhamento de Receitas como principal vetor de viabilidade econômica para prossumidores, não foi abordada nos diversos estudos avaliados. Os trabalhos existentes apresentam ainda lacunas metodológicas significativas quando analisados sob a ótica de uma otimização integrada.

O estudo de Pinto, Naspolini e Rüther (2024), por exemplo, se destaca por ser um dos primeiros a avaliar a viabilidade econômica de sistemas GFV-BESS sob as novas diretrizes da Lei 14.300/2022 para o SCEE. A principal contribuição do trabalho centra-se na análise de sensibilidade de retorno de investimento sob diferentes custos e tarifas, modelando de forma detalhada a estrutura regulatória e tributária do SCEE. Contudo, a metodologia não executa uma otimização do dimensionamento dos sistemas, partindo de uma capacidade de BESS pré-determinada por uma fórmula, tendo como dado de entrada unicamente os picos de consumo mensais, e embasando a geração FV em dados de uma planta existente. O despacho de energia é governado por uma estratégia heurística com blocos tarifários fixos, que prioriza o autoconsumo, não existindo a perspectiva de aplicação simultânea e otimizada de multisserviços. A otimização do valor de demanda contratada é um diferencial do trabalho, no entanto o seu dimensionamento não integrado com a otimização dos ativos de geração e armazenamento limita o alcance

e eficácia da abordagem em encontrar uma solução globalmente ótima. Finalmente, a metodologia emprega uma modelagem tarifária e regulatória do SEB restrita ao mercado cativo, não sendo aplicável à cenários de prossumidores livres (ACL).

Em uma linha que avança no problema do dimensionamento, Monteiro et al. (2024) desenvolve uma ferramenta computacional para análise técnico-financeira no ACL brasileiro, que inclui o dimensionamento de GFV, BESS e Gerador a Diesel. A metodologia se fundamenta em uma arquitetura que integra uma interface *low-code* baseada em *Microsoft PowerApps*, com planilhas de cálculo do software *Microsoft Excel*, cuja arquitetura visa uma a usabilidade comercial, em detrimento do rigor da otimização. Essa abordagem, contudo, resulta em deficiências metodológicas significativas, dado que o dimensionamento é realizado por uma busca iterativa que visa o menor LCOE, não empregando um algoritmo de otimização formal, o que restringe a exploração do espaço de soluções. Adicionalmente, a estratégia de despacho é simplificada, baseada em regras heurísticas de aplicações de *peak-shaving* e *back-up,* distanciando-se de uma otimização ampla de multisserviços para maximização de retorno financeiro. Em termos de abrangência aos ambientes regulatórios brasileiros, dado que a metodologia é focada em Autoprodutores (APE) do ACL, não possui aplicabilidade ao ACR e ao SCEE.

Focado na otimização da operação do BESS, o trabalho de Liane M. Oliveira et al. (2022) se destaca por empregar um AG para o despacho ótimo diário de uma planta GFV-BESS de geração centralizada, inserida no ACL. A metodologia representa um avanço ao utilizar otimização meta-heurística da função-objetivo, a qual incorpora simultaneamente: receita líquida de comercialização de energia no MCP, custo de penalidade por ultrapassagem dos limites de injeção para a classe de Gerador no ACL, e um custo artificial dinâmico de degradação do BESS. Contudo, o estudo não aborda o problema do dimensionamento, uma vez que parte de um sistema com capacidades pré-definidas. Ademais, a função-objetivo, não investiga a aplicabilidade de Empilhamento de Receitas no ACL, mesmo em um contexto *behind-the-meter.* Por fim, sua aplicação exclusiva no mercado de geração centralizada (Produtor Independente de Energia – PIE) o distancia das complexidades da gestão de consumo e demanda do lado do prossumidor distribuído, tanto no ACL quanto no ACR.

2.3.4 Síntese da literatura analisada e contribuições deste trabalho

A análise crítica da literatura evidencia um conjunto de lacunas metodológicas e contextuais que limitam a aplicabilidade e a precisão dos modelos de otimização de sistemas GFV-BESS, especialmente no complexo cenário brasileiro. Este trabalho propõe-se a endereçar diretamente estas deficiências, que podem ser sumarizadas nos seguintes pontos:

- Dicotomia metodológica entre dimensionamento e despacho: A literatura apresenta uma clara divisão, com trabalhos que empregam algoritmos robustos para o dimensionamento (e.g., meta-heurísticas), enquanto frequentemente recorrem a estratégias de despacho simplistas, baseadas em regras heurísticas que não garantem a otimalidade operacional. Por outro lado, estudos que aplicam programação matemática para um despacho ótimo e sofisticado falham em endereçar o problema do dimensionamento, partindo de sistemas com capacidades pré-definidas e fixas. Embora existente, as abordagens que unam a eficiência da busca meta-heurística para o dimensionamento integrado com a garantia de otimalidade do despacho matemático ainda são escassas ou deficientes.
- Otimização parcial dos ativos do Sistema: A maioria dos estudos que implementam o dimensionamento ótimo, o faz de forma parcial, focando em apenas um componente do sistema, usualmente o BESS, enquanto mantém a capacidade do GFV como um parâmetro fixo. De forma ainda mais crítica, a demanda contratada, em cenários aplicáveis de consumidores não-residenciais, raramente é tratada como uma variável de otimização integrada ao problema de dimensionamento, sendo tipicamente considerada uma restrição estática, o que impede a identificação de uma solução técnico-financeira verdadeiramente ótima para consumidores C&I.
- Empilhamento de Receitas e estratégias de despacho simplificadas: Muitas metodologias se baseiam em regras heurísticas de operação (e.g., maximizar o autoconsumo) que, embora intuitivas e facilmente parametrizáveis em sistemas reais, não são capazes de embasar o desenvolvimento de uma estratégia operacional realmente ampla e flexível, que explore em plenitude o potencial retorno financeiro de múltiplas aplicações. Essa deficiência resulta numa

subaproveitamento técnico-financeiro da aplicabilidade do BESS e, consequentemente, numa diminuição da viabilidade financeira do investimento. Por fim, o despacho baseado em regras possui baixa capacidade de flexibilidade e generalização a diferentes cenários tarifários e regulatórios, necessitando frequentemente de versões especificas para cada cenário.

- Inadequação à mercados de preços dinâmicos (*spot)*: Muitas das estratégias de despacho propostas na literatura, especialmente as de natureza heurística, são projetadas para operar exclusivamente em regimes tarifários previsíveis e estáticos (i.e., postos horários tarifário). Essa rigidez as torna metodologicamente inadequadas para a otimização de ativos no MCP (*spot*), onde os preços horários são voláteis. Com a plena vigência do PLD horário no SEB, esta deficiência se torna um impeditivo para a análise realista de modelos de negócio baseados em Arbitragem de Energia no ACL.
- Projeção plurianual do despacho: A projeção do despacho de potência ao longo da vida útil do projeto é um ponto crítico em modelos de otimização, com a literatura apresentando uma clara distinção de abordagens. Por um lado, a replicação estática do despacho do primeiro ano é uma solução computacionalmente eficiente, porém imprecisa, pois negligencia os impactos dinâmicos da degradação dos ativos nos resultados financeiros do projeto. Por outro lado, a otimização horária completa para todo o ciclo de vida do projeto, embora mais precisa, possui um custo computacional proibitivo, tornando-se inviável em metodologias que integram o dimensionamento e a operação.

  Diante disso, evidencia-se uma lacuna por uma abordagem intermediária, que modele o impacto da degradação na performance plurianual com maior fidelidade que a simples replicação, mas que mantenha a eficiência computacional necessária para problemas de otimização complexos.
- Limitações das abordagens aplicadas ao SEB: Os trabalhos contextualizados no mercado brasileiro, embora em muitos casos abordem com detalhamento a complexa estrutura tarifária e regulatória, frequentemente empregam metodologias de otimização excessivamente simplificadas e de abrangência restrita. Essas abordagens negligenciam aspectos cruciais para a viabilização financeira dos BESS — já consolidados na literatura internacional —, como a otimização integrada do dimensionamento e do despacho e a aplicação de

estratégias de multisserviços (Empilhamento de Receitas). A ausência desses conceitos nos estudos leva a uma análise incompleta do real potencial de geração de valor do ativo BESS. Consequentemente, o retorno financeiro do projeto é subestimado, o que, no cenário de custos de investimento ainda elevados, se traduz em uma percepção de mercado equivocada sobre a viabilidade da tecnologia.

Na Tabela 1 é apresentada a síntese comparativa dos aspectos principais dos trabalhos avaliados – descritos resumidamente na Tabela 2, bem como o enquadramento da metodologia proposta nessa dissertação frente a cada um destes aspectos.

Tabela 1 - Síntese comparativo da literatura de referência analisada e contribuições deste trabalho

Referência	*Topologia*	*Cenário de Aplicação*	*Dimensionamento*			*Gerenciamento de Energia*			*Modelos de Degradação do BESS*[5]	*Despacho Plurianual* $(ano > 1)$[6]
			Otimiza GFV-BESS[1]	*Variáveis*[2]	*Metodologia*	*Metodologia*	*Aplicações On-Grid*[3]	*Aplicável ao MCP*[4]		
(Garip; Ozdemir, 2022)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	✓	GFV, BESS	Meta-heurístico	Heurístico	AFV	✗	N/A	N/A
(Wu et al., 2022a),	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	!	BESS	Meta-heurístico	Heurístico Otimizado	AFV, LS	✗	*SoH* com Impacto Operacional	Dinâmico (Heurística Plurianual)
(Chayarun; Kawabe; Nanahara, 2021)	BESS, Rede, Consumo	Consumidor Regulado	!	BESS	Busca iterativa	Programação Linear	AFV, LS, PS	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	Dinâmico (Otimização Plurianual)
(Duman et al., 2022)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	✓	GFV, BESS	Busca Exaustiva	Programação Linear	AFV, LS, RD	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	Dinâmico (Otimização Plurianual)
(Javeed et al., 2021)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	✓	GFV, BESS	Meta-heurístico	Heurístico	AFV	✗	Contagem de Ciclos (Reposição)	Estático (Replicação do 1º Ano)
(Hassan et al., 2022)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	✓	GFV, BESS	Meta-heurístico	Heurístico	AFV	✗	N/A	N/A
(Hesse et al., 2017a)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	!	BESS	Programação Linear	Programação Linear	AFV	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	N/A
(Mulleriyawage; Shen, 2020)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Residencial	!	BESS	Busca Iterativa	Programação Linear	AFV, LS, ARB	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	Dinâmico (Otimização Plurianual)
(Englberger; Jossen; Hesse, 2020)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Livre	✗	-	Não otimizado	Programação Linear	AFV, PS, ARB, RF	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	N/A
Hanif et al., (2022)	BESS, Rede, Consumo	Consumidor Geral	✗	-	Não otimizado	Programação Linear	ARB, RF, CFP, DEM	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	N/A

(Zhang et al., 2024)	BESS, Rede, Consumo	Consumidor Geral	!	BESS	Meta-heurístico	Programação Linear	ARB, RF, PS	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	Estático (Replicação do 1º Ano)
(Pinto; Naspolini; Rüther, 2024)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Regulado	✗	Rede	Não otimizado	Heurístico	AFV, DEM	✗	Contagem de Ciclos (Reposição)	Estático (Replicação do 1º Ano)
(Monteiro et al., 2024)	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Livre	✓	GFV, BESS, Gerador Diesel	Busca Iterativa	Heurístico	PS	✗	N/A	Estático (Replicação do 1º Ano)
(Liane M. Oliveira et al., 2022)	GFV, BESS, Rede	Gerador Centralizado	✗	-	Não otimizado	Otimização Meta-heurística	ARB	✓	Custo Artificial de Uso no Despacho	Estático (Replicação do 1º Ano)
Este trabalho	GFV, BESS, Rede, Consumo	Prossumidor Geral	✓	GFV, BESS, Rede	Meta-heurístico	Programação Linear	AFV, LS, ARB, PS, DEM	✓	*SoH* com Impacto Operacional	Dinâmico (Despacho Rebalanceado)

Fonte: Elaboração própria (2025)

Tabela 2 - Legenda das colunas da Tabela 1.

(1) Otimiza GFV-BESS			
✗	*Não otimiza*		
!	*Otimização parcial (BESS)*		
✓	*Otimização completa*		
(2) Variáveis			
Refere-se aos sistemas cujas capacidades nominais são otimizadas. Quando "Rede" estiver presente, significa que a Demanda Contratada é uma variável de otimização.			
(3) Aplicações On-Grid			
AFV	*Autoconsumo FV*	***DEM***	*Otimiz. de Demanda C.*
LS	*Load-Shifting*	***RD***	*Resposta à Demanda*
ARB	*Arbitragem de Energia*	***RF***	*Regulação de Frequência*
PS	*Peak-Shaving*	***CFP***	*Correção de Fator de Pot.*
(4) Aplicável ao MCP			
Considera a compatibilidade de aplicação ao mercado de spot ou mercado de curto prazo (MCP), com preços dinâmicos horários.			
(5) Modelos de Degradação do BESS			
Custo Artificial de Uso no Despacho	*Função-objetivo do estágio de despacho ótimo por Programação Linear inclui uma função de custo artificial de uso, com um modelo físico de degradação implícito.*		
Contagem de Ciclos (Reposição)	*A degradação não é modelada de forma explicita, e seu impacto é contabilizado apenas no custo de reposição, cujo prazo é função do nº de ciclos*		
SoH com Impacto Operacional	*O modelo físico de degradação dinâmica é explícito – sem custo artificial de uso, impactando no despacho ótimo pela redução da capacidade nominal do BESS.*		
N/A	*Nenhum modelo de degradação está presente. Custos de reposição fixos podem ou não estar contemplados.*		
(6) Despacho Plurianual (ano > 1)			
Estático (Replicação do 1º no)	*O despacho é calculado (heurística ou otimização) apenas no primeiro ano, e replicado sem correções para os anos posteriores.*		
Dinâmico (Heurística Plurianual)	*Despacho heurístico horário realizado para todo o ciclo de vida do projeto.*		
Dinâmico (Otimização Plurianual)	*Despacho ótimo horário (Programação Linear) realizado para todo o ciclo de vida do projeto.*		
Dinâmico (Despacho Rebalanceado)	*Despacho ótimo horário do ano 1 é rebalanceado nos anos posteriores considerando os efeitos da degradação em escala horária.*		
N/A	*Nenhuma análise plurianual é efetuada.*		

Fonte: Elaboração própria (2025)

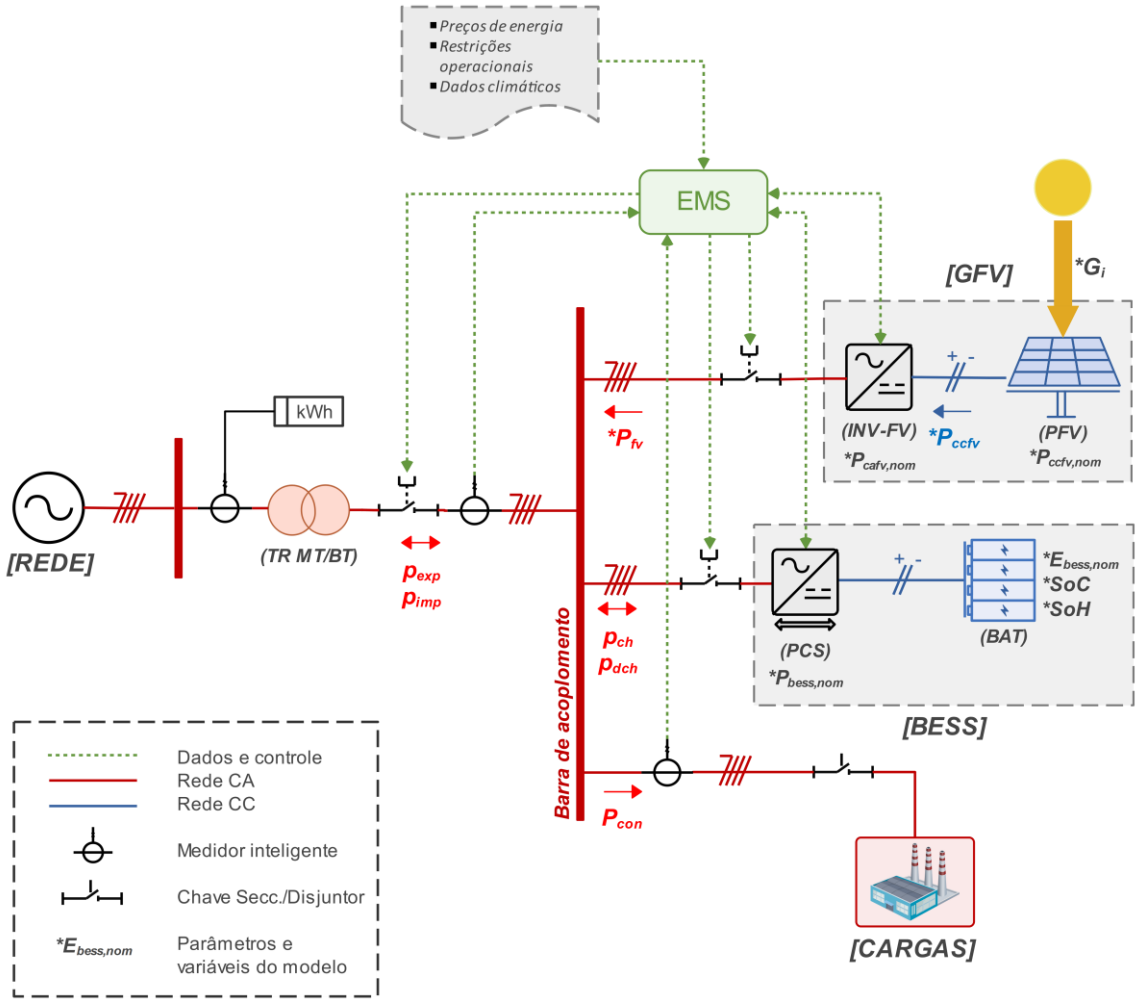
3 TOPOLOGIA E MODELAGEM DO SISTEMA BESS-GFV-REDE

A topologia do sistema influencia na modelagem do problema, assim como os modelos matemáticos dos sistemas GFV, BESS e a conexão à rede. Desta forma, este capítulo tem como objetivo apresentar a topologia adotada, assim como cada um dos componentes do sistema que são agregados na formulação da metodologia de otimização do Capítulo 4.

3.1 Topologia

A Figura 8 ilustra a topologia adotada como referência, tendo um sistema híbrido distribuído típico constituído de geração fotovoltaica, armazenamento por baterias, consumo e interface com a rede

Figura 8 - Topologia geral do sistema GFV-BESS distribuído proposto.



Fonte: Elaboração própria (2025)

Nessa topologia, o GFV e o BESS possuem alimentadores independentes e conversores eletrônicos de potência CC-CA (inversor fotovoltaico e *Power Conversion System* - PCS) exclusivos. Estes são conectados a uma barra CA de acoplamento comum, que interliga carga, geração, armazenamento e rede. O controle central das operações de despacho é realizado pelo *EMS (Energy Management System)*, atuando de forma integrada aos dois conversores, e sendo abastecido, por exemplo, em tempo real com dados de preços de energia do dia seguinte, dados climáticos, restrições operacionais, entre outros dados de utilidade para os serviços habilitados.

Diferentes topologias tem sido propostas para sistemas GFV-BESS distribuídos, que variam principalmente quanto ao tipo de acoplamento entre o GFV e o BESS (acoplamento CC ou CA) e a forma de conexão com a rede (Hesse et al., 2017b; Rezaeimozafar et al., 2022). A topologia com acoplamento CA, adotada neste trabalho e apresentada na Figura 8, justifica-se por sua maior generalização, flexibilidade e escalabilidade. Essa configuração é particularmente alinhada a cenários reais de prossumidores que, já possuindo geração própria, consideram a implantação de um BESS como uma análise de viabilidade futura. Em contraste, as topologias com acoplamento CC oferecem vantagens técnicas, como a redução das perdas por dupla conversão de energia e maior simplicidade operacional, ao centralizar o gerenciamento em um único inversor híbrido. Contudo, essa abordagem geralmente implica em custos de investimento (CAPEX) mais elevados e tende a apresentar menor confiabilidade, dado que uma falha no inversor central pode levar à paralisação de todo o sistema (Rezaeimozafar et al., 2022).

Embora uma análise detalhada das vantagens técnicas e financeiras de cada topologia pudesse potencializar os resultados da otimização, tal aprofundamento foge ao escopo aqui proposto.

3.2 Gerador Fotovoltaico (GFV)

O modelo do GFV foi desenvolvido com foco em sua aplicação na metodologia de otimização de dimensionamento, sem objetivar o rigor da análise de desempenho energético de softwares dedicados de simulação (e.g. *PVSyst*). Nesse sentido, foram adotadas as seguintes premissas simplificadoras:

- *Agrupamento em uma única MPPT equivalente:* O modelo considera que o GFV é conectado a um único inversor FV com apenas um rastreador do ponto de máxima potência (*MPPT*). Isso implica que todos os MDFV do arranjo operam sob as mesmas condições de irradiação e temperatura, e que as características elétricas (corrente e tensão) do arranjo podem ser representadas por um único ponto de operação. A complexidade de múltiplas entradas CC e suas interações é, portanto, condensada em um único MPPT equivalente.
- *Orientação e inclinação uniformes:* Assume-se que todos os MDFV do sistema possuem os mesmos ângulos de azimute e inclinação, definidos como parâmetros fixos de entrada. Esta premissa simplifica o cálculo da irradiação incidente sobre o plano dos módulos.
- *Tecnologia de MDFV padronizada:* O modelo é parametrizado para MDFV monofaciais de silício cristalino (c-Si). Outras tecnologias, como módulos bifaciais ou de filme fino, possuem características distintas de desempenho e não são diretamente contempladas.
- *Tratamento simplificado das perdas:* O modelo incorpora as perdas mais proeminentes em sistemas GFV por meio de fatores de perdas fixos típicos ou por modelos de perdas semiempíricos.

A modelagem completa do GFV se divide nas seguintes etapas:

i) Recurso solar: modelagem da irradiância global horária incidente sobre superfície inclinada;
ii) Perdas energéticas: definição e modelo de estimação das principais natureza de perdas de energia do sistema;
iii) Modelo do arranjo FV: obtenção da equação da potência CC P_{ccfv} entre pelos MDFV;

iv) Modelo do inversor FV: incorpora o tratamento da etapa conversão CC/CA sob a P_{ccfv}, fornecendo a potência efetiva de saída do GFV (P_{fv}).

As etapas iii) e iv) , cujas equações resultantes são diretamente aplicadas na estratégia de gerenciamento de energia desenvolvida na seção 4.3, são discutidas nesta seção. As etapas i) e ii) são detalhadas no Apêndice B.

3.2.1 Modelo do arranjo fotovoltaico

A potência horária produzida pelos módulos fotovoltaicos, desconsiderando-se inicialmente a etapa de conversão CC-CA realizada pelo inversor fotovoltaico, depende essencialmente da potência fotovoltaica de referência $P_{ccfv,nom}$ tida em condições padrões *STC*, da irradiação incidente G_t sobre a superfície dos módulos e dos fatores de perdas energéticas totais – estes dois últimos discutidos no Apêndice B. Essas relações são expressas através da Eq. (1), adaptada de (Duffie; Beckman; Blair, 2020):

$$P_{ccfv}^{h} = P_{ccfv,nom} \cdot \frac{G_i^h}{G_{ref}} \cdot \eta_{fv}\left(a, \theta^h, T_{amb}^m, G_i^h\right) \quad \textbf{(1)}$$

Em que,

P_{ccfv}^{h}	potência em CC efetiva de saída do arranjo fotovoltaico na hora h [kWcc]
$P_{ccfv,nom}$	potência nominal do arranjo FV em condições *STC* [kWcc]
G_{ref}	irradiância de referência – $1000\,Wh/m^2$
G_i^h	irradiância global inclinada incidente sobre a superfície dos MDFV na hora h - Eq. (148) [Wh/m²]
a	ano de operação do GFV
θ^h	ângulo de incidência da irradiância direta na hora *h* - Eq. (144). [°]
T_{amb}^m	temperatura ambiente média do local no mês *m.* [°C]
η_{fv}	eficiência global do arranjo fotovoltaico, dado pela Eq.(154)(155), como função de a, θ^h, T_{amb}^m e G_i^h.

3.2.2 Modelo do inversor fotovoltaico

A potência P_{ccfv}^{h} fornecida pelo arranjo fotovoltaico - Eq. (1), não é de fato a potência final entregue pelo GFV ao barramento CA comum do sistema ilustrado na Figura 8, dado que não agrega a etapa de conversão CC-CA ao modelo. De fato, a potência P_{fv}^{h} tratada nos cálculos de despacho ótimo de energia da metodologia proposta (ver seção 4.3) é a potência CA de saída do inversor fotovoltaico. Assim, o modelo do inversor fotovoltaico deve ser introduzido, de forma que a potência de saída do GFV (P_{fv}) considere igualmente as perdas introduzidas pela eficiência global do inversor fotovoltaico, e pelo mecanismo de *clipping* (corte) de potência operado no mesmo.

O modelo do inversor FV é baseado na referência Dobos (2014), e descrito pelas Eq. (2)-(5):

$$P_{fv}^{h} = \begin{cases} \eta_{inv} \cdot P_{ccfv}^{h}, & 0 < P_{ccfv}^{h} < P_{cafv,nom}/\eta_{inv,nom} \\ P_{cafv,nom}, & P_{ccfv}^{h} \geq P_{cafv,nom}/\eta_{inv,nom} \\ 0, & P_{ccfv}^{h} = 0 \end{cases} \quad \textbf{(2)}$$

$$\eta_{inv} = \frac{\eta_{inv,nom}}{\eta_{ref}} \cdot \left(-0.0162 \cdot \zeta - \frac{0.0059}{\zeta} + 0.9858 \right) \quad \textbf{(3)}$$

$$\zeta = \frac{P_{ccfv}^{h} \cdot \eta_{inv,nom}}{P_{cafv,nom}} \quad \textbf{(4)}$$

$$P_{cafv,nom} = \frac{P_{ccfv,nom}}{f_{ov,inv}} \quad \textbf{(5)}$$

Em que,

P_{fv}^{h}	potência em CA efetiva de saída do GFV (e inversor FV) na hora h [kW]
P_{ccfv}^{h}	potência em CC efetiva de saída do arranjo fotovoltaico (ou de entrada do inversor FV) na hora h, obtida pela Eq. (1) [kWcc]
η_{inv}	eficiência total de conversão CC/CA do inversor FV, variável em função de P_{ccfv}^{h} .
$\eta_{inv,nom}$	eficiência nominal do inversor FV, dado pelo *datasheet* do fabricante.
η_{ref}	eficiência de referência do modelo ($\eta_{ref} = 0.9637$)
$f_{ov,inv}$	fator de sobrecarga do inversor.
$P_{cafv,nom}$	potência nominal total do conjunto de inversores FV [kW]
$P_{ccfv,nom}$	potência nominal do arranjo FV em condições *STC* [kWcc]

A eficiência total do inversor FV, variável em função de P_{ccfv}^{h}, dada pela Eq. (3), é uma relação empírica obtida a partir de uma análise de desempenho realizada pela CEC (*California Energy Comission*) em diversos modelos de inversores disponíveis no mercado, sendo o valor $\eta_{ref} = 0.9637$ baseado justamente em uma eficiência típica do conjunto de modelos analisados (Dobos, 2014).

Por fim, um fator crucial do modelo apresentado é o fator de dimensionamento ou de sobrecarga do inversor $f_{ov,inv}$, um parâmetro de projeto e que depende sua escolha essencialmente de uma análise subjetiva envolvendo aspectos de ordem técnica e financeira. Dado o impacto que a escolha de $f_{ov,inv}$ terá na potência entregue pelo GFV, é apresentada uma discussão breve sobre o tema a seguir.

3.2.2.1 Aspectos de dimensionamento de inversor FV

Em projetos de GFV, é usual a prática de subdimensionamento da potência nominal do inversor ($P_{cafv,nom}$) em relação à potência $P_{ccfv,nom}$ do arranjo fotovoltaico, no que é conhecido na indústria como *oversizing.* O principal argumento para esta prática é de natureza financeira, na medida que o subdimensionamento do inversor resulta na redução do *LCOE (R$/kWh)* de projeto, sem que haja uma redução significativa na produtividade do sistema (Mondol; Yohanis; Norton, 2006; Paiva et al., 2017). O estágio de controle de potência de saída dos inversores atua de forma a sempre limitar a potência total CC de entrada (a mesma P_{ccfv}) ao seu valor nominal $P_{cafv,nom}$, deslocando o ponto de operação da curva P-V do arranjo FV (tensão de operação) para valores abaixo do seu ponto de máxima potência (P_{mp}). Logo, esse processo não resulta em dissipação de potência nos circuitos internos do inversor, mas pode se traduzir numa redução na eficiência de aproveitamento do recurso solar disponível, o que caracteriza as perdas de *clipping* de potência.

A razão entre $P_{cafv,nom}$ e $P_{ccfv,nom}$ é o *fator de sobrecarga de inversor* $f_{ov,inv}$, inserido na Eq. (5), e definido explicitamente por:

$$f_{ov,inv} = \frac{P_{ccfv,nom}}{P_{cafv,nom}} \quad \textbf{(6)}$$

Em que,

$P_{cafv,nom}$ potência nominal total do conjunto de inversores FV [kW]
$P_{ccfv,nom}$ potência nominal do arranjo FV em condições *STC* [kWcc]

As perdas por *clipping* de potência ($L_{clipping}$) podem ser obtidas pela integral da diferença entre P^h_{ccfv} e P^h_{fv}, e são influenciadas não somente pelo fator de sobrecarga $f_{ov,inv}$, mas pelos diferentes parâmetros que influenciam na irradiação global disponível e na eficiência da conversão de energia solar, tais como latitude, orientação e inclinação dos MDFV, perfis de irradiação e temperatura local, perdas do sistema, performance do inversor, entre outros (Hazim *et al.*, 2023). Em vista disso, não há um único critério ou metodologia de escolha para $f_{ov,inv}$, e tanto os aspectos técnicos (desempenho energético do sistema) quanto financeiros (custos de investimentos) devem ser avaliados em conjunto, bem como os seus impactos na vida útil e confiabilidade do sistema (Sangwongwanich et al., 2017). Em Paiva et al. (2017) é demonstrando que valores de $f_{ov,inv}$ entre 1,3 e 1,6 resultam em *LCOE* ótimos para GFV situados em regiões centrais do Brasil, a depender da geometria do sistema (orientação azimutal e inclinação), enquanto Martins Deschamps e Rüther (2019) aponta valores de $f_{ov,inv}$ entre 1,2 e 1,3 como resultando em retornos de investimentos ótimos para sistemas instalados na região sul do Brasil. Aspectos como limitação de potência máxima de injeção do GFV, ou mesmo de minimização de custos de contratação de demanda de exportação junto à concessionária de energia igualmente, podem ser relevantes na escolha de $f_{ov,inv}$, a depender do cenário avaliado.

3.3 Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS)

A construção de um modelo básico para BESS objetiva essencialmente quantificar a quantidade de energia armazenada nas baterias em um dado instante *t* (e_{bess}^{t}), em função das potências de carga p_{ch} e descarga p_{dch} aplicadas no intervalo de tempo Δt imediatamente anterior a t, e da energia armazenada em $t - \Delta t$. Isso pode ser obtido por meio da modelagem simplificada dos dois parâmetros de estado da bateria: Estado de Carga (*SoC)* e Estado de Saúde (*SoH)*, conforme discutido a seguir. A modelagem do BESS apresentada já considera a premissa adotada na metodologia do capítulo 4 de discretização do tempo em horas (h).

No Apêndice C são apresentadas as definições dos parâmetros básicos de sistemas de armazenamento por baterias, como ferramenta de auxílio para compreensão do modelo desenvolvido nesta seção.

3.3.1 Modelo para o SoC

Em aplicações de BESS estacionários conectados à rede, as taxas C de carga e descarga para baterias de Li-Ion usualmente se situam em uma faixa ($C_{rate} \leq 1$) onde o conhecido Efeito Peukert é negligenciável. Essa premissa permite a adoção de um modelo linear que relaciona a energia armazenada com as potências aplicadas (Pop *et al.*, 2008; Potrykus *et al.*, 2020). Com base nisto, o *SoC* em um dado instante de tempo *h* é função do *SoC* no instante anterior $h - 1$, da energia líquida transacionada no intervalo Δh, e da autodescarga das baterias. O modelo genérico proposto em (Wu *et al.*, 2022b) agrega estes conceitos, e é formulado como:

$$SoC^{h} = (1 - s_{dch}) \cdot SoC^{h-1} + \left[\eta_{ch} \cdot p_{ch}^{h} - \frac{p_{dch}^{h}}{\eta_{dch}}\right] \cdot \frac{1}{E_{bess,nom}} \quad \textbf{(7)}$$

Em que,

SoC^{h}	estado de carga do BESS para a hora h
SoC^{h-1}	estado de carga do BESS para a hora $h - 1 = h - \Delta h$
s_{dch}	taxa de autodescarga das baterias
η_{ch}	eficiência global do processo de carga do BESS
η_{dch}	eficiência global do processo de descarga do BESS
p_{ch}^{h}	potência média de carga aplicada no intervalo Δh [kW]
p_{dch}^{h}	potência média de descarga aplicada no intervalo Δh [kW]

Nota-se que, devido à discretização horária e ao uso de unidades de energia (kWh), o termo de intervalo de tempo ($\Delta h = 1h$) é omitido da equação por simplificação.

3.3.2 Modelo para *SoH*

A estimação da degradação temporal das baterias através do *SoH* é geralmente baseada em resultados de testes de envelhecimento acelerado que fornecem parâmetros para modelos semiempíricos (Swierczynski et al., 2015). Tais modelos consideram a degradação total composta de duas componentes (Mulleriyawage; Shen, 2020):

i) *Degradação calendária* (AGE_{cal}): dependente das condições de uso das baterias ao longo tempo (temperatura ambiente, SoC, umidade etc.);

ii) *Degradação cíclica* (AGE_{cyc}): dependente das características dos ciclos de carga/descarga (potência de carga/descarga e frequência de ciclos).

O modelo matemático semiempírico adotado, válido para baterias de Li-Ion em ambiente com temperatura controlada, é descrito pelas Eq. (8)-(10) (Mulleriyawage; Shen, 2020; Wu et al., 2022a):

$$AGE_{cal}^{h} = (6.6148 \cdot SoC^{h} + 4.6404) \times 10^{-6} \quad \textbf{(8)}$$

$$AGE_{cyc}^{h} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\eta_{ch} \cdot p_{ch}^{h} + p_{dch}^{h}/\eta_{dch}}{L_{cyc} \cdot E_{bess,nom}} \quad \textbf{(9)}$$

$$SoH^{h} = SoH^{h-1} - 0.2 \cdot \left(AGE_{cal}^{h} + AGE_{cyc}^{h}\right) \quad \textbf{(10)}$$

Em que,

SoH^{h}	estado de saúde do BESS para a hora h
SoH^{h-1}	estado de saúde do BESS para a hora $h-1 = h - \Delta h$
AGE_{cal}^{h}	taxa de degradação calendária na hora h
AGE_{cyc}^{h}	taxa de degradação cíclica na hora h
SoC^{h}	calculado pela Eq. (7)
L_{cyc}	tempo de vida da bateria dado em número de ciclos completos de carga/descarga (dado de fabricante).

O termo L_{cyc} na Eq.(20) é em geral um dado de placa do BESS, sendo, no entanto, tipicamente considerado como o número de ciclos que levam as baterias a um estado de degradação com 80% da capacidade nominal de $E_{bess,nom}$ disponível, sendo este mesmo igualmente considerado com o fim-de-vida da bateria.

3.3.3 Equação geral de energia armazenada

Unificando os modelos de SoC e SoH, a energia total efetivamente armazenada no BESS em uma dada hora *h* é determinada por:

$$e_{bess}^{h} = SoC^{h} \cdot SoH^{h} \cdot E_{bess,nom} \quad \textbf{(11)}$$

Em que,

e_{bess}^{h}	energia total armazenada no BESS na hora *h* [kWh]
SoC^{h}	calculado pela Eq. (7)
SoH^{h}	calculado pelas Eq. (8)-(10)
$E_{bess,nom}$	capacidade nominal de armazenamento do BESS [kWh]

4 METODOLOGIA

A metodologia proposta tem como objetivo principal a busca da maximização de benefícios financeiros para prossumidores de energia, seja no ACL ou no ACR. Essa maximização é obtida pela da utilização de uma ferramenta de otimização de dois estágios, fundamentada em uma estratégia operacional de Empilhamento de Receitas de aplicações *BTM*. As variáveis de decisão do problema são a potência nominal do GFV, a capacidade nominal de armazenamento do BESS e a demanda contratada da Rede, sendo a presença de cada uma das variáveis condicional ao cenário-base e a topologia de sistema simulado.

De forma a balizar a descrição completa do modelo de otimização adotado, é apresentada a seguir as principais premissas adotadas nessa metodologia.

4.1 Conceituação geral e premissas

A concepção da metodologia proposta neste trabalho parte de uma premissa fundamental: o desenvolvimento de uma estrutura de otimização que seja flexível, robusta e generalista, capaz de ser aplicada aos diversos cenários e arranjos do mercado de energia brasileiro. Para atingir tal objetivo, a metodologia foi estruturada sobre um conjunto de pilares que buscam superar as principais deficiências e lacunas identificadas na literatura, conforme abordado na seção 2.3.3.

a) *Integração entre dimensionamento e despacho na otimização holística dos ativos:* Para resolver a dicotomia metodológica observada na literatura, adota-se uma abordagem integrada em dois estágios. O *framework* une a eficiência da busca meta-heurística (Algoritmo Genético) para o complexo problema do dimensionamento (Estágio 1) com a garantia de otimalidade da programação matemática (PLIM) para a operação diária (Estágio 2). Essa estrutura permite uma otimização holística, tratando as capacidades do GFV, do BESS e a demanda contratada como variáveis de decisão interdependentes, em contraste com a otimização parcial encontrada em muitos estudos.

b) *Estratégia de despacho flexível por programação matemática:* Em oposição às estratégias de despacho simplificadas e baseadas em regras heurísticas, tipicamente rígidas, subótimas e de limitada generalização, a operação do sistema

é otimizada matematicamente via PLIM, o que garante a obtenção da solução ótima para o problema formulado e oferece flexibilidade para se adaptar a diferentes cenários de preços e regulação, superando a inadequação dos modelos heurísticos a mercados de preços dinâmicos, como o brasileiro com PLD horário.

c) *Multisserviços e Empilhamento de Receitas como estratégia central:* A metodologia parte da premissa de que a viabilidade financeira do BESS é potencializada pela prestação de múltiplos serviços. Diferente de abordagens que focam em um conjunto restrito de aplicações heuristicamente parametrizadas, a otimização do despacho foi concebida para gerenciar multisserviços BTM por meio de uma estratégia de Empilhamento de Receitas, de forma que algoritmo avalie e combine de forma concomitante e sinérgica os diferentes serviços com o único objetivo de maximizar o resultado financeiro.

d) *Migração para a implementação real:* Um despacho ótimo calculado por métodos matemáticos não é, *a priori,* plenamente transponível para uma aplicação real gerenciada por um *EMS*, sendo necessárias adequações dos resultados obtidos para uma operação em tempo real. Contudo, entende-se que a operação ótima resultante da metodologia aqui proposta atua como um *mapa* de referência para a construção da estratégia de operação real, essencialmente baseada em regras, buscando refletir ao máximo o despacho otimizado.

e) *Projeção plurianual de despacho:* A metodologia implementa uma solução intermediária para a projeção de longo prazo, superando o dilema entre a replicação estática imprecisa e a computacionalmente custosa otimização plurianual. Adota-se um rebalanceamento anual do despacho que utiliza a estratégia ótima do primeiro ano como base, ajustando os fluxos de energia anualmente para refletir a perda de capacidade dos ativos devido à degradação.

f) *Modelagem detalhada da estrutura regulatória do SEB:* A metodologia unifica um arcabouço de otimização avançado a uma modelagem de alta fidelidade da complexa realidade regulatória, tarifária e tributária brasileira. Essa abordagem busca superar a subestimação do potencial de valor dos BESS, comum em análises simplificadas, permitindo que se identifiquem e valorizem fluxos de receita e que são cruciais para a viabilização de novos modelos de negócio para o novo mercado de armazenamento de energia do país.

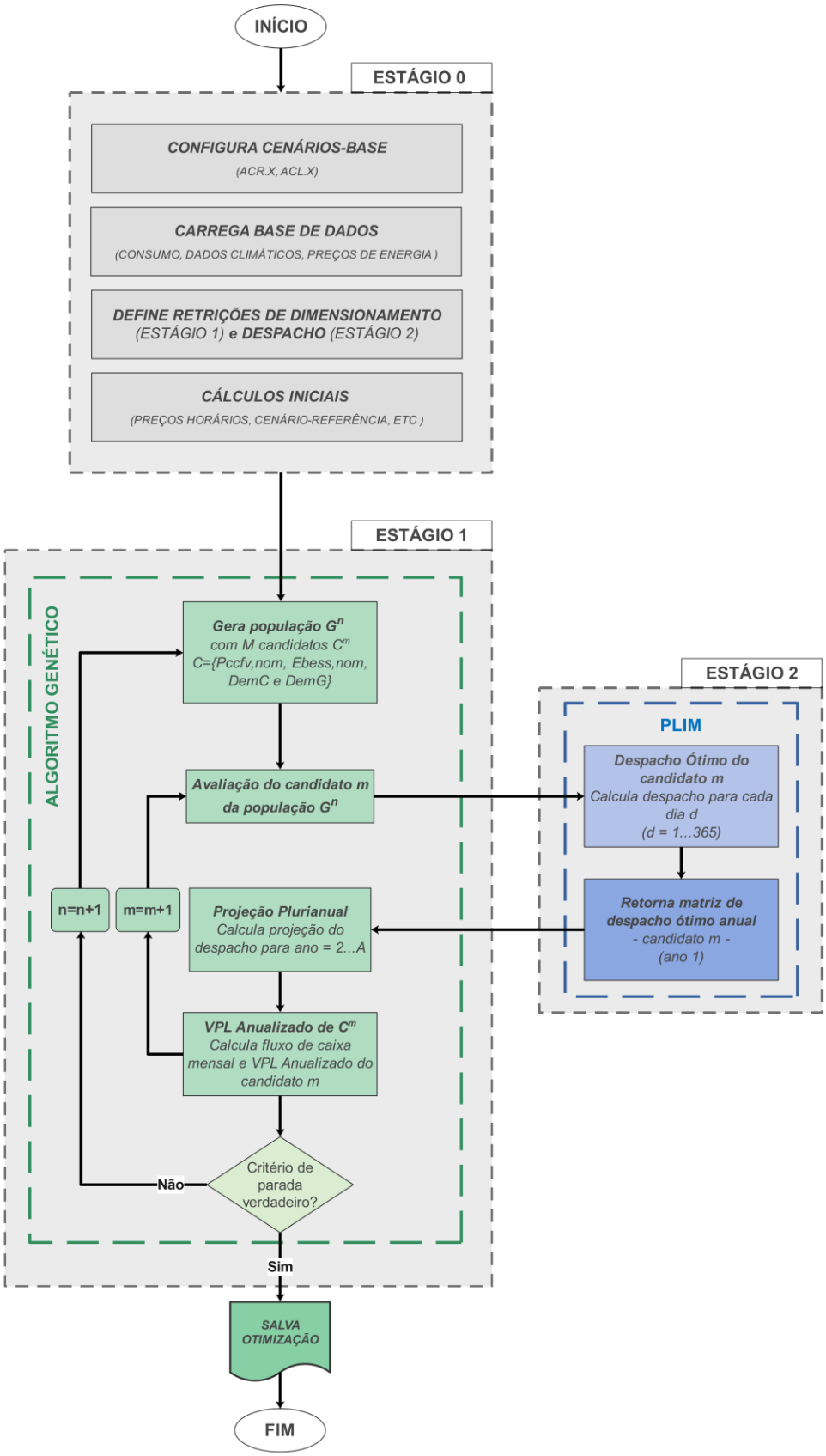
4.2 Estrutura da metodologia proposta

A metodologia de otimização é fundamentada em uma arquitetura de múltiplos estágios, uma abordagem que organiza o complexo fluxo de otimização em três blocos funcionais principais:

- **Estágio 0** (*Configuração e Pré-processamento*): Etapa inicial responsável por carregar a base de dados (perfis de consumo, dados climáticos, preços), configurar os cenários-base e definir as restrições de dimensionamento e despacho que guiarão o processo de otimização, entre outras etapas preliminares da otimização
- **Estágio 1** (*Dimensionamento*): Otimização macro do projeto, onde se definem as capacidades dos ativos.
- **Estágio 2** (Despacho horário): Otimização micro da operação diária do sistema.

A interação entre os estágios é ilustrada de forma simplificada no fluxograma da Figura 9, enquanto a descrição detalhada dos blocos funcionais do algoritmo é apresentada ao final do capítulo (Figura 11 a Figura 13). Na sequência, é apresentada uma síntese explicativa dos dois estágios de otimização.

Figura 9 - Fluxograma simplificado do algoritmo de otimização em dois estágios.



Fonte: Elaboração própria (2025)

4.2.1 Dimensionamento ótimo do sistema (*Estágio 1)*

O primeiro estágio atua como orquestrador do algoritmo geral, tendo como núcleo a operação do solver de Algoritmo Genético (AG), responsável por determinar a configuração ótima dos ativos, através da capacidade do GFV ($P_{ccfv,nom}$), capacidade de armazenamento do BESS ($E_{bess,nom}$) e das demandas contratadas de consumo e geração ($DemC^{Tn}$ e $DemG$) — que maximize o retorno financeiro do projeto.

O processo inicia gerando uma população de *M* combinações candidatas das variáveis de dimensionamento habilitadas pelo Estágio 0. Para cada candidato *m*, o Estágio 2 é invocado para simular o despacho horário, e, ao final do laço anual, devolve ao Estágio 1 o resultado com a matriz de despacho horário ótimo do primeiro ano - $\langle \boldsymbol{M^1} \rangle$. O Estágio 1 então executa a projeção plurianual do despacho para o candidato *m* – com base na matriz $\langle \boldsymbol{M^1} \rangle$, calcula o fluxo de caixa mensal para todo os *A* anos de projeto, e ao final, apura o valor da função de aptidão *VPL Anualizado* (ψ_X). O processo se repete até que um critério de parada seja atingido, salvando o resultado de todos os candidatos avaliados pelo AG. O candidato com maior valor de ψ_X é indicado como *solução ótima* do problema.

É nesta etapa igualmente que os efeitos da degradação dos sistemas são cruciais. A partir do despacho do primeiro ano, a projeção plurianual rebalanceia os fluxos horários de energia para refletir a perda de capacidade dos ativos, atualizando de forma dinâmica a degradação do BESS (além da degradação fixa do GFV). Essa projeção determina o instante exato de fim de vida útil dos principais componentes dos sistemas, a serem repostos ao longo do ciclo de vida do projeto: baterias e conversores de potência. Como consequência, o fluxo de caixa mensal reflete o impacto da degradação pela inserção dos custos de reposição dos componentes, e de um aumento nos custos de faturamento de energia devido ao rebalanceamento do despacho (o qual, conforme será demostrado, tenderá a um uso gradativamente maior da rede para atendimento a estratégia de operação otimizada do ano 1).

A operação do Estágio 1 é flexível, possuindo múltiplos modos de execução, a depender das configurações do Estágio 0 (ver seção 4.6.1). Além disso, dado que os resultados de todos os candidatos são disponibilizados ao final, é

possível realizar análises de viabilidade mais complexas entre as soluções do AG, avaliando concomitantemente as múltiplas métricas financeiras disponíveis no relatório final: custo de investimento inicial, *TOTEX, Payback, TIR,* economia anual etc.

4.2.2 Despacho ótimo diário de energia (*Estágio 2*)

O segundo estágio representa a sub-rotina de otimização do despacho horário do primeiro ano. Para uma combinação *m* de valores das variáveis de dimensionamento – (candidato *m*) recebida do Estágio 1, é executado um laço de 365 dias, em que para cada dia *d* é formulado um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), com os dados de entrada (consumo, preços de energia e geração FV), as restrições e a função-objetivo de receita diária (λ_d). Ao final do laço anual, a matriz de despacho completa do primeiro ano $\langle \boldsymbol{M^1} \rangle$ é retornada ao Estágio 1.

O Estágio 2 é flexível em termos de abrangência do MEE brasileiro, dado que a sua própria função-objetivo λ_d ajusta suas componentes automaticamente a depender das configurações do Estágio 0 (cenário-base, modo de execução e restrições). No contexto geral de modelagem dos ambientes regulatórios, distinguem-se duas abordagens:

- No ACR, as componentes de custo de energia são precificadas pelas tarifas reguladas (TE e TUSD) enquanto as receitas de energia são sintetizadas em uma componente de créditos de energia (*net-metering*) do SCEE.
- No ACL, a mesma componente de custo é precificada pelos valores de contrato bilaterais (*PPA, Power Purchase Agreement*), incluído a parcela regulada de uso da rede (TUSD), enquanto a receita de venda - quando habilitada, é valorada de forma parametrizável como uma combinação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário e dos eventuais valores de *PPAs* de venda de energia.

Por fim, ao otimizar os fluxos de potência frente a um vetor de preços e tarifas horárias, o algoritmo implementa, na prática, a estratégia de Empilhamento de Receitas, encontrando implicitamente a combinação de serviços *BTM* que gera o maior valor financeiro para aquele dia específico.

4.3 Estratégia de gerenciamento de energia

Esta seção detalha a formulação matemática do problema de otimização do despacho diário (Estágio 2), o qual é composto fundamentalmente por:

i) Componentes de potência do sistema, as quais incluem as variáveis de decisão do problema de otimização;
ii) Conjunto de restrições que definem o espaço de soluções viáveis, representando os limites físicos e operacionais do sistema;
iii) Equação geral de balanço de potência, a qual é a restrição principal e que centraliza a correlação entre as diferentes componentes de potência;
iv) Função-objetivo de lucro líquido diário, englobando todas as diferentes componentes de receitas e custos envolvidas no problema geral;

A subseções seguintes aprofundam cada destes itens elencados.

4.3.1 Componentes do Fluxo de Potência

Para uma dada configuração de sistema, o algoritmo deve determinar o fluxo de energia entre os quatro blocos funcionais — Rede, GFV, BESS e Carga — que maximize o resultado financeiro. Na Figura 10 é representado o conjunto dos componentes dos fluxos de potência para cada hora *h*, os fluxos de potência (em kW) entre os blocos são representados pelas seguintes variáveis:

P_{ccfv}^{h} potência total CC fornecida pela planta FV [kWcc] – *dado de entrada*
P_{fv}^{h} potência total de saída do GFV [kWca] – *dado de entrada*
p_{ch}^{h} potência total de carga do BESS [kWca]
p_{dch}^{h} potência total de descarga do BESS [kWca]
p_{exp}^{h} potência total de exportação para a Rede [kWca]
p_{imp}^{h} potência total de importação da Rede [kWca]
P_{con}^{h} potência total de consumo [kWca] – *dado de entrada*

Complementarmente, são definidas as *componentes auxiliares* de potência (não-diretamente mensuráveis ou gerenciáveis):

p_{fv-ch}^{h} potência de carregamento do BESS proveniente do GFV [kWca];

p_{fv-con}^{h} potência de consumo proveniente do GFV [kWca];

p_{fv-exp}^{h} potência exportada à rede proveniente do GFV [kWca];

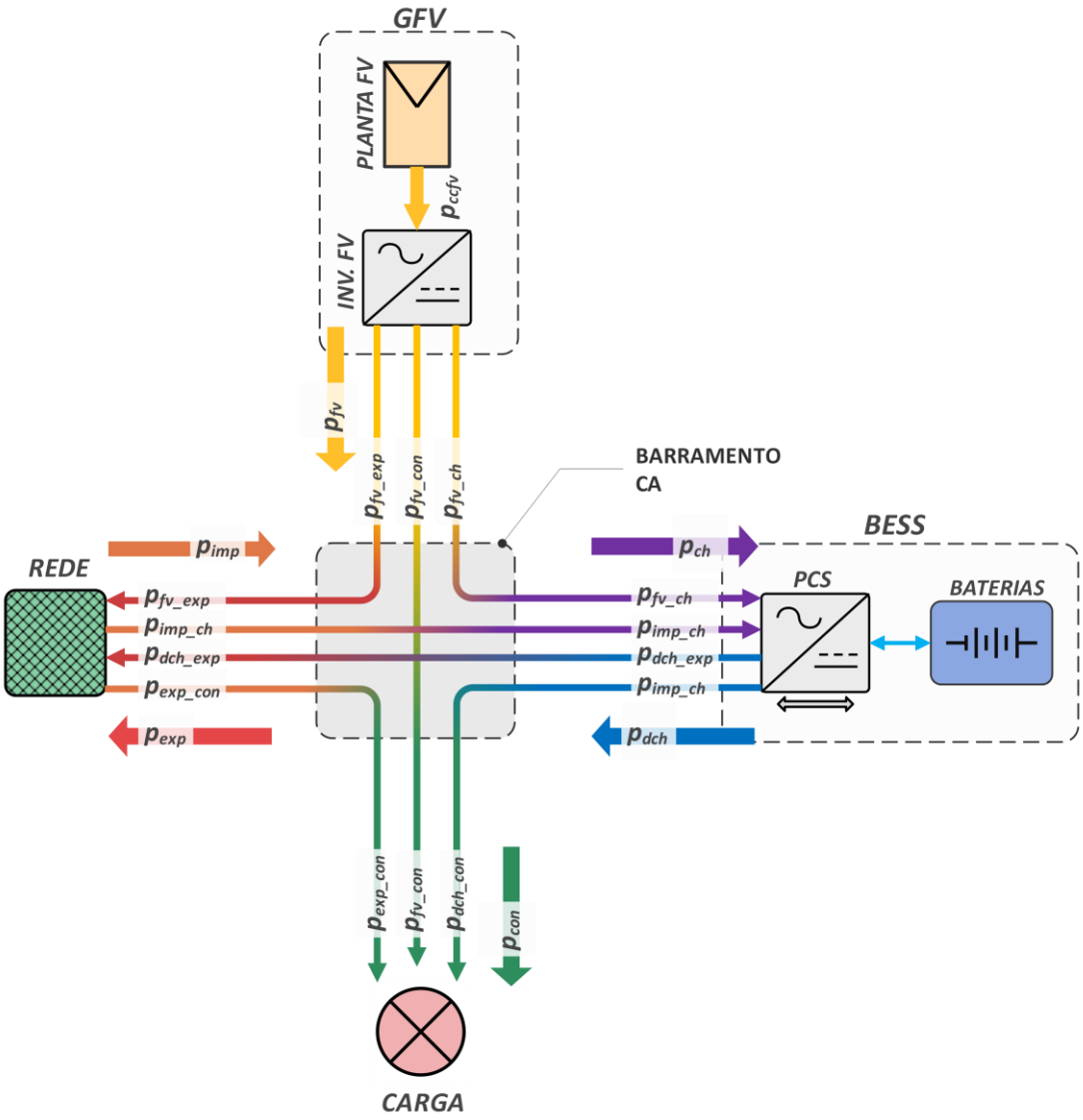
p_{imp-ch}^{h} potência de carregamento do BESS proveniente da rede [kWca].

$p_{dch-exp}^{h}$ potência exportada proveniente da descarga do BESS [kWca].

$p_{dch-con}^{h}$ potência de consumo proveniente da descarga do BESS [kWca].

$p_{imp-con}^{h}$ potência de consumo proveniente da rede [kWca].

Figura 10 - Topologia geral simplificada do sistema com os fluxos de potência possíveis entre os diferentes blocos funcionais.



Fonte: Elaboração própria (2025)

Sendo:

$$P_{fv}^{h} = p_{fv-ch}^{h} + p_{fv-con}^{h} + p_{fv_exp}^{h} \quad \textbf{(12)}$$

$$p_{ch}^{h} = p_{imp-ch}^{h} + p_{fv-ch}^{h} \quad \textbf{(13)}$$

$$p_{dch}^{h} = p_{dch-exp}^{h} + p_{dch-con}^{h} \quad \textbf{(14)}$$

$$p_{exp}^{h} = p_{fv-exp}^{h} + p_{dch-exp}^{h} \quad \textbf{(15)}$$

$$p_{imp}^{h} = p_{imp-ch}^{h} + p_{imp-con}^{h} \quad \textbf{(16)}$$

$$P_{con}^{h} = p_{fv-con}^{h} + p_{dch-con}^{h} + p_{imo-con}^{h} \quad \textbf{(17)}$$

Nota-se que as componentes auxiliares de potência possuem utilidade meramente matemático - dado que, na prática, o *EMS* não possui a capacidade de gerenciar diretamente tais parcelas de potência.

As componentes de fluxo de potência são classificadas de acordo com seu papel no algoritmo de despacho conforme segue:

- *Dados de entrada* - São as variáveis não gerenciáveis, cujos valores são conhecidos a cada hora: P_{con}^{h}, P_{fv}^{h}
- *Variáveis de controle (decisão)* - São as variáveis que o algoritmo de otimização manipula diretamente para encontrar a solução ótima: p_{ch}^{h}, p_{dch}^{h}
- *Variáveis de balanço (dependentes)* - São as potências na interface com a rede, cujos valores resultam do balanço energético do sistema: p_{exp}^{h}, p_{imp}^{h}
- *Variáveis auxiliares:* componentes auxiliares de potência.

A correlação entre este conjunto de variáveis é estabelecida através da Equação Geral de Balanço de Potência e das restrições físicas e operacionais do sistema, que são detalhadas nas seções seguintes.

4.3.2 Restrições físicas e operacionais

As seguintes restrições são aplicadas a cada hora *h* do horizonte de otimização para garantir que a operação do sistema seja tecnicamente viável.

4.3.2.1 Não-simultaneidade de carga e descarga do BESS

Ao tratar o BESS do ponto de vista de uma topologia unificada em um único bloco funcional, ou seja, não havendo diferentes conjuntos de BESS com gerenciamentos individualizados, o fluxo de carga e descarga do sistema é do tipo exclusivo, em que há a impossibilidade física de carga e descarga simultânea das baterias. Essa restrição pode ser modelada através das seguintes variáveis:

$$u_{ch}^{h} = \begin{cases} 0, \text{ carga do BESS não-habilitada} \\ 1, \text{ carga do BESS habilitada} \end{cases} \quad \textbf{(18)}$$

$$u_{dch}^{h} = \begin{cases} 1, \text{descarga do BESS habilitada} \\ 0, \text{descarga do BESS não-habilitada} \end{cases} \quad \textbf{(19)}$$

$$u_{dch}^{h} + u_{ch}^{h} \leq 1 \quad \textbf{(20)}$$

Em que,

u_{ch}^{h} variável binária de habilitação de carga do BESS, na hora *h*
u_{dch}^{h} variável binária de habilitação de descarga do BESS, na hora *h*

A restrição da Eq. (20) garante a não-simultaneidade dos processos de carga e descarga do BESS.

4.3.2.2 Não-simultaneidade de importação e exportação da Rede

De forma análoga ao BESS, fluxo de potência com a rede é unidirecional a cada instante, sem simultaneidade de importação e exportação de energia, o que é garantindo pela restrição de unicidade simultânea de variáveis binárias de habilitação, conforme segue:

$$u_{imp}^{h} = \begin{cases} 0, \text{ importação de energia da rede não habilitada} \\ 1, \text{ importação de energia da rede habilitada} \end{cases} \quad \textbf{(21)}$$

$$u_{exp}^{h} = \begin{cases} 1, \text{ exportação de energia à rede habilitada} \\ 0, \text{ exportação de energia à rede não-habilitada} \end{cases} \quad \textbf{(22)}$$

$$u_{imp}^{h} + u_{exp}^{h} \leq 1 \quad \textbf{(23)}$$

Em que,

u_{imp}^{h} variável binária de habilitação de importação da rede, na hora *h*

u_{exp}^{h} variável binária de habilitação de exportação da rede, na hora *h*

4.3.2.3 Curtailment de potência fotovoltaica

A metodologia considera uma condição real que o *EMS* possa restringir a potência injetada pelo GFV. Essa decisão, conhecida como *curtailment*, é útil em cenários de proibição de exportação (*zero-grid*) ou para evitar custos/tarifas desvantajosas. Ela é modelada pelo fator de *curtailment* k_{fv}^{h}, variável e gerenciável hora a hora, o qual modifica a potência de saída do GFV conforme Eq. (24)

$$p_{fv.k}^{h} = k_{fv}^{h} \cdot P_{fv}^{h} \quad \textbf{(24)}$$

Em que,

$p_{fv.k}^{h}$ potência restringida (ou útil) de saída do GFV, na hora h [kW]
k_{fv}^{h} fator de *curtailment* FV na hora h, parâmetro adimensional $k_{fv}^{h} = \{0 \dots 1\}$, sendo 0 quando há restrição total de potência e 1 quando não há restrição.
P_{fv}^{h} potência de saída do GFV sem o *curtailment* de potência – calculada pelo modelo dado na Eq. (2) [kW]

4.3.2.4 Restrições de exportação e importação de potência

A potência trocada com a rede deve respeitar os limites físicos da conexão ou os limites contratuais, definidos como parâmetros de entrada:

$$p_{exp}^{h} \leq P_{\text{exp},máx}^{h} \cdot u_{exp}^{h} \quad \textbf{(25)}$$

$$p_{imp}^{h} \leq P_{\text{imp},máx}^{h} \cdot u_{imp}^{h} \quad \textbf{(26)}$$

Em que,

$P_{exp,máx}^{h}$ máxima potência de exportação para a hora *h* [*kW*]
$P_{exp,máx}^{h}$ máxima potência de importação para a hora *h* [*kW*]
u_{exp}^{h}, u_{imp}^{h} variáveis binárias de habilitação exportação e importação – Eq. (21) e (22).

Observa-se que as equações (25) e (26) introduzem as variáveis binárias definidas no item 4.3.2.2, o que, em conjunto com a restrição dada pela Eq. (23),

define de forma unificada as restrições de limite de potência na interface com a rede e a garantia de não-simultaneidade de fluxos inversos.

4.3.2.5 Limites de Estado de Carga (SoC)

O processo de carga e descarga das baterias do BESS em nenhum momento podem levar o estado de carga das baterias (*SoC)* a ultrapassar os seus limites inferior e superior. Tal restrição, expressa na Eq. (27), se faz necessária de forma a não acelerar o processo de degradação e, consequentemente, à redução da expectativa de tempo de vida útil das baterias, prevista em suas especificações de fábrica.

$$SOH^h \cdot SoC_{min} \leq SoC^h \leq SOH^h \cdot SoC_{máx} \quad \textbf{(27)}$$

Em que,

SoC^h estado de carga do BESS na hora *h*, calculado pela Eq. (7)
SOH^h estado de saúde do BESS na hora *h,* calculado pelas Eq. (8)-(10)
SoC_{min} estado de carga mínimo do BESS – parâmetro fixo
$SoC_{máx}$ estado de carga máximo do BESS – parâmetro fixo

4.3.2.6 Limites de potência de carga e de descarga do BESS

As potências de carga e descarga do BESS são limitadas pela capacidade nominal do seu conversor (*PCS*), conforme as seguintes restrições:

$$0 \leq p_{ch}^h \leq P_{ch,max} \cdot u_{ch}^h \quad \textbf{(28)}$$

$$0 \leq p_{dch}^h \leq P_{dch,max} \cdot u_{dch}^h \quad \textbf{(29)}$$

Em que,

$P_{ch,max}$ potência máxima de carga do BESS *[kW]*
$P_{dch,max}$ potência máxima de descarga do BESS *[kW]*
u_{ch}^h, u_{dch}^h variáveis de binárias de carga e descarga do BESS – Eq. (18) e (19).

As Eq. (28) e (29), em conjunto com a Eq. (20), definem de forma unificada as restrições de limites de potência de carga/descarga e de não não-simultaneidade de fluxos inversos de potência do BESS.

Os limites $P_{ch,max}$ e $P_{dch,max}$ variam conforme o valor de $E_{bess,nom}$, sendo primeiramente definidos pelo Estágio 0 através dos parâmetros de entradas $C_{rate_ch,max}$ e $C_{rate_dch,max}$, e finalmente pelo próprio Estágio 1 através da capacidade de BESS do candidato avaliado. Tal condição é modelada através das Eq. (30) e (31):

$$P_{ch,max} = C_{rate_ch,max} \cdot E_{bess,nom} \quad \textbf{(30)}$$

$$P_{dch,max} = C_{rate_dch,max} \cdot E_{bess,nom} \quad \textbf{(31)}$$

Em que,

$E_{bess,nom}$	capacidade nominal de armazenamento de energia nas baterias [kWh]
$P_{ch,max}$	potência máxima de carga das baterias do BESS [kW]
$P_{dch,max}$	potência máxima de descarga das baterias do BESS [kW]
$C_{rate_ch,max}$	taxa máxima de carga das baterias. [kW/kWh]
$C_{rate_dch,max}$	taxa máxima de descarga das baterias. [kW/kWh]

4.3.2.7 Restrição de carga e descarga pulsante do BESS

Quando o sistema opta por realizar os processos de carga/descarga das baterias nos limites máximos de $C_{rate,max}$ permitidos, é observado, na prática, uma tendência de curva de despacho pulsada, com picos frequentes e sequenciais, o que, em casos extremos leva a um processo de *liga-desliga* do BESS. Em Tenfen (2015) é apontando que uma curva de potência uniforme e comportada do BESS é preferível, de forma a minimizar a degradação cíclica das baterias.

Essa restrição pode ser modelada através da inserção de um custo fictício (ou custo de penalidade) proporcional à diferença de potência entre instantes de tempo consecutivos, conforme segue:

$$k^{d}_{cyc,bess} = \sum_{h \in d} \left[\left(p^{h}_{ch} - p^{h-1}_{ch} \right) + \left(p^{h}_{dch} - p^{h-1}_{dch} \right) \right] \cdot \varphi_{pen,bess} \quad \textbf{(32)}$$

Em que,

$k^{d}_{pen,bess}$	custo de penalidade de carga pulsada do BESS, do dia d [R$]
$\varphi_{pen,bess}$	custo unitário de penalidade de carga pulsada do BESS [R$/kW]

O valor do custo de penalidade $k^{d}_{pen,bess}$ do dia d depende do valor atribuído ao custo unitário $\varphi_{pen,bess}$. No estudo de Tenfen (2015), é demonstrado que

mesmo valores muito baixos de $\varphi_{pen,bess}$ (em torno de 1×10^{-4}) já são capazes de impedir a descarga pulsada. Simulações realizadas neste trabalho convergem a essa conclusão, o que permite que o custo de penalidade cumpra sua função no gerenciamento do despacho, ao mesmo tempo que introduza impacto financeiro desprezível na função-objetivo de lucro diário.

4.3.2.8 Armazenamento instantâneo de energia do BESS

A energia armazenada no BESS no instante *h* (e_{bess}^{h}) deve estar limitada à capacidade de armazenamento nominal do BESS*,* e pelos fatores de $SoC_{máx}$ e $SoC_{mín}$. Com base na restrição dada em 4.3.2.5 para os limites de *SoC,* e no modelo de energia instantânea armazenada no BESS (deduzido no item 3.3.3), tem-se a seguinte restrição:

$$E_{bess,nom} \cdot SoH^{h} \cdot SoC_{min} \leq e_{bess}^{h} \leq E_{bess,nom} \cdot SoH^{h} \cdot SoC_{máx} \quad \textbf{(33)}$$

Em que,

e_{bess}^{h} energia armazenada no BESS na hora *h,* calculada pela Eq. (11)

4.3.3 Equação Geral de Balanço de Potência (EGBP)

O balanço energético total do sistema é regido pelo princípio de conservação de energia, o qual deve obrigatoriamente ser atendido em qualquer instante *h* pelo gerenciamento de energia. Esta é a restrição principal do despacho ótimo de potência, definida através da *Equação Geral de Balanço de Potência,* a qual impõe que, para cada hora *h,* a soma das potências de entrada no barramento comum do sistema deve ser igual à soma das potências de saída, como segue:

$$p_{imp}^{h} + p_{dch}^{h} + p_{fv.k}^{h} = p_{exp}^{h} + p_{ch}^{h} + P_{con}^{h} \quad \textbf{(34)}$$

A EGBP representa o balanço integrado dos fluxos de potências ilustrados na Figura 10, onde as componentes que “entram” no barramento CA comum são o lado esquerdo, enquanto os fluxos que “saem” representam o lado direito da Eq. (34), respectivamente.

4.3.4 Lucro diário com faturamento de energia

A otimização do despacho diário é orientada pela maximização da métrica financeira central de *Lucro diário de faturamento de energia* (λ^d). Para garantir a flexibilidade da metodologia, esta função-objetivo foi concebida de forma genérica, integrando todas as possíveis componentes de receita e custo. A aplicação a um ambiente de contração (ACR ou ACL) ou grupo consumidor (Grupo A ou B) específico é feita através da parametrização dos componentes, os quais são desabilitados pelo algoritmo quando não aplicáveis ao cenário.

A formulação geral de λ^d é expressa por:

$$\lambda^d = \rho_e^d + \rho_{cr}^d - \kappa_e^d - \kappa_{dem}^d \quad \textbf{(35)}$$

Em que,

ρ_e^d receita diária de venda de energia no dia *d* (ACL) [R$]
ρ_{cr}^d créditos diários de energia exportada no dia *d* (ACR) [R$]
κ_e^d custo diário de importação de energia no dia *d* [R$]
κ_{dem}^d custo diário de ultrapassagem de demanda no dia d [R$]

Exemplificando a aplicação da Eq. (35), considera-se os seguintes cenários:

- No ACR, com habilitação do *net-metering* (SCEE), a componente ρ_e^d é nula, e o foco da otimização está na produção dos créditos de energia (ρ_{cr}^d), e na redução dos custos de importação κ_e^d e de ultrapassagem de demanda κ_{dem}^d.
- No ACL, a componente de créditos (ρ_{cr}^d) é desabilitada, e havendo habilitação para venda de excedentes, a receita de comercialização é apurada pela componente venda de energia (ρ_e^d), geralmente a preços horários como o PLD.
- Para consumidor no Grupo B, dado que não há contratação de demanda, a componente de custo κ_{dem}^d é desabilitada.

Além dos cenários gerais citados, outras restrições parametrizáveis no Estágio 0 - tais como proibição ou permissão de exportação de excedentes, podem

habilitar ou desabilitar as componentes de λ^d através de regras modeladas internamente no algoritmo.

Importante notar a natureza distinta dos custos: enquanto κ_e^d é um custo volumétrico (R$/kWh), a componente κ_{dem}^d funciona como uma penalidade (em R$/kW), ativada apenas se a potência máxima (de exportação ou importação) registrada no dia ultrapassar os limites da demanda contratada avaliada pelo Estágio 1. O algoritmo, portanto, deve arbitrar não apenas os preços e tarifas horárias de energia, mas também o custo de oportunidade entre usar o BESS para Gestão de Energia ou para Gestão de Demanda.

Por fim, observa-se que o custo de penalidade de carga pulsada $k_{pen,bess}^d$ não é explicitado na definição da Eq. (35). Dado que esse custo possui finalidade unicamente de restrição na operação do sistema, e não como um custo financeiro diário real, ele é definido aqui como uma função de restrição, ainda que sua implementação no algoritmo se dê com uma componente da função λ^d.

Cada um dos termos que compõe a Eq. (35) é tratado detalhadamente nas seções seguintes.

4.3.5 Receita diária de venda de energia.

A energia exportada no ACL se caracteriza como do tipo comercialização de energia, e modelada por uma componente de receita exclusiva, dada a sua forma de valoração significativamente distinta daquela aplicada aos créditos de energia exportada no ACR.

É importante ressaltar que o modelo aqui apresentado é uma simplificação focada nos sinais econômicos essenciais para a otimização do despacho. Aspectos mais complexos da regulação, como penalidades por desvios entre energia contratada e gerada, regras detalhadas de modulação e sazonalização de contratos, e as obrigações do agente perante a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), foram abstraídos por fugirem ao escopo deste trabalho. A formulação de cada um dos preços unitários de venda de energia ($\chi_{e.sale}$), discutidos nesta seção, é detalhada no Apêndice A.5

A formulação genérica da receita diária de venda de energia no ACL é dada na Eq. (36):

$$\rho_e^d = \sum_{h=1}^{24} \rho_e^{d,h} \quad \textbf{(36)}$$

Em que,

$\rho_e^{d,h}$ receita diária de venda de energia, do dia d [R$]
$\rho_e^{d,h}$ receita horária de venda de energia, na hora h do dia d [R$]

A complexidade da formulação reside na determinação da receita horária $\rho_e^{d,h}$, cujo cálculo depende do modelo de comercialização adotado pelo agente. De forma a garantir a generalidade e flexibilidade, a metodologia contempla duas estratégias distintas, que podem ser parametrizadas no Estágio 0, conforme detalhado a seguir.

4.3.5.1 Venda exclusiva no Mercado de Curto Prazo (MCP)

Neste modelo, assume-se que toda a energia exportada (p_{exp}^h) é liquidada no mercado *spot*, sendo valorada ao PLD daquela hora. A receita horária é, portanto:

$$\rho_e^{d,h} = p_{exp}^{d,h} \cdot \chi_{e,sale.mcp}^{d,h} \quad \textbf{(37)}$$

Em que,

$p_{exp}^{d,h}$ potência exportada à rede - hora *h,* dia d [kW]
$\chi_{e,sale.mcp}^{d,h}$ receita unitária de venda de energia no MCP/ACL - hora *h,* dia d [R$/kWh]

4.3.5.2 Venda exclusiva via Contrato Bilateral (PPA)

A energia exportada é valorada a um preço fixo representando o valor do $MWhmed$ definido em um Contrato de Comercialização de Energia no ACL (CCEAL) ou *PPA*. Dessa forma, a receita horária será:

$$\rho_e^{d,h} = p_{exp}^{d,h} \cdot \chi_{e,sale.ppa} \quad \textbf{(38)}$$

Em que,

$\chi_{e,sale.ppa}$ receita unitária de venda de energia contratada no ACL [R$/kWh]

Nota-se que o modelo de venda por CCEAL tipicamente envolve definições de modulação (variação horárias dos montantes de energia vendida em contrato) e flexibilidade (limites de variação dos montantes de energia em relação a um valor de referência), tal como previsto nas Regras de Comercialização da CCEE (CCEE, 2023a). Nessas condições, haveria limites definidos de cobertura por contrato da energia horária exportada, fora dos quais os excedentes estariam expostos ao MCP e valorados ao PLD horário. Contudo, a abordagem dada a esse modelo de venda é mais simplificada, pois considera um cenário de flexibilidade total da cobertura da PPA, o que significa não haver limites de potência exportada a ser valorada ao preço estabelecido de *PPA.*

4.3.6 Créditos diários de energia

O termo referente a economia ou custo evitado pela geração de créditos de energia se aplica exclusivamente em cenários de consumidores enquadrados no SCEE. Em cenários de consumidores livres, conforme comentado anteriormente, este termo é anulado, dado que a regulação vigente do mercado de energia brasileiro proíbe a participação de consumidores livres no SCEE (ANEEL, 2021). A receita horária de créditos de energia exportada é modelada no Estágio 2 como:

$$\rho_{cr}^{d} = \sum_{h=1}^{24} p_{exp}^{d,h} \cdot \chi_{e,cr}^{d,h} \quad \textbf{(39)}$$

Em que,

$\chi_{e,cr}^{d,h}$ preço unitário de crédito energia na hora *h* do dia *d* [R$/kWh]

A valoração dos créditos de energia do SCEE é tratada no Estágio 2 de forma simplificada. Observa-se, por exemplo, que não foi adicionada nenhuma restrição de forma a limitar a energia compensada ao montante de energia consumida da rede no mesmo ciclo de faturamento mensal, a qual é uma das regras basilares do SCEE. A razão para esta abordagem é de natureza prática: a inviabilidade de se linearizar as intrincadas regras de compensação do SCEE, de forma a manter a otimização do despacho diário pelo método PLIM. A tarefa de realizar o complexo cálculo geral de

transferência créditos de energia entre os diferentes postos tarifários, para cada ciclo de faturamento mensal, é delegado ao Estágio 1, conforme é demonstrado na seção 4.4.3.

4.3.7 Custo diário de importação de energia

A metodologia emprega duas formulações distintas e mutuamente exclusivas para o custo diário de importação de energia (κ_e^d), a depender do ambiente de contratação de energia: no ACR, os preços de energia são modelados com base integralmente nas tarifas reguladas de fornecimento (TE e TUSD); no ACL, os preços de energia são vinculados aos valores estabelecidos no contrato bilateral (PPA de compra), além da parcela regulada de custos de uso da rede (TUSD). Essa desagregação entre os custos κ_e^d é parametrizada no Estágio 0 da otimização por um parâmetro de entrada amb - relacionado ao ambiente de contratação do cenário, da seguinte forma:

$$\kappa_e^d = \begin{cases} \kappa_{e.acr}^d, & amb = ACR \\ \kappa_{e.acl}^d, & amb = ACL \end{cases} \quad \textbf{(40)}$$

Em que,

κ_e^d custo diário de importação de energia – dia d [R$]
$\kappa_{e.acr}^d$ custo diário de importação de energia no ACR – dia d [R$]
$\kappa_{e.acl}^d$ custo diário de importação de energia no ACL – dia d [R$]
amb parâmetro de entrada relacionado ao ambiente de contratação

A seguir, as formulações para cada um dos custos $\kappa_{e.acr}^d$ e $\kappa_{e.acl}^d$ são detalhadas.

4.3.7.1 Custo diário de importação de energia no ACR

No ACR, o custo é diretamente determinado pela tarifa de fornecimento da parcela de consumo ou volumétrica de energia, conforme discutido no Apêndice A, sendo as parcelas de TE, TUSD e tributos incidentes representadas de forma integrada no preço unitário de importação $\chi_{e,imp.acr}$. A Eq. (41) modela esse custo:

$$\kappa_{e,acr}^{d} = \sum_{h=1}^{24} p_{imp}^{d,h} \cdot \chi_{e,imp.acr}^{d,h} \quad \textbf{(41)}$$

Em que,

$\kappa_{e,acr}^{d}$ custo diário de importação de energia no ACR - hora *h* do dia *d* [kW]
$p_{imp}^{d,h}$ potência importada da rede na hora *h* do dia *d* [kW]
$\chi_{e,imp.acr}^{d,h}$ custo unitário de importação energia no ACR - hora *h* do dia *d* [R$/kWh]

4.3.7.2 Custo diário de importação de energia no ACL

O custo com a importação de energia no ACL se dá de forma análoga ao modelo de venda por PPA para receita $\rho_e^{d,h}$, considerando uma hipotética flexibilidade total de cobertura em contrato dos montantes de energia importada.

Ressalta-se que a legislação vigente exige que o consumidor livre mantenha a totalidade de sua carga coberta em contratos de CCEAL - embora existam já projeções de flexibilização desta regra (Brasil, 2025). Diante disso, a metodologia simplifica a modelagem da compra, não incluindo um modelo de compra de energia no MCP - tal qual implementado para a componente de receita ρ_e^d, embora sua implementação seja tecnicamente viável e simples pela estrutura proposta do algoritmo de otimização.

Assim, tem-se que

$$\kappa_{e,acl}^{d} = \sum_{h=1}^{24} p_{imp}^{d,h} \cdot \chi_{e,buy.ppa}^{h} \quad \textbf{(42)}$$

Em que,

$\kappa_{e,acl}^{d}$ custo diário de importação de energia no ACL - hora *h* do dia *d* [kW]
$p_{imp}^{d,h}$ potência importada da rede na hora *h* do dia *d* [kW]
$\chi_{e,buy.ppa}^{h}$ custo unitário de importação energia contratada no ACL - hora *h* [R$/kWh]

4.3.8 Custo diário com ultrapassagem de demanda contratada

A consideração dos custos de demanda na otimização do despacho diário segue um raciocínio análogo ao adotado para os créditos do SCEE, tratando de forma

simplificada o custo diário, e sendo o Estágio 1 o responsável pelo cálculo preciso dos custos de demanda por ciclo de faturamento.

Diferentemente das componentes relacionados à energia (ρ_e^d, ρ_{cr}^d e κ_e^d), as quais são diretamente obtidas pelas operações horárias de despacho diário, o custo de demanda, *a priori,* é um encargo fixo mensal relacionado ao valor de demanda contratada pré-definido, e não sendo diretamente obtido das operações horárias de despacho de energia. Os custos com demanda se tornam variáveis mês a mês quando a potência de importação ou exportação ultrapassa a demanda de contrato, resultando em *multas de ultrapassagem de demanda*.

Tendo em vista que a demanda contratada é uma das variáveis de otimização do Estágio 1, os cálculos dos custos fixos associadas a ela são igualmente realizados no Estágio 1. Para o despacho diário, os valores de multa de ultrapassagem são então introduzidos como um *custo de penalidade* a ser subtraído da receita diária toda vez que houver potência de importação ou exportação que ultrapasse os valores de demanda avaliada. É este o custo representado pela componente κ_{dem}^d.

A metodologia utilizada para valorar o custo de penalidade diária de ultrapassagem de demanda é uma versão adaptada das próprias regras de ultrapassagem de demanda estabelecidas na REN 1000/2021 (ANEEL, 2021). A adaptação é necessária tendo em vista que as multas de ultrapassagem resultam em custos mensais na fatura de energia do consumidor, equivalentemente aos custos de contrato de demanda contratada, e são calculadas de acordo com a máxima potência de ultrapassagem verificada num ciclo de faturamento mensal, e não em um ciclo diário como é realizado no Estágio 2. Contudo, dado que o custo de faturamento mensal de demanda é calculado no Estágio 1, o objetivo prioritário no Estágio 2 é penalizar a função-objetivo λ^d para que evite despachos que levam à valores de p_{imp}^h ou p_{exp}^h que ultrapassem os valores de demanda contratada - ou que só o façam se isso maximizar o lucro líquido diário.

O cálculo de κ_{dem}^d aplicado é separado em duas componentes referentes ao custo de ultrapassagem de demanda de importação (ou consumo) e de exportação (ou geração). Além disso, para o caso específico da demanda de importação, são considerados custos distintos na existência de postos horários tarifários de demanda

(modalidade tarifária Azul), dado que as tarifas de demanda são diferenciadas por período horário. Para demanda de exportação (*demanda G*), o posto tarifário é único sem distinção horária, de acordo com o estabelecido na regulação atual do SEB. As Equações (43) a (47) formalizam tais definições:

$$\kappa_{dem}^{d} = \kappa_{ultrd-I}^{d} + \kappa_{ultrd-E}^{d} \quad \textbf{(43)}$$

$$\kappa_{ultrd-I}^{d} = \sum_{n=1}^{N_{dem}} \left(\left[p_{máx,imp}^{Tn,d} - DemC^{Tn} \right]^{+} \cdot \chi_{dem,imp}^{Tn} \cdot f_{pen} \right) \quad \textbf{(44)}$$

$$\kappa_{ultrd-E}^{d} = \left[p_{máx,exp}^{d} - DemG \right]^{+} \cdot \chi_{dem,exp} \cdot f_{pen} \quad \textbf{(45)}$$

$$p_{máx,imp}^{Tn,d} = \max_{h \in Tn} \{ p_{imp}^{d,h} \} \quad \textbf{(46)}$$

$$p_{máx,exp}^{d} = \max \{ p_{exp}^{d,h} \} \quad \textbf{(47)}$$

Em que,

$[X]^{+} = \max(X, 0)$

$DemC^{Tn}$ demanda contratada de importação (consumo) no posto tarifário de demanda n [kW]

$DemG$ demanda contratada de exportação (geração) [kW]

$\kappa_{ultrd-I}^{d}$ custo de penalidade de ultrapassagem de demanda contratada de importação, do dia *d* [R$]

$\kappa_{ultrd-E}^{d}$ custo de penalidade de ultrapassagem de demanda de exportação, do dia *d* [R$]

N_{dem} número de postos horários tarifários de demanda.

Tn período horário ou posto tarifário n

$p_{máx,imp}^{Tn,d}$ potência máxima de importação verificada no posto tarifário n do dia d [kW]

$p_{máx,exp}^{d}$ potência máxima de exportação verificada no dia d [kW]

$\chi_{dem,imp}^{Tn}$ custo unitário de demanda de importação no posto tarifário n [R$/kW]

$\chi_{dem,exp}$ custo unitário de demanda de exportação, sem posto tarifário [R$/kW]

f_{pen} fator de penalidade ou multiplicador da tarifa de demanda correspondente (definido como igual a 2,0 pela REN 1000/2021).

Nota-se que, de acordo com o equacionamento anterior de κ_{dem}^{d}, o custo diário de ultrapassagem de demanda corresponde, de fato, ao custo mensal de ultrapassagem, dado que o custo unitário de demanda aplicado diretamente nas equações refere-se ao encargo mensal de demanda. Essa abordagem reflete, do ponto de vista de faturamento de energia, como se dá na prática a cobrança da multa

de ultrapassagem de demanda, dado que um único dia do mês (sendo aquele que ocorre a máxima potência de ultrapassagem) é responsável por penalizar com um custo de multa o faturamento de demanda de todo o mês.

Por fim, em termos de implementação da componente κ_{dem}^{d} no algoritmo PLIM do Estágio 2, observa-se que as Eq. (46) e (47) envolvem uma função não-linear de $máx\{X\}$, onde X é uma das variáveis de otimização. A linearização obrigatória dessa função envolve uma adaptação da sua definição, tornando $p_{máx,imp}^{Tn,d}$ e $p_{máx,exp}^{d}$ variáveis auxiliares do problema de otimização, e convertendo $máx\{X\}$ em restrições de desigualdade, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} p_{máx,imp}^{Tn,d} = \max_{h \in Tn}\{p_{imp}^{d,h}\} \quad &\rightarrow \quad p_{máx,imp}^{Tn,d} \geq p_{imp}^{d,h} \\ p_{máx,exp}^{d} = \max\{p_{exp}^{d,h}\} \quad &\rightarrow \quad p_{máx,exp}^{d} \geq p_{exp}^{d,h} \end{aligned} \tag{48}$$

A transformação dada na Eq. (48), é uma das soluções mais eficazes utilizadas como método de linearização da função $máx\{X\}$, e sistematicamente validada neste trabalho.

4.3.9 Problema de otimização de despacho anual – Estágio 2

O Estágio 2 consiste, em suma, na otimização do despacho diário para todo o ciclo anual – ano 1 de operação, ou seja, na maximização da função λ^d para cada um dos dias d do ano $a = 1$.

Na Tabela 3 é apresentada a síntese da formulação matemática do problema de otimização do Estágio 2.

Tabela 3 - Problema de otimização do despacho diário d

Função Objetivo	
$\underset{\langle \boldsymbol{V^d} \rangle}{\text{maximizar}}\, \lambda^d = \rho_e^d + \rho_{cr}^d - \kappa_e^d - \kappa_{dem}^d$	(49)
$\boldsymbol{V^d} = \left\langle \boldsymbol{p_{ch}^{d,h}}\ \boldsymbol{p_{dch}^{d,h}}\ \boldsymbol{k_{fv}^{d,h}}\ \boldsymbol{u_{ch}^{d,h}}\ \boldsymbol{u_{dch}^{d,h}}\ \boldsymbol{u_{imp}^{d,h}}\ \boldsymbol{u_{exp}^{d,h}} \right\rangle, \quad h = 1 \ldots 24$	(50)
ρ_e^d Eq. (36)-(38) ρ_{cr}^d Eq. (39) κ_e^d Eq.(40)-(42) κ_{dem}^d Eq. (43)-(48)	

Sujeito a:

Restrições
Eq. (20), (23), (25)-(29), (33), (34)
Modelos do Sistema
GFV: Eq. (1)-(5), ***BESS:*** Eq. (7)-(11)

Em que,

$\langle \boldsymbol{V^d} \rangle$ matriz de variáveis de controle, referente ao dia *d,* onde cada variável é um vetor de 24 componentes das horas *h* do dia *d.*

Ao final do ciclo anual, o Estágio 2 entrega a matriz de dados horários de despacho para cada dia d, contendo os vetores horários das variáveis de controle, entrada e balanço, conforme dado pela Eq. (52):

$$\langle \boldsymbol{D^1} \rangle = \langle \ddot{\boldsymbol{P}}_{\boldsymbol{con}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{p}}_{\boldsymbol{imp}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{p}}_{\boldsymbol{exp}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{p}}_{\boldsymbol{dch}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{p}}_{\boldsymbol{ch}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{p}}_{\boldsymbol{fv.k}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{SoC}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{SoH}}^{\boldsymbol{1}} \rangle \quad \textbf{(51)}$$

Em que,

$\langle \boldsymbol{D^1} \rangle$ matriz de dados de despacho horário do ano $a = 1$

$\ddot{\boldsymbol{P}}_{\boldsymbol{con}}^{\boldsymbol{1}}, \ddot{\boldsymbol{p}}_{\boldsymbol{imp}}^{\boldsymbol{1}}, \ldots$ vetores horários do ano $a = 1$, com $nh = 8760\ (24 \times 365)$ componentes.

A matriz $\langle \boldsymbol{D^1} \rangle$ é utilizada no Estágio 1 na projeção plurianual do despacho e do cálculo das componentes financeiras da função-objetivo, conforme será detalhado na sequência.

4.4 Dimensionamento ótimo do sistema GFV-BESS

A estratégia de otimização da capacidade do conjunto GFV-BESS-Rede no Estágio 1 consiste na maximização do VPL para todo o ciclo de vida projeto, o que implicitamente envolve na busca do equilíbrio ótimo entre o somatório da economia mensal com faturamento de energia, e os custos diretos totais de investimento, operação e manutenção do sistema (*TOTEX)*, identificados aqui pela métrica Γ_{TOTEX}. Em geral, é esperado que a economia aumente proporcionalmente ao aumento de $P_{ccfv.nom}$ e $E_{bess.nom}$, tendo-se em vista o aumento da disponibilidade da energia autoproduzida (aumento do GFV) e da capacidade de gerenciamento desta (aumento do BESS).

Assim, do ponto de vista técnico-financeiro, a capacidade ótima do sistema será aquela em que – dentro de um conjunto de restrições - maximize o lucro das operações de exportação e importação de energia (fatura de energia), ao mesmo tempo que minimize os custos de investimento e operação do sistema. A função-objetivo (F-O) adotada para este problema é o VPL Anualizado (Ψ), o qual é definido detalhadamente na seção 4.4.10.

A formulação completa da função Ψ envolve a definição prévia de parâmetros e funções auxiliares. Primeiramente, é necessário definir o conceito de *Economia Relativa de Faturamento de Energia* entre cenários-base e cenário-referência, a qual é a métrica financeira abrangente que generaliza os cálculos dos fluxos de caixa mensais para diferentes cenários do mercado de energia. Por último, as componentes de custos diretos de investimento, O&M e reposição dos sistemas são modeladas e agregados à definição da função Ψ. Tais etapas de modelagem do problema são desenvolvidas a seguir.

4.4.1 Função de faturamento de energia.

Os resultados financeiros das operações de compra e venda de energia são avaliados em ciclos de faturamento mensais no Estágio 1, para o período completo de vida útil do projeto. Para o primeiro ano de operação, tais resultados são obtidos diretamente a partir do despacho ótimo de potência efetuado pelo Estágio 2, e para os anos seguintes, é aplicado um método de projeção de despacho baseado

nos resultados do ano 1. A função geral que descreve o resultado financeiro mensal com faturamento de energia, chamada aqui de *função de faturamento de energia* Λ, é dada pela Eq. (52):

$$\Lambda^m = \mathcal{R}_E^m + \mathcal{R}_{CR}^m - K_E^m - K_{DEM}^m \quad \textbf{(52)}$$

Em que,

Λ^m	função de faturamento total de energia do mês m [R$]
$\mathcal{R}_E^m$	receita mensal de venda de energia do mês m [R$]
$\mathcal{R}_{CR}^m$	receita mensal de créditos de energia do mês m [R$]
K_E^m	custo mensal de importação de energia do mês m [R$]
K_{DEM}^m	custo mensal de demanda do mês m [R$]

A Eq. (52) ganha formas distintas a depender do ambiente de contratação avaliado. Para o ACL, não há o SCEE, logo nenhuma receita com créditos de energia é gerada, fazendo com que $\mathcal{R}_{CR} = 0$. Logo, a função de faturamento mensal de energia no ACL - Λ_{ACL}^m - se torna:

$$\Lambda_{ACL}^m = \mathcal{R}_E^m - K_E^m - K_{DEM}^m \quad \textbf{(53)}$$

$$\overline{K}_{ACL}^m = -\Lambda_{ACL}^m = K_E^m - K_{DEM}^m - \mathcal{R}_E^m \quad \textbf{(54)}$$

Em que,

$\overline{K}_{ACL}^m$	custo líquido mensal total de faturamento de energia, em cenário-base do ACL – mês m. [R$]

Observa-se que, *em tese*, não há restrições para as receitas de venda de energia $\mathcal{R}_E^m$, o que, em um cenário hipotético de receitas elevadas, o custo líquido $\overline{K}_{ACL}^m$ pode mesmo se tornar negativo, resultando em lucro.

Para o ACR, não há comercialização de energia, logo $\mathcal{R}_E = 0$. Ainda, sabe-se que pelas regras do SCEE, as receitas de créditos devem ser sempre iguais ou inferiores aos custos de importação de energia, obrigando a que Λ^m no ACR será obrigatoriamente negativa. Por esse conceito, a função de faturamento no ACR é então definida como um *Custo líquido de faturamento energia*, e rearranjada da seguinte forma:

$$\overline{K}_{ACR}^m = -\Lambda_{ACR}^m = K_E^m + K_{DEM}^m - \mathcal{R}_{CR}^m \quad \textbf{(55)}$$

Em que,

$\overline{K}_{ACR}^{m}$ custo líquido mensal total de faturamento de energia, em cenário-base do ACR – mês m. [R$]

Dado que $\mathcal{R}_{CR}^{m}$ será sempre menor ou igual a K_{E}^{m}, então $\overline{K}_{ACR}^{m}$ será sempre positivo (sem lucro).

A definição dada na Eq. (55) será relevante nas discussões dos resultados do capítulo 5, nos cenários simulados do ACR.

Cada uma das componentes da função Λ^{m} são descritas a seguir:

4.4.2 Receita mensal de venda de energia

A componente $\mathcal{R}_{E}^{m}$ é obtida diretamente pelo somatório mensal de todas as receitas diárias de comercialização de energia no mês m, sem maiores manipulações dos resultados. Assim, tem-se:

$$\mathcal{R}_{E}^{m} = \sum_{d \in m} \rho_{e}^{d} \qquad [R\$] \tag{56}$$

Conforme discutido na seção 4.3.5, as receitas de comercialização de energia só se aplicam à prossumidores livres com habilitação para venda de excedentes. Para os demais enquadramentos regulatórios, tal componente será nula.

4.4.3 Receita mensal de créditos de energia

A receita mensal de créditos da energia exportada para prossumidores no SCEE necessita de uma tratativa detalhada a parte, dada a considerável maior complexidade no processo de contabilização destas receitas e pela regulamentação completamente distinta em relação à receita de comercialização de excedentes de energia no ACL. Primeiramente, prevalece a própria essência de proibição de qualquer caráter de comercialização dos montantes de energia injetada, o que, em outras palavras, significa a proibição da valoração dos montantes de energia injetada que sejam superiores à energia total consumida em um ciclo de faturamento, atendendo aos critérios de compensação específicas previstos na legislação. Ou seja, não há receita liquida positiva para a soma dos custos de consumo de energia e de receita de créditos do SCEE.

Sendo assim, de forma a englobar as receitas de créditos de energia de MMGD à formulação geral do Λ^m, é necessária a modelagem dos créditos de energia amparadas por premissas básicas que regem o SCEE, conforme requisitos da Lei 14.300/2022 (Brasil, 2022b) e da REN 1000/2021 (ANEEL, 2021). Os aspectos regulatórios não diretamente relacionados à monetização da energia injetada são tratados aqui de forma simplificada, permitindo uma maior generalização do modelo e a sua aplicação à diferentes cenários-base. Assim, especificidades da legislação, tais como validade dos créditos de energia, prioridade de uso dos créditos mais antigos ou a previsão de compensação de consumo de UCs remotas (Autoconsumo remoto, Geração Compartilhada, Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras etc.), entre outros aspectos, não são consideradas na modelagem proposta.

As seguintes premissas básicas foram aplicadas na modelagem de $\mathcal{R}_{CR}$:

a) A compensação dos créditos deve ocorrer prioritariamente no mesmo posto tarifário onde eles foram gerados (compensação interna) e, havendo excedente, nos demais postos tarifários (compensação externa).

b) A compensação externa dos créditos de energia deve respeitar o fator de conversão entre postos tarifários, sendo este a relação entre a tarifa de energia *TE* no posto de geração dos créditos e a *TE* no posto de compensação.

c) O montante de energia exportada total (em *kWh*) a ser compensada como créditos – incluindo a aplicação do fator de conversão entre posto tarifário – deve ser menor ou igual ao consumo ou energia total importada em *kWh* no ciclo de faturamento mensal.

d) Os montantes excedentes de créditos de energia não compensados no ciclo de faturamento em que foram gerados são armazenados em um *banco de créditos,* identificados pelo posto tarifário em que forma gerados, e somados aos eventuais créditos gerados nos ciclos de faturamentos seguintes nos mesmos postos tarifários.

A receita mensal de créditos de energia é modelada de forma iterativa por posto tarifário de energia, para quaisquer classes de tarifação para prossumidores cativos, incluindo aqueles sob tarifa convencional (tarifa monômia - Grupo B), tarifa

horária dupla ponta e fora-ponta (tarifa binômia - Grupo A) e tarifa horária tripla ponta, intermediário e fora-ponta (tarifa branca - Grupo B).

A seguir é resumido o passo a passo desta iteração:

- **Passo 1:** Cálculo dos montantes de energia importada e exportada no mês m.

O processo inicia pela agregação dos montantes de energia importada e exportada por posto tarifário Ti do mês de faturamento m, conforme Eq. (57) e (58):

$$E_{imp}^{m,Ti} = \sum_{\substack{h \in m \\ h \in Ti}} p_{imp}^{h} \quad \textbf{(57)}$$

$$E_{exp}^{m,Ti} = \sum_{\substack{h \in m \\ h \in Ti}} p_{exp}^{h} \quad \textbf{(58)}$$

Em que,

$E_{imp}^{m,Ti}$ energia total importada no mês *m,* posto tarifário *Ti* [kWh]
$E_{exp}^{m,Ti}$ energia total exportada no mês *m,* posto tarifário *Ti* [kWh]
p_{imp}^{h} potência importada na hora *h* [kW]
p_{imp}^{h} potência exportada na hora *h* [kW]

- **Passo 2:** Atualiza o banco de créditos de energia no mês m.

O montante de energia disponível para compensação em cada posto é então calculado somando-se a energia exportada total no mês m por posto Ti $(E_{exp}^{m,i})$, com o saldo de créditos de energia remanescentes acumulados até o mês anterior $m-1$, (ou banco de créditos) B_{cr}:

$$B_{cr}^{m,Ti} = E_{exp}^{m,Ti} + B_{cr}^{m-1,Ti} \quad \textbf{(59)}$$

Em que,

$B_{cr}^{m,Ti}$ banco de créditos de energia no mês atual *m,* posto tarifário *Ti* [kWh]
$B_{cr}^{m-1,Ti}$ banco de créditos de energia no mês anterior *m-1,* posto tarifário *Ti* [kWh]

- **Passo 3:** Construção da matriz de distribuição de créditos do mês m

Definida a energia disponível para compensação no mês de faturamento, a alocação dos créditos para abatimento do consumo verificado é realizada pela

chamada *matriz de distribuição de créditos* do mês m – $\boldsymbol{C_{CR}^{m}}$, de dimensão *N x N,* onde *N* é o número de postos tarifários de energia, e definida pela Eq. (60):

$$\langle \boldsymbol{C_R^m} \rangle = \begin{pmatrix} C_r^{[T1,T1]} & \cdots & C_r^{[T1,TN]} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ C_r^{[TN,T1]} & \cdots & C_r^{[TN,TN]} \end{pmatrix} \quad \textbf{(60)}$$

Em que,

$C_{cr}^{[Ti,Tj]}$ compensação externa: créditos de energia gerados no posto horário Ti e compensados do posto Tj [kWh]

$C_{cr}^{[Ti,Ti]}$ compensação interna (diagonal principal): créditos gerados e consumidos no mesmo posto Ti, e calculados pela Eq. (61) [kWh]

$$C_{cr}^{[Ti,Ti]} = \min\left(B_{cr}^{m,Ti}, E_{imp}^{m,Ti}\right) \quad \textbf{(61)}$$

O índice m do mês correspondente foi propositalmente omitido nos componentes da matriz $\boldsymbol{C_R^m}$ para simplificação de notação.

Os elementos $C_{cr}^{[Ti,Tj]}$ fora da diagonal principal da matriz $\boldsymbol{C_R^m}$ - representando a compensação externa entre postos distintos, são formados utilizando-se a regra de fator de conversão entre postos, através da razão entre as tarifas *TE* de cada posto, e a disponibilidade de créditos excedentes.

Por convenção, a ordem crescente de linhas e colunas da matriz $\boldsymbol{C_R^m}$ obedece a ordem decrescente de valor da tarifa dos postos tarifários. Assim, por exemplo, para uma modalidade tarifária com 3 postos horários (e.g. Modalidade Branca do Grupo B), tem-se*:* $i = 1 \rightarrow$ *ponta;* $i = 2 \rightarrow$ *intermediário;* $i = 3 \rightarrow$ *fora-ponta.* Essa convenção, baseado nas regas de compensação da REN 1000/2021, segue uma tendência de maior valoração monetária dos créditos de energia exportada na medida que prioriza a compensação das tarifas mais elevadas.

O equacionamento geral para o cálculo iterativo dos componentes de compensação externa da matriz $\boldsymbol{C_R^m}$ é dada pelas Eq. (62) a (64):

$$C_{cr}^{[Ti,Tj]} = \min\left\{ \overbrace{\left[E_{exp}^{Ti} - E_{cr}^{[Ti,Ti]} - \sum_{\substack{k=1 \\ k\neq i}}^{j-1} E_{cr}^{[Ti,Tk]} \right]^{+}}^{créditos\ excedentes\ em\ Ti} \cdot f_{cr}^{[Ti,Tj]}, \overbrace{\left[E_{imp}^{Tj} - E_{cr}^{[Tj,Tj]} - \sum_{\substack{v=1 \\ v\neq j}}^{i-1} E_{cr}^{[Tv,Tj]} \right]^{+}}^{créditos\ recebidos\ em\ Tj} \right\} \quad \textbf{(62)}$$

$$E_{cr}^{[Ti,Tj]} = \frac{C_{cr}^{[Ti,Tj]}}{f_{cr}^{[Ti,Tj]}} \quad \textbf{(63)}$$

$$f_{cr}^{[Ti,Tj]} = \frac{TE^{Ti}}{TE^{Tj}} \quad \textbf{(64)}$$

Em que,

$C_r^{[Ti,Tj]}$ créditos de energia gerado no posto Ti e compensado no posto T_j, convertido para a base tarifária no posto compensado [kWh]

$E_{cr}^{[Ti,Tj]}$ créditos de energia gerado no posto Ti e compensado no posto Tj, na base tarifária no posto original gerado [kWh]

E_{exp}^{Ti} energia total exportada no posto Ti [kWh]

E_{imp}^{Ti} energia total importada no posto Ti [kWh]

$f_{cr}^{[Ti,Tj]}$ fator de conversão de créditos de energia da base original (posto tarifário gerado Ti), para a base de destino (posto tarifário de compensação Tj).

TE^{Ti} componente TE da tarifa de fornecimento, no posto tarifário Ti

Observa-se que uma segunda matriz auxiliar $\boldsymbol{E_{cr}^{m}}$ é formada com os elementos $E_{cr}^{[Ti,Tj]}$, correspondendo aos mesmos componentes de créditos de energia representados por $\boldsymbol{C_R^m}$, entretanto, diferenciando-se por estarem na base do posto tarifário em que foram gerados, ou seja, sem a ponderação do fator de conversão $f_{cr}^{[Ti,Tj]}$. Essa matriz, dada pela Eq. (65), é utilizada na atualização do banco de créditos excedentes por posto tarifário para os meses posteriores.

$$\langle \boldsymbol{E_{cr}^{m}} \rangle = \begin{pmatrix} E_{cr}^{[T1,T1]} & \cdots & E_{cr}^{[T1,TN]} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ E_{cr}^{[TN,T1]} & \cdots & E_{cr}^{[TN,TN]} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C_r^{[T1,T1]} & \cdots & \dfrac{C_r^{[T1,TN]}}{f_{cr}^{[T1,TN]}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \dfrac{C_r^{[TN,T1]}}{f_{cr}^{[TN,T1]}} & \cdots & \dfrac{C_r^{[TN,TN]}}{f_{cr}^{[TN,TN]}} \end{pmatrix} \quad \textbf{(65)}$$

Para exemplificar a construção da matriz de distribuição de créditos, aplicando a formulação anterior ao cenário de dois postos tarifários de energia (tarifa horosazonal Grupo A), tendo o posto horário ponta como $T1$, e o posto horário Fora-Ponta como $T2$, tem-se o seguinte resultado para as componentes de créditos de energia:

$$C_r^{[T1]} = \min\left(B_r^{T1}, E_{imp}^{T1}\right)$$

$$C_r^{[T2]} = \min\left(B_r^{T2}, E_{imp}^{T2}\right)$$

$$C_r^{[T1,T2]} = \min\left\{\left[E_{exp}^{T1} - C_{cr}^{[T1,T1]}\right]^+ \cdot \frac{TE^{T1}}{TE^{T2}},\ \left[E_{imp}^{T2} - C_{cr}^{[T2,T2]}\right]^+\right\} \quad \textbf{(66)}$$

$$C_r^{[T2,T1]} = \min\left\{\left[E_{exp}^{T2} - C_{cr}^{[T2,T2]}\right]^+ \cdot \frac{TE^{T2}}{TE^{T1}},\ \left[E_{imp}^{T1} - C_{cr}^{[T1,T1]}\right]^+\right\}$$

- **Passo 4:** Cálculo da receita de créditos total do mês m

De posse da matriz $\boldsymbol{C_R^m}$, a receita total de créditos do mês m é calculada multiplicando cada um dos componentes $C_r^{Ti,Tj}$ pela receita unitária de crédito de energia no posto de compensação($\chi_{e,cr}^{Tj}$), e realizando o somatório da receita em cada posto tarifário, conforme Eq. (67):

$$\mathcal{R}_{CR}^{m} = \sum_{i=1}^{N} \mathcal{R}_{CR}^{m,Ti} = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} C_r^{Ti,Tj} \cdot \chi_{e,cr}^{Tj} \qquad [R\$] \quad \textbf{(67)}$$

Em que,

$\mathcal{R}_{CR}^{m}$	receita de créditos de energia do mês m [R$]
$\mathcal{R}_{CR}^{m,Ti}$	receita de créditos de energia do mês m para o posto tarifário Ti [R$]
$\chi_{e,cr}^{j}$	receita unitária de crédito de energia no posto tarifário *j* [R$/kWh]
N	número de postos tarifários de energia

- **Passo 5:** Atualização do banco de créditos

O último passo consiste na atualização do banco de créditos de energia disponíveis para o mês posterior $m+1$, por posto tarifário Ti de energia ($B_{cr}^{m+1,Ti}$), e realizada através da Eq. (68):

$$B_{cr}^{m+1,Ti} = B_{cr}^{m,Ti} - \sum_{j=1}^{N} E_{cr}^{[Ti,Tj]} \qquad [R\$] \quad \textbf{(68)}$$

Embora a formulação matemática apresentada se aplique apenas ao modelo de autoconsumo local, ela permite que seja avaliada a compensação de créditos de energia exportada em qualquer posto tarifário, ao invés de apenas em um único posto

tarifário gerador de créditos (situação típica de MMGD com GFV, onde os créditos são gerados apenas no posto fora-ponta). Essa condição é necessária para sistemas com BESS com habilitação para exportação, em que a otimização do despacho pode avaliar cenários onde se faça financeiramente mais vantajoso a produção de créditos em horários distintos daquele onde houve geração de energia excedente, realizando uma aplicação *arbitragem de créditos* no SCEE.

Por fim, observa-se que a modelagem desenvolvida para o cálculo de receita de créditos do SCEE é genérica e escalonável, de forma que é facilmente aplicável não somente a todas as modalidades tarifárias atualmente vigentes, mas igualmente a novas modalidades tarifárias criadas por atualizações futuras da regulamentação, as quais envolvam, por exemplo, criação de diferentes configurações de horosazonalidade das tarifas.

4.4.4 Custo mensal de importação de energia

Os custos diários de importação de energia κ_e^d obtidos no Estágio 2 são utilizados diretamente no cálculo do custo total mensal. Tal compoente se aplica genericamente tantos aos custos da energia regulada – precificada pelas tarifas *TE* e *TUSD,* quanto aos custos de contrato de energia estabelecidos nos CCEALs dos consumidores livres, dado que, conforme demonstrado na seção 4.3.7, a componente de custo diário κ_e^d é formulada condicionalmente à definição do ambiente de contratação.

Assim, tem-se que:

$$K_E^m = \sum_{d \in m} \kappa_e^d \qquad [R\$] \tag{69}$$

Em que,

K_E^m custo mensal de importação de energia do mês m [R$]
κ_e^d custo diário de importação de energia, dia *d* do mês *m* – Eq. (40) [R$]

4.4.5 Custo mensal de demanda contratada

O custo de demanda contratada para todo consumidor enquadrado no Grupo A, conforme (ANEEL, 2021), é um custo fixo mensal estabelecido em contrato com a concessionária de energia local, adicionado de eventuais penalidades por potência de ultrapassagem de demanda contratada. A seguir são listados os conceitos essenciais adotados na modelagem do componente de K_{DEM}^{m}:

a) Otimização de MUSD contratada de consumo: o valor de demanda contratada de MUSD (Montante de Uso do Sistema de Distribuição) de importação ou consumo ($DemC$) é uma das variáveis de otimização do Estágio 1, de forma que os custos fixos mensais de contrato de demanda são vinculados ao valor ótimo obtido de $DemC$ que maximiza o valor do VPL Anualizado.

b) *Otimização de MUSD contratada de geração:* Para prossumidores de energia do Grupo A que possuam habilitação para exportação de excedentes, a REN. 1000/2021 (ANEEL, 2021) estabelece a necessidade de contratação tanto de um valor de MUSD de importação ou consumo - $DemC$, como um valor de MUSD de exportação (ou demanda de geração) - $DemG$. Esta demanda é igualmente otimizável, dado que a regulação permite ao prossumidor a determinação deste valor junto ao contrato com a distribuidora de energia.

c) *Número de variáveis de otimização de demanda dependente da modalidade tarifária:* Conforme detalhado no Apêndice A, a regulação impõe que, a depender da modalidade tarifária escolhida pelo consumidor, haverá tratamento diferenciado quanto a demanda contratada em relação ao horário verificado, podendo haver posto horário tarifário único de demanda (Tarifa Verde) ou posto Ponta e Fora Ponta (Tarifa Azul). Assim, no caso de Tarifa Azul haverá duas variáveis de otimização de demanda no Estágio 1: MUSD Ponta ($DemC^{P}$) e MUSD Fora-Ponta ($DemC^{FP}$). Para a demanda geração haverá sempre uma única variável de otimização, dado para essa não haver distinção horária.

d) *Contabilização dos custos fixos de demanda:* A REN 1000/2021 estabelece a regra de faturamento dos custos de demanda, resumidamente, da seguinte forma: sendo a $DemC$ superior ao valor contratado de $DemG$, a cobrança mensal de se dará somente sobre o montante de $DemC$. Caso contrário, o faturamento

fixo de demanda se constituirá de duas parcelas: a primeira referente ao valor integral de $DemC$ precificado pelo custo unitário de demanda consumo; e a segunda referente a diferença entre a $DemG$ e a $DemC$, precificada pelo custo unitário de demanda de geração.

e) *Contabilização dos custos de multas de ultrapassagem:* por fim, a componente K_{DEM}^{m} deve contemplar a parcela de custos mensais referentes as eventuais multas de ultrapassagem de demanda, dado que o algoritmo do Estágio 2 pode encontrar despachos em que o melhor lucro diário com energia é obtido com valores de potência de p_{imp}^{h} ou p_{exp}^{h} que ultrapassem os valores de $DemC$ e $DemG$, respectivamente. Conforme abordado na seção 4.3.8, o Estágio 2 já insere uma penalidade diária de ultrapassagem na função-objetivo através da componente κ_{dem}^{d}, sendo uma versão simplificado da multa de ultrapassagem. O custo real de multa deve ser calculado para cada mês no Estágio 1, com base na formulação completa das regras de ultrapassagem de demanda.

A solução proposta para unificar numa única formulação todas as condicionantes descritas acima, é apresentada a seguir.

Primeiramente, a Eq. (70) define de forma geral a componente K_{DEM}^{m}:

$$K_{DEM}^{m} = K_{MUSD}^{m} + K_{Pen}^{m} \tag{70}$$

Em que,

K_{MUSD}^{m} encargo fixo mensal de demanda (ou MUSD) contratada, mês m [R$]
K_{Pen}^{m} custo variável de multa de ultrapassagem de demanda contratada, mês m [R$]

O cálculo da parcela K_{MUSD}^{m}, atendendo à regra descrita em d), é dada por:

$$K_{MUSD}^{m} = \sum_{n=1}^{N_{dem}} \left[DemC^{Tn} \cdot \chi_{dem,imp}^{Tn}\right] + \left[(DemG - DemC^{Tn}) \cdot \chi_{dem,exp}\right] \cdot \left(1 - f_{dem}^{Tn}\right) \tag{71}$$

$$f_{dem}^{Tn} = \begin{cases} 1, & DemC^{Tn} > DemG \\ 0, & DemC^{Tn} \leq DemG \end{cases} \tag{72}$$

Em que,

N_{dem} número de postos horários tarifários de demanda contratada.
Tn período horário ou posto tarifário n
$DemC^{Tn}$ demanda contratada de importação no posto tarifário n [kW]

$DemG$ demanda contratada de exportação/geração [kW]
$\chi_{dem,imp}^{Tn}$ custo unitário de demanda de importação no posto tarifário n [R$/kW]
$\chi_{dem,exp}$ custo unitário de demanda de exportação [R$/kW]
f_{dem}^{Tn} variável binária de custo fixo de demanda, por posto n

Os custos de multas de potência de ultrapassagem de demanda K_{Pen}^{m} constituem-se em duas componentes referentes à demanda de importação e de exportação, cada uma com suas respectivas tolerâncias, conforme previsto na regulação. Assim, tem-se que:

$$K_{Pen}^{m} = K_{Pen-Imp}^{m} + K_{Pen-Exp}^{m} \quad \textbf{(73)}$$

$$K_{Pen-Imp}^{m} = \sum_{n=1}^{N_{dem}} \left[p_{máx,imp}^{m,Tn} - DemC^{Tn} \cdot \left(1 + tol_{imp} \cdot u_{tol}\right)\right]^{+} \cdot \chi_{dem,imp}^{Tn} \cdot f_{pen} \quad \textbf{(74)}$$

$$K_{Pen-Exp}^{m} = \left[p_{máx,exp}^{m} - DemG \cdot \left(1 + tol_{exp} \cdot u_{tol}\right)\right]^{+} \cdot \chi_{dem,exp} \cdot f_{pen} \quad \textbf{(75)}$$

$$u_{tol} = \begin{cases} 1, & p_{máx,-}^{m} < Dem_{-} \cdot (1 + tol_{-}) \\ 0, & p_{máx,-}^{m} \geq Dem_{-} \cdot (1 + tol_{-}) \end{cases} \quad \textbf{(76)}$$

Em que,

$K_{Pen-Imp}^{m}$ parcela de custo de ultrapassagem de $DemC$ [R$).
$K_{Pen-Exp}^{m}$ parcela de custo de ultrapassagem de $DemG$ [R$).
$p_{máx,imp}^{m,Tn}$ potência máxima de importação no posto n do mês m [kW]
$p_{máx,imp}^{m,Tn}$ potência máxima de exportação do mês m [kW]
tol_{imp} fator tolerância de ultrapassagem de $DemC$ (definido em 5% pela REN 1000/2021).
tol_{exp} fator tolerância de ultrapassagem de $DemG$ (definido em 1% pela REN 1000/2021).
f_{pen} fator de penalidade ou multiplicador da tarifa de demanda correspondente (definido em 2,0 pela REN 1000/2021).
u_{tol} variável binária que desabilita o fator de tolerância quando a multa de ultrapassagem foi aplicável, definida genericamente pela Eq.(86).

Observa-se que a condição d) é introduzida na Eq. (71) com a variável binária f_{dem}, que anula o custo referente à $DemG$ caso o valor desta seja inferior à de $DemC$ – regra dada pela Eq. (72), sendo tal verificação feita para cada período Tn.

Por fim, em relação ao cálculo de multa de ultrapassagem, a variável binária u_{tol} foi introduzida para que, caso seja verificada a ultrapassagem de demanda acima

do fator de tolerância, a contabilização da multa se dê sobre o montante integral de valor de ultrapassagem de potência sobre a demanda contratada, e não sobre essa mesma diferença reduzida pela tolerância.

4.4.6 Economia mensal de faturamento de energia.

A formulação da função de faturamento mensal de energia Λ^m, conforme dado no item 4.4.1, contabilizando as componentes de receitas e custos de fatura de energia para um cenário-base específico, avalia de forma limitada os benefícios financeiros oriundos da adoção ou não da configuração ótima do sistema GFV-BESS-Rede, obtida no Estágio 1. Embora expresse a fatura mensal de energia resultante das operações de despacho do Estágio 2, ela não representa de fato a *economia* mensal com energia obtida pela implantação do sistema ótimo, em relação ao cenário ausente de tal sistema.

Para contornar essa limitação, é introduzida a métrica de *Economia mensal com faturamento de Energia*, expressa através da Eq. (77):

$$\Lambda_{X-0}^{m} = \Lambda_{X}^{m} - \Lambda_{0}^{m} \quad \textbf{(77)}$$

Em que,

Λ_{X-0}^{m} economia mensal com faturamento de energia, do cenário-base *X* em relação ao cenário-referência *0,* mês *m.* [R$]

Λ_{X}^{m} função de faturamento mensal de energia no cenário-base *X,* mês *m* [R$]

Λ_{0}^{m} função de faturamento mensal de energia no cenário referencial *0,* mês *m* [R$]

Algumas observações são necessárias para sedimentar o significado da Eq. (77):

a) O cenário-base referencial para o cálculo do parâmetro Λ_0 será sempre aquele ausente de custos de investimento, ou seja, não dotado de sistema GFV ou BESS. Em outras palavras, refere-se ao custo de fatura mensal de energia do consumidor sem geração própria ou armazenamento de energia.

Esse custo é definido, a partir da Eq. (52), como:

$$\Lambda_0^m = -K_{E,0}^m - K_{DEM,0}^m \quad \textbf{(78)}$$

Em que,

$K_{E,0}^m$ custo mensal de importação de energia do mês m, no cenário-referência [R$]

$K_{DEM,0}^m$ custo mensal de demanda do mês m, no cenário-referência [R$]

No algoritmo de otimização, o cálculo de Λ_0 é realizado no Estágio 0, antes da inicialização do algoritmo genético do Estágio 1, de forma que mesmo a demanda contratada para esse cenário, caso se aplique, é dada por um valor fixo previamente informado – tipicamente sendo o valor atual de demanda da unidade consumidora, ou um valor obtido previamente através de uma simulação exclusiva para otimização de $DemC$.

b) Nos cenários ACR com sistema GFV enquadrado no SCEE, a função Λ_{X-0}^m é de fato um valor de economia da fatura de energia, oriundo unicamente da redução obtida na fatura mensal original Λ_0. Isso pode ser explicitado ao manipular algebricamente as definições anteriores de *função de faturamento total* e *economia mensal*. Para um cenário *X* no ACR, e considerando-se a definição da Eq. (78), a função Λ_{X-0}^m ganha a seguinte forma:

$$\Lambda_{ACR.X-0}^m = \mathcal{R}_{CR,ACR.X}^m + \left(K_{E,0}^m - K_{E,ACR.X}^m\right) + \left(K_{DEM,0}^m - K_{DEM,ACR.X}^m\right) \quad \textbf{(79)}$$

$$\Lambda_{ACR.X-0}^m = \mathcal{R}_{CR,ACR.X}^m + K_{E,ACR.X-0}^m + K_{DEM,ACR.X-0}^m \quad \textbf{(80)}$$

Em que,

Λ_{ACRX-0}^m economia mensal com faturamento de energia, em cenário *X* no ACR, mês *m* [R$]

$K_{E,ACR.X-0}^m$ parcela referente a energia importada da economia mensal, em cenário *X* no ACR, mês *m* [R$]

$K_{DEM,ACR.X-0}^m$ parcela referente a demanda da economia mensal, em cenário *X* no ACR, mês *m* [R$]

Aplicando-se na Eq.(80) a definição de *Custo líquido com faturamento de energia,* dado na Eq. (55), tem-se:

$$\Lambda^{m}_{ACR.X-0} = \Lambda^{m}_{0} - \overline{K}^{m}_{ACR.X} \quad \textbf{(81)}$$

Em que,

$\Lambda^{m}_{ACR.0}$ custo mensal com faturamento de energia em cenário-referência no ACR, mês *m* [R$]

$\overline{K}^{m}_{ACR.X}$ custo líquido mensal com faturamento de energia em cenário *X* no ACR, mês *m* [R$]

Observa-se que, dada a definição de que $\overline{K}^{m}_{ACR.X} \geq 0$, então,

$$máx(\Lambda^{m}_{ACR.X-0}) = \Lambda^{m}_{0} \quad \textbf{(82)}$$

Ou seja, a máxima economia com faturamento de energia de um cenário-base de investimento *X* no ACR é o próprio custo com faturamento total de energia no cenário-referência.

c) De forma equivalente, para cenários no ACL, com habilitação para venda de excedentes, a função Λ^{m}_{X-0} ganha a seguinte forma:

$$\Lambda^{m}_{ACL.X-0} = \mathcal{R}^{m}_{E,ACL.X} + \left(K^{m}_{E,0} - K^{m}_{E,ACL.X}\right) + \left(K^{m}_{DEM,0} - K^{m}_{DEM,ACL.X}\right) \quad \textbf{(83)}$$

$$\Lambda^{m}_{ACL.X-0} = \mathcal{R}^{m}_{E,ACL.X} + K^{m}_{E,ACL.X-0} + K^{m}_{DEM,ACL.X-0} \quad \textbf{(84)}$$

$$\Lambda^{m}_{ACL.X-0} = \Lambda^{m}_{0} - \overline{K}^{m}_{ACL.X} \quad \textbf{(85)}$$

Em que,

$\Lambda^{m}_{ACL.X-0}$ economia mensal com faturamento de energia em cenário *X* no ACR, mês *m* [R$]

$K^{m}_{E,ACL.X-0}$ parcela referente a energia importada da economia mensal, em cenário *X* no ACL, mês *m* [R$]

$K^{m}_{DEM,ACl.X-0}$ parcela referente a demanda da economia mensal, no cenário *X* no ACL, mês *m* [R$]

$\Lambda^{m}_{ACR.0}$ custo mensal com faturamento de energia em cenário-referência no ACL, mês *m* [R$]

$\overline{K}^{m}_{ACL.X}$ custo líquido mensal com faturamento de energia em cenário *X* no ACL, mês *m* [R$]

Dado que, conforme discutido na seção 4.4.1, $\overline{K}^{m}_{ACL.X}$ pode assumir valores negativos (lucro) em cenários de receitas de vendas de energia elevadas, então, em contraste ao ACR, não há restrição de natureza regulatória para o valor de $\Lambda^{m}_{ACL.X-0}$

4.4.7 Definições e restrições de dimensionamento - Estágio 1

A otimização do Estágio 1 demanda restrições de dimensionamento de ordem técnica e financeira, as quais devem ser ao final incluídas no conjunto de equações do problema de otimização. Tais restrições e suas definições auxiliares são descritas a seguir.

4.4.7.1 Limites de dimensionamento do GFV

O dimensionamento ótimo da potência nominal do GFV deve estar restrito a limites máximos pré-estabelecidos quando na parametrização inicial do problema de otimização. Tais limites devem atender a requisitos específicos do cenário-base avaliado, podendo ser de limitações de natureza técnica, operativa ou simplesmente limites impostos arbitrariamente.

Para o GFV, os limites de potência nominal de geração serão impostos diretamente ao lado CC de entrada do sistema, ou seja, na capacidade nominal instalada de módulos fotovoltaicos ou do arranjo fotovoltaico, desconsiderando-se a etapa de conversão CC-CA do inversor fotovoltaico e o possíveis *clipping* de sobrecarga da potência nominal CA. Essa convenção permite que o resultado final do dimensionamento ótimo do GFV forneça de fato a variável independente de interesse a nível de projeto – $P_{ccfv,nom}$, haja visto que, conforme demonstrado na seção 3.2.2, o potência nominal CA do GFV $P_{cafv,nom}$ é diretamente relacionada a $P_{ccfv,nom}$ pelo *fator de sobrecarga do inversor* $f_{ov,inv}$ (Eq. (6)), pré-definido nas etapas de parametrização da otimização (ou *Estágio 0).* Tais restrições de dimensionamento do GFV são sintetizadas pela Eq. (86) :

$$P_{ccfv,mín} \leq P_{ccfv,nom} \leq P_{ccfv,max} \quad \textbf{(86)}$$

Em que,

$P_{ccfv,nom}$ potência nominal de entrada do GFV lado de corrente contínua ou do arranjo fotovoltaico [kWcc]
$P_{ccfv,max}$ limite máximo de dimensionamento do arranjo fotovoltaico [kWcc]
$P_{ccfv,min}$ limite mínimo de dimensionamento do arranjo fotovoltaico [kWcc]

4.4.7.2 Limites de dimensionamento do BESS

Em relação ao BESS, as restrições se dão diretamente na capacidade de armazenamento de energia das baterias, representada por $E_{bess,nom}$, e as quais são dadas pela Eq. (87):

$$E_{bess,mín} \leq E_{bess,nom} \leq E_{bess,max} \quad \textbf{(87)}$$

Em que,

$E_{bess,nom}$ capacidade nominal de armazenamento de energia nas baterias [kWh]
$E_{bess,max}$ limite máximo de dimensionamento da capacidade de armazenamento de energia nas baterias [kWh]
$E_{bess,mín}$ limite mínimo de dimensionamento da capacidade de armazenamento de energia nas baterias [kWh]

4.4.7.3 Limites de dimensionamento de Demanda

As restrições de dimensionamento de demanda se referem aos limites máximos e mínimos de demanda contratada de consumo e geração, atentando-se ao fato de que o número de restrições de demanda de consumo depende da modalidade tarifária do consumidor, dado que ela define o número de variáveis de otimização de demanda $DemC$. Assim, de forma genérica, tem-se:

$$DemC_{min}^{Tn} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{máx}^{Tn} \quad \textbf{(88)}$$

$$DemG_{min} \leq DemG \leq DemG_{máx} \quad \textbf{(89)}$$

Em que,

$DemC^{Tn}$ demanda ou MUSD consumo contratado para o posto tarifário n [kW]
$DemG$ demanda ou MUSD geração contratado [kW]
$DemC_{máx}^{Tn}$ limite máxima de dimensionamento de $DemC$ para o posto tarifário n [kW]
$DemC_{mín}^{Tn}$ limite mínimo de dimensionamento de $DemC$ para o posto tarifário n [kW]
$DemG_{máx}$ limite máxima de dimensionamento de $DemG$ [kW]
$DemG_{min}$ limite mínimo de dimensionamento de $DemG$ [kW]

4.4.7.4 Custos máximos de investimento

As restrições de custos máximos de investimento são introduzidas no Estágio 0 a fim de permitir um controle maior do dimensionamento do sistema quando houver um limite de orçamento de projeto. Na medida que os custos totais de investimento são proporcionais a capacidade do sistema, essa restrição indiretamente impõe um limite no dimensionamento do sistema. A Eq. (90) traduz essa restrição:

$$\Gamma_{Inv} \leq \Gamma_{Inv,máx} \quad \textbf{(90)}$$

Em que,

Γ_{Inv} custo total de investimento do projeto ou sistema. [R$]
$\Gamma_{Inv,máx}$ custo máximo de investimento do projeto ou sistema [R$]

Para fins de simplificação da metodologia, a restrição de custo máximo de investimento se dará de forma única ao custo agregado do conjunto completo GFV-BESS (quando houver ambos) e não de forma individualizada para cada um dos sistemas.

4.4.8 Projeção plurianual de viabilidade financeira

Os resultados do fluxo de potência horário ótimo, oriundos do Estágio 2, formam a base para os cálculos das componentes de receita e custos da função Λ_{X-0}^{m}, para o primeiro ano de operação do sistema. Contudo, a determinação da viabilidade financeira completa e precisa de um investimento no projeto depende da consideração de fatores dinâmicos que se manifestam ao longo do ciclo de vida do projeto - e com impacto não negligenciável em seu retorno financeiro. Dentre estes fatores destacam-se a degradação física dos equipamentos, a escalada de custos de operação e manutenção pela inflação, e a necessidade de reinvestimento para a reposição de componentes em seu fim de vida útil.

Desta forma, a metodologia proposta incorpora uma análise de projeção plurianual que simula o desempenho técnico-financeiro de cada sistema candidato para todo o horizonte do projeto. O resultado consolidado desta projeção é a construção de um fluxo de caixa completo, a partir do qual são calculadas as métricas definitivas de viabilidade financeira, dentre as quais o Valor Presente Líquido (VPL),

cuja forma anualizada constitui a função de aptidão a ser avaliada pelo algoritmo genético do Estágio 1.

As subseções seguintes detalham as etapas fundamentais deste processo. Primeiramente, é construída a projeção do despacho horário, que contabiliza a degradação anual dos sistemas GFV e BESS e seu impacto no balanço de potência horário com a Rede. Em segundo lugar, é determinada a forma de a atualização dos preços de energia, que são corrigidos anualmente pelas premissas de inflação. Os dados resultantes desta projeção alimentam finalmente os cálculos das componentes da função Λ_{X-0}^{m} para o ciclo de vida do projeto, conforme será detalhado na seção 4.4.10.

4.4.8.1 Projeção plurianual do despacho horário

O cálculo do despacho horário plurianual efetuado pelo Estágio 1 se dá em duas etapas:

i) O despacho ótimo do Estágio 2, descrito na seção 4.3, entrega os dados horários para o primeiro ano de operação ($a = 1$);
ii) O despacho horário dos anos $a > 1$ é obtido não mais como resultado de um processo de otimização, mas sim a partir de uma projeção do ano 1, operando o rebalanceamento horário de potência, agregando os efeitos da degradação das baterias e do GFV;

Na abordagem adotada de projeção plurianual, a otimização do despacho do primeiro ano funciona como *espelho* da estratégia operacional horária para todos os demais anos do projeto, não necessitando de múltiplas otimizações anuais de despacho para todo o ciclo de vida do projeto (e. g. 25 anos), o que tornaria todo o mecanismo de dimensionamento do Estágio 1 por AG impraticável em termos de tempos de execução.

Os efeitos de degradação do GFV e das baterias são contabilizados de acordo com os modelos físicos estabelecidos no capítulo 3. Para o balanço de potência horária, tais efeitos se traduzem de duas formas: primeiramente numa redução da disponibilidade do recurso fotovoltaico - o qual é recalculado a cada ano $a > 1$ para todo o ciclo anual; em segundo lugar, na redução da capacidade de

armazenamento do BESS e nos valores viáveis de p_{ch}^{h} e p_{dch}^{h}. Na medida que o consumo horário P_{con}^{h} é considerado com invariável de ano para ano, o único componente do sistema considerado como grau de liberdade do balanceamento de potência é a Rede, a qual será responsável por equilibrar a equação de balanço de potência através do ajuste os valores de p_{imp}^{h} e p_{exp}^{h}.

Assim, observa-se que o resultado de retorno financeiro de longo prazo tende a ser impactado negativamente pelos efeitos de degradação através de uma necessidade gradativamente maior de importação (ou exportação) de energia da rede, para se atender ao balanço energético. Tal abordagem resulta em uma análise de viabilidade financeira mais conservadora, já que é esperado que uma hipotética otimização do despacho ano a ano levaria a resultados melhores de receitas diárias.

A operação em etapas para o cálculo da projeção plurianual do despacho, conforme descrição anterior, é resumidamente apresentada na Tabela 4 .

Tabela 4 - Procedimento de projeção plurianual do despacho horário (Estágio 1)

Etapa	Ação
1	Carrega a matriz de despacho horário do ano 1 (Eq. (51), replicando os dados de consumo horário $P_{con}^{\ddot{1}}$ para o ano a $\gg \langle \boldsymbol{D^{1}} \rangle = \langle \boldsymbol{P_{con}^{\ddot{1}}}, \boldsymbol{p_{imp}^{\ddot{1}}}, \boldsymbol{p_{exp}^{\ddot{1}}}, \boldsymbol{p_{dch}^{\ddot{1}}}, \boldsymbol{p_{ch}^{\ddot{1}}}, \boldsymbol{p_{fv.k}^{\ddot{1}}}, \boldsymbol{\ddot{SoC}^{1}}, \boldsymbol{\ddot{SoH}^{1}} \rangle$ $\gg \boldsymbol{P_{con}^{\ddot{a}}} = \boldsymbol{P_{con}^{\ddot{1}}}$
2	Define o SoH e o SoC inicial do ano a igual ao SoH e SoC final do ano $a-1$ $\gg SoH_{0}^{a} = SoH_{final}^{a-1}$ $\gg SoC_{0}^{a} = SoC_{final}^{a-1}$
3	Calcula o vetor de potência FV horária disponível no ano a, considerando a degradação anual η_{age}, pelas equações de modelo do GFV. $\gg \boldsymbol{P_{fv,disp}^{\ddot{a}}} = P_{fv}\left(a, P_{ccfv_{nom}}\right) \rightarrow$ Eq. (1)-(5)
4	A potência FV útil da hora h do ano a é o valor mínimo entre a potência disponível e a potência útil entregue pelo GFV, na mesma hora h do ano 1 $p_{fv.k}^{1}$ $\gg p_{fv.k}^{a,h} = \min\left(P_{fv,disp}^{a,h}, p_{fv.k}^{1,h}\right)$
Início do Laço anual: Para cada hora h do ano a....	
5	Atualiza o $SoH^{a,h}$ $SoC^{a,h}$ pelas equações de modelo do BESS. Atualiza os limites máximos e mínimos de energia disponível no BESS, com base nas restrições SoC, e nos valores atuais de SoC e SoH. $\gg SoC^{a,h} \rightarrow$ Eq. (7)

	$\gg SoH^{a,h} \rightarrow$ Eq. (8)-(10) $\gg e_{bess,máx}^{a,h} = E_{bess,nom} \times \min\{(SoC_{máx} - SoC^{a,h}),\ SoH^{a,h}\}$ $\gg e_{bess,mín}^{a,h} = E_{bess,nom} \times \min\{(SoC^{a,h} - SoC_{min}),\ SoH^{a,h}\}$
6	Calcula a potência de carga/descarga para cada hora h do ano a como o mínimo entre a potência máxima disponível para carga/descarga, e a potência correspondente de despacho no ano $a = 1$ para a hora h $\gg p_{ch}^{a,h} = \min\left(e_{bess,máx}^{a,h} \cdot C_{rate_ch,max},\ \ p_{ch}^{1,h}\right)$ $\gg p_{dch}^{a,h} = \min\left(e_{bess,mín}^{a,h} \cdot C_{rate_dch,max},\ \ p_{dch}^{1,h}\right)$
7	Calcula o resultado do balanço de potência horária entre BESS, GFV e Consumo. $\gg p_{balanço}^{a,h} = p_{fv.k}^{a,h} + p_{dch}^{a,h} - P_{con}^{a,h} - p_{ch}^{a,h}$
8	Utiliza a Rede para equalizar o balanço de potência da hora h, ano a $\gg p_{exp}^{a,h} = \begin{cases} p_{balanço}^{a,h},\ p_{balanço}^{a,h} > 0 \\ 0,\ p_{balanço}^{a,h} \leq 0 \end{cases}$ $\gg p_{imp}^{a,h} = \begin{cases} -p_{balanço}^{a,h},\ p_{balanço}^{a,h} < 0 \\ 0,\ p_{balanço}^{a,h} \geq 0 \end{cases}$
Fim do laço anual.	
9	Salva a matriz atualizada de despacho horário do ano a $\gg \langle \boldsymbol{D^a} \rangle = \langle \boldsymbol{p_{imp}^{\ddot{a}}, p_{exp}^{\ddot{a}}, p_{dch}^{\ddot{a}}, p_{ch}^{\ddot{a}}, p_{fv.k}^{\ddot{a}}, S\ddot{o}C^a, S\ddot{o}H^a} \rangle$

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.4.8.2 Inflação de preços de energia

Os preços unitários de energia são atualizados devido à taxa de inflação anual de preços, aplicada igualmente à todas as componentes de preços.

Considerando-se a metodologia de formação de custos e receitas unitárias horárias χ^h - descrita no Apêndice A, a aplicação da inflação anual de preços se dá de forma direta, no início de cada de ciclo anual da projeção, conforme o conjunto de Equações (91) a (95):

$$\chi_{e,imp}^{a,h} = \chi_{e,imp}^{1,h} \cdot \left(1 + r_{\chi,a}\right)^{a-1} \quad \textbf{(91)}$$

$$\chi_{e,exp}^{a,h} = \chi_{e,sale}^{1,h} \cdot \left(1 + r_{\chi,a}\right)^{a-1} \quad \textbf{(92)}$$

$$\chi_{dem,imp}^{a,h} = \chi_{dem,imp}^{1,h} \cdot \left(1 + r_{\chi,a}\right)^{a-1} \quad \textbf{(93)}$$

$$\chi_{dem,exp}^{a,h} = \chi_{dem,exp}^{1,h} \cdot \left(1 + r_{\chi,a}\right)^{a-1} \quad \textbf{(94)}$$

$$\chi_{cr}^{a,h} = \chi_{cr}\left(r_{fioB}\right) \cdot \left(1 + r_{\chi,a}\right)^{a-1} \quad \textbf{(95)}$$

Em que,

$\chi_{e,imp}^{1,h}, \chi_{e,sale}^{1,h}, \ldots$ vetores de custos e receitas unitárias horárias de energia, demanda e créditos para o ano $a = 1$, calculados conforme Apêndice A.

$\chi_{e,imp}^{a,h}, \chi_{e,sale}^{a,h}, \ldots$ vetores de custos e receitas unitárias horárias de energia, demanda e créditos para o ano $a > 1$.

$r_{\chi,a}$ índice de inflação anual de preços de energia [%/ano]

r_{fioB} fator redutor de fio B dos créditos de energia do SCEE, aplicado conforme 0

Observa-se que na Eq. (95) o custo unitário de crédito de energia para o ano a é mostrado como uma função do fator r_{fioB}, o que reflete a particularidade da precificação progressiva anual do encargo de Fio B sob os créditos de energia, discutido detalhadamente no Apêndice A.

4.4.9 Custos de investimento e operação

Os custos de projeto, não vinculados ao faturamento de energia, incluem os custos de investimento inicial, reposição dos sistemas, e custos recorrentes de operação e manutenção, os quais são contemplados como valores negativos no fluxo de caixa mensal.

A seguir é apresentada a modelagem adotada de cada um destes custos na metodologia proposta.

4.4.9.1 Custos de investimento iniciais

Os custos de investimento são os custos iniciais de implantação do sistema, também conhecidos como custos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) *turn-key*, os quais incluem a aquisição de materiais e equipamentos, mão-de-obra, BDI (benefícios e despesas indiretas) entre outros. Tais custos podem

ser estimados por faixa de capacidade instalada do sistema ou fixos para qualquer faixa, por um fator de custo unitário, dado em *R$/kWcc* para o GFV e em *R$/kWh* para o BESS. Os custos de investimento inicial podem ainda incluir os custos fixos, os quais não são diretamente relacionados à capacidade do sistema. As Eq. (96) a (98) modelam os custos de investimentos totais do projeto:

$$\Gamma_{Inv} = \Gamma_{Inv,gfv} + \Gamma_{Inv,bess} \quad \textbf{(96)}$$

$$\Gamma_{Inv,gfv} = \gamma_{Inv,gfv} \cdot P_{ccfv,nom} + \Gamma_{Inv,gfvfixos} \quad \textbf{(97)}$$

$$\Gamma_{Inv,bess} = \gamma_{Inv,bess} \cdot E_{bess,nom} + \Gamma_{Inv,bessfixos} \quad \textbf{(98)}$$

Em que,

Γ_{Inv}	custo de investimento inicial total de projeto [R$]
$\Gamma_{Inv,gfv}$	custo de investimento total inicial em GFV. [R$]
$\Gamma_{Inv,bess}$	custo de investimento total inicial em BESS. [R$]
$\gamma_{Inv,gfv}$	custo unitário de investimento em GFV [R$/kWcc]
$\gamma_{Inv,bess}$	custo unitário de investimento em BESS [R$/kWh]
$\Gamma_{Inv,gfvfixos}$	custos fixos iniciais de investimento no GFV [R$]
$\Gamma_{Inv,bessfixos}$	custos fixos iniciais de investimento no BESS [R$]

4.4.9.2 Custos de operação e manutenção.

Os custos de operação e manutenção (O&M), também identificados como custos de OPEX, são os custos recorrentes e incidentes em todo o ciclo de vida do projeto, os quais incluem serviços de manutenção periódica, operação e controle do sistema, entre outros. Na projeção plurianual da metodologia proposta, dado que os fluxos de caixa são mensais, os custos recorrentes de O&M serão igualmente mensais, sendo, no entanto, anualmente reajustáveis pela taxa de inflação de O&M anual r_{oem} – o que na prática leva a custos mensais fixos e iguais dentro de um mesmo ciclo anual.

Por fim, tal qual os custos de investimento inicial, os custos de O&M são relacionados à capacidade instalada do sistema, através de um custo unitário de O&M dado como um percentual do custo unitário de investimento inicial. Assim, a modelagem dos custos de O&M é dada por:

$$\Gamma_{oem}^{m,a} = \frac{1}{12}\Gamma_{oem}^{1} \cdot \left(1 + r_{oem,a}\right)^{a-1} \quad \textbf{(99)}$$

$$\Gamma_{oem}^{1} = \Gamma_{oem,gfv}^{1} + \Gamma_{oem,bess}^{1} \quad \textbf{(100)}$$

$$\Gamma_{oem,gfv}^{1} = \gamma_{oem,gfv} \cdot \gamma_{Inv,gfv} \cdot P_{ccfv,nom} \quad \textbf{(101)}$$

$$\Gamma_{oem,bess}^{1} = \gamma_{oem,bess} \cdot \gamma_{Inv,bess} \cdot E_{bess,nom} \quad \textbf{(102)}$$

Em que,

$\Gamma_{oem}^{m,a}$	custo de O&M total mensal do mês m pertencente ao ano a [R$/mês]
Γ_{oem}^{1}	custo de O&M total anual - ano 1 [R$/ano]
$\Gamma_{oem,gfv}^{1}$	custo de O&M anual do GFV – ano 1 [R$/ano]
$\Gamma_{oem,bess}^{1}$	custo de O&M anual do BESS – ano 1 [R$/ano]
$\gamma_{oem,gfv}$	fração de custo de O&M anual em relação ao custo de investimento inicial do GFV
$\gamma_{oem,bess}$	fração de custo de O&M anual em relação ao custo de investimento inicial do BESS
$r_{oem,a}$	taxa de inflação anual dos serviços de O&M

4.4.9.3 Custos de reposição dos sistemas

Os impactos de longo prazo na viabilidade financeira induzida pela degradação dos componentes do sistema GFV-BESS, além da subotimização do despacho para anos $a > 1$, descrita na seção 4.4.8.1, é quantificada no algoritmo do Estágio 1 pelos custos de reposição dos equipamentos dos sistemas. O patamar de custo e o prazo de ocorrência da reposição é determinada de forma distinta entre os dois sistemas GFV e BESS.

Para o GFV, o custo de reposição é calculado de forma simplificada, dado que se refere essencialmente aos custos de substituição do inversor FV. O prazo de reposição do equipamento também é fixo, não dependente de qualquer parâmetro variável de degradação do modelo físico do GFV. Assim, o custo de reposição do GFV é dado como um custo mensal no fluxo de caixa, ocorrendo no mês subsequente ao final do prazo de vida útil do inversor FV, e modelado conforme segue:

$$\Gamma_{rec,gfv}^{m} = \begin{cases} \gamma_{rec,gfv} \cdot \Gamma_{Inv,gfv} \cdot \left(1 + r_{infl,m}\right)^{m-1}, & m = M_{recgfv} \\ 0, & m \neq M_{recgfv} \end{cases} \quad \textbf{(103)}$$

$$M_{recgfv} = 12 \cdot A_{recgfv} + 1 \quad \textbf{(104)}$$

$$r_{infl,m} = \left(1 + r_{infl,a}\right)^{\frac{1}{12}} - 1 \quad \textbf{(105)}$$

Em que,

$\Gamma_{rec,gfv}^{m}$ custo de reposição do GFV, no mês m, corrigido pela inflação anual [R$]
$\gamma_{rec,gfv}$ fração do custo de reposição do GFV em relação ao seu custo de investimento inicial
$r_{infl,m}$ taxa de inflação geral mensal de preços
$r_{infl,a}$ taxa de inflação geral anual de preços
A_{recgfv} tempo de vida útil do inversor FV [anos]
M_{recgfv} tempo de vida útil do inversor FV [meses]

Observa-se que a contagem de prazo de reposição do inversor FV é reiniciada após acionado o custo de reposição no mês M_{recgfv}.

A degradação dos módulos FV não é fator de influência na reposição do inversor FV, dado que o modelo descrito na seção 3.2.2 não engloba qualquer parâmetro de degradação temporal do equipamento. Já o custo de reposição dos módulos FV não é contabilizado na viabilidade financeira de longo prazo, tendo em vista que, conforme é argumentando na seção 5.1 de premissas das simulações, o ciclo de vida útil do projeto adotado neste trabalho corresponde justamente ao prazo, em anos, de garantia de desempenho dada pela maioria dos fabricantes atuais de módulos FV (i.e., 25 anos). Com base nessa premissa, é assumido que a necessidade de reposição integral do arranjo FV se dá ao final desta garantia, e a qual caracteriza justamente o fim do ciclo de vida projeto. Contudo, custos decorrentes de reposição de módulos FV defeituosos são comumente contemplados nos custos de O&M anuais.

Já em relação ao BESS, o tratamento dos custos e prazos de reposição é distinto. Primeiramente, é o estado de saúde das baterias – SoH – que determinará o momento de ocorrência do custo de reposição, quando este atingir o seu valor mínimo pré-estabelecido, não havendo um prazo de reposição do BESS fixo, a exemplo do que ocorre para o GFV. Quanto aos custos de reposição, estes devem contemplar a substituição do conjunto de equipamentos principais do sistema (baterias e PCS) e serviços de mão-de-obra relacionados, sendo tais custos tipicamente dados em percentuais do investimento inicial do BESS.

A Eq. (106) modela o custo mensal de BESS:

$$\Gamma_{rec,bess}^{m} = \begin{cases} \gamma_{rec,bess} \cdot \Gamma_{Inv,bess} \cdot \left(1 + r_{infl,m}\right)^{m-1}, & SoH_0^m \leq SoH_{mín} \\ 0, & SoH_0^m > SoH_{mín} \end{cases} \quad \textbf{(106)}$$

Em que,

$\Gamma_{rec,bess}^{m}$ custo de reposição do BESS, no mês m, corrigido pela inflação anual [R$]

$\gamma_{rec,bess}$ fração do custo de reposição do BESS em relação ao seu custo de investimento inicial

$r_{infl,m}$ taxa de inflação geral mensal de preços – calculado pela Eq.(105).

SoH_0^m estado de saúde horário inicial da bateria no mês m

$SoH_{mín}$ estado de saúde mínimo da bateria – valor constante

Seguindo raciocínio equivalente ao dado ao GFV, observa-se que o valor SoH, a métrica de referência para disparo do custo mensal de reposição do BESS, é reinicializado ao seu valor inicial ($SoH = 1$) na hora inicial do mês de ocorrência da reposição, o que permite que ocorra uma ou mais reposições do BESS no ciclo de vida de projeto.

Por fim, é útil, para fins de simplificação da definição do fluxo de caixa mensal, definir um único custo mensal de reposição para o sistema completo GFV-BESS, o qual é dado pela Eq. (107), onde é implícita a presença ou ausência de cada um dos custos $\Gamma_{rec,gfv}^{m}$ ou $\Gamma_{rec,bess}^{m}$, a depender da topologia do sistema.

$$\Gamma_{rec}^{m} = \Gamma_{rec,gfv}^{m} + \Gamma_{rec,bess}^{m} \quad \textbf{(107)}$$

4.4.10 Fluxo de caixa plurianual e função-objetivo do Estágio 1

De posse da projeção plurianual de despacho, através das matrizes de $\langle \boldsymbol{D^a} \rangle$, e dos preços de energia corrigidos pela sua inflação anual, a função de economia relativa mensal com faturamento de energia (Λ_{X-0}^{m}) pode ser calculada para todos os meses m do ciclo completo de vida do projeto. Aos valores mensais de Λ_{X-0}^{m} são agregados os custos mensais de reposição (Γ_{rec}^{m}) e de O&M (Γ_{oem}^{m}), resultando assim no fluxo de caixa líquido mensal FC^m, dado através da Eq. (108):

$$FC^m = \Lambda_{X-0}^{m} - [\Gamma_{oem}^{m} + \Gamma_{rec}^{m}] \quad \textbf{(108)}$$

O Valor Presente Líquido (VPL) de projeto do cenário *X* pode então ser calculado, considerando o custo de investimento inicial, como segue:

$$VPL_X = -\Gamma_{Inv} + \sum_{m=1}^{M} \frac{FC^m}{(1+r_m)^m} \quad \textbf{(109)}$$

Em que,

VPL_X VPL acumulado do cenário *X,* para M anos de vida útil de projeto [R$]
r_m taxa de juros mensal do projeto ou taxa mínima de atratividade mensal (TMA)
M tempo de vida útil total do projeto [meses]

Embora o VPL seja a métrica de referência mais usual e completa em termos de representação do retorno financeiro do investimento de um projeto, o seu valor absoluto, calculado conforme a Eq.(109), não é prático do ponto de vista do investidor, dado que representa o valor global de rendimento resultante em todo o ciclo de vida do projeto, e sendo muitas vezes mais significativo, como medida de qualificação da atratividade de um projeto, o valor do retorno financeiro de curto prazo ou do primeiro ano de operação.

Nesse sentido, uma métrica largamente utilizada na literatura como referência de viabilidade financeira curto prazo é o *VPL Anualizado*, que consiste basicamente em parcelar anualmente o VPL visto pelo valor da moeda no primeiro ano de operação. Conforme demonstrado em Abdelhady (2021) e Mostafa et al. (2020) a anualização de custos de investimento de projeto é obtido pelo *fator de recuperação (anualização),* definido conforme Eq. (110):

$$f_a = \frac{r_a \cdot (1+r_a)^A}{(1+r_a)^A - 1} \quad \textbf{(110)}$$

Em que,

f_a fator de recuperação ou anualização
r_a taxa de juros anual
A ciclo de vida do projeto [ano]

Importante ressaltar que a taxa de juros anual r_a utilizada na anualização do VPL deve ser a mesma taxa (anualizada) utilizada no cálculo do VPL. Dado que no contexto deste trabalho r_m é a TMA mensal, o valor de r_a nada mais é do que a TMA anual (ou simplesmente TMA).

Com base nestas definições, é estabelecido o VPL Anualizado como *função-objetivo* do Estágio 1, e definido de forma compacta através da Eq. (111)

$$\psi_X = VPL_X \cdot f_a \tag{111}$$

Em que,

ψ_X VPL Anualizado (função-objetivo) do cenário-base X em relação ao cenários-referência 0 [R$]

Observa-se que na definição da Eq. (111) foi omitido o subscrito “0” referente ao cenário de referência, ficando subentendido que tanto a função-objetivo ψ_X, quanto o VPL acumulado de cada cenário *X*, são sempre calculados relativos ao cenário de referência 0.

4.4.11 Problema de otimização do dimensionamento – Estágio 1

Em síntese do apresentado anteriormente, o problema de otimização do dimensionamento do Estágio 1 consiste em maximizar a função de economia relativa com faturamento de energia (Λ_{X-0}) – tarefa desempenhada pelo algoritmo do Estágio 2 - ao mesmo tempo que minimiza os custos de investimento inicial, O&M e reposição do sistemas, através da busca dos valores ótimos de $P_{ccfv,nom}$, $E_{bess,nom}$, $DemC^{Tn}$ e $DemG$, por meio do algoritmo meta-heurístico de otimização.

Na Tabela 5 é apresentado o resumo com as principais equações de modelagem do problema de otimização do Estágio 1.

Tabela 5 - Problema de otimização do dimensionamento do cenário *X* – Estágio 1

Função Objetivo					
$\underset{vars.dim}{\text{maximizar}}\, \psi_X = VPL_X \cdot f_{ano}$ (112)					
$vars.dim = \{P_{ccfv.nom}, E_{bess.nom}, DemC^{Tn}, DemG\}$ (113)					
VPL_X	Eq. (109)	$\Gamma_{oem}^{m,a}$	Eq. (97)	$\mathcal{R}_E^m$	Eq. (56)
f_{ano}	Eq. (114)	Γ_{rec}^m	Eq. (107)	$\mathcal{R}_{CR}^m$	Eq. (67)
Γ_{Inv}	Eq. (93)	Λ_{X-0}^m	Eq. (77)	K_E^m	Eq. (69)
FC^m	Eq. (108)	Λ^m	Eq. (52)	K_{DEM}^m	Eq. (70)

Sujeito a:

Restrições
Eq. (86) - (90)
Modelos do Sistema
GFV: Eq. (1)-(5), ***BESS:*** Eq. (7)-(11)

4.5 Cenários de aplicação

A flexibilidade é uma premissa central desta metodologia. A estrutura do algoritmo foi projetada para permitir a simulação de uma vasta gama de cenários, refletindo as diferentes realidades de prossumidores no mercado de energia brasileiro. A configuração de um cenário específico é realizada no Estágio 0, pela parametrização das seguintes dimensões:

a) Topologia do Sistema: A análise pode ser configurada para diferentes arranjos de ativos, partindo da topologia híbrida geral, ilustrado na Figura 8. Essa topologia base é totalmente flexibilizável, permitindo que um ou mais dos blocos funcionais sejam desabilitados. Por exemplo, ao desabilitar o BESS, otimiza-se o cenário de um GFV conectado à rede e com consumo local, ou seja, uma típica MMGD sem sistema de armazenamento. Caso o consumidor simulado esteja conectado em média/alta tensão, todas as topologias permitiriam a otimização do bloco funcional Rede através da otimização da demanda contratada, a qual também pode ser fixada em um valor já pré-determinado, desabilitando-se assim a otimização da variável $DemC$ da Rede. Por fim, embora não se enquadre no escopo deste trabalho, o algoritmo permite também simular cenários onde não haja consumo local, caso típico de centrais geradoras remotas, ao simplesmente considerar um consumo com carga nula.

b) Ambiente Regulatório: O algoritmo prevê a simulação de ambos os cenários de prossumidor cativo (ACR) ou livre (ACL), bem como as variações em relação ao enquadramento da geração própria local, se MMGD no ACR, APE com exportação ou sem exportação no ACL. As particularidades de cada ambiente, como a formação dos preços, a aplicação de tributos e as regras de interface com a rede (e.g., permissão para exportação), são modeladas de forma distinta.

c) Grupo Consumidor e Modalidade Tarifária: A metodologia contempla os diferentes grupos (A e B) e modalidades tarifárias (Azul, Verde, Branca, Convencional) do setor elétrico. Essa escolha determina automaticamente a estrutura de postos horários e as tarifas aplicáveis, bem como o número de variáveis de otimização para a demanda contratada.

d) Limites de Importação/Exportação: É possível impor restrições de potência na interface com a rede ($\boldsymbol{P}^{\boldsymbol{h}}_{\mathbf{exp},\boldsymbol{máx}}$ e $\boldsymbol{P}^{\boldsymbol{h}}_{\mathbf{imp},\boldsymbol{máx}}$), representando tanto limitações contratuais da concessionária quanto limites físicos da infraestrutura do consumidor.

Na Tabela 6 é apresentado um esquema resumido dos cenários-base possíveis, alguns dos quais serão aplicados na etapa de estudos de caso do capítulo 5, onde foi adotada a nomenclatura de cada cenário relacionada ao ambiente de contratação inserido: *ACR.X* ou *ACL.X.* As topologias variam entre apenas Carga e Rede - para os cenários de referência *ACR.0* e *ACL.0,* onde não há nenhuma variável de dimensionamento otimizado, e combinações distintas GFV e BESS. A premissa de ambiente regulatório inclui o enquadramento da geração própria, o que define diretamente a habilitação ou não para exportação de energia, sendo a indicação $\leftrightarrows$ referente a condição de exportação habilitada, e $\leftarrow$ indicando apenas importação de energia. Observa-se que nos cenários *ACR.1* e *ACL.1*, onde apenas BESS está presente, sem GFV própria, não é permitida exportação de energia, o que é convergente com a regulamentação vigente no Brasil, de que apenas unidades consumidoras dotadas de geração própria local, de qualquer fonte de energia, possuam autorização para injeção de potência na rede (ANEEL, 2021). Essa premissa é, no entanto, facilmente ajustável em consonância com futuras modificações regulatórias.

As variáveis de otimização do dimensionamento (Estágio 1) do sistema GFV/BESS habilitadas estão implícitas na descrição das Restrições de Dimensionamento de cada cenário, sendo que, quando a restrição é de igualdade à zero, significa que a variável não está sendo otimizada.

Tabela 6 - Cenários de análise e aplicações disponíveis para cada configuração de sistema.

Cenários	*Amb.*	*Topologia*	*Rede*	*F.O – Estágio 2*	*Restrição de Dimensionamento Estágio 1*
ACR.0	*ACR*	*Carga, Rede*	⟵	–	*Sem dimensionamento*
ACR.1	*ACR*	*Carga, Rede, BESS*	⟵	$\max\{-\kappa_e^d - \kappa_d^d\}$	$P_{fv,nom} = 0$ $0 \leq E_{bess,nom} \leq E_{bess,max}$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG = 0$
ACR.2	*ACR*	*Carga, Rede, GFV*	⟷	$\max\{\rho_{cr}^d - \kappa_e^d - \kappa_d^d\}$	$0 < P_{fv,nom} \leq P_{fv,máx}$ $E_{bess,nom} = 0$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG_{min} \leq DemG \leq DemG_{max}$
ACR.3	*ACR*	*Carga, Rede, GFV, BESS*	⟷	$\max\{\rho_{cr}^d - \kappa_e^d - \kappa_d^d\}$	$0 \leq P_{fv,nom} \leq P_{fv,máx}$ $0 \leq E_{bess,nom} \leq E_{bess,max}$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG_{min} \leq DemG \leq DemG_{max}$
ACL.0	*ACL*	*Carga, Rede*	⟵	–	*Sem dimensionamento*
ACL.1	*ACL*	*Carga, Rede, BESS*	⟵	$\max\{-\kappa_e^d - \kappa_{dem}\}$	$P_{fv,nom} = 0$ $0 \leq E_{bess,nom} \leq E_{bess,max}$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG = 0$
ACL.2	*ACL*	*Carga, Rede, GFV*	⟵	$\max\{-\kappa_e^d - \kappa_{dem}\}$	$0 < P_{fv,nom} \leq P_{fv,máx}$ $E_{bess,nom} = 0$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG = 0$
ACL.3	*ACL*	*Carga, Rede, GFV, BESS*	⟵	$\max\{-\kappa_e^d - \kappa_{dem}\}$	$0 \leq P_{fv,nom} \leq P_{fv,máx}$ $0 \leq E_{bess,nom} \leq E_{bess,max}$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG = 0$
ACL.4	*ACL*	*Carga, Rede, GFV*	⟷	$\max\{\rho_e^d - \kappa_e^d - \kappa_{dem}\}$	$0 < P_{fv,nom} \leq P_{fv,máx}$ $E_{bess,nom} = 0$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG_{min} \leq DemG \leq DemG_{max}$
ACL.5	*ACL*	*Carga, Rede, GFV, BESS*	⟷	$\max\{\rho_e^d - \kappa_e^d - \kappa_{dem}\}$	$0 \leq P_{fv,nom} \leq P_{fv,máx}$ $0 \leq E_{bess,nom} \leq E_{bess,max}$ $DemC_{min} \leq DemC^{Tn} \leq DemC_{max}$ $DemG_{min} \leq DemG \leq DemG_{max}$

⟵ *importador;* ⟷ *importador/exportador*

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.6 Estrutura do algoritmo geral de otimização.

Esta seção apresenta a arquitetura computacional completa da metodologia, detalhando o fluxo de informações e o papel de cada bloco funcional, bem como os *softwares* e ferramentas computacionais utilizados na construção da arquitetura.

4.6.1 Fluxograma geral

O fluxograma detalhado do algoritmo geral de otimização – que amplia a descrição geral dada na Figura 9, é apresentado particionado nas Figura 11, Figura 12 e Figura 13, contemplando, respectivamente, os *Estágio 0, Estágio 1* e *Estágio 2* do algoritmo. O conjunto de configurações e modos de execução do algoritmo, definidos manualmente no Estágio 0, é resumido na Tabela 7, organizado pelos blocos funcionais ilustrados na Figura 11.

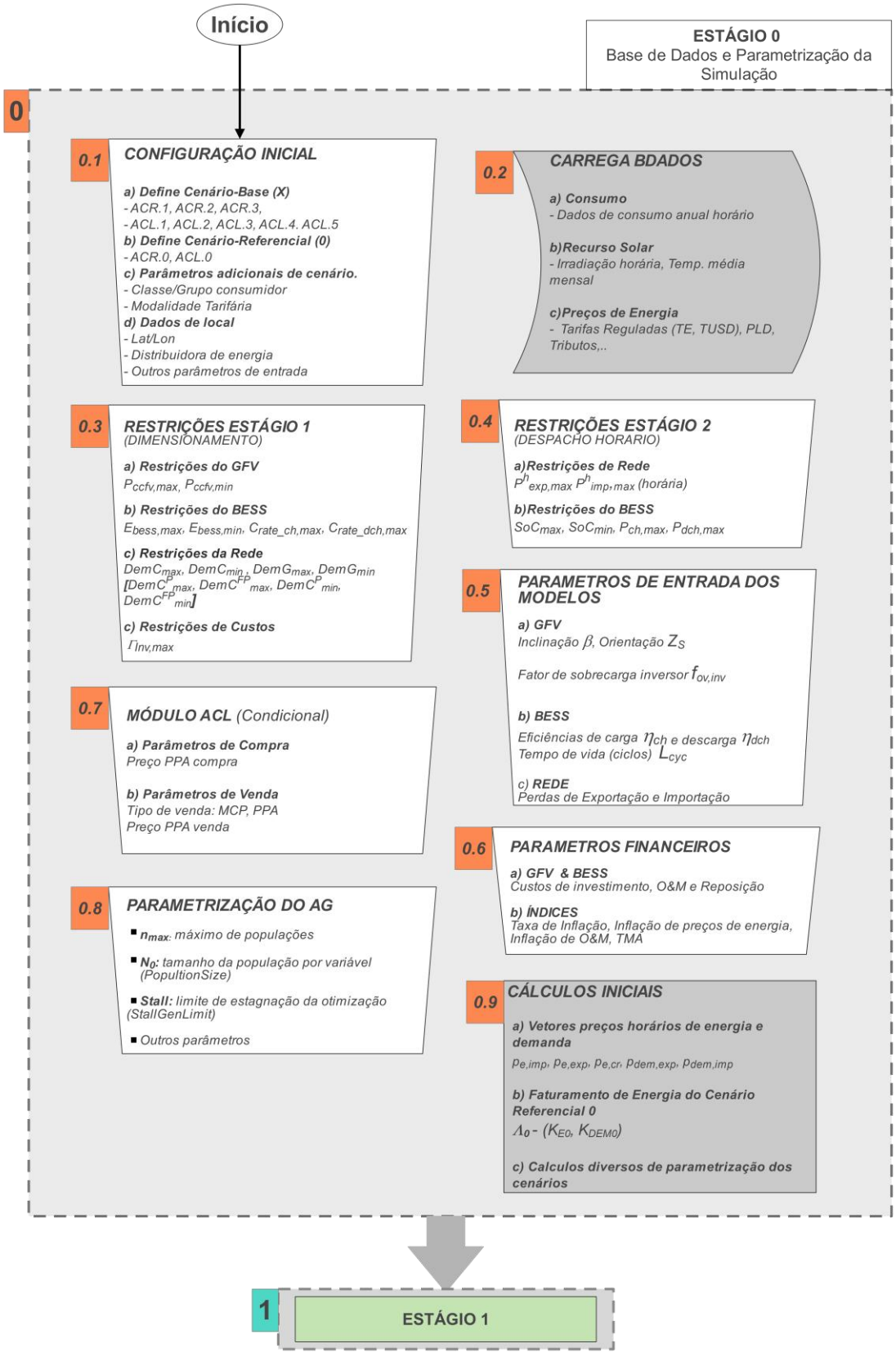
Tabela 7 - Blocos de configuração do algoritmo – Estágio 0

Bloco	Parâmetro
01	**MODO DE EXECUÇÃO DO ALGORITMO** *Escolhe entre os modos:* **Otimização global:** *otimiza todas as variáveis de dimensionamento habilitadas para o cenário.* **Otimização parcial:** *define as variáveis de dimensionamento com valores fixos informados e as variáveis otimizáveis pelo Estágio 1.* **Simulação:** *realiza a simulação do despacho ótimo com valores fixos informados de dimensionamento.* • **Simulação em lote:** *realiza simulação para um conjunto fixo de valores de dimensionamento do sistema.*
	CENÁRIO-BASE *Configura cenário X a ser otimizado* • Cenários-base tabelados: *ACR.1 – ACR.3, ACL.1 – ACL.5 (Tabela 6).* • Distribuidora de energia: *CELESC, CEMIG, COPEL etc.* • Subgrupo consumidor: *A2, A3, A4, B1, B2, B3* • Modalidade tarifária*: Verde, Azul, Branca e Convencional.* • Localização *(em coordenadas)*
	CENÁRIO-REFERÊNCIA *Configura cenário 0 de referência* • Cenários-referência tabelados: *ACR.0 – ACL.0 (Tabela 6).* • Modalidade tarifária de referência: *Verde, Azul, Branca e Convencional.* • Demanda Contratada de referência: *informa valor de $DemC_0$, quando aplicável* * Distribuidora, Subgrupo consumidor e Localização são as mesmas de cenário-base

02	***BASE DE DADOS*** *Carrega arquivos externos formatados* • Consumo: dados horários • Irradiação Global e Difusa: *dados horários* • Temperatura ambiente: *dados horários* • PLD: *dados horários* • Tarifas, tributos e postos horários: *tabelados e carregados de acordo com Distribuidora escolhida*
03	***RESTRIÇÕES ESTÁGIO 1 (DIMENSIONAMENTO)*** *Define os limites das variáveis de otimização* • GFV: *potência nominal máxima e mínima de* $P_{ccfv,nom}$ • BESS: *capacidade nominal máxima e mínima de* $E_{bess,nom}$ • REDE: *limites máximas e mínimos de demanda contratada de* $DemC^{Tn}$ *e* $DemG$ • Investimento Inicial: *limite máximo de* Γ_{Inv}
04	***RESTRIÇÕES ESTÁGIO 2 (DESPACHO)*** *Define os limites das variáveis de despacho ótimo e outras restrições do Estágio 2* • REDE: *potência máxima e mínima de exportação e importação* • BESS: *potência máxima de carga e descarga, SoC máximo e mínimo, SoH mínimo*
05	***PARÂMETROS DE ENTRADA DOS MODELOS*** *Ajusta manualmente parâmetros de entrada dos modelos do sistema* • GFV: â*ngulos de inclinação e azimute do arranjo FV, fator de sobrecarga do inversor.* • BESS: e*ficiência de round-trip, Ciclos máximos de vida útil* • REDE: *perdas percentuais de importação e exportação*
06	***PARÂMETROS FINANCEIROS*** *Ajusta manualmente parâmetros de custo de GFV e BESS e índices financeiros* • Custos unitários de investimento. • Percentuais de custo O&M e reposição. • Tempo de vida útil Inversor FV • Taxas anuais de inflação geral, de preços de energia, O&M. • TMA • Ciclo de vida do projeto: *em anos*
07	***MÓDULO ACL*** *Parametrizações dos contratos do ACL – habilitado condicionalmente ao cenário* • Compra ACL: *define preço PPA compra (R$/kWh)* • Venda ACL: *define Tipo de venda (PPA ou MCP), preço PPA venda (R$/kWh)*
08	***PARAMETRIZAÇÃO DO AG*** *Ajusta manualmente parâmetros de entrada do solver* • Número máximo de populações: *limite de iterações.* • Tamanho da população: *número fixo por variável de otimização* • Limite de estagnação: *número máximo de iterações sem melhoria da otimização.* • Funções de Cruzamento e de Mutação

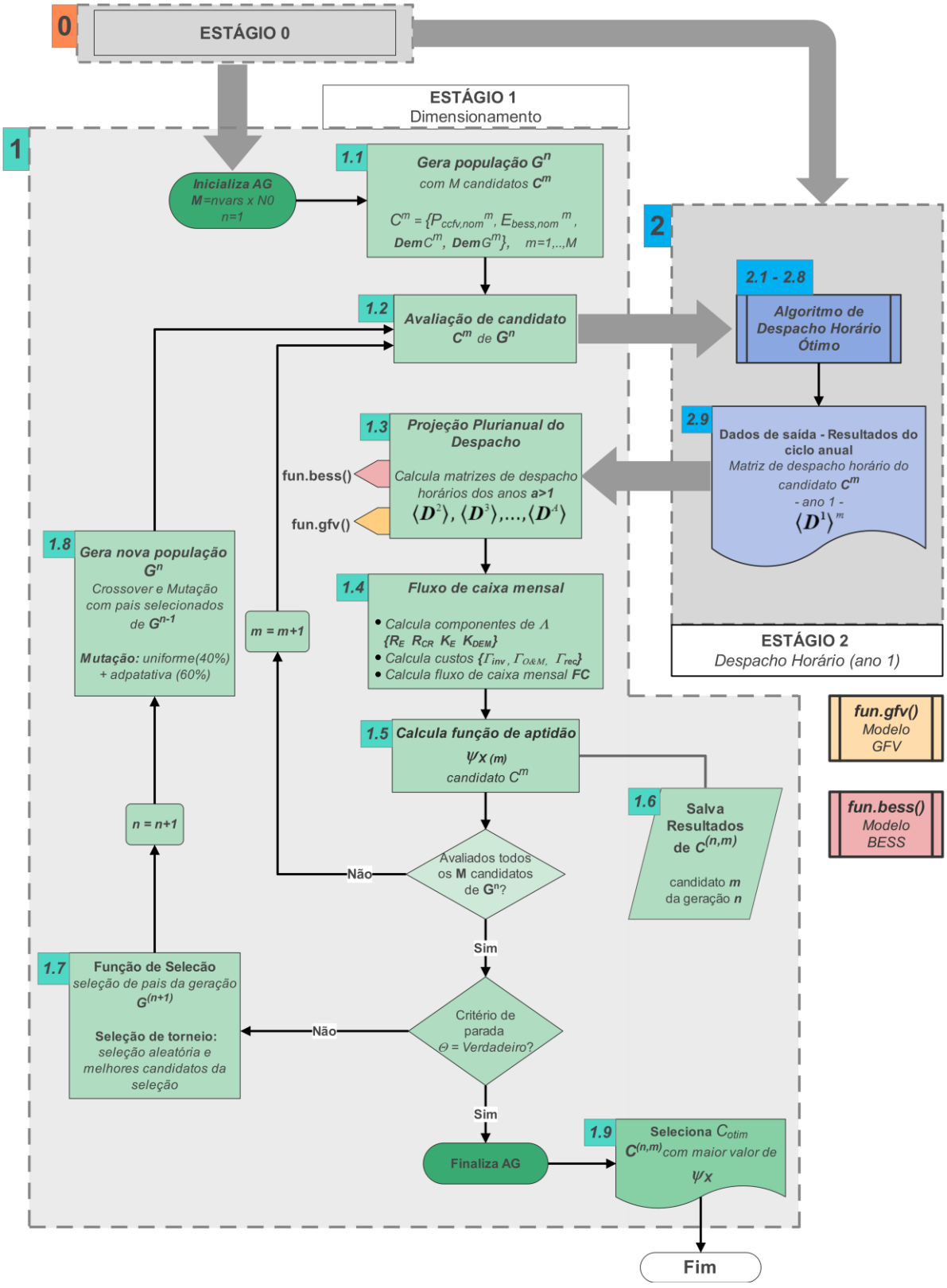
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 11 - Fluxograma detalhado da metodologia – *Etapa Inicial* (ou *Estágio 0*).



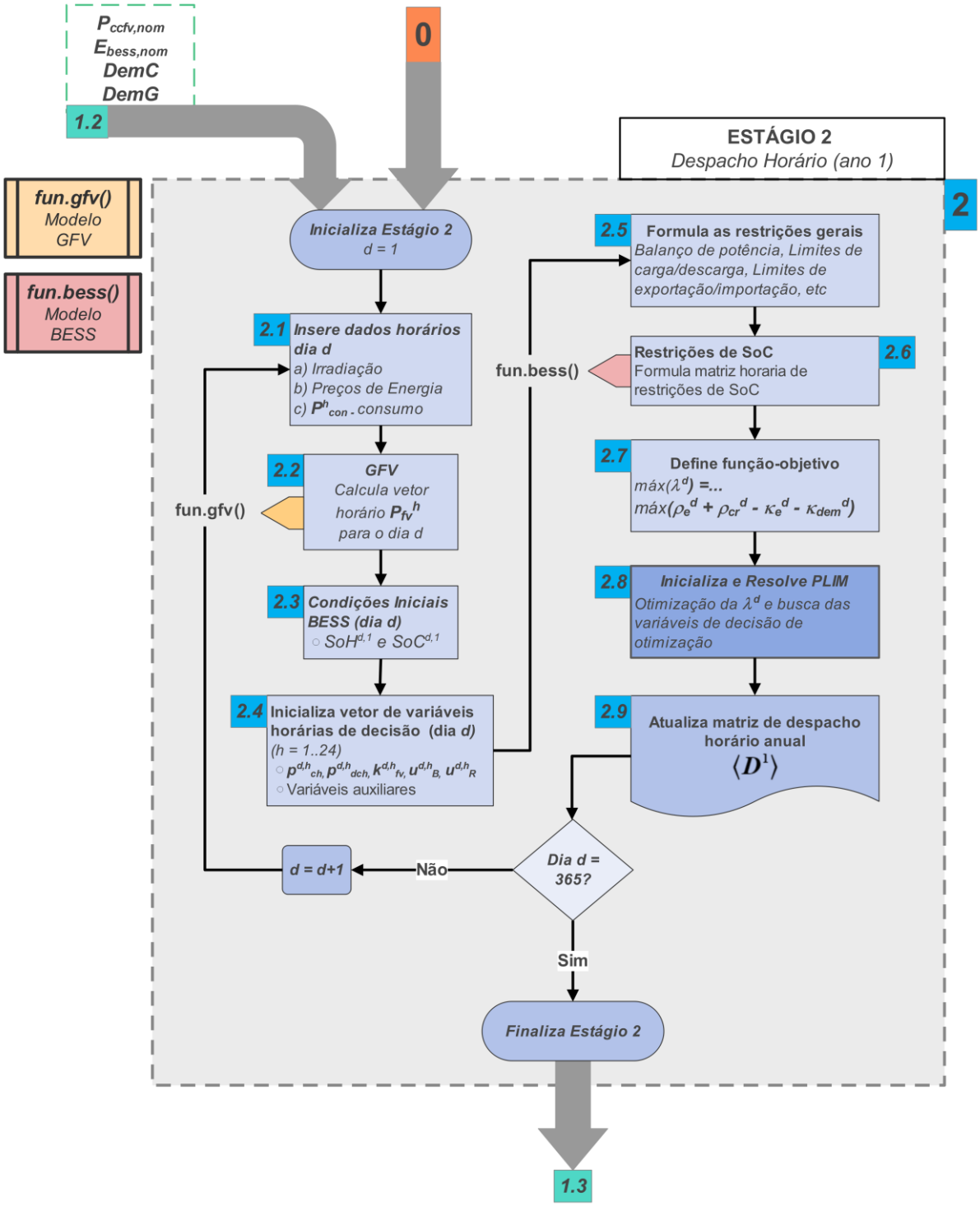
Fonte: Elaboração própria (2025)

Figura 12 - Fluxograma do algoritmo da metodologia – *Estágio 1*.



Fonte: Elaboração própria (2025)

Figura 13 - Fluxograma geral da metodologia – *Estágio 2.*



Fonte: Elaboração própria (2025)

4.6.2 Solvers

Para cada um dos dois estágios de otimização foram utilizados solucionadores (*solvers*) dedicados, compatíveis com as características de cada problema. Os *solvers* operam de forma integrada em uma arquitetura de *scripts* desenvolvida na plataforma *MATLAB* versão R2025a. A descrição e parametrização adotada para cada um dos *solvers* é descrita a seguir.

4.6.2.1 Algoritmo Genético (AG) – Estágio 1

Para a otimização do Estágio 1 foi utilizado o *solver* de algoritmo genético (AG) disponibilizado nativamente no *software* MATLAB. A escolha por um método meta-heurístico de otimização é um necessidade inerente à própria natureza do problema, dado que ψ_X é uma função do tipo *caixa-preta*, não possuindo uma forma analítica fechada, sendo de fato o encapsulamento de uma complexa rede de cálculos, que vão desde as otimizações diárias do despacho anual no Estágio 2 (e posteriormente sua projeção plurianual), passando pelas diversas relações não-lineares das componentes da função Λ_{X-0}^{m} com as variáveis de decisão, e finalmente, pelas funções de custos e de fluxo de caixa. Diante da complexidade de um espaço de busca não-linear e não-diferenciável, a utilização de metodologias de busca estocástica se apresenta como uma solução de viabilidade e eficiência para a metodologia.

Diferente metodologias meta-heurísticas são implementadas na literatura para aplicações semelhantes de dimensionamento e/ou gerenciamento de energia em sistemas híbridos, sendo as estratégias de Enxame de Partículas (Pal *et al.*, 2021; Yang *et al.*, 2020), Redes Neurais (Mohandes *et al.*, 2021) e Algoritmo Genético (Gabr; Helal; Abbasy, 2021; Garip; Ozdemir, 2022; Hassan *et al.*, 2022) as mais largamente utilizadas. A escolha pelo método do AG se mostrou mais eficaz no contexto deste trabalho pelos seguintes aspectos práticos:

- Uso de variáveis inteiras: em um problema de dimensionamento de sistemas reais, as variáveis de decisão são discretas – tal como potência nominal de geração, ou de capacidade de armazenamento de armazenamento, dado que se referem às especificações de fábrica de um de ou múltiplos equipamentos. Em coerência com

esse aspecto prático, o problema de otimização deve possuir variáveis de decisão do tipo inteiras. Além disso, tal definição permite reduzir significativamente o espaço de busca do problema, aumentando a eficiência e rapidez da otimização sem perdas de qualidade na solução ótima. O AG do MATLAB lida nativamente com variáveis inteiras, através do parâmetro *intcon,* o que não ocorre para outras meta-heurísticas tradicionais disponíveis no software como o algoritmo de Enxame de Partículas (*particleswarm).*

- Busca eficiente de máximos globais: O AG é naturalmente eficaz na busca de soluções ótimas em espaços multimodais e com múltiplos ótimos locais, na medida que explora regiões distintas do espaço de soluções simultaneamente, através de operadores de cruzamento (*crossover*) e de mutação, o que promove um balanço robusto entre a exploração e explotação de regiões promissoras.
- Paralelização do processamento: O principal gargalo computacional da metodologia desenvolvida é a avaliação da aptidão de cada indivíduo candidato (variável de dimensionamento), pois cada uma exige uma otimização anual do despacho horário. O *solver* GA, permite o uso simples e direto do processamento paralelo através da habilitação do recurso *Parallel Computing Toolbox* no MATLAB. Com esta funcionalidade, vários indivíduos de uma mesma geração são avaliados simultaneamente e de forma independente em diferentes núcleos de processamento, reduzindo drasticamente o tempo do processo de otimização completo.

Na Tabela 8 é resumida a parametrização adotada para o *solver* GA do MATLAB, onde considera-se que os demais parâmetros não explicitados foram definidos em seus valores padrão.

Tabela 8 - Parâmetros adotados para o *Solver GA()* – Estágio 1

Parâmetros	***Descrição***	***Valor adotado***	***Justificativa***
$MaxGenerations$	Máximo de Gerações	25	Nº máximo de iterações. Critério de parada principal.
$PopulationSize$	Tamanho de população	$12 \times (nº\ de\ variáveis)$	Define a população de cada geração, sendo adotado 12 indivíduos por variável de otimização
$FunctionTolerance$	Função de Tolerância	0.1 (fixo)	Critério de parada secundário, para uma variação média relativa da função-objetivo.
$StallGenLimit$	Limite de Estagnação	15	Busca encerra caso a Função de Tolerância não seja superada continuamente (estagnada) no número de iterações dada.
$MutationFcn$	Função de Mutação	Uniforme: 40% ($mutationuniform$) Adaptativa: 60% ($mutationadaptfeasible$)	Uniforme: prioriza a exploração e evita máximos locais; Adaptativa: prioriza a explotação, acelerando a otimização da região mais promissora.
$SelectionFcn$	Função de Seleção	Torneio ($selectiontournament$)	Método de seção dos indivíduos "pais" da próxima geração. A seleção por torneio resulta num equilíbrio entre em diversidade e seleção dos melhores indivíduos.
$CrossoverFraction$	Fração de Cruzamento	0.75	Proporção de indivíduos da próxima geração criados por cruzamento (0 – 1). Um valor alto favorece a explotação de boas soluções.

Fonte: Elaboração própria (2025)

4.6.2.2 Programação Linear Inteira Mista (PLIM) – Estágio 2

O *solver* utilizado para o problema de otimização de despacho diário foi o *Gurobi Optimizer* versão 12.0, integrado à estrutura do algoritmo do MATLAB. A formulação do problema de otimização do Estágio 2 como do tipo determinístico, e solucionável através de PLIM, se torna possível devido a linearidade da função-objetivo λ^d e do conjunto de restrições operacionais inseridas, resultando em soluções de despacho diário otimamente exatas, em tempos de execução relativamente curtos (normalmente inferior a 120 segundos para o ciclo anual completo, nos cenários simulados).

Segundo Tenfen (2015), o *solver* Gurobi Optimizer apresenta como características atrativas para problemas de otimização de gerenciamento de energia:

- Técnicas de *Presolve*: No início do processo de otimização principal, o *solver* aplica rotinas de pré-processamento que analisam a estrutura matemática do problema, removendo restrições redundantes ou aprimorando-as, aplicando técnicas de substituição de variáveis, entre outras simplificações que reduzem o tempo de processamento.
- Exploração de Esparsidade: utiliza algoritmos internos otimizados para o tratamento eficiente de matrizes esparsas, as quais são típicos em problemas de despacho ótimo.
- Geração de Planos de Corte (*Cutting Planes*): durante a busca pela solução ótima inteira, o *solver* utiliza algoritmos sofisticados, como o *Branch-and-Cut,* que adicionam dinamicamente novas restrições (ou planos de corte), que progressivamente eliminam regiões do espaço de soluções que não contêm a solução ótima, reduzindo o tempo de convergência.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados e as discussões provenientes da aplicação da metodologia de otimização desenvolvida. Os estudos de caso foram estruturados para validar o modelo e, sobretudo, para investigar a viabilidade de BESS distribuído em cenários de alta relevância para o atual contexto do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Para tanto, a análise foi dividida em duas frentes principais, escolhidas por sua pertinência e aplicabilidade prática, porém com diferentes premissas:

i) *Análise de viabilidade de BESS no SCEE (ACR.3):* A primeira frente investiga a viabilidade da hibridização de investimento de sistemas de GFV com BESS no cenário ACR.3. Para identificar os principais vetores de valor e testar a robustez do modelo, foi conduzida uma análise de sensibilidade, avaliando o retorno do investimento sob múltiplas variáveis: duas estruturas tarifárias distintas e representativas do mercado (distribuidoras CELESC e CEMIG), dois perfis de consumo típicos de grande porte (Comercial e Industrial) e três patamares de custo de investimento para o BESS, que vão desde os valores conservadores atuais até projeções futuras mais competitivas. Os resultados ótimos dos cenários ACR.3 são comparados com cenários ACR.2 de referência, de forma a isolar o real ganho introduzido pelo investimento em BESS.

ii) *Análise de aplicação BESS para estratégia zero-grid (ACL):* A segunda frente avalia o impacto da inserção de um BESS para Autoprodutores de Energia no ACL que operam sob a restrição de não-venda de excedentes (cenários ACL.1, ACL.2 e ACL.3). Dada a natureza de *prova de conceito* desta análise, ela foi concebida como um estudo de caso focado em isolar e quantificar claramente o valor que o armazenamento agrega ao recuperar a energia que seria perdida por *curtailment*, a simulação concentrou-se em um único perfil de consumo (Comercial), sob a estrutura de TUSD da CEMIG, preços típicos de contratos de CCEAL atuais, e com um único custo-base de referência para o BESS.

A escolha por focar nestas duas frentes de análise é deliberada e reflete os desafios mais urgentes para a viabilização do armazenamento de energia por baterias no país. A investigação aprofundada do mercado regulado atende à demanda imediata de um universo massivo de prossumidores que, diante das novas regras do

SCEE, e dos obstáculos operacionais e financeiros daí provenientes (restrições por inversão de fluxo, e cobranças de encargos de Fio B, entre outros), carece de ferramentas e análises que modelem de forma ampla todo o conjunto de aplicações possíveis de BESS distribuídos no ambiente cativo. Similarmente, a análise da estratégia *zero-grid* no mercado livre aborda um segmento em franca expansão pelo contexto de abertura do mercado livre, e o qual atualmente recorre a soluções subótimas pela carência de estudos que balizem modelos de negócios firmes para BESS nestes cenários.

Este capítulo está estruturado da seguinte forma:

- **Premissas dos cenários simulados:** são apresentadas todas as principais definições de parametrização das simulações e dados de entrada, incluindo perfis de consumo, dados climáticos, preços de energia, custos de investimento e índices financeiros e parâmetros dos modelos físicos do sistema.
- **Análises de estudos de caso no ACR:** os resultados do dimensionamento ótimo, da viabilidade financeira e do gerenciamento de energia para o cenário ACR.3 são discutidos, com ênfase na avaliação da melhoria de desempenho das métricas financeiras advindas da nova metodologia de otimização proposta.
- **Análises de estudo de caso no ACL:** discute-se os resultados de otimização (viabilidade financeira e gerenciamento de energia) dos três cenários *zero-grid* (sem venda de excedentes) do ACL.
- **Análise de distribuição do dimensionamento:** os dados do histórico de convergência do AG para os estudos de caso do ACR são utilizados para uma análise crítica de dispersão das variáveis de dimensionamento e das métricas financeiras relacionadas.

5.1 Premissas dos cenários simulados

A robustez dos resultados de uma simulação de otimização depende diretamente da qualidade e representatividade das suas premissas de entrada. Esta seção detalha os cinco pilares sobre os quais os estudos de caso foram construídos: os *perfis de consumo*, que definem a demanda a ser atendida; os *dados climáticos*, que determinam o recurso solar disponível; os *preços e tarifas de energia*, que estabelecem o cenário econômico; os *custos de investimento e premissas financeiras*, que balizam a análise de viabilidade do projeto; e, finalmente, os *parâmetros físicos do sistema,* que completam os modelos físicos.

5.1.1 Perfis de consumo

As simulações foram realizadas com base em dois perfis de consumo reais de unidades consumidoras de grande porte localizadas em Florianópolis-SC, aqui denominados *Comercial* e *Industrial*. Ambos os perfis são de unidades consumidoras existentes localizadas em Florianópolis-SC. Os dados horários de medição foram obtidos na plataforma Dados Abertos da CCEE (CCEE, 2025), e representam o consumo de base, pois as unidades não possuem GFV ou BESS *in situ*.

A seguir são detalhadas as características dos dois perfis de consumo estudados.

5.1.1.1 Perfil Comercial

O perfil Comercial corresponde a supermercado varejista, atendida pela rede de distribuição de média tensão da CELESC, cujos descrição resumida é apresentada na Tabela 9. Sua principal característica é a sazonalidade de consumo, com picos nos meses de verão associados ao uso intensivo de sistemas de climatização e refrigeração, o que é verificado pela Tabela 10. O perfil horário é típico do setor, com alta demanda durante o horário de funcionamento e uma carga de base relevante no período noturno.

Tabela 9 - Dados da unidade consumidora de perfil Comercial

Perfil de consumo	*Comercial*
Tipo de atividade	*Supermercado varejista*
Localização	*Florianópolis-SC*
Distribuidora	*CELESC*
Grupo Consumidor	*A4*
Modalidade Tarifária	*Verde*
MUSD contratado	*320 kW (posto único)*
Potência nom. de Subestação particular	*500kVA*
Dados de Consumo anual	
Consumo total	*1134.9 MWh*
Consumo F. Ponta	*980.8 MWh*
Consumo Ponta	*154.0 MWh*
Demanda máx. F. Ponta	*302.3 kW*
Demanda máx. Ponta	*312.7 kW*
Fator de Carga	*0.41*

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 10 - Consumo mensal de energia do perfil Comercial.

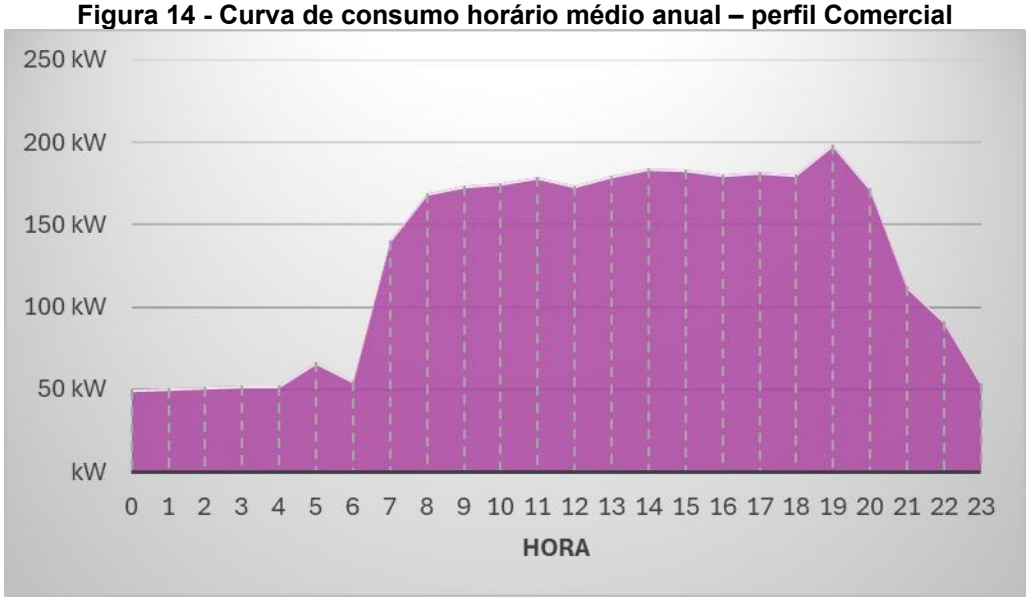
Mes	Consumo Total (kWh)	Consumo P (kWh)	Consumo FP (kWh)	Demanda Máx. (kW)
Jan	113,795	15,692	98,102	297
Fev	104,313	14,683	89,630	302
Mar	118,848	16,755	102,093	308
Abr	93,821	12,367	81,454	263
Mai	84,876	11,836	73,040	246
Jun	75,802	10,338	65,464	245
Jul	77,465	9,661	67,803	200
Ago	81,351	11,202	70,149	237
Set	82,882	10,660	72,222	235
Out	84,910	11,243	73,667	241
Nov	99,803	14,308	85,495	270
Dez	117,043	15,274	101,769	313
Total	**1,134,908**	**154,019**	**980,888**	**313**

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com base nos dados de consumo horário, é possível construir o perfil de carga horário médio anual da unidade (a média do consumo de cada hora para o ciclo anual completo), resultando no gráfico da Figura 14. O perfil horário é típico do setor, com

alta demanda durante o horário de funcionamento e uma carga de base relevante no período noturno.

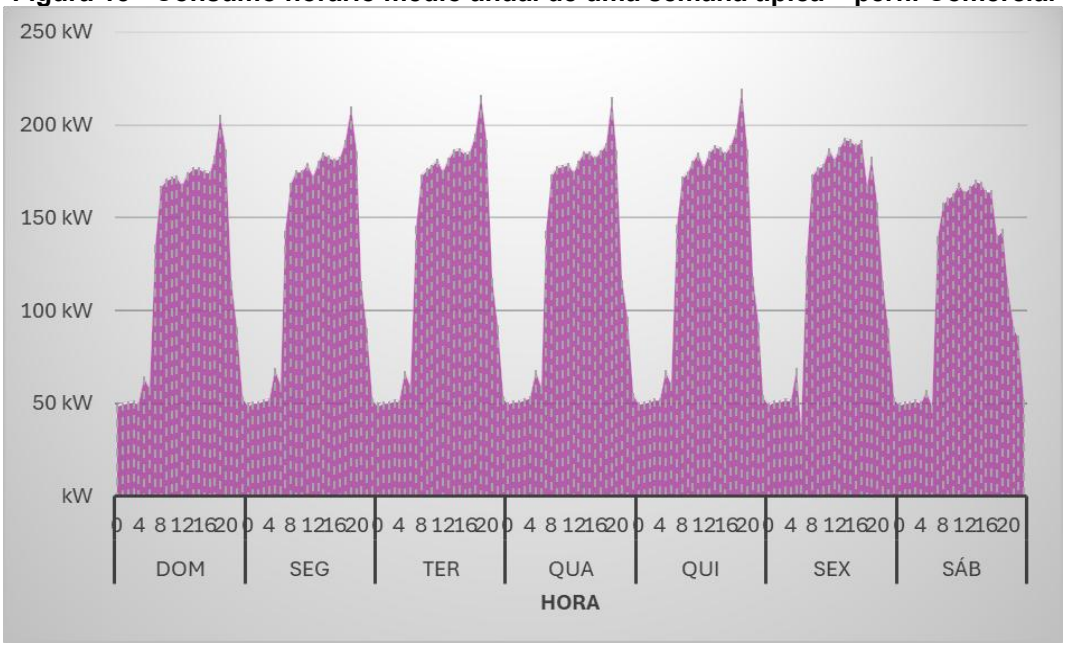
Figura 14 - Curva de consumo horário médio anual – perfil Comercial



Fonte: Elaboração própria (2025).

Por fim, observa-se, através do consumo horário de uma semana típica (construída através do perfil de consumo diário médio de cada um dos sete dias semanais), representando na Figura 15, que o perfil Comercial praticamente não apresenta distinção entre dias de semana e finais de semana.

Figura 15 - Consumo horário médio anual de uma semana típica – perfil Comercial



Fonte: Elaboração própria (2025).

5.1.1.2 Perfil Industrial

O perfil Industrial refere-se a uma indústria de equipamentos elétricos, conectada à rede de média tensão da CELESC e possuindo duas subestações particulares fisicamente separadas de 750kVA de capacidade nominal cada, totalizando 1500kVA de potencial transformadora total da unidade. Na Tabela 11 são apresentados os demais dados principais do perfil Industrial.

Tabela 11 - Dados da unidade consumidora de perfil Industrial

Perfil de consumo	*Industrial*
Tipo de atividade	*Indústria de equipamentos elétricos*
Localização	*Florianópolis-SC*
Distribuidora	*CELESC*
Grupo Consumidor	*A4*
Modalidade Tarifária	*Verde*
MUSD contratado	*510 kW (posto único)*
Potência nom. de Subestação particular	*1500kVA (2x750kVA)*
Dados de Consumo anual	
Consumo total	*2566.23 MWh*
Consumo F. Ponta	*2320.02 MWh*
Consumo Ponta	*245.9 MWh*
Demanda máx. F. Ponta	*613.6 kW*
Demanda máx. Ponta	*479.1 kW*
Fator de Carga	*0.48*

Fonte: Elaboração própria (2025).

A unidade industrial possui caráter de sazonalidade de sua operação, apresentando período de férias/recesso no mês de dezembro, o que se traduz na redução de consumo significativo de energia neste mês, verificado pela Tabela 12.

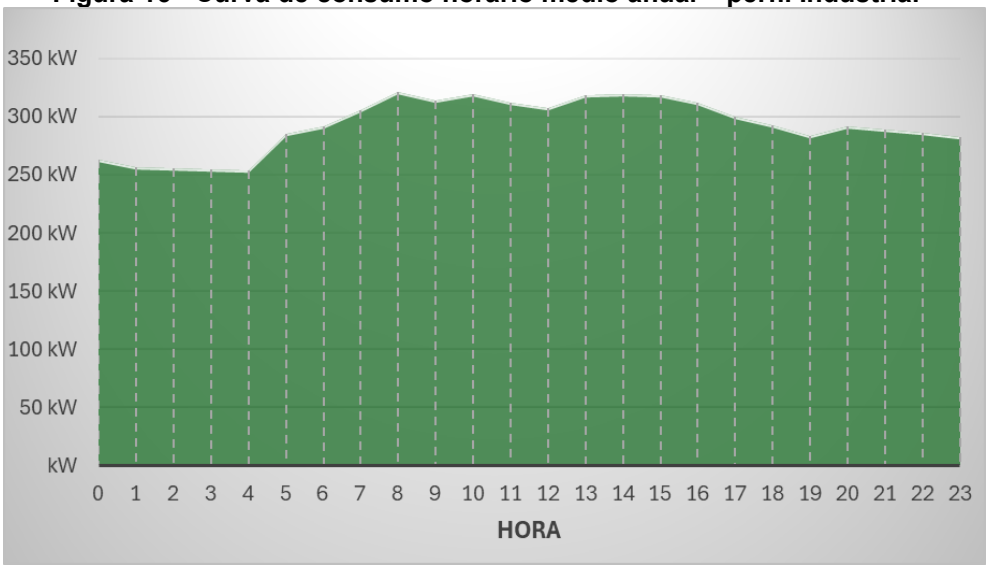
Tabela 12 - Consumo mensal de energia do perfil Industrial – cenário-referência ACR.0

Mes	Consumo Total (kWh)	Consumo P (kWh)	Consumo FP (kWh)	Demanda Máx. (kW)
Jan	227,750	20,963	206,787	571
Fev	219,156	20,412	198,743	528
Mar	245,314	23,232	222,082	533
Abr	192,579	17,732	174,846	453
Mai	227,816	22,606	205,211	483
Jun	225,338	23,016	202,322	467
Jul	229,717	20,956	208,760	496
Ago	227,347	21,767	205,580	613
Set	214,815	20,093	194,722	462
Out	195,397	20,262	175,136	560
Nov	211,421	21,204	190,217	516
Dez	149,975	13,720	136,255	507
Total	**2,566,623**	**245,963**	**2,320,660**	**613**

Fonte: Elaboração própria (2025).

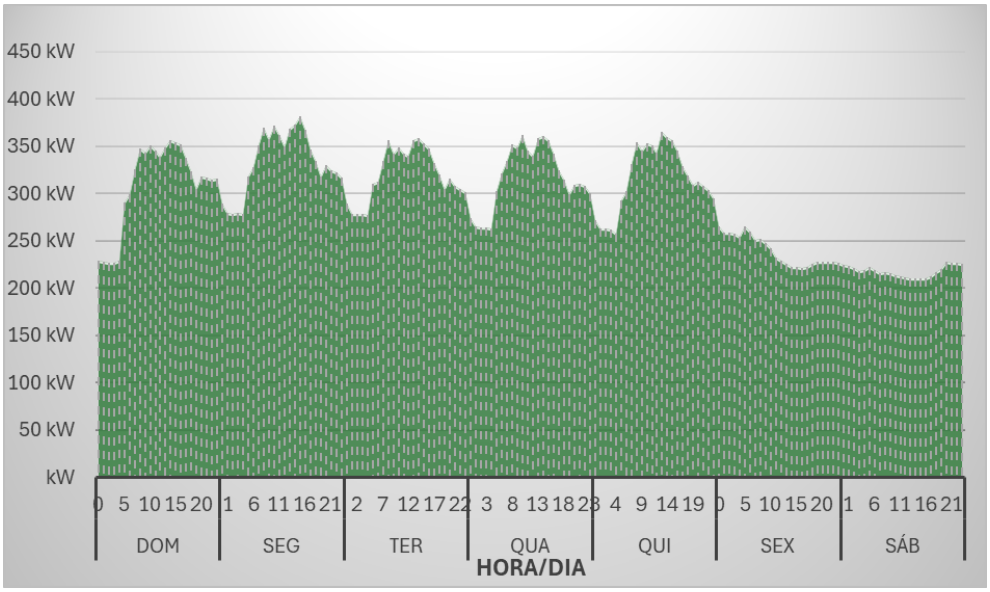
Este perfil se distingue por uma curva de carga *quasi*-constante ao longo do dia, com alto fator de carga – característica típica de atividade industrial, e uma clara distinção entre a operação em dias de semana e a redução de atividade nos finais de semana, conforme mostrado nas Figura 16 e Figura 17.

Figura 16 - Curva de consumo horário médio anual – perfil Industrial



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 17 - Consumo horário médio anual de uma semana típica – perfil Industrial



Fonte: Elaboração própria (2025).

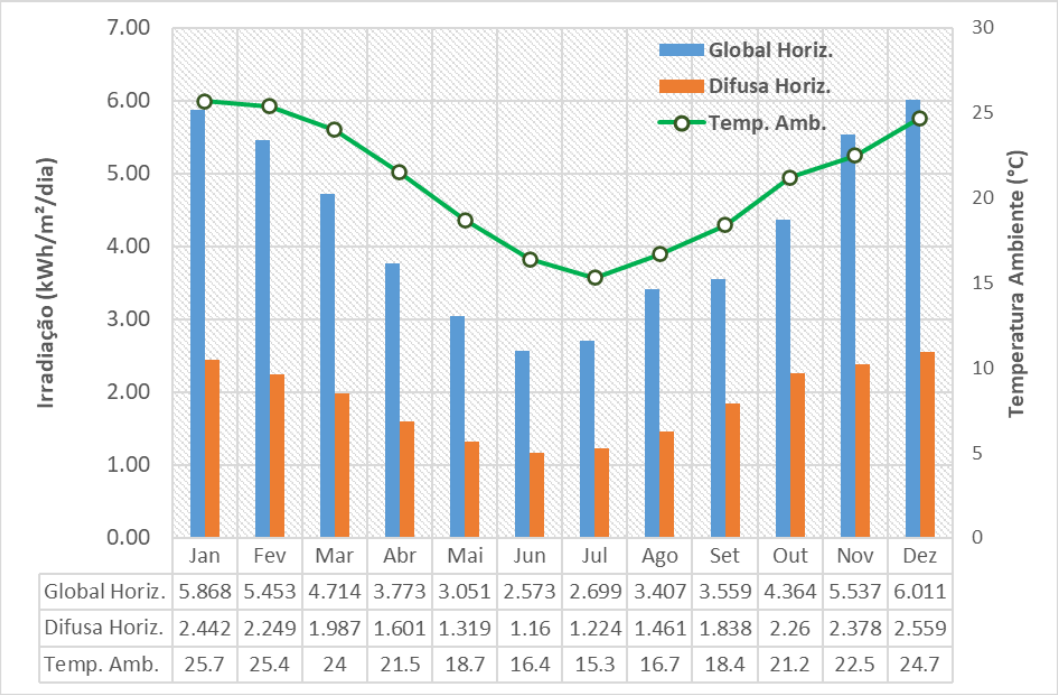
5.1.2 Dados climáticos

A localização adotada para os dados climáticos utilizados pelas simulações é a mesma das unidades consumidoras descritas na seção 5.1.1, Florianópolis-SC. A base de dados climáticas adotada neste trabalho é a do Atlas Brasileiro de Energia Solar do INPE (INPE, 2017), de onde foram utilizadas as referências de irradiação global e irradiação difusa horizontal mensal de um ano meteorológico típico (TMY). No entanto, haja vista que o modelo do GFV implementando e detalhado na seção 3.2 não utiliza modelos de transformação de dados de irradiação mensal para horária, e dado que o Atlas Solar do INPE fornece apenas médias mensais de irradiação, foi necessário a obtenção de dados horários sintéticos de irradiação a partir das médias mensais. Para tanto, foi utilizada a ferramenta de geração de dados de irradiação horários sintéticos do *software PVsyst* (PVsyst, 2025b), que utiliza a composição de diferentes modelos matemáticos de transformação da base de tempo da irradiação global e difusa horizontal, a partir de valores mensais médios informados (PVsyst, 2025d).

Em relação à temperatura ambiente, necessária também na base horária para o modelo do GFV, foi utilizada a base de dados do *Meteonorm,* com geração sintética da temperatura hora a hora através do *PVsyst* (PVsyst, 2025a).

Os valores acumulados médios mensais de irradiação e temperatura dos dados utilizados são mostrados na Figura 18.

Figura 18 - Valores médios mensais climáticos utilizados para Florianópolis-SC.



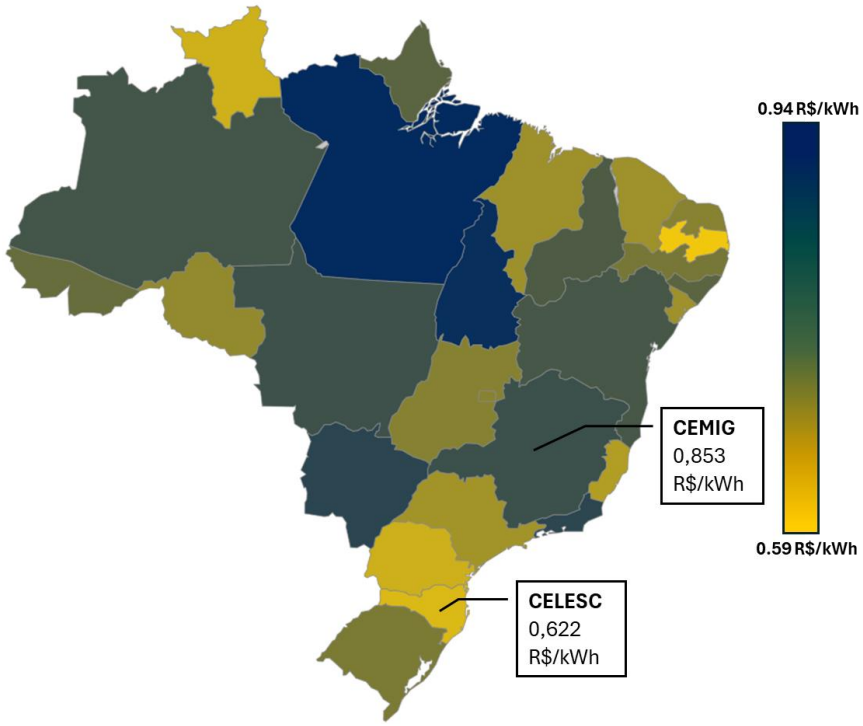
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Global Horiz.	5.868	5.453	4.714	3.773	3.051	2.573	2.699	3.407	3.559	4.364	5.537	6.011
Difusa Horiz.	2.442	2.249	1.987	1.601	1.319	1.16	1.224	1.461	1.838	2.26	2.378	2.559
Temp. Amb.	25.7	25.4	24	21.5	18.7	16.4	15.3	16.7	18.4	21.2	22.5	24.7

Fonte: Elaboração própria (2025).

5.1.3 Preços e tarifas de energia

A análise de sensibilidade da viabilidade financeira utiliza como base as estruturas tarifárias das concessionárias CELESC e CEMIG. Conforme ilustrado no mapa nacional de categorização da tarifas residenciais da Figura 19 (ANEEL, 2025b), a escolha foi deliberada por representarem extremos no cenário nacional: a CELESC situa-se em uma das faixas de menor custo tarifário, enquanto a CEMIG apresenta uma das mais elevadas. Esse referencial de custos, apesar de se aplicar ao Grupo B de consumidores residenciais com tarifa convencional monômia pode ser ampliado aos consumidores do Grupo A - foco dos estudos de caso aqui apresentados, na medida que os valores de encargos das componentes tarifárias – sobretudo os encargos de TUSD Fio B - para todos os grupos/subgrupos tarifários, preservam uma significativa proporcionalidade em relação à densidade de unidades consumidoras da área de concessão da distribuidora (ANEEL, 2023a).

Figura 19 - Mapa de tarifas residenciais de energia por distribuidora, em R$/kWh – ano-base 2025.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2025)

Os detalhes dos componentes e valores de tarifas e tributos, bem como as regras de tributação aplicada sobre as componentes tarifárias, em cada uma das duas distribuidoras, estão resumidos na Tabela 13, onde são igualmente dados os preços finais horários calculados (conforme Apêndice A) de energia e demanda no ACR.

Os valores da Tabela 13 estão baseados revisão tarifária de 2024 da CELESC (ANEEL, 2024b) e de 2025 da CEMIG (ANEEL, 2025c). A precificação dos créditos de energia do SCEE contempla a regra de transição de cobrança da componente de fio B sobre a energia injetada, conforme Lei 14.300 (Brasil, 2022b), para o enquadramento de GD II, considerando-se ano inicial de aplicação de 2025. Em relação à tributação sobre energia importada e exportada, os valores e regras de incidência de ICMS foram referenciados aos atualmente vigentes para o estados de Santa Catarina e Minas Gerais (tendo em vista ser um imposto de incumbência estadual), enquanto que os tributos federais de contribuição de PIS/COFINS, sendo variáveis mês a mês devido ao regime de tributação vinculado à receita da distribuidora de energia, optou-se arbitrariamente pela utilização do mês de referência de janeiro/2025.

Tabela 13 - Tarifas e tributação de energia do ACR, referentes às concessionárias CELESC e CEMIG, ano referência 2025.

Subgrupo consumidor			***A4***	
Modalidade tarifária			*Verde*	
Distribuidora			***CELESC***	***CEMIG***
Simbologia	***Descrição***	***Unidade***	***Valores***	
Componentes Tarifárias (valores sem tributos)				
-	*TE Ponta*	R$/MWh	456.91	475.91
-	*TE Fora Ponta*	R$/MWh	286.47	296.77
-	*TUSD E. Ponta*	R$/MWh	998.00	1809.05
-	*TUSD E. Fora Ponta*	R$/MWh	106.86	153.23
-	*TUSD Demanda Consumo*	R$/kW	17.71	22.81
-	*TUSD E. Ponta: Fio B*	R$/MWh	606.27	1314.18
-	*TUSD E. Fora Ponta: Fio B*	R$/MWh	0	0
-	*TUSD Demanda Geração*	R$/kW	3.93	13.01
Custos unitários energia e demanda (valores com tributos) - ACR				
$\chi^{P}_{e,imp.acr}$	*Compra de Energia Ponta*	R$/kWh	1.8384	2.8927
$\chi^{FP}_{e,imp.acr}$	*Compra de Energia Fora Ponta*	R$/kWh	0.4970	0.5697
$\chi^{P}_{e,cr}$	*Crédito SCEE Ponta*	R$/kWh	1.4937	2.1440
$\chi^{FP}_{e,cr}$	*Crédito SCEE Fora Ponta*	R$/kWh	0.4970	0.5697
$\chi_{dem,imp}$	*Demanda Consumo (DemC)*	R$/kW	22.38	28.88
$\chi_{dem,exp}$	*Demanda Geração (DemG)*	R$/kW	4.97	16.47
Parâmetros de tarifas				
f_{pen}	*Fator de penalidade de demanda*	-	2,0	
tol_{imp}	*Toler. ultrapassagem DemG*	%	1.00	
tol_{exp}	*Toler. ultrapassagem DemC*	%	5.00	
r_{fioB}	*Fator de redução Fio B (SCEE), GD II, 2025*	-	0.45	
Tributos				
-	*ICMS*	%	17.00	18.00
-	*PIS*	%	0.83	0.65
-	*COFINS*	%	3.82	3.02
-	*Forma de aplicação ICMS*	-	Por dentro	Por dentro
Regras de aplicação de tributos				
ACR: ICMS – TE consumo			Sim	Sim
ACR: PISCOFINS – TE consumo			Sim	Sim
ACR: ICMS – TUSD consumo			Sim	Sim
ACR: PISCOFINS – TUSD consumo			Sim	Sim
SCEE: ICMS - TE crédito			Isento	Isento
SCEE: PIS/COFINS - TE crédito			Isento	Isento
SCEE: ICMS - TUSD crédito			Isento	Isento
SCEE: PIS/COFINS - TUSD crédito			Isento	Isento

Fonte: Elaboração própria, 2025.

A fim de isolar o impacto exclusivo das diferentes magnitudes tarifárias e garantir a comparabilidade direta dos resultados, uma padronização metodológica foi adotada em relação às faixas horárias dos postos tarifárias, utilizando o mesmo posto horário de ponta (18:30h às 21:30h, referência CELESC) para todas as simulações, incluindo as da CEMIG. Essa abordagem neutraliza variáveis geográficas, como a distinta disponibilidade de recurso solar nos horários de ponta reais de cada concessionária (17:00h-20:00h para a CEMIG), permitindo uma análise focada estritamente na sensibilidade financeira aos diferentes níveis de preço. Embora os perfis de consumo também possam variar regionalmente, este aspecto foi considerado uma incerteza dos resultados.

5.1.4 Parâmetros de contrato e preços de energia no ACL

Para o ACL, os parâmetros de CCEAL de compra de energia foram simplificados para os propósitos das simulações. Sendo assim, aspectos mais específicos referentes à contratos de *PPA*, tais como modulação, sazonalidade, *take or pay* e mesmo a estimação detalhada de encargos setoriais, não são tratados nas simulações. Foi adotado um preço fixo de contrato de *PPA*, baseado em índices médios ponderados praticados pelo mercado, com base na referência Dcide (2025), para o período de abril de 2025. Os principais encargos setoriais inclusos na formação do preço da energia livre foram ESS (Encargo de Serviços do Sistema), EER (Encargo de Energia de Reserva) e Contribuição CCEE. Dado que tais encargos são variáveis e apurados mês a mês pela CCEE, foram considerados valores estimados obtidos em consultas junto a comercializadoras de energia. Por fim, as demais componentes de TUSD, tributos e parâmetros de tarifa segue os mesmos adotados para no ACR para a concessionária CEMIG, na Tabela 13.

Em relação aos montantes contratados de energia, foi adotada uma flexibilidade de 100% em relação à energia importada do cenário-referência ACL.0, não havendo assim restrições impostas à otimização quanto à redução (ou mesmo aumento) do total de energia importada nos cenários simulados do ACL. Na Tabela 14 são resumidas as definições de preços e contratos de energia para os cenários ACL.

Tabela 14 - Preços e parâmetros assumidos de contratação de energia no ACL.

Subgrupo Consumidor			***A4***
Modalidade Tarifária			*Verde*
Distribuidora			***CEMIG***
Modulação de Contrato			***Flat***
Flexibilidade			***100%***
Simbologia	***Descrição***	***Unidade***	***Valores***
Componentes de preços de compra de Energia Livre (PPA_{buy})			
	PPA de compra de energia	R$/MWh	260.0
Encargos CCEE			
-	*Encargo ESS*	R$/MWh	4,5
-	*Encargo ESR*	R$/MWh	15,0
-	*Contribuição CCEE*	R$/MWh	0,5
Componentes de TUSD energia e demanda (valores sem tributos)			
Iguais ao ACR -Tabela 13			
Custos unitários de energia e demanda (valores com tributos) - ACL			
$\chi^{P}_{e,buy.ppa}$	*Custo uni. de imp. de energia hora P*	R$/kWh	2.6316
$\chi^{FP}_{e,buy.ppa}$	*Custo uni. de imp. de energia hora FP*	R$/kWh	0.5354
$\chi_{dem,imp}$	*Demanda Consumo (DemC)*	R$/kW	28.88
$\chi_{dem,exp}$	*Demanda Geração (DemG)*	R$/kW	16.47
Parâmetros de tarifas e tributos			
Iguais ao ACR - Tabela 13 *(Exceto Fator de redução Fio B)*			
Regras de aplicação de tributos			
ACL: ICMS - PPA compra		Sim	
ACL: PIS/COFINS - PPA compra		Sim	
ACL: ICMS - TUSD		Sim	
ACL: PIS/COFINS sobre TUSD		Sim	

Fonte: Elaboração própria, 2025.

5.1.5 Custos e premissas financeiras

As premissas de custos e os índices financeiros adotados nas simulações buscam refletir as condições atuais de mercado e as projeções futuras para as tecnologias. A Tabela 15 apresenta um resumo consolidado de todos os parâmetros financeiros utilizados. As subseções a seguir detalham as principais definições para os custos dos sistemas GFV e BESS.

Tabela 15 - Custos e parâmetros financeiros adotados

Parâmetro	***Valor***	***Referência***
	Custos de referência	
GFV: Custo inicial	2250 R$/kWcc	(Greener, 2025)
GFV: Reposição Inv. FV (% Custo inicial)	20% [1]	(IRENA, 2022; Javeed *et al.*, 2021)
GFV: Custo fixos	0 – 75 kWca: R$ 0,00 75 – 300 kWca: R$ 60.000,00 Acima de 300 kWca: R$ 210.000,00	*Autor*
GFV: Custo de O&M (% Custo inicial)	3%/ano [2]	(Javeed *et al.*, 2021)
BESS: Custo inicial	Variável, conforme Figura 20	(EPE, 2024; NREL, 2024)
BESS: Reposição (% Custo inicial)	60% [1]	(Javeed *et al.*, 2021; NREL, 2024)
GFV: Custo de O&M (% Custo inicial)	0.5%/ano [2]	(Pinto; Naspolini; Rüther, 2024)
Vida útil Inversor FV	10 anos	(Duman *et al.*, 2022)
Vida útil BESS	Calculado pelo modelo do SoH	-
Vida útil do projeto	25 anos	*Adotado*
	Índices financeiros	
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10.0%/ano	*Adotado*
Taxa de reinvestimento	10.0%/ano	*Adotado*
Inflação geral	5.5%/ano	(IBGE, 2025)
Inflação de preços de energia	8.0%/ano	(ABRACEEL, 2025)
Inflação de custos de O&M	3.0%/ano	(ANEEL, 2024a)

[1] Valor absoluto corrigido no ano de reposição pela inflação geral anual
[2] Valor absoluto corrigido anualmente pela inflação anual de custos O&M

Fonte: Elaboração própria (2025).

5.1.5.1 Custos do GFV

O custo de investimento do GFV foi modelado com uma parcela variável de 2.250,00 R$/kWp, baseado na referência Greener (2025), um custo médio atual de mercado observado para todas as faixas de potência de até 5MW em MMGD, e que compreende equipamentos, materiais e serviços (*turn-key*). Adicionalmente, foram incluídos custos fixos estratificados por faixas de potência para representar as adequações mandatórias na interface de conexão à rede, como a instalação de relés de proteção multifunção e religadores, conforme referência das normativas técnicas da distribuidora CELESC (CELESC, 2017, 2020).

Para a análise plurianual, considerou-se um ciclo de vida de 10 anos para o inversor fotovoltaico, uma premissa mais conservadora que os 15 anos frequentemente citados na literatura, porém mais alinhada a observações práticas de desempenho destes sistemas (Duman et al., 2022; Friedman et al., 2024; Javeed et al., 2021). O custo de reposição do inversor FV é baseado no percentual de participação deste sobre o custo inicial de investimento no GFV, atualmente estimado em 20% (IRENA, 2022; Javeed et al., 2021), e corrigido pela taxa de inflação anual geral de preços para ano de reposição.

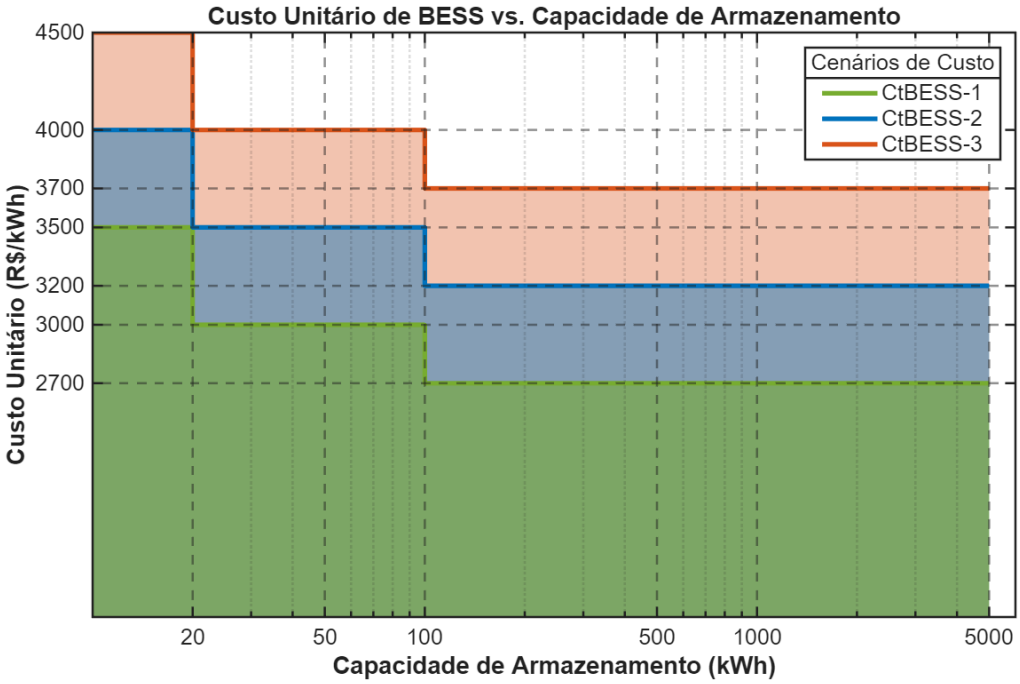
Por fim, o custo anual unitário de O&M (R$/kWcc/ano) do GFV é calculado como um percentual do custo unitário inicial, e inclui principalmente os custos médios de serviços de limpeza dos módulos FV, manutenção preventiva e reposição de módulos danificados. A estes custos é aplicada a inflação anual de 3% de preços de O&M, verificada inferior à inflação geral de preços, conforme apontado em (ANEEL, 2024a).

5.1.5.2 Custos do BESS

Os custos unitários de investimento inicial em BESS são dados em função da capacidade nominal de armazenamento de energia do banco de baterias (R$/kWh), que, de forma equivalente ao GFV, envolve o custo da solução *turn-key.* As análises de sensibilidade do dimensionamento do BESS consideram três patamares de custos unitários: $CtBESS_1$ (C1), $CtBESS_2$ (C2), e $CtBESS_1$ (C3), tendo cada patamar os custos unitários variáveis de forma estratificada por faixa de capacidade de

armazenamento, conforme ilustrado na Figura 20. Estes cenários abrangem desde os valores mais conservadores, próximos aos praticados no mercado nacional (EPE, 2024), até projeções mais competitivas alinhadas às tendências de mercados internacionais para 2030 (NREL, 2024).

Figura 20 - Patamares de custos de investimento inicial em BESS, em R$/kWh, utilizados na análise de sensibilidade.



Fonte: Elaboração própria (2025).

A reposição do sistema BESS é acionada dinamicamente quando o Estado de Saúde (*SoH*) atinge o limite de 80%. O custo de reposição, fixado em 60% do CAPEX inicial (Javeed et al., 2021), contempla a substituição conjunta do banco de baterias e do conversor de potência (PCS), uma simplificação adotada para a modelagem de longo prazo. O custo anual de O&M, que inclui principalmente manutenções preventivas e serviços de gerenciamento, foi definido em 0,5% do investimento inicial (Greener, 2021; IRENA, 2017).

5.1.5.3 Índices financeiros

Os valores de índices financeiros indicados na Tabela 15 foram fixados para todos os cenários simulados. Foram adotados valores lastreados no histórico dos últimos 15 anos do cenário macroeconômico brasileiro, tais como para a inflação anual média geral dos preços e da inflação anual dos preços de energia.

5.1.6 Parâmetros físicos do sistema

Os parâmetros físicos que complementam os modelos matemáticos do sistema, detalhados no capítulo 3, estão resumidos na Tabela 16. Para o GFV, adotou-se uma configuração de montagem com inclinação e azimute (norte geográfico) típicos de instalações em telhados comerciais e industriais. Para a interface com a Rede, foram consideradas perdas de 2% no intercâmbio de energia para representar as perdas de transformação na subestação particular, visto que os perfis de consumo são conectados em média tensão. Os demais parâmetros, como eficiências e limites operacionais dos ativos, foram definidos com base em especificações de fabricantes.

Tabela 16 - Parâmetros físicos definidos para os modelos do sistema

Parâmetro	***Valor***	***Referência***
	GFV	
Ângulo de inclinação dos MDFVs (β)	10º	*Adotado*
Ângulo de azimute dos MDFVs (Z_s)	0º (N)	*Adotado*
Fator de sobrecarga de inversor ($f_{ov,inv}$)	1.5	*Adotado*
Taxa de degradação anual FV (L_{age})	0.42%/ano	*Adotado*
Eficiência FV função da temp. (η_{modfv})	20%	*Adotado*
Coeficiente de temperatura para P_{mp} $\left(\gamma_{mp}\right)$	0.35%/°C	*Adotado*
Eficiência nominal do inversor FV ($\eta_{inv,nom}$)	98%	*Adotado*
Perdas específicas fotovoltaicas	De acordo com modelo (ver 0)	-
	BESS	
Limites SoC	15% - 100%	*Adotado*
C_{rate} *máximo (carga e descarga)*	1.0	*Adotado*
SoH *mínimo (máxima degradação)*	0.8	(Mulleriyawage; Shen, 2020)
Eficiência round-trip $\left(\eta_{rp}\right)$	91%	*Adotado*
Taxa de autodescarga (s_{dch})	0.01%	(Wu *et al.*, 2022b)
Nº de ciclos máximo (L_{cyc})	6000	(Mulleriyawage; Shen, 2020)
	REDE	
Perdas de exportação/importação	2%	*Adotado*

Fonte: Elaboração própria (2025).

5.1.7 Resumo dos cenários simulados

Os estudos de caso avaliados são compostos por um conjunto detalhado de simulações que se dividem nas duas frentes de análises abordadas nesse capítulo – *análise de viabilidade de BESS no SCEE (ACR.3)* e *análise de aplicação BESS para estratégia zero-grid no ACL*. As Tabela 17 e Tabela 18 listam os cenários executados para o ACR e ACL, respectivamente, identificando as combinações de perfil de consumo, distribuidoras e custo de BESS adotadas, e o modo de execução do dimensionamento (Estágio 1) adotado.

Tabela 17 - Lista de cenários simulados para os estudos de caso do ACR.

Perfil Consumo	*Cenário-Base*	*Distrib.*	*Custo BESS*	*ID da Simulação*	*Modo de Dimensionamento*
Comercial	*ACR.2*	*CELESC*	*-*	*COM_ACR2_CELESC*	*Simulação*
		CEMIG		*COM_ACR2_CEM*	*Simulação*
	ACR.3	*CELESC*	*CtBESS-1 (C1)*	*COM_ACR3_CEL_C1*	*Otimização*
			CtBESS-2 (C2)	*COM_ACR3_CELESC_C2*	*Otimização*
			CtBESS-3 (C3)	*COM_ACR3_CELESC_C3*	*Otimização*
		CEMIG	*CtBESS-1 (C1)*	*COM_ACR3_CEMIG_C1*	*Otimização*
			CtBESS-2 (C2)	*COM_ACR3_CEMIG_C2*	*Otimização*
			CtBESS-3 (C3)	*COM_ACR3_CEMIG_C3*	*Otimização*
Industrial	*ACR.2*	*CELESC*	*-*	*IND_ACR2_CELESC*	*Otimização*
		CEMIG	*-*	*IND_ACR2_CEMIG*	*Otimização*
	ACR.3	*CELESC*	*CtBESS-1 (C1)*	*IND_ACR3_CELESC_C1*	*Otimização*
			CtBESS-2 (C2)	*IND_ACR3_CELESC_C2*	*Otimização*
			CtBESS-3 (C3)	*IND_ACR3_CELESC_C3*	*Otimização*
		CEMIG	*CtBESS-1 (C1)*	*IND_ACR3_CEMIG_C1*	*Otimização*
			CtBESS-2 (C2)	*IND_ACR3_CEMIG_C2*	*Otimização*
			CtBESS-3 (C3)	*IND_ACR3_CEMIG_C3*	*Otimização*

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 18 - Lista de cenários simulados para os estudos de caso do ACL.

Perfil Consumo	*Cenário-Base*	*Distrib.*	*Custo BESS*	*ID da Simulação*	
Comercial	*ACL.1*	*CEMIG*	*CtBESS-2 (C2)*	*COM_ACL1_CEMIG_C2*	*Otimização*
	ACL.2	*CEMIG*	-	*COM_ACL2_CEMIG_C2*	*Otimização*
	ACL.3	*CEMIG*	*CtBESS-2 (C2)*	*COM_ACL3_CEMIG_C2*	*Otimização*

Fonte: Elaboração própria (2025).

As restrições de contorno para o dimensionamento (Estágio 1), como os limites de capacidade dos ativos e o orçamento máximo, foram definidas a partir de uma análise preliminar para cada perfil de consumo, garantindo um espaço de busca representativo e computacionalmente viável para o Algoritmo Genético. Os detalhes dessas restrições estão consolidados na Tabela 19.

As restrições do Estágio 2 são relacionadas essencialmente aos limites de potência de importação e exportação das unidades consumidoras, para os quais foi adotada um único valor relacionado a potência nominal de transformação da subestação de entrada de cada uma das unidades Comerciais e Industriais, conforme os dados constantes na Tabela 9 e Tabela 11.

Tabela 19 - Restrições fixas aplicadas para otimizações do Estágio 1 e 2

Perfil Consumo	*Restrições de Despacho horário (Estágio 2)*	*Restrições de Dimensionamento (Estágio 1)*
Comercial	$P_{imp,max} = 500kW$ $P_{exp,max} = 500kW$	$P_{ccfv,max} = 1500kWcc$ $E_{bess,máx} = 1500kWh$ $DemC_{U,máx} = 650kW$ $DemC_{U,min} = 50kW$ $\Gamma_{Inv,máx} = R\$10M$
Industrial	$P_{imp,max} = 750kW$ $P_{exp,max} = 750kW$	$P_{ccfv,max} = 2500kWcc$ $E_{bess,máx} = 2500kWh$ $DemC_{U,máx} = 650kW$ $DemC_{U,min} = 50kW$ $\Gamma_{Inv,máx} = R\$10M$

Fonte: Elaboração própria (2025).

Para a correta interpretação dos resultados, duas premissas metodológicas na construção dos cenários do ACR são fundamentais e detalhadas a seguir.

5.1.7.1 Metodologia dos cenários ACR.2 de referência.

O cenário ACR.2 (GFV-puro) não foi otimizado de forma independente. Seu propósito é servir como uma base de comparação metodologicamente justa para isolar o valor incremental adicionado pelo BESS no cenário híbrido (ACR.3). Para isso, em vez de buscar o GFV ótimo isolado, as simulações do ACR.2 utilizaram os mesmos pares de variáveis ($P_{ccfv,nom}$ e $DemC$) gerados pelo Algoritmo Genético durante a otimização dos cenários ACR.3. A configuração de referência do ACR.2 é, portanto, aquela que apresentou o maior VPL Anualizado dentro deste universo de soluções.

Essa abordagem garante que a comparação entre ACR.2 e ACR.3 seja direta, permitindo o uso da métrica de *VPL Incremental* (Apêndice D.1) para quantificar de forma precisa e inequívoca a contribuição financeira exclusiva do investimento em BESS.

5.1.7.2 Premissa para dimensionamento da demanda G nos cenários ACR

Embora a demanda de geração ($DemG$) seja uma variável otimizável, optou-se por adotar uma premissa conservadora para sua definição nos cenários ACR. A REN 1000/2021 (ANEEL, 2021) define a $DemG$ como a máxima potência injetável, e tem sido prática de mercado de algumas distribuidoras atrelar este valor diretamente à potência nominal do inversor fotovoltaico ($P_{cafv,nom}$).

Para evitar uma superestimação dos benefícios financeiros, este trabalho adotou essa interpretação conservadora para os cenários ACR, fixando a $DemG$ otimizada como igual à $P_{cafv,nom}$ resultante do dimensionamento do GFV. Essa abordagem garante que a viabilidade financeira aqui demonstrada seja mais aderente a um cenário de aplicação real e prudente. Contudo, de forma a validar o impacto desta premissa, uma análise particular foi realizada em um único cenário com a $DemG$ tratada como variável de otimização livre. Os resultados, brevemente discutidos na seção de análise, indicam o impacto que a otimização integrada desta variável pode ter na configuração do sistema e no resultado financeiro final.

5.2 Análise de cenários ACR

A análise das simulações no ACR parte da caracterização do cenário-referência (ACR.0), que estabelece a linha de base de custos sem qualquer sistema de geração ou armazenamento. Em seguida, são apresentados e discutidos os resultados de dimensionamento ótimo, viabilidade financeira e gerenciamento de energia para os sistemas híbridos (ACR.3).

É importante ressaltar que as discussões a seguir focam nas configurações ótimas (ou *top-candidato)* — aquelas que apresentaram o maior de VPL Anualizado — para cada cenário simulado.

5.2.1 Custos de faturamento de energia do cenário-referência ACR.0

Os cálculos de custos de energia para o cenário-referência ACR.0, para cada mês do primeiro ano, são apresentados nas Tabela 20 e Tabela 21 - baseados nos dados de consumo apresentados na 5.1.1 e nas tarifas reguladas do ACR da seção 5.1.3.

Tabela 20 - Faturamento mensal de energia do perfil Comercial, CELESC e CEMIG – cenário-referência ACR.0

	CELESC			***CEMIG***		
Mes	**Custo Total (R$)**	**Custo Energia (R$)**	**Custo Demanda (R$)**	**Custo Total (R$)**	**Custo Energia (R$)**	**Custo Demanda (R$)**
Jan	84,767	77,606	7,161	110,522	101,281	9,241
Fev	78,701	71,540	7,161	102,776	93,535	9,241
Mar	88,703	81,542	7,161	115,868	106,627	9,241
Abr	70,379	63,218	7,161	91,418	82,177	9,241
Mai	65,221	58,060	7,161	85,089	75,848	9,241
Jun	58,702	51,541	7,161	76,440	67,199	9,241
Jul	58,621	51,460	7,161	75,815	66,574	9,241
Ago	62,618	55,457	7,161	81,606	72,366	9,241
Set	62,653	55,492	7,161	81,221	71,980	9,241
Out	64,443	57,282	7,161	83,731	74,491	9,241
Nov	75,956	68,795	7,161	99,335	90,094	9,241
Dez	85,819	78,658	7,161	111,399	102,159	9,241
Total	**856,582**	**770,651**	**85,931**	**1,115,219**	**1,004,332**	**110,887**

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 21 - Faturamento mensal de energia do perfil Industrial, CELESC e CEMIG – cenário-referência ACR.0

	CELESC			*CEMIG*		
Mes	**Custo Total (R$)**	**Custo Energia (R$)**	**Custo Demanda (R$)**	**Custo Total (R$)**	**Custo Energia (R$)**	**Custo Demanda (R$)**
Jan	155,433	141,311	14,122	196,665	178,442	18,223
Fev	148,529	136,302	12,227	188,046	172,269	15,778
Mar	165,531	153,084	12,446	209,781	193,720	16,061
Abr	130,911	119,498	11,413	165,630	150,903	14,727
Mai	154,961	143,548	11,413	197,024	182,297	14,727
Jun	154,279	142,867	11,413	196,566	181,838	14,727
Jul	153,693	142,280	11,413	194,276	179,549	14,727
Ago	158,219	142,190	16,029	200,766	180,081	20,685
Set	145,129	133,716	11,413	183,781	169,054	14,727
Out	137,956	124,291	13,664	176,016	158,383	17,632
Nov	145,217	133,519	11,698	184,796	169,701	15,096
Dez	104,355	92,943	11,413	132,039	117,312	14,727
Total	**1,754,212**	**1,605,549**	**148,663**	**2,225,387**	**2,033,549**	**191,837**

Fonte: Elaboração própria (2025).

Em uma análise preliminar dos custos mensais de demanda de cada um dos perfis de consumo, é possível vislumbrar potenciais aplicações de Gestão de Demanda. Para o perfil Comercial, observa-se que não houve custos de ultrapassagem de demanda, dado que, como visto na Tabela 10, a demanda máxima mensal manteve-se sempre abaixo da demanda contratada atual (320kW para o Comercial) – havendo margem para a otimização de demanda contratada. Já o perfil Industrial, indicou ultrapassagem de demanda em diversos meses (com valores indicados em vermelho), sendo tal situação passível de mitigação através da aplicação de *peak-shaving*.

5.2.2 Dimensionamento ótimo do cenário ACR.3.

Os resultados do dimensionamento ótimo para os cenários ACR.3 estão consolidados nas Figura 21 a Figura 24. Cada figura apresenta a configuração ótima dos ativos (GFV, BESS e Demanda Contratada) e as principais métricas de viabilidade financeira para uma combinação específica de perfil de consumo e concessionária, sob os três patamares de custo de investimento do BESS (C1, C2 e C3).

Para os cenários vinculados à CELESC, a otimização converge para soluções que priorizam a capacidade do GFV em detrimento do armazenamento. Observa-se que o Índice de Hibridização do Investimento (IHI) situa-se predominantemente abaixo de 30%, indicando que o GFV representa o principal ativo no CAPEX do sistema. Embora as métricas de viabilidade VPL e TIR sejam positivas, a análise sugere que são impulsionadas majoritariamente pela economia gerada pelo GFV.

Figura 21 - Resultados da simulação – perfil Comercial, CELESC

Cenário:	ACR.2 (Referência)	ACR.3 - C1 (Otimista)		ACR.3 - C2 (Base)		ACR.3 - C3 (Conservador)	
	GFV (kWp)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)
	975	978	251	972	355	975	206
CAPEX inicial:	R$ 2404 k	R$ 2410 k	R$ 678 k	R$ 2397 k	R$ 1136 k	R$ 2404 k	R$ 762 k
	DEMANDA (kW)	DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)	
	197	183		184		197	
Demanda G (Inv. FV):	650 kW	650 kW		640 kW		650 kW	
VPL Anualizado:	R$ 542.98 k	R$ 575.72 k		R$ 552.07 k		R$ 552.02 k	
Payback Descontado:	4.31 anos	5.13 anos		5.83 anos		5.31 anos	
Payback Simples:	3.60 anos	4.13 anos		4.56 anos		4.24 anos	
TIR Modificada:	16.15 %	15.35 %		14.69 %		15.11 %	
TIR Nominal:	36.05 %	31.24 %		28.16 %		30.16 %	
TOTEX Anualizado:	R$ 249.17 k	R$ 326.08 k		R$ 376.17 k		R$ 334.86 k	
LCOS:	-	2161 R$/MWh		2598 R$/MWh		3003 R$/MWh	
Métricas do Ano 1							
CAPEX Inicial Total:	R$ 2403.75 k	R$ 3088.20 k		R$ 3533.00 k		R$ 3165.95 k	
Economia total:	R$ 677.35 k	R$ 739.55 k		R$ 751.39 k		R$ 731.77 k	
Economia c/ Energia:	R$ 303.74 k	R$ 399.06 k		R$ 437.41 k		R$ 382.09 k	
Economia c/ Demanda:	R$ -29.29 k	R$ 3.42 k		R$ 7.85 k		R$ 0.97 k	
Receita de Créditos:	R$ 402.89 k	R$ 337.07 k		R$ 306.13 k		R$ 348.71 k	

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 22 - Resultados da simulação – perfil Industrial, CELESC

Cenário:	ACR.2 (Referência)	ACR.3 - C1 (Otimista)		ACR.3 - C2 (Base)		ACR.3 - C3 (Conservador)	
	GFV (kWp)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)
	1513	1473	1062	1513	409	1327	101
CAPEX inicial:	R$ 3614 k	R$ 3524 k	R$ 2867 k	R$ 3614 k	R$ 1309 k	R$ 3196 k	R$ 374 k
	DEMANDA (kW)	DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)	
	408	388		408		391	
Demanda G (Inv. FV):	1000 kW	980 kW		1000 kW		880 kW	
VPL Anualizado:	R$ 812.58 k	R$ 819.09 k		R$ 802.94 k		R$ 707.29 k	
Payback Descontado:	4.48 anos	6.35 anos		5.57 anos		4.94 anos	
Payback Simples:	3.74 anos	4.96 anos		4.38 anos		4.01 anos	
TIR Modificada:	16.12 %	13.99 %		14.85 %		15.67 %	
TIR Nominal:	35.24 %	25.63 %		29.10 %		32.53 %	
TOTEX Anualizado:	R$ 377.29 k	R$ 690.14 k		R$ 524.44 k		R$ 375.01 k	
LCOS:	-	2212 R$/MWh		2559 R$/MWh		3024 R$/MWh	
Métricas do Ano 1							
CAPEX Inicial Total:	R$ 3614.25 k	R$ 6391.65 k		R$ 4923.05 k		R$ 3569.45 k	
Economia total:	R$ 949.51 k	R$ 1190.37 k		R$ 1048.19 k		R$ 872.12 k	
Economia c/ Energia:	R$ 515.64 k	R$ 876.43 k		R$ 667.19 k		R$ 534.30 k	
Economia c/ Demanda:	R$ -12.15 k	R$ 2.96 k		R$ 0.21 k		R$ 7.24 k	
Receita de Créditos:	R$ 446.01 k	R$ 310.98 k		R$ 380.79 k		R$ 330.58 k	

Fonte: Elaboração própria (2025).

Em contraposição, os resultados para a CEMIG indicam que o BESS assume um papel central na configuração ótima. Em todos os cenários simulados, o CAPEX inicial do BESS foi superior ao do GFV, resultando em um IHI consistentemente acima de 60%. A viabilidade financeira positiva observada nestes casos está, portanto, diretamente associada à expressiva participação do BESS, que se estabelece como um vetor de valor fundamental para a solução.

Adicionalmente, nota-se o contraste no dimensionamento da demanda contratada entre os perfis de consumo. O perfil Comercial obteve uma redução significativa em todos os cenários, partindo de uma demanda de referência de 320 kW para valores ótimos situados entre 172 kW (53%) e 213 kW (66%). Em contrapartida, o perfil Industrial, cuja demanda de referência é de 510 kW, apresentou uma otimização mais contida, com valores ótimos entre 388 kW (76%) e 427 kW (83%). Esta diferença reflete as características intrínsecas de cada carga: a baixa demanda noturna do perfil Comercial cria uma oportunidade substancial para o BESS nivelar o consumo diário, enquanto o perfil Industrial, mais plano e com fator de carga superior, oferece uma janela de otimização de demanda mais restrita, como será explorado em detalhe na sequência.

Figura 23 - Resultados da simulação – perfil Comercial, CEMIG

Cenário:	ACR.2 (Referência)	ACR.3 - C1 (Otimista)		ACR.3 - C2 (Base)		ACR.3 - C3 (Conservador)	
	GFV (kWp)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)
	611	655	1001	611	746	578	632
CAPEX inicial:	R$ 1585 k	R$ 1684 k	R$ 2502 k	R$ 1585 k	R$ 2387 k	R$ 1510 k	R$ 2338 k
	DEMANDA (kW)	DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)	
	213	172		213		202	
Demanda G (Inv. FV):	390 kW	430 kW		400 kW		380 kW	
VPL Anualizado:	R$ 346.23 k	R$ 592.79 k		R$ 535.69 k		R$ 482.94 k	
Payback Descontado:	4.61 anos	5.91 anos		6.07 anos		6.31 anos	
Payback Simples:	3.81 anos	4.64 anos		4.76 anos		4.92 anos	
TIR Modificada:	16.03 %	14.18 %		14.03 %		13.83 %	
TIR Nominal:	35.22 %	27.35 %		26.58 %		25.58 %	
TOTEX Anualizado:	R$ 162.48 k	R$ 454.31 k		R$ 430.87 k		R$ 394.88 k	
LCOS:	-	2202 R$/MWh		2652 R$/MWh		3058 R$/MWh	
Métricas do Ano 1							
CAPEX Inicial Total:	R$ 1584.75 k	R$ 4186.25 k		R$ 3971.95 k		R$ 3848.90 k	
Economia total:	R$ 416.59 k	R$ 838.33 k		R$ 774.77 k		R$ 723.76 k	
Economia c/ Energia:	R$ 312.28 k	R$ 716.94 k		R$ 684.86 k		R$ 644.43 k	
Economia c/ Demanda:	R$ -35.30 k	R$ 0.29 k		R$ 0.12 k		R$ 5.71 k	
Receita de Créditos:	R$ 139.61 k	R$ 121.09 k		R$ 89.79 k		R$ 73.62 k	

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 24 - Resultados da simulação – perfil Industrial, CEMIG

Cenário:	ACR.2 (Referência)	ACR.3 - C1 (Otimista)		ACR.3 - C2 (Base)		ACR.3 - C3 (Conservador)	
	GFV (kWp)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)	GFV (kWp)	BESS (kWh)
	940	959	1208	940	1226	958	1172
CAPEX inicial:	R$ 2325 k	R$ 2368 k	R$ 3262 k	R$ 2325 k	R$ 3923 k	R$ 2366 k	R$ 4102 k
	DEMANDA (kW)	DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)		DEMANDA (kW)	
	427	410		427		412	
Demanda G (Inv. FV):	620 kW	630 kW		620 kW		630 kW	
VPL Anualizado:	R$ 607.99 k	R$ 929.71 k		R$ 864.78 k		R$ 824.03 k	
Payback Descontado:	3.99 anos	5.30 anos		5.95 anos		6.23 anos	
Payback Simples:	3.31 anos	4.23 anos		4.66 anos		4.87 anos	
TIR Modificada:	16.68 %	14.63 %		14.07 %		13.85 %	
TIR Nominal:	39.33 %	29.87 %		27.03 %		25.84 %	
TOTEX Anualizado:	R$ 240.83 k	R$ 612.05 k		R$ 681.91 k		R$ 670.83 k	
LCOS:	-	2238 R$/MWh		2655 R$/MWh		3066 R$/MWh	
Métricas do Ano 1							
CAPEX Inicial Total:	R$ 2325.00 k	R$ 5629.35 k		R$ 6248.20 k		R$ 6467.50 k	
Economia total:	R$ 693.85 k	R$ 1241.98 k		R$ 1243.22 k		R$ 1230.45 k	
Economia c/ Energia:	R$ 509.35 k	R$ 1098.33 k		R$ 1101.89 k		R$ 1090.19 k	
Economia c/ Demanda:	R$ -2.16 k	R$ 1.73 k		R$ 2.16 k		R$ 1.55 k	
Receita de Créditos:	R$ 186.66 k	R$ 141.91 k		R$ 139.17 k		R$ 138.71 k	

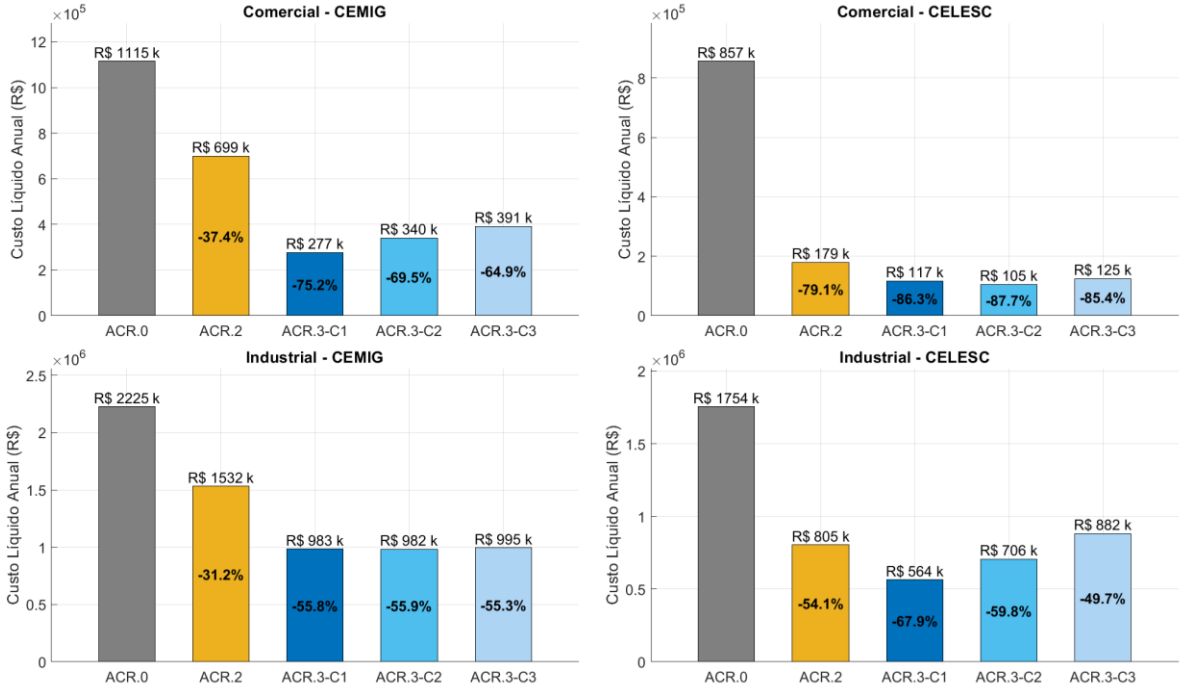
Fonte: Elaboração própria (2025).

5.2.3 Análise das componentes de custos e receitas dos cenários ACR.

O impacto positivo no retorno financeiro do investimento em BESS pode ser mais detalhadamente analisado ao observar o comportamento das métricas financeiras agregadas de custos e receitas. Na Figura 25 são mostrados os valores de custos líquidos $\overline{K}_{ACR.X,a}$ do primeiro ano, comparando-se os três cenários de custos de BESS do ACR.3, com o ACR.2 de referência e o ACR.0. Os percentuais indicados referem-se à razão entre a economia do cenário-base (ACR.3 e ACR.2) e o custo de faturamento de cenário ACR.0 ($\Lambda_{ACR.X-0}/\Lambda_0$).

Imediatamente nota-se a redução mais significativa de $\overline{K}_{ACR.X,a}$ nos cenários da CELESC em relação aos da CEMIG, em razão da maior capacidade dimensionada do GFV, o que leva a uma maior redução dos montantes de energia importada, sobretudo no perfil Comercial, no qual acurva de carga diária possui maior simultaneidade com a geração solar.

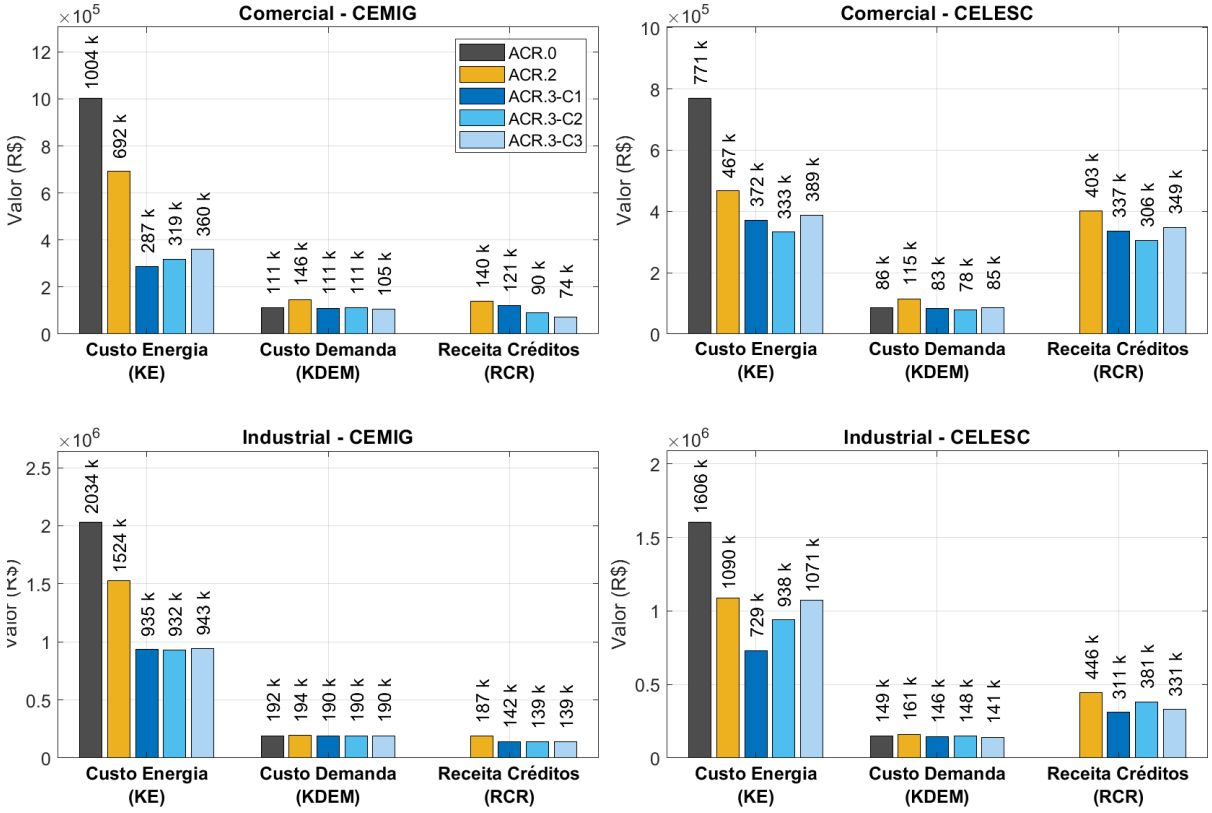
Figura 25 - Custo anual da fatura de energia – ano 1.



Fonte: Elaboração própria (2025).

A Figura 26 decompõe estes resultados ao apresentar os componentes anuais de custos e receitas. Nos cenários da CEMIG, a principal contribuição do BESS reside na drástica redução do Custo com Energia (K_E), viabilizada pela otimização do autoconsumo no horário de ponta. Observa-se que, para atingir essa economia, o sistema prioriza o armazenamento em detrimento da exportação imediata, resultando em uma Receita de Créditos ($\mathcal{R}_{CR}$) menor no cenário ACR.3 do que no ACR.2. Para a CELESC, a baixa volatilidade tarifária oferece um incentivo limitado para essa estratégia, resultando em variações pouco significativas nos componentes de custo entre os cenários com e sem BESS. Em virtude da baixa capacidade do BESS dimensionado nos cenários CELESC – em especial no Comercial, a maior parte dos excedentes FV foram utilizados para geração de créditos pela energia exportada.

Figura 26 - Componentes de custos e receitas de energia para os cenários ótimos ACR.3 e referências ACR.2 e ACR.0 – ano 1.



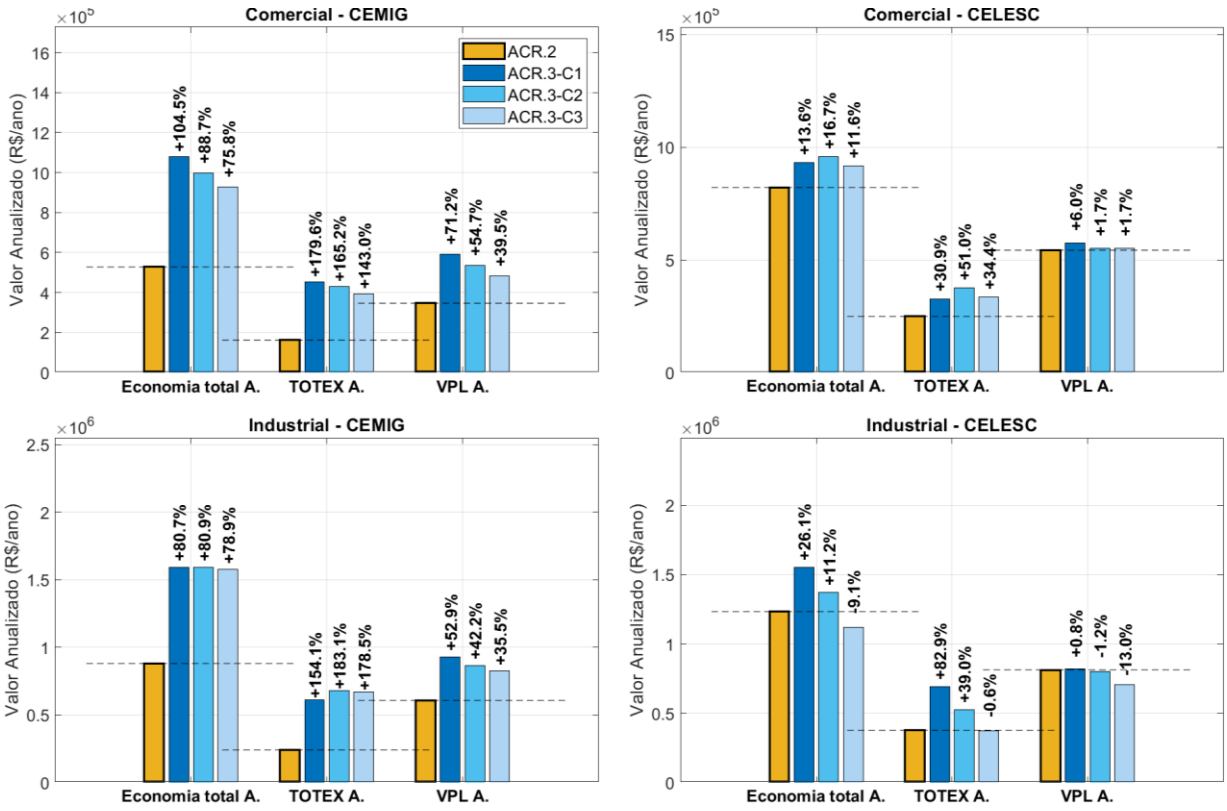
Fonte: Elaboração própria (2025).

A visualização das métricas de longo prazo anualizadas permite uma compreensão definitiva do contraponto entre as viabilidades financeiras dos cenários ACR.3 para as duas distribuidoras. A Figura 27 compara a Economia Total ($\Lambda_{X/0,a}$),

TOTEX ($\Gamma_{TOTEX,a}$) e VPL (ψ_X) anualizados entre os cenários ACR.3 e ACR.2, isolando o impacto incremental da adição do armazenamento ao GFV distribuído.

Para os cenários CEMIG, os resultados demonstram que a adição do BESS eleva substancialmente o retorno de investimento. O *VPL Incremental* - $\Delta VPL_{ACR3/ACR2}$ atinge patamares entre de 35,5% e 71,2% no custo C1 do perfil Comercial, ainda que o TOTEX anualizado do sistema híbrido é até 180% superior (custo C3, Comercial) em relação ao ACR.2. Tal resultado indica que a economia adicional gerada pelo BESS (variando de 75% a 104%) é robusta o suficiente para compensar seu elevado custo de capital, mesmo em condições de custos de investimento mais conservadores (C3), validando sua viabilidade financeira neste contexto tarifário.

Figura 27 - Métricas anualizadas para os cenários CEMIG, percentuais de ACR.3 em relação ACR.2 de referência.



Fonte: Elaboração própria (2025).

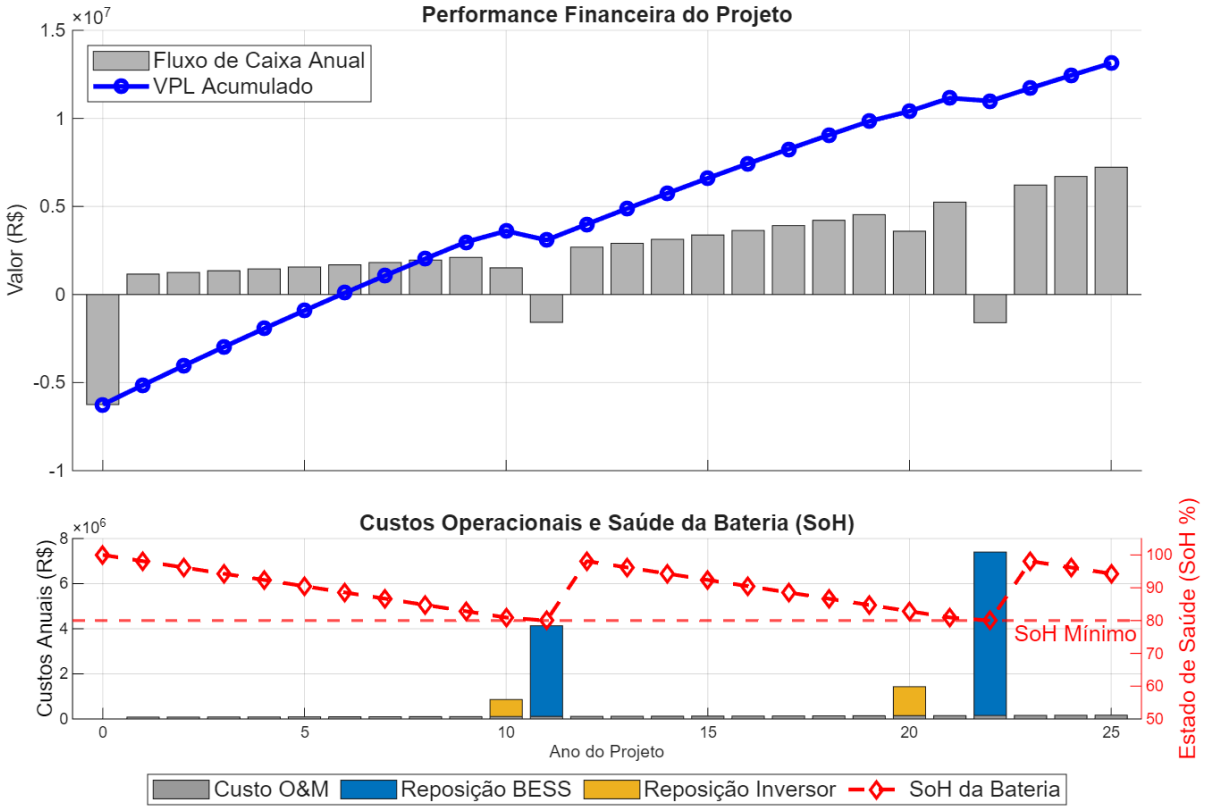
Em contraste, a análise para a CELESC revela um cenário distinto. O $\Delta VPL_{ACR3/ACR2}$ em todos os cenários ACR.3 é marginal, não superando a faixa dos 2%, e apresentando inclusive valores negativos para o perfil Industrial nos patamares de custo C2 e C3. A otimização demonstra que, nas condições de fronteira simuladas, e num ambiente de preços de energia tal como os da CELESC, não há viabilidade

financeira de investimento em BESS distribuídos, dado que, mesmo a otimização de multisserviços não foi possível levar a ganhos de economia que superassem os custos de investimento, mesmo em patamares de custos unitários de BESS competitivos (C1).

5.2.4 Projeção técnico-financeira plurianual e degradação dos sistemas.

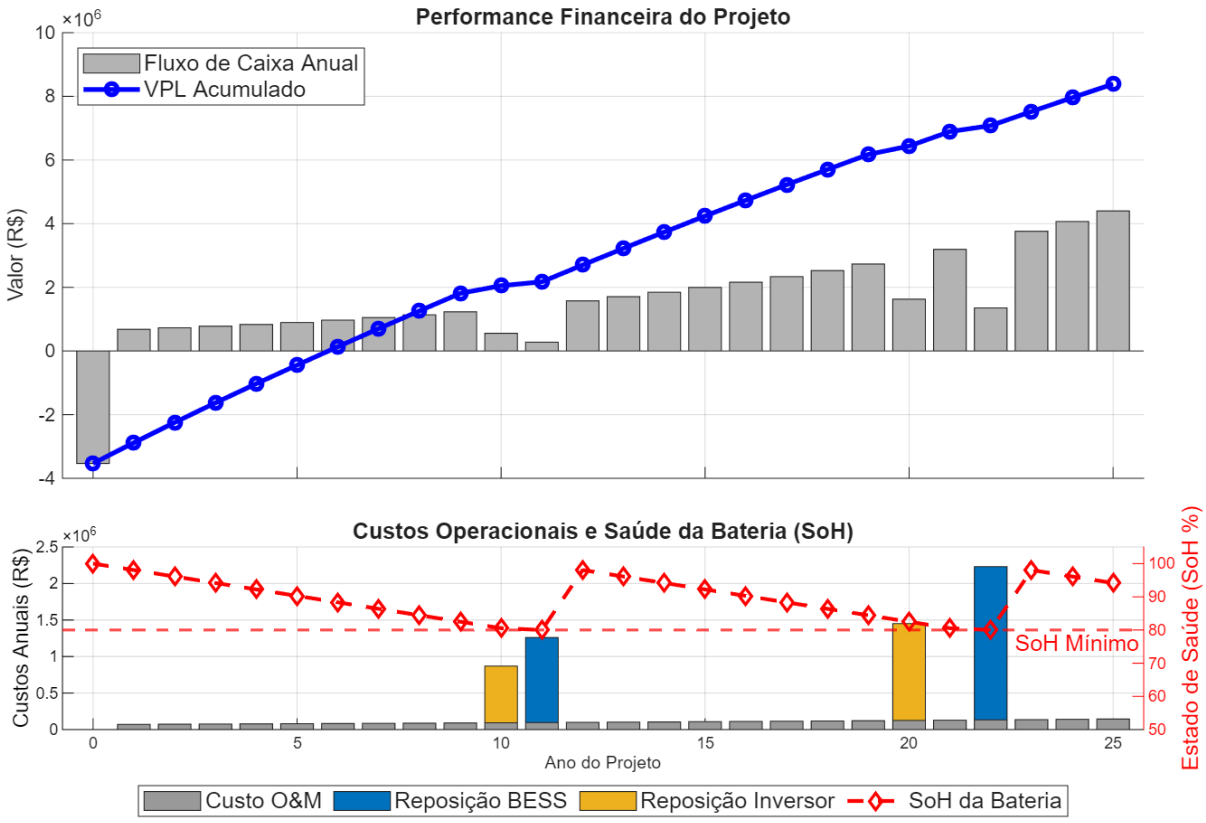
A análise da projeção plurianual permite avaliar a sustentabilidade técnico-financeira das soluções ótimas ao longo dos 25 anos de vida do projeto. As Figura 28 e Figura 29 ilustram essa projeção para dois cenários contrastantes: o industrial na CEMIG (*IND_ACR3_CEMIG_C2*), com um BESS de grande porte, e o comercial na CELESC (*COM_ACR3_CELESC_C2*), com um BESS de menor capacidade.

Figura 28 - Projeção plurianual para o cenário *IND_ACR3_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 29 - Projeção plurianual para o cenário *COM_ACR3_CELESC_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Do ponto de vista financeiro, os gráficos superiores das figuras mostram a evolução do fluxo de caixa anual e do VPL acumulado. Observa-se a ocorrência dos custos de reposição, notadamente a substituição programada do inversor FV a cada 10 anos e a reposição do BESS, que é acionada quando o *SoH* atinge o limite de 80%. No cenário da CEMIG, o elevado custo de reposição do BESS resulta em um fluxo de caixa anual negativo no ano da troca; contudo, a elevada a economia gerada anualmente permite uma rápida recuperação do VPL já no ano subsequente.

Do ponto de vista técnico, a análise da degradação revela um resultado fundamental sobre a estratégia de despacho. Conforme os gráficos inferiores, apesar das grandes diferenças entre os cenários (perfil de consumo, tarifas, e capacidade do BESS), a taxa de degradação anual do *SoH* é notavelmente similar em ambos os casos, situando-se em torno de 1,9%, o que leva a um ciclo de vida útil da bateria de aproximadamente 11 anos.

Tendo em vista que as taxas de degradação anual, mesmo para sistemas tão distintos, foram aproximadamente idênticas, tem-se um indicativo de que a operação de despacho ótimo do Estágio 2 buscou de fato o uso horário intensivo da capacidade do BESS até o ponto do máximo retorno financeiro diário possível, independentemente do valor de $E_{bess,nom}$, do perfil de consumo, dos preços de energia, ou mesmo da energia FV disponível.

5.2.5 Análise do gerenciamento ótimo de energia

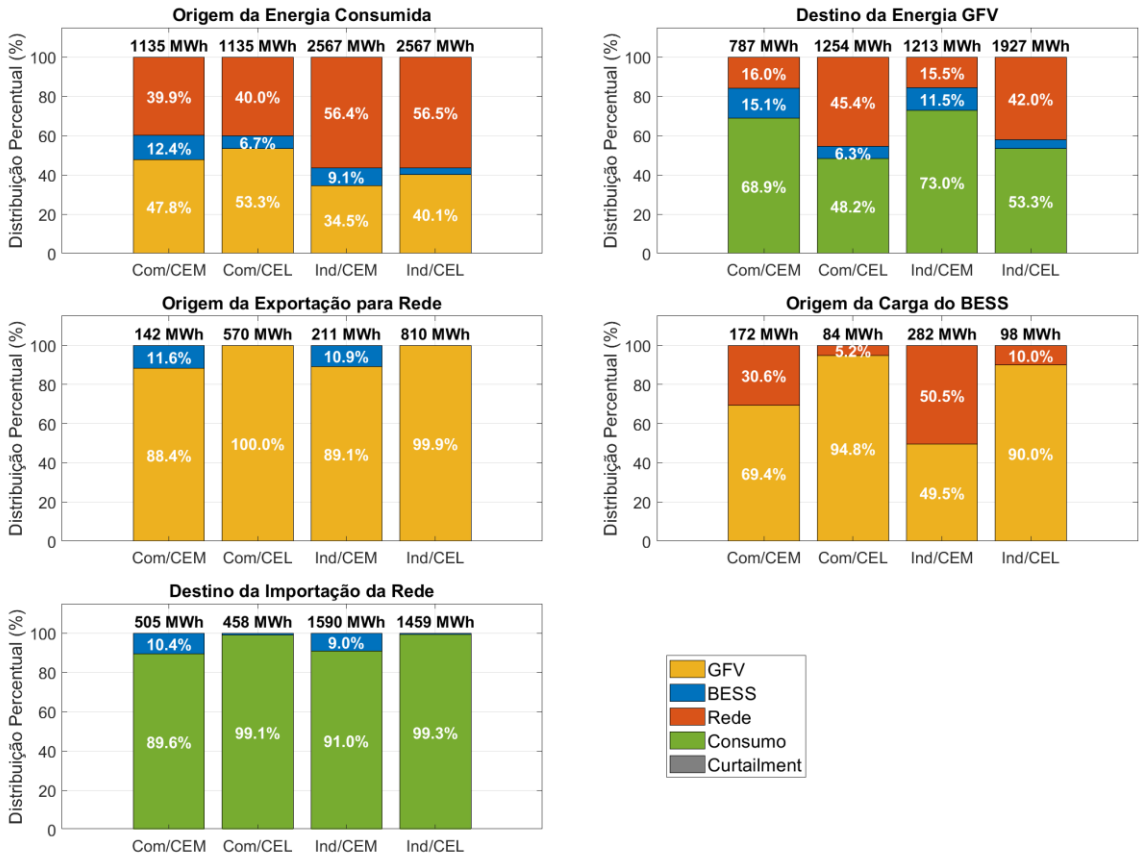
A análise das métricas financeiras agregadas demonstrou a viabilidade do sistema híbrido, especialmente no ambiente de preços regulados da CEMIG. Para compreender os mecanismos operacionais que geram tal resultado, esta seção aprofunda-se na estratégia de despacho ótimo, examinando os fluxos de energia em diferentes escalas de tempo. A análise parte dos fluxos anuais agregados, passa pelas curvas de potência horária média e culmina no estudo de dias específicos que ilustram a aplicação dinâmica do empilhamento de receitas.

5.2.5.1 Fluxos agregados anuais de energia – ACR.3

A Figura 30 decompõe os fluxos de energia anuais, detalhando a origem e o destino instantâneo de cada kWh gerenciado pelo sistema, o que permite visualizar as estratégias macro adotadas pela otimização. A análise da *Origem da Energia Consumida* explicita a maior autonomia energética para os perfis comerciais, resultado da maior simultaneidade entre a curva de carga e a geração solar. A estratégia de valoração da energia FV, observada no gráfico de *Destino da Energia GFV*, difere entre as concessionárias, tendo nos cenários CEMIG a geração alocada prioritariamente ao consumo direto e ao armazenamento, com a exportação para a rede sendo inferior a 16%. Tal alocação é consequência, direta do elevado diferencial tarifário, tornando o benefício da otimização do autoconsumo FV superior ao ganho da exportação para créditos em horário de baixa valoração – o que convergiu para um dimensionamento superior $E_{bess,nom}$. Para os cenários CELESC, cujo ganho marginal de armazenamento é menor - levando a um dimensionamento com IHI baixo, uma parcela maior da energia gerada é diretamente exportada.

O gráfico de *Origem da Carga do BESS* corrobora o maior benefício ao uso do BESS na estrutura de preços da CEMIG, ao revelar uma parcela de aproximadamente de 10% da energia importada da rede destinada ao BESS para a aplicação da estratégia de *load-shifting*. Para a CELESC, a margem tarifária estreita desincentiva o armazenamento da rede – a qual é praticamente nula no primeiro ano.

Figura 30 - Fluxos totais de energia no primeiro ano, entre os sistemas – cenários ACR.3 – Custo C2



*Com./Ind.: Comercial/Industrial; CEL/CEM: Celesc/CEMIG

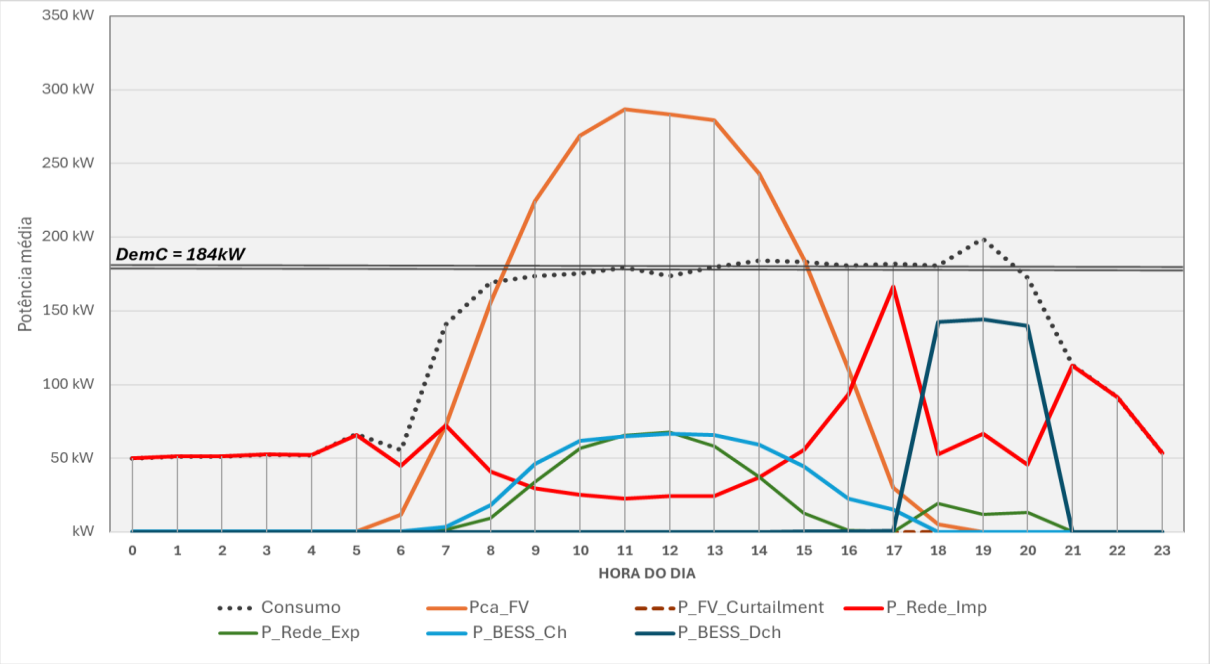
Fonte: Elaboração própria (2025).

5.2.5.2 Despacho horário ótimo – ACR.3

Enquanto os fluxos anuais revelam a estratégia macro, a análise horária expõe a estratégia de operação otimizada. As Figura 31 e Figura 32 apresentam as curvas de potência horária média para os perfis Comercial e Industrial (cenário CEMIG, custo-base C2), respectivamente. Em ambos os casos, é nítido o padrão de otimização do autoconsumo FV com vistas a uma redução agressiva do consumo da rede nos horários de ponta. A intensidade dessa estratégia resulta no surgimento de

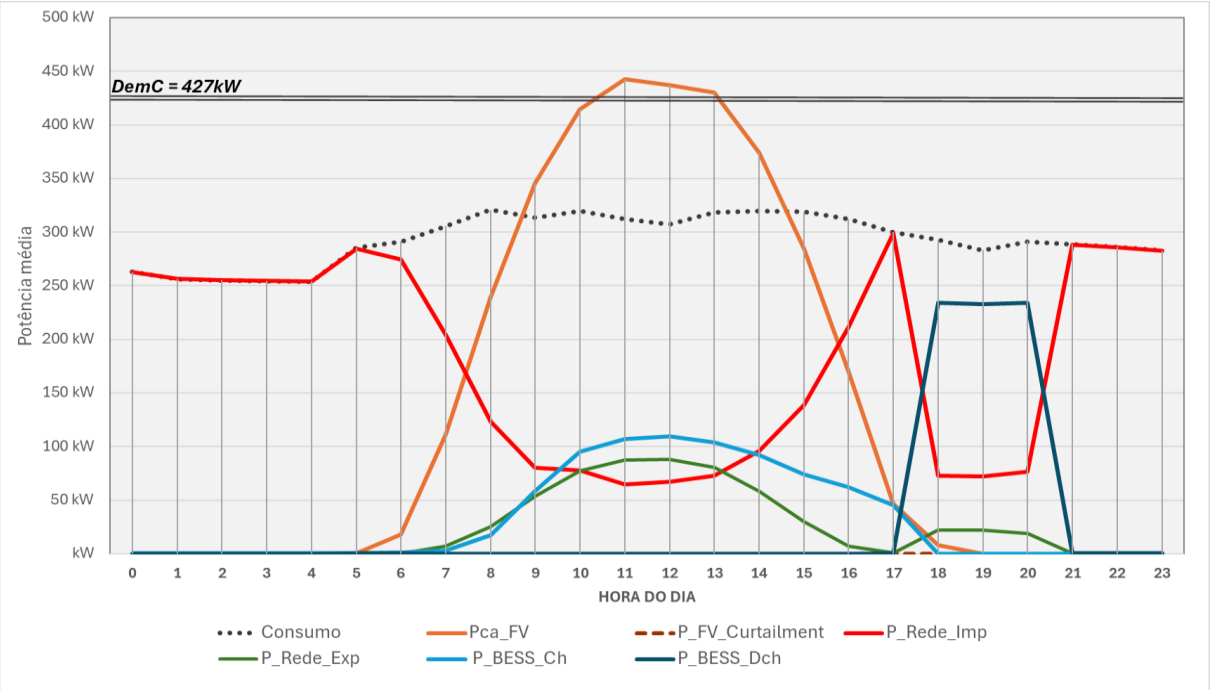
rampas íngremes de tomada de carga da rede ao final dos horários de ponta, sobretudo para o perfil Industrial, que mantém uma demanda de consumo média relativamente constante ao longo do dia.

Figura 31 - Curvas de potência horária média anual – simulação *COM_ACR3_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 32 - Curvas de potência horária média anual – simulação *IND_ACR3_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

A sofisticação da metodologia de otimização do despacho horário reside na sua capacidade de adaptar a estratégia diária conforme as condições de consumo, geração e preços esperadas para o dia. Para exemplificar essa dinâmica, foi analisado cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2*, o qual unifica os requisitos essenciais - validados ao longo dessa discussão - que potencializam os ganhos advindos da operacionalidade do BESS, a saber:

- A curva de carga Comercial favorece a estratégia de múltiplas aplicações, na medida que possui níveis de demanda claramente distintos entre os períodos diários, em contraste com o perfil Industrial que possui uma curva de consumo *quasi* plana, desfavorecendo, por exemplo, aplicações de Gestão de Demanda;
- A amplitude e variação dos preços de energia da CEMIG são obviamente os mais favoráveis para o Empilhamento de Receitas *BTM*, o que se refletiu já no maior dimensionamento ótimo do BESS, consequência natural da maior eficácia das múltiplas aplicações neste cenário.
- A escolha de um cenário com custo de BESS patamar-base C2 já objetiva retratar uma condição de preços mais próxima da realidade destes sistemas no mercado brasileiro, o que argumenta a favor da busca pela implementação dessa estratégia em sistemas híbridos distribuídos mesmo nas condições atuais do mercado.

Nas Figura 33 a Figura 36 são demonstradas as curvas de operação horárias de dias típicos para o cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.* A Tabela 22 sintetiza as aplicações de gestão de energia e demanda empregadas em cada período horário destacado nas figuras, detalhando o empilhamento de receitas em ação.

Tabela 22 - Descrição das múltiplas estratégias de despacho do BESS das Figura 33 a Figura 36.

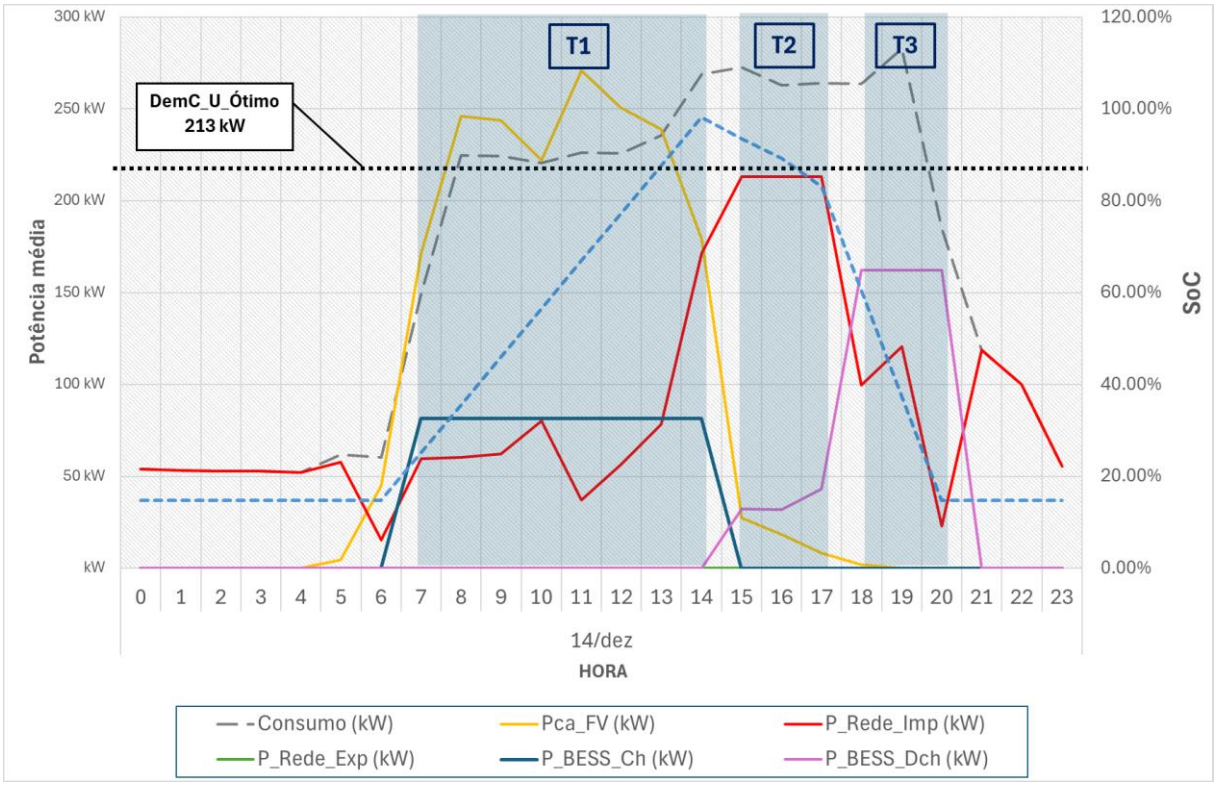
Simulação *COM_ACR3_CEMIG_C2*

Período horário	Aplicação	Descrição
T1	*Peak-Shaving;* *Otimização de autoconsumo;* *Load-Shifting;*	*Carga do BESS: excedente do GFV + importação da Rede*
T2	*Peak-Shaving*	*Descarga do BESS: atendimento ao consumo em horário Fora-Ponta, com eliminação da ultrapassagem do MUSD Consumo otimizado.*
T3	*Load-Shifting* *Otimização de autoconsumo;*	*Descarga do BESS: atendimento ao consumo em horário Ponta*
T4	*Load-Shifting;* *Otimização de autoconsumo;* *Arbitragem de energia;*	*Carga do BESS: excedente do GFV + importação da Rede.*
T5	*Load-Shifting;* *Otimização de autoconsumo;* *Arbitragem de energia;*	*Descarga do BESS: atendimento prioritário ao consumo em horário Ponta (LS e OA); excedente disponível no BESS injetado na rede, gerando Créditos SCEE de maior preço (ARB).*
T6	*Peak-Shaving* *Load-Shifting*	*Carga do BESS: importação da Rede*
T7	*Peak-Shaving*	*Descarga do BESS: atendimento ao consumo em horário Fora-Ponta, com eliminação da ultrapassagem do MUSD Consumo otimizado.*
T8	*Load-Shifting*	*Descarga do BESS: atendimento ao consumo em horário Ponta*
T9	*Peak-Shaving*	*Carga do BESS: excedente do GFV*
T10	*Peak-Shaving*	*Descarga do BESS: atendimento ao consumo em horário de Final de Semana, com eliminação da ultrapassagem do MUSD Consumo otimizado.*

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na Figura 33 é mostrado um dia típico de semana, com demanda de consumo acima dos valores médios anuais e com baixo volume de excedente de geração FV. Tais condições levaram, à atuação da aplicação de *peak-shaving* durante o horário da tarde (T2), dado que a geração FV foi muito baixa neste período e incapaz de reduzir satisfatoriamente os picos de demanda. Observa-se a complementariedade das aplicações de Gestão de Demanda, em que o *peak-shaving* atuou já sob a referência da demanda contratada $DemC$ otimizada pelo Estágio 1 Finalmente, no período T3 do mesmo dia, ocorre a atuação conjunta da Otimização de autoconsumo FV e de *load-shifting*, sendo que a primeira se dá pelos excedentes do GFV armazenados no período T1, e a segunda pelo armazenamento da rede no mesmo período T1, em que as tarifas de energia são mais baixas.

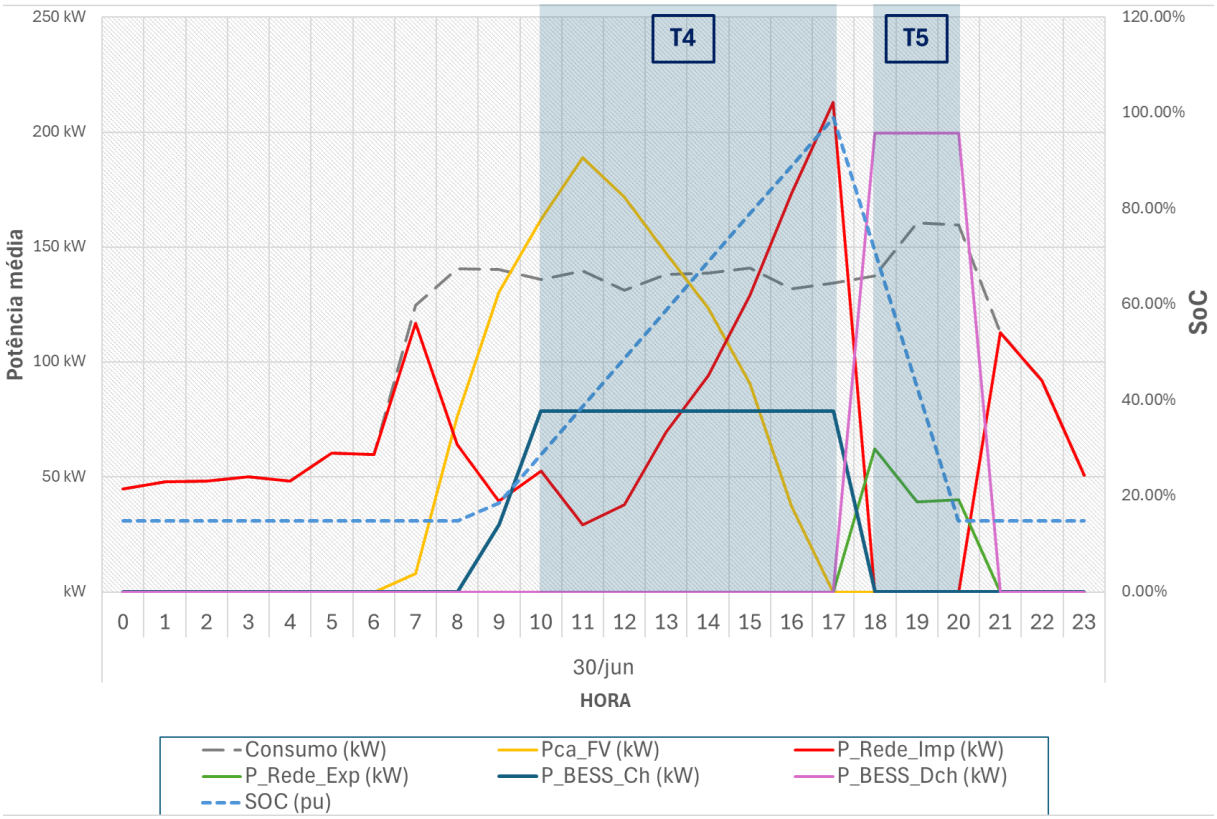
Figura 33 - Despacho horário ótimo para um dia de semana, com consumo elevado – Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Em dias de menor consumo, com o mostrado na Figura 34, após atender a carga de ponta (T5) a partir de armazenamento mútuo da rede e do excedente FV, o algoritmo utiliza o excedente armazenado e exporta à rede no mesmo horário de ponta, gerando receita de créditos de energia no SCEE com valor unitário R$/kWh superior ao do período (T4) - aplicação de arbitragem de energia. Essa condição de operação, tipicamente sazonal devido à redução de consumo nos meses entre março e novembro, foi capaz de mitigar uma possível subutilização de capacidade ou ociosidade do BESS.

Figura 34 - Despacho ótimo de dia de semana, com consumo reduzido – Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.*



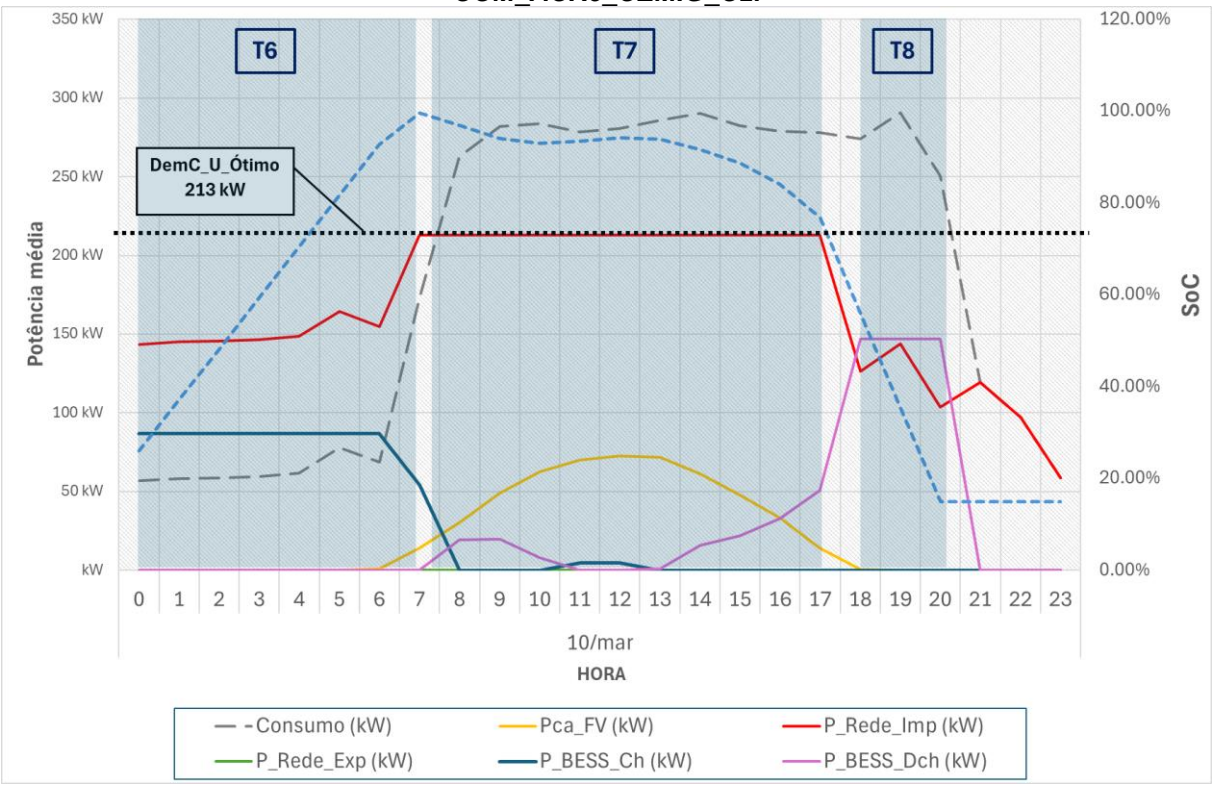
Fonte: Elaboração própria (2025).

A problemática da ociosidade do BESS, já anteriormente discutida neste trabalho, é um aspecto crucial a ser minimizado pela otimização. Em sistemas distribuídos, em que as aplicações disponíveis são exclusivamente do tipo BTM – sem oferta de Serviços Ancilares, a minimização da ociosidade é dependente basicamente da flexibilidade de operação (já atingida aqui pela otimização do Estágio 2) e pela variabilidade (em frequência e amplitude) dos preços de energia. Quando um destes dois aspectos falha, um sistema BESS distribuído tende naturalmente à sua subutilização, prejudicando o retorno financeiro.

Para exemplificar essa questão, são mostrados nas Figura 35 e Figura 36 cenários de dias que, dado o comportamento das variáveis não-gerenciáveis (P_{fv}^{h} e P_{con}^{h}), há condições potenciais para uma subutilização do BESS. Primeiramente, na Figura 35, observa-se que a geração FV é extremamente baixa frente à capacidade nominal do GFV, tendo pouca influência na redução da curva de consumo. Dessa forma, há pouca ou nenhuma capacidade de gerenciamento da energia de baixo custo oriunda da geração própria, o que, para um hipotético caso de despacho simplificado

em uma heurística exclusiva de otimização do autoconsumo FV, poderia induzir o BESS a estar inoperante neste dia. Entretanto, observa-se a operação de carga das baterias exclusivamente a partir da Rede no período da madrugada (T6), antevendo há baixa disponibilidade de recurso solar do dia para atendimento ao consumo de hora ponta (T8), tampouco para o *peak-shaving* (T7). Logo, o sistema se adapta para uma operação diária atípica, com condições desfavoráveis para um despacho com lucro diário positivo, e mitigando à sua provável ociosidade.

Figura 35 - Despacho ótimo de um dia de semana com baixa geração FV - Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.*

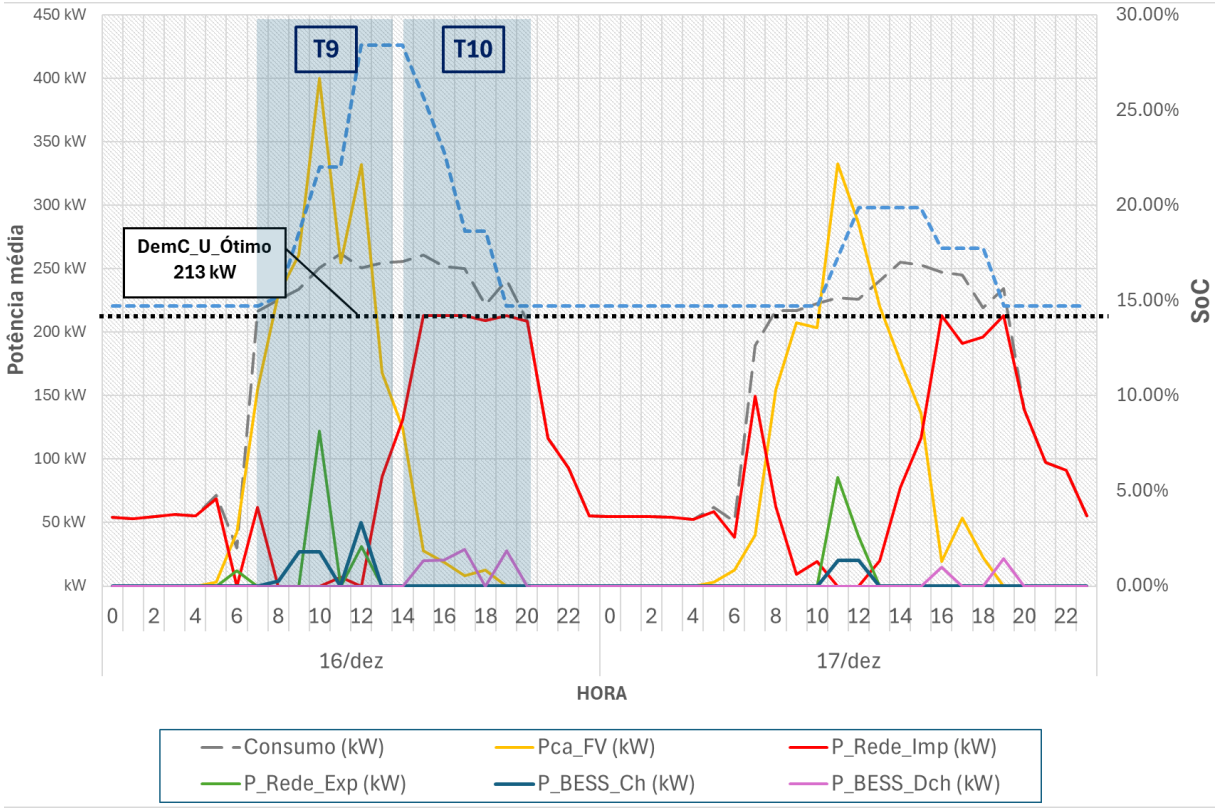


Fonte: Elaboração própria (2025).

Na Figura 36 é mostrado em sequência um dia de sábado (16/dez) e domingo (17/dez), sendo essa a condição mais desfavorável de despacho econômico para aplicações *BTM*, quando não há diferencial tarifário ponta/fora de ponta. Observa-se que as aplicações de Gestão de Energia são economicamente ineficientes nessa condição de preços, e a operação do BESS se restringe a um *peak-shaving* pontual para evitar multas de demanda (T10). Tal resultado demostra que, ainda que a otimização matemática do despacho horário extraia o máximo teórico possível do potencial de retorno financeiro do sistema GFV-BESS, ela é incapaz de

superar a insuficiência (ou inexistência) de variabilidade de preços horários de energia, estabelecida, no caso exemplificado.

Figura 36 - Despacho ótimo para um final de semana típico – Cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2.*



Fonte: Elaboração própria (2025).

5.2.5.3 Transposição da Otimização para Heurísticas Operacionais

A otimização matemática por PLIM, embora encontre a solução exata para um conjunto de dados previstos, necessita ser traduzida em um conjunto de regras operacionais (heurísticas) para ser implementada em um típico *EMS* comercial. A premissa fundamental para tal transposição é que o EMS opere em um regime *day-ahead*, utilizando previsões de consumo e geração para planejar o despacho do dia seguinte.

As heurísticas aqui apresentadas foram desenvolvidas a partir da análise dos padrões de comportamento observados ao longo de um ano completo de despacho ótimo para os cenários ACR.3. Com base nestas premissas, a complexa estratégia de otimização observada pode ser decomposta e aproximada na seguinte lógica hierárquica e proativa:

i) *Modo de Operação em dias de semana (com diferencial tarifário):* A estratégia é orientada majoritariamente por Gestão de Energia. Com base nas previsões do dia seguinte (*day-ahead*), o excedente de geração fotovoltaica é alocado prioritariamente para o carregamento do BESS; O *EMS* avalia se a energia armazenada a partir do GFV será suficiente para atender à demanda prevista para o horário de ponta. Caso a previsão indique um déficit, o sistema deve planejar proativamente o carregamento do BESS a partir da rede durante os horários de menor custo; O plano de despacho para o horário de ponta deve prever a descarga do BESS para atender integralmente ao consumo, minimizando a importação da rede. Se a previsão indicar armazenamento remanescente no BESS, o plano deve incluir o despacho total do excedente para a rede ainda no horário de ponta, realizando a arbitragem de créditos.

ii) *Modo de Operação em finais de semana (sem diferencial tarifário):* A estratégia foca exclusivamente na gestão de custos de demanda; Ao analisar a curva de consumo prevista para o dia seguinte, o sistema estimar se haverá ultrapassagem de demanda contratada de consumo em algum momento, e, havendo, o plano de despacho deve incluir o carregamento do BESS (com excedente FV e com importação da rede, nesta ordem de prioridade) e sua posterior descarga durante os horários de pico previstos, a fim de manter a importação da rede dentro dos limites de contrato (*peak-shaving*).

iii) *Regra de Supervisão (Limites de Potência na Interface com a Rede):* A conformidade com os limites de demanda contratada é a restrição de maior prioridade na operação do *EMS*. O plano de despacho *day-ahead* deve ser validado para garantir que tanto a potência de importação quanto a de exportação previstas não excedam seus respectivos valores contratados ($DemC$ e $DemG$); Caso uma violação seja prevista no plano, a estratégia de despacho do BESS deve ser ajustada para alocar parte da energia armazenada para realizar o *peak-shaving* no horário previsto da ocorrência (mitigação de pico de importação), e/ou alocar capacidade de armazenamento para absorver o excedente de geração fotovoltaica que causaria a violação (mitigação de pico de exportação).

É fundamental ressaltar que, enquanto a metodologia de otimização por PLIM é genérica e nativamente flexível a diferentes estruturas tarifárias, ambientes regulatórios ou restrições operativas, as heurísticas dela derivadas são específicas ao contexto analisado. A engenharia de tradução da estratégia ótima em um conjunto de regras práticas é, portanto, uma etapa necessária a ser repetida para cada nova condição de contorno estabelecida pelo cenário de aplicação.

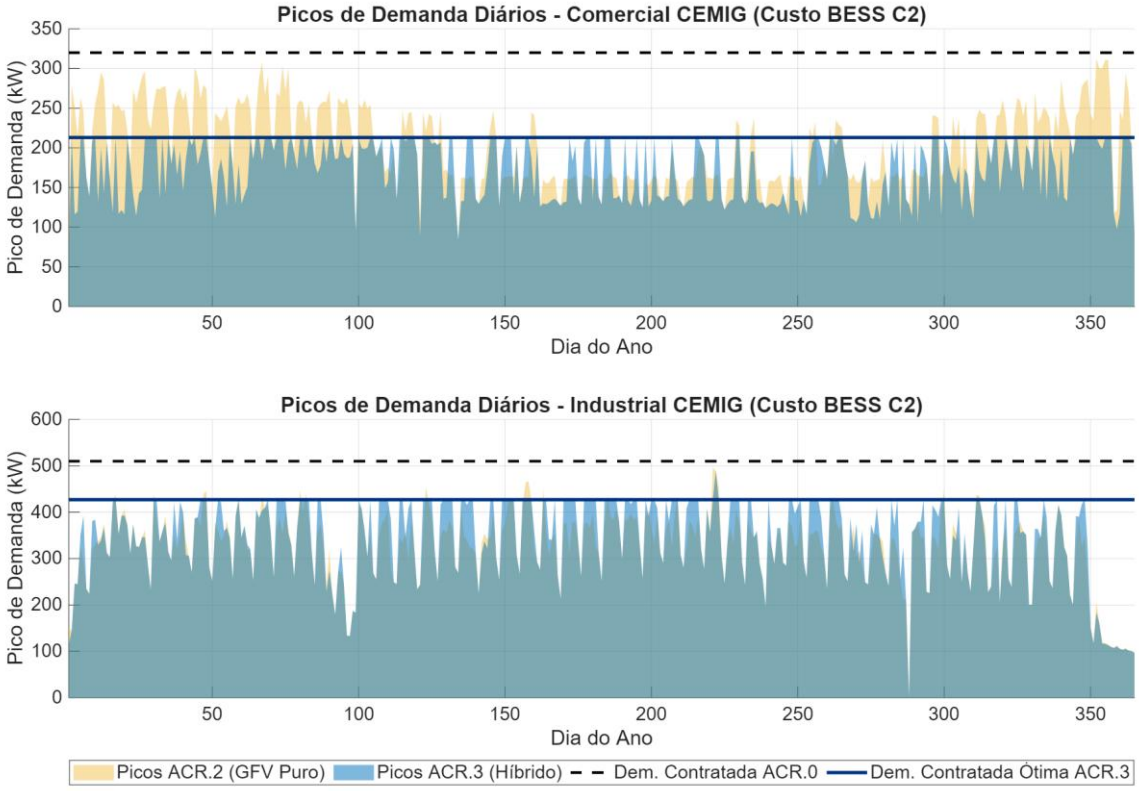
5.2.6 Demanda contratada e impacto da não-otimização da demanda G

A análise do despacho horário demonstrou a capacidade do sistema GFV-BESS em modular o intercâmbio de potência com a rede. Esta seção finaliza a análise dos cenários ACR ao aprofundar o impacto dessa modulação sobre a otimização da interface contratual do prossumidor, avaliando tanto a demanda de consumo ($DemC$) quanto a de geração ($DemG$).

5.2.6.1 Perfil de demanda de importação

A Figura 37 compara os picos diários de demanda de consumo entre os cenários da CEMIG, custo de BESS C2, para os dois perfis de consumo. Observa-se inicialmente que, para o perfil Comercial, houve uma drástica redução dos picos de demanda com o acréscimo do BESS ao sistema, o que permitiu diretamente a redução da demanda contratada otimizada pelo Estágio 1 (de 320kW para 213kW). Ainda, nota-se a quase inexistência, no ACR.3, de picos de ultrapassagem da demanda ótima $DemC$, resultado da operação do *peak-shaving.* Em contrapartida, para o perfil Industrial, praticamente não houve alteração do perfil anual de picos de demanda do ACR.2 para o ACR.3, o que se deve à constância e uniformidade da curva de demanda diária do perfil Industrial. Contudo, observa-se que mesmo não havendo alteração no perfil de picos de demanda no perfil Industrial, houve a redução do valor de demanda contratada, resultado basicamente da otimização isolada da variável $DemC$ independentemente da operação do sistema GFV-BESS.

Figura 37 - Curvas anuais de picos diários de demanda de importação dos cenários ACR.3 e ACR.2, (CEMIG, C2)

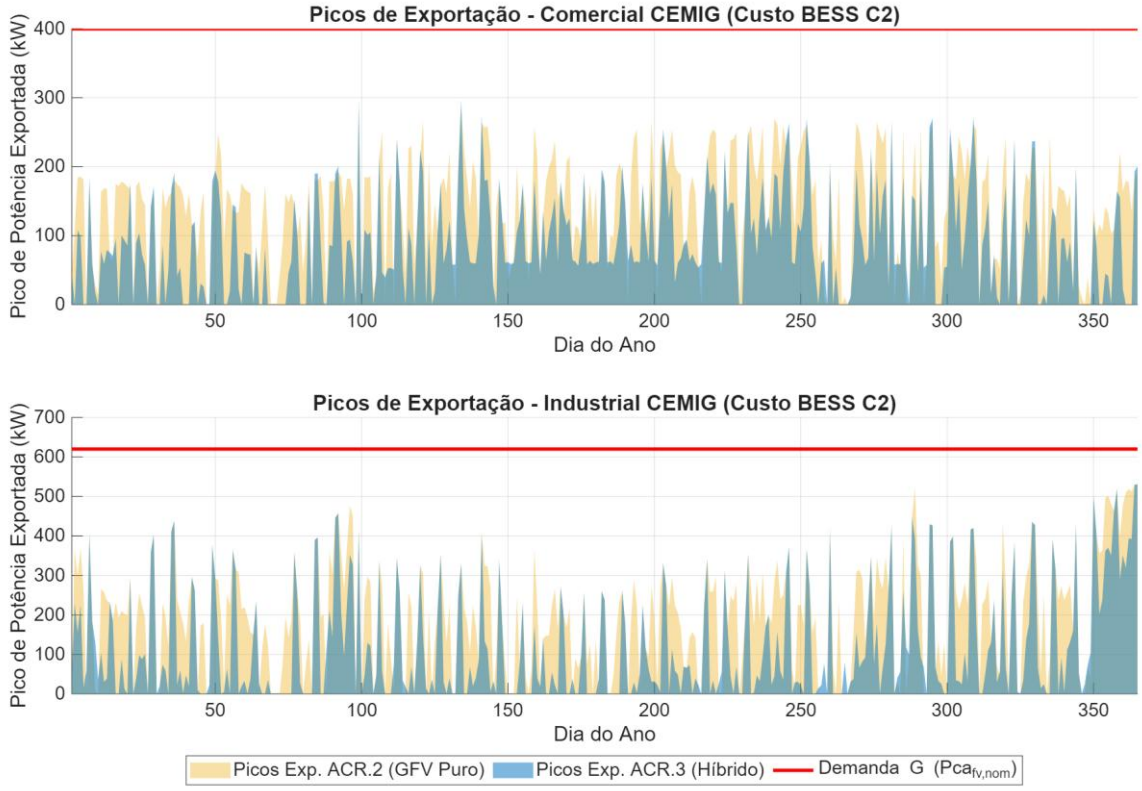


Fonte: Elaboração própria (2025).

5.2.6.2 Perfil de demanda de exportação

Para a demanda de geração, a análise parte da premissa conservadora estabelecida na seção 5.1.7.2, que fixa $DemG$ à potência nominal do inversor ($P_{cafv,nom}$). A Figura 38 revela que, sob esta condição, os picos de exportação reais raramente se aproximam do valor contratado. Isso caracteriza uma subutilização do contrato de uso do sistema, o qual se torna ainda mais significativo pelo fato de que a $DemG$ supera a $DemC$ neste caso. Esse resultado possui impacto significativo nos custos com faturamento de demanda – justificando a mínima redução dos custos K_{DEM} verificados na Figura 26, por dois aspectos críticos: i) pelas regras de precificação do custo de demanda mensal (seção 4.4.5) haverá um custo adicional de encargo de demanda de geração, proporcional a diferença $DemG - DemC$; ii) as tarifas de TUSD demanda G para a CEMIG estão entre as mais elevadas do país (ANEEL, 2025a), reforçando o impacto negativo da sobrecontratação de demanda G.

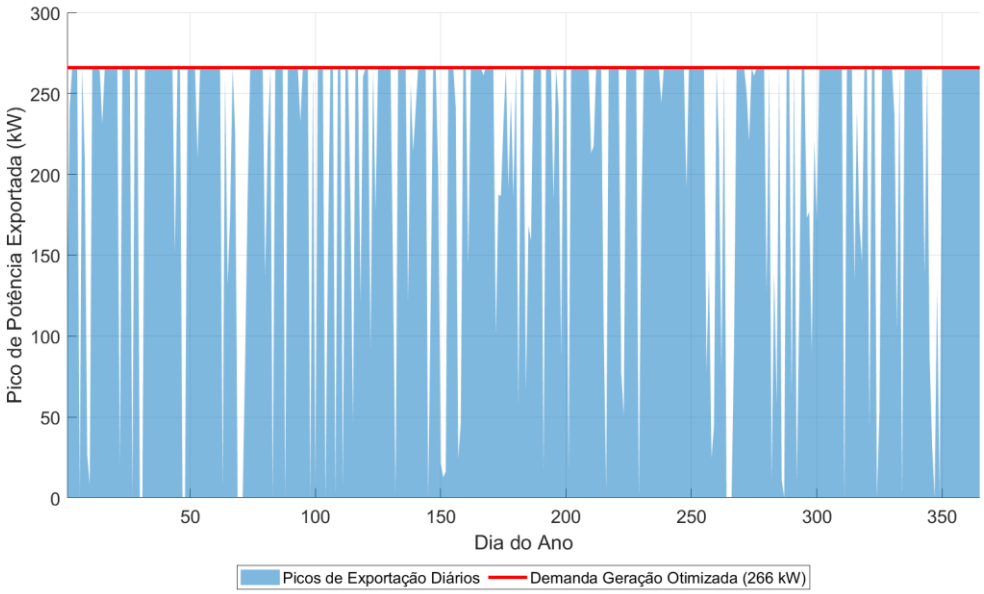
Figura 38 - Curvas anuais de picos de exportação diários dos cenários ACR.3 e ACR.2, para os cenários CEMIG (C2) – *COM/IND_ACR3_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Para quantificar o impacto de um contrato de demanda geração igualmente otimizada, foi realizada uma simulação adicional para o cenário *COM_ACR3_CEMIG_C2*, tratando $DemG$ como uma variável livre. A Figura 39 ilustra o resultado: o algoritmo dimensiona a $DemG$ em 266 kW, um valor ajustado precisamente aos picos de exportação observados, eliminando a capacidade ociosa e o custo associado. Contudo, a análise completa revela que esta liberdade contratual permitiu que a otimização encontrasse uma configuração completamente distinta de sistema ótima, conforme detalhado na Tabela 23.

Figura 39 - Curvas anuais de picos diários de demanda de exportação com demanda G otimizada - *COM_ACR3_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 23 - Comparativo dos resultados de otimização - Demanda G otimizada vs. não-otimizada.
Cenário COM_ACR3_CEMIG_C2

Métrica	***Cenário ACR3*** $DemG = P_{cafv,nom}$	***Cenário ACR3*** $DemG\ otima$	**Variação**
Dimensionamento do Sistema			
$P_{ccfv,nom}$	*611 kWp*	*965 kWp*	*+58%*
$E_{bess,nom}$	*746 kWh*	*596 kWh*	*-20%*
$DemC$	*213 kW*	*183 kW*	*-14%*
$DemG$	*400 kW*	*266 kW*	*-33%*
Resultados Financeiros			
K_{DEM} (ano 1)	*R$ 111.000,00*	*R$ 79.818,00*	*-28%*
Λ_{X-0} (ano 1)	*R$ 774,769.30*	*R$ 1,007,588.88*	*+30%*
ψ_X	*R$ 535,690.00*	*R$ 805,855.42*	*+50%*

Fonte: Elaboração própria (2025).

A análise comparativa da Tabela 23 evidencia que a otimização da $DemG$ não se restringe a um ajuste contratual, induzindo uma reconfiguração completa do sistema ótimo. A otimização integrada de todas as variáveis permitiu que o GFV fosse dimensionado em 965 kWp, um aumento de 58% em relação ao cenário com $DemG$ restrita, enquanto as capacidades ótimas do BESS e da $DemC$ foram reajustadas para

596 kWh e 183 kW, respectivamente. A consequência financeira desta nova configuração é um ganho de 30% da economia (Λ_{X-0}) do ano 1, com 28% de redução nos custos de demanda K_{DEM} , e um retorno financeiro impulsionado com um aumento de 50,4% no VPL Anualizado do projeto (ψ_X).

A elevada sensibilidade do resultado financeiro à otimização da demanda de geração não apenas reforça a relevância de uma metodologia integrada, mas, principalmente, levanta questionamentos sobre a adequação da aplicação da regulamentação vigente sobre contratação de MUSD de geração. A prática recorrente das distribuidoras de energia do país – especialmente no contexto de MMGD, de atrelar a demanda de geração diretamente à potência nominal do inversor FV, embora simplifique o processo, demonstra ser uma abordagem economicamente subótima, que impõe uma barreira de custo e restringe o dimensionamento de projetos com maior potencial de geração.

Esta questão torna-se particularmente imperativa no contexto de sistemas com armazenamento colocalizado à geração. A capacidade do BESS em modular ativamente os picos de exportação, absorvendo o excedente de geração, cria um perfil de injeção na rede que pode ser muito inferior a capacidade nominal dos inversores. Os resultados indicam que a manutenção desta prática pode resultar em uma subvalorização dos benefícios e da viabilidade de projetos híbridos, sugerindo a necessidade de uma abordagem contratual mais flexível e aderente ao comportamento operacional real destes ativos.

5.3 Análise de cenários ACL

A seguir são discutidos os resultados de dimensionamento ótimo dos cenários ACL simulados, bem como os aspectos mais relevantes quanto a estratégia de operação ótima do sistema na condição de restrição operação de *zero-grid.*

5.3.1 Custos de faturamento de energia no cenário ACL.0

As faturas mensais simuladas para cenário de referência ACL.0 (perfil Comercial e distribuidora CEMIG) utilizando a base de preços da Tabela 14, são dadas na Tabela 24. Em termos de custos totais de faturamento anual, observa-se a redução de aproximadamente 7% em relação aos mesmos custos anuais no ACR para CEMIG (Tabela 20), oriundo do menor preço do PPA (280 R$/MWh, incluindo encargos) em relação à tarifa TE (297 R$/MWh para hora FP e 476 R$/MWh para hora P).

Tabela 24 - Faturamento mensal de energia no ACL, perfil Comercial, CEMIG

Cenário-referência *ACL.0*

Mes	*Custo Total (R$)*	*Custo Energia (R$)*	*Custo Demanda (R$)*
Jan	103,066	93,825	9,241
Fev	95,874	86,633	9,241
Mar	107,998	98,758	9,241
Abr	85,400	76,160	9,241
Mai	79,498	70,258	9,241
Jun	71,499	62,259	9,241
Jul	70,971	61,730	9,241
Ago	76,280	67,040	9,241
Set	75,965	66,724	9,241
Out	78,273	69,033	9,241
Nov	92,672	83,432	9,241
Dez	103,927	94,687	9,241
Total	**1,041,430**	**930,543**	**110,887**

Fonte: Elaboração própria (2025).

5.3.2 Dimensionamento ótimos dos cenários ACL.1, ACL.2 e ACL.3

Os resultados do dimensionamento ótimo e as principais métricas de viabilidade financeira para os três cenários ACL estão sintetizados nas Figura 40 e Figura 41, respectivamente.

Ao comparar os cenários de ativos isolados, nota-se que a implantação exclusiva de GFV (ACL.2) ainda apresenta um retorno financeiro significativamente superior ao de BESS isolado (ACL.1), com o VPL Anualizado do ACL.2 (R$ 235,77 k) é aproximadamente 78% maior que o do ACL.1 (R$ 132,13 k), com um *Payback* Descontado significativamente menor (5,70 anos contra 8,36 anos). Contudo, uma análise mais aprofundada revela uma nuance importante: embora o cenário BESS-puro (ACL.1) possua um *TOTEX* 55% superior – esperado pelos custos de investimento superiores e sendo a principal influência do VPL inferior, sua economia anual ($\Lambda_{ACL.X-0}$) é apenas 8,5% inferior à do GFV-puro (ACL.2). Este resultado evidencia o forte impacto das elevadas tarifas de TUSD no horário de ponta, como as da CEMIG. A capacidade do BESS de realizar o deslocamento de carga (*load-shifting*) e evitar esses custos o torna financeiramente competitivo, mesmo sem a presença de geração própria.

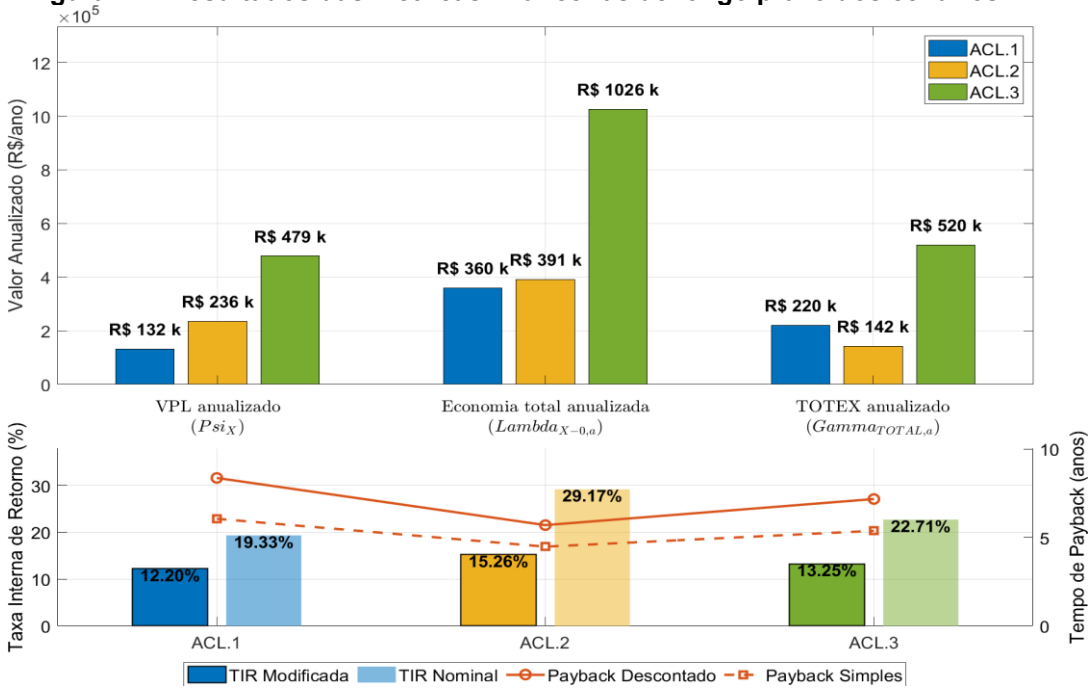
Figura 40 - Resultados do dimensionamento – ACL.1, ACL.2 e ACL.3

Cenário:	ACL.1	ACL.2	ACL.3	
	BESS (kWh)	GFV (kWp)	GFV (kWp)	BESS (kWh)
	612	577	809	877
CAPEX Inicial:	R$ 1.96 M	R$ 1.36 M	R$ 1.88 M	R$ 2.81 M
	DEMANDA. C (kW)	DEMANDA. C (kW)	DEMANDA. C (kW)	
	250	257	145	
Demanda G:	N/A	N/A	N/A	
VPL Anualizado:	R$ 132.13 k	R$ 235.77 k	R$ 478.82 k	
Payback Descontado:	8.36 anos	5.70 anos	7.17 anos	
Payback Simples:	6.06 anos	4.48 anos	5.37 anos	
TIR Modificada:	12.20 %	15.26 %	13.25 %	
TIR Nominal:	19.33 %	29.17 %	22.71 %	
TOTEX Anualizado:	R$ 220.18 k	R$ 142.26 k	R$ 520.16 k	
Métricas do Ano 1				
CAPEX Inicial Total:	R$ 1.96 M	R$ 1.36 M	R$ 4.69 M	
Economia Total:	R$ 273.61 k	R$ 298.57 k	R$ 794.70 k	
Economia c/ Energia:	R$ 249.36 k	R$ 287.79 k	R$ 735.59 k	
Economia c/ Demanda:	R$ 24.26 k	R$ 10.78 k	R$ 59.10 k	
Receita de Vendas:	R$ 0.00	R$ 0.00	R$ 0.00	

Fonte: Elaboração própria (2025).

Contundo, é o cenário híbrido (ACL.3) que revela o potencial da combinação dos ativos na condição de proibição de exportação de energia. Embora represente o maior investimento inicial (CAPEX de R$ 4,69 M), é alcançado um VPL Anualizado de R$ 478,82 k, mais do que o dobro do cenário GFV-puro e mais de três vezes o do BESS-puro. Complementarmente, a economia total anualizada do projeto no ACL.3 é de R$ 1,02 M – 262% superior ao ACL.2 ótimo. Este resultado expressivo evidencia que a combinação dos ativos desbloqueia um potencial de valor muito superior à soma das partes, revelando uma elevada sinergia entre as duas tecnologias, sendo a origem desta sinergia revelada pela configuração ótima do sistema: a otimização para o ACL.3 resultou em um GFV significativamente maior (809 kWp) do que no cenário isolado (577 kWp), pareado com um BESS de grande porte (877 kWh). O BESS cumpre uma dupla função essencial: (i) a otimização do autoconsumo armazena o massivo excedente de energia fotovoltaica que, de outra forma, seria perdido por *curtailment* na estratégia *zero-grid*, abatendo o consumo de horária ponta, e reduzindo o impacto da elevada tarifa de TUSD ponta; e (ii) atua de forma agressiva na Gestão de Demanda, possibilitando uma redução drástica da demanda contratada de consumo, que passa de ~250 kW nos cenários isolados para apenas 145 kW no cenário híbrido.

Figura 41 - Resultados das métricas financeiras de longo prazo dos cenários ACL.



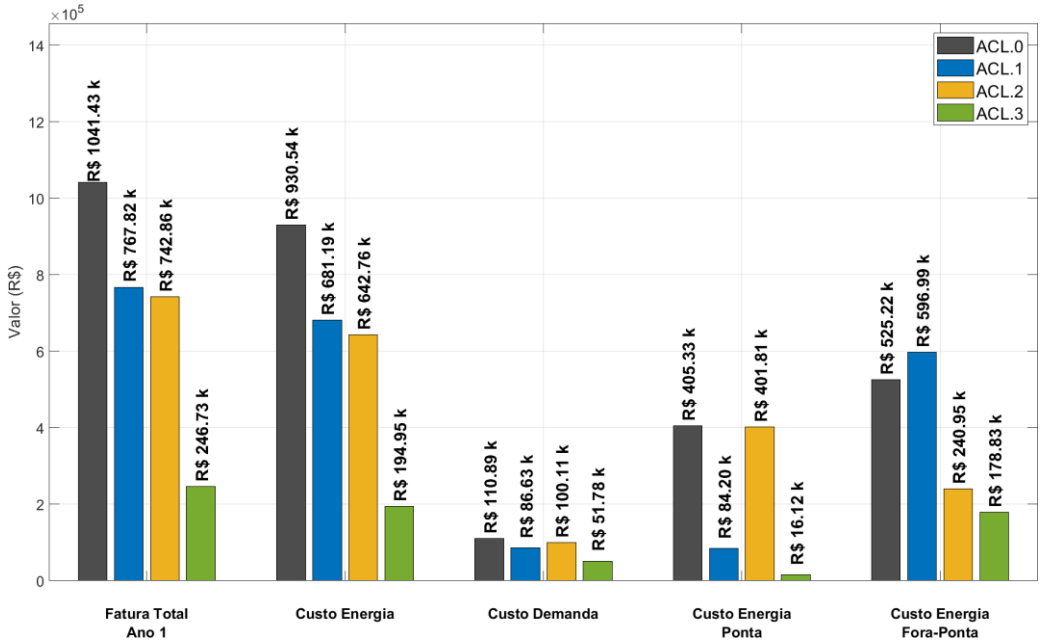
Fonte: Elaboração própria (2025).

O perfil de investimento do sistema híbrido, com um Índice de Hibridização do Investimento (IHI) de aproximadamente 60% (R$ 2,81 M em BESS sobre R$ 4,69 M totais), confirma a centralidade do armazenamento nesta estratégia. Embora o *payback* seja ligeiramente superior ao do GFV-puro, a TIR Modificada de 13,25% e, principalmente, o VPL Anualizado muito superior, validam a viabilidade do sistema híbrido no cenário *zero-grid*. Estas constatações se tornam mais evidentes ao se analisar detalhadamente as componentes de custos e o gerenciamento de energia, como é demonstrado na sequência.

5.3.3 Análises das componentes de custos e receitas

A análise detalhada das componentes do custo anual de energia, apresentada nas Figura 42 e Figura 43, permite uma compreensão aprofundada dos mecanismos de geração de valor em cada cenário e corrobora a complementariedade das tecnologias quando no cenário híbrido. A configuração com GFV-puro (ACL.2) tem sua viabilidade fundamentada na redução do custo de energia fora-ponta, que decresce 54% (de R$ 525,22 k para R$ 240,95 k) devido ao autoconsumo diurno. Contudo, sua contribuição para a mitigação do custo de energia de ponta e do custo de demanda é marginal.

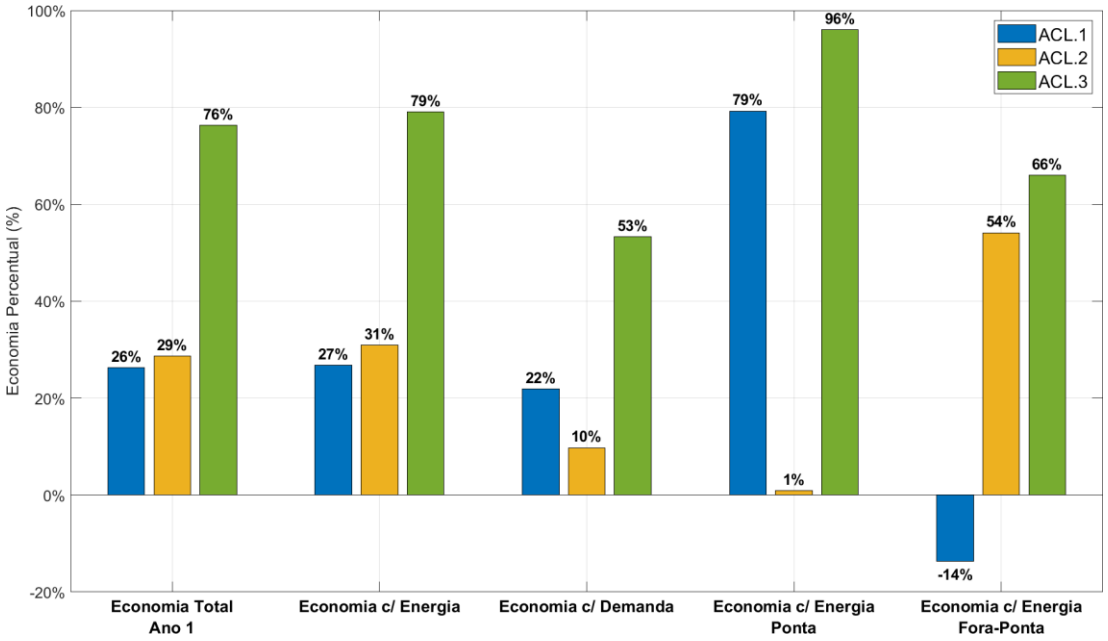
Figura 42 - Componentes de custos de faturamento de energia dos cenários ACL – ano 1.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Em contrapartida, a configuração com BESS-puro (ACL.1) demonstra eficácia na gestão dos custos horários mais elevados, estando a principal contribuição do ativo na redução expressiva de 79% do custo de energia de Ponta (de R$ 405,33 k para R$ 84,20 k) por meio de *load-shifting*. Tal estratégia, no entanto, implica um aumento do consumo Fora-Ponta, que se eleva para R$ 596,99 k, decorrente da necessidade de carregamento da bateria a partir da rede.

Figura 43 - Economia percentual dos custos de faturamento de energia dos cenários ACL – ano 1.



Fonte: Elaboração própria (2025).

A sinergia entre as tecnologias é quantificada de forma contundente no cenário híbrido (ACL.3), onde o sistema otimizado atua sobre todas as frentes de custo simultaneamente:

- Custo de Energia de Ponta: É praticamente suprimido, sendo reduzido a R$ 16,12 k (economia de 96%), devido ao maior aproveitamento do excedente FV.
- Custo de Energia Fora-Ponta: Atinge o menor valor entre todos os cenários (R$ 178,83 k), resultado sobretudo da maior capacidade dimensionada do GFV, a qual foi possível pela redução das perdas de *curtailment* pela ação do BESS.
- Custo de Demanda: Apresenta a redução acentuada de 53%, consequência da ação combinada do GFV na carga diurna e do BESS no pico de demanda vespertino, que permitiu o Estágio 1 operar uma redução drástica da demanda contratada.

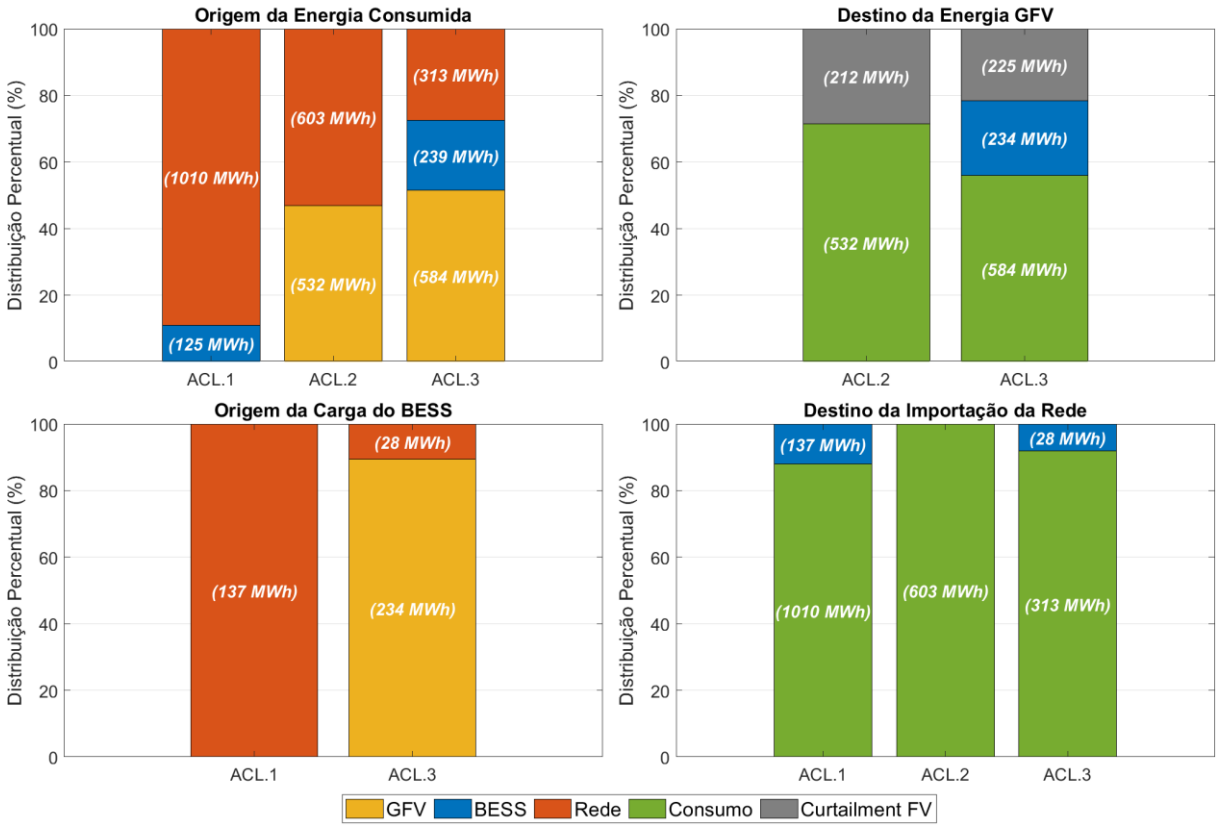
5.3.4 Análise de gerenciamento de energia

As estratégias operacionais ótimas resultantes para os cenários *zero-grid* do ACL são avaliadas por meio dos fluxos agregados de energia anuais e das curvas de despacho horário, elucidando do ponto de vista da gestão energética as constatações obtidas pela análise das métricas financeiras de cada cenário.

5.3.4.1 Fluxos agregados anuais de energia

A análise dos fluxos de energia no primeiro ano de operação, detalhada na Figura 44, revela as distintas lógicas operacionais de cada cenário através da origem e destino instantâneo das parcelas de energia. A ineficiência da estratégia *zero-grid* é quantificada no cenário ACL.2 (GFV-puro): dos 744 MWh gerados, 212 MWh (28,5%) são perdidos por *curtailment*, evidenciando o elevado custo de oportunidade.

Figura 44 - Fluxos totais de energia no primeiro ano, entre os sistemas – cenários ACL



Fonte: Elaboração própria (2025).

No cenário ACL.3, a análise revela uma solução ótima complexa e não evidente: o BESS recupera uma parcela substancial da energia que seria perdida, armazenando 234 MWh (22% da geração total) provenientes do GFV. Contudo, uma parcela significativa de 225 MWh (22% da geração total) ainda é perdida por *curtailment*. Este resultado é uma conclusão central da otimização: o algoritmo identificou o ponto de equilíbrio onde o custo marginal de aumentar a capacidade do BESS de forma a reduzir ainda mais as perdas por *curtailment* superaria o benefício financeiro gerado. A solução de máximo VPL, portanto, não é a de desperdício zero de geração própria, mas aquela que otimiza o balanço entre o investimento em armazenamento e o valor da energia recuperada. Ainda assim, observa-se que os 234 MWh de energia solar armazenados e deslocados para o horário de ponta têm um impacto decisivo na redução dos custos totais, conforme foi explicitado na seção 5.3.3.

A natureza contraintuitiva da otimização, revelada em um problema real e representativo do contexto atual do mercado de energia, é uma das consequências mais proeminentes da relevância de uma metodologia de otimização integrada, como a proposta neste trabalho.

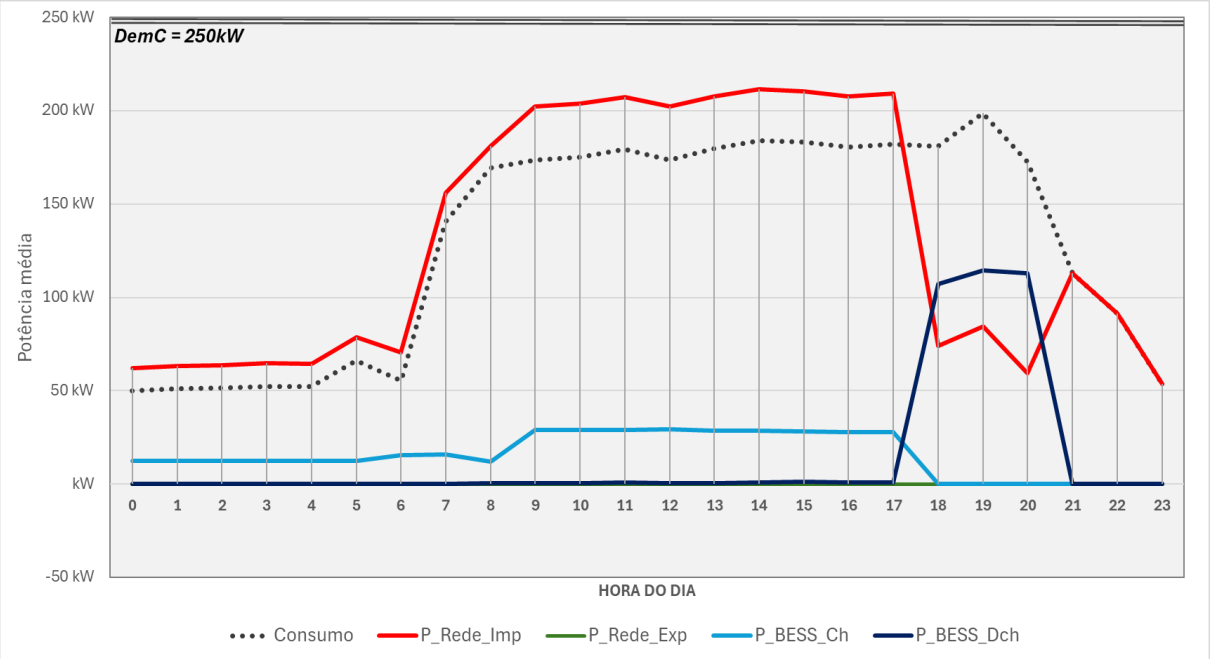
5.3.4.2 Despacho horário – cenário ACL.3

As curvas de despacho horário médio anual (Figura 45 a Figura 47) e de dias específicos (Figura 48 e Figura 49) permitem a visualização da dinâmica operacional que origina os resultados anuais. A análise da curva de potência média para o cenário ACL.1, na Figura 45, explicita a estratégia de *load-shifting*. Observa-se que a curva de importação da rede se eleva em valores significativos acima da curva de consumo, na maior parte do período diário, tendo um *vale* de demanda apenas nos horários de ponta, indicando a descarga do BESS para atendimento ao consumo. Tal tendência de comportamento diária é outra evidência da influência da alta variação horária dos preços de TUSD na estratégia de despacho.

A Figura 46 demonstra a consequência, na curva horária de potência demandada da rede, causada pelo *zero-grid* sem armazenamento. A importação da rede apresenta um vale profundo durante o dia, com uma rampa de tomada de carga intensa a partir das 15:30h. Além disso, o pico de demanda verificado em torno das

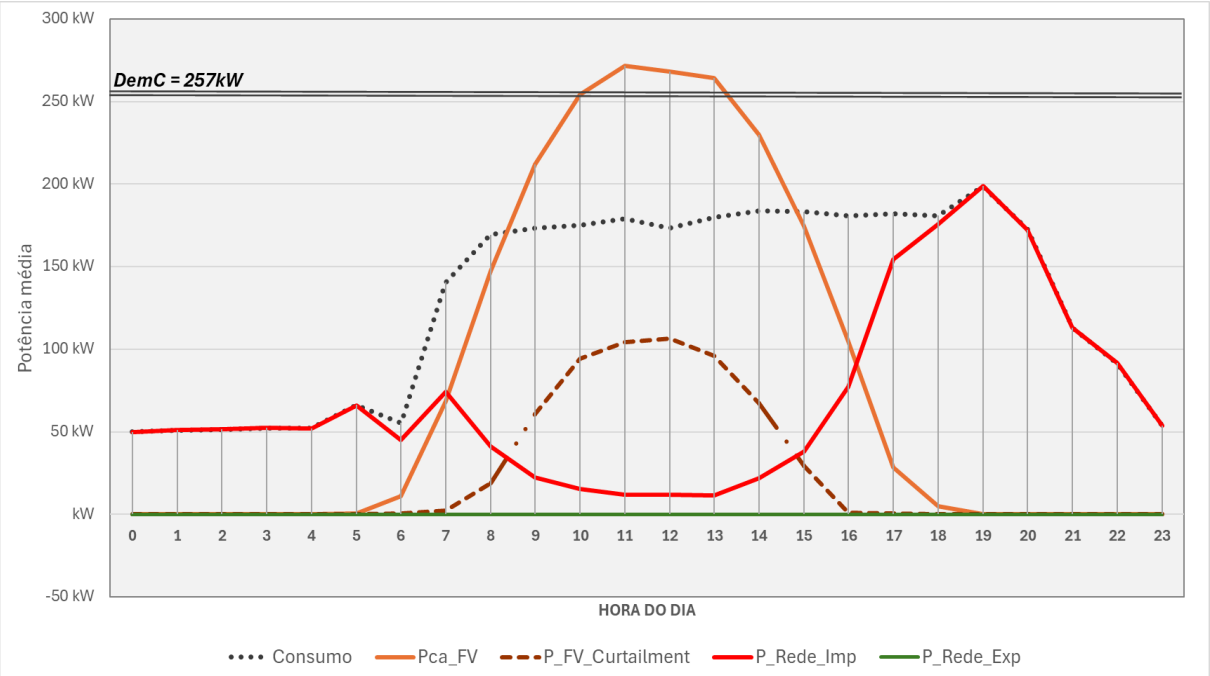
19:00h, o qual não sofre influência da curva do GFV, não permite que o sistema otimize de forma mais agressiva a demanda contratada.

Figura 45 - Curvas de potência horária média anual – *COM_ACL1_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

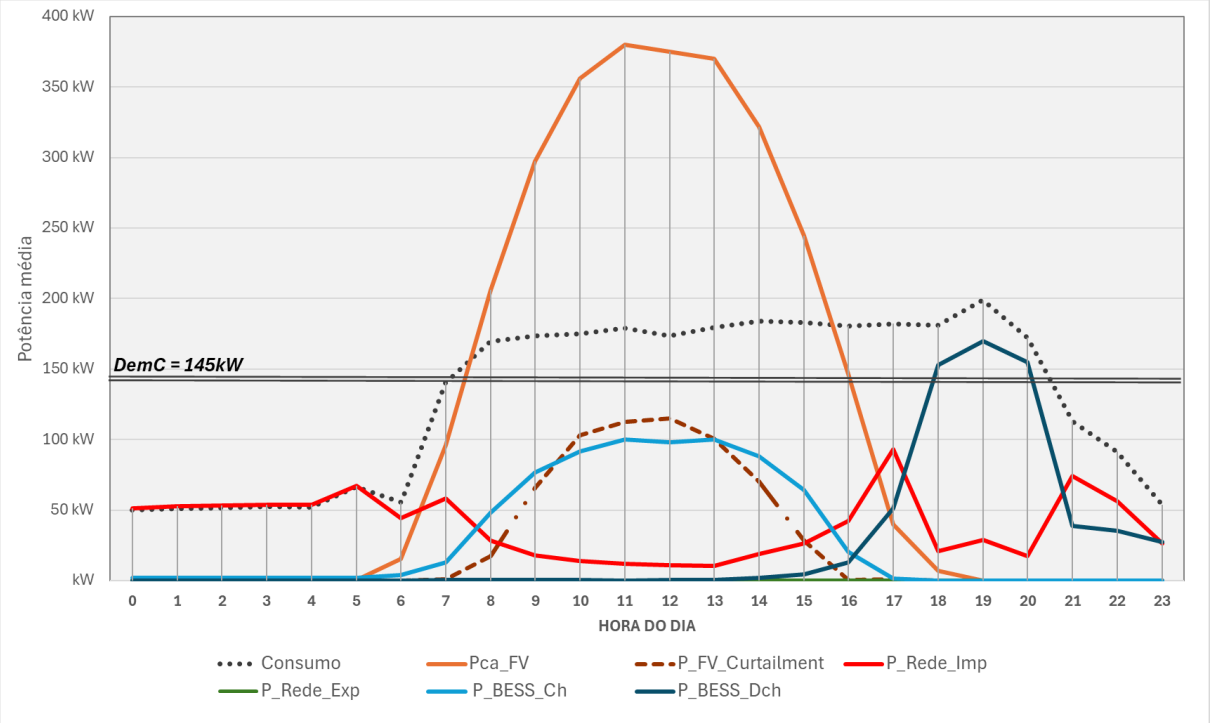
Figura 46 - Curvas de potência horária média anual – *COM_ACL2_CEMIG_C2*



Fonte: Elaboração própria (2025).

Já no ACL.3 (Figura 47) a coerência temporal entre o excedente da geração FV e a curva de carga do BESS é evidente, ao mesmo tempo que se observa a significância dos valores das perdas de *curtailment,* convergindo ao ilustrado nos fluxos agregados da Figura 44. A ação balanceada do BESS na otimização do autoconsumo FV resulta em curva da potência p_{imp}^{h} praticamente plana ao longo dia, em um patamar médio de 50kW, o que permite uma proeminente otimização da demanda contratada.

Figura 47 - Curvas de potência horária média anual – *COM_ACL3_CEMIG_C2*



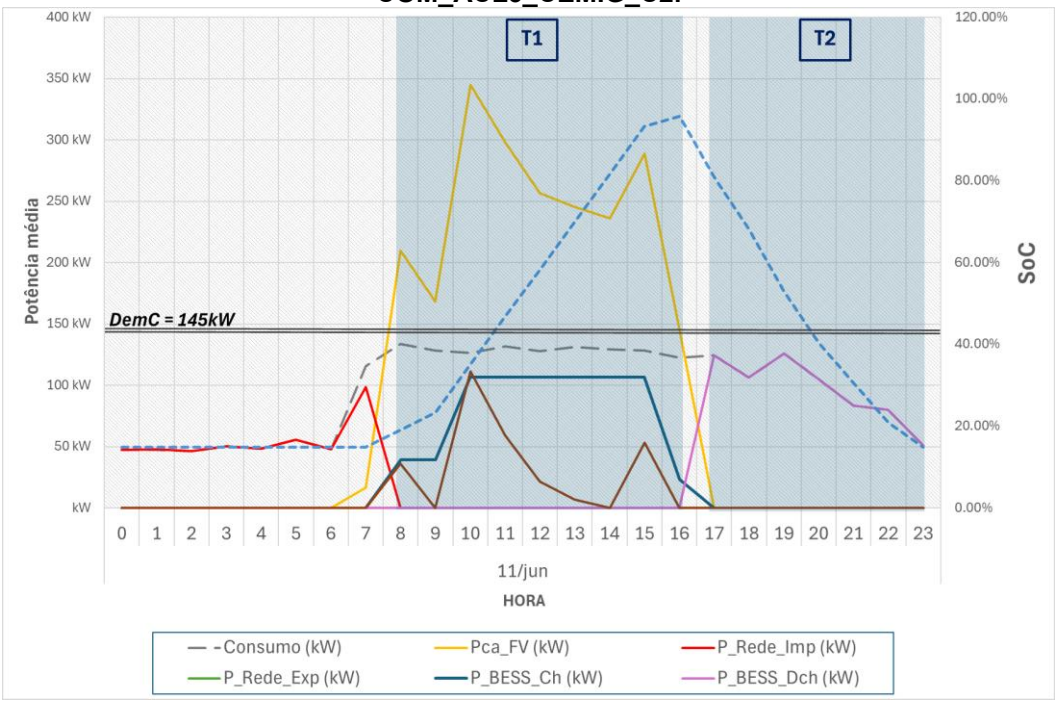
Fonte: Elaboração própria (2025).

A robustez da estratégia do despacho ótimo é validada na análise de dias atípicos para o ACL.3. Na Figura 48 é ilustrado o comportamento em um dia de final de semana, onde nota-se que, diferentemente do observado nos cenários ACR (ver seção 5.2.5.2), onde o BESS tipicamente permanecia ocioso ou subutilizado, aqui o sistema permanece intensivamente ativo, motivado não pela gerenciamento das tarifas de energia, mas pela necessidade de otimizar o *curtailment* (períodos T1 e T2).

Na Figura 49 é mostrada a operação em um dia de baixa irradiação, em que o algoritmo toma a decisão de carregar o BESS com energia da rede no período de menor custo (T3) – o que eleva a curva demanda acima do consumo, mesmo com

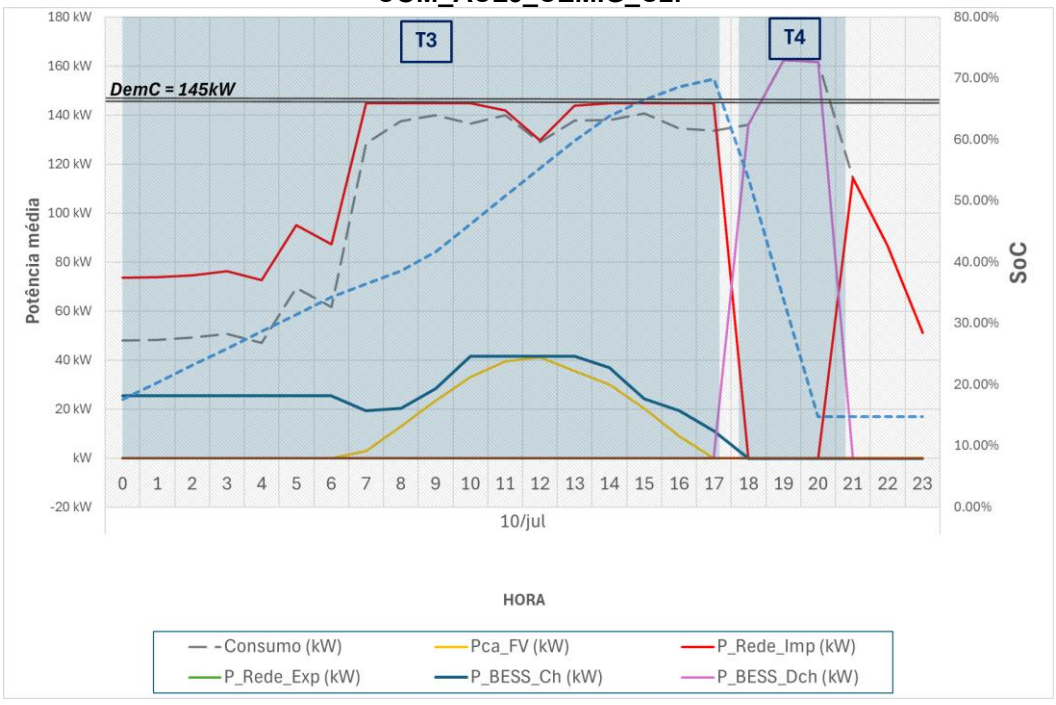
a presença de geração FV, de forma atender integralmente o consumo de horário ponta.

Figura 48 - Despacho horário final de semana – cenário ACL.3 COM_ACL3_CEMIG_C2.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 49 - Despacho horário ótimo para um dia com baixa irradiação – cenário ACL.3 COM_ACL3_CEMIG_C2.



Fonte: Elaboração própria (2025).

De forma análoga à análise realizada para os cenários ACR na seção 5.2.5.2, o comportamento do despacho ótimo no ACL demonstra que a complexidade da otimização matemática pode ser decomposta em um conjunto de heurísticas estado-dependentes, fornecendo um roteiro para sua implementação em um EMS real. A análise revela uma lógica de controle hierárquica e adaptativa:

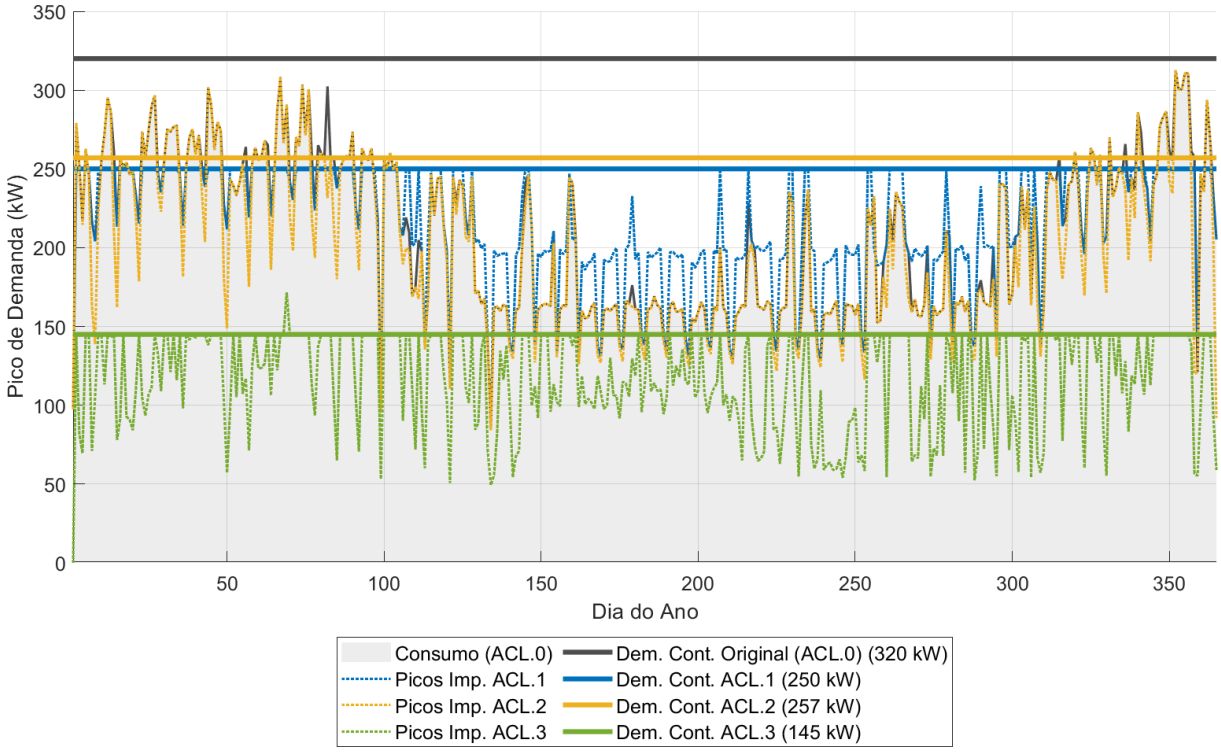
i) Em dias com excedente fotovoltaico: A lógica operacional se traduz em uma heurística de maximização do autoconsumo. A regra primária é o armazenamento do excedente FV disponível até a capacidade máxima do BESS, seguida pela descarga total para atendimento ao consumo a partir do início do horário de ponta. Uma nuance fundamental, contudo, é observada na curva de potência carga p_{ch}^{h}, que se mantém linear e constante ao longo do período vespertino. Este comportamento evidencia a ação da restrição de carga pulsante, da seção 4.3.2.7, em que o algoritmo evita picos de potência de carregamento, minimizando a degradação cíclica, o que indiretamente prioriza a longevidade do ativo em detrimento da minimização dos picos de *curtailment*.
ii) Em dias com baixa geração fotovoltaica: Prevendo não haver disponibilidade da fonte primária (GFV) para atendimento ao consumo no horário de ponta do dia, o sistema comuta para o carregamento do BESS a partir da fonte secundária (Rede), operando uma heurística combinada de *load-shifting* – carregando a partir da rede de forma controlada e *quase*-uniforme no período de menor custo de importação, e de *peak-shaving* - onde a potência p_{ch}^{h} é limitada de forma que a curva de demanda total p_{imp}^{h} (carregamento + consumo) não ultrapasse a linha de demanda contratada $DemC$. Posteriormente, é mantida a regra geral de descarga plena para atendimento ao consumo no horário de ponta.

5.3.5 Demanda contratada ótima e perfil de picos de demanda anual – ACL

O desempenho anual das aplicações de Gestão de Demanda nos cenários ACL é ilustrada nas curvas de picos diários de demanda da Figura 50.

A operação do cenário ACL.1 revela uma estratégia de *load-shifting* sazonalmente adaptativa. Nos meses de menor consumo, os picos de importação chegam a superar os do cenário-referência ACL.0, o que ocorre devido a maior folga em relação à demanda contratada otimizada (250 kW), permitindo que o algoritmo intensifique o carregamento da bateria a partir da rede para maximizar o abatimento do consumo do período de ponta. Em contrapartida, nos meses de maior consumo, a proximidade dos picos com o limite contratado restringe essa operação.

Figura 50 - Curvas anuais de picos diários de demanda de consumo dos cenários ACL



Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme já demonstrado na Figura 46, a contribuição do GFV no cenário ACL.2 para a mitigação dos picos de demanda é irrisória. A curva de picos de importação é quase coincidente com a do consumo original, dado que a geração fotovoltaica não coincide temporalmente com o pico de demanda vespertino, o que justifica uma redução dos custos de demanda pouca expressiva (seção 5.3.3).

No cenário ACL.3**,** a curva de picos de importação é significativamente mitigada pela ação complementar das tecnologias. O GFV reduz a demanda no período diurno, enquanto o BESS, utilizando o excedente solar armazenado, abate o pico de consumo no período noturno.

Esta operação combinada resulta em uma estratégia de Gestão de Demanda muito mais eficaz, que se manifesta de duas formas: primeiramente, possibilita a otimização de uma demanda contratada drasticamente inferior (145 kW); em segundo lugar, a ação de *peak-shaving* do BESS mantém os picos de importação diários consistentemente próximos a este novo e reduzido patamar contratual. O resultado é uma utilização muito mais eficiente do contrato de uso do sistema, o que justifica a expressiva economia com custos de demanda observada para este cenário.

5.4 Análise de distribuição do dimensionamento

As seções anteriores focaram na análise detalhada da melhor solução (máximo VPL) para cada cenário avaliado. Contudo, uma análise mais aprofundada do processo de otimização pode fornecer *insights* sobre a robustez dessa solução e a sensibilidade do retorno financeiro às variáveis de dimensionamento. Esta seção, portanto, dedica-se a examinar a distribuição completa dos candidatos avaliados pelo Algoritmo Genético (AG) durante sua convergência, com o objetivo de mapear o espaço de soluções, sendo a análise focada nos cenários ACR.

O objetivo é investigar como a viabilidade financeira do sistema se distribui em função do seu grau de hibridização. Para tal, a métrica de VPL Anualizado de cada candidato é correlacionada com o Índice de Hibridização do Investimento (IHI), que quantifica a participação percentual do custo de investimento do BESS no CAPEX total do sistema. Esta abordagem permite visualizar as regiões de maior retorno financeiro e compreender a sensibilidade da solução ótima à alocação de capital entre os ativos de geração e armazenamento.

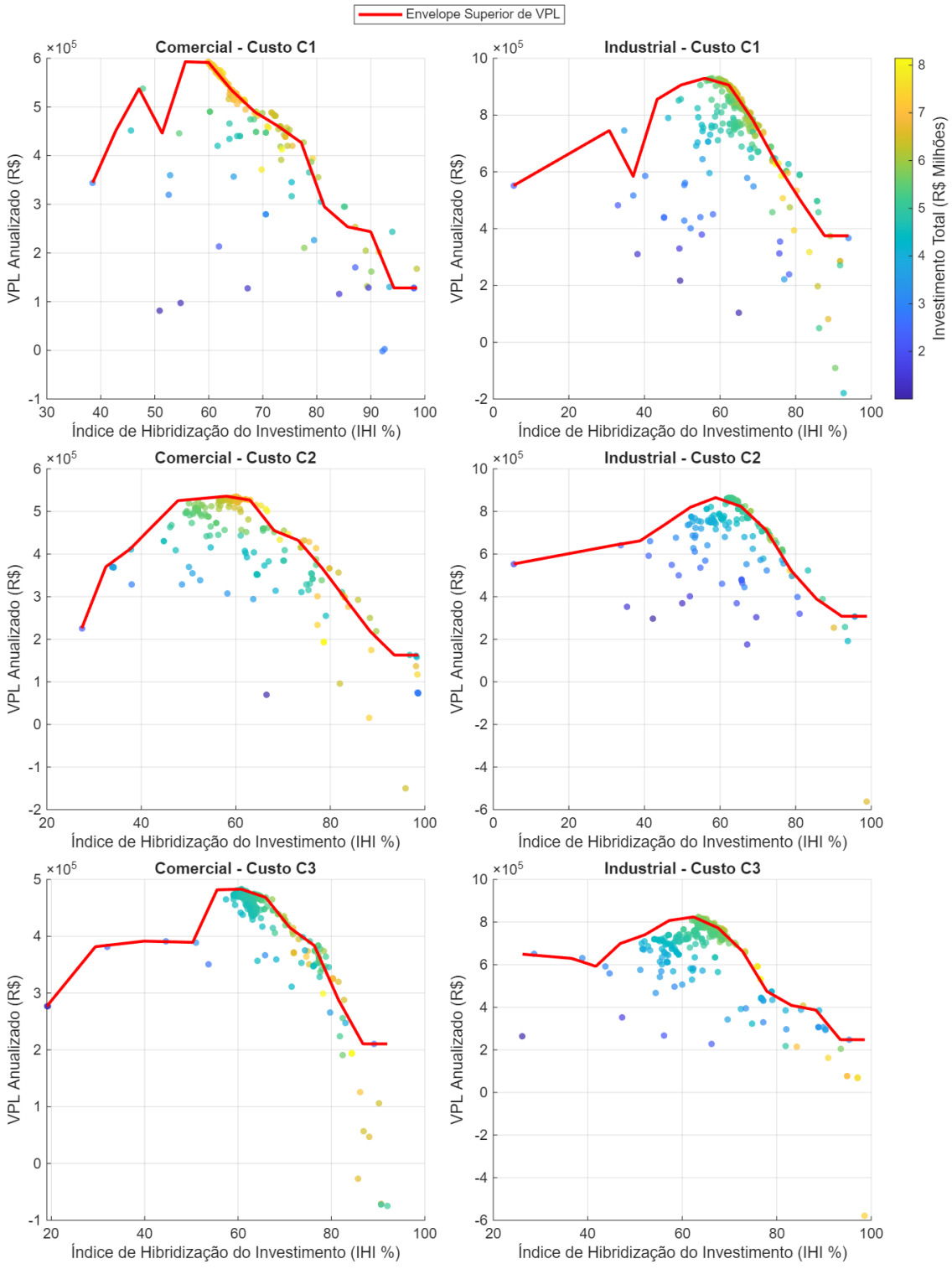
Para dados complementares a respeito da distribuição dos resultados ótimos do AG, consultar Anexo A (Distribuição de dimensionamento) e Anexo B (Distribuição do VPL Incremental).

5.4.1 Distribuição do VPL Anualizado

Nas Figura 51 e Figura 52 são mostrados os gráficos de dispersão do VPL Anualizado em relação ao IHI em cada um dos cenários CEMIG e CELESC, respectivamente. O custo de CAPEX total inicial em cada candidato avaliado é representado pelas cores dos pontos.

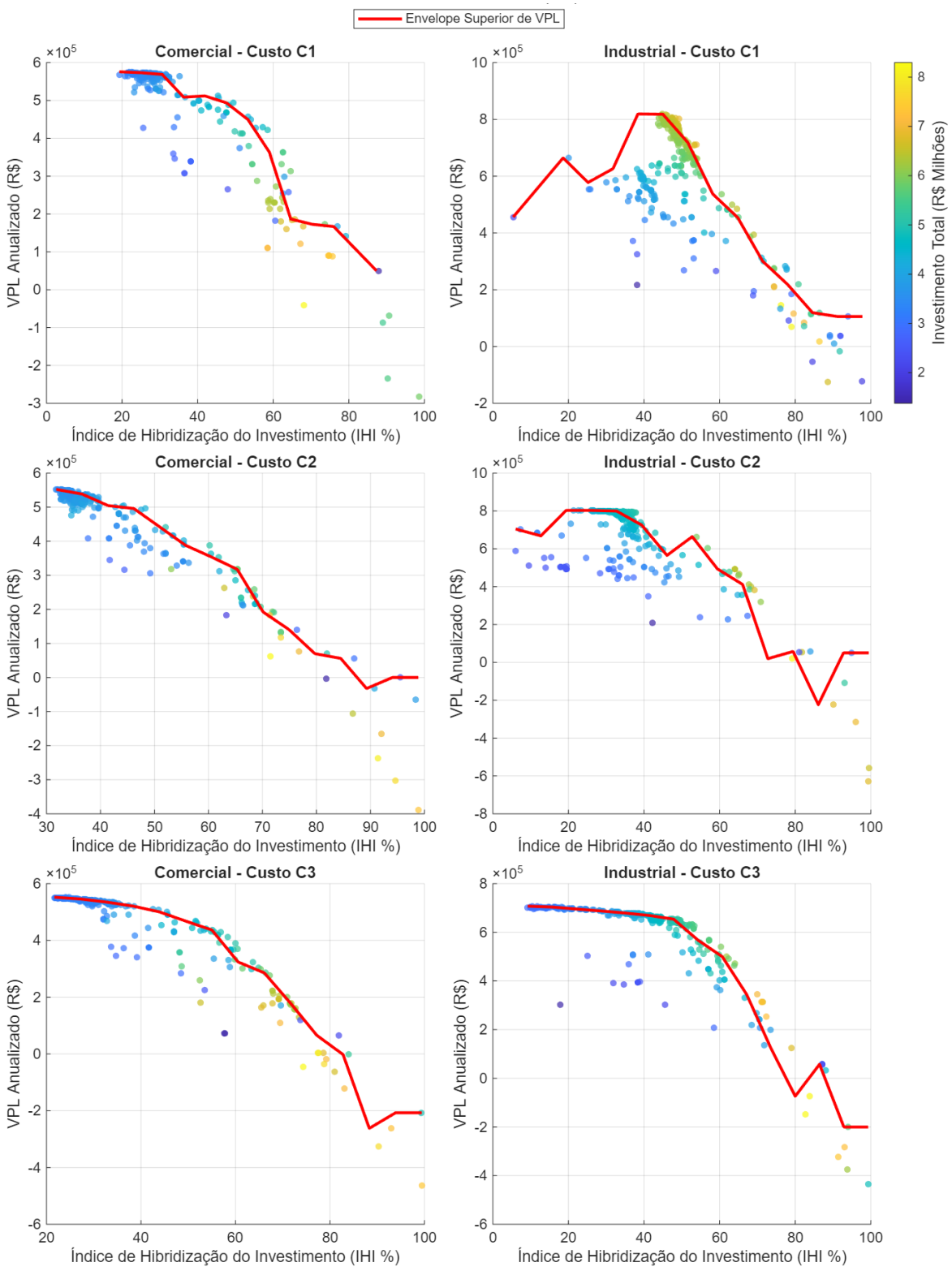
Para a CEMIG, observa-se que o VPL tende a ser maximizado para um IHI em torno de 60%, com um rápido decréscimo do retorno financeiro ao aumentar-se o IHI a partir desse ponto. A exploração de regiões com baixo IHI (sistemas BESS de baixa capacidade) foi escassa, indicando que o AG tratou, já nas primeiras gerações, identificou os candidatos de IHI baixos como soluções pouco promissoras.

Figura 51 - Distribuição do VPL Anualizado em função do IHI – Cenários CEMIG



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 52 - Distribuição do VPL Anualizado em função do IHI – Cenários CELESC



Fonte: Elaboração própria (2025).

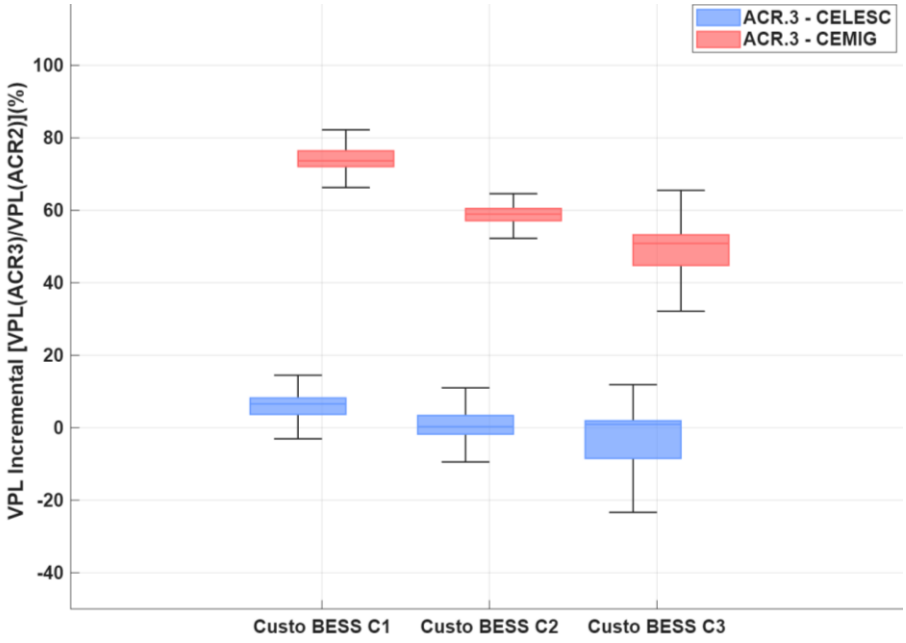
O baixo ganho incremental de VPL para os cenários CELESC, é reforçado pelos gráficos da Figura 52, onde nota-se que, à exceção do perfil Industrial de custo C1, todos os cenários apresentaram a tendência de maior valor de VPL em torno das regiões com o IHI mais baixo. De fato, ao se agregar nesta análise os resultados de VPL Incremental da solução ótima (seção 5.2.3), é conclusivo que, para o caso da CELESC, a solução que tende a apresentar o melhor retorno financeiro é aquela em que a capacidade do BESS é próxima a zero.

Importante neste ponto da discussão a observação de que o AG tende a descartar regiões em que uma das variáveis de otimização é nula (no caso, $E_{bess,nom} = 0$), mesmo que eventualmente tais regiões contenham o máximo global. Tal caraterística do AG é, em certa medida, uma limitação intrínseca da meta-heurística e que, para a construção de uma metodologia de otimização que englobe obrigatoriamente a avaliação de soluções onde um dos sistemas tem dimensionamento nulo, demandaria a manipulação do processo interno de gerações iniciais de populações – o que acarreta complexidade e custo computacional significativo ao algoritmo. A metodologia aqui proposta, no entanto, contorna essa limitação de forma mais direta, dado que a avaliação de sistemas com dimensionamento nulo é garantida pela construção de cenários-base distintos, nos quais um dos componentes é deliberadamente desabilitado (e.g., o cenário ACR.2 sem a presença de BESS). A análise comparativa da viabilidade financeira entre esses cenários é então sintetizada de forma objetiva pela métrica de VPL Incremental, e cuja análise de sensibilidade é apresentada na seção seguinte.

5.4.2 Distribuição do VPL Incremental

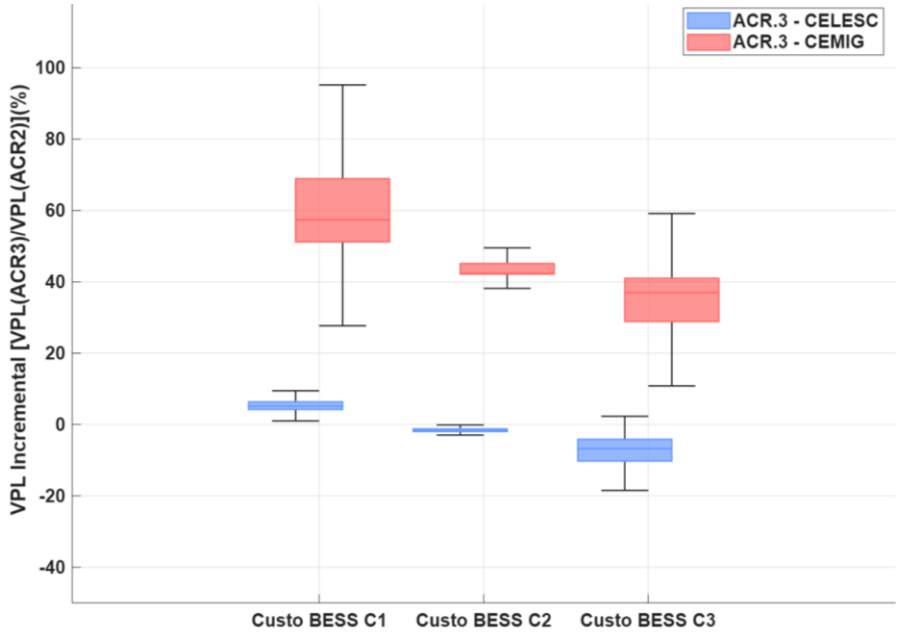
A distribuição do VPL Incremental, para as duas distribuidoras, é visualizada de forma compacta, para cada um dos perfis de consumo, através dos *box-plot* dados na Figura 53 (Comercial) e na Figura 54 (Industrial), em função do três patamares de custo do BESS (no Anexo B os resultados de distribuição de VPL Incremental são dados de forma detalhada, em função do IHI).

Figura 53 - Distribuição de VPL Incremental do perfil Comercial



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 54 - Distribuição de VPL Incremental do perfil Industrial



Fonte: Elaboração própria (2025).

A perspectiva dada pela distribuição do VPL Incremental é definitiva em relação à da viabilidade financeira do BESS, para as diferentes estruturas de preços de energia e de custo de investimento:

- Para a CEMIG, a adição do BESS resulta em um ganho de VPL consistentemente positivo e expressivo, com a mediana do VPL Incremental superando 50% na maioria dos casos.
- Para a CELESC, a distribuição do VPL Incremental situa-se em torno de 0%, com uma parcela significativa dos candidatos apresentando um resultado negativo.

O contraste definitivo entre estes resultados permite uma extrapolação da análise para o contexto nacional. Conforme justificado na seção de premissas 5.1.3, a escolha destas duas concessionárias foi deliberada por representarem extremos das estruturas tarifárias do país em termos de diferenciais tarifários por posto horário e de patamar de custo da tarifa de fornecimento. Desta forma, os resultados validam a hipótese central da análise: a atratividade econômica do investimento em BESS não é uma realidade homogênea, e é intrinsicamente dependente da estrutura de preços da concessionária local. Para distribuidoras com perfil similar ao da CELESC, o sinal econômico para o armazenamento tende a ser insuficiente para superar os custos de investimento. Em contrapartida, para distribuidoras com perfil análogo ao da CEMIG, a elevada volatilidade tarifária cria um ambiente de alta rentabilidade para as aplicações de Gestão de Demanda e, sobretudo, de Gestão de Energia, consolidando o BESS como um ativo de alto valor agregado nesse contexto.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo final tem como objetivo consolidar os resultados e as contribuições desta dissertação. Para tal, a discussão é estruturada em duas seções. A primeira apresenta as conclusões centrais, sintetizando as principais constatações da pesquisa e o atendimento aos objetivos propostos. A segunda delineia uma série de propostas para desenvolvimentos futuros, identificando novos caminhos de pesquisa que podem ser trilhados a partir da metodologia e dos resultados aqui estabelecidos.

6.1 Conclusões

Este trabalho se propôs a desenvolver e validar uma metodologia de otimização técnico-financeira para sistemas distribuídos de armazenamento de energia por baterias com geração fotovoltaica, no contexto de sua aplicação ao complexo ambiente regulatório brasileiro. Os objetivos traçados foram plenamente atendidos, resultando no desenvolvimento de um modelo computacional generalista, flexível e escalonável, o qual balizou de forma robusta um conjunto de estudos de caso com conclusões de alta relevância para o nascente mercado de armazenamento de energia no país.

As principais contribuições deste trabalho residem, primeiramente, na própria metodologia de otimização proposta. A arquitetura de otimização em dois estágios, que integra um Algoritmo Genético (AG) para o dimensionamento holístico e uma Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para o despacho horário, aborda diretamente a dicotomia metodológica identificada na literatura. Ao unir a eficiência da busca meta-heurística com a garantia de otimalidade do despacho matemático, a metodologia resolve o problema de forma integrada, considerando simultaneamente as variáveis de dimensionamento dos ativos (GFV, BESS) e as contratuais (Demanda).

A flexibilidade e adaptabilidade a múltiplos cenários é outro ponto de destaque da metodologia, dado que o modelo foi concebido com uma estrutura genérica, permitindo sua aplicação e fácil ampliação aos diversos arranjos do mercado de energia brasileiro (ACR e ACL). Sua arquitetura prospectiva a torna plenamente

compatível com futuras modernizações da estrutura tarifária e regulatória. A introdução de tarifas dinâmicas ou a regulamentação de novos serviços, por exemplo, podem ser incorporadas ao modelo sem demandar a reestruturação de seu núcleo, tornando-o uma ferramenta perene para a análise de viabilidade em um setor em constante evolução.

A aplicação da metodologia em estudos de caso gerou constatações de relevância e aplicação imediata ao mercado. Nos cenários avaliados para o ACR, a análise revelou que a atratividade do investimento em BESS é heterogênea e diretamente dependente da estrutura de preços da distribuidora. O contraste entre os resultados da CEMIG e da CELESC, escolhidas como representantes dos extremos tarifários do país, validou que, em mercados com elevada volatilidade de preços horários, o BESS já se apresenta como um investimento altamente viável, mesmo sob os custos de investimentos atuais. A otimização de múltiplos serviços *behind-the-meter*, em uma estratégia de empilhamento de receitas, é o mecanismo essencial que possibilita esse retorno financeiro.

No contexto do ACL, o estudo contraria a percepção de mercado de que a típica ausência de variabilidade horária dos preços de energia em CCEAL inviabiliza o investimento em BESS. Esta premissa falha ao desconsiderar que a principal parcela do custo da energia, mesmo para o consumidor livre, advém dos encargos regulados de uso da rede (TUSD), os quais possuem alta volatilidade horária em diversas distribuidoras do país. A otimização demonstrou que a mitigação destes custos por meio de *load-shifting* no cenário com BESS autônomo (ACL.1) se traduz em economias equiparáveis ao do já difundido modelo de APE com GFV sem venda de excedentes (ACL.2). Contudo, é a sinergia entre os dois ativos que maximiza o retorno: o sistema híbrido (ACL.3) alcançou um VPL Anualizado superior a 100% em relação ao cenário ACL.2, e superior a 260% em relação ao ACL.1 Esta constatação oferece um embasamento firme para o desenvolvimento de modelos de negócios neste cenário.

De forma complementar aos resultados de viabilidade técnico-financeira, o trabalho revelou um caminho para o alinhamento de incentivos entre o prossumidor e o operador da rede, pois as configurações de sistema com maior retorno financeiro foram as que mais atenuaram a rampa de demanda da rede, ao comparar o despacho horário do sistema híbrido com o do sistema GFV exclusivo. Contudo, a análise

também identificou que essa sinergia pode ser aprimorada, uma vez que as rampas remanescentes da rede no cenário GFV+BESS ocorre em períodos sem um sinal de preço que incentive a operação do BESS (horários pré e pós-período de ponta). Este aspecto observado serve como um balizador para o desenho de futuras modalidades tarifárias (como tarifas intermediárias para o Grupo A), que poderiam criar tais incentivos, alinhado de forma mais proeminente as necessidades do operador da rede com a geração de valor para o investidor.

Para além destas conclusões centrais, a análise dos resultados revelou duas outras implicações de relevância para o futuro do mercado. Primeiramente, a ociosidade do BESS em períodos de baixa variabilidade de preços, mesmo sob uma estratégia de multisserviços BTM, o BESS, representa uma oportunidade para a agregação de serviços ancilares (FTM), que complementariam as aplicações já analisadas potencializando o retorno financeiro do ativo. Em segundo lugar, o impacto da otimização da Demanda de Geração ($DemG$) sobre a viabilidade do projeto evidencia a necessidade de uma readequação na prática de contratação do MUSD de geração, especialmente em um contexto de expansão dos sistemas com armazenamento distribuídos.

Adicionalmente, é imperativo destacar que o potencial analítico da metodologia se estende a cenários de maior complexidade, não abordados nos resultados, como a comercialização de energia no Mercado de Curto Prazo (ACL.4 e ACL.5). A estrutura do modelo permite sua expansão para a otimização conjunta da estratégia contratual (PPA vs. MCP), posicionando o BESS como um ativo central em modelos de negócio de *trading* de energia. A consolidação de tais aplicações, contudo, depende da maturação do arcabouço regulatório —processo já em andamento, como indicam as discussões da Consulta Pública 39/2023. Desta forma, a metodologia aqui sedimentada serve não apenas para analisar os cenários atuais, mas também como uma ferramenta essencial para balizar e avaliar os futuros desenhos de mercado para o armazenamento de energia.

6.2 Desenvolvimentos futuros

A metodologia e as conclusões apresentadas neste trabalho estabelecem uma fundação para diversas linhas de pesquisa futuras. A seguir, sugerem-se alguns dos principais desenvolvimentos possíveis:

a) *Incorporação de Serviços Ancilares e aplicações Front-the-Meter (FTM):* Um desenvolvimento natural da estratégia de multisserviços da metodologia é a sua expansão para um modelo que inclua um portfólio de Serviços Ancilares (e.g., regulação de frequência, suporte de tensão). Isso exigiria a modelagem das regras de remuneração e dos requisitos técnicos de cada serviço. Contudo, tal desenvolvimento ainda depende da construção da estrutura regulatória relacionada a estes serviços, ainda pendente no MEE brasileiro.

b) *Análise de desempenho sob diferentes restrições de contorno*: A metodologia pode ser aplicada para analisar o impacto de restrições não exploradas nos estudos de caso, como limites de investimentos (CAPEX). De particular relevância, tem-se a análise de otimização sob restrições de capacidade de injeção na rede, um cenário cada vez mais comum devido à problemática da inversão de fluxo em sistemas de MMGD, permitindo quantificar o impacto no dimensionamento do GFV e valor agregado de retorno financeiro pela introdução do BESS nesse contexto.

c) *Introdução de parâmetros de incertezas na otimização*: Um aprimoramento significativo para a metodologia desenvolvida seria a incorporação de incertezas nas variáveis-chave (PLD, geração FV, consumo). Isso resultaria em estratégias de dimensionamento e despacho mais resilientes e alinhadas ao risco real das operações, sendo um passo fundamental para a análise de modelos de negócio de maior complexidade.

d) *Avaliação e proposição de novas estruturas tarifárias*: A ferramenta desenvolvida pode ser utilizada como um ambiente de simulação para avaliar o impacto de novas modalidades tarifárias no retorno financeiro de sistemas híbridos. Estudos futuros poderiam modelar e testar estruturas mais avançadas, como tarifas dinâmicas ou com maior granularidade de postos horários, a fim de balizar propostas regulatórias que aprimorem os sinais de preço e fortaleçam a sinergia de benefícios entre o prossumidor e o operador da rede.

e) *Aprofundamento em Modelos de Negócio no ACL:* O potencial da ferramenta para o ACL pode ser aprofundado com a otimização integrada do portfólio de contratos e da exposição ao mercado *spot*. O modelo pode ser expandido para determinar a divisão ótima de energia entre PPA e o MCP, utilizando o BESS para gerenciar o risco de preço. Tal análise poderia investigar os patamares de volatilidade do PLD necessários para viabilizar modelos de *trading* de energia, utilizando como referência mercados internacionais já consolidados e aprofundando a modelagem da estrutura regulatória de encargos e penalidades.

f) *Expansão para modelos de agregação e Usinas Virtuais (VPP):* A metodologia, focada em um único prossumidor, pode servir como bloco fundamental para a análise de modelos de agregação. Um trabalho futuro poderia desenvolver um *framework* de otimização centralizada que gerenciasse um portfólio de sistemas GFV-BESS distribuídos, operando-os como uma Usina de Energia Virtual (*Virtual Power Plant* - VPP) e investigando a viabilidade de sua participação em mercados varejistas ou atacadistas.

g) *Aprimoramento da eficiência computacional do algoritmo:* A otimização do despacho anual (Estágio 2), executada para cada candidato do AG, representa o principal gargalo computacional da metodologia. Futuros trabalhos poderiam focar na eficiência deste processo, explorando estratégias como a revisão da estrutura hierárquica da otimização para simplificar o problema do despacho nas iterações intermediárias do AG, ou o desenvolvimento de metamodelos (*surrogate models*) baseados em aprendizado de máquina, capazes de aproximar a solução ótima com um custo computacional inferior.

h) *Geração automática de heurística para EMS*: A lacuna entre a solução matemática ótima e a lógica operacional baseada em regras dos *EMS* comerciais representa um campo de pesquisa promissor. Uma linha de desenvolvimento futuro consiste na criação de um sistema, baseado em Inteligência Artificial (e.g., aprendizado por reforço), que seja capaz de extrair a lógica intrínseca dos resultados do despacho ótimo. Tal sistema poderia gerar automaticamente um conjunto de heurísticas avançadas e adaptativas às diferentes condições de mercado e de recursos renováveis, criando uma ponte direta entre a otimização teórica e a implementação prática em controladores comerciais.

7 REFERÊNCIAS

ABDELHADY, Suzan. Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV). **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 168, p. 332–342, 2021.

ABELLA, M.A.; LORENZO, E.; CHENLO, F. Effective irradiance estimation for PV applications,. *In*: , 2003, Osaka, Japão. **3rd World Conference onPhotovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of**. Osaka, Japão: [*s. n.*], 2003. p. 2085–2089.

ABNT. **NBR 16145:2013 - Acumulador de lítion-íon para aplicação estacionária em 48 V c.c. - Especificação**. , 2013.

ABNT. **NBR 16690:2019 - Instalacoes eletricas de arranjos Fotovoltaicos - Requisitos de projeto**. , 2019.

ABRACEEL. **A partir de janeiro de 2024, 165 mil empresas poderão trocar de fornecedor de energia elétrica**. [*S. l.*], 2023a. Disponível em: https://abraceel.com.br/press-releases/2023/12/a-partir-de-janeiro-de-2024-165-mil-empresas-poderao-trocar-de-fornecedor-de-energia-eletrica/. Acesso em: 10 dez. 2023.

ABRACEEL. **Abertura completa do mercado de energia tem potencial para gerar até R$ 25 bi de redução de custos por ano até 2035**. [*S. l.*], 2023b. Disponível em: https://abraceel.com.br/press-releases/2023/12/a-partir-de-janeiro-de-2024-165-mil-empresas-poderao-trocar-de-fornecedor-de-energia-eletrica/. Acesso em: 12 jan. 2024.

ABRACEEL. **Evolução dos Preços e Tarifas de Energia**. [*S. l.: s. n.*], 2025. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2025/06/Estudo-IPCA-2025.pdf. Acesso em: 23 jul. 2025.

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://absolar.org.br/mercado/infografico. Acesso em: 30 jun. 2024.

ALHMOUD, Lina. Why Does the PV Solar Power Plant Operate Ineffectively?. **Energies**, [*s. l.*], v. 16, n. 10, p. 4074, 2023.

ALIMI, Oyeniyi A.; MEYER, Edson L.; OLAYIWOLA, Olufemi I. Solar Photovoltaic Modules' Performance Reliability and Degradation Analysis—A Review. **Energies**, [*s. l.*], v. 15, n. 16, p. 5964, 2022.

ANEEL. **ANEEL | Portal Reports Abertos**. [*S. l.*], 2025a. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas. Acesso em: 1 set. 2025.

ANEEL. **ANEEL | Ranking de Tarifa Residencial**. [*S. l.*], 2025b. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas. Acesso em: 22 jul. 2025.

ANEEL. **NT nº 242/2024-SGM**. [*S. l.: s. n.*], 2024a. Disponível em: Acesso em: 23 jul. 2025.

ANEEL. **PRORET - Módulo 7**. 2023a.

ANEEL. **Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis**. Brasília: [*s. n.*], 2023b.

ANEEL. **REN nº 482/2012**. 2012.

ANEEL. **REN nº 1000/2022**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. 7 dez. 2021.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.374/2024**. , 2024b.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.459/2025**. , 2025c.

ARONOVICH, Isabela Miranda; MONARO, Renato Machado. Análise das Condições de Operação de um Autoprodutor de Energia Inserido no Mercado Livre. *In*: 2023 15TH IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS (INDUSCON), 2023, São Bernardo do Campo, Brazil. **2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. São Bernardo do Campo, Brazil: IEEE, 2023. p. 595–596. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/10374722/. Acesso em: 9 abr. 2024.

BAUMGARTE, Felix; GLENK, Gunther; RIEGER, Alexander. Business Models and Profitability of Energy Storage. **iScience**, [*s. l.*], v. 23, n. 10, p. 101554, 2020.

BEARD, Kirby W. **Linden's Handbook of Batteries**. 5ªed. [*S. l.*]: McGraw Hill, 2019.

BRASIL. **Lei Complementar N°194/2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 23 jun. 2022a.

BRASIL. **Lei n° 14.300**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de EnergiaRenovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 6 jan. 2022b.

BRASIL. **Lei N°10.865/2004**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 30 abr. 2004.

BRASIL. **Lei N°14.300/2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 6 jan. 2022c.

BRASIL. **Medida Provisória n° 1.300**. 2025.

BRASIL. **PL 414/2021**. 2021.

CALERO, Ivan *et al.* Duck-Curve Mitigation in Power Grids With High Penetration of PV Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [*s. l.*], v. 13, n. 1, p. 314–329, 2022.

CCEE. **Dados Horários de Consumo - CCEE**. [*S. l.*], 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/consumo. Acesso em: 16 jul. 2025.

CCEE. Painel de Preços - PLD horário. , 2024. Disponível em: Acesso em: 30 jun. 2024.

CCEE. **Regras de Comercialização**. [*S. l.*], 2023a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao. Acesso em: 26 ago. 2025.

CCEE. **Regras de Comercialização - Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) - versão 2023.3.1**. [*S. l.*]: CCEE, 2023b.

CELESC. **Instrução I-432.0003 - Requisitos gerais para conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à rede da CELESC**. , 2017.

CELESC. **Instrução I-432.0004 - Requisitos para conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição**. , 2020.

CGE. **Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro: documento executivo (volume 1)**. [*S. l.*]: Cgee, 2018. v. 1–8

CHATZIGEORGIOU, Nikolas G. *et al.* A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector. **Journal of Energy Storage**, [*s. l.*], v. 86, p. 111192, 2024.

CHAYARUN, Pongdanai; KAWABE, Kenichi; NANAHARA, Toshiya. Determination of optimal battery energy storage system capacity for commercial electricity consumers with photovoltaic systems by integrating battery aging and PV forecast uncertainty. **IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering**, [*s. l.*], v. 16, n. 2, p. 226–237, 2021.

CHEN, Tianmei *et al.* Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems. **Transactions of Tianjin University**, [*s. l.*], v. 26, n. 3, p. 208–217, 2020.

CONFAZ. **Convênio ICMS nº 16/15**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 2015.

COSTA, Vinicius B.F.; BONATTO, Benedito D.; SILVA, Patrícia F. Optimizing Brazil's regulated electricity market in the context of time-of-use rates and prosumers with energy storage systems. **Utilities Policy**, [*s. l.*], v. 79, p. 101441, 2022.

DA SILVA, Michelle Kitayama; GUL, Mehreen Saleem; CHAUDHRY, Hassam. Review on the Sources of Power Loss in Monofacial and Bifacial Photovoltaic Technologies. **Energies**, [*s. l.*], v. 14, n. 23, p. 7935, 2021.

DCIDE. **Dcide – Dcide | preços de energia, curva forward, análise de risco.** [*S. l.*], 2025. Disponível em: https://www.dcide.com.br/. Acesso em: 30 ago. 2025.

DEOTTI, Lucas *et al.* Technical and Economic Analysis of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems in the Brazilian Regulatory Context. **Energies**, [*s. l.*], v. 13, n. 24, p. 6517, 2020.

DOBOS, A. **PVWatts Version 5 Manual**. [*S. l.: s. n.*], 2014. Disponível em: http://www.osti.gov/servlets/purl/1158421/. Acesso em: 23 fev. 2025.

DRIESSE, Anton; HABTE, Aron; SENGUPTA, Manajit. **The Baseline Performance Reference for Irradiance in PV System Applications**. [*S. l.: s. n.*], 2023. Disponível em: https://www.osti.gov/servlets/purl/2000739/. Acesso em: 25 fev. 2025.

DUFFIE, John A; BECKMAN, William A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. [*S. l.*]: Wiley, 2013.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.; BLAIR, Nathan. **Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind**. 1. ed. [*S. l.*]: Wiley, 2020. Disponível em: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119540328. Acesso em: 23 fev. 2025.

DUMAN, A. Can *et al.* Optimal sizing of PV-BESS units for home energy management system-equipped households considering day-ahead load scheduling for demand response and self-consumption. **Energy and Buildings**, [*s. l.*], v. 267, p. 112164, 2022.

ENGIE. **Formação do PLD deve passar por aprimoramentos**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.alemdaenergia.engie.com.br/formacao-do-pld-deve-passar-por-aprimoramentos/. Acesso em: 30 jun. 2024.

ENGLBERGER, Stefan; JOSSEN, Andreas; HESSE, Holger. Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications. **Cell Reports Physical Science**, [*s. l.*], v. 1, n. 11, p. 100238, 2020.

EPE. **Micro e Minigeração Distribuída & Baterias**: PDE 2031. Brasil: [*s. n.*], 2021.

EPE. **Micro e Minigeração Distribuída e Baterias Atrás do Medidor**: Estudos do PDE 2034. [*S. l.: s. n.*], 2024.

EPE. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Estratégico**. Rio de Janeiro: [*s. n.*], 2018. Nota de discussão.

EPE. **Relatório do Grupo Temático - Inserção de Novas Tecnologias**: GT Modernização do Setor Elétrico. Rio de Janeiro: EPE, 2019a.

EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento**. Rio de Janeiro: EPE, 2019b.

FEARNSIDE, Philip M. **Hidrelétricas na Amazônia: impactos ambientais e sociais na tomada de decisões sobre grandes obras**. [*S. l.*]: Editora INPA, 2015. (Hidrelétricas).

FENG, Lu *et al.* Optimization analysis of energy storage application based on electricity price arbitrage and ancillary services. **Journal of Energy Storage**, [*s. l.*], v. 55, p. 105508, 2022.

FLESCH, Cíntia Helena. **ANÁLISE DAS PERSPECTIVAS E OPORTUNIDADES DA AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOB O PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR LIVRE E DO PARTICIPANTE DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS DE ENERGIA**. 2024. [*s. l.*], 2024.

FRIEDMAN, Daniel *et al.* **2024 Photovoltaic Inverter Reliability Workshop Summary Report & Proceedings**. Golden, CO (United States): National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024. Disponível em: https://www.osti.gov/servlets/purl/2447815/. Acesso em: 23 jul. 2025.

FTHENAKIS, Vasilis; KIM, Hyung Chul. Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 13, n. 6–7, p. 1465–1474, 2009.

GABR, Ahmed Z.; HELAL, Ahmed A.; ABBASY, Nabil H. Multiobjective Optimization of Photo Voltaic Battery System Sizing for Grid-Connected Residential Prosumers Under Time-of-Use Tariff Structures. **IEEE Access**, [*s. l.*], v. 9, p. 74977–74988, 2021.

GARIP, Selahattin; OZDEMIR, Saban. Optimization of PV and Battery Energy Storage Size in Grid-Connected Microgrid. **Applied Sciences**, [*s. l.*], v. 12, n. 16, p. 8247, 2022.

GONÇALVES, Ailton; RATIVA, Diego; GÓMEZ-MALAGÓN, Luis Arturo. Model-Based Assessment of the Incident Angle Modifier on the Annual Angular Losses and Gain of PV Modules in Tracking Systems. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [*s. l.*], v. 14, n. 1, p. 185–193, 2024.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. [*S. l.: s. n.*], 2023. Disponível em: https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-2023/. Acesso em: 30 jun. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico - Mercado de Armazenamento**. [*S. l.: s. n.*], 2021.

GREENER. **Estudo estratégico de Geração Distribuída 2025 - Edição anual**. [*S. l.: s. n.*], 2025.

HANIF, Sarmad *et al.* Multi-service battery energy storage system optimization and control. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 311, p. 118614, 2022.

HANNAN, M.A. *et al.* Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. **Journal of Energy Storage**, [*s. l.*], v. 42, p. 103023, 2021.

HASSAN, Aakash *et al.* Optimal sizing and energy scheduling of grid-supplemented solar PV systems with battery storage: Sensitivity of reliability and financial constraints. **Energy**, [*s. l.*], v. 238, p. 121780, 2022.

HAY, John E. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 23, n. 4, p. 301–307, 1979.

HAZIM, Hazim Imad *et al.* Review on Optimization Techniques of PV/Inverter Ratio for Grid-Tie PV Systems. **Applied Sciences**, [*s. l.*], v. 13, n. 5, p. 3155, 2023.

HE, Guannan *et al.* Optimal Bidding Strategy of Battery Storage in Power Markets Considering Performance-Based Regulation and Battery Cycle Life. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [*s. l.*], v. 7, n. 5, p. 2359–2367, 2016.

HESSE, Holger *et al.* Economic Optimization of Component Sizing for Residential Battery Storage Systems. **Energies**, [*s. l.*], v. 10, n. 7, p. 835, 2017a.

HESSE, Holger *et al.* Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. **Energies**, [*s. l.*], v. 10, n. 12, p. 2107, 2017b.

IBGE. **Inflação | IBGE**. [*S. l.*], 2025. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php. Acesso em: 23 jul. 2025.

IEA. World Energy Outlook 2021. [*s. l.*], 2021.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [*S. l.*], 2017. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/. Acesso em: 16 jul. 2025.

IPCC. **Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. 1. ed. [*S. l.*]: Cambridge University Press, 2023. Disponível em: https://www.cambridge.org/core/product/identifier/9781009157896/type/book. Acesso em: 23 jun. 2024.

IRENA. **Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.

IRENA. **Global renewables outlook: energy transformation 2050**. Energy transformation 2050ed. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.

IRENA. Renewable power generation costs in 2022. [*s. l.*], 2022.

JAVEED, Iflah *et al.* Optimal Sizing of Rooftop PV and Battery Storage for Grid-Connected Houses Considering Flat and Time-of-Use Electricity Rates. **Energies**, [*s. l.*], v. 14, n. 12, p. 3520, 2021.

KALOGIROU, Soteris A. **Engenharia de energia solar: processos e sistemas**. [*S. l.*]: Elsevier, 2017.

KEBEDE, Abraham Alem *et al.* A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 159, p. 112213, 2022.

LATRUBESSE, Edgardo M. *et al.* Damming the rivers of the Amazon basin. **Nature**, [*s. l.*], v. 546, n. 7658, p. 363–369, 2017.

LAVI, Yamit; APT, Jay. Using PV inverters for voltage support at night can lower grid costs. **Energy Reports**, [*s. l.*], v. 8, p. 6347–6354, 2022.

LEITE, L. *et al.* Integrated voltage regulation in distribution grids with photovoltaic distribution generation assisted by telecommunication infrastructure. **Electric Power Systems Research**, [*s. l.*], v. 136, p. 110–124, 2016.

LIANE M. OLIVEIRA *et al.* Gerenciamento Ótimo de Energia Elétrica para Maximização de Lucro de uma Planta Fotovoltaica com Baterias. *In*: XXIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2022, Online. **Anais [...]**. Online: [*s. n.*], 2022. Disponível em: https://sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/3219. Acesso em: 5 jan. 2025.

LIPU, M.S. Hossain *et al.* A review of state of health and remaining useful life estimation methods for lithium-ion battery in electric vehicles: Challenges and recommendations. **Journal of Cleaner Production**, [*s. l.*], v. 205, p. 115–133, 2018.

LIU, Xiao; CRAMER, Aaron M.; LIAO, Yuan. Reactive power control methods for photovoltaic inverters to mitigate short-term voltage magnitude fluctuations. **Electric Power Systems Research**, [*s. l.*], v. 127, p. 213–220, 2015.

LU, Languang *et al.* A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles. **Journal of Power Sources**, [*s. l.*], v. 226, p. 272–288, 2013.

LUERSSEN, Christoph *et al.* Global sensitivity and uncertainty analysis of the levelised cost of storage (LCOS) for solar-PV-powered cooling. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 286, p. 116533, 2021.

LUO, Xing *et al.* Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 137, p. 511–536, 2015.

MACHADO DE BRITO, Leonardo *et al.* Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão. *In*: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021. **Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**. [*S. l.*]: Galoa, 2021. Disponível em: https://proceedings.science/proceedings/100186/_papers/130563. Acesso em: 30 jun. 2024.

MARTINS DESCHAMPS, Eduardo; RÜTHER, Ricardo. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 179, p. 106–118, 2019.

MCTIC & INT. **Sistemas de Armazenamento de Energia – Tecnologia, Regulação e Políticas Públicas**. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Tecnologia - INT, 2017.

MME/BRASIL. **Consulta Pública nº 131/2022**. [*S. l.: s. n.*], 2022a.

MME/BRASIL. **Portaria Normativa nº 50/2022**. 2022b.

MME/BRASIL. **Portaria Normativa nº 690/2022**. [*S. l.: s. n.*], 2022c.

MOHANDES, Baraa *et al.* Renewable Energy Management System: Optimum Design and Hourly Dispatch. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [*s. l.*], v. 12, n. 3, p. 1615–1628, 2021.

MONDOL, Jayanta Deb; YOHANIS, Yigzaw G.; NORTON, Brian. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 80, n. 12, p. 1517–1539, 2006.

MONTEIRO, Amanda *et al.* Development of a Tool for Sizing and Technical–Financial Analysis of Energy-Storage Systems Using Batteries. **Energy Technology**, [*s. l.*], v. 12, n. 5, p. 2301638, 2024.

MOSTAFA, Mostafa H. *et al.* Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics. **Journal of Energy Storage**, [*s. l.*], v. 29, p. 101345, 2020.

MULLERIYAWAGE, U.G.K.; SHEN, W.X. Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: An Australian household case study. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 160, p. 852–864, 2020.

NREL. **2024 Cost Components - Commercial Battery Storage**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_battery_storage. Acesso em: 22 jul. 2025.

NUNES, Evandro A. F. **Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos**. 2017. 107 f. - UFRN, [*s. l.*], 2017.

NYAMATHULLA, Shaik; DHANAMJAYULU, C. A review of battery energy storage systems and advanced battery management system for different applications: Challenges and recommendations. **Journal of Energy Storage**, [*s. l.*], v. 86, p. 111179, 2024.

NY-SUN. **The Value Stack**. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/NY-Sun/Contractors/Value-of-Distributed-Energy-Resources. Acesso em: 22 jan. 2025.

OHRELIUS, Mathilda *et al.* Lifetime Limitations in Multi-Service Battery Energy Storage Systems. **Energies**, [*s. l.*], v. 16, n. 7, p. 3003, 2023.

PAIVA, Gabriel M. *et al.* Analysis of inverter sizing ratio for PV systems considering local climate data in central Brazil. **IET Renewable Power Generation**, [*s. l.*], v. 11, n. 11, p. 1364–1370, 2017.

PAL, Poushali *et al.* Optimal Dispatch Strategy of Virtual Power Plant for Day-Ahead Market Framework. **Applied Sciences**, [*s. l.*], v. 11, n. 9, p. 3814, 2021.

PEREIRA, E.B *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos, Brasil: INPE, 2017.

PINTO, G.X.A.; NASPOLINI, H.F.; RÜTHER, R. Assessing the economic viability of BESS in distributed PV generation on public buildings in Brazil: A 2030 outlook. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 225, p. 120252, 2024.

POP, Valer *et al.* **Battery Manegement Systems: Accurate State-of-Charge Indication for Battery-Powered Applications**. [*S. l.*]: Springer Dordrecht, 2008.

POTRYKUS, Szymon *et al.* Advanced Lithium-Ion Battery Model for Power System Performance Analysis. **Energies**, [*s. l.*], v. 13, n. 10, p. 2411, 2020.

PSR. **Remoção de barreiras regulatórias à inserção de tecnologias de armazenamento**. [*S. l.: s. n.*], 2020.

PVSYST. **Meteonorm data and program**. [*S. l.*], 2025a. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/meteo_source_meteonorm.htm. Acesso em: 7 set. 2025.

PVSYST. **PVsyst**. versão 7.4. [*S. l.*]: PVsyst SA, 2025b.

PVSYST. **PVsyst documentation: Array Thermal losses**. [*S. l.*], 2025c. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html#u-value-determination. Acesso em: 23 fev. 2025.

PVSYST. **PVsyst documentation: Synthetic hourly irradiance**. [*S. l.*], 2025d. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models_meteo_synthetic_generation_irradiance.htm. Acesso em: 16 jul. 2025.

RANA, Md Masud *et al.* Applications of energy storage systems in power grids with and without renewable energy integration — A comprehensive review. **Journal of Energy Storage**, [*s. l.*], v. 68, p. 107811, 2023.

REZAEIMOZAFAR, Mostafa *et al.* A review of behind-the-meter energy storage systems in smart grids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 164, p. 112573, 2022.

ROCHA, Luiz Célio Souza. Otimização multiobjetivo da configuração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com sistema de armazenamento de energia: situação atual e possíveis alterações regulatórias. **Cadernos ENAP, Coleção: Regulação**, [*s. l.*], v. 121, 2022. Disponível em: http://repositorio.enap.gov.br/handle/1/7332.

RUBASINGHE, Osaka *et al.* Highly accurate peak and valley prediction short-term net load forecasting approach based on decomposition for power systems with high PV penetration. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 333, p. 120641, 2023.

SANGWONGWANICH, Ariya *et al.* Impacts of PV array sizing on PV inverter lifetime and reliability. *In*: 2017 IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), 2017, Cincinnati, OH. **2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**. Cincinnati, OH: IEEE, 2017. p. 3830–3837. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/document/8096675/. Acesso em: 26 fev. 2025.

SCHINDLER, Dirk; SANDER, Leon; JUNG, Christopher. Importance of renewable resource variability for electricity mix transformation: A case study from Germany based on electricity market data. **Journal of Cleaner Production**, [*s. l.*], v. 379, p. 134728, 2022.

SWIERCZYNSKI, Maciej *et al.* Lifetime Estimation of the Nanophosphate LiFePO4/C Li-ion Battery Chemistry Used in Fully Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [*s. l.*], v. 51, n. 4, p. 3453–3461, 2015.

TENFEN, Daniel. **Desenvolvimento de um Modelo de PLIM para o problema de Gerenciamento Energético de Microrredes**. 2015. - UFSC, Florianópolis, 2015.

WU, Yaling *et al.* Energy management strategy and optimal battery capacity for flexible PV-battery system under time-of-use tariff. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 200, p. 558–570, 2022a.

WU, Yaling *et al.* Optimal battery capacity of grid-connected PV-battery systems considering battery degradation. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 181, p. 10–23, 2022b.

YANG, Hejun *et al.* Optimal two-stage dispatch method of household PV-BESS integrated generation system under time-of-use electricity price. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [*s. l.*], v. 123, p. 106244, 2020.

YU, Jian *et al.* Light-induced performance of SHJ solar modules under 2000 h illumination. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [*s. l.*], v. 235, p. 111459, 2022.

ZHANG, Yichao *et al.* Optimal Sizing of Behind-the-Meter Battery Storage for Providing Profit-Oriented Stackable Services. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [*s. l.*], v. 15, n. 2, p. 1481–1494, 2024.

ZUN, Chan-Yong; PARK, Sang-Uk; MOK, Hyung-Soo. New Cell Balancing Charging System Research for Lithium-ion Batteries. **Energies**, [*s. l.*], v. 13, n. 6, p. 1393, 2020.

APÊNDICES

Apêndice A - Estrutura dos preços de energia

Os preços regulados de energia no ACR são compostos pela parcela referente à tarifa de fornecimento da distribuidora de energia, e suas respectivas componentes tarifárias de e pela parcela referente à tributação, a qual incide diretamente sobre as tarifas reguladas. Nesta seção é apresentada a estrutura completa de formação dos preços regulados do ACR - incluindo tarifas de fornecimento de energia e demanda, tarifas de compensação de créditos do SCEE, preços unitários finais com a tributação, os quais foram utilizados no cálculo dos preços unitários de energia e demanda dos cenários avaliados nos Estudos de Caso do capítulo 5.

A descrição de toda a estrutura das tarifas reguladas apresentada a seguir é baseada no regulamentação constante no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária) – Módulo 7, da ANEEL (ANEEL, 2023a) e na REN 1000/2021 (ANEEL, 2021), sendo complementada, para a formulação dos preços do ACL, pelas Regras de Comercialização de Energia da CCEE (CCEE, 2023b).

A.1 Estrutura tarifária do ACR

A tarifa regulada de fornecimento (TF) no ACR é constituída por diferentes componentes tarifárias de faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica, relacionadas à custos e encargos repassados pela distribuidora de energia ao consumidor final das componentes, e estabelecidos nos processos periódicos de revisões e reajustes tarifários, sendo tais componentes são agregados nas tarifas TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)

A tarifa TE é constituída das seguintes componentes:

- TE Energia: recupera os custos de compra de energia, pela distribuidora, no ambiente regulado, para revenda ao consumidor.
- TE Encargos: engloba o repasse de diferentes encargos setoriais, incluindo: Encargos de Serviço do Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), entre outros.
- TE Perdas: recupera os custos com perdas de energia na Rede Básica.

- TE Transporte: parcela que recupera os custos de transmissão de energia de Itaipu.

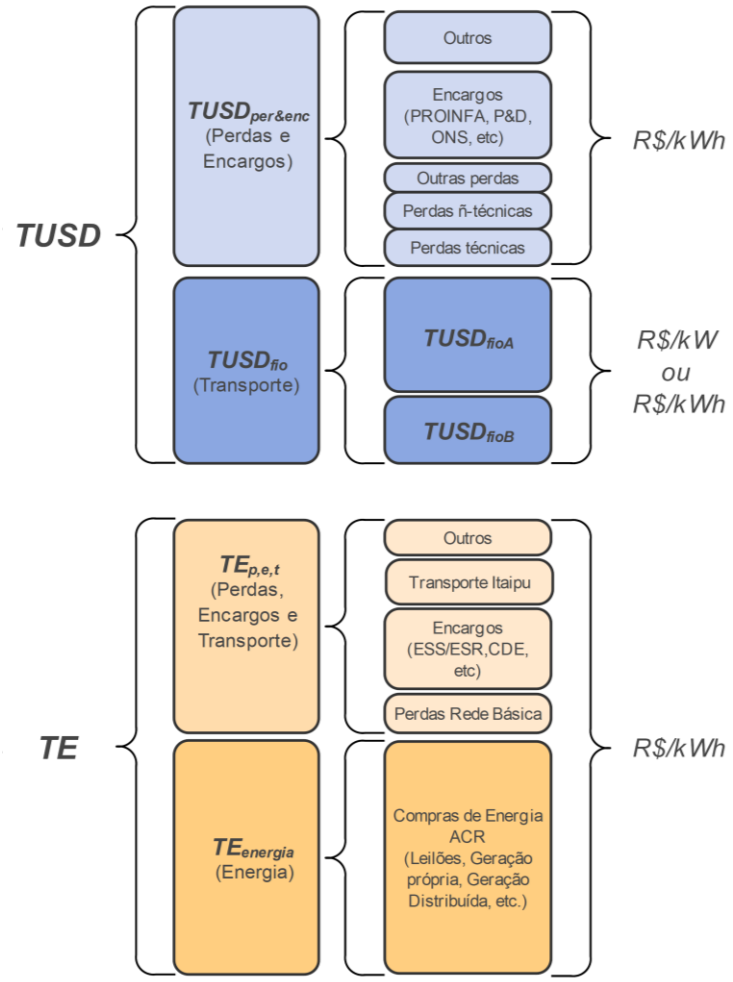
Já a tarifa TUSD é constituída dos seguintes componentes:

- TUSD Transporte: parcela da TUSD que compreende duas componentes: TUSD Fio A - compreende os custos pelo uso de ativos de terceiros da Rede Básica para transmissão de energia; TUSD Fio B – custos pelo uso de ativos de propriedade da distribuidora da rede de distribuição.
- TUSD Encargos: recupera os custos de encargos setoriais de distribuição, que incluem: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS), entre outros.
- TUSD Perdas: recupera os custos regulatórios com perdas técnicas e não-técnicas na rede de distribuição, perdas na Rede Básica e receitas irrecuperáveis.

A Figura 55 apresenta de forma resumida a estrutura das componentes da tarifa de fornecimento discutida, onde é indicada igualmente as formas de precificação de cada grupo de componente.

A precificação da tarifa TE é integralmente volumétrica (ou consumo), em R$/kWh, e da mesma forma se aplicando para as componentes de perdas e encargos da tarifa TUSD. Já as componentes de transporte (Fio A e Fio B) da TUSD são precificadas ora por demanda (R$/kW) ora por consumo (R$/kWh), a depender da modalidade tarifária aderida pelo consumidor (Azul, Verde, Branca e Convencional). Por fim, o valor monetário de cada uma das componentes tarifárias depende, dentro do mercado atendido pela distribuidora, do Subgrupo do consumidor, o qual é relacionado à tensão de conexão da unidade consumidora à rede de distribuição ou transmissão. A Tabela 25 sintetiza a relação entre os diferentes subgrupos de consumidor, classe de tensão e as modalidades tarifárias disponíveis em cada subgrupo.

Figura 55 - Estrutura tarifária geral do ACR



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a)

Tabela 25 - Modalidades tarifárias disponíveis por Subgrupo de consumidor

Subgrupo $[k]$	*Classe*	*Modalidades Tarifárias* $[Md]$
GRUPO A (≥ 2,3kV)		
A1	≥ 230kV	*Az, G*
A2	88kV a 138kV	*Az, G*
A3	69kV	*Az, G*
A3a	30kV a 44kV	*Az, Vd, G*
A4	2,3kV a 25kV	*Az, Vd, G*
AS	≤ 2,3kV (Subterrâneo)	*Az, Vd, G*
GRUPO B (< 2,3kV)		
B1	Residencial	*Cn, Br*
B2	Rural	*Cn, Br*
B3	Demais classes	*Cn, Br*

Modalidades tarifárias (Md): Azul (Az), Verde (Vd), Convencional (Cn), Branca (Br), G (Geração)

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a)

A.2 Tarifas por modalidade

As tarifas de fornecimento (ou importação) de energia incluem tanto as tarifas volumétricas ou de consumo (em R$/kWh), quanto as tarifas de demanda contratada (em R$/kW). A estrutura das tarifas, através do tratamento das componentes tarifárias ilustradas na Figura 55, varia em relação ao posto tarifário e à modalidade tarifária. A seguir será detalhada a estrutura.

A.2.1 Modalidade Azul (Az)

A estrutura das componentes da TE e TUSD na forma apresentada na Figura 55 é da modalidade tarifária Azul.

$$TF^{Tp}_{e,imp(acr,Az,k)} = TE^{Tp}_{energia} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD_{per\&enc(k)}$$
$$\therefore TF^{Tp}_{e,imp(acr,Az,k)} = TE^{Tp}_{kWh(Az,k)} + TUSD_{kWh(Az,k)} \quad \textbf{(114)}$$

$$TF^{Tfp}_{e,imp(acr,Az,k)} = TE^{Tfp}_{energia} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD_{per\&enc(k)}$$
$$\therefore TF^{Tfp}_{e,imp(acr,Az,k)} = TE^{Tfp}_{kWh(Az,k)} + TUSD_{kWh(Az,k)} \quad \textbf{(115)}$$

$$TF^{h}_{e,imp(acr,Az,k)} = \begin{cases} TE^{Tp}_{kWh(Az,k)} + TUSD_{kWh(Az,k)}, & h \in Tp \\ TE^{Tfp}_{kWh(Az,k)} + TUSD_{kWh(Az,k)}, & h \in Tfp \end{cases} \quad \textbf{(116)}$$

Em que,

$TF^{Tn}_{e,imp(acr,Az,k)}$ tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR: modalidade tarifária Azul, posto tarifário *n* (*p*: ponta, *fp*: fora ponta), subgrupo k [R$/kWh]

$TE^{Tn}_{energia}$ parcela de energia da TE para o posto tarifário *n* [R$/kWh]

$TE_{per,enc,tr(k)}$ parcela de perdas, encargos, transportes e outros da TE, para o subgrupo k [R$/kWh]

$TUSD_{per\&enc(k)}$ parcela de perdas, encargos e outros da TUSD, para o subgrupo k [R$/kWh]

$TE^{Tn}_{kWh(Az,k)}$ tarifa TE de consumo: modalidade Azul, posto tarifário *n*, subgrupo k [R$/kWh]

$TUSD^{Tn}_{kWh(Az,k)}$ tarifa TUSD de consumo: modalidade Azul, posto tarifário *n*, subgrupo k [R$/kWh]

$TF^{h}_{e,imp(acr,Az,k)}$ tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR para a hora *h*: modalidade tarifária Azul, subgrupo k [R$/kWh]

Na modalidade tarifária Azul, a incidência das componentes de transporte (i.e. fio A e fio B) da TUSD se dão em sua forma padrão de custo por potência/demanda (em *R$/kW*), com valores distintos por posto tarifário ponta e fora ponta. Sendo assim, a tarifa de demanda na modalidade azul reflete o custo integral das componentes de fio, por *kW* de demanda (ou MUSD) contratada de consumo ou importação, conforme expresso pelas Eq. (117)-(119):

$$TF^{Tp}_{dem,imp(acr,Az,k)} = TUSD^{Tp}_{fioA(k)} + TUSD^{Tp}_{fioB(k)} \quad \textbf{(117)}$$

$$\therefore TF^{Tp}_{dem,imp(acr,Az,k)} = TUSD^{Tp}_{kW(acr,Az,k)}$$

$$TF^{Tfp}_{dem,imp(acr,Az,k)} = TUSD^{Tfp}_{fioA(k)} + TUSD^{Tfp}_{fioB(k)} \quad \textbf{(118)}$$

$$\therefore TF^{Tfp}_{dem,imp(acr,Az,k)} = TUSD^{Tfp}_{kW(acr,Az,k)}$$

$$TF^{Tn}_{dem,imp(acr,Az,k)} = \begin{cases} TUSD^{Tp}_{kW(acr,Az,k)}, & n = p \\ TUSD^{Tfp}_{kW(acr,Az,k)}, & n = fp \end{cases} \quad \textbf{(119)}$$

Em que,

$TF^{Tn}_{dem,imp(acr,Az,k)}$ tarifa de fornecimento de demanda contratada de importação (ou consumo) no ACR: modalidade tarifária Azul, posto tarifário *n* (*p*: ponta, *fp*: fora ponta), subgrupo *k* [R$/kW]

$TUSD^{Tn}_{fioA(k)}$ parcela de transporte do fio A da TUSD para o posto tarifário *n*, subgrupo *k* [R$/kW]

$TUSD^{Tn}_{fioB(k)}$ parcela de transporte do fio B da TUSD para o posto tarifário *n*, subgrupo *k* [R$/kW]

$TUSD^{Tn}_{kW(acr,Az,k)}$ tarifa TUSD de demanda: modalidade Azul, posto tarifário *n,* subgrupo *k* [R$/kW]

A.2.2 Modalidade Verde

A modalidade tarifária Verde se caracteriza por não possuir distinção de posto tarifário para a componente de TUSD de demanda, enquanto possui distinção horária para a parcela volumétrica da TUSD. A tarifa de demanda em posto tarifário único é constituída pelas parcelas de fio A e fio B para o subgrupo *k* no posto tarifário

fora ponta, equivalentemente ao aplicado para a modalidade Azul no mesmo posto tarifário. Já no posto ponta, a componente TUSD transporte é convertida em uma parcela da TUSD volumétrica de ponta (ou seja, de R$/kW para R$/kWh) através da aplicação do parâmetro de fator de carga de cruzamento das retas tarifárias Verde e Azul (fC), definido no Módulo 7 do PRORET (ANEEL, 2023a). As Eq. (120)-(123) representam estas definições:

$$\begin{aligned} TF^{Tp}_{e,imp(acr,Vd,k)} &= TE^{Tp}_{energia} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD_{per\&enc(k)} \\ &+ \left(TUSD^{Tp}_{fioA(k)} + TUSD^{Tp}_{fioB(k)}\right) \cdot fC \\ \therefore TF^{Tp}_{e,imp(acr,Vd,k)} &= TE^{Tp}_{kWh(Vd,k)} + TUSD^{Tp}_{kWh(Vd,k)} \end{aligned} \quad \textbf{(120)}$$

$$\begin{aligned} TF^{Tfp}_{e,imp(acr,Vd,k)} &= TE^{Tfp}_{energia} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD_{per\&enc(k)} \\ \therefore TF^{Tfp}_{e,imp(acr,Vd,k)} &= TE^{Tfp}_{kWh(Vd,k)} + TUSD^{Tfp}_{kWh(Vd,k)} \end{aligned} \quad \textbf{(121)}$$

$$TF^{h}_{e,imp(acr,Vd,k)} = \begin{cases} TE^{Tp}_{kWh(Vd,k)} + TUSD^{Tp}_{kWh(Vd,k)}, & h \in Tp \\ TE^{Tfp}_{kWh(Vd,k)} + TUSD^{Tfp}_{kWh(Vd,k)}, & h \in Tfp \end{cases} \quad \textbf{(122)}$$

$$\begin{aligned} TF_{dem,imp(acr,Vd,k)} &= TUSD^{Tfp}_{fioA(k)} + TUSD^{Tfp}_{fioB(k)} \\ \therefore TF_{dem,imp(acr,Vd,k)} &= TUSD_{kW(Vd,k)} \end{aligned} \quad \textbf{(123)}$$

Em que,

$TF^{Tn}_{e,imp(acr,Vd,k)}$	tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR: modalidade tarifária Verde, posto tarifário *n* (*p*: ponta, *fp*: fora ponta), subgrupo k [R$/kWh]
$TE^{Tn}_{kWh(Vd,k)}$	tarifa TE de consumo: modalidade Verde, posto tarifário *n*, subgrupo *k* [R$/kWh]
$TUSD^{Tn}_{kWh(Vd,k)}$	tarifa TUSD de consumo: modalidade Verde, posto tarifário *n*, subgrupo *k* [R$/kWh]
fC	fator de carga de cruzamento das retas tarifárias Verde e Azul [kWh/kW]
$TF_{dem,imp(acr,Vd,k)}$	tarifa de fornecimento de demanda contratada de importação (ou consumo) no ACR: modalidade tarifária Verde, posto tarifário único, subgrupo *k* [R$/kW]
$TUSD_{kW(acr,Vd,k)}$	tarifa TUSD de demanda: modalidade Verde, posto tarifário único, subgrupo *k* [R$/kW]

Observa-se para a modalidade Verde a particularidade de incidência da parcela fio/transporte da TUSD no consumo de energia ativa no posto de ponta, enquanto no posto de fora ponta a parcela fio é presente apenas no custo fixo de demanda contratada. Esse aspecto é particularmente importante na contabilização dos custos de injeção de energia pelo SCEE, como será visto na sequência.

A.2.3 Modalidade Convencional monômia

A tarifa convencional aplicada aos consumidores de BT do ACR é do tipo monômia, ou seja, com tarifação apenas sob o consumo de energia ativa volumétrica, sem custo fixo sobre demanda contratada de consumo ($\chi_{dem,imp} = 0$). Como consequência, as parcelas de fio são parte da tarifa volumétrica da TUSD. Da mesma forma não há custo diferenciado por posto horário tanto para TE quanto para TUSD. O custo unitário de importação de energia na modalidade tarifário convencional do Grupo B é dado pela Eq. (124):

$$TF^{h}_{e,imp(acr,Cn,k)} = TE_{energia(Cn)} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD_{fioA,kWh(k)} + TUSD_{fioB,kWh(k)} + TUSD_{per\&enc(k)}$$

$$\therefore TF^{h}_{e,imp(acr,Cn,k)} = TE_{kWh(Cn,k)} + TUSD_{kWh(Cn,k)} \quad \textbf{(124)}$$

Em que,

$TF^{h}_{e,imp(acr,Cn,k)}$ tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR para a hora *h*: modalidade tarifária Convencional monômia, subgrupo k [R$/kWh]

$TE_{energia(Cn)}$ parcela de energia da TE com posto tarifário único da modalidade Convencional monômia [R$/kWh]

$TUSD_{fioA,kWh(k)}$ parcela de transporte do fio A da TUSD volumétrica modalidade Convencional monômia, subgrupo *k* [R$/kWh]

$TUSD_{fioB,kWh(k)}$ parcela de transporte do fio B da TUSD volumétrica modalidade Convencional monômia, subgrupo *k* [R$/kWh]

$TE_{kWh(Cn,k)}$ tarifa TE de consumo: modalidade Convencional monômia, subgrupo *k* [R$/kWh]

$TUSD_{kWh(Cn,k)}$ tarifa TUSD de consumo: modalidade Convencional monômia, subgrupo *k* [R$/kWh]

A.2.4 Modalidade Branca

Além da modalidade convencional monômia, os consumidores de BT têm a opção de adesão à modalidade de tarifa Branca, que se caracteriza pela diferenciação horária de preços para o consumo de energia ativa, possuindo três postos tarifários: ponta, intermediário e fora-ponta.

$$TF^{Tn}_{e,imp(acr,Br,k)} = TE^{Tn}_{energia} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD^{Tn}_{fioA,kWh(k)} + TUSD^{Tn}_{fioB,kWh(k)} + TUSD_{per\&enc(k)}$$

$$\therefore TF^{Tn}_{e,imp(acr,Br,k)} = TE^{Tn}_{kWh(Br,k)} + TUSD^{Tn}_{kWh(Br,k)} \quad \textbf{(125)}$$

$$TF^{h}_{e,imp(acr,Br,k)} = \begin{cases} TE^{Tp}_{kWh(Br,k)} + TUSD^{Tp}_{kWh(Br,k)}, & h \in Tp \\ TE^{Ti}_{kWh(Br,k)} + TUSD^{Ti}_{kWh(Br,k)}, & h \in Ti \\ TE^{Tfp}_{kWh(Br,k)} + TUSD^{Tfp}_{kWh(Br,k)}, & h \in Tfp \end{cases} \quad \textbf{(126)}$$

Em que,

$TF^{Tn}_{e,imp(acr,Br,k)}$ tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR no posto tarifário *n* (*p: ponta, i: intermediário, fp: fora ponta*): modalidade tarifária Branca monômia, subgrupo k [R$/kWh]

$TF^{h}_{e,imp(acr,Br,k)}$ tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR na hora *h*: modalidade tarifária Branca monômia, subgrupo k [R$/kWh]

A.2.5 Modalidade Geração

A modalidade tarifária de geração é aplicada às centrais geradoras conectadas em MT/AT (Grupo A), estendendo-se, de acordo com a REN 1000/2021 (ANEEL, 2021), tanto às unidades exclusivas de geração (Produtor Independente ou Geração Remota), até unidades consumidoras com geração *in situ* e que façam uso do mesmo ponto de conexão à rede para importação e exportação de energia (APE e MMGD), sendo que para estas últimas a aplicação das tarifas de geração se aplicam unicamente ao montante de energia excedente exportada.

Essa modalidade se caracteriza por possuir tarifa de fornecimento constituída unicamente pela parcela de TUSD de demanda em posto tarifário única, não possuindo tarifação volumétrica sobre a energia, o que é expresso por:

$$TF_{dem,exp(acr,G,k)} = TUSD_{kW(acr,G,k)} \quad \textbf{(127)}$$

Em que,

$TF_{dem,exp(acr,G,k)}$ tarifa de fornecimento de demanda contratada de exportação (ou demanda geração) no ACR: modalidade tarifária Geração, posto tarifário *n* (*p*: ponta, *fp*: fora ponta), subgrupo *k* [R$/kW]

$TUSD_{kW(acr,G,k)}$ tarifa TUSD de demanda: modalidade Geração, posto tarifário *n,* subgrupo *k* [R$/kW]

A aplicação da tarifa de fornecimento de geração (ou simplesmente *TUSDg*) e os cálculos de custos efetivos de demanda no contexto de unidades consumidoras com geração local (GD) seguem o procedimento detalhado na seção 4.4.5, onde foi demonstrado que, de forma geral, a regra de aplicação da *TUSDg* depende da relação entre os MUSD contratados de consumo e de geração.

Por fim, ressalta-se que toda a unidade de GD em Grupo A, seja no ACL ou no ACR, desde que havendo habilitação para exportação de energia, além do enquadramento na modalidade Geração par a parcela de energia injetada, estará também enquadrada em uma das modalidade tarifárias de consumo (Azul ou Verde).

A.3 Créditos de energia e o SCEE

Nos cenários-base inseridos no ACR, e posteriormente modelados para aplicação da metodologia de otimização, a precificação de todo e qualquer montante de energia exportada à rede segue obrigatoriamente a regulamentação do SCEE brasileiro – baseado numa variante de política de *net-metering*, que define que, de forma genérica, os créditos de energia possuem a mesma estrutura tarifária da energia importada pelo consumidor, a depender da modalidade tarifária e do subgrupo do consumidor, com o adicional de possível não compensação integral dos créditos através de cobranças de encargos incidentes sobre a energia exportada. Nesse contexto, a nova legislação do SCEE no Brasil, instituída pela Lei 14.300/2021 (Brasil, 2022b), e regulamentada no setor elétrico através da REN 1000/2021 (ANEEL, 2021), introduziu diversas modificações em relação às antigas regras de compensação de créditos de energia excedentes originalmente estabelecidas pela REN 482/2012 (ANEEL, 2012). Nos requisitos de valoração da energia injetada, a principal alteração introduzida foi a remuneração obrigatória às distribuidoras de energia pelo transporte da energia injetada, através da incidência de parte dos encargos e componentes da TUSD sobre os montantes de energia ativa exportada à rede pelo sistema de GD, o que se traduz numa não compensação integral dos créditos de energia. Para o período de transição da aplicação dos novos encargos no SCEE (estabelecido entre 08/01/2023 e 31/12/2028), a nova legislação estabeleceu três modalidades de MMGD, com regras de aplicações distintas dos encargos, a saber:

- *GD I*: conexões de MMGD existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023, sobre as quais prevalece a compensação integral dos créditos de energia (sem incidência de parcelas da TUSD) até 2045, quando passam a se enquadrar nas novas regras em vigor.
- *GD II*: conexões solicitadas após 8 de janeiro de 2023, sobre as quais se aplica a incidência da parcela de fio B da TUSD volumétrica, com progressão anualizada de 15%, conforme Tabela 26.

Tabela 26 - Progressão anual de incidência da parcela fio B sobre a energia ativa (kWh) exportada no período de transição do SCEE, modalidade GDII

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 - após
Redutor fio B (r_{fioB})	*85%*	*70%*	*55%*	*40%*	*25%*	*10%*	*a definir*

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2023a)

- *GD III:* conexões solicitadas após 8 de janeiro de 2023, com potência instalada de conexão superior a 500kWca, em fontes não despachável (e.g. solar e eólica), nas modalidades autoconsumo remoto ou geração compartilhada, entre outros requisitos. Sobre tais se aplica a incidência das seguintes parcelas nas tarifas volumétricas da TUSD: fio B (100%), fio A (40%), encargos TFSEE e P&DEE.

A partir de 2029, findo o período de transição supracitado, passam a valer as regras definitivas do SCEE, a serem estabelecidas pela ANEEL em nova regulamentação ainda não elaborada.

O modelo de preços aqui considerado para a energia exportada no ACR segue as condições definidas para as conexões do tipo GD II, dada a ênfase presente neste trabalho de dimensionamento para novos sistemas de autoconsumo local (*in situ*), ainda que o modelo apresentado seja facilmente ampliável para as demais modalidades. Para GD II, a incidência da parcela de fio B na energia exportada é calculada através do chamado ***fator de redução*** r_{fioB}, incidente apenas na tarifa volumétrica da TUSD, tendo os valores de r_{fioB}, no período de transição, seguindo a progressão anualizada dada na Tabela 26. Em síntese, define-se o preço unitário da energia injetada (R$/kWh), para cada subgrupo *k* e modalidade tarifária adotada, como igual ao preço unitário da energia importada, descontando-se a parcela de TUSD fio B, através do fator r_{fioB}. Dado que, a depender da modalidade tarifária do consumidor (Azul, Verde, Convencional monômia ou Branca), e do posto tarifário, a parcela de fio B incide ora na tarifa volumétrica, ora na tarifa de demanda da TUSD, o fator r_{fioB} se aplica de forma distinta para cada modalidade.

Apesar de r_{fioB} ser um valor único e fixo (anualmente), ele não se aplica diretamente no cálculo do valor unitário dos créditos de energia, na medida que o resultante fator de redução na TUSD volumétrica é variável em função do subgrupo

consumidor, da modalidade tarifária ou da distribuidora de energia (a redução da compensação da TUSD depende do percentual de participação da parcela fio B na tarifa integral de aplicação da TUSD volumétrica). A Eq. (128) define de forma genérica o fator de redução r_{tusd} para quaisquer modalidades tarifárias md e posto tarifário n, em função das parcelas da TUSD volumétrica e do valor conhecido de r_{fioB} :

$$r_{tusd} = 1 - \frac{TUSD_{fioB,kWh(k)}^{Tn}}{TUSD_{kWh(acr,md,k)}^{Tn}} \cdot \left(1 - r_{fioB}\right) \quad \textbf{(128)}$$

No caso da modalidade Azul, a parcela de fio B, para ambos os postos tarifários ponta e fora ponta, está presente apenas na tarifa de demanda da TUSD, conforme Eq.(114)-(119). Logo, neste caso não há incidência do fator r_{fioB} sob a energia ativa exportada (de fato, a remuneração pelo transporte de energia é integralmente inserida nas tarifas de demanda contratada). Assim, tem-se:

$$TC_{e,cr(gd,Az,k)}^{h} = TF_{e,imp(acr,Az,k)}^{h} \quad \textbf{(129)}$$

Em que,

$TC_{e,cr(gd,Az,k)}^{h}$ tarifa de compensação dos créditos de energia no SCEE para a hora *h:* modalidade tarifária Azul, subgrupo *k* [R$/kWh]

$TF_{e,imp(acr,Br,k)}^{h}$ tarifa de fornecimento de importação de energia no ACR na hora *h*: modalidade tarifária Azul, subgrupo *k* – dado pela Eq. (116) [R$/kWh]

Conclui-se que na modalidade Azul a compensação dos créditos de energia exportada é integral para qualquer hora *h.*

A modalidade Verde apresenta parcela de fio B na tarifa volumétrica da TUSD apenas para o posto tarifário ponta, conforme Eq. (120)-(121), não havendo incidência sobre os montantes de créditos gerados no período fora ponta. Esse aspecto é essencialmente relevante para conexões de GD II com GFV, dado que a energia é majoritariamente produzida no intervalo horário de fora ponta, independente da variabilidade deste em relação a distribuidora de energia avaliada. As Eq. (130) a (132) modelam os créditos de energia na modalidade Verde para ambos os postos tarifários:

$$TC^{Tp}_{e,cr(gd,Vd,k)} = TE^{Tp}_{energia} + TE_{per,enc,tr(k)} + TUSD_{per\&enc(k)} + fC \cdot TUSD^{Tp}_{fioA(k)} + r_{fioB} \cdot \left(fC \cdot TUSD^{Hp}_{fioB(k)}\right)$$
$$\therefore TC^{Tp}_{e,cr(gd,Vd,k)} = TE^{Tp}_{kWh(Vd,k)} + r_{tusd} \cdot TUSD^{Tp}_{kWh(Vd,k)} \quad \textbf{(130)}$$

$$TC^{Tfp}_{e,cr(gd,Vd,k)} = TF^{Tfp}_{e,imp(gd,Vd,k)} \quad \textbf{(131)}$$

$$TC^{h}_{e,cr(gd,Vd,k)} = \begin{cases} TE^{Tp}_{kWh(Vd,k)} + r_{tusd} \cdot TUSD^{Tp}_{kWh(Vd,k)}, & h \in Tp \\ TE^{Tfp}_{kWh(Vd,k)} + TUSD^{Tfp}_{kWh(Vd,k)}, & h \in Tfp \end{cases} \quad \textbf{(132)}$$

Em que,

$TC^{Tp}_{e,cr(gd,Vd,k)}$ tarifa de compensação dos créditos de energia no SCEE: modalidade tarifária Verde, posto tarifário ponta, subgrupo *k* [R$/kWh]

$TC^{Tfp}_{e,cr(gd,Vd,k)}$ tarifa de compensação dos créditos de energia no SCEE: modalidade tarifária Verde, posto tarifário fora ponta, subgrupo *k* [R$/kWh]

$TC^{h}_{e,cr(gd,Vd,k)}$ tarifa de compensação dos créditos de energia no SCEE para a hora *h:* modalidade tarifária Verde, subgrupo *k* [R$/kWh]

Para as demais modalidades tarifárias de consumidoras em BT, a lógica de aplicação do fator r_{fioB} para obtenção de $\chi_{e,cr}$ é a similar à desenvolvida para a modalidade Verde posto ponta (considerando-se para estes casos a parcela $TUSD_{fioB,kWh}$).

A.4 Preços unitários no ACR e tributos aplicados.

Os valores finais dos preços regulados de energia incluem ainda a aplicação dos tributos sobre a energia, previstos pela legislação vigente. Tais tributos são aplicados diretamente sobre as tarifas de fornecimento e de compensação descritas nas seções anteriores, e se dividem em tributos federais, estaduais e municipais. Os principais destes tributos, e considerados neste trabalho para os cálculos dos preços finais de energia, são:

- *PIS/COFINS* (Programa de Integração Social / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social): tributos federais de natureza social, destinados a financiar o seguro-desemprego e a seguridade social, respectivamente. Incidem sobre a receita bruta das empresas, incluindo as distribuidoras de energia, que repassam esse custo nas tarifas de fornecimento. As alíquotas podem variar conforme o regime de apuração da empresa (cumulativo ou não cumulativo) (Brasil, 2004).
- *ICMS* (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços): É um tributo de competência estadual e a principal fonte de arrecadação dos estados da federação. Incide sobre o valor total da operação, que no caso da energia elétrica, engloba as componentes TE e TUSD das tarifas de fornecimento. Sua alíquota é definida pela legislação de cada estado, variando significativamente pelo território nacional. O cálculo é realizado *"por dentro",* ou seja, o próprio imposto compõe sua base de cálculo, o que eleva a carga tributária efetiva. A Lei Complementar 194/2022 passou a classificar a energia como bem essencial, limitando a alíquota máxima do ICMS à alíquota geral do estado (tipicamente entre 17% e 18%) (Brasil, 2022a).

O preço unitário final de energia (ou demanda) é então calculado de forma genérica para as tarifas de fornecimento das diferentes modalidades tarifárias, conforme dado pela Eq. (133):

$$\chi_{X.acr}^{h} = \frac{TF_{X.acr}^{h}}{(1 - pis - cofins) \cdot (1 - icms)} \quad \textbf{(133)}$$

Em que,

χ_X^h	preço unitário final no ACR, para a hora h, sendo energia importada ($X = e, imp$), ou de demanda ($X = dem, imp$, $X = dem, exp$) [R$/kWh] ou [R$/kW].
TF_X^h	tarifa de fornecimento no ACR para a hora h, de energia importada ou de demanda [R$/kWh] ou [R$/kW].
pis	alíquota de tributo PIS
$cofins$	alíquota de tributo COFINS
$icms$	alíquota de tributo ICMS

Particularmente em relação à tributação incidente sobre os créditos de energia no âmbito do SCEE, regras específicas foram estabelecidas pela legislação no país no contexto dos incentivos à Micro e Minigeração Distribuída, a saber:

- Isenção de ICMS: O Convênio ICMS 16/2015, celebrado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) (CONFAZ, 2015), autoriza os estados a concederem isenção do ICMS sobre a energia elétrica injetada na rede pela unidade consumidora e compensada em forma de créditos. A isenção abrange as componentes TE e TUSD da tarifa volumétrica de fornecimento, e atualmente a grande maioria dos estados brasileiros aderiu ao convênio.
- Isenção de PIS/COFINS: A Lei 14.300/2022 (Brasil, 2022c), estabeleceu os que os montantes de energia exportada e utilizados como créditos do SCEE não caracterizam receita ou faturamento para fins de apuração do PIS e da COFINS, garantindo a não incidência dessas contribuições sobre a energia compensada.

Tendo em vista a isenção integral de tributos sobre os créditos de energia, o preço unitário definido para estes, em compatibilidade com a formulação das receitas de créditos de energia definida na seção 4.4.3, é calculado de forma equivalente à Eq. (133), dado assim explicitamente através da Eq.(134):

$$\chi_{e,cr}^{h} = \frac{TC_{e,cr}^{h}}{(1 - pis - cofins) \cdot (1 - icms)} \quad \textbf{(134)}$$

Em que,

$\chi_{e,cr}^{h}$ preço unitário final de crédito de energia no SCEE, para a hora h [R$/kWh]

$TC_{e,cr}^{h}$ tarifa de compensação de crédito de energia para a hora h [R$/kWh]

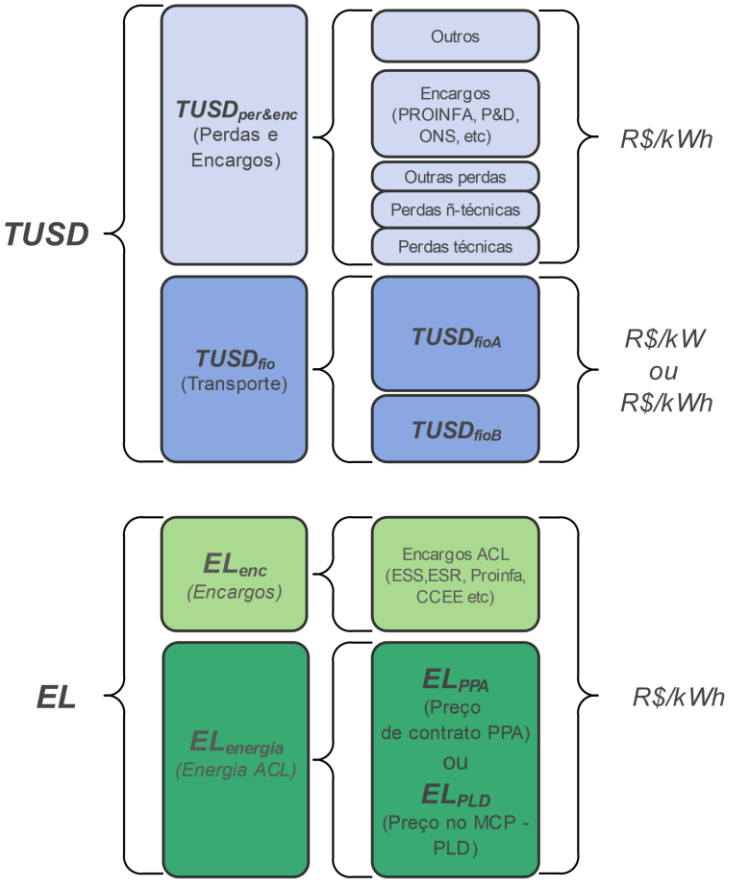
A.5 Preços de energia no ACL

De forma distinta a estrutura de preço no ACR, em que o consumidor paga uma tarifa de fornecimento unificada à distribuidora de energia, no ACL o custo é segregado em duas parcelas principais:

- Energia Livre (EL)**:** Refere-se ao custo da energia propriamente dita – equivalentemente à tarifa TE do ACR, negociada livremente por meio de contratos bilaterais (CCEAL/PPA) ou liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).
- TUSD**:** Refere-se ao custo regulado pelo uso do sistema de distribuição, que continua sendo pago à distribuidora e tendo essencialmente a mesma estrutura de TUSD do ACR.

Na Figura 56 é ilustrada a estrutura de preço geral no ACL, em simetria com aquela dada na Figura 55.

Figura 56 - Estrutura de preços de energia geral do ACL



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a)

Diferenças pontuais da precificação da TUSD no ACL surgem devido a encargos ou benefícios tarifários específicos, tais como o desconto na parcela de fio/transporte da TUSD, devido à contratação de energia incentivada, os quais, não serão abordados na modelagem de preços desenvolvida.

Em relação aos custos de energia livre (*EL*), diferentes encargos regulados incidem sobre os montantes de energia contratada, de forma similar aqueles inseridos na tarifa TE do ACR, tais como ESS, ESR e Proinfa, além de encargos de contribuição à Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Para fins de simplificação da formulação dos preços, a parcela de encargos de energia livre EL_{enc} é considerada incorporada ao valor de $EL_{energia}$.

A.5.1 Preços de compra de energia no ACL

A energia livre *EL* de importação no ACL pode se precificada dar duas formas:

- Preço contratual de compra: o montante de energia consumida coberto por contrato em determinada hora h é precificado ao valor firmado no CCEAL ou PPA (tipicamente em *R$/MWhmed*) - PPA_{buy}
- Peço do Mercado de Curto Prazo: a parcela de energia consumida não coberta por contrato, é exposta ao MCP e valorada ao PLD da hora $h-\ PLD^{h}$.

A formulação do preço final de compra do ACL – sem tributos, para cada uma das condições de precificação dada acima, é dada nas Eq. (135) e (136), onde a parcela da TUSD é incluída de forma genérica em termos de modalidade tarifária é:

$$\chi_{e,buy.ppa}^{h} = PPA_{buy} + TUSD_{kWh}^{Tn}, \qquad h \in Tn \tag{135}$$

$$\chi_{e,buy.mcp}^{d,h} = PLD^{d,h} + TUSD_{kWh}^{Tn}, \qquad h \in Tn \tag{136}$$

Em que,

$\chi_{e,buy.ppa}^{h}$	custo unitário de importação de energia contratada no ACL - hora h [R$/kWh]
$\chi_{e,buy.mcp}^{d,h}$	custo unitário de importação de energia no MCP/ACL - hora h, dia d [R$/kWh]
PPA_{buy}	preço unitário contratual de compra energia livre no ACL [R$/kWh]
$TUSD_{kWh}^{Tn}$	tarifa TUSD de consumo, posto tarifário *n* [R$/kWh]

$PLD^{d,h}$ valor do PLD horário – hora h, dia d [R$/kWh]

Para o custo de demanda de importação no ACL aplicam-se os mesmos custos equivalentes do ACR para a respectiva modalidade tarifária.

A.5.2 Preços de venda de energia no ACL

A precificação da energia livre exportação para venda no ACL segue procedimento ao similar ao aplicado à energia de compra: preço contratual para os montantes exportados cobertos por *PPA* de *venda*, e preço de PLD para os montantes descobertos de contrato e liquidados no mercado *spot*.

A diferença essencial aqui reside na parcela TUSD, tendo em vista que na exportação com fins de comercialização não há incidência da TUSD volumétrica. Nessa condição. o prossumidor livre opera como agente gerador, e aplicam-se as tarifas da modalidade de Geração (demanda geração), conforme descrito na seção A.2.5.

Portanto, o preço unitário de venda reflete apenas o valor da energia, e as formulações para venda no MCP e via PPA são, sem tributos, é:

$$\chi_{e,sale.mcp}^{d,h} = PLD^{h,d} \quad \textbf{(137)}$$

$$\chi_{e,sale.ppa} = PPA_{sale} \quad \textbf{(138)}$$

Em que,

$\chi_{e,sale.mcp}^{d,h}$ receita unitária de venda de energia no MCP/ACL – hora h, dia d [R$/kWh]

$\chi_{e,sale.ppa}$ receita unitária de venda de energia contratada no ACL [R$/kWh]

PPA_{sale} preço unitário contratual fixo de venda de energia livre no ACL [R$/kWh]

$PLD^{h,d}$ custo PLD horário – hora h, dia d [R$/kWh]

Apêndice B – Parâmetros específicos do GFV

Os modelos de transposição da irradiação solar e das perdas energéticas do arranjo fotovoltaico, os quais são inseridos no modelo completo do GFV utilizado na metodologia deste trabalho, são descritos detalhadamente nesta seção.

B.1 Recurso solar

Os dados de irradiação solar total incidente sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos, utilizados como dados de entrada serem no modelo do GFV, são obtidos de base de dados climáticas referente ao local específico avaliado para a implantação do sistema. Tendo em vista que a metodologia de otimização desenvolvida utiliza passos de cálculo horário da potência fotovoltaica gerada, os dados de entrada da irradiação de solar igualmente devem estar em escala de tempo horária. Nesta pesquisa são utilizados os dados de irradiação local disponibilizados pelo Atlas de Energia Solar do INPE (Pereira et al., 2017). Entretanto, os dados disponibilizados pelo Atlas Solar apresentam-se na forma de média diária mensal de irradiação em, e considerando medições realizados em solo com referencial de superfícies horizontais, tanto para a componente global quanto a componente difusa da irradiação. Nesse contexto, um modelo que resulte em uma representação mais assertiva dos resultados de potência entregue pelo GFV exige que sejam considerados modelos matemáticos para a transposição dos dados de irradiação horizontal para a inclinação real considerada dos módulos, o qual será detalhado na sequência.

A irradiação total incidente G_i em uma superfície é constituída de três componentes fundamentais: a radiação direta G_B, a radiação difusa G_D e a radiação refletida no solo ou albedo G_R, relação essa representada pela equação genérica (139)

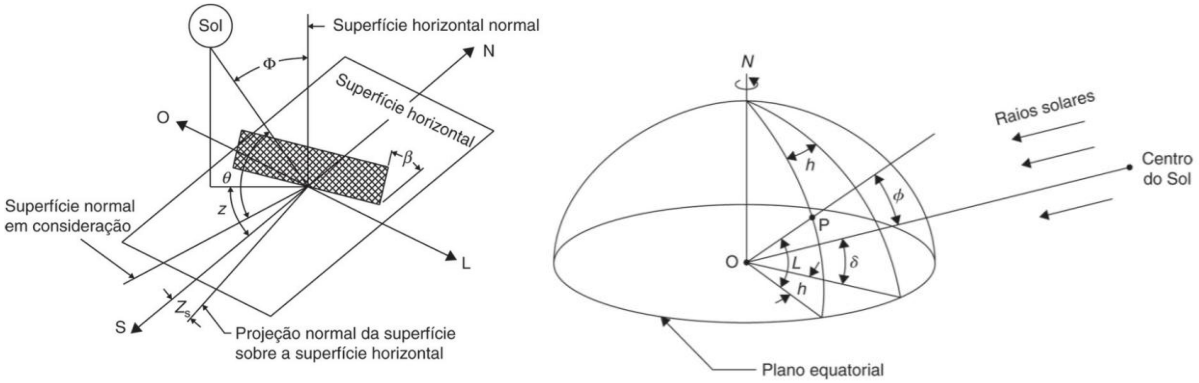
$$G_i = G_B + G_D + G_R \tag{139}$$

As relações de transposição de irradiação em superfície horizontal para superfície inclinada dependem dos chamados fatores de transposição R_B, R_D e R_R, sendo eles correspondentes à irradiação inclinada direta, difusa e refletida, respectivamente. O fator de radiação direta R_B é obtido diretamente das relações trigonométricas entre os ângulos solares, estes ilustrados na Figura 57. O fator R_R tem

uma definição essencialmente empírica na medida que depende dos aspectos de refletividade do solo, sendo tipicamente negligenciado em cenários sem a presença de módulos fotovoltaicos bifaciais. Por fim, o fator R_D necessita de uma consideração mais apurada através de um modelo de irradiação difusa inclinada, na medida que a componente difusa possui contribuição para irradiação global equivalente à da radiação direta.

O fator R_B é dado pela equação geral (140), onde é explicitado que os ângulos θ e Z são, respectivamente, funções f e g dos demais parâmetros geométricos envolvidos (Kalogirou, 2017).

Figura 57 - Ângulos de incidência solar em superfície inclinada.



Fonte: (Kalogirou, 2017)

$$R_B = \frac{\cos(\theta)}{\cos(Z)}$$

$$\theta = f(L, Z, \delta, Z_S, \beta, h) \quad \textbf{(140)}$$

$$Z = g(\delta, L, h)$$

O modelo para a irradiação difusa considerado neste trabalho será o modelo clássico de céu anisotrópico de Hay (Hay, 1979), dada a sua validada precisão em paralelo à relativa simplicidade matemática de implementação. Assim, o fator R_D para o modelo de Hay é dado pela equação

$$R_D = \left(1 - \frac{G_{B0}}{G_0}\right)\left(1 + \frac{\cos(\beta)}{2}\right) \quad \textbf{(141)}$$

Por fim, o conjunto de equações analíticas para obtenção do modelo de irradiação global inclinada horária a partir de dados de irradiação global e difusa

horizontal é elencado na Tabela 27 (Duffie; Beckman, 2013), bem como a definição de cada um dos parâmetros utilizados na modelagem dada no Quadro 1.

Tabela 27 - Equações para a determinação da irradiação global incidente inclinada, com base no modelo difuso de Hay

$\boldsymbol{h} = (hora - 12) \cdot 60 \cdot 0{,}25 \cdot \frac{\pi}{180}$	(142)
$\boldsymbol{\delta} = 23{,}45 \cdot sen\left(360° \cdot \frac{d - 80}{365}\right)$	(143)
$\boldsymbol{\cos(\theta)} = sen(L) \cdot sen(\delta) \cdot \cos(\beta) - sign(L) \cdot [\cos(L) \cdot sen(\delta) \cdot sen(\beta) \cdot \cos(Z_S) + cos(h) \cdot \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\beta)] - \cos(h) \cdot sen(L) \cdot \cos(\delta) \cdot sen(\beta) \cdot \cos(Z_S) + \cos(\delta) \cdot sen(\beta) \cdot sen(h) \cdot sen(Z_S)$	(144)
$\boldsymbol{cos(Z)} = \cos(\delta) \cdot \cos(L) \cdot \cos(h) + sen(\delta) \cdot sen(L)$	(145)
$\boldsymbol{R_B} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(Z)}$	(140)
$\boldsymbol{R_D} = \left(1 - \frac{G_{B0}}{G_0}\right)\left(1 + \frac{cos(\beta)}{2}\right)$	(141)
$\boldsymbol{R_R} = \rho_G \left(1 - \frac{cos(\beta)}{2}\right)$	(146)
$\boldsymbol{G_{B0}} = G_0(1 - R_R) - G_{D0}$	(147)
$\boldsymbol{G_i^h} = G_{B0}\left(1 + \frac{G_{D0}}{G_0}\right) R_B + G_{D0} \cdot R_D + G_0 \cdot R_R$	(148)

Fonte: Adaptado de Duffie e Beckman (2013)

Quadro 1 - Nomenclatura dos parâmetros de modelagem da irradiação incidente.

$\boldsymbol{d}$	Número do dia do ano (1 a 365)	$\boldsymbol{\beta}$	Ângulo de inclinação da mesa FV em relação à horizontal
$\boldsymbol{G_0}$	Irradiação global horizontal, $\frac{Wh}{m^2}$	$\boldsymbol{\delta}$	Ângulo de declinação solar – entre o eixos de rotação e translação da Terra, variando num ciclo anual
$\boldsymbol{G_{B0}}$	Irradiação direta horizontal, $\frac{Wh}{m^2}$	$\boldsymbol{\theta}$	Ângulo de incidência – entre a normal da superfície dos módulos FV e a linha imaginária entre o Sol e um ponto de referência nesta superfície.
$\boldsymbol{G_{D0}}$	Irradiação difusa horizontal, $\frac{Wh}{m^2}$	$\boldsymbol{\phi}$	Ângulo entre a linha normal ao plano horizontal e a linha imaginária desde o Sol até um ponto no solo.
$\boldsymbol{G_{R0}}$	Irradiação refletida (ou albedo) horizontal, $\frac{\frac{Wh}{m^2}}{dia}$	$\boldsymbol{h}$	Ângulo horário solar – obtido da trajetória diária elíptica do sol no plano equatorial, sendo função apenas tempo e possuindo ciclo diário.
$\boldsymbol{G_t}$	irradiação global horizontal inclinada média diária, $\frac{Wh}{m^2}$	$\boldsymbol{L}$	Ângulo de latitude geográfica, negativo no hemisfério sul e positivo no hemisfério norte
$\boldsymbol{R_B}$	fator de irradiação direta inclinada, adimensional	$\boldsymbol{Z_S}$	ângulo de azimute da mesa FV – entre a projeção horizontal da normal da superfície dos módulos FV e o norte geográfico
$\boldsymbol{R_D}$	fator de irradiação difusa inclinada, adimensional	$\boldsymbol{Z}$	ângulo de azimute solar – entre o norte geográfico e a projeção de ϕ
$\boldsymbol{R_R}$	fator de irradiação refletida inclinada, adimensional	$\boldsymbol{\rho_G}$	coeficiente de reflexão (albedo), adimensional

Fonte: Elaboração própria (2025).

B.2 Perdas energéticas do sistema.

Diferentes tipos de perdas de energia estão presentes no processo completo de conversão da irradiação solar em potência elétrica e no transporte desta até a fronteira com o inversor fotovoltaico. Tais perdas podem ser categorizadas em sendo do tipo *térmicas*, *ópticas*, *elétricas*, *de qualidade*, *degradação* e de *disponibilidade*. As perdas térmicas podem ser estimadas através de modelos matemáticos já amplamente validados, os quais estimam com um grau satisfatório de assertividade e perda de desempenho do GFV devido à influência da temperatura. Em contrapartida, as demais categorias de perdas possuem modelagem complexa ou muitas vezes impossíveis, dada a aleatoriedade e elevado grau de incerteza dos processos envolvidos, sendo por esse motivo em geral estimadas através fatores de perdas típicos com bases em medições em campo. A seguir será feita uma discussão breve de cada uma das categorias de perdas elencadas.

B.2.1 Perdas por temperatura (L_{temp})

A temperatura de operação T_C da célula FV é dependente da temperatura ambiente T_{amb} no instante avaliado e do modelo térmico do módulo fotovoltaico, o qual relaciona a irradiação incidente na superfície do mesmo com o consequente ganho de temperatura em relação a T_{amb}. Tendo em vista esse aspecto, o modelo para as perdas térmicas do GFV proposto nesse trabalho é baseado no modelo de balanço térmico em regime permanente para módulos fotovoltaicos, onde são considerados todos os fluxos de entrada e saída de energia térmica sob ação de transferência de calor entre o módulo fotovoltaico e o ambiente (Duffie; Beckman; Blair, 2020). A escolha pelo modelo de balanço térmico em regime permanente ao invés do tradicional modelo pela $NOCT$ (ou temperatura nominal de operação da célula), presente nos *datasheets* dos módulos fotovoltaicos, frequentemente utilizado no cálculo simplificado de T_C, decorre do fato de a $NOCT$ ser um parâmetro obtido em ambientes controlados de laboratório, e que por padrão negligencia a influência das condições reais de operação do módulo FV na temperatura da célula, dado que a

temperatura da célula é obtida sem que haja produção de energia FV[1]. Na medida que em condições de operações normal a transferência de calor entre o módulo FV e o ambiente é dependente da eficiência η_{FV}, o fato de sob *NOCT* a mesma eficiência ser nula leva esse parâmetro a ser vagamente representativo da temperatura real de célula em regime permanente de produção de energia elétrica (Kalogirou, 2017).

A temperatura da célula FV sob condições de operação é derivado do modelo de balanço térmico em regime permanente e resulta na equação simplificada dada em (149) (Duffie; Beckman; Blair, 2020):

$$T_C = T_{amb} + \frac{1}{U_L} \cdot \left[\tau \cdot G_t \cdot \left(1 - \eta_{modfv}\right)\right] \quad \textbf{(149)}$$

Em que,

T_{amb} temperatura ambiente [ºC]

U_L coeficiente de transferência de calor ou coeficiente de perdas de calor, dependente do mecanismo de troca de calor com o ambiente [W/m²K]

τ coeficiente de transmitância-absorção da temperatura – tipicamente adotado o valor de 0,9 (Duffie; Beckman; Blair, 2020)

η_{modfv} eficiência do módulo fotovoltaico, função da temperatura da célula, e variando de 0 até a eficiência nominal da célula em STC.

A Eq. (90) envolve dois termos inicialmente desconhecidos, U_L e η_{modfv}, e que necessitam ser estimados para a obtenção de T_C. O coeficiente de transferência de calor U_L é dependente do modo de montagem dos módulos FV (módulos integrados ou semi-integrados à edificação, montagem em mesa de solo, etc.) e da velocidade do vento incidente, sendo um valor difícil estimação teórica e geralmente obtido por meio de medições. No modelo desenvolvido neste trabalho serão adotados os valores padrões sugeridos pelo software *PVsyst* (PVsyst, 2025c): $U_L = \frac{15W}{m^2K}$, para montagens do tipo telhado e $U_L = \frac{29W}{m^2K}$ para montagens do tipo mesas de solo. Já o parâmetro η_{modfv}, por ser dependente da temperatura de operação de célula, torna *a*

[1] A NOCT é obtida com a célula FV em circuito aberto, dessa forma sem produção de potência elétrica, embora sob incidência de irradiação controlada de 800W/m². Consequentemente $\eta_{FV} = 0$

priori a solução de (149) recursiva, necessitando de um cálculo iterado. Para os propósitos da metodologia, sem a necessidade de resultados de simulação rigorosos de desempenho do GFV, é adotado um valor fixo de $\eta_{modfv} = 20\%$, adequado para os modelos atuais de módulos FV.

Por fim, o fator de perdas por temperatura L_{temp} do arranjo fotovoltaico pode ser obtido através da equação geral (150) (Duffie; Beckman; Blair, 2020), com a consideração do modelo térmico obtido para T_C em (153):

$$L_{temp}^{h} = \gamma_{mp}\left(T_{amb}^{m} + \frac{1}{U_L}\cdot\left[\tau\cdot G_i^h\cdot\left(1-\eta_{modfv}\right)\right] - T_{C,ref}\right) \quad \textbf{(150)}$$

Em que,

L_{temp}^{h} fator de perdas por temperatura, em valor absoluto, para a hora h

γ_{mp} coeficiente de temperatura para máxima potência P_{mp} [%/ºC]

T_{amb}^{m} temperatura ambiente média do local, para o mês *m.* [ºC]

G_i^h irradiância global inclinada incidente sobre a superfície dos MDFV na hora h - Eq. (148) [Wh/m²]

Observa-se que o fator de perdas por temperatura, em (150), foi considerado em função do tempo (horas). Isso decorre da dependência de L_{temp} da irradiância inclinada G_i que é tratada aqui de forma discretizada de hora em hora no modelo para irradiação desenvolvido no item B.1. Igualmente observa-se que a temperatura ambiente considerada é a média mensal local T_{amb}^{m}, e não uma temperatura ambiente fixa ao longo do ano, o que permite uma aproximação mais realista da sazonalidade climática local, ainda que não possuindo a precisão de uma tratativa de temperatura a nível horário – de modelagem muito mais complexa e não agregando ganhos significativos ao modelo.

B.2.2 Perdas ópticas

São ditas perdas ópticas todas aquelas resultantes da redução de eficiência da absorção da irradiação solar global disponível pelas células fotovoltaicas. Inúmeros fatores podem originar perdas ópticas, tais como processos naturais (acúmulo de sujeira, umidade, neve, etc.), sombreamentos, e imperfeições inerentes da tecnologia (perdas de reflexão na superfície dos módulos). Serão abordadas aqui as mais significativas em termos de impacto de performance.

- *Perdas por sujidade* (L_{suj})*:* A deposição de particulados (poeira, fuligem, pólen, excrementos de pássaros etc.) na superfície dos módulos MDFV atenua a irradiância incidente, podendo levar não somente à redução gradual da produtividade do sistema, mas acelerar o processo de degradação das células FV [X]. A aleatoriedade e incerteza dos processos que influenciam o grau de deposição de particulados na superfície dos módulos – sejam eles de origem natural ou não – praticamente inviabiliza o desenvolvimento de um modelo matemático razoavelmente preciso de estimação. Tal complexidade é amplificada ao tratar-se de sistemas de grande porte, onde a distribuição de sujidade no arranjo fotovoltaico é irregular. As perdas por sujidade podem ainda apresentar caráter sazonal, com variabilidade observada nos diferentes meses, influenciada essencialmente pelo regime de chuvas local, o qual afeta a capacidade de autolimpeza dos MDFV. Em regiões com alta incidência de poeira e baixa pluviosidade, as perdas anuais podem valores superiores a 60% (Dobos, 2014). Entretanto, valores mais frequentes mensuradas para perdas anuais médias variam de 1% a 5% (Al-Kouz et al., 2020). A calibração com dados de medição *in situ* é mandatório para uma análise de desempenho realista.

- *Perdas de reflexão ou IAM* (L_{iam})*:* O efeito *IAM* (*Incidence Angle Modifier)* corresponde à atenuação da irradiância que efetivamente atinge as células fotovoltaicas devido aos efeitos de reflexão nas camadas superiores de revestimento do módulo FV (vidro, EVA, entre outros), e é geralmente descrito através das Leis de Fresnel, derivadas da aplicação das Equações de Maxwell para cada uma das interfaces do revestimento do módulo FV. Essa reflexão é tanto maior quanto maior for o ângulo de incidência da irradiação direta em relação à incidência normal (perpendicular à superfície dos módulos FV) (Driesse; Habte; Sengupta, 2023). O modelo matemático da ASHRAE, amplamente utilizado em simulações de desempenho, e que descreve simplificadamente o fator de perdas por IAM como função apenas do ângulo de incidência θ e de um parâmetro empírico b_0 relacionado ao tipo de material de revestimento do módulo FV, é adotado no modelo aqui proposto, e é formulado como segue (Abella; Lorenzo; Chenlo, 2003):

$$L_{iam} = b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos\theta} - 1\right) \quad \textbf{(151)}$$

Em que,

b_0 parâmetro empírico de IAM do modelo de ASHRAE, com valores típico adotado para módulos de Si-monocristalinos de $b_0 = 0{,}05$ (Gonçalves; Rativa; Gómez-Malagón, 2024).

θ ângulo de incidência da irradiância direta, dado pelo Eq.(144)

A Eq. (151) possui uma descontinuidade para $\theta = 90°$, sendo dessa forma geralmente limitado o cálculo de IAM pelo modelo de ASHRAE para ângulos de incidência de no máximo 80° (Abella; Lorenzo; Chenlo, 2003)

- *Perdas de sombreamento (L_{somb}):* As perdas de sombreamento impactam sobretudo na componente de irradiância direta incidente e, em menor grau, na irradiância difusa. Elas podem ser divididas em: i) sombreamento de horizonte distante - oriundas do impacto do relevo local (montanhas, morros etc.) na área total da cúpula celeste vista pela superfície dos módulos FV e, consequentemente, na irradiação global disponível; ii) sombras próximas – englobam as sombras projetadas por objetos, obstáculos e edificações próximas ou periféricas ao arranjo fotovoltaico.

A estimação das perdas L_{somb} somente podem ser estimadas satisfatoriamente por meio de simulação em softwares 3D, representando de forma mais realista possível o cenário físico do local de instalação do GFV.

B.2.3 Perdas elétricas

As perdas elétricas ocorrem após a etapa de conversão da energia solar em energia elétrica fotovoltaica nas células FV, e englobam em especial as perdas de transporte de energia desde os MDFV até o ponto de acoplamento comum com o consumo ou medição, quanto as perdas oriundas de incompatibilidade entre as variáveis elétricas do sistema no lado de corrente contínua (corrente, tensão e potência), as quais são detalhadas a seguir.

- *Perdas de Mismatch (L_{mism}):* As perdas por *mismatch* (ou incompatibilidade) representam uma redução na potência de saída do arranjo fotovoltaico devido a variações nas características elétricas ou nas condições de operação dos módulos individuais dentro do sistema. O *mismatch* pode ocorrer em diferentes níveis (célula,

módulo, *string*) e é particularmente crítico em sistemas com inversores do tipo *string* ou *multi-string*, onde a não-uniformidade de corrente e tensão entre os MDFV (ou *strings*), cria múltiplos pontos de máximos na curva P-V agregada, aumentando a probabilidade de o MPPT do inversor não operar no ponto de máximo global. Diversos fatores podem levar ao *mismatch* em um arranjo FV, tais como sombras parciais, sujeira, múltiplas inclinações e orientações dos módulos na mesma *string*, MDFV com características de fabricação distintas, falhas em células FV, taxa de degradação desigual entre MDFV etc. Em inversores *multistrings* com múltiplas *strings* controladas pelo mesmo MPPT o *mismatch* pode ocorrer igualmente por tensão, sendo neste caso células ou diodos de *by-pass* danificados os principais causadores. (Da Silva; Gul; Chaudhry, 2021)

As perdas por *mismatch* são de difícil estimação, sendo normalmente assumidas em um valor ou faixa de valores típicos, obtidos com base em observações de plantas fotovoltaicas em operação.

- *Perdas Ôhmicas (L_{ohm}):* Englobam o conjunto total de perdas de transporte de energia através de cabeamento e conexões. As perdas ôhmicas do lado CC são relacionadas ao quadrado da corrente de operação de cada *string* ou do conjunto de *strings* (a depender da topologia do arranjo) por $P_{ohm,cc} = I_{string}^2 \cdot R_{CC} =$, onde R_{CC} é a resistência total do cabeamento. Em sistemas residenciais de pequeno porte o valor de R_{CC} pode ser calculado, através de dados de projeto da distribuição de cabeamento da planta FV. Já para sistemas de médio e grande porte, com dezenas ou centenas de circuitos de *strings* com comprimentos distintos, torna-se usual a consideração de um fator de perda de cabeamento fixo, especialmente para o lado CC do sistema – em geral com valores de $L_{ohm,CC} = 0{,}5\% \ldots 1{,}5\%$. Como referência, a norma NBR 16690:2019 (ABNT, 2019) estabelece um valor limite de referência de projeto de 3% de perdas de cabeamento para lado CC. Para o lado CA, as perdas ôhmicas incluem especialmente os circuitos de saída dos inversores fotovoltaicos, circuitos alimentadores de BT, MT ou AT e transformadores de potência, sendo tais perdas $L_{ohm,CA}$ contabilizadas até o ponto de conexão comum com o carga ou com medidor de fronteira da unidade. Neste trabalho, para fins de simplificação, as perdas ôhmicas CA serão consideradas nulas.

B.2.4 Perdas de degradação

A degradação em um sistema GFV é definido como uma deterioração gradual das características dos componentes do sistema, sendo aqui enfatizado especialmente a degradação ocorrida ao longo do tempo nas células fotovoltaicas, que possuem elevado impacto na perda de desempenho do sistema como um todo. Para células solares de silício cristalino, as causas de degradação mais frequentes são: i) degradação induzida por potencial (*PID)*; ii) degradação induzida por luz (*LID*); iii) degradação por envelhecimento.

Entre os três tipos de degradação citadas, a degradação *PID* é a mais severa em termos de deterioração do desempenho do sistema, levando em casos extremos à falhas catastróficas no sistema fotovoltaico (Alimi; Meyer; Olayiwola, 2022). O efeito *PID* ocorre em sistemas com inversores *string* de médio e grande porte*,* devido à elevada diferença de potencial (tipicamente acima de 700Vcc) existente entre os módulos finais da *string* e os *frames* metálicos dos MDFV, que em geral são aterrados por medidas de segurança. Essa elevada diferença de potencial leva ao surgimento de uma corrente de fuga à terra, resultando em perdas de potência que podem chegar à 30% da capacidade nominal do sistema (Da Silva; Gul; Chaudhry, 2021). O *PID* possui caráter reversível, e os modelos de inversores fotovoltaicos mais avançados do mercado já oferecem a tecnologia *anti-PID,* que reverte os seus efeitos à noite, através da aplicação de uma tensão reversa positiva entre a *string* e a terra (Alimi; Meyer; Olayiwola, 2022). As perdas por *PID*, apesar de poderem ser elevadas em determinados cenários, não possuem atualmente um modelo para sua estimação, tampouco valores típicos a serem considerados, sendo dessa forma negligenciados na contabilização das perdas do modelo proposto.

As outras duas classes principais de degradação citadas são discutidas a seguir:

- *Perdas por degradação LID (L_{lid}):* O efeito *LID* surge nas primeiras horas de exposição das células fotovoltaicas à luz, caracterizando um fator de degradação inicial que pode levar a uma redução média de 2% do potência nominal do sistema (Alhmoud, 2023). Um dos principais fenômenos que origina a degradação *LID* é a formação, por ação da luz, do chamado complexo boro-oxigênio, que se forma nas células do tipo *p* com passivação por boro. Estudos recentes mostram que o efeito

LID é significativamente reduzido em células de silício heterojunção *n-type,* tecnologia atualmente predominante no mercado, podendo mesmo ser consideradas as perdas L_{lid} aproximadamente nulas neste caso (Yu *et al.*, 2022).

- *Perdas por envelhecimento* (L_{age})*:* A degradação por envelhecimento resulta em uma perda gradual de desempenho ao longo do tempo vida útil do sistema, geralmente contabilizada por uma taxa anual de degradação. Diversos são os fatores de influência na degradação por envelhecimento do SFV, e não há atualmente um consenso em um modelo que quantifique tal processo. No entanto, estudos mostram que os efeitos de delaminação e descoloração do material encapsulante, além das microfissuras nas células fotovoltaicas, os quais sofrem forte influência de fatores climáticos e ambientais (temperatura, umidade, vento, sujidade, etc), são os principais responsáveis na degradação por envelhecimento (Da Silva; Gul; Chaudhry, 2021). Os fabricantes de MDFV mais atuais indicam, em garantia, uma taxa linear média de 0,4%/ano. No entanto, condições climáticas extremas podem levar a taxas anuais de degradação ainda superiores (Alimi; Meyer; Olayiwola, 2022).

A introdução de L_{age} no modelo de perdas é realizado através da Eq. (152), onde é definido o parâmetro de eficiência por envelhecimento:

$$\eta_{age} = \left(1 - L_{age}\right)^{a} \quad \textbf{(152)}$$

Em que,

η_{age} eficiência global do SFV por envelhecimento

L_{age} taxa anual de perdas de degradação por envelhecimento, em valores absolutos.

a ano de operação do sistema, sendo $a \geq 2$

B.2.5 Perdas totais do sistema

Com base na discussão das seções anteriores, os valores atribuídos para cada uma das perdas consideradas são resumidos na Tabela 28. Para L_{suj} e L_{mism} foram utilizados com base a referência Dobos (2014), enquanto que L_{temp} e L_{iam} são calculados com base nos modelos matemáticos discutidos. Já para L_{age} foi atribuído o valor usual de garantia verificados nos *datasheet* dos MDFVs mais atuais. Para os demais parâmetros de perdas foram atribuídos valores médios de diversas análise e

estudos de desempenho de elaboração própria, para GFV de diferentes capacidades e em diferentes locais de instalação em território brasileiro.

Tabela 28 - Perdas padrão – arranjo fotovoltaico

Índice i	Tipo de perdas	Parâmetro	Valor padrão
1	*Temperatura*	$L_{temp\%}$	Eq. (150)
2	*Sujidade*	$L_{suj\%}$	2%
3	*IAM*	$L_{iam\%}$	Eq. (151)
4	*Sombreamento*	$L_{somb\%}$	1,5%
5	*Mismatch*	$L_{mism\%}$	2%
6	*Ôhmicas*	$L_{ohm\%}$	0,65%
7	*LID*	$L_{lid\%}$	0%
-	*Envelhecimento*	$L_{age\%}$	0,42% e Eq.(152)

A equação geral de eficiência global do arranjo fotovoltaico é dada por:

$$\eta_{fv} = \eta_{age} \cdot \prod_{i=1}^{7} \left(1 - \frac{L_i}{100}\right) \quad \textbf{(153)}$$

E expandindo (153) com as considerações resumidas na Tabela 28 – considerando os valores absolutos dos fatores de perdas ($L = L\%\frac{1}{100}$), tem-se:

$$\eta_{fv} = (1 - L_{age})^{a} \cdot (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{suj}) \cdot (1 - L_{iam}) \cdot (1 - L_{somb}) \cdot (1 - L_{mism}) \cdot (1 - L_{ohm}) \quad \textbf{(154)}$$

Apêndice C – Parâmetros específicos do BESS

A seguir, são definidos os parâmetros fundamentais que caracterizam a operação e o desempenho de um BESS, os quais formam a base para as equações do modelo matemático desenvolvido na seção 3.3.

C.1 Capacidade de carga

A capacidade de uma bateria, usualmente expressa em Ampère-hora (Ah), representa a carga elétrica total que pode ser armazenada e fornecida, sendo uma de suas especificações fundamentais. O valor nominal desta capacidade, $C_{bess,nom}$, serve como ponto de partida para o dimensionamento do sistema. Este valor, presente nos dados de placa do fabricante, é tipicamente definido sob condições padrão de temperatura, tensão e taxa de descarga (Nyamathulla; Dhanamjayulu, 2024). A norma NBR 16145:2013, por exemplo, define a capacidade nominal de baterias de íon-lítio como aquela obtida em uma descarga a 25ºC com corrente constante, até uma tensão final especificada pelo fabricante (ABNT, 2013).

Para padronizar a velocidade de carga e descarga, a indústria utiliza a "taxa C" (*C-rate*), que normaliza a corrente em função da capacidade nominal da bateria. A equação que representa essa relação é dada por:

$$C_{rate} = \frac{I_{ch}}{C_{bess,nom}} \left[\frac{1}{hora}\right] \quad \textbf{(155)}$$

Em que,

I_{ch} corrente de carga ou descarga aplicada à bateria [A]
$C_{bess,nom}$ capacidade nominal total de armazenamento de energia do BESS [Ah]

A partir de (155), o tempo teórico de carga ou descarga da bateria em função da taxa C_{rate} é calculado como:

$$t_{rate} = \frac{1}{C_{rate}} \; [horas] \quad \textbf{(156)}$$

O valor *C-rate* pode ser também dado em termos da capacidade de armazenamento $E_{bat,nom}$ (em *Wh* ou *kWh*) e da potência de descarga P_{ch} em *W* ou *kW*. Partindo da Eq. (156) e multiplicando pela tensão de terminal V_{bat} em *volts* da bateria (ou das *strings* de baterias), tem-se:

$$C_{rate} = \frac{I_{ch}}{C_{bess,nom}} \times \frac{V_{bat}}{V_{bat}} = \frac{P_{ch}}{E_{bess,nom}} \quad \textbf{(157)}$$

Conforme observado na Eq. (157), a potência de carga ou descarga P_{ch} da bateria depende essencialmente do *C-rate* aplicado durante o processo. Isso pode ser explicitado rearranjando os termos da Eq. (157):

$$P_{ch} = C_{bess,nom} \cdot V_{bat} \cdot C_{rate}\ [kW] \quad \textbf{(158)}$$

Devido à dependência da potência de carga/descarga em relação à dinâmica do processo e à variação da tensão terminal V_{bat}, não é usual que a potência seja uma especificação nominal de placa. Assim, a indicação da taxa C máxima, em conjunto com a capacidade nominal, é um parâmetro mais representativo do desempenho da bateria (Zun; Park; Mok, 2020).

C.2 Estado de Carga (SoC)

O Estado de Carga (SoC, do inglês *State-of-Charge*) é um valor adimensional que representa a capacidade de carga instantânea remanescente de uma bateria em relação à sua capacidade nominal, variando de $SoC = 0$ (bateria completamente descarregada) a $SoC = 1$ (bateria completamente carregada em sua capacidade nominal $C_{bess,nom}$). A equação que representa de forma genérica o SoC instantânea de uma bateria é dado por:

$$SoC^t = \frac{e_{bess}^t}{E_{bess,nom}} \quad \textbf{(159)}$$

Em que,

e_{bess}^t energia armazenada na bateria ou BESS no instante t [kWh]

$E_{bess,nom}$ capacidade nominal de armazenamento de energia do BESS [kWh]

O monitoramento preciso do SoC é um parâmetro crítico para o Sistema de Gerenciamento da Bateria (BMS*, Battery Manager System*), sendo fundamental para a segurança e o desempenho do sistema. A prevenção de descarga profunda ou sobrecarga, que podem causar danos irreversíveis, depende do conhecimento do *SoC* em tempo real. Da mesma forma, a decisão sobre o regime de operação (carga ou descarga) para atender a uma determinada demanda é baseada neste indicador.

Contudo, a determinação do SoC não é trivial, pois não se trata de uma grandeza diretamente mensurável. Seu valor possui uma relação complexa e não linear com grandezas como temperatura, tensão e corrente, além de sofrer forte influência de outras variáveis dinâmicas, como a taxa de descarga, a temperatura de operação da célula e o histórico de ciclos de uso (Nyamathulla; Dhanamjayulu, 2024).

Outro parâmetro relevante e diretamente relacionado ao *SoC* é a Profundidade de Descarga (DoD*, Depht-of-Discharge)*, que representa a fração da capacidade nominal que foi utilizada. Trata-se de uma relação complementar ao SoC, expressa por:

$$DoD(t) = 1 - SoC(t) \quad \textbf{(160)}$$

A faixa de operação ideal do *SoC*, entre o *SoC* mínimo e o *SoC* máximo, varia conforme a tecnologia e a aplicação, pois os limites atingidos em cada ciclo impactam a vida útil da bateria. Para baterias de íon-lítio, a faixa segura de operação é tipicamente considerada entre 20% e 90% de *SoC* (Lipu *et al.*, 2018), embora faixas mais restritas possam ser adotadas para priorizar a longevidade do sistema em detrimento da capacidade de carga e descarga instantânea (Ohrelius *et al.*, 2023).

C.3 Degradação e Estado de Saúde (*SoH*)

A degradação da capacidade de armazenamento das baterias é um processo natural e irreversível, inerente às reações eletroquímicas que ocorrem em seus componentes internos. A intensidade deste processo depende de uma série de condições de operação, como número de ciclos de carga e descarga, profundidade e taxa de descarga, e temperatura ambiente. Mecanismos como a decomposição do eletrólito, a formação de filme de passivação e a fissuração dos eletrodos contribuem para essa degradação (Hesse et al., 2017b), que é geralmente modelada de forma simplificada como um aumento da resistência interna da bateria (Nyamathulla; Dhanamjayulu, 2024).

Essa degradação resulta em uma redução da capacidade inicial (ou ideal) de armazenamento da bateria ao longo do tempo, sendo assim um parâmetro crítico em modelagens técnico-financeiros de aplicações com BESS. O Estado de Carga (SoH*, State-of-Health)* é o principal parâmetro de estimação desse efeito, podendo

ser definido como a razão entre a capacidade útil real de armazenamento, em um dado instante t, e a capacidade nominal inicial sem degradação, conforme Eq. (161). O *SoH* é um valor adimensional variando entre 1 (estado de saúde ideal) e 0 (degradação total ou fim de vida útil teórico).

$$SoH^t = \frac{e_{bess}^t}{E_{bess,nom}} \tag{161}$$

A mensuração precisa do *SoH,* no entanto, é complexa dado que, assim como o *SoC*, ele não é um parâmetro diretamente mensurável e depende de relações não lineares com as grandezas elétricas monitoradas. Adicionalmente, é importante distinguir a degradação irreversível de perdas de eficiência momentâneas e reversíveis, causadas por fatores externos à célula, como mau contato em terminais ou oxidação. Essa distinção cria um desafio na definição formal do SoH e na sua correlação direta com a perda de capacidade útil de armazenamento (Lu *et al.*, 2013).

C.4 Eficiência *Round-Trip*

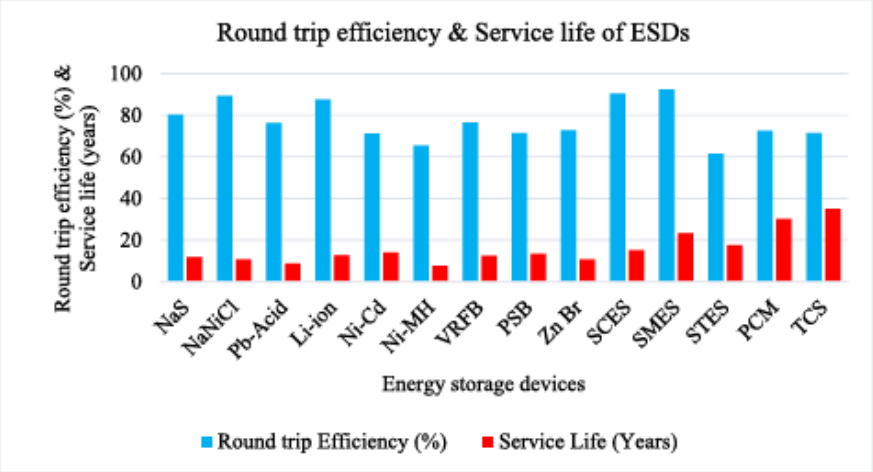
A eficiência de ciclo completo (*round-trip*) quantifica as perdas totais de energia durante um ciclo completo de carga e descarga. Tais perdas ocorrem tanto nos processos eletroquímicos internos das células quanto nos componentes eletrônicos do BESS, como o conversor de potência. De forma simples, a energia total que a bateria pode fornecer na descarga é sempre menor que a energia recebida durante a carga, e essa diferença é ditada pela eficiência *round-trip* (Luo et al., 2015).

Matematicamente, a eficiência *round-trip* η_{rp} é o produto entre a eficiência do ciclo de carga η_{ch} e a eficiência do ciclo de descarga η_{dch} (162)

$$\eta_{rp} = \eta_{ch} \times \eta_{dch} \tag{162}$$

As diferentes tecnologias de baterias apresentam faixas de eficiência distintas. Conforme ilustrado na Figura 58 (Kebede et al., 2022), baterias de íon-lítio possuem uma eficiência *round-trip* média em torno de 90%, enquanto baterias de chumbo-ácido operam em torno de 85%. Modelos comerciais avançados de Li-Ion podem atingir eficiências de até 97%, dependendo dos materiais utilizados nos eletrodos (Luo et al., 2015).

Figura 58 - Eficiência *Round trip* e tempo de vida útil para os diferentes tecnologias de baterias.



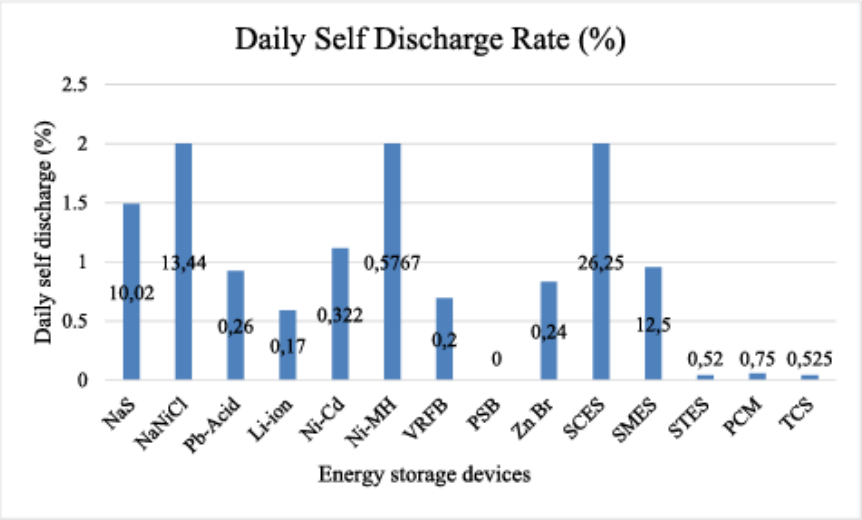
Fonte: Kebede et al. (2022)

C.5 Autodescarga

A autodescarga é um fenômeno natural de baterias eletroquímicas, onde há uma perda gradual da carga armazenada mesmo na ausência de um circuito elétrico externo. Mecanismos como correntes de fuga e difusão de íons – este típico de baterias de Li-Ion, são algumas das causas de autodescarga, geralmente acelerados na presença de temperaturas elevadas ou sob *SoC* acima da faixa ideal de operação (Beard, 2019).

As baterias de Li-Ion e de Chumbo-ácido tendem a apresentar taxas diárias de autodescarga equivalentes, na faixa de 0,1% a 0,3% em relação à capacidade nominal de carga (Luo et al., 2015). Na Figura 59 (Kebede et al., 2022) é apresentado um gráfico comparativo de valores típicos experimentais de autodescarga diárias para diferentes tecnologias.

Figura 59 - Autodescarga diária média para diferentes tecnologias de baterias.



Fonte: Kebede et al. (2022)

Apêndice D - Métricas complementares de análise financeira

D.1 VPL Incremental

Em análises de viabilidade de projetos de energia envolvendo dois ou mais sistemas geradores (ou de armazenamento de energia), quando se deseja avaliar o ganha de retorno financeiro ao ampliar um sistema ou uma proposta inicial de projeto, uma das abordagens mais diretas é o cálculo do ganho relativo de VPL, ou *VPL Incremental,* em relação a um projeto de referência, o qual expresso pela Eq. (163):

$$\Delta VPL_{X/Y} = \frac{VPL_X - VPL_Y}{VPL_Y} \times 100\% \quad \textbf{(163)}$$

Em que,

$\Delta VPL_{X/Y}$ VPL Incremental do projeto ou cenário X em relação ao Y [%]
VPL_X, VPL_Y VPL do projeto ou cenário *X* e *Y,* respectivamente [R$]

No capítulo 5, o VPL Incremental foi aplicado na comparação do ganho de retorno financeiro de um determinado cenário ACR.3 (GFV+BESS) em relação ao seu cenário ACR.2 (GFV) de referência, o qual, substituindo os cenários na formulação genérica da Eq. (163), é calculado conforme Eq. (164):

$$\Delta VPL_{ACR3/ACR2} = \frac{VPL_{ACR3} - VPL_{ACR2}}{VPL_{ACR2}} \times 100\% \quad \textbf{(164)}$$

D.2 TIR modificada (*TIRM*)

A Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) é uma versão aprimorada da TIR convencional, a qual resolve duas de suas principais deficiências: a possibilidade de múltiplas taxas de retorno (incluindo valores complexos) para fluxos de caixa não convencionais e a premissa irrealista de que os fluxos de caixa positivos são reinvestidos à própria TIR do projeto.

A TIRM, assume que os fluxos de caixa positivos (entradas) são reinvestidos a uma taxa mais conservadora e realista, denominada *taxa de reinvestimento* - geralmente correspondendo à taxa mínima de atratividade (TMA) ou ao custo de capital da empresa. De forma equivalente, os fluxos de caixa negativos (saídas), a exceção custo do investimento inicial, são financiados a uma *taxa de financiamento*, podendo esta diferir ou não da *taxa de reinvestimento*.

O cálculo da TIRM envolve trazer todos os fluxos de caixa negativos para o valor presente (ano 0), utilizando a *taxa de financiamento*, e levar todos os fluxos de caixa positivos para o valor futuro (último ano do projeto, *A*), utilizando a *taxa de reinvestimento*. A $TIRm$ é então a taxa que iguala o valor presente dos custos ao valor futuro dos benefícios.

Matematicamente, a TIRM é a taxa que satisfaz a seguinte equação:

$$\overbrace{\left\{\sum_{m=0}^{M}\frac{FC_{(-)}^{m}}{\left(1+r_{fin.m}\right)^{m}}\right\}}^{Valor\ Presente\ (VP)}=\frac{\overbrace{\left\{\sum_{m=0}^{M}FC_{(+)}^{m}\cdot\left(1+r_{reinv.m}\right)^{M-m}\right\}}^{Valor\ Futuro\ (VF)}}{\left(1+TIRm/100\right)^{M}} \qquad \textbf{(165)}$$

Em que,

$TIRM_m$	Taxa Interna de Retorno Modificada mensal [%]
$FC_{(-)}^{m}$	fluxo de caixa negativo no mês m (se $FC^m > 0$, então é 0) [R$]
$FC_{(+)}^{m}$	fluxo de caixa positivo no mês m (se $FC^m < 0$, então é 0) [R$]
$r_{reinv.m}$	Taxa de reinvestimento mensal de fluxos positivos
$r_{fin.m}$	Taxa de financiamento mensal de fluxos negativos
M	ciclo de vida total do projeto [meses]

Os valores de $FC_{(-)}^{m}$ e $FC_{(+)}^{m}$ serão sempre os módulos dos fluxos de caixa dos respectivos meses, sendo assim sempre valores positivos.

Isolando a $TIRM$, a Eq. (169) pode ser reescrita de forma explicita em função do valor futuro VF e do valor presente VP:

$$TIRM_m = \sqrt[M]{\frac{VF\{FC_{(+)}, r_{reinv.m}\}}{VP\{FC_{(+)}, r_{fin.m}\}}} - 1 \quad \textbf{(166)}$$

Em que,

VF valor futuro de todos os fluxos de caixa mensais positivos $FC_{(+)}$, a uma taxa de reinvestimento mensal $r_{reinv.m}$ [R$]

VP valor presente de todos os fluxos de caixa mensais negativos $FC_{(-)}$, a uma taxa de financiamento mensal $r_{fin.m}$ [R$]

Observa-se que a relação dada pela Eq. (170) possui um único resultado em valor real, o que matematicamente garante sempre um único valor real de $TIRm$.

Ressalta-se que nas análises do capítulo 5, foi aplicado um valor único de taxa de juros mensal tanto para $r_{reinv.m}$ quanto para $r_{fin.m}$, conforme discutido na seção 5.1.5.3, ou seja, $r_{reinv.m} = r_{fin.m} = r_{mes}$, sendo r_{mes} a mesma TMA mensal utilizada no cálculo do VPL.

Por fim, o valor de TIRM mensal deve ser transposto para seu valor anualizado, dado ser o mais usualmente aplicado em análise de mercado.

$$TIRM_a = (1 + TIRM_m)^{12} - 1 \quad \textbf{(167)}$$

$TIRM_a$ taxa interna de retorno modificada anual

D.3 *Payback* Descontado

O *Payback* Descontado determina o período necessário para que o valor presente acumulado dos fluxos de caixa futuros de um projeto se iguale ao investimento inicial, operando de forma distinta do *Payback* Simples, que ignora o valor do dinheiro no tempo. Tendo em vista que os fluxos de caixa descontados agregam a perda de valor futuro do dinheiro, o Payback Descontado tende a ser sempre superior ao *Payback* Simples, relativamente à taxa de juros assumida.

O cálculo consiste em encontrar o menor período Mx (em meses) para o qual a seguinte inequação é satisfeita:

$$\sum_{m=0}^{Mx} \frac{FC^m}{(1+r_m)^m} \geq \Gamma_{Inv} \qquad \textbf{(168)}$$

Em que,

Mx	período de *Payback* descontado [meses]
Γ_{Inv}	custo de investimento total inicial, dado pela Eq. (96) [R$]
FC^m	fluxo de caixa mensal, no mês m - Eq. (108) [R$]
r_m	taxa de juros mensal (ou TMA mensal)

D.4 *CAPEX, OPEX e TOTEX*

Os custos agregados de investimento e O&M totais do projeto, ao longo de todo o seu ciclo de vida, são representados nas métricas de *CAPEX e OPEX,* respectivamente, sendo o somatório de todos os custos de projeto identificados como *TOTEX*. Neste trabalho, os custos de *CAPEX* foram assumidos como englobando o custo de investimento inicial e os custos de reposição dos sistemas, enquanto o *OPEX* contempla o somatório dos custos recorrentes mensais de O&M, sendo ambas as métricas consideradas ao valor presente.

A metodologia de cálculo destas métricas, para cada um dos sistemas GFV e BESS, é demonstrada a seguir.

D.4.1 GFV

O *CAPEX* do GFV engloba, além do seu custo de investimento inicial, os custos totais de reposição do inversor FV trazidos ao valor presente. Como a taxa de juros para o cálculo do valor presente é comumente dada em sua forma anualizada, os custos de reposição igualmente necessitam ser anuais. Dessa forma, utilizando os dados de custos de reposição mensais, calculados conforme seção 4.4.9.3, obtém-se o custo para cada ano a de projeto conforme Eq. (169):

$$\Gamma_{rec,gfv}^{a} = \sum_{m=1\cdot a}^{12\cdot a} \Gamma_{rec,gfv}^{m} \quad \textbf{(169)}$$

Em que,

$\Gamma_{rec,gfv}^{a}$ custo de reposição do GFV, no total do ano a [R$]
$\Gamma_{rec,gfv}^{m}$ custo de reposição do GFV, no mês m, corrigido pela inflação anual, calculado conforme Eq. (103) [R$]

O custo de *CAPEX* do GFV é obtido pelo somatório do valor presente dos custos de investimento e de reposição do sistema, conforme Eq. (175):

$$\Gamma_{CAPEX,gfv} = \Gamma_{Inv,gfv} + \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{rec,gfv}^{a}}{(1+r_a)^a} \quad \textbf{(170)}$$

Em que,

$\Gamma_{CAPEX,gfv}$ custo de *CAPEX* do GFV [R$]
$\Gamma_{Inv,gfv}$ custo de investimento inicial no GFV, calculado conforme Eq. (97) [R$]

r_a taxa de juros anual
A ciclo de vida total do projeto [anos]

O custo de *OPEX* é o agregado dos custos recorrentes de O&MA obtenção do custo de OPEX, baseada no custo total de O&M do primeiro ano, é dada pela Eq. (176):

$$\Gamma_{OPEX,gfv} = \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{oem,gfv}^{1} \cdot \left(1 + r_{oem,a}\right)^{a-1}}{(1 + r_a)^a} \quad \textbf{(171)}$$

Em que,

$\Gamma_{OPEX,gfv}$ custo de *OPEX* do GFV [R$]
$\Gamma_{oem,gfv}^{1}$ custo anual de O&M de GFV - ano 1 [R$/ano], calculado conforme Eq. (102) [R$]
$r_{oem,a}$ taxa de inflação anual dos serviços de O&M.
r_a taxa de juros anual
A ciclo de vida total do projeto [anos]

O custo total de projeto é a soma do valor presente de *CAPEX* e *OPEX,* ou seja, o *TOTEX* de projeto do GFV*,* dado na Eq. (176) e na forma expandida da Eq.(177):

$$\Gamma_{TOTEX,gfv} = \Gamma_{CAPEX,gfv} + \Gamma_{OPEX,gfv} \quad \textbf{(172)}$$

$$\Gamma_{TOTEX,gfv} = \Gamma_{Inv,gfv} + \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{oem,gfv}^{1} \cdot \left(1 + r_{oem,a}\right)^{a-1} + \Gamma_{rec,gfv}^{a}}{(1 + r_a)^a} \quad \textbf{(173)}$$

Em que,

$\Gamma_{TOTEX,gfv}$ custo de *TOTEX* do GFV [R$]

D.4.2 BESS

As equações para o cálculo das métricas de custos agregados do BESS seguem procedimento equivalente ao adotado para o GFV. Primeiramente, o custo anual de reposição é calculado como dado na Eq. (174):

$$\Gamma_{rec,bess}^{a} = \sum_{m=1\cdot a}^{12\cdot a} \Gamma_{rec,bess}^{m} \quad \textbf{(174)}$$

Em que,

$\Gamma_{rec,bess}^{a}$ custo de reposição do BESS, no total do ano a [R$]

$\Gamma_{rec,bess}^{m}$ custo de reposição do BESS, no mês m, corrigido pela inflação anual, calculado conforme Eq. (106) [R$]

O custo de CAPEX é então obtido conforme Eq. (175):

$$\Gamma_{CAPEX,bess} = \Gamma_{Inv,bess} + \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{rec,bess}^{a}}{(1 + r_a)^a} \quad \textbf{(175)}$$

Em que,

$\Gamma_{CAPEX,bess}$ custo de *CAPEX* do BESS [R$]
$\Gamma_{Inv,bess}$ custo de investimento inicial no BESS, calculado conforme Eq. (98) [R$]
r_a taxa de juros anual
A ciclo de vida total do projeto [anos]

A obtenção do custo de OPEX, baseada no custo total de O&M do primeiro ano, é dada pela Eq. (176):

$$\Gamma_{OPEX,bess} = \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{oem,bess}^{1} \cdot \left(1 + r_{oem,a}\right)^{a-1}}{(1 + r_a)^a} \quad \textbf{(176)}$$

Em que,

$\Gamma_{OPEX,bess}$ custo de *OPEX* do BESS [R$]
$\Gamma_{oem,bess}^{1}$ custo anual de O&M de BESS - ano 1 [R$/ano], calculado conforme Eq. (102) [R$]
$r_{oem,a}$ taxa de inflação anual dos serviços de O&M
A ciclo de vida total do projeto [anos]

Por fim, o *TOTEX* de projeto do BESS é obtido da soma direta entre de *OPEX e CAPEX,* conforme Eq. (177) e (178):

$$\Gamma_{TOTEX,bess} = \Gamma_{CAPEX,bess} + \Gamma_{OPEX,bess} \quad \textbf{(177)}$$

$$\Gamma_{TOTEX,bess} = \Gamma_{Inv,bess} + \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{oem,bess}^{1} \cdot \left(1 + r_{oem,a}\right)^{a-1} + \Gamma_{rec,bess}^{a}}{(1 + r_{ano})^a} \quad \textbf{(178)}$$

Em que,

$\Gamma_{TOTEX,bess}$ custo de *TOTEX* do BESS [R$]

D.4.3 Totais do Sistema GFV-BESS

Os custos agregados do sistema híbrido completo envolvem a simples soma das métricas definidas anteriormente para os sistemas individuais, e definidos como:

$$\Gamma_{TOTEX} = \Gamma_{TOTEX,gfv} + \Gamma_{TOTEX,bess} \quad \textbf{(179)}$$

$$\Gamma_{CAPEX} = \Gamma_{CAPEX,gfv} + \Gamma_{CAPEX,bess} \quad \textbf{(180)}$$

$$\Gamma_{OPEX} = \Gamma_{OPEX,gfv} + \Gamma_{OPEX,bess} \quad \textbf{(181)}$$

Em que,

Γ_{TOTEX} custo de *TOTEX* do projeto híbrido GFV-BESS [R$]
Γ_{CAPEX} custo de *CAPEX* do projeto híbrido GFV-BESS [R$]
Γ_{OPEX} custo de *OPEX* do projeto híbrido GFV-BESS [R$]

Por fim, é definido o custo de *TOTEX* anualizado, sendo a versão equivalente ao VPL anualizado (definido na seção 4.4.10) para o custo de *TOTEX* do projeto. Utilizando-se a definição já conhecida do fator de recuperação ou anualização, tem-se:

$$\Gamma_{TOTEX,a} = \Gamma_{TOTEX} \cdot f_a \quad \textbf{(182)}$$

$$f_a = \frac{r_a \cdot (1 + r_a)^A}{(1 + r_a)^A - 1} \quad \textbf{(110)}$$

Em que,

$\Gamma_{TOTEX,a}$ custo de *TOTEX* anualizado [R$]
f_{ano} fator de recuperação ou anualização
r_a taxa de juros anual
A ciclo de vida do projeto [ano]

D.5 Economia total anualizada com faturamento de energia

A partir da definição da *economia mensal com faturamento de energia,* apresentada na seção 4.4.6, é possível obter a *economia total* no ciclo completo de vida do projeto a partir do somatório de todas as economias mensais. O valor anualizado desta última é então obtido diretamente a partir da aplicação do fator de anualização f_a. Tais definições são formalizadas como segue:

$$\Lambda_{X-0,total} = \sum_{m=1}^{M} \Lambda_{X-0}^{m} \quad \textbf{(183)}$$

$$\Lambda_{X-0,a} = \Lambda_{X-0,total} \cdot f_a \quad \textbf{(184)}$$

Em que,

$\Lambda_{X-0,a}$	economia relativa total anualizada com faturamento de energia, do cenário-base *X* em relação ao cenário-referência *0.* [R$]
$\Lambda_{X-0,total}$	economia relativa total com faturamento de energia, do cenário-base *X* em relação ao cenário-referência *0.* [R$]
Λ_{X-0}^{m}	economia relativa total mensal com faturamento de energia, do cenário-base *X* em relação ao cenário-referência *0,* mês *m.* [R$]
f_a	fator de recuperação ou anualização – Eq. (110)
M	ciclo de vida útil do projeto [meses]

D.6 Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS)

O *LCOS (Levelized Cost of Storage*) é uma métrica comumente utilizada no mercado de energia como referência técnico-financeira de comparação entre SAE de diferentes tecnologias ou mesmo entre projetos distintos com a mesma tecnologia, sendo um análogo do *LCOE (Levelized Cost of Energy*) para sistemas de geração de energia. O seu objetivo é fornecer o custo total, agregado em todo o ciclo de vida do projeto para cada *kWh* gerenciado pelo SAE, ou o custo nivelado (em R$/kWh) da energia gerenciada.

No contexto de SAE por baterias, diferentes abordagens são encontradas na literatura para formulação do cálculo de *LCOS*, variando sobretudo em relação à natureza da energia útil gerenciada considerada no cálculo. A formulação adotada neste trabalho é uma adaptação do modelo proposto em Luerssen et al. (2021), em que o custo de *TOTEX* do projeto é nivelado sobre a energia total descarregada pelo BESS, descontada pela taxa de juros anual, utilizando os dados de potência horária de descarga fornecidos pelo despacho plurianual.

A energia total do BESS descarregada e descontada é dada pelas Eq. (185) e (186):

$$E_{dch.total,desc} = \sum_{a=1}^{A} \frac{E_{dch}^{a}}{(1+r_a)^a} \quad \textbf{(185)}$$

$$E_{dch}^{a} = \sum_{h \in a} p_{dch}^{h} \quad \textbf{(186)}$$

Em que,

$E_{dch.total,desc}$	energia descarregada total descontada do BESS para o ciclo de vida de A anos [kWh]
E_{dch}^{a}	energia descarregada total do BESS no ano a [kWh]
p_{dch}^{h}	potência média de descarga na hora h, com h pertencendo ao ano a [kW]
A	ciclo de vida útil do projeto [anos]
r_a	taxa de juros anual

Finalmente, o *LCOS* é calculado conforme Eq. (187) – ou em sua forma expandida da Eq. (188)

$$LCOS = \frac{\Gamma_{TOTEX,bess}}{E_{dch.total,desc}} \quad \textbf{(187)}$$

$$LCOS = \frac{\Gamma_{Inv,bess} + \sum_{a=1}^{A} \frac{\Gamma_{oem,bess}^{1} \cdot \left(1 + r_{oem,a}\right)^{a-1} + \Gamma_{rec,bess}^{a}}{(1 + r_a)^a}}{\sum_{a=1}^{A} \frac{\sum_{h \in a} p_{dch}^{h}}{(1 + r_a)^a}} \quad \textbf{(188)}$$

Em que,

$LCOS$	custo nivelado de armazenamento, para o ciclo de vida de A anos do projeto [R$/kWh]
$\Gamma_{TOTEX,bess}$	custo de *TOTEX* do BESS, dado conforme Eq. (178) [R$]

D.7 Índice de Hibridização de Investimento (IHI)

O Índice de Hibridização do Investimento (*IHI*) é uma métrica proposta nesta dissertação para quantificar a participação relativa do custo de investimento do BESS no custo total de um sistema híbrido GFV-BESS.

Este índice oferece uma forma compacta de avaliar o perfil de hibridização do sistema sob uma ótica financeira. Em outras palavras, o *IHI* indica se a solução otimizada é predominantemente fotovoltaica, com um componente de armazenamento auxiliar (resultando em um IHI próximo de zero), ou se o BESS representa uma parcela significativa do investimento, caracterizando um sistema mais profundamente *hibridizado* (resultando em um IHI mais próximo a 1).

O cálculo de IHI é dado pela Eq. (189):

$$IHI = \frac{\Gamma_{Inv,bess}}{\Gamma_{Inv,gfv} + \Gamma_{Inv,bess}} \times 100\% \quad \textbf{(189)}$$

Em que,

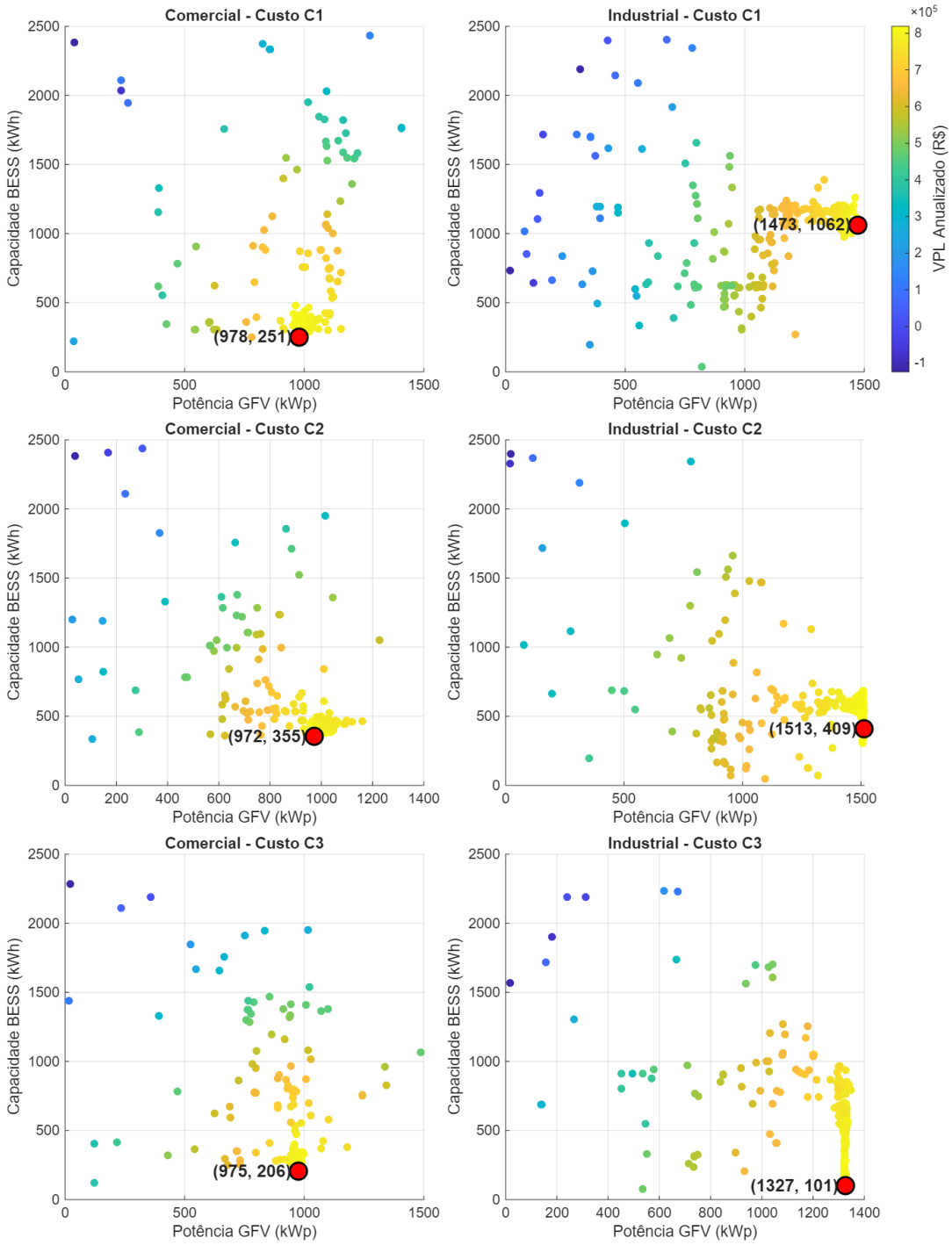
IHI índice de hibridização do investimento [%]
$\Gamma_{Inv,gfv}$ custo de investimento inicial em GFV, dado conforme Eq.(97) [R$]
$\Gamma_{Inv,bess}$ custo de investimento inicial em BESS, dado conforme Eq.(98) [R$]

Para um sistema puramente fotovoltaico (sem BESS), o custo $\Gamma_{Inv,bess}$ é nulo e, consequentemente, o *IHI* é igual a 0%, correspondendo cenário de referência ACR.2 analisado no capítulo 5.

ANEXOS

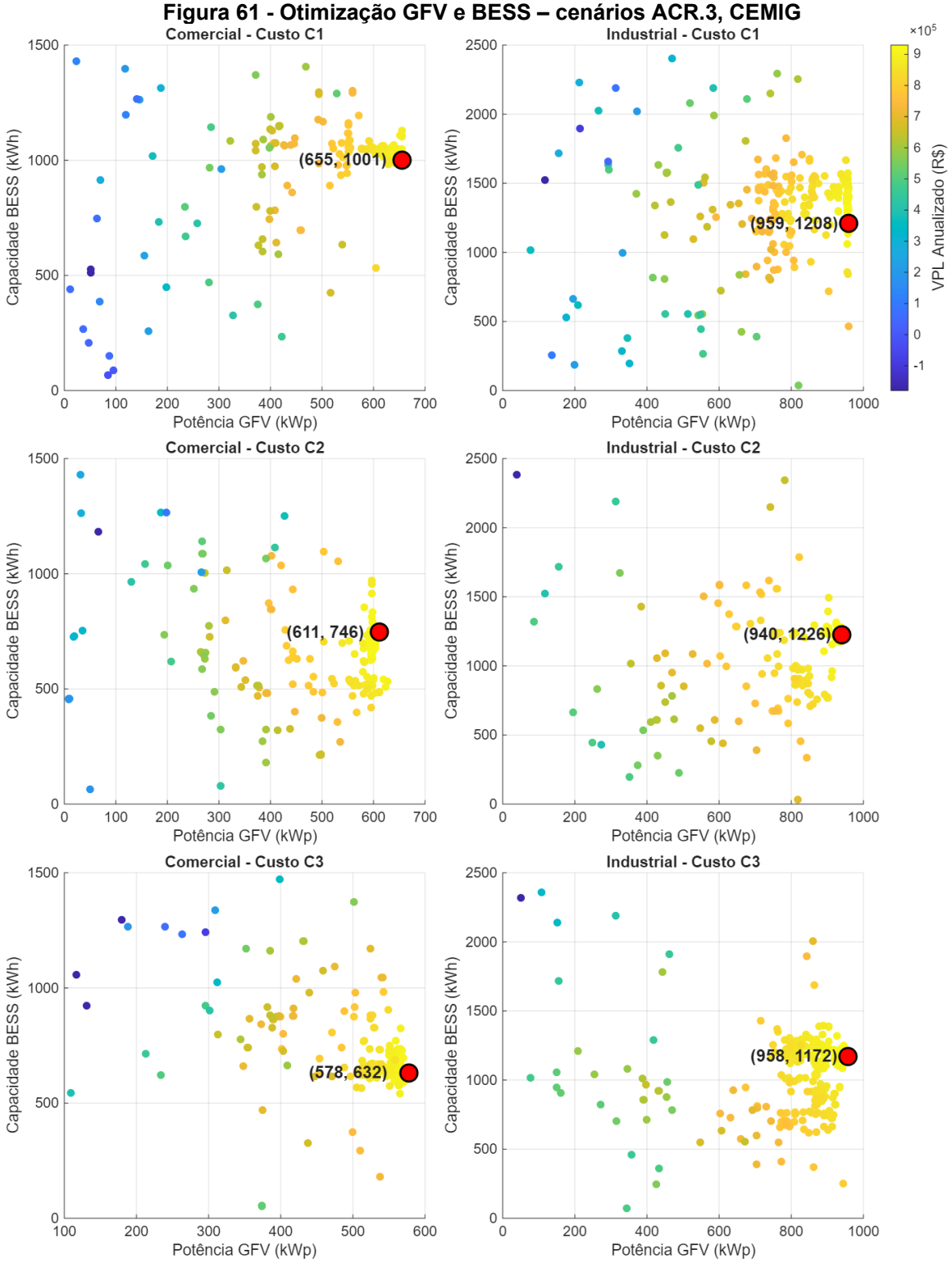
Anexo A - Distribuição de dimensionamento ótimo – cenários ACR.3.

Figura 60 - Otimização GFV+BESS - cenários ACR.3, CELESC



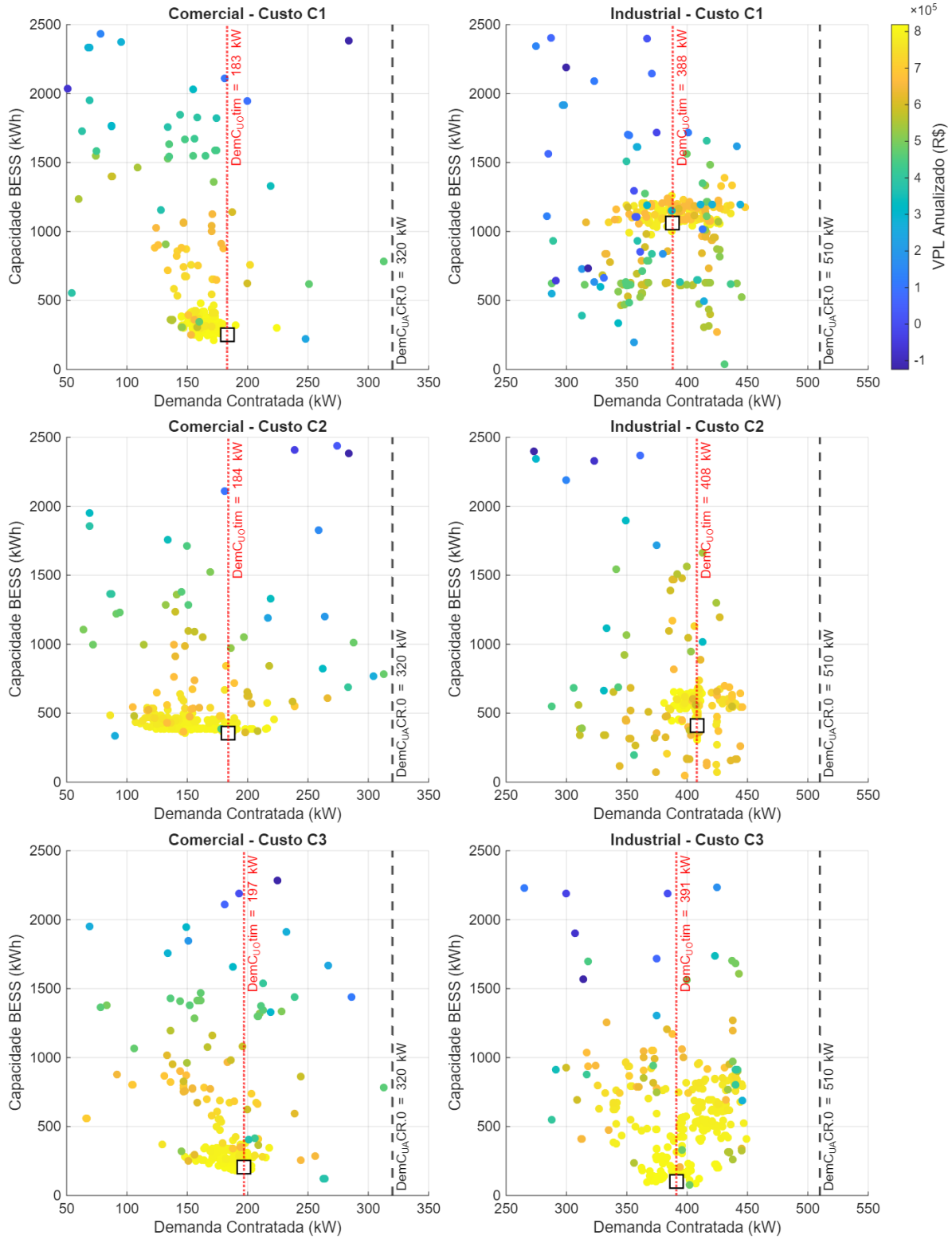
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 61 - Otimização GFV e BESS – cenários ACR.3, CEMIG



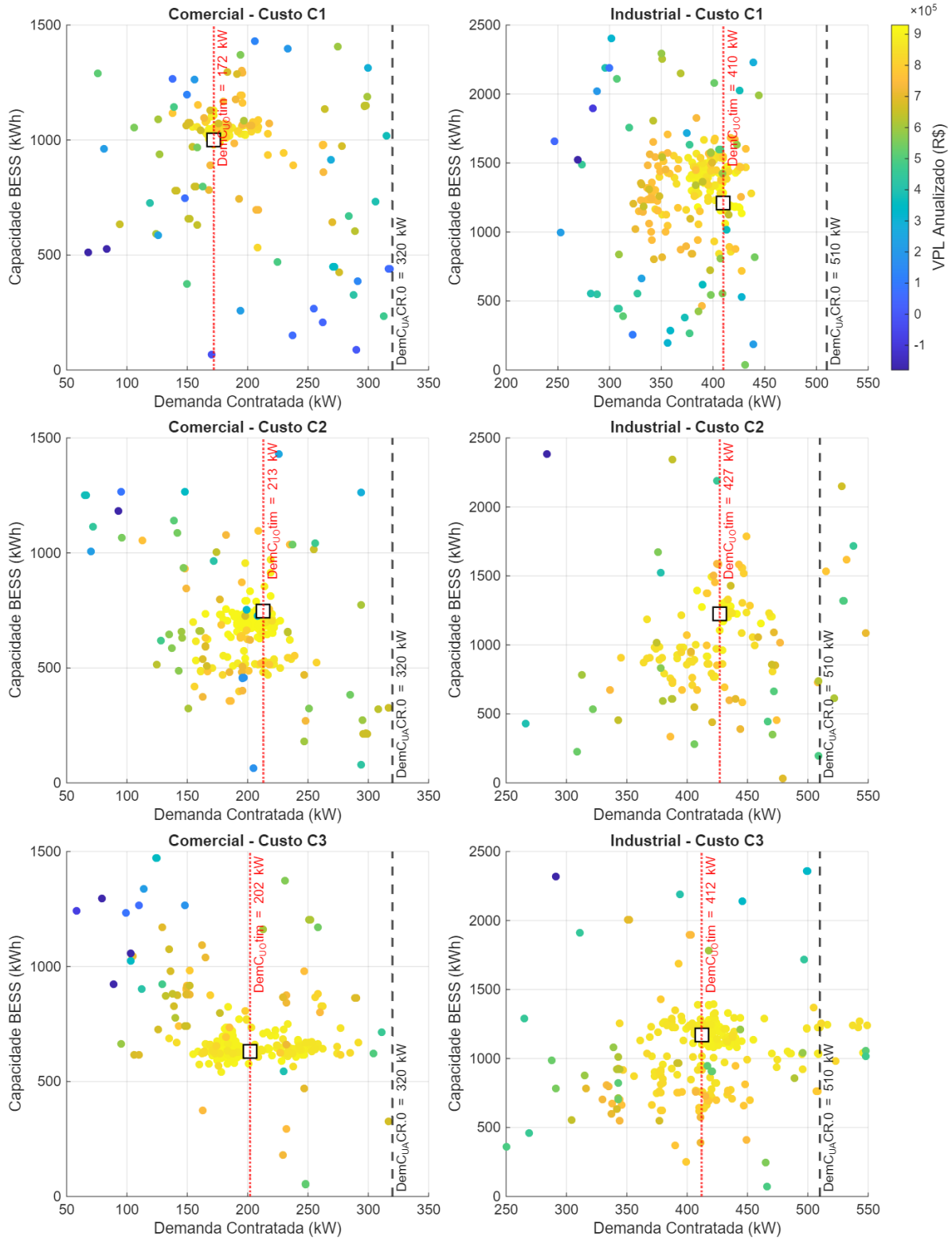
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 62 - Otimização BESS e Demanda C. – cenários ACR.3, CELESC



Fonte: Elaboração própria (2025).

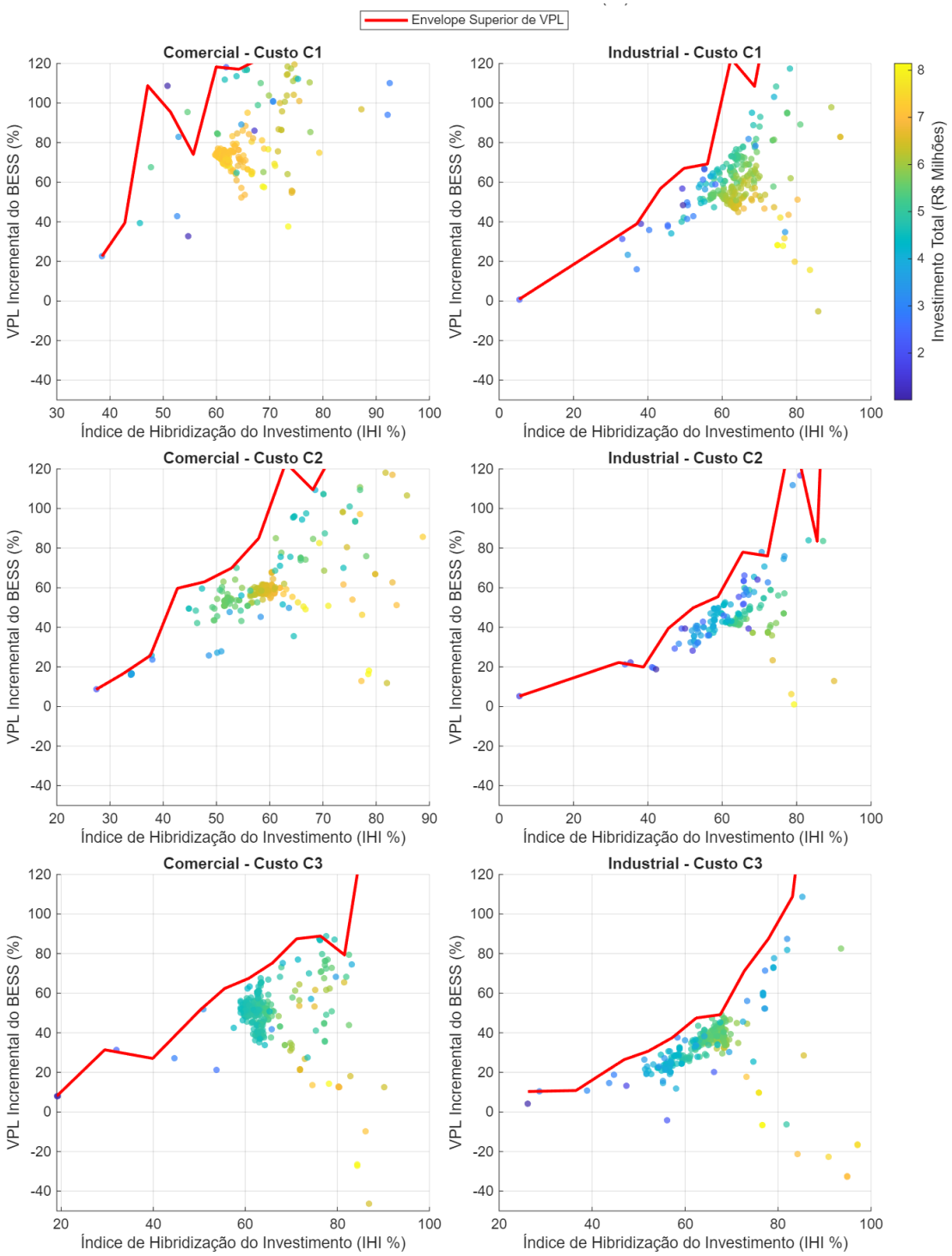
Figura 63 - Otimização BESS e Demanda C. – cenários ACR.3, CEMIG



Fonte: Elaboração própria (2025).

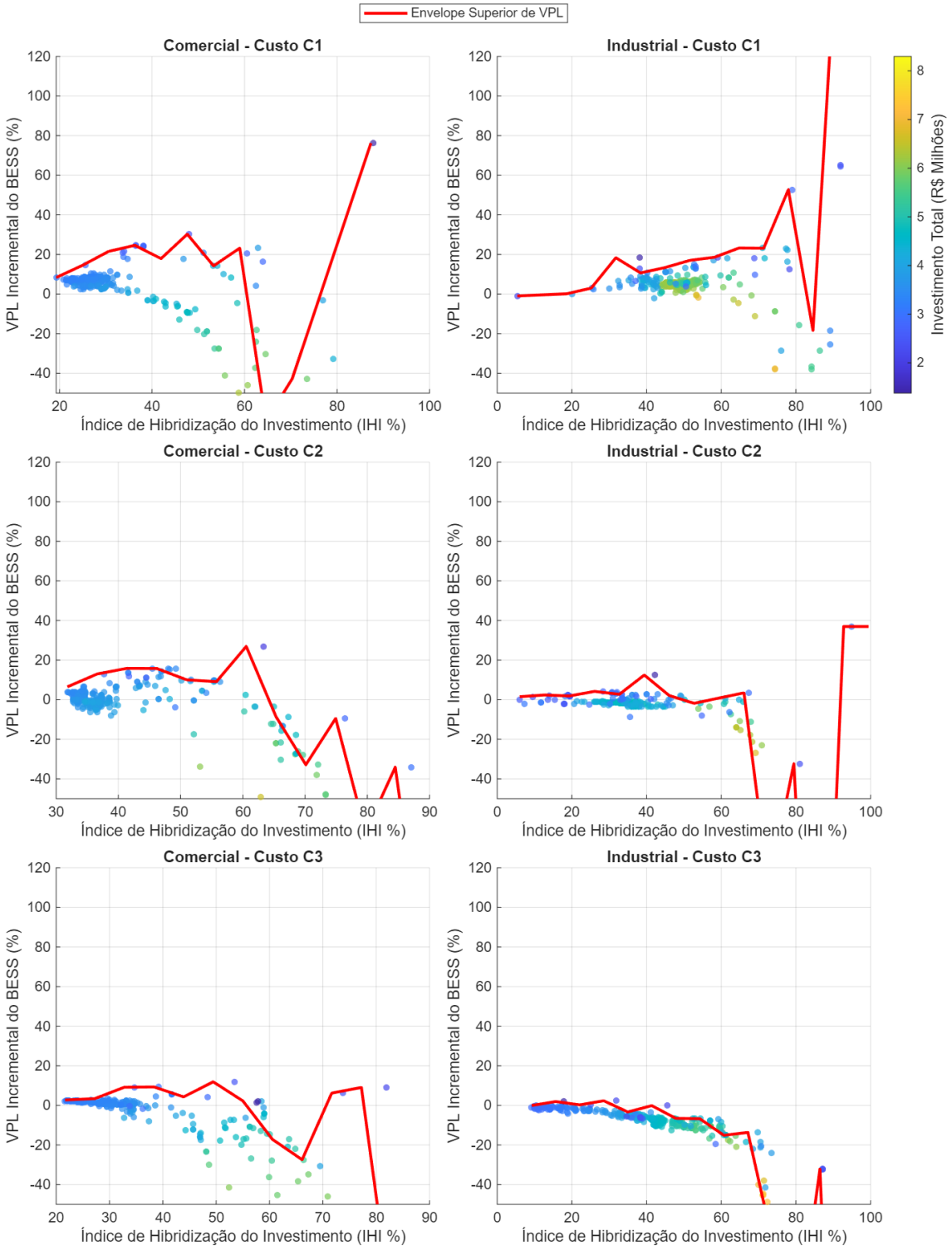
Anexo B - Distribuição do VPL Incremental (ACR.3 - ACR.2)

Figura 64 - Distribuição do VPL Incremental (ACR.3 vs. ACR.2) em função de IHI - cenários CEMIG.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 65 - Distribuição do VPL Incremental (ACR.3 vs. ACR.2) em função de IHI - cenários CELESC.



Fonte: Elaboração própria (2025).