

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E  
INFORMÁTICA INDUSTRIAL

HENRY LEONARDO LÓPEZ SALAMANCA

**CONTROLE E OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES EM BAIXA  
TENSÃO NO CONTEXTO BRASILEIRO**

TESE DE DOUTORADO

**CURITIBA  
2018**

HENRY LEONARDO LÓPEZ SALAMANCA

**CONTROLE E OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES EM BAIXA  
TENSÃO NO CONTEXTO BRASILEIRO**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de “Doutor em Ciências” – Área de Concentração: Engenharia de automação e sistemas

Orientadora: Profa. Dra. Lúcia Valeria Ramos de Arruda (UTFPR)

Coorientador: Prof. Dr. Julio Elias Normey Rico (UFSC)

**CURITIBA  
2018**

#### Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

L864c López-Salamanca, Henry Leonardo  
2018 Controle e otimização de microrredes em baixa tensão no contexto brasileiro / Henry Leonardo López-Salamanca.-- 2018. 187 p.: il.; 30 cm.

Disponível também via World Wide Web.

Texto em português com resumo em inglês.

Tese (Doutorado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial. Área de Concentração: Engenharia de Automação e Sistemas, Curitiba, 2018.

Bibliografia: p. 181-187.

1. Microrredes (Redes elétricas inteligentes). 2. Energia elétrica - Distribuição - Brasil. 3. Energia - Consumo. 4. Controle de custo. 5. Controle preditivo. 6. Programação linear. 7. Programação inteira. 8. Algoritmos computacionais. 9. Análise de séries temporais. 10. Modelos matemáticos. 11. Métodos de simulação. 12. Engenharia elétrica - Teses. I. Arruda, Lúcia Valéria Ramos de, orient. II. Normey-Rico, Julio Elias, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial. IV. Título.

CDD: Ed. 23 -- 621.3

## TERMO DE APROVAÇÃO DE TESE Nº 175

A Tese de Doutorado intitulada “**Controle e Otimização de Microrredes em Baixa Tensão no Contexto Brasileiro**”, defendida em sessão pública pelo(a) candidato(a) **Henry Leonardo López Salamanca** no dia 20 de agosto de 2018, foi julgada para a obtenção do título de Doutor em Ciências, área de concentração Engenharia de Automação e Sistemas, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial.

### BANCA EXAMINADORA:

Prof(a). Dr(a). Flavio Neves Junior - Presidente – (UTFPR)

Prof(a). Dr(a). Julio Elias Normey-Rico – (UFSC)

Prof(a). Dr(a). Alexandre Rasi Aoki – (UFPR)

Prof(a). Dr(a). Leandro Magatão – (UTFPR)

Prof(a). Dr(a). Carlos Bordons Alba - (US)

A via original deste documento encontra-se arquivada na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação após a entrega da versão corrigida do trabalho.

Curitiba, 20 de agosto de 2018.

*A Luhén y a Lury*

# Agradecimentos

À professora Lúcia Valeria Ramos de Arruda e ao professor Julio Elias Normey Rico, pelas suas orientações, paciência, apoio e confiança em mim depositada.

Ao professor Leandro Magatão quem gentilmente esteve sempre disposto a me ajudar, obrigado pelas suas valiosas contribuições nesta tese.

Ao professor Carlos Bordons por ter me acolhido durante o período referente ao meu estágio de doutorado na Universidade de Sevilla, obrigado pelos seus ensinamentos.

Ao Luiz Marcelo Bettoni por suas valiosas explicações sobre o GUSEK.

A Mario Benjamín de la Rosa Triviño pela valiosa ajuda na implementação do algoritmo no Simulink e ao Juan José Márquez quem esteve sempre disposto a me colaborar com a execução dos ensaios na planta *Hylab*.

Ao Paulo Renato Mendes e ao José Vergara Dietrich pelo conhecimento compartilhado.

Aos meus amigos do Lactec, em especial ao Pedro Block, Diogo Dahlke, Otavio Shiono e ao Daniel Detzel pela sua valiosa ajuda.

Ao Lactec por permitir-me realizar este doutorado em paralelo com o meu trabalho.

Ao Brasil e à UTFPR por ter me dado a oportunidade de estudar este doutorado e à Capes, programa PDSE, pela bolsa de estudos para o estágio no exterior.

A meu pai José, minha mãe Fanny e minha avó Sara, pelo seu amor e pelas suas orações.

A meu irmão Julian por seu amor, amizade e apoio.

A minha esposa Lury por seu amor incondicional, sempre acreditando em mim e levantando-me o ânimo nos momentos difíceis.

A meu filho Luhén por ser o maior presente e ter chegado no momento certo na minha vida, trazendo-me alegria, paz e calma interior.

À vida pelas bençãos.

# Resumo

López-Salamanca, Henry L. (2018). Controle e automação de microrredes em baixa tensão no contexto brasileiro. *Tese de Doutorado*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, Brasil. 187p.

A integração e operação coordenada de fontes de energia renováveis (FERs) e sistemas de armazenamento de energia (SAEs) oferecem aos prossumidores a possibilidade de controlar a produção e consumo de energia, visando a obtenção de benefícios técnicos e econômicos. Um novo algoritmo de controle que considera uma abordagem combinada de controle preditivo baseado em modelo e programação linear inteira mista (MPC+MILP) é proposto nesta tese, para otimização da operação de microrredes com acoplamento em corrente contínua e interconectadas com a rede de distribuição da concessionária. O objetivo da utilização deste algoritmo é reduzir a conta de energia de consumidores residenciais, comerciais, ou industriais, e prolongar a vida útil do SAE. Na formulação da solução são consideradas restrições operacionais, e os aspectos regulatórios que definem as regras de tarifação do consumo de energia elétrica e o intercâmbio energético entre o consumidor e a concessionária. Adicionalmente uma abordagem baseada em restrições probabilísticas é proposta para lidar com incertezas nos modelos de previsão da produção de energia da FER e do perfil de carga do consumidor, e melhorar assim o desempenho do controlador. Um estudo de caso de um consumidor industrial no Brasil, proprietário de uma microrrede com acoplamento DC e operação em modo conectado é apresentado para validação computacional da solução. A validação experimental é realizada em ambiente de laboratório em uma planta piloto que simula essa microrrede. Os resultados obtidos nas validações e os procedimentos de baixo custo envolvidos no desenvolvimento da solução, mostram que o algoritmo de controle é uma solução promissora, contribuindo com o desenvolvimento de soluções práticas para o controle e otimização de microrredes em contextos similares, e encorajando a geração distribuída e o uso de FERs em países em desenvolvimento como o Brasil.

**Palabras-chave:** Controle Preditivo Baseado em Modelo, Programação Linear Inteira Mista, Restrições Probabilísticas, Microrredes com acoplamento DC, Modelos ARIMA

# Abstract

López-Salamanca, Henry L. (2018). Control and optimization of low voltage microgrids in the Brazilian context. *Doctoral Thesis*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, Brasil. 187p.

Integration and coordinated operation of Renewable Energy Sources (RES) and Energy Storage Systems (ESS) offer to prosumers the possibility to control energy production and consumption in order to obtain technical and economic benefits. A novel control algorithm that considers a model predictive control (MPC) and mixed integer linear programming (MILP) approach is proposed in this thesis to optimize the operation of DC coupled grid-tied microgrids. The objective is to reduce industrial and residential consumer electricity bill and Energy Storage Systems degradation, considering operational constraints, rules defined by complex binomial differentiated tariffs and net metering policies to exchange energy. Additionally, a Chance Constrained MPC (CC-MPC) approach is proposed to deal with forecast uncertainties, enhancing the controller performance. A case study of a Brazilian industrial consumer owner of a real-world DC grid-tied microgrid is presented to validate the solution. Experimental validation is carried out in a lab-scale microgrid that simulates the real microgrid. The involved low costs procedures and the obtained results shows the proposed control algorithm as a promised solution that contributes with the development of practical solutions to control microgrids in similar contexts, encouraging the use of Renewable Energy Sources in developing countries.

**Keywords:** Model Predictive Control, Mixed Integer Linear Programing, Chance Constraints, Net Metering Policies, ARIMA models, DC Coupled Microgrids.



# Lista de Figuras

Figura 1.1. Crescimento da micro e minigeração distribuída em consumidores, de dezembro de 2012 a maio de 2017.....	2
Figura 1.2. Distribuição de fontes de energia instaladas registradas até maio de 2017 .....	3
Figura 1.3. Projeções de micro geração solar fotovoltaica até 2024 .....	3
Figura 2.1. Diagrama do conceito de microrrede. ....	12
Figura 2.2. Estrutura Hierárquica do sistema de controle de uma microrrede .....	19
Figura 2.3. Solução comercial para o controle de microrredes .....	19
Figura 2.4. Solução comercial para o sistema de controle de comercial.....	23
Figura 2.5. Estrutura de controle da solução proposta em microrredes com acoplamento DC .....	52
Figura 3.1. Curva da potência real e prevista do sistema fotovoltaico na estação verão ....	71
Figura 3.2. Curva de carga real e prevista para a estação verão.....	73
Figura 3.3. Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes da bateria Moura Clean 12MF220 .....	81
Figura 3.4. Curva de capacidade em função do tempo para diferentes correntes de carga. 83	
Figura 3.5. Curva de capacidade em função do tempo para diferentes correntes de descarga .....	83
Figura 3.6. Número de ciclos em função da profundidade de descarga para as baterias da família Moura Clean MF e MC .....	84
Figura 3.7. Função matemática que descreve o número de ciclos em função da profundidade de descarga para baterias Moura Clean MF .....	85
Figura 3.8. Capacidade energética nominal totalizando a vida útil do banco de baterias Moura Clean 12MF220 em função da profundidade de descarga.....	85
Figura 3.9. Penalização das altas potências de carga e descarga no custo da bateria e efeito da constante de Peukert nessa penalização.....	87
Figura 3.10. Configuração de microrredes conectadas à rede da concessionária com acoplamento em AC e DC.....	89
Figura 3.11. Diagrama esquemático de microrredes com acoplamento DC incluindo diferentes condições de fluxo de potência.....	93
Figura 4.1. Diagrama da solução de controle abordagem MPC+MILP .....	99

Figura 4.2. Evolução temporal do processo e abordagem preditiva.....	100
Figura 4.3. Diagrama de entradas e saídas da microrrede em acoplamento DC .....	102
Figura 4.4. Função descontínua linear por partes do custo da demanda de potência.....	112
Figura 4.5. Perfil de carga do consumidor, potência gerada pelo sistema fotovoltaico, e limite de potência contratada na tarifa azul .....	136
Figura 4.6. Potência equivalente no PAC (a) e potência do banco de baterias (b) para os diferentes cenários da microrrede quando considerada a tarifa verde.....	138
Figura 4.7. Potência equivalente no PAC (a) e potência do banco de baterias (b) para os diferentes cenários da microrrede quando considerada a tarifa azul .....	138
Figura 4.8. Potência equivalente no PAC (a) e potência do banco de baterias (b) para os diferentes cenários da microrrede quando considerada a tarifa branca .....	139
Figura 4.9. Perfil de geração de potência do sistema fotovoltaico e perfil de consumo da carga real para o período de 21/01/17 a 28/01/17 .....	142
Figura 4.10. Resultados da validação computacional da abordagem MPC+MILP quando considerada a tarifa verde .....	143
Figura 4.11. Resultados da validação computacional da abordagem MPC+MILP quando considerada a tarifa azul .....	144
Figura 4.12. Resultados da validação computacional da abordagem MPC+MILP quando considerada a tarifa branca .....	145
Figura 5.1. Planta Hylab utilizada na validação experimental .....	164
Figura 5.2. Diagramas de controle da solução proposta para a microrrede do Lactec e para a planta <i>Hylab</i> .....	165
Figura 5.3. Média, desvio padrão e inversa da função de distribuição acumulada, da parcela estocástica das incertezas dos modelos de previsão do sistema fotovoltaico e da carga do consumidor .....	168
Figura 5.4. Resultados experimentais quando analisada a tarifa verde .....	170
Figura 5.5. Resultados experimentais quando analisada a tarifa azul .....	171

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Resumo das contribuições da tese .....	36
Tabela 3.1. Avaliação do modelo de previsão ARIMA para o sistema fotovoltaico .....	70
Tabela 3.2. Avaliação do modelo de previsão ARIMA para a carga elétrica .....	72
Tabela 3.3. Parâmetros da bateria Moura Moura Clean 12MF220 .....	82
Tabela 4.1. Condições do intercambio energético para as tarifas Verde e Azul .....	114
Tabela 4.2. Variáveis $\Delta FP, \Delta P, \Delta C1$ e $\Delta C2$ definidas por restrições lógicas na forma de equivalências .....	116
Tabela 4.3. Relações lógicas que definem as estratégias de compensação energética válidas para as Tarifas Verde e Azul .....	116
Tabela 4.4. Expressões LECF para definição das estratégias de compensação energética nas tarifas Verde e Azul.....	118
Tabela 4.5. Relações lógicas que definem a estratégia da compensação energética para Tarifa Branca.....	120
Tabela 4.6. Variáveis $\Delta FP, \Delta I$ e $\Delta P$ definidas por restrições lógicas na forma de equivalências .....	120
Tabela 4.7. Descrição das estratégias de compensação na Tarifa Branca.....	120
Tabela 4.8. Expressões para cálculo da energia líquida em cada estratégia de compensação considerada a Tarifa Branca .....	121
Tabela 4.9. Restrições para garantir compensação energética sem créditos de energia para os próximos ciclos de faturamento.....	122
Tabela 4.10. Expressões para o cálculo de $ZFP, ZI$ , e $ZP$ em cada estratégia de compensação, relativa ao custo de energia na Tarifa Branca .....	122
Tabela 4.11. Expressões LECF para definição da energia em cada posto horário e a função objetivo respectiva, associadas a cada estratégia de compensação no contexto da Tarifa Branca.....	123
Tabela 4.12. Parâmetros dos conversores de potência e o banco de baterias usados na modelagem do problema objeto de estudo .....	133
Tabela 4.13. Parâmetros da modalidade tarifária branca e a compensação de energia.....	135

Tabela 4.14. Análise comparativa econômica quando considerada a tarifa verde na formulação MILP .....	137
Tabela 4.15. Análise comparativa econômica quando considerada a tarifa azul na formulação MILP.....	138
Tabela 4.16. Análise comparativa econômica quando considerada a tarifa branca na formulação MILP .....	139
Tabela 5.1. Especificações da bateria ENERSOL T370 .....	166
Tabela 5.2. Limites operacionais da planta <i>Hylab</i> .....	166
Tabela 5.3. Comparação econômica das soluções obtidas usando a formulação MPC+MILP e CC-MPC+MIL quando analisada a tarifa verde .....	170
Tabela 5.4. Comparação econômica das soluções obtidas usando a formulação MPC+MILP e CC-MPC+MIL quando analisada a tarifa azul .....	171

# Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
ACF	<i>Autocorrelation Function</i>
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
AR	<i>Autoregressive</i>
ARIMA	<i>Autoregressive Integrated Moving Average</i>
ARMA	<i>Autoregressive Moving Average</i>
BIC	<i>Bayesian Information Criterion</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CC-MPC	<i>Chance Constrained MPC</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPF	Cadastro de Pessoa Física
DC	<i>Direct Current</i>
DD	<i>Depth of Discharge</i>
DG	<i>Distributed Generation</i>
DMC	<i>Dinamic Matriz Control</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DP	<i>Dynamic Programming</i>
DS	<i>Distributed Storage</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
EV	<i>Electric Vehicles</i>
FDA	Função de Distribuição Acumulada
FDP	Função de Distribuição de Probabilidade
FER	Fonte de Energia Renovável
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GD	Geração Distribuída

GPC	<i>Generalized Predictive Control</i>
GUSEK	<i>GLPK Under Scite Extended Kit</i>
HIL	<i>Hardware In the Loop</i>
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ILP	<i>Integer Linear Programming</i>
LC	<i>Load Controller</i>
LECF	<i>Logical Equivalences in the Constraint Form</i>
LP	<i>Linear Programming</i>
MA	<i>Moving Average</i>
MAC	<i>Model Algorithm Control</i>
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
MC	<i>Micro source Controller</i>
MG	<i>Microgrid</i>
MGCC	<i>MicroGrid system Central Controller</i>
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MIQP	<i>Mixed Integer Quadratic Programming</i>
MLD	<i>Mixed Logical Dynamic System</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MNLP	<i>Combined mixed integer linear and nonlinear programming</i>
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
MPC+MILP	<i>Model Predictive Control plus Mixed Integer Linear Programming</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MSE	<i>Mean Square Erro</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PACF	<i>Partial Correlation Function</i>
PCC	<i>Point of Commom Coupling</i>
PCS	<i>Power Conversion System</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PFC	<i>Predictive Functional Control</i>
PID	Proporcional Integral Derivativo
PIS	Programa de Integração Social

PL	<i>Piece-wise Linear</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PMS	<i>Power Management System</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
QP	<i>Quadratic Programming</i>
RES	<i>Renewable Energy Source</i>
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SDP	<i>Semidefinite programming</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
SODP	<i>Second-order cone programing</i>
SOH	<i>State of Health</i>
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

# Lista de Símbolos

Parâmetro	Descrição
$a_{11} \dots a_{22}, b_{11} \dots b_{21}$	Parâmetros do SAE do modelo químico cinético da bateria
$a, b, d, e$	Parâmetros do SAE do modelo químico cinético da bateria
$c$	Percentual da capacidade que pode ser convertido em carga disponível, modelo químico cinético da bateria (adimensional)
$C_{bat}$	Custo de aquisição da bateria ou do banco de baterias (R\$)
$D_{contFP}, D_{contP}$	Demanda contratada fora da ponta e na ponta, respectivamente (kW)
$D_{limFP}, D_{limP}$	Demanda limite fora da ponta e na ponta, respectivamente (kW)
$DD$	Profundidade de descarga do SAE (adimensional)
$HP_{inf}, HP_{sup}$	Limite inferior e superior do horário de ponta (h)
$HFP1_{inf}, HFP2_{inf}$	Limites inferiores e superiores dos horários fora da ponta e
$HFP1_{sup}, HFP2_{sup}$	ponta (h)
$I_B$	Corrente de carga do SAE (A)
$I_n$	Corrente nominal do SAE (A)
$k, \Delta t$	Iteração e período de amostragem (h)
$k_b$	Constante de velocidade que indica quão rápido a bateria pode converter energia limite em energia disponível (1/h)
$K_{car}$	Parâmetro relativo à carga do SAE na quantificação de sua operação (R\$/kW <sup>k<sub>pc</sub></sup> )
$K_{des}$	Parâmetro relativo à descarga do SAE na quantificação de sua operação (R\$/kW <sup>k<sub>pc</sub></sup> )
$k_{pc}$	Coefficiente de Peukert (adimensional)
$M$	Parâmetro usado na formulação <i>Big M</i>
$N_{ciclos}$	Número de ciclos em que o SAE pode ser carregado e descarregado durante sua vida útil
$N_y$	Horizonte de previsão (h)
$PB_n$	Potência nominal calculada a partir da capacidade energética nominal do SAE (kW)
$P_{inv_{maxAC}}, P_{inv_{maxDC}}$	Potência máxima de saída do inversor, do lado AC e do lado DC, respectivamente (kW)
$P_{maxGS}, P_{maxGC}$	Máxima potência que pode ser fornecida pela e injetada para rede da concessionária, respectivamente.
$PMCC$	Máxima potência de carga da bateria restringida pela máxima corrente de carga (kW)
$r_{zD}$	Número de segmentos afins da função exponencial aproximada para o custo da demanda de potência (adimensional)
$r_{zSAES}$	Número de segmentos afins da função exponencial aproximada para o custo da operação do SAE (adimensional)



Parâmetro	Descrição
$q_{max}$	Máxima capacidade da bateria (Ah)
$q_n$	Capacidade nominal do SAE (Ah)
$Q_{max}$	Energia máxima do SAE (kWh)
$Q_{min}$	Energia mínima do SAE (kWh)
$Q_n$	Capacidade energética nominal do SAE (kWh)
$R^2$	Coefficiente de determinação
$TD_1, TD_2, TD_U$	Tarifas relativas à demanda de potência (R\$/kW)
$TD_A$	Tarifa de demanda de potência autorizada pela ANEEL (R\$/kW)
$TE_{FP}, TE_{IN}, TE_P$	Tarifa de Energia no posto tarifário fora da ponta, intermediário e ponta, respectivamente (R\$/kWh)
$TUSD_{FP}, TUSD_{IN}, TUSD_P$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição no posto tarifário fora da ponta, intermediário e ponta, respectivamente (R\$/kWh)
$T_{AFP}, T_{FP}$	Tarifa autorizada pela ANEEL e tarifa com tributos, respectivamente, no posto horário fora da ponta (R\$/kWh)
$T_A, T_I$	Tarifa autorizada pela ANEEL e tarifa com tributos, respectivamente, no posto horário intermediário (R\$/kWh)
$T_{AP}, T_P$	Tarifa autorizada pela ANEEL e tarifa com tributos, respectivamente, no posto horário ponta (R\$/kWh)
$t_{fpp}, t_{fpi}$	Fator de ajuste usado para calcular a energia equivalente no posto horário ponta e intermediário, respectivamente proveniente do posto horário fora da ponta (adimensional)
$t_{ifp}, t_{ip}$	Fator de ajuste usado para calcular a energia equivalente no posto horário fora da ponta e ponta, respectivamente proveniente do posto horário intermediário (adimensional)
$t_{pfp}, t_{pi}$	Fator de ajuste usado para calcular a energia equivalente no posto horário fora da ponta e intermediário, respectivamente proveniente do posto horário ponta (adimensional)
$T_n$	Regime de descarga nominal do SAE (h)
$U_{FP}, U_I, U_C$ e $U_P$	Limites superiores nas LCEFs
$L_{FP}, L_I, L_C$ e $L_P$	Limites inferiores nas LCEFs
$U_k^{Ny}$	Vetor de controle ótimo definido para o horizonte de previsão $Ny$
$\alpha_D, \alpha_E$ e $\alpha_{SAE}$	Pesos na função objetivo (adimensionais)
$\eta_{DC/AC_{bat}}, \eta_{DC/AC_{pv}}$	Eficiência do conjunto conversor DC/DC e inversor DC/AC usado para interligação da bateria e do sistema fotovoltaico no PAC, respectivamente, para microrredes com acoplamento AC (adimensional)
$\eta_{CB}$	Eficiência do processo eletroquímico na carga da bateria (adimensional)
$\eta_{dB}$	Eficiência do processo eletroquímico na descarga da bateria (adimensional)
$\eta_{inv AC/DC}$ , $\eta_{inv DC/AC}$	Eficiência do inversor considerando o fluxo de potência na direção barramento de AC para barramento DC, e barramento DC para barramento AC, respectivamente (adimensional)

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
$\eta_{PV}$	Eficiência do sistema fotovoltaico (pu)
$\theta_i$	Parâmetro $i$ da parte não sazonal de médias móveis do modelo ARIMA (adimensional)
$\Theta_j$	Parâmetro $j$ da parte não sazonal de médias móveis do modelo ARIMA (adimensional)
$\varphi_i$	Parâmetro $i$ da parte não sazonal autoregressiva do modelo ARIMA (adimensional)
$\Phi_j$	Parâmetro $j$ da parte sazonal autoregressiva do modelo ARIMA (adimensional)
$\epsilon$	Risco de violação da restrição probabilística (adimensional)
$\mu_{PV}, \mu_D$	Médias dos erros históricos dos modelos de previsão da potência do sistema fotovoltaico e da carga do consumidor
$\sigma_{PV}, \sigma_D$	Desvios padrões dos erros históricos dos modelos de previsão da potência do sistema fotovoltaico e da carga do consumidor

<b>Variáveis Contínuas</b>	<b>Descrição</b>
$\hat{D}$	Potência ativa prevista consumida pela carga (kW)
$\hat{D}_d, \hat{D}_s$	Componentes determinística e estocástica, respectivamente, da potência prevista consumida pela carga (kW)
$e_D$	Erro entre o valor real e o valor previsto da potência consumida pela carga (kW)
$e_{pvDC}$	Erro entre o valor real e o valor previsto da potência injetada pelo sistema fotovoltaico no barramento de corrente contínua (kW)
$\hat{P}invS_{AC}$	Potência prevista fornecida no barramento AC ou PAC proveniente do barramento DC (kW)
$\hat{P}invC_{AC}$	Potência prevista consumida no barramento AC em direção ao barramento DC (kW)
$\hat{P}invC_{DC}$	Potência prevista consumida do barramento DC em direção ao PAC (kW)
$\hat{P}invS_{DC}$	Potência prevista fornecida no barramento DC proveniente do PAC (kW)
$\hat{P}_{PV}$	Potência ativa prevista gerada pelo sistema fotovoltaico (kW)
$\hat{P}_{PV_d}, \hat{P}_{PV_s}$	Componentes determinística e estocástica, respectivamente, da potência ativa prevista gerada pelo sistema fotovoltaico (kW)
$PBC$	Potência de carga do SAE (kW)
$PBC_{DC}$	Potência de carga do SAE medida no barramento DC (kW)
$PBS$	Potência de descarga do SAE (kW)
$PBS_{DC}$	Potência de descarga do SAE medida no barramento DC (kW)
$\hat{P}gS$	Potência prevista fornecida pela rede de distribuição da concessionária, medida no PAC (kW)
$\hat{P}gC$	Potência prevista consumida pela rede de distribuição da concessionária, medida no PAC (kW)

Variáveis Contínuas	Descrição
$\hat{P}gS_{FP}, \hat{P}gC_{FP}$	Potência prevista fornecida ou consumida, respectivamente, pela rede de distribuição da concessionária no posto horário fora da ponta, medida no PAC (kW)
$\hat{P}gS_I, \hat{P}gC_I$	Potência prevista fornecida ou consumida, respectivamente, pela rede de distribuição da concessionária no posto horário intermediário, medida no PAC (kW)
$\hat{P}gS_P, \hat{P}gC_P$	Potência prevista fornecida ou consumida, respectivamente, pela rede de distribuição da concessionária no posto horário ponta, medida no PAC (kW)
$\hat{P}_{PVDC}$	Potência ativa prevista injetada pelo sistema fotovoltaico no barramento de corrente contínua (kW)
$q_1$	Carga disponível no modelo químico cinético da bateria (Ah)
$q_2$	Carga limite no modelo químico cinético da bateria (Ah)
$Q_1$	Energia disponível do SAE no modelo químico cinético da bateria (kWh)
$Q_2$	Energia limite do SAE no modelo químico cinético da bateria (kWh)
$u$	Variável de controle do processo (kW)
$y$	Variável de saída do processo (kW)
$\hat{y}_{AC}$	Saída prevista no barramento AC ou PAC (kW)
$\hat{y}_{ACmax}$	Máxima potência prevista no barramento AC (kW)
$\hat{y}_{DC}$	Saída prevista no barramento DC (kW)
$ZD$	Custo da demanda de potência, válido para as modalidades tarifárias verde e azul (R\$)
$ZE$	Custo relativo à energia e ao intercambio energético (R\$)
$Z_{SAE}$	Custo relativo à operação do SAE (R\$)
$\lambda_{zSAESi_{PL}}^L$ e $\lambda_{zSAESi_{PL}}^R$	Pesos da função linear por partes para o custo da operação do SAE (adimensional)
$\lambda_{zDi_{PL}}^L$ e $\lambda_{zDi_{PL}}^R$	Pesos da função linear por partes para o custo da operação do SAE (adimensional)
$\Sigma P g C_{FP}, \Sigma P g S_{FP}$	Total de energia exportada, ou fornecida para/pela rede de distribuição da concessionaria, respectivamente, no posto horário fora da ponta (kWh)
$\Sigma P g C_I, \Sigma P g S_I$	Total de energia exportada, ou fornecida para/pela rede de distribuição da concessionaria, respectivamente, no posto horário intermediário (kWh)
$\Sigma P g C_P, \Sigma P g S_P$	Total de energia exportada, ou fornecida para/pela rede de distribuição da concessionaria, respectivamente, no posto horário ponta (kWh)
$\Delta FP, \Delta I$ e $\Delta P$	Diferenças entre a energia fornecida pela concessionaria e a energia exportada pelo prosumidor para a rede de distribuição nos postos horários fora da ponta, intermediário e ponta, respectivamente (kWh)
$\Delta C1, \Delta C2$	Energia líquida quando o excedente de energia fora da ponta é usado para compensar o consumo energético na ponta, e vice-versa, válido para as tarifas verde e azul (kWh)

<b>Variáveis Contínuas</b>	<b>Descrição</b>
$\Delta PFP, \Delta PI$	Parcela do excedente de energia na ponta usada para compensar o consumo de energia fora da ponta e no posto intermediário, respectivamente (kWh)
$\Delta IFP, \Delta IP$	Parcela do excedente de energia no posto intermediário, usada para compensar o consumo de energia fora da ponta e na ponta, respectivamente (kWh)
$\Delta FPI, \Delta FPP$	Parcela do excedente de energia fora da ponta, usada para compensar o consumo de energia no posto intermediário e na ponta, respectivamente (kWh)
<b>Variáveis Binárias</b>	<b>Descrição</b>
$y_{zSAESi_{PL}}$	Define a região da linearização por partes para o custo da operação do SAE
$y_{zDi_{PL}}$	Define a região da linearização por partes para o custo da demanda de potência
$\delta_{BS}$	(1) SAE em condição de descarga, (0) SAE em condição de flutuação
$\delta_{BC}$	(1) SAE em condição de carga, (0) SAE em condição de flutuação
$\hat{\delta}_{gC}$	(1) Excedente de potência no PAC é exportado para rede da concessionária (0) Condição neutral
$\hat{\delta}_{gS}$	(1) Rede da concessionária fornecendo potência para o PAC, (0) Condição neutral
$\hat{\delta}_{ICDC}, \hat{\delta}_{ISAC}$	(1) Fluxo de potência do barramento DC ao barramento AC, (0) condição neutral
$\hat{\delta}_{ISDC}, \hat{\delta}_{ICAC}$	(1) Fluxo de potência do barramento AC ao barramento DC, (0) condição neutral
$\delta_C$	(1) $\Delta C1 < 0$ e $\Delta C2 < 0$ , (0) $\Delta C1 \geq 0$ e $\Delta C2 \geq 0$
$\delta_{FP}$	(1) $\Delta FP < 0$ ; (0) $\Delta FP \geq 0$
$\delta_I$	(1) $\Delta I < 0$ ; (0) $\Delta I \geq 0$
$\delta_P$	(1) $\Delta P < 0$ ; (0) $\Delta P \geq 0$
$\delta_{z1} \dots \delta_{z3}$	Usadas para definir uma estratégia de compensação quando considerada a tarifa verde e azul
$\delta_1 \dots \delta_7$	Usadas para definir uma estratégia de compensação quando considerada a tarifa branca

# Sumário

<b>Capítulo 1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação da Tese.....	1
1.2	Objetivo da Tese.....	7
1.3	Estrutura do documento.....	8
<b>Capítulo 2</b>	<b>Problema de Estudo e Revisão da Literatura .....</b>	<b>11</b>
2.1	Introdução.....	11
2.2	Microrredes .....	12
2.2.1	Sistemas acoplados em corrente contínua .....	13
2.2.2	Sistemas acoplados em corrente alternada .....	13
2.2.3	Sistemas com acoplamento híbrido .....	14
2.3	Controle e otimização de microrredes.....	15
2.3.1	Controle Hierárquico .....	18
2.3.2	Soluções de terceiro nível.....	24
2.4	Abordagens MPC e MILP para o controle e otimização de microrredes .....	26
2.4.1	Abordagem MPC .....	26
2.4.2	Abordagem MILP .....	29
2.4.3	Revisão da literatura sobre as abordagens MPC e MILP para o controle e otimização de microrredes.....	30
2.5	Contexto do problema .....	36
2.5.1	Aspectos técnicos e operacionais da microrrede .....	37
2.5.2	Aspectos econômicos e normativos.....	42
2.6	Estrutura de Controle da Solução Proposta.....	51
2.7	Conclusões do capítulo.....	52
<b>Capítulo 3</b>	<b>Modelagem da Microrrede .....</b>	<b>57</b>
3.1	Introdução.....	57
3.2	Considerações na modelagem .....	58
3.2.1	Fonte de Energia Renovável – FER .....	58
3.2.2	Carga elétrica.....	59
3.2.3	Sistema de armazenamento de energia - SAE.....	60
3.2.4	Conversores de potência e integração de elementos .....	60

3.3	Modelos de Previsão .....	61
3.3.1	Modelos ARMA e ARIMA.....	63
3.3.2	Índices de validação.....	66
3.3.3	Previsão de Energia Elétrica Solar .....	68
3.3.4	Previsão de Carga .....	71
3.4	Modelagem do sistema de armazenamento de energia - SAE .....	73
3.4.1	Cálculo das constantes do modelo.....	75
3.4.2	Equações de estado da bateria .....	77
3.4.3	Formulação do custo do uso da bateria .....	78
3.4.4	Resultados na Modelagem da Bateria .....	80
3.5	Integração dos elementos e modelo elétrico do problema .....	88
3.5.1	Acoplamento em corrente alternada.....	89
3.5.2	Acoplamento em corrente contínua.....	90
3.6	Conclusões do Capítulo.....	94
<b>Capítulo 4 Algoritmo de Controle e Otimização .....</b>		<b>97</b>
4.1	Introdução.....	97
4.2	Formulação MPC+MILP proposta.....	98
4.3	Modelo de Previsão abordagem MPC.....	101
4.4	Função objetivo e formulação MILP.....	105
4.4.1	Formulação para o custo do SAE .....	107
4.4.2	Formulação para o custo da demanda de potência .....	108
4.4.3	Formulação para o custo da energia e o intercâmbio energético.....	113
4.4.4	Restrições .....	124
4.5	Formulação da Lei de Controle MPC.....	129
4.6	Validação computacional .....	132
4.6.1	Validação computacional da formulação MILP .....	136
4.6.2	Validação computacional da formulação MPC+MILP .....	141
4.7	Conclusões do capítulo.....	150
<b>Capítulo 5 Abordagem MPC com Restrições Probabilísticas.....</b>		<b>155</b>
5.1	Introdução.....	155
5.2	Formulação MPC com restrições probabilísticas.....	157
5.3	Restrições probabilísticas para modelos ARIMA sazonais.....	160
5.4	Validação da formulação CC-MPC+MILP .....	163

5.5	Conclusões.....	174
<b>Capítulo 6</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros .....</b>	<b>177</b>
6.1	Contribuições.....	178
6.2	Estudos Futuros .....	179
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>181</b>

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação da Tese

Nos últimos anos, o crescimento demográfico e das atividades econômicas no Brasil, entre outros fatores, têm resultado em um constante aumento no consumo de energia elétrica do país. Segundo o Plano Nacional de Energia 2030, as projeções mostram que o consumo de energia elétrica que em 2005 era de 362 TWh aumentará para 859 TWh (mais do dobro) em 2030 no cenário mais conservativo (EPE, 2017). Somado a esse crescimento, fatores climáticos como largos períodos de estiagem que afetam rigorosamente a geração hidráulica (fonte com maior participação no total da produção energética do país) mostram que as fontes de energia tradicionais são insuficientes para atender as necessidades atuais e futuras do país, e que são imperativas alternativas que respondam a essas necessidades e permitam a expansão e diversificação da matriz energética do país.

Neste cenário, e em concordância com o objetivo mundial de uma produção energética limpa e sustentável, a inserção da geração distribuída (GD) e o uso de fontes de energia renováveis (FERs) por consumidores residenciais, comerciais e industriais tem recentemente sido incentivada no Brasil, como solução para os problemas de fornecimento de energia. O governo brasileiro, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), centros acadêmicos, grupos de estudos e concessionárias de energia tem direcionado esforços para criar condições que promovam essa inserção. Mostra disso é a resolução normativa 482 (ANEEL, 2012) posteriormente emendada pela resolução normativa 687 (ANEEL, 2015) e a Seção 3.7 “Acesso de Micro e Mini geração Distribuída” do módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017b) que estabelecem as condições gerais para o acesso da micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define a compensação líquida<sup>1</sup> (do inglês *net metering*) como sistema que regula o intercâmbio energético entre o consumidor e a concessionária de energia elétrica.

---

<sup>1</sup> No sistema de compensação líquida, um balanço energético é realizado considerando a energia consumida e produzida. Se o consumidor produz mais energia do que consome, o excedente é usado para o cálculo de créditos de energia que são usados para abater sua conta de energia.



Na nota técnica 0056/2017 – SRD/ANEEL (ANEEL, 2017a) são apresentados resultados que mostram a evolução dessa inserção desde a publicação da resolução normativa no ano de 2012. Para entender essa evolução, alguns desses resultados são destacados e ilustrados nas figuras 1.1 a 1.3.

Na Figura 1.1 (a), ilustra-se o crescimento em número de conexões e número de consumidores que recebem os créditos de energia em atendimento às regras do sistema de compensação líquida, e a Figura 1.1 (b) o crescimento em potência instalada em MW. Nestas figuras observa-se que o crescimento se intensifica a partir de 2016, transcorridos quatro anos da publicação das resoluções normativas, sendo no fim desse ano maior em quatro vezes o valor registrado no fim de 2015 e atingiu uma potência de 83.2 MW; e que o número de consumidores que recebem os créditos é igual ou superior ao número de conexões, condição possível dentro das regras que definem o intercâmbio energético.

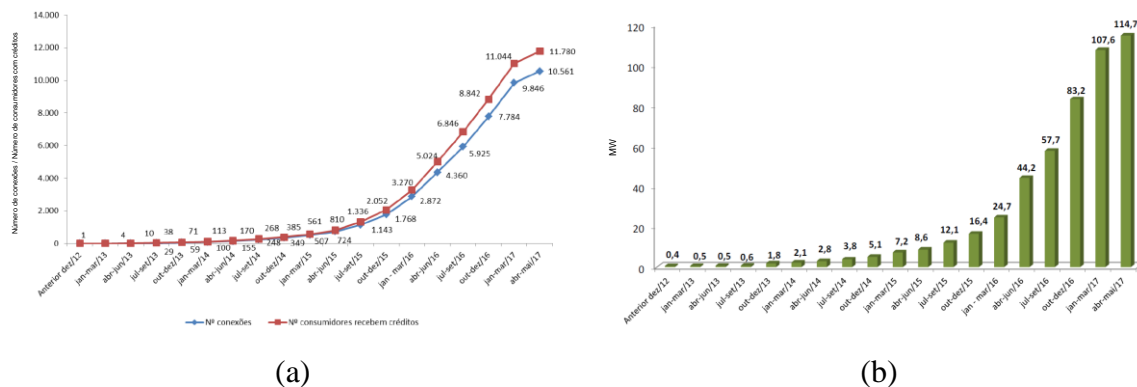


Figura 1.1. Crescimento da micro e minigeração distribuída em consumidores, de dezembro de 2012 a maio de 2017. Fonte: (ANEEL, 2017a)

Outro resultado interessante está relacionado com o tipo de fonte de energia instalada para geração distribuída, as quais segundo as resoluções normativas se limitam à hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Do número de conexões registradas até o mês de maio de 2017, a maioria corresponde a fontes solares fotovoltaicas as quais representam praticamente 99% do total das fontes. Essa distribuição é ilustrada em termos de número de conexões na Figura 1.2 (a), e em termos de potência instalada (MW) na Figura 1.2 (b).

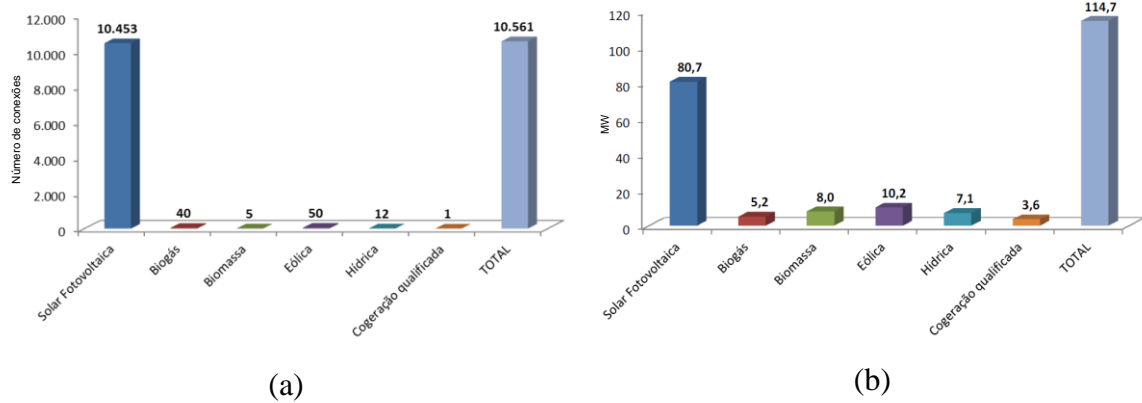


Figura 1.2. Distribuição de fontes de energia instaladas registradas até maio de 2017. Fonte: (ANEEL, 2017a)

Em relação ao tipo de consumidor, a maioria corresponde à classe residencial com 79,5 %, seguido pela classe comercial com 15%, a rural com 2.1% e a industrial com 2%, em menor proporção poderes públicos, serviços e iluminação pública (ANEEL, 2017a).

Adicionalmente a esses estudos, a nota técnica 0056/2017 – SRD/ANEEL ilustra os resultados da projeção do crescimento do número de consumidores residências e comerciais que instalarão ou receberão os créditos de microgeração solar fotovoltaica (notoriamente a FER com maior participação) até o ano 2024, para dois modelos, um adotado em 2015 e outro em 2017. Os resultados são apresentados na Figura 1.3 (a) considerando o número de consumidores e na Figura 1.3 (b) a potência instalada residencial. Comparando os resultados da Figura 1.3, observa-se que as projeções do modelo de 2017, estão abaixo das expectativas do modelo de 2015. A nota técnica, atribui essa diferença à redução do crescimento dos mercados residencial e comercial, à crise econômica enfrentada e à falta de linhas de financiamento para investimento do consumidor em geração distribuída.

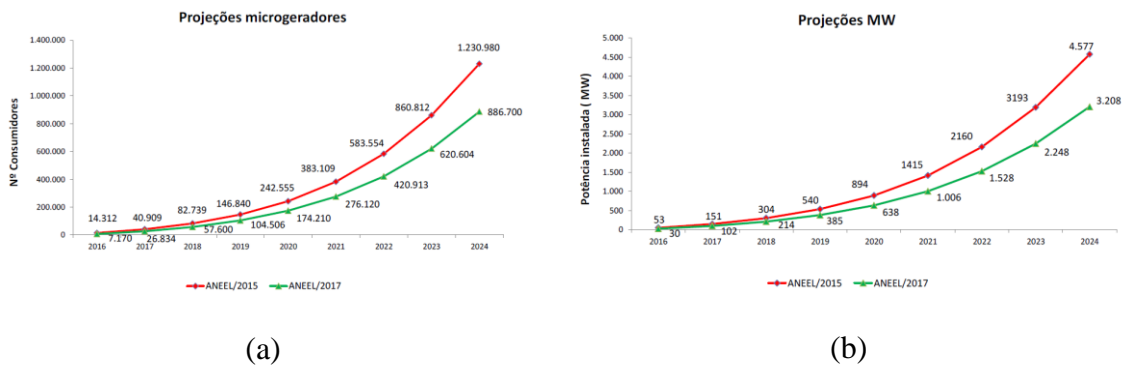


Figura 1.3. Projeções de micro geração solar fotovoltaica até 2024. Fonte: (ANEEL, 2017a)

A análise dessas informações mostra que a geração solar fotovoltaica é a fonte que a maioria dos consumidores (tanto no setor residencial como comercial) tem adotado com fonte de energia renovável para usufruir dos benefícios do sistema de compensação de energia de créditos e reduzir a conta de energia. Esse comportamento pode ser explicado pelas razões apresentadas no trabalho de Januzzi & Augustos (2013), onde o sucesso no uso de sistemas fotovoltaicos é atribuído à combinação de três condições: as altas tarifas residenciais de energia, a alta disponibilidade de radiação solar do país e a redução internacional nos preços dos módulos solares.

Porém, ainda que a inserção dessas fontes mostre um crescimento importante nos últimos anos, esse está abaixo das expectativas; podendo ser considerado ainda insuficiente e havendo oportunidade para um maior desenvolvimento na próxima década, conforme indicado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 onde é discutida a questão de como promover a geração distribuída de forma sustentável (MME, 2017).

Para responder esse questionamento, devem ser identificadas barreiras adicionais às já mencionadas pela nota técnica, que têm freado a inserção da geração distribuída, e os desafios que serão necessários superar para impulsionar essa inserção. Uma dessas barreiras é relacionada às condições iniciais de negócio da resolução normativa 482 de 2012 (ANEEL, 2012), as quais foram posteriormente melhoradas com a revisão da resolução normativa 687 de 2015 (ANEEL, 2015) com benefícios pontuais para o consumidor, como por exemplo, o maior limite de potência e geração compartilhada, e o prazo do uso dos créditos de energia que passou de 36 a 60 meses entre outros. Melhoria que provavelmente explica o crescimento da inserção em 2016. Outra barreira é a falta de compreensão por parte do consumidor das regras que definem o sistema tarifário de energia e o sistema de compensação líquida.

Ainda que se afirme que atualmente Brasil, possui um dos modelos regulatórios mais favoráveis do mundo para quem gera sua própria energia (MME, 2017), esse sistema é bastante confuso e está longe do entendimento não apenas do consumidor, assim como também dos fornecedores de fontes de GD, os quais não conseguem quantificar de forma clara os benefícios econômicos associados ao uso dessas fontes e calcular o retorno do investimento inicial que ainda é elevado. Outra causa é a falta de divulgação de projetos de demonstração e de casos bem-sucedidos de consumidores residenciais, comerciais e industriais que ilustrem os benefícios técnicos e econômicos conseguidos com uso de fontes

de GD nas condições estabelecidas pela norma. Finalmente, a falta de políticas industriais nacionais que gerem cadeia de valor<sup>2</sup> e impulsionem o projeto, produção e comercialização de soluções nacionais de GD e FERs; são algumas das barreiras que têm freado a inserção da geração distribuída. Identificadas as barreiras e os desafios, novas estratégias deverão ser adotadas para melhorar a paridade de rede<sup>3</sup>; e para que o uso de fontes de GD e FERs seja cada vez mais atrativo para o consumidor convencional, incentivando assim sua inserção na matriz energética do país.

Uma dessas estratégias consideradas no horizonte de estudo do PDE 2026 é a inserção de medidores inteligentes que alavancarão ações visando melhorar a compreensão, implementação, operação e controle de forma eficiente de redes elétricas inteligentes (do inglês *smart-grid*) e microrredes (do inglês *microgrids*). Uma rede inteligente é um sistema elétrico fortemente interligado por meio de automação e telecomunicações (MME, 2017) e uma microrrede é a integração e operação coordenada de fontes de geração distribuída, fontes de energia renováveis (FERs), Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) e cargas elétricas, cujo conjunto pode operar como um sistema de energia isolado ou conectado com a rede da concessionária com a qual pode intercambiar energia (Hatziaargyriou *et al.*, 2007). A difusão desses conceitos permite ao consumidor convencional passar de simples usuário a um maior protagonismo no setor, participando ativamente da solução do problema de abastecimento energético, uma vez que estará em capacidade de produzir sua própria energia, consumi-la de forma eficiente, e inclusive disponibilizá-la a outros consumidores de sua região (MME, 2017).

As microrredes e especificamente os sistemas de armazenamento de energia participam na solução dos problemas associados ao uso de fontes de energia renováveis. Problemas de confiabilidade do sistema, ocasionados pela natureza intermitente dessas fontes, como é o caso da geração fotovoltaica e eólica que dependem de fatores climáticos não controláveis, podem ser superados mediante a operação controlada de sistemas de armazenamento de energia, uma vez que atuam como fontes complementares que permitem atender a demanda do consumidor nas horas em que as fontes renováveis não geram energia (no caso de sistemas isolados) ou nas horas em que o custo da energia é maior (sistemas

---

<sup>2</sup> Uma cadeia de valor representa o conjunto de atividades desempenhadas por uma organização desde as relações com os fornecedores e ciclos de produção e de venda até a fase da distribuição final.

<sup>3</sup> A paridade de rede define-se como o momento em que uma fonte de geração de energia elétrica atinge um custo inferior ou igual ao preço geral de compra da eletricidade diretamente da rede elétrica.

conectados). Adicionalmente, a operação coordenada dos elementos da microrrede, e o desenvolvimento de algoritmos de otimização e controle para o gerenciamento eficiente de energia dentro da microrrede, são estratégias que permitem melhorar o seu desempenho de forma sustentável (Hatziaargyriou *et al.* 2007; Nehrir *et al.* 2011).

A integração de sistemas de armazenamento de energia às fontes de energia renováveis, e a possibilidade de poder controlá-los considerando o conceito de microrrede, é uma condição atrativa para o consumidor convencional, agora nomeado prosumidor<sup>4</sup>, uma vez que representa a possibilidade de gerenciar eficientemente as fontes de energia que dispõe. Condição que é reforçada se considerado o contexto regulatório e normativo que demarca a operação do sistema, onde a possibilidade de intercâmbio energético com a concessionária é uma realidade e onde os benefícios técnicos e econômicos relativos ao uso dessas fontes podem ser potencializados. Assim, o desenvolvimento de soluções para o controle e otimização de microrredes que considerem o contexto particular do Brasil, será relevante para alavancar de forma efetiva a inserção de fontes de GD e fontes de energia renováveis por parte dos consumidores convencionais de energia.

Em países desenvolvidos do continente europeu, americano e asiático o uso massivo de FERs por parte de consumidores de energia elétrica, é uma realidade. Várias soluções para otimização e controle de microrredes têm sido propostas, alguma dessas que serão citadas ao longo deste documento, consideram o contexto de países europeus (Parisio & Glielmo 2011; Gambino *et al.* 2014; Bordons *et al.* 2015; Ratnam *et al.* 2015; Dufo-López, *et al.* 2007; Tsikalakis & Hatziaargyriou 2011); e de países norteamericanos (Yao & Venkitasubramaniam, 2015). Outros em menor proporção, consideram o contexto de países africanos (Bordin *et al.*, 2017) e o contexto de países de América do Sul (Palma-Behnke, *et al.*, 2013).

Conforme exposto no começo do capítulo, a realidade do uso de fontes de GD e FERs por parte de consumidores residenciais é diferente no Brasil. O tema pode ser considerado ainda incipiente, em que a maioria dos estudos tem sido direcionados a avaliar o impacto da inserção de FERs na matriz energética (Block *et al.* 2014; Block *et al.* 2016a; Block *et al.* 2016b; Donadon *et al.* 2016); e são poucos os estudos técnicos e científicos que propõem

---

<sup>4</sup> Acrônimo formado pela fusão das palavras produtor e consumidor, é um neologismo originado no inglês *prosumer* (*producer+consumer*). Trata-se do consumidor que passa a produzir a própria energia elétrica, podendo fornecer parte dessa energia à concessionária.

soluções para otimização e controle de microrredes, considerando o contexto do Brasil (López-Salamanca *et al.* 2014; Ferronato 2014; Fonseca *et al.* 2015; Morato *et al.* 2017; Vergara-Dietrich *et al.* 2017).

Com essas premissas, e considerando que são poucos os estudos reportados na literatura aplicados ao contexto técnico, econômico e normativo do Brasil, o objetivo desta tese de doutorado é apresentado na próxima subseção.

## 1.2 Objetivo da Tese

O objetivo principal desta tese de doutorado é o desenvolvimento de um algoritmo de controle e automatização que permita ao prosumidor a operação otimizada de sua microrrede quando conectada com a rede de distribuição da concessionária da qual é cliente. A solução considera microrredes com acoplamento em corrente contínua (do inglês *Direct Current* - DC) onde são integradas fontes de energia renovável (FERs), Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) e cargas elétricas. O objetivo do problema é reduzir a conta de energia do prosumidor, garantindo a operação da microrrede dentro de limites seguros e avaliando o custo de operação do SAE. As restrições operacionais e as regras que definem o sistema tarifário e o sistema de compensação de energia, estabelecidas pela norma vigente, são consideradas no desenvolvimento da solução proposta.

O algoritmo de controle é desenvolvido no contexto de Operação de Sistemas de Potência, em que o objetivo está restrito à operação da microrrede. Assim, considera-se que o planejamento e dimensionamento da microrrede correspondem a uma etapa anterior (área de Planejamento de Sistemas de Potência), e não será objeto de estudo nesta tese.

Assim, para atender o objetivo principal da tese, os seguintes objetivos específicos deverão ser atendidos:

1. Identificar e descrever as principais características técnicas e operacionais dos diferentes elementos que constituem a microrrede objeto deste estudo, assim como de sua integração;
2. Identificar em que nível da estrutura hierárquica de implantação da microrrede se encontra o algoritmo de controle e otimização proposto e, a partir dessa identificação definir as variáveis, os objetivos e as restrições associadas ao problema;

3. Definir os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios que contextualizam o problema de estudo;
4. Desenvolver modelos matemáticos que permitam descrever a dinâmica e a integração dos elementos que compõem a microrrede, considerando as definições do problema de controle e otimização;
5. Desenvolver e modelar matematicamente um algoritmo de controle ótimo usando a abordagem de controle preditivo baseado em modelo (do inglês *Model Predictive Control* MPC) e a abordagem de programação linear inteira mista (do inglês *Mixed Integer Linear Programming* MILP) para solução do problema de otimização associado;
6. Implementar e validar computacional e experimentalmente o algoritmo de otimização e controle proposto.

### **1.3 Estrutura do documento**

Os capítulos que fazem parte deste documento são apresentados visando que o leitor possa alcançar uma compreensão clara do problema e da solução proposta na tese. Espera-se que o documento possa ser usado como um guia para o desenvolvimento de soluções práticas em contextos similares aos discutidos nesta tese.

Após esta introdução, a definição do problema é objeto de estudo do Capítulo 2. Neste é apresentado o conceito de microrrede, são definidos os elementos que a integram e como é realizada essa integração. Em seguida, são apresentados aspectos gerais do controle de microrredes, com destaque na estrutura de controle hierárquica reconhecida na operação de microrredes e identificando o nível no qual se localiza a solução proposta. Com isso, são referenciados estudos encontrados na literatura técnico científica relativos ao desenvolvimento de soluções no mesmo nível hierárquico considerado nesta tese. Posteriormente são apresentadas as abordagens que servirão diretamente de base para o desenvolvimento da solução de controle e otimização proposta e serão discutidos em detalhes os trabalhos referenciados, que usam essas mesmas abordagens. Finalmente, são apresentados os aspectos que definem especificamente o contexto do problema de estudo. Com essas premissas, são resumidas as contribuições da tese.

Definido o problema objeto de estudo, a seguinte etapa é o desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevam o sistema e seus elementos, assim como das formulações relativas ao algoritmo de controle e ao modelo de otimização que darão solução ao problema definido inicialmente. Essas etapas deverão ser seguidas pela simulação e validação da solução.

Parte dessas etapas são atendidas no Capítulo 3, onde são discutidos os modelos dos elementos das microrredes objeto deste estudo e o modelo que descreve a integração desses elementos. Essa discussão se centraliza na fundamentação teórica e nos requisitos necessários para o desenvolvimento dos modelos, assim como na avaliação dos resultados de simulação que dão subsídios para sua validação.

No Capítulo 4, as etapas de formulação, simulação e validação do modelo são concluídas com a formulação MPC+MILP proposta para otimizar a operação de microrredes com acoplamento DC e interconectadas com a rede de distribuição da concessionária. É apresentada a formulação matemática da lei de controle MPC, e a formulação do modelo de otimização MILP. Para validação da solução proposta, são apresentados resultados de simulação computacional a partir de dados reais de uma microrrede em operação.

A reformulação e aplicação da solução proposta é objeto de estudo do Capítulo 5, onde a formulação MPC+MILP é complementada com uma abordagem estocástica, considerando o comportamento probabilístico dos modelos de previsão usados para modelagem de FERs e cargas elétricas. Essa nova formulação é validada experimentalmente em uma planta piloto.

Finalmente no Capítulo 6 são discutidas as conclusões da tese de doutorado e discutidos estudos futuros que podem ser realizados para melhorar e complementar este trabalho.





# Capítulo 2

## Problema de Estudo e Revisão da Literatura

### 2.1 Introdução

Conforme mencionado no Capítulo 1, o problema abordado nesta tese é oriundo da área de Operação de Sistemas Elétricos de Potência e basicamente resume-se à operação ótima de uma microrrede quando conectada à rede de distribuição da concessionária de energia. Sob o ponto de vista das resoluções normativas 482 de 2012 e 687 de 2015 (ANEEL 2012; ANEEL 2015) e pelas suas características operacionais, a microrrede objeto deste estudo é considerada como uma central de microgeração, conectada à rede da concessionária por meio da instalação em uma unidade consumidora. Nesta, o prosumidor proprietário da microrrede poderá intercambiar energia com a concessionária atendendo as regras que definem o sistema de compensação de energia e considerando a modalidade tarifária na qual está enquadrada sua unidade consumidora. Quando implementado o algoritmo de controle e otimização proposto, a operação da microrrede deverá ser realizada a fim de obter benefícios econômicos, associados à redução da conta de energia resultantes desse intercâmbio energético e ao aumento da vida útil do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE).

Para entender e definir claramente o problema, neste capítulo são apresentados aspectos conceituais, técnicos, econômicos e normativos, que devem ser considerados no desenvolvimento da solução proposta para operação ótima da microrrede. Adicionalmente, são referenciados da literatura, casos bem-sucedidos de soluções para o gerenciamento de microrredes e são apresentados aspectos gerais das abordagens de controle e otimização consideradas na solução. Os aspectos primordiais na definição do problema são discutidos em detalhe, gerando assim subsídios suficientes para o desenvolvimento dos modelos e formulações matemáticas da solução proposta, objeto dos próximos capítulos. Adicionalmente, para uma melhor compreensão da solução proposta e como essa poderá ser implementada na prática, uma descrição sucinta da estrutura de controle considerada no desenvolvimento do algoritmo de controle e otimização é apresentada no final do capítulo.

## 2.2 Microrredes

Para entender o problema de estudo objeto desta tese de doutorado é importante definir o conceito de microrrede. Segundo as definições de Hatziargyriou *et al.* (2007) uma microrrede (do inglês *Microgrid - MG*) é um sistema de energia onde se integram e operam coordenadamente quatro elementos básicos: fontes de Geração Distribuída (GD), Sistemas para Armazenamento de Energia (SAEs), fontes de energia renováveis (FER) e cargas elétricas. As fontes de GD e os SAEs correspondem a unidades de despacho controladas; essas complementam a produção energética das FERs, as quais têm uma natureza intermitente cuja potência de saída depende de fatores climáticos, razão pela qual são considerados elementos não controláveis ou perturbações; e finalmente as cargas elétricas, as quais podem ser ou não controladas dependendo da necessidade e das restrições do consumidor. A microrrede pode operar interligada com a rede elétrica de uma concessionária via ponto de conexão conhecido como Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (do inglês *Point of Common Coupling - PCC*) ou de forma isolada. A Figura 2.1 ilustra o conceito de microrrede onde são identificados os elementos: *Distributed Generator - DG*, *Distributed Storage - DS* e *Combined Heat and Power - CHP*.

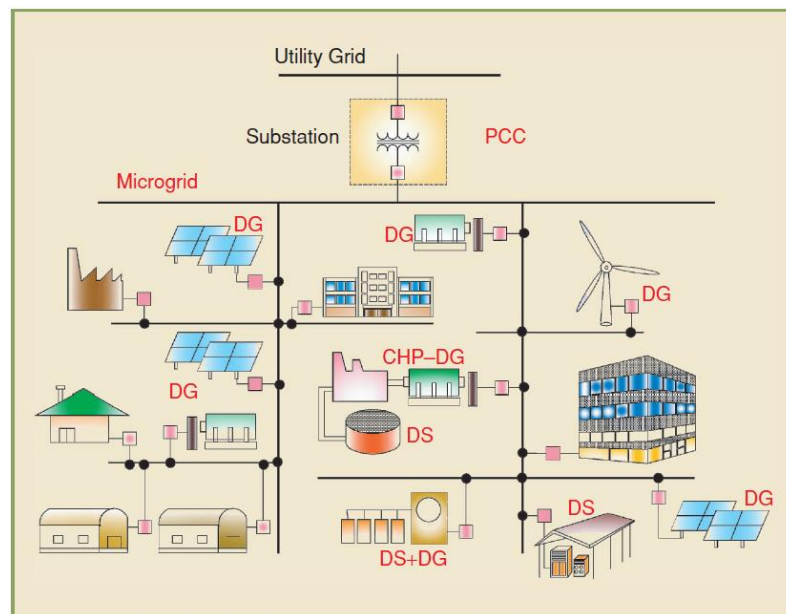


Figura 2.1. Diagrama do conceito de microrrede. Fonte: (Katiraei *et al.*, 2008)

Operacionalmente, uma microrrede deve ter a capacidade de possibilitar a integração de fontes de GD, FERs, SAEs e cargas elétricas, sem haver a necessidade de reconfigurar o sistema existente para continuar com sua operação. Isto é conhecido como capacidade de

operação *plug and play*. Para atender essa condição, é necessário estabelecer a configuração do sistema e o uso de circuitos de interface, que usam eletrônica de potência. Tipicamente, existem três configurações do sistema: sistemas acoplados em corrente contínua, sistemas acoplados em corrente alternada e sistemas acoplados hibridamente. A seguir uma descrição dessas configurações (Nehrir *et al.*, 2011):

### **2.2.1 Sistemas acoplados em corrente contínua**

Nesta configuração, as unidades de despacho, fontes de energia renováveis e cargas cujas potências apresentam um comportamento característico de sistemas de corrente contínua (DC<sup>5</sup>) são conectadas em barramentos de corrente contínua diretamente, ou via conversores DC/DC. E através de um inversor de potência elétrico, a energia de natureza contínua é transformada em energia de natureza alternada, cujas características elétricas são adaptadas às características e especificações elétricas da concessionária. O inversor pode ser projetado e controlado para permitir o fluxo de potência de forma bidirecional. O inversor, assim como as fontes de despacho e cargas cuja potência apresentam características de sistemas de corrente alternada, são conectadas em barramentos de corrente alternada (AC<sup>4</sup>). Esses barramentos, definidos também como Pontos de Acoplamento Comum (PAC) permitem o intercâmbio de potência do prosumidor com a concessionária de energia elétrica.

### **2.2.2 Sistemas acoplados em corrente alternada**

Nesta configuração, não existem barramentos de corrente contínua, apenas um barramento de corrente alternada (AC) ou PAC, onde as unidades de despacho e as fontes renováveis de energia de potência com características DC são conectadas ao PAC via inversores de potência. As cargas com consumo de potência em corrente contínua, são conectadas ao PAC, via retificadores de potência que transformam energia alternada em energia contínua.

---

<sup>5</sup> Nesta tese será usada a nomenclatura DC do inglês *Direct Current* para sistemas de corrente contínua e a nomenclatura AC do inglês *Alternating Current* para sistemas de corrente alternada.

### 2.2.3 Sistemas com acoplamento híbrido

Nesta configuração, as fontes de energia podem ser conectadas a barramentos DC ou AC. Em ambos os casos, as fontes de energia podem ser integradas diretamente sem a necessidade de circuitos de interface adicionais.

A escolha de uma configuração ou outra dependerá de sua aplicação. Em termos gerais pode-se dizer que se a maioria das fontes são de corrente contínua, e há uma quantidade evidente de cargas de corrente contínua, um sistema de acoplamento em corrente contínua pode ser uma boa opção. Já se a maioria das fontes são de corrente alternada, e a qualidade de potência gerada está de acordo com as especificações das cargas e da rede de distribuição, a melhor opção é o sistema com acoplamento em corrente alternada. Se a natureza das fontes de energia é tanto de potência DC como de potência AC, então um acoplamento híbrido seria a melhor opção (Nehrir *et al.*, 2011).

Assim, o aumento significativo de cargas DC como notebooks, telefones celulares, luzes LED, dispositivos de controle digitais em processos industriais, veículos elétricos, entre outros, indicam que o acoplamento de microrredes em uma configuração DC, e o desenvolvimento de soluções para o seu gerenciamento, podem representar uma solução interessante para as necessidades energéticas de consumidores residenciais, comerciais e de alguns setores industriais, cujas cargas elétricas são predominantemente DC. Algumas vantagens do acoplamento DC em relação ao AC são: Uma maior facilidade na integração de FERs de corrente contínua como sistemas fotovoltaicos (do inglês *photovoltaic* – PV), células a combustível e SAEs de natureza eletroquímica; e uma maior eficiência energética no fornecimento de cargas DC, devido à redução de múltiplos conversores de potência (DC/AC e AC/DC) (Lotfi & Khodaei, 2017). Apesar dessas razões, são poucos os trabalhos reportados na literatura para o controle ótimo de microrredes com acoplamento DC. Conforme será discutido na próxima subseção, na revisão realizada por Morstyn *et al.* (2016) de um total de 33 trabalhos que reportam soluções de nível 3 da estrutura de controle hierárquico que envolve a otimização da operação da microrredes, 26 artigos tratam o acoplamento em corrente alternada, 5 o acoplamento DC e 2 o acoplamento híbrido.

Uma vez que a solução de otimização e controle proposta nesta tese considera a operação de microrredes com acoplamento DC, as condições expostas anteriormente destacam a contribuição desta tese de doutorado. O problema que é resolvido tem um maior grau de complexidade quando comparado com acoplamento AC, uma vez que conforme será

discutido no seguinte capítulo, o equilíbrio energético deverá ser garantido nos barramentos AC e DC; e além do SAE, o inversor que interliga os barramento AC e DC deverá ser modelado considerando também sua eficiência no processo de transformação de energia, e a possibilidade do fluxo bidirecional de potência. Uma abordagem similar à proposta nesta tese de doutorado pode ser adaptada e aplicada em microrredes com acoplamento AC, como apresentado em López-Salamanca *et al.* (2014) que é um trabalho derivado de estudos feitos para o desenvolvimento desta tese.

Tanto para Hatziargyriou *et al.* (2007) e Nehir *et al.* (2011) é necessário coordenar e controlar os diferentes elementos que constituem a micro rede para potencializar sua operação. O desenvolvimento de metodologias para otimização e controle tornam sustentável o sistema, em que a redução da emissão de poluentes e minimização dos custos de produção são objetivos possíveis de serem atendidos. Com essas razões, a subseção 2.3 apresenta conceitos e aspectos importantes relativos ao controle e otimização de microrredes.

### **2.3 Controle e otimização de microrredes**

Todo sistema de energia elétrica deve ter capacidade de fornecer energia ao usuário final, com características que garantam o funcionamento adequado de suas cargas elétricas. Essas características são definidas por valores de referência estabelecidos pelos órgãos regulatórios de cada país. Por exemplo no Brasil, o documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece requisitos que abrangem a qualidade do produto, a qualidade do serviço prestado e inclusive a qualidade do tratamento de reclamações (ANEEL, 2018).

Uma vez que as microrredes são considerados como sistemas de energia elétrica, essas devem atender esses requisitos. Os possíveis benefícios técnicos, econômicos e ambientais associados ao conceito de microrrede e conseqüentemente à aceitação e propagação do seu uso dentro da matriz energética, são determinadas fundamentalmente pela capacidade da microrrede de controlar a operação dos recursos e os elementos que a compõe; o que permite a obtenção desses benefícios, garantindo o atendimento dos requisitos de fornecimento de energia do usuário final. Dependendo do tipo e grau de penetração das fontes de GD e FERs, as características das cargas elétricas, as restrições da qualidade de energia, as regras para

participação no mercado energético e os objetivos traçados; as estratégias para o controle e operação das microrredes são diferentes às adotadas pelos sistemas de potência convencionais. Algumas das razões são: características transitórias e de regime das fontes de energia da microrrede, fortemente dependentes dos dispositivos de eletrônica de potência utilizados para sua integração e que são diferentes das características das máquinas síncronas usadas pelas fontes convencionais de energia; uma porção importante da energia produzida pela microrrede é produzida por FERs como a solar ou eólica que dependem de fatores climáticos não controláveis; os SAEs desempenham um papel muito mais importante no controle e operação da microrrede; objetivos econômicos formulados indicam a necessidade de conexão ou desconexão das fontes de energia e as cargas da microrrede; entre outros (Katiraei *et al.*, 2008).

Nesse contexto, é necessário o desenvolvimento de novas estratégias para o controle, otimização e/ou gerenciamento de microrredes, que sejam apropriadas às características desses novos sistemas de energia, a fim de potencializar o seu desempenho e atingir de forma eficiente e compatível com as características da infraestrutura energética existente, os benefícios associados à sua integração na matriz de energia. Nos últimos anos, o atendimento dessa necessidade tem sido objeto de estudo na comunidade científica e técnica. Trabalhos científicos, e inclusive o desenvolvimento de soluções comerciais, refletem essa condição. García (2015) classifica os artigos científicos que tratam o tema de controle de microrredes em função de três objetivos: o gerenciamento de SAEs de diferente tecnologia tratados como sistemas híbridos dentro da microrrede; o gerenciamento das fontes de energia tratado como um problema de despacho econômico; e a qualidade de energia elétrica da microrrede. Essa classificação é abrangida pela classificação adotada pela indústria de desenvolvimento de soluções para sistemas elétricos, onde os algoritmos de otimização e controle de microrredes são desenvolvidos comercialmente considerando em resumo, as seguintes funções de operação (ABB, 2018):

Estabilização. Nessa função é regulada a tensão e frequência da microrrede. Controles do tipo Potência ativa – frequência (P-f) e potência reativa – tensão (Q-V) são usados. A flutuação da geração renovável ou cargas cíclicas é reduzida ou mitigada. Funciona conectado ou não com a rede. Períodos de amostragem de milissegundos são considerados nesta função. Necessário um SAE de alta potência e baixa energia.

Reserva girante. Em caso de uma eventualidade na rede que deixe a microrrede ilhada, essa função faz com que uma parte da energia armazenada seja utilizada para fazer com que algumas fontes geradoras rotativas, se adequem rapidamente a nova demanda (Reddy *et al.*, 2015). Funciona conectado ou não com a rede. Período de amostragem de segundos e minutos. Necessário um SAE de média potência e alta energia.

Compensação estática síncrona. Tem como função fornecer potência reativa e ativa para o sistema, com o objetivo de suavizar as oscilações da fonte geradora. Normalmente utilizada em geradores eólicos (Baran *et al.*, 2008). Funciona apenas quando conectado com a rede. Período de amostragem de segundos. Necessário um SAE de alta potência e energia mínima.

Operação ilhada. Permite a operação ilhada da microrrede quando a conexão com a rede é perdida. O gerenciamento das fontes de energia é realizado para atender a demanda. Período de amostragem de milissegundos. Necessário um SAE de alta potência e baixa energia.

Transição contínua. Faz a troca do modo conectado para o ilhado e vice-versa, a partir do controle do fluxo de potência entre a microrrede e a rede (função do controle terciário) e sincroniza a MG com a rede (função do controle secundário). Utilizado em sistemas que querem ter a possibilidade de se conectar com a rede. Período de amostragem de milissegundos. Necessário um SAE de média potência e média energia.

“Suavização”. Responsável por fazer a energia armazenada suavizar a saída do gerador, aumentando ou reduzindo a potência de saída, garantindo que os limites da rampa não sejam excedidos. Normalmente utilizada em geradores eólicos onde a variação de potência é abrupta. Período de amostragem de minutos. Necessário um SAE de média potência e média energia.

Atenuação do pico de demanda. O SAE atende os picos de carga, reduzindo assim a demanda máxima. Esse modo reduz a capacidade da geração e transmissão e evita gastos com picos de potência. É visto como um alto nível na hierarquia de controle (Morstyn *et al.*, 2016) (nível de controle terciário). Período de amostragem de minutos e horas. Necessário um SAE de baixa potência e média energia (ABB, 2018).

Deslocamento da demanda. Estabelece um set-point, podendo ser consumo ou geração, no qual o SAE é carregado e descarregado para atender o seguimento dessa



referência. Esse modo garante o controle efetivo do deslocamento de carga de modo a manter a energia fornecida pelo sistema de forma mais plana. Desloca a carga entre os períodos de maior e menor demanda. O excesso de energia da fonte renovável é armazenado para ser usado posteriormente. Permite uma melhor coordenação entre a máxima potência fornecida pela fonte renovável e a máxima potência consumida pela carga. Período de amostragem de horas. Necessário um SAE de baixa potência e alta energia.

As funções apresentadas anteriormente, atendem uma estrutura de controle hierárquica na qual a quantidade de níveis e a definição exata das funções de cada nível ainda é um tema em discussão, sem existir um consenso que permita uma padronização. Na subseção 2.3.1 é apresentada uma visão geral a partir de apreciações reportadas na literatura e de fabricantes de soluções comerciais em relação ao tema. Essa discussão e as informações apresentadas anteriormente gerarão subsídios para compreender em que nível de controle é localizada a solução proposta nesta tese e delimitar sua abrangência.

### **2.3.1 Controle Hierárquico**

Estudos reportados na literatura e soluções comerciais identificam basicamente três níveis na estrutura hierárquica de controle de microrredes. Em (MICROGRIDS 2004; Katiraei *et al.* 2008), esses três níveis são denominados como nível inferior, intermediário e superior. Em Palizban *et. al* (2014) é aplicada a norma IEC/ISSO 62224 para definir os níveis de controle de microrredes e plantas virtuais, onde a estrutura hierárquica é dividida desde o nível zero até o terceiro nível. Nas soluções comerciais surgem as definições de Sistema de Gerenciamento da Bateria (do inglês *Battery Management System – BMS*), Sistema de Conversão de Potência (do inglês *Power Conversion System – PCS*) e o Sistema para Gerenciamento da Potência (do inglês *Power Management System – PMS*), este último mencionado também em Katiraei *et al.* (2008). A Figura 2.2 ilustra a estrutura de controle sugerida por MICROGRIDS (2004) e a Figura 2.3 um exemplo de uma solução comercial para o controle de microrredes.

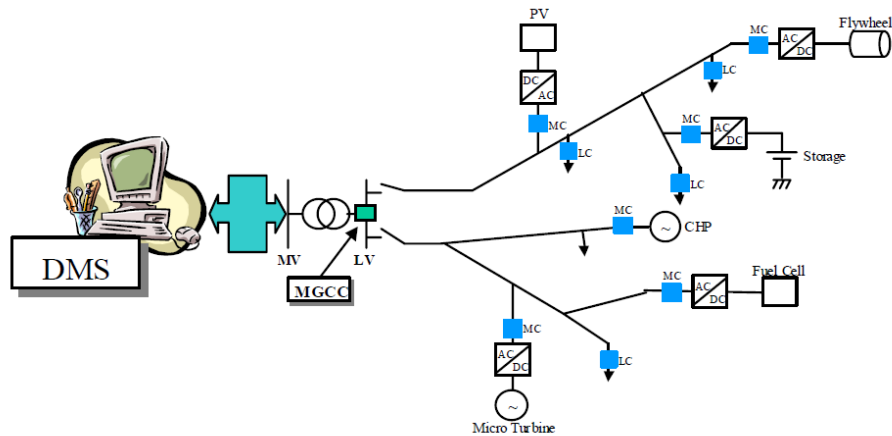


Figura 2.2. Estrutura Hierárquica do sistema de controle de uma microrrede. Fonte: (MICROGRIDS, 2004)

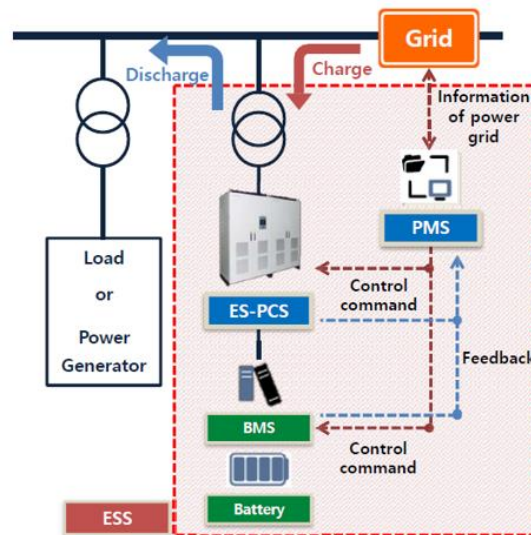


Figura 2.3. Solução comercial para o controle de microrredes. Fonte: (Hyosung, 2015)

Para descrever a função de cada um dos níveis de controle, será adotada neste documento a estrutura proposta por Palizban *et. al* (2014). Cada nível ou conjunto de níveis, será relacionado ao nível e/ou sistema de controle das outras propostas, segundo a similaridade de suas funções.

**Nível zero**

Conhecido também como malha de controle interno, o objetivo deste nível de controle é controlar a tensão e corrente de saída das fontes da microrrede. O ponto de operação da fonte é ajustado por meio de conversores de potência funcionando no modo controle de tensão ou de corrente. Na condição ilhada, o modo de controle de tensão opera, gerenciando

a tensão e frequência da microrrede. Na condição conectada com a rede, o modo de controle de corrente atua, gerenciando a potência ativa e reativa da fonte. Uma função adicional deste nível de controle, é o controle de tensão no link DC.

### **Controle Primário**

O objetivo deste nível de controle é ajustar a amplitude e a frequência do sinal de tensão enviado como referência aos controladores de nível zero. A ideia básica deste nível de controle é simular o comportamento de um gerador síncrono reduzindo a frequência quando a potência ativa aumenta. O princípio de funcionamento corresponde ao controle de inclinação P-Q (do inglês *P-Q droop control*), baseado em controles frequência-potência ativa (f-P) e tensão-potência reativa (V-Q). Sua resposta é rápida, para responder a variações das fontes e das cargas, tempo de atuação da ordem de milissegundos. Uma das possibilidades de seu uso é assegurar o balanço energético entre as fontes de GD e os SAEs, especialmente na condição ilhada da microrrede. Para microrredes com acoplamento AC, são dois os métodos de controle considerados pelos conversores de potência neste nível: formação de rede (do inglês *grid-forming*) e seguimento de rede (do inglês *grid-following*). Para conversores do tipo *grid-forming*, seu equivalente elétrico corresponde a uma fonte de tensão controlada em série com uma baixa impedância; possuem controles do tipo f-P e V-Q. Conversores do tipo *grid-following* são usados em microrredes conectadas com a rede, onde sua equivalência corresponde a uma fonte controlada de corrente em paralelo com uma alta impedância; nas FERs que são fontes não controláveis ou despacháveis como os sistemas fotovoltaicos e eólicos, a potência ativa P de saída é definida pelo MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*) e a potência reativa Q é igual a zero.

Na classificação proposta por MICROGRIDS (2004) e Katiraei *et al.* (2008) o nível zero e o controle primário correspondem ao nível inferior, onde além dos controladores locais das microfontes (em inglês *Micro source Controller – MC*), são considerados também os controles locais das cargas (em inglês *Load Controller – LC*). Quando conectados com a rede, os MCs seguem o comando imposto pelo Sistema de Controle Central da Micro rede (do inglês *MicroGrid system Central Controller – MGCC*). Os LCs são instalados em cada carga controlável para fornecer recursos de controle da carga, seguindo as instruções do MGCC, segundo as políticas do gerenciamento do lado da demanda, (do inglês *Demand Side Management – DSM*) ou durante a gestão de corte de carga.

### **Controle Secundário**

O objetivo deste controle é compensar os desvios na tensão e na frequência do controle primário (controles f-P e V-Q) para que sejam regulados a valores próximos de zero e dentro de limites permissíveis (por exemplo em Brasil,  $\pm 0.1$  Hz em condições normais e em regime permanente) considerando qualquer mudança na geração e na carga. Neste nível, a tensão e a frequência na microrrede são monitoradas e comparadas em relação a valores de referência, compensadores atuam nesses erros, e enviam os comandos resultantes aos controladores primários para reajustar os valores de tensão e frequência. Sua resposta é mais lenta que a resposta dos controladores primários, tempo de atuação da ordem de segundos (Guerrero *et al.* 2011; Morstyn *et al.* 2016).

Outra das funções do controle secundário é realizar a sincronização da microrrede com a rede, antes de sua conexão. Para isso, a frequência e a tensão da rede são medidas e definidas como valores de referência, e o controle secundário sincroniza a tensão da microrrede com a da rede. Isto é feito por meio de um controle de fase (do inglês *phase-locked loop* – PLL), o qual a partir de uma variável de sincronização extingue a defasagem do sinal de tensão da microrrede com o da rede, antes da conexão das duas (Guerrero *et al.*, 2011).

### **Controle Terciário**

A finalidade deste nível de controle é gerenciar o intercâmbio de potência ativa e reativa entre a microrrede e a rede. Esse gerenciamento é realizado como solução a um problema de despacho econômico, onde a operação da microrrede é otimizada para atendimento de uma função objetivo que considera aspectos técnicos e econômicos. A resposta deste nível de controle é a mais lenta, o tempo de atuação é da ordem de minutos e inclusive horas. Na otimização são considerados total ou parcialmente aspectos de mercado energético (compra e venda de energia), lances de produção de energia, aspectos tarifários, aspectos regulatórios, restrições técnicas operacionais, previsão de carga e geração de potência, entre outros.

Desde o entendimento do autor, os níveis secundário e terciário correspondem ao nível intermediário, segundo a classificação proposta por MICROGRIDS (2004) e Katiraei *et. al* (2008). Neste nível intermediário se encontra o MGCC responsável pela previsão de carga do sistema e pela otimização do funcionamento da microrrede por meio da coordenação dos

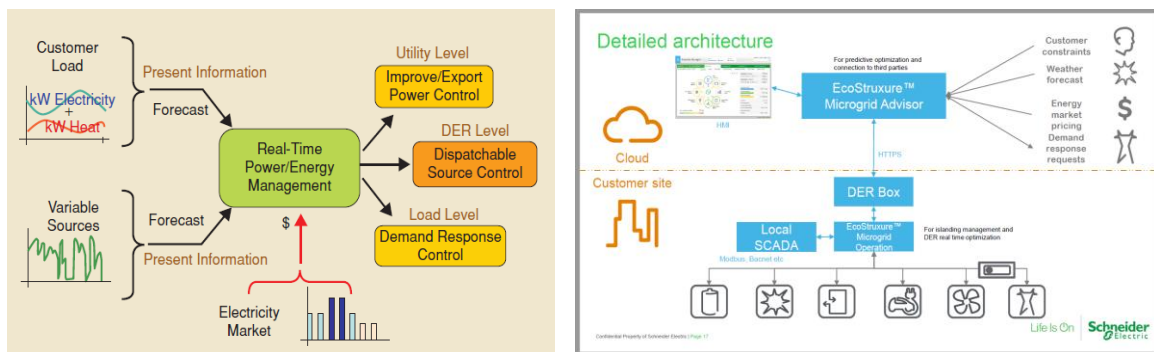
controladores locais MCs e LCs, considerando a operação econômica e segura do sistema e atendendo as políticas tarifárias e de mercado que contextualizam a operação da microrrede.

O MGCC adicionalmente serve de interface entre a microrrede e o Sistema de Gerenciamento da Distribuição (do inglês *Distribution Management System* – DMS) sendo este último, correspondente ao nível adicional de controle na classificação proposta por MICROGRIDS (2004) e Katiraei *et. al* (2008). O objetivo do DMS é a gestão e o controle de áreas de distribuição, constituídas por diferentes alimentadores, incluindo diferentes microrredes. O DMS trabalha em conjunto com os diferentes MGCCs visando a operação coordenada de várias microrredes e de todo o sistema de distribuição de forma econômica e segura. Pode-se dizer que este é um nível de interesse principalmente das concessionárias de energia e não dos produtores independentes de energia, proprietários apenas de uma microrrede.

Comparando os conceitos BMS, PCS e PMS considerados na estrutura de controle das soluções comerciais, segundo o entendimento do autor, o BMS e PCS, corresponde aos níveis zero, primário e secundário, e o PMS ao nível terciário. O BMS realiza o monitoramento e estimativa do estado do SAE, sua proteção, e garante que a carga e descarga do SAE seja realizada dentro de limites seguros. Algumas das variáveis monitoradas pelo BMS são a tensão e corrente elétrica de cada bateria e do banco, a temperatura, e variáveis calculadas como o estado de carga (do inglês *State of Charge* – SOC), a profundidade de descarga (do inglês *Depth of Discharge* – DoD) e o estado de saúde (do inglês *State of Health* – SOH) das baterias, entre outras. O PCS é composto pelos conversores de potência da microrrede que permitem a integração e operação coordenada dos elementos da microrrede; alguma de suas funções são: o controle MPPT, controlar a carga e descarga do SAE, regular a tensão e frequência da microrrede assim como o fator de potência, controlar o nível de harmônicos da corrente de saída, e a sincronização com a rede.

Em relação ao PMS que corresponde ao nível terciário de controle. Este sistema opera em tempo real e envia comandos ou *set-points* ao PCS e ao BMS para otimizar a operação da microrrede. Em função de previsões de carga e de geração, informações do custo de energia e do mercado energético, o PMS controla o fluxo de potência da microrrede; considerando a potência gerada pelas fontes, a possibilidade de intercâmbio de energia com a rede da concessionária, as fontes despacháveis e as cargas controláveis. O PMS define *set-points* de potência ativa e reativa para as fontes, com diferentes finalidades. Por exemplo, no

modo conectado com a rede, os set-points são enviados a cada fonte controlada para minimizar a potência importada da rede ou atenuar o pico de demanda (do inglês *peak shaving*) do consumidor. No modo ilhado, os *set-points* são enviados afim de equilibrar a geração e o consumo total da microrrede, podendo ser necessário um processo de deslocamento de carga (do inglês *load shedding*) (Katiraei *et al.*, 2008). A Figura 2.4 (a) ilustra o fluxo de informações, comandos e funções de um PMS genérico dentro de uma microrrede e a Figura 2.4 (b) uma solução comercial de um PMS.



(a) PMS típico de uma microrrede (b) Solução comercial de um PMS  
 Figura 2.4. Solução comercial para o sistema de controle de comercial. Fonte: (Katiraei *et al* 2008; Schneider 2018)

Finalmente é importante destacar que o PMS pode atender requerimentos de curto prazo como o balanço de potência e requerimento de longo prazo como o gerenciamento de energia. As funções para atendimento de requerimentos de curto prazo podem incluir a capacidade de atendimento de carga, ações para garantir respostas dinâmicas aceitáveis durante e posterior à ocorrência de transitórios, o atendimento de restrições na qualidade de energia para cargas sensíveis, a sincronização da microrrede após restauração da rede, entre outros.

Os requerimentos de longo prazo para o gerenciamento de energia podem incluir: Manter níveis adequados de reserva energética durante reagendamento do despacho de fontes de GD em função de um processo de otimização com o intuito de: controlar a potência líquida importada ou exportada de/para a rede da concessionária, minimizar as perdas energéticas, maximizar a potência de saída das FERs, e minimizar o custo de energia de fontes de GD de origem fóssil. Considerações a partir dos requisitos e limitações de cada fonte, incluindo, o custo de geração, a periodicidade de manutenção, impactos ambientais entre outros. Permitir o gerenciamento da demanda ou controle do perfil do consumidor, e

restaurar cargas não prioritárias que foram desligadas durante a operação ilhada da microrrede (Katiraei, *et al.*, 2008).

Com o exposto aqui e na seção 2.2, identifica-se que solução proposta é aplicável ao problema de controle e otimização de microrredes com acoplamento em corrente contínua, considerando sua operação no modo conectado com a rede de distribuição da concessionária. Com relação ao nível da estrutura de controle hierárquico, pode-se entender que devido às características e às variáveis do problema, às dinâmicas envolvidas, aos tempos de resposta necessários, os objetivos e à abrangência da solução proposta; o algoritmo de controle proposto corresponde a um nível de controle terciário que poderá ser desenvolvido e implementado como um PMS para o gerenciamento de energia da microrrede. No final do capítulo, a partir da revisão da literatura e da contextualização do problema, maiores subsídios serão obtidos para corroborar esse entendimento. Assim, continuando com o capítulo são apresentados a seguir relatos na literatura de casos bem sucedidos de controle de terceiro nível dando uma maior atenção a soluções com abordagens similares às propostas nesta tese.

### **2.3.2 Soluções de terceiro nível**

Uma visão geral de soluções de terceiro nível reportadas na literatura é alcançada no trabalho de Morstyn *et al.* (2016). Neste, são citados vários artigos que reportam aplicações neste nível, evidenciando os algoritmos, as topologias, a modelagem do estado de carga do SAE e as funcionalidades de cada aplicação. Do total de 33 artigos revisados nesse trabalho, 25 correspondem a uma arquitetura de controle centralizado e oito a uma de controle distribuído. Em relação ao acoplamento da microrrede, 26 artigos tratam o acoplamento em corrente alternada, e em menor proporção, o acoplamento DC (cinco artigos) e o acoplamento híbrido (dois artigos). Na modelagem elétrica do sistema de potência são considerados modelos de SAEs concentrados (nove artigos), transferência ideal de potência ativa (12 artigos), aproximação convexa (nove artigos) e otimização não convexa. Para o modelo do *SoC* do SAE em três artigos são usados modelos não lineares cuja eficiência depende do *SoC* e/ou a potência de saída; modelos lineares por partes (do inglês *piece-wise linear* PL), 13 artigos, onde as eficiências de carga e descarga são consideradas fixas; e modelos lineares (L) nos que não são consideradas perdas, 17 artigos. O problema de otimização é resolvido usando diferentes abordagens, sendo a mais comum a Programação Quadrática (do inglês *Quadratic Programming* - QP), total de 11 artigos; seguido pela

Programação Linear (*Linear Programming* – LP), cinco artigos; a Programação Linear Inteira Mista (*Mixed Integer Linear Programming* – MILP), quatro artigos; a Programação Inteira Mista combinada Linear e Não-Linear (*combined mixed integer linear and nonlinear programming* – MNLP), três artigos; a programação dinâmica (*Dynamic Programming*), três artigos; dois artigos relativos a soluções de otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization* PSO); e um artigo publicado por cada uma das seguintes soluções, algoritmos genéticos (*Genetic Algorithm* -GA), programação semidefinida (*Semidefinite programming* – SDP), programação cônica de segunda ordem (*Second-order cone programming* SODP) e programação quadrática inteira mista (*mixed integer quadratic programming* MIQP). O período de amostragem varia de 10 a 60 minutos na maioria dos casos. O conceito de horizonte deslizante, próprio da abordagem de controle preditivo MPC, é reportado em 19 artigos, onde os horizontes de previsão são na maioria de 24 horas. As soluções consideram o modo de operação ilhado da microrrede (13 artigos) ou conectado com a rede (21 artigos), sendo que desses apenas um artigo considera os dois modos de operação. A otimização estocástica é considerada em apenas três artigos, e a otimização da vida útil do SAE em apenas seis artigos. Uma informação adicional interessante apresentada pelos autores tem relação com a maturidade da tecnologia da solução proposta, onde do nível dois a cinco é indicada a natureza incipiente da área de pesquisa e o nível seis indica a necessidade de uma demonstração bem-sucedida.

A partir desse panorama, observa-se que o acoplamento de microrredes em corrente contínua tem sido tratado em poucas soluções de terceiro nível. Além disso, apenas um dos trabalhos reportados em Morstyn *et al.* (2016), propõe uma solução de controle abordagem MPC, que considera na solução do problema de otimização a abordagem MILP, aplicada em microrredes interligadas com a rede da concessionária. Porém, a solução considera apenas o acoplamento AC da microrrede, e não considera a vida útil do SAE (Parisio *et al.*, 2014). É uma solução de nível 3 na classificação da maturidade da tecnologia. Em outro trabalho, o problema do gerenciamento ótimo de uma microrrede com acoplamento DC e considerando sua operação no modo ilhado, é solucionado usando uma abordagem MILP, porém do tipo *off-line* e sem considerar a vida útil do SAE na solução (Sechilariu *et al.*, 2014).

Os aspectos mencionados anteriormente destacam a contribuição da solução proposta nesta tese. Uma vez que se propõe a otimização de microrredes com acoplamento DC, configuração pouco tratada em soluções de terceiro nível, usando uma abordagem MPC de



controle preditivo que permite a otimização da operação da microrrede de forma *on-line* usando uma abordagem MILP, tecnologia com um nível de amadurecimento apenas em estágio incipiente conforme indicado em Morstyn *et al.* (2016). Além disso na formulação do problema de otimização, é avaliada na função objetivo a vida útil do SAE; e é incluído na formulação da lei de controle, adicionalmente, uma abordagem estocástica desenvolvida com o intuito de melhorar o desempenho da formulação MPC uma vez que são tratadas as incertezas nos modelos de previsão de produção e consumo de energia. Conforme a revisão da literatura apresentada em Morstyn *et al.* (2016), não há relato de uma solução que abranja todos os aspectos anteriormente mencionados. Adicionalmente, o fato que a formulação proposta, envolva procedimentos de baixo custo conforme será apresentado nos próximos capítulos, fará factível sua implementação prática em uma microrrede real e a integração em/ou o desenvolvimento de novas soluções comerciais, contribuindo assim no amadurecimento da tecnologia envolvida.

Nas próximas seções é apresentada uma visão geral das abordagens MPC e MILP e de soluções reportadas na literatura que usam alguma dessas ou a combinação das duas abordagens para o gerenciamento de microrredes. Alguns trabalhos que reportam na solução do problema de otimização abordagens como GA, LP, QP e ILP também são mencionados. Nesta revisão da literatura, são citados alguns dos trabalhos mencionados em Morstyn *et al.* (2016) e adicionalmente outros trabalhos; e são destacadas as diferenças e as vantagens da formulação proposta nesta tese quando comparada com as soluções reportadas na literatura.

## **2.4 Abordagens MPC e MILP para o controle e otimização de microrredes**

### **2.4.1 Abordagem MPC**

Uma das técnicas de controle preditivo que têm se destacado em aplicações industriais é o controle preditivo baseado no modelo MPC. O MPC refere-se a um amplo conjunto de métodos, entre esses podem ser citados o DMC (*Dinamic Matrix Control*) o MAC (*Model Algorithm Control*) e o GPC (*Generalized Predictive Control*), que usam explicitamente o modelo do processo para obter o sinal de controle minimizando uma função objetivo. Alguma das razões de seu sucesso está relacionada com o seu desempenho e robustez no controle de processos complexos, com atraso de transporte, processos não lineares, processos multivariáveis, processos com restrições que podem ser consideradas explicitamente no cálculo da lei de controle, e a possibilidade de integração de abordagens

de otimização (Camacho & Bordons, 2007). No final da década dos 70, o MPC (*Model Predictive Control*) surgiu não apenas como uma estratégia de controle e sim como um conceito usado para identificar e alavancar o desenvolvimento de um amplo conjunto de métodos de controle, caracterizados pelos seguintes princípios ou elementos básicos (Camacho & Bordons, 2007):

### **Modelo de Previsão**

É o principal elemento. Em um modelo entrada-saída representa a relação entre as variáveis de saída, e as variáveis de entrada mensuráveis ou não mensuráveis. Sua importância consiste na possibilidade do cálculo de saídas futuras  $y(k + i|k)$ <sup>6</sup> a cada instante  $k$  para um determinado horizonte de previsão ( $Ny$ ) onde  $i \in \{N_1, \dots, Ny\}$ <sup>7</sup>. Este cálculo depende do conhecimento até o instante  $k$  de valores passados das variáveis de entrada e de saída; e dos sinais de controle futuros  $u(k + i|k)$  com  $i \in \{1, \dots, Nu\}$ <sup>8</sup>. Em função da característica das variáveis de entrada, o modelo de previsão é separado em duas partes: O modelo do processo e o modelo da perturbação.

Importante destacar nesta parte, que o conceito MPC é de natureza aberta, onde não existe uma única forma de modelar o processo, podendo ser usada uma ampla variedade de técnicas de modelagem cuja escolha depende do conhecimento e das características do processo. Razão pela qual uma das diferenças existentes entre os métodos de controle MPC é o modelo usado por cada método para representar o processo e a perturbação.

Modelo do Processo. Relaciona as variáveis de saída com as variáveis de entrada que são mensuráveis; as últimas podem ser manipuláveis e consideradas como sinais de controle ou não manipuláveis e consideradas como perturbações mensuráveis. Os modelos lineares mais usados são: resposta impulsiva, usado pelo método MAC (*Model Algorithm Control*); resposta ao degrau, usado pelo método DMC (*Dynamic Matrix Control*), função de transferência, usado pelo método GPC (*Generalized Predictive Control*), espaço de estados,

---

<sup>6</sup> Relembrar que a notação  $\hat{y}(k + i|k)$  indica o valor previsto da variável  $y$  no instante futuro  $k + i$  calculado no instante  $k$ .

<sup>7</sup>  $N_1$  e  $Ny$  são definidos em função do conhecimento do problema e os objetivos a serem atingidos pelo controlador. Por exemplo em um processo com atraso  $d$ ,  $N_1$  deve ser maior que  $k + d$ .

<sup>8</sup>  $Nu$  corresponde ao horizonte de controle e considera que após um determinado intervalo  $Nu < Ny$  não há variação no sinal de controle. Esse conceito pode ser usado para reduzir o tempo computacional necessário para a solução do problema de otimização uma vez que reduz o número de variáveis de decisão, e pode melhorar a robustez e o desempenho do sistema ao limitar a livre evolução das variáveis manipuladas no sistema (Camacho & Bordons, 2007).

usado no método PFC (*Predictive Functional Control*). Também podem ser usados outros modelos como modelos não lineares, redes neurais, e lógica *fuzzy* (Vergara-Dietrich *et al.*, 2017).

**Modelo da Perturbação.** É usado para descrever as perturbações que afetam o processo. Geralmente se calcula um modelo que relaciona as perturbações com a saída do processo. Pode ser usado de forma geral para descrever o comportamento não reproduzido pelo modelo do processo, considerando o efeito de variáveis de entrada não mensuráveis, ruídos e erros na modelagem (Pawlowski, 2012).

### **Função Objetivo**

A função objetivo ou função de custo não tem uma formulação única, depende das características do problema, no entanto busca quantificar em função dos valores das saídas futuras e dos sinais de controle, o propósito ou objetivo do controlador. Geralmente a função de custo quantifica o erro entre as saídas futuras e uma determinada referência e o esforço de controle de forma incremental  $\Delta u(k + i|k)$  ou de forma direta  $u(k + i|k)$ .

A função objetivo pode ser minimizada (ou maximizada) considerando ou não restrições. Porém, nas aplicações práticas todos os processos estão submetidos a restrições. Por exemplo limites em atuadores como a posição de válvulas, limites de potência de saída de fontes de energia, conversores de potência, entre outros. Essas restrições dependem de limitações físicas ou de faixas de operação de segurança definidas pelo projetista para prolongar a vida útil dos equipamentos. Quando consideradas essas restrições a solução do problema de otimização não pode ser calculada, em geral analiticamente, e por ser mais complexa, técnicas de otimização devem ser consideradas (Camacho & Bordons, 2007).

### **Formulação da Lei de Controle**

A formulação da lei de controle considera inicialmente o cálculo do conjunto de sinais de controle futuros que minimizam (ou maximizam) a função objetivo. Uma vez calculado o vetor de controle futuro, se utiliza o conceito de horizonte deslizante, onde apenas o primeiro elemento do vetor de controle ótimo  $u(k|k)$  é considerado e enviado ao processo, e os outros descartados, dado que no seguinte instante de amostragem o cálculo do controle se repete. Isto dá ao controle MPC uma certa robustez, dado que no próximo instante de tempo, a saída  $y(k + 1)$  já é conhecida e novas previsões são realizadas a partir desse valor atualizado obtendo-se um novo valor do sinal de controle  $u(k + 1|k + 1)$  calculado no

instante  $k + 1$ , o qual em principio é diferente ao valor  $u(k + 1|k)$ , devido a essa nova informação existente (Camacho & Bordons, 2007).

### 2.4.2 Abordagem MILP

A abordagem de programação linear inteira mista, do inglês *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) é baseada na especificação algébrica de um conjunto de alternativas factíveis para a solução de um problema, em que uma função objetivo é usada como critério de decisão. Para que isso seja possível são necessárias as seguintes condições: (i) Incluir na modelagem variáveis de decisão inteiras, (frequentemente são usadas variáveis binárias 0 ou 1), e variáveis de decisão contínuas. (ii) Expressar o critério de decisão como uma função linear dessas variáveis. (iii) Representar o conjunto de alternativas factíveis como variáveis de solução, respeitando um conjunto de igualdades e desigualdades lineares. Com estas considerações, a abordagem MILP tem sido usada na solução de diversos problemas de otimização, incluindo planejamento de sistemas, agendamento de ações, projeto de redes, gerenciamento de cadeias de fornecimento entre outros (Magatão, 2005).

A equação (2.1) define uma formulação geral da abordagem MILP, onde  $c_j$  e  $c_i$  correspondem a parâmetros de custo das variáveis contínuas  $x_j$  e binárias  $\delta_i$ , respectivamente;  $a_{kj}$  e  $a_{ki}$  são parâmetros de restrição das variáveis contínuas e binárias; e  $b_k$  correspondem aos requerimentos do problema.  $J$  é o conjunto de variáveis contínuas,  $I$  o de variáveis inteiras, e  $K$  o de restrições. O símbolo  $\rho$  denota relações matemáticas de desigualdade  $\leq$ ,  $\geq$  e igualdade  $=$ . Um modelo de maximização pode ser formulado como um problema de minimização, multiplicando a função objetivo por (-1) e minimizando-a (Magatão, 2005).

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{j \in J} C_j x_j + \sum_{i \in I} C_i \delta_i \\
 \text{s. t. } & \sum_{j \in J} a_{kj} x_j + \sum_{i \in I} a_{ki} \delta_i \{\rho\} b_k \quad \forall k \in K \\
 & x_j \geq 0 \quad \forall j \in J \\
 & \delta_i \in Z_+ \quad \forall i \in I
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Na solução do problema de otimização dado pela equação (2.1) é usado, por exemplo, o método ramificar e podar (do inglês *branch and bound*), baseado na estratégia dividir e conquistar, para tratar problemas com variáveis contínuas e inteiras. A ideia geral é realizar um sucessivo particionamento no espaço de soluções válidas do modelo. O problema é

dividido em subproblemas onde a partir da solução desses subproblemas pode-se chegar à solução do problema inicial. O passo inicial do método consiste em encontrar a solução de um problema de programação linear, que pode ser realizado por diversos métodos, entre eles o *Simplex*. Se essa solução que pode ser chamada como relaxada não violar as restrições de integralidade, a solução é a ótima e o problema está solucionado, caso contrário, procede-se à construção de uma árvore de busca (Magatão, 2005).

### **2.4.3 Revisão da literatura sobre as abordagens MPC e MILP para o controle e otimização de microrredes**

A maioria de aplicações do MPC são na área química e petroquímica, produção de papel, processamento de alimentos, indústria aeroespacial e automotiva, mineração e metalurgia entre outras. Porém, pelas características do problema de gerenciamento de microrredes tratado nesta tese, o nível e os objetivos de controle, onde é necessário lidar com previsões de produção e consumo de energia, incertezas de previsão e restrições operacionais, a abordagem MPC é uma interessante opção. Por este motivo, o MPC tem sido usado em microrredes com êxito, ainda que em um percentual menor quando comparado com outras aplicações. A abordagem MILP também se mostra interessante, e pode ser integrada na abordagem MPC, para solução do problema de otimização apresentado. Sua principal característica que a torna adequada ao problema do gerenciamento de potência na microrrede, é a possibilidade de usar variáveis binárias na formulação, as quais podem modelar dispositivos, elementos ou sistemas que apresentam a condição de fluxo bidirecional de potência.

Importante mencionar, que a ocorrência simultânea de fluxos de potência em sentidos contrários em um mesmo dispositivo é uma condição fisicamente irrealizável e os modelos de otimização devem garantir uma solução possível para o gerenciamento de potência. Neste sentido, existem soluções reportadas na literatura que lidam com esse problema, e utilizam variáveis binárias para controlar a direção do fluxo de potência e seu gerenciamento, porém, devido à estratégia adotada, precisam do uso de programas comerciais complexos, (por exemplo o CPLEX (CPLEX, 2017) ) e uma carga computacional elevada, para implementar e alcançar a solução dos modelos propostos. Os trabalhos de Parisio e Glielmo (2011), Gambino *et al.* (2014), Parisio *et al.* (2014), e Parisio *et al.* (2016) são exemplos dessa solução. Esses trabalhos desenvolvem abordagens de controle preditivo MPC complementadas com abordagens MILP, usando uma estrutura MLD (*Mixed Logical*

*Dynamical*) para a otimização da operação de microrredes com acoplamento AC e interligadas com a rede da concessionária. O fluxo bidirecional através da bateria e na rede da concessionária é modelado, introduzindo variáveis binárias, variáveis auxiliares contínuas e operações matemáticas entre vetores, realizadas por cada elemento bidirecional e para cada iteração que permitem expressar condições do tipo “*if...then*” como desigualdades lineares inteiras mistas. Nesses trabalhos, um problema de despacho econômico é estabelecido, no qual a função objetivo é formulada para reduzir os custos da produção energética de fontes de GD, e maximizar os benefícios econômicos da venda de energia para a concessionária, seguindo as regras do sistema de compensação do tipo *feed-in*. Nessa função objetivo são considerados os custos de operação e manutenção das fontes de GD, porém, o custo de operação da bateria é modelado de forma simplificada. Nessa simplificação, as potências elevadas de carga e descarga são penalizadas apenas por uma constante de proporcionalidade, e variáveis auxiliares são novamente usadas para o cálculo do valor absoluto da potência da bateria. O modelo da bateria também é um modelo simplificado. Para descrever o estado de carga da bateria são incluídas constantes de degradação sem informar a forma de cálculo das mesmas, e os limites operacionais da bateria são definidos pelo estado máximo e mínimo de carga. As eficiências dos conversores de potência usados para integração dos elementos no barramento AC são desconsideradas.

Outros trabalhos reportam modelos de otimização mais simplificados, abrangendo apenas algumas condições da microrrede. Esse é o caso do trabalho desenvolvido por Ravichandrad *et al.* (2018) que propõe uma abordagem MILP para otimização de microrredes AC que operam interligadas com a rede da concessionária, com sistema de compensação *feed-in*. Neste, um controle do tipo *On/Off* é usado para o carregamento de veículos elétricos (*electric vehicles* - EVs). O problema do fluxo bidirecional simultâneo é resolvido, porém, a carga do veículo é limitada a um valor de potência fixo. Além desse trabalho, Yao & Venkatasubramaniam (2015) propõem uma abordagem de programação linear inteira (*Integer Linear Programmin* – ILP) para otimizar a operação de um SAE comunitário considerando neste caso, o sistema de compensação de energia líquida (*net-metering*). Nesse, a simplificação consiste em assumir a eficiência da energia perfeita e os níveis de energia discretos, suposições irrealistas para utilização na prática.

Conforme será descrito em detalhe nos próximos capítulos, o modelo elétrico proposto resolve o problema de fluxo bidirecional simultâneo e supera as limitações e suposições

citadas anteriormente, uma vez que a formulação adotada é baseada em restrições lógicas, e a conexão entre variáveis binárias e contínuas é realizada sem limitações de valores contínuos de potência. Como resultado, o modelo proposto exige recursos computacionais mais baixos e é executado em um ambiente computacional de livre distribuição. A abordagem MILP desenvolvida evita soluções contemplando o carregamento e descarregamento simultâneo do SAE, o fluxo de energia simultâneo através do inversor de energia (isto, em uma microrrede com acoplamento DC, o fluxo de energia do barramento DC para o barramento AC e vice-versa) e o consumo e exportação de energia simultaneamente de ou para a rede elétrica. Além disso a eficiência do SAE e dos conversores de potência usados são também incluídas no modelo para a integração dos elementos da microrrede.

Conforme revisão realizada por Morstyn *et al.* (2016) e pelo próprio autor, a maioria de soluções para o controle e otimização de microrredes consideram a configuração de acoplamento da microrrede do tipo AC, em menor número o acoplamento AC e híbrido. Como exemplo, pode ser citado o trabalho de Dufo-López *et al.* (2007) que propõe a abordagem de Algoritmos Genéticos (GA) para otimizar uma microrrede ilhada com acoplamento híbrido. Ainda que o modelo elétrico considere a eficiência dos conversores de potência e o custo do uso do SAE, este é apenas limitado à potência nominal da bateria e ao processo de descarga. Além disso, apresenta uma desvantagem, o modelo de otimização é resolvido usando uma abordagem heurística que não garante a otimalidade da solução e exige tempo de processamento elevado, o que inviabiliza a aplicação do modelo de otimização em soluções de controle do tipo *on-line*. Em Sechilariu *et al.* (2014) uma abordagem MILP é proposta para a otimização de uma microrrede DC isolada. Nesta abordagem, uma vez que a carga é de natureza DC, o equilíbrio de potência é apenas garantido em um único barramento, no qual o modelo da bateria é simplificado, não havendo uma restrição que garanta que a bateria não seja carregada e descarregada no mesmo instante; e na formulação da função objetivo o custo do uso da bateria é quantificado usando uma tarifa para o armazenamento de energia multiplicado pela soma das potências de carga e descarga. Em Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016), o problema do gerenciamento de uma microrrede com acoplamento DC e conectada com a rede da concessionária é resolvido por uma abordagem MPC para o controle e uma abordagem de Programação Quadrática para solução do problema de otimização. Nesse trabalho, é proposto um modelo mais detalhado para quantificação do custo do uso de baterias quando comparado com os modelos de Dufo-

López *et al.* (2007), Sechilariu *et al.* (2014) e Parisio *et al.* (2014). Na formulação da função custo, uma função quadrática penaliza os valores mais altos de potência de carga e descarga da bateria. Os modelos de otimização dos dois últimos trabalhos são implementados e resolvidos usando o ambiente CPLEX (CPLEX, 2017).

Neste contexto, como contribuição adicional, o modelo elétrico proposto nesta tese, oferece uma solução alternativa para otimização de microrredes DC baseada em uma abordagem MILP, onde no modelo de otimização são formuladas restrições que garantem o equilíbrio energético em dois barramentos, DC e AC e além disto consideram todas as possibilidades de fluxo de potência dentro da microrrede e as eficiências de todos os elementos, incluindo aqueles que apresentam fluxos bidirecionais. Com algumas alterações básicas, a abordagem proposta pode ser aplicada também em microrredes com acoplamento AC, conforme reportado no trabalho de López-Salamanca *et al.* (2014).

A solução proposta nesta tese também considera um modelo de bateria mais completo (Manwell & McGowan 1993; López-Salamanca *et al.* 2014; Fonseca *et al.* 2015; HOMER Energy 2015) cujos parâmetros de modelagem, podem ser obtidos a partir de informações técnicas básicas disponibilizadas pelo fabricante. Neste sentido, como contribuição adicional, uma formulação baseada em Dufo-López *et al.* (2007), Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016) e incluindo de forma inédita na formulação o uso da coeficiente empírico de Peukert para penalizar as altas correntes através da bateria é desenvolvida. Esta é uma nova abordagem que pode ser usada nos problemas de otimização de microrredes com baterias, apresentando a vantagem que comparada com a formulação proposta Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016), o conjunto de parâmetros necessários no modelo podem ser facilmente calculados a partir de folhas de especificações (para baterias novas) ou por testes simples de carga e descarga (para baterias usadas). A otimização da operação da bateria assim modelada pode ser resolvida por métodos de otimização não lineares, ou por uma abordagem MILP usando formulações que permitam a linearização por partes, conforme proposto neste trabalho e detalhado no Capítulo 4. Convém ressaltar, que de modo semelhante ao da bateria, a modelagem dos outros elementos (conversores, painéis solares, etc) formando a microrrede estudada, também tem parâmetros obtidos a partir de dados do fabricante, já que são todos elementos reais.

Em geral, as soluções para o gerenciamento de microrredes consideram na formulação do problema de otimização, as regras definidas pelos sistemas de compensação de



energizado tipo *feed-in*, havendo poucos trabalhos na literatura usando o sistema *net-metering*, cujas regras tarifárias e de intercâmbio são bastante simplificadas. Tal é o caso do trabalho de Yao & Venkitasubramaniam (2015) discutido anteriormente, e o trabalho de Ratnam *et al.* (2015) que propõe uma abordagem de Programação Linear (LP) cujo objetivo é maximizar a economia operacional da microrrede, equilibrando o excesso de geração de sistemas fotovoltaicos e os sistemas de armazenamento de energia via políticas de compensação de energia líquida, nas quais o consumidor é tarifado e compensado na mesma proporção. Estudos locais que podem ser citados considerando regras tarifárias com postos horários diferenciados são os trabalhos de Ferronato (2014), Fonseca *et al.* (2015) nos quais um controle heurístico do tipo *if-then-else* é proposto para o gerenciamento de microrredes com acoplamento DC e operando interligadas com a rede da concessionária. A solução agenda a carga e descarga da bateria, considerando tarifas de energia diferenciadas, porém, monômias, cujo preço de energia varia em função da hora do dia, e limitam a microrrede apenas a importar energia da rede, porém sem considerar a otimização de sua operação. Um modelo MILP é proposto em López-Salamanca *et al.* (2014) para a otimização da operação de microrredes com acoplamento AC, considerando a mesma modalidade tarifária mantendo as mesmas limitações de importação de energia e sim quantificar o custo de operação do SAE.

Considerando especificamente, o contexto técnico econômico e normativo do Brasil, poucos estudos têm sido reportados para o gerenciamento de microrredes, uma vez que conforme discutido no Capítulo 1, é ainda um tema incipiente. Além dos trabalhos já citados de Ferronato (2014), López-Salamanca *et al.* (2014) e Fonseca *et al.* (2015), podem ser citados ainda, os trabalhos de Morato *et al.* (2017) e Vergara-Dietrich *et al.* (2017) nos quais um problema de mercado energético é analisado apresentando soluções que integram uma abordagem MPC com QP e MPC com restrições probabilísticas e QP, respectivamente. Essas soluções são propostas para a otimização de usinas de cana de açúcar híbridas integradas na matriz energética. Ambas soluções são validadas computacionalmente usando Matlab/CPLEX.

A pouca quantidade de trabalhos que reportam soluções para o controle e otimização de microrredes no contexto do sistema de compensação de energia líquida (*net-metering*) e especificamente, no contexto econômico e normativo do Brasil, sugerem o desafio do problema de estudo e a oportunidade do desenvolvimento de novas soluções. O principal

desafio que precisa ser superado é o entendimento e posterior modelagem matemática de regras complexas que definem as modalidades tarifárias e o intercambio energético no contexto brasileiro. Relativo às modalidades tarifárias, essas são diferenciais (os preços de energia variam em função da hora do dia); monômias (quantificam o consumo de energia), ou binômias (quantificam o consumo de energia e a demanda de potência incluindo penalização). Relativo ao intercambio energético, existem diversas possibilidades de compensação energética, considerando os postos horários, as tarifas para cada posto e os procedimentos comerciais da concessionária.

Considerando esses desafios, uma contribuição destacável da solução proposta nesta tese e que poderá ser replicável em contextos similares é a formulação de um modelo que quantifica em uma função objetivo unificada as regras reais brasileiras das modalidades tarifárias e do sistema de compensação de energia líquida. Essa formulação original permite modelar as diferentes estratégias para o intercâmbio de energia entre o prosumidor e a concessionária por meio de relações lógicas em forma de restrições lineares usando uma abordagem MILP. Assim, o próprio modelo de otimização define qual a melhor estratégia a ser utilizada, sem precisar resolver o problema de otimização em separado. As regras são objeto de estudo da próxima subseção e a solução proposta é detalhada no Capítulo 4.

Adicionalmente, a viabilidade da aplicação da abordagem proposta no controle e otimização de microrredes reais, e a possibilidade de desenvolver soluções comerciais econômicas para o gerenciamento de microrredes, além da abordagem MILP integrada a ao controle MPC, em que os modelos são desenvolvidos a partir de informações básicas disponibilizadas pelo fabricante, e implementados e resolvidos usando softwares de livre distribuição, são contribuições marcantes desta tese.

Finalmente, a proposta de uma abordagem estocástica que permite lidar com incertezas oriundas dos modelos de séries temporais construídos para previsão de produção e consumo de energia, a partir de dados históricos registrados pela própria microrrede complementa a contribuição do trabalho. Os modelos de previsão são desenvolvidos visando melhorar o desempenho do controlador MPC, através de alterações pontuais, baseadas no trabalho de Vergara-Dietrich *et al.* (2017) nas restrições do problema de otimização inicial, sem inviabilizar a aplicabilidade da solução proposta conforme será discutido no Capítulo 5.

Na Tabela 2.1 são resumidos os principais aspectos que caracterizam as contribuições desta tese de doutorado, quando comparados com os trabalhos da literatura considerados de maior relevância no desenvolvimento da solução proposta.

Tabela 2.1. Resumo das contribuições da tese

	Dufo-López <i>et. al</i> (2007)	Parisio <i>et. al</i> (2014)	Yao & V. (2015)	Garcia-Torres <i>et al.</i> (2016)	Tese
<b>Acoplamento</b>	Híbrido <i>Stand-Alone</i> SAE e	<i>AC grid-tied</i>	<i>AC grid-tied</i>	<i>DC grid-tied</i> SAE e	<i>DC grid-tied</i> SAE e
<b>Eficiências</b>	Conversores de Potência	SAE	SAE=1	Conversores de Potência	Conversores de Potência
<b>Tarifa</b>	---	Dinâmica Monômia	Dinâmica Monômia	Dinâmica Monômia	Diferencial Binômia
<b>Compensação</b>	---	<i>Feed-in</i>	<i>Net-metering</i>	<i>Feed-in</i>	<i>Net-metering</i>
<b>Custo SAE</b>	Linear	Linear	Não	Quadrático	<u>Polinomial</u>
<b>Abordagem da Otimização Software</b>	AG	MILP	ILP	QP	MILP
<b>Otimização Análise Estocástica</b>	Não informado	CEPLEX (USD\$)	CEPLEX (USD\$)	CEPLEX (USD\$)	<u>Gusek (Livre)</u> <u>Restrições</u> <u>Probabilísticas</u>

Até aqui, foram apresentados os aspectos conceituais que oferecem uma visão global do problema de estudo e que delimitam e permitem identificar o nível de controle da solução proposta nesta tese, dentro de uma estrutura hierárquica. Também foram citados os trabalhos da literatura que tratam de soluções para o gerenciamento de microrredes, permitindo contextualizar e apresentar em termos gerais as contribuições desta tese.

O passo seguinte necessário ao entendimento do problema e que será objeto de estudo na próxima subseção, é uma discussão em detalhe dos aspectos importantes que particularizam o problema, evidenciam sua complexidade, e geram os subsídios para a formulação da solução.

## 2.5 Contexto do problema

Conforme mencionado na introdução deste capítulo, para o desenvolvimento da solução proposta na tese, é necessário estabelecer os objetivos pretendidos, as limitações e exigências na operação da microrrede, considerando o contexto técnico, econômico e normativo vigente que a definem. Para isso, devem ser estabelecidas as características e restrições técnicas e operacionais dos elementos que constituem a microrrede assim como de sua integração; entender a estrutura tarifária e as regras estabelecidas pelas normas para

o intercâmbio energético com a concessionária da qual o prosumidor proprietário da microrrede é cliente. A definição dos aspectos técnicos, econômicos e normativos que contextualizam o problema, é objeto de estudo nesta seção.

### **2.5.1 Aspectos técnicos e operacionais da microrrede**

Conforme elementos discutidos na subseção 2.2 e a configuração elétrica para acoplamento desses elementos, a proposta desta tese de doutorado pode ser aplicada à operação conectada à rede da concessionária de microrredes com acoplamento DC, podendo também ser adaptada com mínimas alterações ao acoplamento AC, constituída pelos seguintes elementos e de acordo com as considerações técnicas e operacionais, descritas a seguir.

#### **Fonte de Energia Renovável – FER**

Na solução de controle proposta, considera-se como uma fonte não controlada, não possui variáveis que podem ser manipuladas para obter uma potência específica na saída, e assim sua potência depende apenas de fatores climáticos não controlados. Por esta razão, a potência dessa fonte é considerada na formulação do controlador como uma perturbação. Exemplo desse tipo de fonte são as fontes de geração fotovoltaica e eólica.

A potência de saída da FER pode, no entanto, ser calculada ou medida diretamente. O cálculo é feito indiretamente, por meio de modelos computacionais desenvolvidos a partir da especificação técnica da fonte, e do conhecimento da física de seu funcionamento. Esses modelos descrevem a dinâmica da FER e relacionam a potência de saída com variáveis climáticas que podem ser medidas, tais como velocidade do vento para o caso de geração eólica, irradiância para o caso de geração fotovoltaica, temperatura, umidade, entre outros (Fonseca *et al.*, 2015). No outro caso, a potência pode ser medida diretamente por meio de sistemas de monitoramento e registro, disponibilizados nos conversores de potência usados para integração das FERs na microrrede. Para os dois casos é necessário que as medições e os cálculos sejam realizados com uma taxa mínima de amostragem de acordo com os objetivos do controlador. O período de amostragem das medições de potência da FER deve ser igual ao período de amostragem das medições usadas para definir a curva de carga do consumidor.

Uma vez que é proposta uma abordagem preditiva MPC, é interessante estimar valores futuros de produção de potência para um horizonte de previsão. Esta previsão pode ser

realizada usando modelos de previsão, desenvolvidos a partir de dados históricos, razão pelo qual é necessário adicionalmente o armazenamento de dados em memória de massa de tamanho que dependerá do modelo a ser usado. Em função da sazonalidade do comportamento da FER, será necessário desenvolver diferentes modelos para cada período do ano, podendo ser por exemplo para cada estação do ano.

Como exemplo, na microrrede utilizada para validação da solução proposta, a FER corresponde a um sistema fotovoltaico. Este sistema é constituído por cento e trinta e dois (132) painéis de 230 Wpk marca Wsolar, modelo YM230M-60 com tecnologia de silício monocristalino. A potência total do arranjo é igual a 30.36 kW. Os painéis são distribuídos em três grupos, em relação a sua orientação geográfica. O grupo um é orientado ao sul e está constituído por quatro (4) linhas (*strings*) de quinze painéis cada; cinco conjuntos de três painéis em série, para uma potência de 3,45 kWp por linha e potência total do grupo de 13,8 kWp. O grupo dois é orientado ao leste e apresenta a mesma configuração do grupo um e potência total de 13,8 kWp. O grupo três com uma orientação sul-leste é constituído por uma (1) linha de doze painéis distribuídos em quatro conjuntos de três painéis em série, potência total de 2,76 kWp.

### **Carga elétrica**

Na solução de controle proposta, considera-se como premissa inicial que a carga não é um elemento controlável, correspondendo apenas ao somatório de cargas críticas do consumidor que devem ser atendidas, e uma vez que não é um elemento controlável, considera-se como uma perturbação do sistema. Igual ao caso das FERs, é necessário o monitoramento da potência demandada pela carga, com um período de amostragem mínimo em função dos objetivos do controlador. Uma vez que a função objetivo considera minimizar o valor da fatura de energia, esse deve ser igual ao período de integralização do medidor com que a concessionária contabiliza o consumo de energia e a demanda máxima registrada, dependendo da modalidade tarifária. A previsão de demanda da carga pode ser realizada também por meio de modelos de previsão. Os dados para o desenvolvimento dos modelos e para cálculo da previsão, poderão ser obtidos a partir do uso de analisadores de potência, medidores de qualidade de energia de baixo custo ou *dataloggers* instalados para monitorar exclusivamente à carga. Esses equipamentos devem permitir o registro de magnitudes como tensão e corrente, e o cálculo de potência. Dados históricos de potência deverão ser registrados e transmitidos de forma *on-line* ao centro de computação onde está

implementado o algoritmo de controle. Em função da sazonalidade da carga, será necessário desenvolver diferentes modelos para cada período do ano.

Como exemplo, a carga elétrica na microrrede utilizada para validação da solução proposta, corresponde à carga do barracão do prédio LAC do Lactec, identificado perante a Copel como consumidor número 49178652. A carga total é concentrada no PAC onde a planta é conectada com a rede de distribuição da concessionária via transformador de 300 kVA 13,8/0,22 kV. A demanda contratada é de 50 kW.

### **Sistema de Armazenamento de Energia**

No contexto de microrredes, SAEs são usados para melhorar os benefícios técnicos e econômicos das microrredes. Alguns destes benefícios que podem ser citados são: melhorar a confiabilidade dos sistemas elétricos, reduzir perdas financeiras associadas a problemas de qualidade de energia e interrupções, redução de picos de demanda e incremento das vantagens do uso de FERs (Logenthiran & Srinivasan, 2011).

Baterias são a tecnologia eletroquímica clássica para armazenar energia. Dentre as mais diferentes classificações que possam ser utilizadas para categorizar as aplicações de baterias em SAEs, a proposta por Divya & Østergaard (2009) mostra que estas podem ser classificadas de acordo com o seu tempo de atuação, assim:

Aplicações Instantâneas (de 0 até alguns segundos): Este tipo de aplicação usualmente serve para o controle de frequência primária, manutenção de inércia e qualidade de energia. Este tipo de aplicação exige baterias de alta densidade de potência e que suportem atuar fornecendo altas quantidades de potência em pequenos períodos de tempo.

Aplicações de Curtos Períodos (de poucos segundos até minutos): Este tipo de aplicação usualmente serve para o controle de frequência secundária e terciária, suavização da potência de saída de aerogeradores, controle de potência reativa e compensação harmônica.

Aplicações de Médios Períodos (de minutos até 5h): Utilizado para controle de carga, corte no pico de demanda, aumento da confiabilidade de sistemas com alto índice de fontes alternativas de energia, de sistemas isolados e de microrredes. Este tipo de aplicação também demanda baterias de alta densidade de energia. Exemplo deste tipo de bateria são as baterias estacionárias.

Aplicações de Longos Períodos (dias): Evitam os custos de novos empreendimentos na construção de linhas de transmissão e de novas usinas de fontes afastadas dos centros de carga.

Pelas características do problema, será considerado o uso de baterias como SAEs em aplicações de médios períodos. Na solução de controle proposta, o SAE corresponde ao elemento controlável, ou à alternativa de decisão desde o ponto de vista da otimização. A potência com que é carregada e descarregada a bateria, corresponde ao sinal de controle ou variável que é manipulada para otimização da função objetivo. Na abordagem MPC é necessário desenvolver um modelo matemático que descreva a dinâmica do SAE, permita prever seu estado de carga ou energia a cada iteração e calcular para um horizonte de controle específico, o vetor de potência que solucione o problema de otimização. O modelo deve incluir também restrições que garantam a operação do SAE dentro de limites seguros, visando prolongar sua vida útil. Na solução proposta, esses modelos são desenvolvidos a partir de informações básicas disponibilizadas pelo fabricante, nas folhas de especificações ou manuais do SAE.

Como exemplo, na microrrede utilizada para validação da solução proposta, o SAE corresponde a um armazenamento com tecnologia eletroquímica constituído por seis (6) conjuntos conectados em paralelo de quatro (4) baterias de chumbo ácido estacionárias marca Moura, modelo 12MF220 Moura Clean. A capacidade de cada bateria é de 220 Ah e do arranjo de 1320 Ah. O banco de baterias está conectado diretamente ao barramento DC.

### **Conversores de potência e interfaces**

A integração dos elementos da microrrede e a conexão com a rede de distribuição é realizada por meio do uso de conversores de potência. A esse grupo correspondem conversores DC/DC e inversores DC/CA unidirecionais ou bidirecionais. Além da integração, os conversores permitem o controle da microrrede, conforme mencionado na seção 2.3, estes fazem parte do sistema de conversão de potência (PCS). Na modelagem e formulação da solução proposta é necessário definir as especificações técnicas desses dispositivos eletrônicos de acordo com os objetivos do controle. Além disso é necessário também definir a configuração de conexão do sistema: se é um sistema acoplado em corrente contínua, em corrente alternada ou com acoplamento híbrido conforme foi apresentado na subseção 2.2 deste documento. A partir dessas informações será possível desenvolver modelos matemáticos dos conversores de energia, adequados para o problema de estudo e

modelos matemáticos que descrevam o intercâmbio de energia elétrica nos pontos de acoplamento dos elementos do sistema, respeitando limites que garantam sua operação segura. Como na obtenção do modelo do SAEs, as informações necessárias para a modelagem dos conversores de potência são obtidas a partir de informações básicas disponibilizadas pelo fabricante.

Na microrrede de validação, o PCS está composto pelos seguintes conversores de potência:

Controladores de Carga. No arranjo dos painéis fotovoltaicos, cada *string* é conectada ao barramento DC, por meio de um controlador de carga. Os nove controladores de carga são de marca Outback Power Technologies, modelo FLEXMax80, com tensão de saída de 48 V e corrente máxima de saída 80 A o que equivale a uma potência de 3,84 kW por controlador, e de 34,56 kW total. A eficiência do controlador de carga é de 97,8% conforme indicado pelo fabricante. O controlador de carga cumpre a função do MPPT, extraindo a máxima potência dos painéis fotovoltaicos e ajustando a tensão de saída do *string* a um valor de tensão adequado ao barramento DC para controlar a carga ou descarga do banco de baterias, e entregar o excedente ao conjunto de inversores.

Sistema de inversores. Constituído por nove inversores marca Outback Power Technologies, modelo GVFX3648LA. A tensão nominal do inversor no lado de corrente contínua é de 48 V, valor que define a tensão do barramento de corrente contínua DC, e a tensão no lado de corrente alternada de 127 V, tensão fase-neutro. Essa última define a tensão no barramento CA ou PAC. A corrente máxima de saída de cada inversor é de 30 A, com uma potência equivalente de saída de 3,6 kVA e com um fator de potência nominal de 1 indicado pelo fabricante, a potência ativa máxima de saída de cada inversor é de 3,6 kW. Considerando os nove inversores, a potência máxima no lado CA do conjunto de inversores é de 32,40 kW. A eficiência de cada inversor é de 93%. Esses inversores têm internamente conversores DC/DC que permitem o controle bidirecional do fluxo de potência, e que operando conjuntamente com os controladores de carga, ajustam a tensão no barramento CC, para controlar a carga ou descarga do banco de baterias.

Definidos os aspectos técnicos e operacionais do problema são definidos agora os aspectos econômicos e normativos.



### 2.5.2 Aspectos econômicos e normativos

Em relação aos aspectos econômicos é necessário definir os custos e lucros econômicos relativos à operação do sistema. Entre esses estão os custos associados à tarifa de energia, os benefícios econômicos ocasionados ao prosumidor pelo intercâmbio energético com a rede de distribuição da concessionária, e devem ser definidas claramente as regras de compensação de energia estabelecidas pelas normas vigentes. Assim também os custos associados à operação do SAE, por ser esse o elemento controlável ou de decisão, devem ser definidos. A seguir uma descrição geral desses custos. Maiores detalhes serão abordados nos capítulos 3 e 4.

#### **Modalidades tarifárias**

A resolução normativa da ANEEL 414/2010 estabelece as condições para o fornecimento de energia elétrica no Brasil. Nessa resolução são indicados os requisitos a serem atendidos pelos distribuidores e consumidores de energia elétrica. São apresentados os aspectos relativos à unidade consumidora, a explicação das modalidades tarifárias, as diretrizes para os contratos, a medição e leitura para o faturamento, a fatura, cobrança e pagamento, as responsabilidades do consumidor e da distribuidora. Aspectos relativos à suspensão do fornecimento, ao atendimento ao público, ao ressarcimento de danos elétricos, entre outros também são estabelecidos por essa resolução (ANEEL, 2010). Uma vez que a solução proposta considera a microrrede em operação, os aspectos relativos à sua conexão, contrato com a concessionária, instalação de medidores são assumidos a priori. Como exemplo, um estudo desses aspectos pode ser encontrado em Ferronato (2014). Assim as diretrizes da resolução normativa 414/2010 serão limitadas apenas aos aspectos relativos à modalidade tarifária e ao faturamento. A partir dessas diretrizes, devem ser definidos os valores e encargos que o prosumidor deverá pagar pelo consumo de energia e o uso da infraestrutura da concessionária.

Neste contexto, o sistema de controle proposto poderá ser aplicado às diferentes modalidades tarifárias definidas na resolução ANEEL 414/2010 (ANEEL, 2010). São dois os grupos tarifários em que estão classificadas as unidades consumidoras no Brasil. O grupo A com atendimento igual ou superior a 2,3 kV aéreo e menor que 2,3 kV quando a conexão é subterrânea. O Grupo B correspondente ao atendimento aéreo abaixo de 2,30 kV. Se a instalação da unidade consumidora for classificada no Grupo A, as modalidades tarifárias

que poderão ser abordadas são: horária verde e horária azul. Se for classificada no Grupo B, a modalidade tarifária a considerar é a horária branca.

No grupo A, a tarifa é binômica quer dizer, os preços são cobrados pelo consumo de energia elétrica ativa (R\$/MWh) e pela demanda faturável (R\$/kW); e no grupo B a tarifa é monômica onde os preços são cobrados apenas pela energia elétrica ativa consumida.

O grupo A é dividido em subgrupos de acordo com a tensão de atendimento, assim:

- Subgrupo A1 – Nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 – Nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 – Nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a – Nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 – Nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para o sistema subterrâneo.

O grupo B é dividido em sub-grupos, em função da atividade do consumidor, assim:

- Subgrupo B1 – Residencial e residencial de baixa renda;
- Subgrupo B2 – Rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – Demais classes;
- Subgrupo B4 – Iluminação pública.

A modalidade tarifária é o conjunto de tarifas que são aplicadas para o consumo de energia elétrica ativa e/ou demanda de potência elétrica, de acordo com as modalidades de fornecimento (ANEEL, 2010).

As modalidades tarifárias do Grupo A, são:

Modalidade tarifária convencional binômica. A fatura de energia elétrica considera a soma das parcelas referentes ao consumo, demanda e existindo, demanda de ultrapassagem. Existe uma tarifa única para consumo (R\$/MWh) e outra para demanda (R\$/kWh), independente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou do período do ano (seco ou úmido). Na parcela referente à demanda, é calculado o maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida.

Modalidade tarifária horária verde. A fatura de energia elétrica considera o consumo na ponta e fora dela, a demanda independente do horário, e a ultrapassagem. Existe uma tarifa para o consumo (R\$/MWh) no horário de ponta nos períodos seco e úmido e outra para o horário fora de ponta nos períodos seco e úmido; e uma tarifa única para demanda (R\$/kWh). O posto tarifário ponta é o período de três horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais definidos pela concessionária, em que a demanda e o consumo têm preços mais elevados. O horário fora da ponta para o Grupo A corresponde às restantes vinte e uma horas. O período seco é de sete meses e corresponde aos meses de maio a novembro onde as tarifas apresentam valores mais elevados, o período úmido é um período de cinco meses, de dezembro a abril.

Para modelagem do problema e formulação da função objetivo considerando esta modalidade é necessário definir os horários de ponta e fora da ponta, conhecer os valores da tarifa de consumo para cada posto tarifário e para cada período do ano, a demanda contratada, o valor de tarifa para demanda, e a tarifa referente à ultrapassagem de demanda. Os valores de consumo de energia para cada posto tarifário e demanda máxima prevista serão calculados a partir da variável de saída do processo, que dizer, a partir da potência exportada ou importada da concessionária calculada pela solução do problema de otimização a cada iteração. As três modalidades tarifárias analisadas, consideram os valores da variável de saída para os cálculos.

Modalidade tarifária horária azul. A fatura de energia considera o consumo e a demanda, na ponta e fora dela, e a ultrapassagem. Existe uma tarifa para o consumo (R\$/MWh) no horário de ponta para cada período do ano e outra para o horário fora de ponta para cada período do ano, e uma tarifa para demanda (R\$/kWh) no horário de ponta e outra para o horário fora de ponta. Além disso, é especificado no contrato, a demanda contratada na ponta e a demanda contratada fora da ponta. Para modelagem do problema e formulação da função objetivo, além das informações mencionadas para a tarifa verde aplicáveis para a tarifa azul, é necessário complementá-las com a demanda contratada em cada posto horário e as tarifas referentes à ultrapassagem também para cada posto horário.

No grupo B, as modalidades tarifárias são:

Modalidade tarifária convencional monômnia. A fatura de energia considera apenas o consumo, existindo uma tarifa única (R\$/MWh) independente da hora do dia.

Modalidade tarifária horária branca. Aplicável para as unidades consumidoras do grupo B, exceto o subgrupo B4 e para residência baixa renda do subgrupo B1. A fatura de energia considera o consumo, para três postos tarifários (R\$/MWh): posto tarifário ponta, posto tarifário intermediário, posto tarifário fora da ponta. O posto tarifário ponta corresponde ao mesmo período definido no grupo A, o posto tarifário intermediário corresponde a uma hora imediatamente anterior e outra posterior do período de ponta, e o posto tarifário fora da ponta ao restante de horas do dia. Para formulação da função objetivo considerando esta modalidade tarifária será necessário conhecer as tarifas de energia para cada posto tarifário, os horários que definem esses postos, e a máxima demanda permissível para o enquadramento nessa modalidade.

É importante mencionar que a partir de 2015, as contas de energia incluem o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que indicam se o custo de energia é maior ou menor dependendo das condições de geração de energia elétrica. Na bandeira verde, a tarifa não sofre acréscimo, já a bandeira amarela implica um acréscimo de R\$ 0,025 por cada (kWh) consumido e a bandeira vermelha um acréscimo R\$ 0,045 por cada (kWh) consumido, valores sem tributos. O faturamento e as regras de compensação de energia consideram esta nova inclusão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL define para cada concessionária e para um determinado período por meio de resoluções homologatórias, os valores da Tarifa de Energia – TE e da tarifa do Uso do Sistema de Distribuição – TUSD correspondentes às tarifas de aplicação e que são usadas para o cálculo da fatura de energia. A partir das tarifas de aplicação são calculadas as tarifas com tributos, onde são considerados os impostos PIS, COFINS e ICMS.

### **Tributos**

No Brasil, nos preços de bens e serviços são incluídos tributos. Assim, na fatura de energia elétrica são incluídos tributos federais, estaduais e municipais que são pagos pelos consumidores e que posteriormente a distribuidora repassa aos cofres públicos.

A ANEEL define o valor da tarifa de energia a partir das modalidades tarifárias, sem incluir os tributos, conforme mencionado anteriormente. Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos PIS (Programa de Integração Social), COFINS

(Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), e emitem a fatura de energia<sup>9</sup>.

Maiores detalhes dos cálculos das tarifas de energia e de demanda de potência de acordo com a resolução normativa ANEEL 414/2010 são discutidos na seção 4.4, quando formulada a função objetivo.

Definida as modalidades tarifárias, é necessário conhecer as diretrizes normativas que definem o intercâmbio de energia com a concessionária.

### **Sistema de Compensação de Energia**

A resolução normativa 482 publicada em 17 de abril de 2012 e emendada posteriormente pela resolução normativa 687 de 24 de novembro de 2015 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e define o sistema de compensação líquida, do inglês (*net-metering*) como o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012; ANEEL 2015). As fontes de energia consideradas na norma são a hidráulica, a solar, a eólica, a biomassa ou a cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL. A conexão das centrais geradoras com a rede de distribuição deverá ser por meio das instalações da unidade consumidora. A microgeração distribuída corresponde a centrais geradoras de energia elétrica com potência menor ou igual a 75 kW e a minigeração distribuída são as centrais com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada.

A solução de controle proposta nesta tese considera as regras do sistema de compensação de energia líquida regulado pelas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 (ANEEL, 2012; ANEEL 2015) conforme mencionado anteriormente. O sistema de compensação de energia líquida permite que a energia ativa excedente gerada pela unidade consumidora seja injetada na rede da distribuidora, e cedida à distribuidora local através de um sistema de créditos de 60 meses. Os créditos **poderão** ser usados dentro desse período no momento em que a unidade consumidora precise da energia da distribuidora, compensando assim o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra da

---

<sup>9</sup> No contexto da micro e minigeração distribuída, a opinião da ANEEL é que a tributação deveria incidir apenas na diferença, se esta é positiva, entre o consumo e a energia excedente injetada na rede. Caso essa diferença seja menor que o consumo mínimo, a base dos cálculos dos tributos deveria ser apenas relativa ao valor do custo de disponibilidade (ANEEL, 2014). Este parecer da ANEEL é apenas uma opinião, uma vez que esse tema é de competência dos governos dos Estados e do Distrito Federal.

mesma titularidade do prosumidor, cadastrada com o mesmo CPF ou CNPJ, junto ao Ministério da Fazenda. Caso a unidade consumidora injete menos energia que a consumida, deverá pagar apenas pela diferença entre a energia consumida e a gerada. Caso contrário, receberá esse crédito de energia na próxima fatura. Dependendo da legislação de cada estado, o consumidor poderá pagar os impostos ICMS, PIS e CONFINS incidentes sobre o total da energia absorvida da rede e não apenas da diferença.

No caso em que o consumo seja menor que a geração de energia, e a unidade consumidora esteja enquadrada no Grupo A, a unidade consumidora pagará apenas a parcela referente à demanda; se estiver enquadrada no Grupo B, pagará apenas o custo de disponibilidade, valor em reais equivalente a 30 kWh monofásico, 50 kWh bifásico e 100 kWh trifásico (ANEEL, 2014).

Para o caso de modalidades tarifárias com diferentes postos tarifários e sendo a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, sendo necessária a aplicação de um fator de ajuste. Realizado isto e existindo ainda créditos, a distribuidora de energia, deverá informar na fatura o saldo positivo de energia ativa (kWh) para o ciclo subsequente, por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

Em ANEEL (2014) é resumida a ordem de compensação de créditos nas seguintes etapas:

1. A energia ativa gerada em determinado posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse mesmo posto;
2. Havendo excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento, aplicando um fator de ajuste que depende da relação das tarifas;
3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado para abater o consumo de energia ativa em outra unidade consumidora escolhida pelo consumidor, no mesmo posto horário em que a energia foi gerada e no mesmo ciclo de faturamento;
4. O eventual excedente após aplicação do item 3 deve ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora escolhida pelo consumidor e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário conforme explicado no item 2;
5. Caso ainda haja excedente, o processo descrito nos itens 3 e 4 deve ser repetido para as demais unidades consumidoras cadastradas previamente pelo consumidor, segundo a ordem de prioridade indicada por ele; e

6. Após a aplicação do item 5, até o esgotamento das unidades consumidoras cadastradas, caso ainda existam créditos de energia ativa, o procedimento descrito nos itens 1 a 5 deve ser repetido nessa ordem para os ciclos de faturamento posteriores, obedecido o limite de 36 meses de validade de créditos.

O sistema de compensação de energia líquida é aplicável para as diferentes modalidades tarifárias, porém, é importante mencionar que a compensação é realizada apenas no consumo de energia e não na demanda de potência, custo quantificado nas tarifas verde e azul. A seguir são mencionadas as informações necessárias em cada modalidade tarifária para formular e quantificar na função objetivo as diferentes possibilidades existentes para compensação da energia elétrica: Nas modalidades tarifárias horária verde e horária azul, é necessário conhecer o fator de ajuste que relaciona a tarifa no horário de ponta e no horário fora da ponta, caso a energia gerada em um posto tarifário seja consumida em outro. Na modalidade tarifária horária branca é necessário conhecer os três fatores de ajuste que relacionam as tarifas no horário de ponta, fora da ponta e intermediário. A partir dos valores da variável de saída, correspondente à potência que é consumida ou exportada pela microrrede, são calculados pelo próprio modelo de otimização os montantes de energia consumida ou exportada em cada posto horário, definindo assim estratégia de compensação que minimiza a função objetivo a cada iteração, pela abordagem MPC.

Adicionalmente às diretrizes definidas pela ANEEL para o sistema de compensação, é necessário considerar também as particularidades estipuladas pelos procedimentos comerciais de cada concessionária, especificamente no relativo à definição dos horários dos postos tarifários; e à tributação conforme foi citado anteriormente, tema de competência dos governos dos Estados e do Distrito Federal.

### **Procedimentos Comerciais**

Para Copel Distribuição S.A., concessionária de energia da qual o prosumidor proprietário da microrrede usada na validação, compra a energia, na modalidade tarifária branca, o horário do posto tarifário ponta corresponde às horas 6 p.m., 7 p.m. e 8 p.m. O horário do posto intermediário às horas 5 p.m. e 9 p.m. e o horário do posto fora da ponta ao restante de horas no dia. Para as modalidades tarifárias horárias verde e azul, o período de ponta é o mesmo da tarifa branca, e o período fora da ponta é o restante de horas no dia.

Segundo a Divisão de Procedimentos Comerciais da Copel, a compensação de energia na modalidade tarifária horária verde se aplica apenas para o consumo de energia e não para

demanda da potência. Também será usada essa explicação para definir as regras da compensação de energia quando considerada a tarifa branca. A seguir a explicação para diferentes condições de consumo e geração, de acordo com a divisão citada é apresentada.

No extrato de faturamento é indicada a energia elétrica consumida e gerada em cada posto tarifário, assim como também a parcela correspondente à bandeira tarifária. Existindo geração distribuída, é indicada a compensação de energia realizada no mês e se for o caso o saldo de créditos de energia (kWh) do mês em cada posto horário e o saldo a expirar no próximo mês.

Quando a energia gerada for inferior ou igual à energia consumida. A compensação é realizada com um lançamento de crédito (R\$) na fatura e calculada como a energia injetada vezes a tarifa de aplicação do respectivo posto horário sem tributos. O valor líquido da fatura (R\$) será calculado considerando: o valor faturado (R\$) que é calculado a partir da energia consumida e as tarifas com tributos; menos o crédito de energia (R\$) da compensação. O mesmo procedimento deverá ser realizado para a parcela correspondente à bandeira tarifária.

Quando a energia gerada for maior que a energia consumida. São calculados os créditos de energia (kWh) para abater o consumo em outra unidade consumidora com o mesmo CNPJ /CPF ou na próxima fatura. O valor líquido da fatura (R\$) nesse caso será calculado considerando: o valor faturado (R\$) que é calculado a partir da energia consumida e as tarifas com tributos; menos o crédito de energia (R\$) da compensação, neste caso calculado a partir da energia consumida, porém com as tarifas sem tributos. O mesmo procedimento deverá ser realizado para a parcela correspondente à bandeira tarifária.

Quando a energia gerada em algum posto horário for maior que a energia consumida nesse posto. Essa energia excedente (kWh) poderá ser usada para compensar o consumo em outro posto horário aplicando um fator de ajuste que depende da relação entre as tarifas de energia – TEs de cada posto horário sem tributos.

A compensação (R\$) no posto onde houve excedente é calculado a partir do consumo de energia nesse posto e as tarifas sem tributos. O valor líquido da fatura (R\$) nesse posto horário será calculado considerando o valor faturado (R\$) calculado a partir da energia consumida e as tarifas com tributos, menos o crédito de energia (R\$) da compensação.

A compensação (R\$) no posto onde foi realizada compensação de energia (kWh) dependerá do resultado da energia líquida no posto. Se ao final, a energia gerada for menor



que a energia consumida, a compensação (R\$) é calculada com a energia equivalente gerada vezes a tarifa de aplicação do respectivo posto horário sem tributos. Se no resultado a energia gerada for maior que a energia consumida, a compensação (R\$) é calculada com a energia consumida nesse posto vezes a tarifa de aplicação do respectivo posto horário sem tributos, e os créditos equivalentes no posto horário serão usados em outra unidade consumidora com o mesmo CNPJ ou na próxima fatura.

No Capítulo 4, seção 4.4, as regras que definem o sistema de compensação líquida e os procedimentos comerciais apresentados anteriormente, que poderão ser aplicados em contextos similares, são quantificadas economicamente e formuladas matematicamente de maneira unificada na função objetivo do problema de otimização, usando relações lógicas que abrangem as diferentes possibilidades de compensação e expressadas como restrições lineares usando a abordagem MILP. Essas possibilidades são interpretadas como estratégias de compensação, e o próprio modelo de otimização definirá como solução aquela que represente um maior benefício econômico para o prosumidor considerando todas as parcelas de custo na função objetivo.

#### **Custo da operação do Sistema de Armazenamento de Energia**

A solução proposta para o controle e otimização de microrredes é resultado da abordagem de um problema de despacho econômico no qual as fontes de energia são a FER, a rede da concessionária e o SAE. No problema de otimização, a função objetivo deve quantificar o custo de energia de cada fonte. Uma vez que a FER é um dispositivo não controlável, o custo de energia da FER não é considerado na formulação. Em relação ao custo monetário da energia e a potência fornecida pela concessionária, estes são definidos pelas tarifas de energia, e os benefícios econômicos ocasionados por exportar energia para a rede da concessionária, esses são definidos pelo sistema de compensação de energia, ambos aspectos tratados em parágrafos anteriores e que serão incluídos na formulação da função objetivo. Em relação ao SAE, este é o elemento controlável e sua operação implica também um custo monetário que deve ser quantificado. O custo dependerá de aspectos próprios da bateria como profundidade de descarga, ciclos de vida útil da bateria, regime de carga e de descarga, condição ou estado de saúde da bateria. Todos esses aspectos são incluídos na formulação da função objetivo como custo da ciclagem de energia através do SAE, onde para cada valor de potência de carga ou descarga da bateria, estará associado um custo. Novamente os parâmetros necessários na formulação para quantificar o custo da operação

do SAE, podem ser obtidos de especificações técnicas básicas disponibilizadas pelo fabricante.

Com os aspectos conceituais, técnicos e econômicos apresentados ao longo deste capítulo, foi possível contextualizar e definir o problema de estudo. Adicionalmente foram apresentadas informações importantes que permitirão o desenvolvimento dos modelos e as formulações matemáticas que compõem a solução proposta para controle e otimização de microrredes usando uma abordagem MPC e MILP.

Finalmente, para concluir o capítulo, na próxima seção é apresentada em síntese uma visão geral da estrutura de controle da solução proposta, visando um melhor entendimento de como pretende-se solucionar o problema e como a solução proposta poderia ser desenvolvida e implementada em uma aplicação real.

## 2.6 Estrutura de Controle da Solução Proposta

Conforme discutido na seção 2.3, a solução de controle e otimização está localizada no nível terciário de uma estrutura de controle hierárquico conforme classificação de Morstyn *et al.* (2016), sendo factível sua integração dentro de um PMS, sistema de controle identificado em soluções comerciais. Conforme já foi mencionado, neste nível (ou sistema) e na abordagem de controle proposta, a potência através do SAE corresponde ao sinal de controle e a potência consumida ou exportada pela microrrede à saída do processo. A potência fornecida pela FER e a potência consumida pela carga são variáveis não controladas, definidas como perturbações. O PMS recebe informações da potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico e registradas pelo próprio PCS da microrrede, e informações da potência demandada pela carga, registrada por analisadores de potência. Posteriormente o algoritmo estima valores futuros de potência desses elementos para um horizonte de previsão definido, por meio de um módulo de previsão também integrado no PMS. Com essas previsões, o algoritmo resolve o problema de otimização utilizando a abordagem MILP, também integrado como um módulo no PMS, e define a cada iteração, utilizando o conceito de horizonte deslizante da abordagem MPC, um valor de potência de carga ou descarga do SAE que é enviado como *set-points* ou referência de potência ao PCS. A partir dessa referência, os conversores de potência (DC/DC e DC/CA) atuam em forma coordenada via *hubs* de comunicação, para a partir da referência de potência enviada pelo PMS, carregar ou descarregar o SAE, para atendimento da função objetivo formulada no

algoritmo de otimização. A comunicação entre o PMS e o SAE é realizada por meio de interfaces de controle, onde equipamentos de comunicação e controle e programas computacionais permitem acessar remotamente os dados registrados pelo PCS e enviar os comandos para os conversores de potência. A interface de controle pode ser realizada por meio de programas disponibilizados livremente pelos fabricantes dos conversores de potência, e por equipamentos de comunicação também fabricados por esses. Por exemplo, considerando a microrrede usada na validação, o fabricante Outback Power disponibiliza o equipamento *AXS Port Modbus TCP* para o monitoramento e controle remoto da microrrede, assim como também o software *API Development Kit* disponível no site do próprio fabricante, no qual pode ser desenvolvida uma rotina em linguagem de programação C para acessar as informações dos PCS e enviar comandos via parâmetros de configuração programáveis dos conversores de potência. Com o intuito de exemplificar a estrutura de controle e a aplicabilidade da solução proposta, a Figura 2.5 apresenta o digrama unifilar e o digrama de comunicação e controle da microrrede usada na validação.

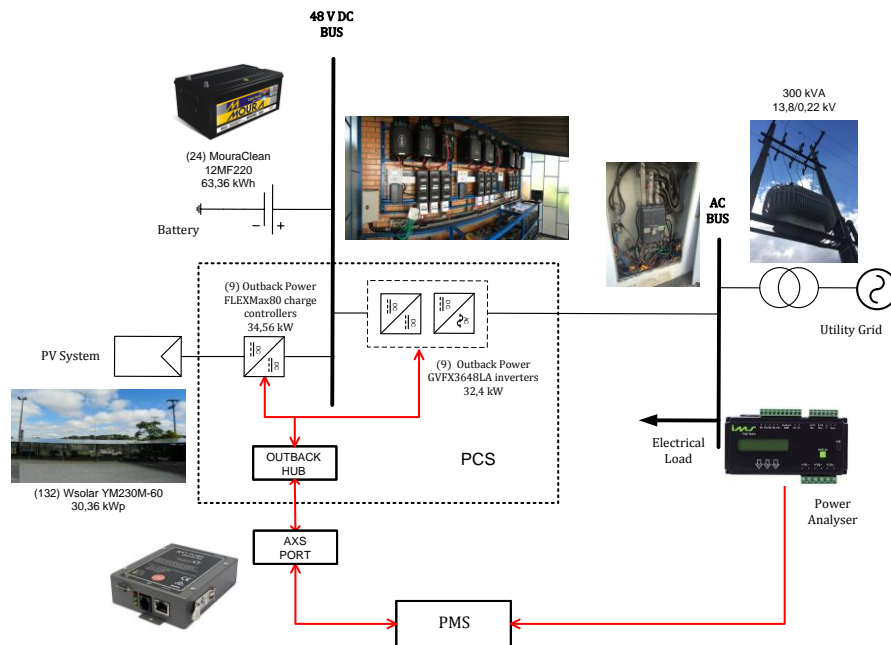


Figura 2.5. Estrutura de controle da solução proposta em microrredes com acoplamento DC. Fonte: O autor (2018)

## 2.7 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foi definido o problema de estudo, por meio da apresentação e discussão de conceitos, aspectos técnicos, econômicos e regulatórios, que contextualizam a operação de microrredes no Brasil, assim como também geram os subsídios necessários para o

desenvolvimento da solução proposta, cuja estrutura de controle foi apresentada neste documento e que será detalhada nos capítulos 4 e 5.

Inicialmente foi apresentado o conceito de microrredes onde foram identificados os elementos que a integram, sendo esses basicamente: fontes de GD, FERs, SAEs e cargas elétricas controláveis e não controláveis. A integração elétrica desses elementos está definida pela forma em que são acoplados na microrrede, sendo basicamente acoplamento AC, DC e híbrido. Posteriormente foi apresentada a estrutura de controle hierárquica adotada na operação de uma microrrede, onde, segundo a classificação proposta em estudos técnico-científicos e soluções comerciais, identificam-se basicamente quatro níveis: zero e primário, secundário e terciário. A estrutura hierárquica funciona como um sistema de controle em cascata onde os níveis superiores definem referências ou *set-points* para os níveis inferiores, visando o atendimento de um objetivo predefinido que considera aspectos técnicos e econômicos. Os *set-points* ou referências do nível superior para o inferior são basicamente três: Potência e Energia (terciário para secundário), tensão eficaz e frequência (secundário para primário), sinal de tensão e de corrente (primário para zero). Caracterizado como um controle em cascata, quanto menor o nível de controle o tempo de resposta dos controladores é menor, e assim a complexidade dos algoritmos de controle. No nível zero e primário, a resposta é de milissegundos, no nível secundário respostas de segundos e no nível terciário respostas de minutos e horas. Controladores do tipo PID podem atender as necessidades do nível secundário e primário. No nível terciário, algoritmos de controle mais complexos podem ser implementados em sistemas computacionais ou supervisórios do tipo PMS, no qual é considerada a solução de um problema de otimização geralmente do tipo despacho econômico como reportado na literatura, onde as fontes de energia despacháveis são controladas para atender uma demanda de energia cuja carga também pode ser controlada. O controle desses elementos visa o atendimento de uma função custo ou objetivo que envolve aspectos econômicos, de mercado e regulatórios; garantindo a operação da microrrede dentro de limites seguros definidos por restrições operacionais. No nível terciário, as ações de controle são definidas em função de previsões de geração e consumo de energia, onde os horizontes de previsão correspondem geralmente a períodos de 24 horas. As funções mais comuns no controle de microrredes onde os SAEs são elementos importantes que dão flexibilidade na operação da microrrede e melhoram o seu desempenho são: regulação de frequência e de corrente, compensação estática síncrona, transição contínua do modo conectado a ilhado e vice-versa, suavização (*smoothing*) de curvas de

geração em FERs não despacháveis, atenuação do pico (*peak-shaving*) e deslocamento da demanda (*load-shifting*). As primeiras funções requerem períodos de amostragem inferiores a segundos e as últimas três funções, períodos de amostragem de minutos e horas, pelo que estão diretamente relacionadas ao nível terciário onde algoritmos de controle e otimização podem ser implementados para potencializar a microrrede.

Na literatura vários trabalhos propõem soluções de controle de nível terciário, onde a abordagem preditiva no controle *on-line* é adotada na solução. A diferença entre as propostas está basicamente no método utilizado para modelagem e solução do problema de otimização, onde abordagens determinísticas do tipo LP, ILP, MILP, MNLP, MIQP, QP e heurísticas do tipo GA e PSO são destacadas. A maioria dessas soluções consideram microrredes com acoplamento AC e são desenvolvidas no contexto de sistemas de compensação de energia do tipo *feed-in* e em menor proporção, microrredes com acoplamento DC e compensação de energia líquida, *net-metering*. Nessas soluções de controle e otimização, a abordagem preditiva MPC tem mostrado ser eficiente no gerenciamento de microrredes e sistemas de energia principalmente em soluções de nível terciário onde para sua formulação são considerados basicamente três elementos: o modelo de previsão, a função objetivo, e a formulação da lei de controle. A maioria das soluções propostas na literatura com abordagens MPC consideram na formulação da função objetivo, funções quadráticas relativas a erros entre a referência e a saída esperada, e na modelagem dos custos envolvidos das fontes de geração de energia; razão pela qual abordagens do tipo QP são utilizadas para modelagem e solução do problema de otimização. Outras soluções reportadas na literatura mostram a abordagem MILP apropriada na otimização de microrredes, principalmente na modelagem de elementos que atuam como fonte e como carga, como é o caso de SAEs, onde uma ou outra condição de operação é definida via variáveis do tipo binário. Adicionalmente, na formulação da função objetivo, funções não lineares do tipo polinomial podem ser aproximadas e formuladas como funções lineares por partes e resolvidas usando a abordagem MILP. Relatos da literatura, mostram casos bem-sucedidos no gerenciamento de microrredes quando as abordagens MILP e MPC são integradas na solução. Porém essas soluções são aplicadas a contextos diferentes ao problema de estudo, principalmente no relativo ao modelo elétrico do problema, onde o equilíbrio energético é considerado apenas no barramento AC sem ter em conta a eficiência dos conversores de potência; à modelagem do SAE onde modelos genéricos simplificados são usados para modelar sua dinâmica e

definir suas restrições operacionais; e à formulação da função objetivo, onde o intercâmbio de energia com a concessionária é resumido à compra e venda de energia.

O contexto do problema foi descrito em detalhes neste capítulo onde foram apresentados os aspectos técnicos e operacionais dos elementos que constituem a microrrede e de sua integração; assim como também discutidos os aspectos econômicos e normativos que definem os custos e benefícios econômicos associados à operação da microrrede. As soluções reportadas na literatura não atendem as particularidades que contextualizam o problema, onde as regras que definem as diferentes modalidades tarifárias e o intercâmbio energético com a concessionária apresentam um grau de complexidade ainda não abordado. A condição de ineditismo na abordagem e solução do problema, a modelagem detalhada do sistema e a formulação de algoritmos de otimização e controle a partir de informações técnicas básicas e de medições registradas pela própria microrrede ou por medidores de baixo custo, assim como também a possibilidade de implementação dos algoritmos por meio de programas computacionais de livre distribuição destacam a contribuição da tese no desenvolvimento e disseminação de soluções plausíveis para o controle e otimização de microrredes em contextos similares ao abordado nesta tese.

Finalmente, e como introdução aos próximos capítulos, uma visão geral da estrutura de controle na qual está inserida a solução proposta é apresentada. Em função das características e os aspectos que contextualizam o problema de estudo, a solução combinando abordagem MPC e MILP proposta nesta tese corresponde a uma solução de controle de nível terciário, factível de ser implementado em um PMS, onde *set-points* de potência resultado da solução de um problema de otimização serão definidos e enviados a um PCS para a carga e descarga de um SAE, controlando assim o intercâmbio energético com a concessionária.



# Capítulo 3

## Modelagem da Microrrede

### 3.1 Introdução

No Capítulo 2 foi definido o contexto do problema de estudo, foi feita uma revisão da literatura que mostra o potencial da abordagem MPC+MILP, destacadas as contribuições e apresentada uma visão geral da solução proposta para o controle e otimização de microrredes.

Definido o problema de estudo, a etapa seguinte é a formulação e construção do modelo do problema (Goldbarg & Luna, 2000). A formulação e construção do modelo da microrrede como um todo, considerando os elementos que a integram e sua operação coordenada, depende do conhecimento a priori que se tem do problema. Para isso, são identificados os parâmetros e variáveis adotados para o modelo e as equações que relacionam essas variáveis, assim como as que definem as restrições do problema. A partir das alternativas de decisão identificadas, são definidas as variáveis de controle a serem manipuladas, e uma lei de controle a fim de obter uma resposta que permita otimizar a operação do sistema e atingir os objetivos planejados na definição do problema. Os objetivos são modelados matematicamente e incluídos na função objetivo.

Conforme foi apresentado, um dos elementos da abordagem MPC é a necessidade de um modelo de previsão que permita relacionar as entradas e a saída do processo, incluindo o sinal de controle e as perturbações. Neste capítulo são discutidas as considerações realizadas na modelagem e apresentados os modelos matemáticos dos elementos que constituem a microrrede assim como a interação entre esses elementos. A partir desses modelos, o problema de otimização incluindo as restrições do problema e a função objetivo necessária para obtenção da lei de controle é formulado conjuntamente na proposta de controle MPC+MILP que será discutida no Capítulo 4, complementando assim o modelo do problema.

Na solução proposta usando a abordagem MPC+MILP, é necessário o desenvolvimento de modelos de FERs, cargas elétricas, unidades de armazenamento, e o



modelo elétrico do acoplamento desses elementos com o sistema de distribuição. Nas próximas subseções são discutidas as características desses elementos, as considerações realizadas na modelagem e apresentados os modelos de cada elemento.

### **3.2 Considerações na modelagem**

A seguir são descritas as considerações realizadas na modelagem dos elementos que constituem a microrrede assim como integração entre esses e com o sistema de distribuição da concessionária do qual o proprietário da microrrede é cliente.

#### **3.2.1 Fonte de Energia Renovável – FER**

Na solução de controle proposta, a saída do processo corresponde à potência ativa demandada ou exportada para a rede da concessionária. Considerando o modelo de previsão necessário da abordagem MPC, essa saída é prevista para um horizonte de previsão  $N_y$  definido segundo os objetivos do controlador. Conforme será discutido na seção 3.5, essa potência dependerá da potência de saída da FER, considerada no controle como uma perturbação, a qual deverá ser prevista.

O modelo de previsão para o cálculo da potência futura da FER é realizado por meio de um modelo de séries temporais, desenvolvido a partir de dados históricos medidos e armazenados em memória. O tamanho do vetor de dados históricos dependerá da capacidade de armazenamento da estação de medição, sendo no mínimo igual à máxima ordem dos polinômios do modelo de previsão.

Uma vez que a produção de potência da FER depende de fatores ou condições climáticas que variam ao longo do ano, é aconselhável a partir da análise da sazonalidade dos dados de potência, desenvolver um modelo para cada mês ou no mínimo para cada estação do ano. Modelos para cada estação do ano são desenvolvidos de modo *off-line*, a partir da análise de dados históricos coletados durante um ano.

A validação da solução de controle proposta, é realizada considerando uma microrrede cuja FER é um sistema fotovoltaico. Nessa validação parte-se da premissa que os dados de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico são disponibilizados pelo sistema de monitoramento dos inversores de potência da microrrede, ou por medidores de potência comerciais de baixo custo, os quais transmitem esses dados *on-line* a um centro de computação onde são armazenados e processados.

Para minimizar a quantidade de dados tratados e usados no desenvolvimento dos modelos, é considerado como período de amostragem, uma hora. Esta simplificação não invalida o modelo quando usado no contexto do Brasil onde a integralização é realizada a cada quinze minutos, uma vez que conforme será apresentado na validação experimental na seção 0, o período de processamento necessário para obter o sinal de controle a cada iteração, é muito menor que 10 minutos, valor usado como período de amostragem nessa validação. Vale destacar que a solução de controle proposta poderá ser adaptada a outros períodos de amostragem, dependendo das características de outros casos de estudo.

O horizonte de previsão usado tanto no modelo de previsão do sistema fotovoltaico quanto no modelo de previsão da potência da carga é de 24 horas. Este é um período mínimo que caracteriza os preços de energia e de potência das modalidades tarifárias horo-sazonais.

### 3.2.2 Carga elétrica

Assim como nas FERs e para a abordagem MCP, a potência de saída do sistema depende também da potência demandada pela carga, logo um modelo de previsão de series temporais é também desenvolvido para o cálculo da potência futura demandada pela carga. Lembrando que, uma vez que este é um elemento não controlável, será considerado também como uma perturbação. O perfil de carga do consumidor depende de hábitos de consumo que variam sazonalmente. Em uma abordagem convencional, usada nos estudos de planejamento energético, modelos de previsão são desenvolvidos para três períodos: segunda a sexta, sábado, domingos e feriados; outras abordagens consideram sazonalidades semanais (Hagan & Behr, 1987). As duas abordagens são analisadas e definida aquela que melhor se adapte às características técnicas do problema, considerando a operação *on-line* do controlador.

Para que o período de análise dos modelos de previsão da carga coincida com o período considerado nos modelos da FER, são desenvolvidos modelos para cada estação do ano, também de forma *off-line*. Pelos mesmos motivos citados acima, utiliza-se um período de amostragem de uma hora.

A validação da solução de controle proposta, é realizada considerando a carga total do barracão do prédio Lac do Lactec conectada no ponto de acoplamento comum PAC. Os dados usados no desenvolvimento e validação dos modelos de previsão e da solução de controle, foram medidos com analisadores de qualidade de energia. Conforme é discutido

no modelo elétrico do problema, será considerada apenas a potência ativa da carga e descartada a potência reativa, condição predominante para o consumidor residencial convencional.

### **3.2.3 Sistema de armazenamento de energia - SAE**

Para modelar a dinâmica do SAE considerando também suas restrições operacionais, é usado o modelo desenvolvido por Manwell & McGowan (1993) denominado modelo cinético de bateria. Adicionalmente uma nova formulação baseada em Dufo-López *et al.* (2007) e Bordons *et al.* (2015) é proposta para quantificar o custo de energia da bateria dentro da função objetivo, considerando a degradação da bateria.

Os parâmetros do modelo e da formulação proposta são calculados a partir de informação básica disponibilizada pelo fabricante no documento de especificações técnicas da bateria. Isto é uma contribuição interessante, uma vez que viabiliza a implementação da solução de controle proposta em aplicações práticas.

### **3.2.4 Conversores de potência e integração de elementos**

A integração e conexão é modelada eletricamente por meio de formulações matemáticas que descrevem o fluxo de potência nos diferentes pontos de acoplamento na microrrede, o que dependerá da configuração do sistema, conforme apresentado na seção 2.2. A validação da solução de controle proposta considera uma configuração de microrrede com acoplamento em barramento de corrente contínua, assim o modelo elétrico do problema descreve o fluxo de potência no barramento DC, e no barramento AC ou ponto de acoplamento comum PAC.

O modelo elétrico do problema usado na abordagem MPC proposta, considera os seguintes pontos:

- O período de amostragem na validação computacional (1 hora), e na validação experimental (10 minutos) é maior que a dinâmica elétrica dos conversores de potência (milisegundos), razão pela qual considera-se que os set-points de potência correspondem a valores em regime permanente;
- A maioria dos fabricantes indica um fator de potência próximo a um para os inversores. Com essa característica e para limitar a complexidade do problema, considera-se apenas a potência ativa e não a potência reativa;

- como o modelo proposto é integrado em um PMS, a cada iteração a abordagem MPC define o set-point de potência ativa que é enviado ao sistema de conversão de potência (PCS) que comanda e coordena a operação dos conversores de potência para carregar e descarregar da bateria;
- As seguintes informações técnicas são necessárias para o desenvolvimento do modelo elétrico: eficiência de carga e descarga do banco de baterias; eficiência e potência máxima dos conversores de potência; limites de potência da rede de distribuição da concessionária, que podem ser calculados a partir de limites físicos como por exemplo a corrente do disjuntor na entrada da residência do consumidor ou por limites de potência estabelecidos na modalidade tarifária. Essas informações técnicas são consideradas básicas e podem ser encontradas em documentos de especificações disponibilizados pelos fabricantes e/ou disponibilizadas pela concessionária.
- Todas as condições possíveis de fluxo de potência nos barramentos DC e no PAC da microrrede usadas na validação, são consideradas no modelo elétrico proposto.

Descritas as considerações realizadas para modelagem dos elementos da microrrede no contexto da abordagem MPC proposta, nas próximas subseções são apresentados os modelos desenvolvidos para cada elemento e são descritos em detalhe os passos para construção desses modelos a partir de dados históricos de medição e informação técnica básica dos equipamentos.

Os modelos discutidos neste capítulo podem ser usados em diferentes abordagens para solução do problema de controle e otimização. No Capítulo 4 são discutidas as adequações necessárias nos modelos para serem usados na abordagem MPC+MILP proposta.

### **3.3 Modelos de Previsão**

No problema de controle e otimização de microrredes, se as decisões que deverão ser tomadas dependem da avaliação de um comportamento futuro, como por exemplo, calcular o tempo de retorno de um investimento, fazer um planejamento energético, é necessário prever esse comportamento. Uma vez que não é possível conhecer o comportamento exato de um sistema no futuro, o desenvolvimento de modelos de previsão e de técnicas de controle

que possam lidar com os erros entre as previsões e o comportamento real são necessárias para o gerenciamento de microrredes.

Conforme foi discutido na subseção 2.4.1, uma das etapas no desenvolvimento da lei de controle da abordagem MPC é a geração de um vetor de ações de controle ou variáveis de decisão determinadas a partir da definição de um problema de otimização e o comportamento previsto do sistema em um horizonte de previsão. A abordagem MPC apresenta um bom desempenho quando o comportamento futuro não é plenamente conhecido, isto é, quando a previsão é diferente do comportamento real. Essa é uma característica típica de fontes de energia renováveis como a solar ou a eólica, cuja produção de energia é intermitente e depende apenas de fatores climáticos não controlados. Outro elemento que apresenta essa característica é a carga elétrica que deve ser atendida dentro da microrrede, definida pelo perfil do consumidor e cujo comportamento pode ser previsto, porém sem ser conhecido com exatidão. Neste contexto, considerando as características do problema e a solução de controle proposta, a modelagem da FER e da carga elétrica da microrrede é realizada usando modelos de previsão, conforme discutido na subseção 3.2.

Em diversas áreas é necessário o desenvolvimento de modelos de previsão que permitam a tomada de decisões de forma antecipada. Exemplo de previsões podem ser citadas, previsões climáticas, previsões de mercado, de variação do dólar, previsões necessárias para planejamento energético de uma concessionária como por exemplo, previsões de carga, previsões de chuvas para prever os níveis dos reservatórios de usinas, entre outros. As situações onde são necessárias previsões variam amplamente, dependendo dos horizontes de previsão, do tipo de padrões dos dados, dos fatores que determinam os resultados reais, entre outros. Para lidar com essas variações, várias técnicas têm sido desenvolvidas, podendo ser agrupadas em dois grandes grupos (Makridakis *et al.*, 1998):

**Quantitativas.** Usadas quando uma quantidade suficiente de informação quantitativa é conhecida.

Neste grupo destacam-se:

Séries temporais. São modelos estocásticos cuja previsão é realizada seguindo um padrão histórico de comportamento.

Variáveis explicativas. Entender como variáveis podem influenciar no comportamento de outras.

**Qualitativas.** Usadas quando pouca ou nenhuma informação quantitativa é conhecida, porém existe bastante conhecimento qualitativo.

Na literatura científica existem estudos que mostram que a previsão de potência gerada por uma fonte renovável como a solar, e a previsão do perfil de carga de um consumidor ou uma indústria pode ser realizada por meio de modelos estocásticos, com bons resultados. Os trabalhos de Bacher (2008), Reikard (2008), Bacher *et al.* (2009), Torres *et al.* (2005), Lingling *et al.* (2011), e Pedro & Coimbra (2012) mostram que os modelos estocásticos são efetivos para prever a produção de potência do RES e os trabalhos de Hagan & Behr (1987), Huang & Shih (2003), Srivastava *et al.* (2016), Pappas *et al.* (2008) e Ohtsuka *et al.* (2010) desenvolvem modelos para previsão do perfil de carga do consumidor.

Neste contexto, a medição e armazenamento de dados históricos de uma microrrede é plenamente factível, uma vez que é realizada pelos próprios conversores de potência ou equipamentos de medição de baixo custo. Além disso, as potências podem ser medidas de forma direta pelo próprio sistema de monitoramento do proprietário da microrrede, não sendo necessário o desenvolvimento de modelos matemáticos que inserem erros adicionais na modelagem, dispensando investimentos adicionais como os relativos à aquisição de estações meteorológicas para o caso das FERs. Assim, esta tese de doutorado oferece ao prosumidor uma solução de controle de baixo custo que aproveita a infraestrutura adquirida no investimento inicial, para otimizar a operação de sua microrrede melhorando o tempo de retorno desse investimento. A técnica quantitativa de séries temporais é a técnica que melhor se adapta ao problema em estudo, para levantamento dos modelos de previsão de potência gerada pelas FERs e de previsão do perfil de carga do consumidor.

### 3.3.1 Modelos ARMA e ARIMA

Os modelos estocásticos são usados para estimar a partir de dados do passado, o comportamento futuro de um sistema em um dado horizonte de previsão especificado. São baseados no pressuposto que os dados modelados são correlacionados e caracterizados por tendências e comportamentos sazonais.

Na técnica de previsão usando séries temporais, o uso de modelos Autoregressivos Integrados de Médias Móveis, (do inglês *Autoregressive Integrated Moving Average* - ARIMA) é uma técnica de modelagem estocástica que tem sido amplamente estudada pela comunidade científica em diversas áreas de atuação (Huang & Shih 2003; Pappas *et al.* 2008;

Ohtsuka *et al.* 2010). A base teórica dos modelos ARIMA está descrita nos trabalhos iniciais de Box e Jenkins nos anos 70, e nos anos 90 com ajuda de Reinsel (Makridakis *et al.*, 1998).

### **Modelo ARMA**

Um modelo ARMA representa um processo estocástico em termos de dois polinômios, um para a parte autoregressiva (AR) e um segundo polinômio para as médias móveis (MA). Especificamente um modelo ARMA com  $p$  termos autoregressivos e  $q$  termos de médias móveis, denotado por ARMA ( $p, q$ ) é:

$$y(k) = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i y(k-i) + \sum_{i=1}^q \theta_i e(k-i) + \underbrace{e(k)}_{\text{ruído branco}} \quad (3.1)$$

Em (3.1),  $y(k)$  corresponde à saída prevista no instante  $k$ , conhecidos os valores de saída passados  $y(k-i)$ , os resíduos passados  $e(k-i)$ , o resíduo previsto  $e(k)$  que tem característica de ruído branco, quer dizer,  $e(k)$  é uma variável aleatória independente e identicamente distribuída<sup>10</sup>.  $c$  é uma constante que geralmente pode ser calculada como sendo a média dos valores de  $y(k)$ .

Um modelo ARMA pode ser visto como um “filtro branqueador” que representa um processo  $y(k)$  auto-correlacionado (colorido) por um ruído branco  $e(k)$ . Frequentemente assume-se que  $e(k)$  tem uma distribuição normal ou Gaussiana,  $N(\mu, \sigma^2)$  com média zero ( $\mu = 0$ ) e variância  $\sigma^2$ . Nesse caso,  $y(k)$  apresenta uma distribuição Gaussiana porém sua média e sua variância variam no tempo, e as distribuições são correlacionadas (Makridakis *et al.*, 1998). Os modelos do tipo ARMA são usados quando os dados são estacionários<sup>11</sup>.

Análises de correlação, como a função de autocorrelação, do inglês *Autocorrelation Function* (ACF) e função de correlação parcial, do inglês *Partial Correlation Function*

<sup>10</sup> Em um ruído branco a amostra temporal atual não está correlacionada com a amostra temporal anterior. Por isso, a função de autocorrelação (ACF) teoricamente deveria ser zero ao longo do tempo, porém uma vez que não é ideal, a ACF tem valores próximos de zero dentro de um intervalo aceitável e definido a priori. Usualmente uma regra básica é considerar que os valores da ACF estejam dentro do intervalo limite de  $2/\sqrt{n}$  onde  $n$  é o número total de dados da série. Se para algum *lag* a ACF está fora desse intervalo, indica que a série não está sendo totalmente caracterizado pelo modelo (Makridakis *et al.*, 1998).

Um bom modelo de previsão deve ter erros de previsão que são semelhantes a um modelo de ruído branco.

<sup>11</sup> Uma série temporal é estacionária se os dados oscilam em torno de um valor constante médio, independente do tempo, (série estacionária na média) e a variância permanece constante ao longo do tempo (série estacionária na variância). Analisando a ACF observa-se que a autocorrelação de dados não estacionários mostra uma diminuição lenta a medida que o número de dados aumenta. Analisando a PACF (função de correlação parcial) observa-se que a autocorrelação de dados não estacionários mostra um grande pico próximo de 1 no atraso igual a 1 (Makridakis *et al.*, 1998).

(PACF) e de resíduos dos modelos ajudam na escolha do modelo. Por exemplo, modelos Auto-regressivos de ordem 1 AR(1) apresentam um decaimento exponencial na função ACF e um pico no atraso 1 e valores próximos a zero para os demais atrasos na função PACF. Um modelo de média móvel de ordem 1 MA(1) apresenta um pico no atraso 1 e valores próximos a zero para os demais atrasos na função ACF, e um decaimento exponencial na função PACF.

### **MODELO ARIMA**

No modelo ARIMA, além do polinômio da parte regressiva (AR) e do polinômio das médias móveis (MA), uma parte integradora é usada para converter em uma série estacionária, dados que são não estacionários. A ideia é que quando os dados não são estacionários é necessário remover a não estacionaridade usando o método de diferenciação de grau  $d$  dado pela equação (3.2).

$$y^d(k) = (1 - z^{-1})^d y(k) \quad (3.2)$$

Onde  $z^{-1}$  corresponde ao deslocamento uma amostra para atrás. Por exemplo, para  $d = 1$ ,  $y^d(k) = y(k) - y(k - 1)$ . Posteriormente, a série equivalente  $y^d(k)$  é modelada como um modelo ARMA.

Especificamente um modelo ARIMA com  $p$  termos autoregressivos,  $q$  termos de médias móveis, e o grau de diferenciação  $d$  denotado por ARIMA  $(p,d,q)$  é descrito pela equação (3.3)

$$(1 - z^{-1})^d y(k) = \sum_{i=1}^p \varphi_i y(k - i) + \sum_{i=1}^q \theta_i e(k - i) + \underbrace{e(k)}_{\text{ruído branco}} \quad (3.3)$$

### **Modelo ARIMA com Sazonalidade**

Uma complexidade adicional que pode ser acrescentada nos modelos ARIMA é a sazonalidade<sup>12</sup>. Na mesma forma que dados consecutivos podem ser caracterizados por modelos AR, MA, ARMA ou ARIMA, dados separados por uma temporada ou estação inteira (*whole season*), podem ser caracterizados da mesma forma.

<sup>12</sup> A sazonalidade é definida como um padrão que se repete em intervalos fixos de tempo. A sazonalidade pode ser encontrada identificando grandes magnitudes na ACF ou na PACF no atraso correspondente ao número  $s$ .



Um modelo ARIMA sazonal pode ser representado pela forma geral:

$$ARIMA \underbrace{(p, d, q)}_{\substack{\text{parte} \\ \text{não sazonal} \\ \text{do modelo}}} \underbrace{(P, D, Q)_s}_{\substack{\text{parte} \\ \text{sazonal} \\ \text{do modelo}}} \quad (3.4)$$

Onde  $p$  indica a ordem do polinômio que descreve a parte autoregressiva,  $d$  a ordem da diferenciação e  $q$  a ordem do polinômio que descreve a parte de médias móveis, isto para a parte não sazonal do modelo.  $P, D$  e  $Q$  correspondem à ordem dos polinômios da parte sazonal do modelo, e  $s$  o parâmetro que indica o número de períodos por estação, quer dizer o padrão de repetição dos dados. Igual ao caso da diferenciação de grau  $d$  usada para dados não estacionários, podem existir também dados sazonais não estacionários. Para isso é necessária uma diferenciação sazonal de grau  $D$  conforme apresentado na equação (3.5)

$$y^D(k) = (1 - z^{-s})^D y(k) \quad (3.5)$$

Por exemplo, uma diferenciação sazonal de grau  $D = 1$  corresponde à diferença entre a observação  $y(k)$  no instante  $k$ , e a observação correspondente a uma temporada anterior  $y(k - s)$ . Para dados horários, tendo um padrão diário de 24 horas, ou seja,  $s = 24$ , tem-se que  $y^1(k) = (1 - z^{-24})y(k) = y(k) - y(k - 24)$ .

A expressão algébrica de um modelo ARIMA com sazonalidade é:

$$(1 - z^{-1})^d (1 - z^{-s})^D \left( 1 - \sum_{i=1}^p \varphi_i z^{-i} \right) \left( 1 - \sum_{j=1}^P \Phi_j z^{-js} \right) y(k) = \left( 1 - \sum_{i=1}^q \theta_i z^{-i} \right) \left( 1 - \sum_{j=1}^Q \Theta_j z^{-js} \right) e(k) \quad (3.6)$$

O cálculo da ordem e dos parâmetros que definem o modelo  $ARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_s$  pode ser realizado por meio de programas computacionais ou rotinas que realizam os cálculos. No processo podem ser encontrados vários modelos candidatos, sendo necessário assim, usar critérios ou índices de validação que permitam determinar de forma iterativa qual o melhor modelo de previsão (Makridakis *et al.*, 1998).

### 3.3.2 Índices de validação

A seguir são apresentados os índices de validação usados para definir os modelos de previsão da FER e da carga do consumidor:

### **Coefficiente de determinação $R^2$**

O coeficiente de determinação  $R^2$  é um índice usado em modelos estatísticos que considera a proporção de variabilidade dos dados no cálculo, e indica quão bem pode ser realizada a previsão de dados futuros usando o modelo de previsão (Pawlowski, 2012).

$$R^2 = \frac{\sum_{k=1}^N (\hat{y}(k) - \bar{y})^2}{\sum_{k=1}^N (y(k) - \bar{y})^2} \quad (3.7)$$

Na equação (3.7),  $N$  corresponde ao número total de dados,  $\bar{y}$  é a média dos  $N$  dados reais  $y(k)$  e  $\hat{y}(k)$  são as previsões. Um valor de  $R^2$  próximo a um (1) indica um bom desempenho do modelo de previsão.

### **Média do Erro Quadrático (MSE)**

Os resíduos do modelo de previsão de cada iteração são elevados ao quadrado e depois realizada a média desses valores quadráticos. Conhecidos os resíduos passados, o MSE fornece uma estimativa da variância  $\sigma^2$  do resíduo de previsão um passo na frente.

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e(k)^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y(k) - \hat{y}(k))^2 \quad (3.8)$$

### **Raiz quadrada da média do erro quadrático (RMSE)**

Considerando que o MSE fornece uma estimativa da variância do resíduo de previsão um passo na frente, o RMSE é uma estimativa do desvio padrão  $\sigma$  do resíduo de previsão um passo na frente.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y(k) - \hat{y}(k))^2} \quad (3.9)$$

Para modelos de previsão com a mesma estrutura, para definir o melhor modelo, é penalizado o número de parâmetros do modelo usando o critério BIC.

Este critério considera a função de verossimilhança  $L$  que pode ser descrita de forma simplificada pela equação (3.10) (Makridakis *et al.*, 1998).

$$-2\log L \approx N[1 + \log(2\pi)] + N\log\sigma^2 \quad (3.10)$$

Onde  $\sigma^2 = MSE$ . Conhecida a função de verossimilhança  $L$ , o critério BIC é calculado assim:

$$BIC = -2\log L + 2N_p \log(N) \quad (3.11)$$

Onde  $N_p$  corresponde ao número de parâmetros do modelo.

Para um modelo de previsão bem estimado, o  $RMSE$  e o  $BIC$  devem ter valores reduzidos.

As medições estatísticas anteriores tratam com medidas cuja exatidão depende do tamanho da amostra e da escala dos dados, condição que não facilita a comparação entre diferentes séries temporais e para diferentes intervalos de tempo. Para realizar comparações como essas, é necessário trabalhar com medições de erro percentuais ou relativos.

### **Média do Absoluto do Erro Percentual (MAPE)**

Os erros percentuais negativos são transformados em erros percentuais positivos e posteriormente calculado o valor médio.

$$MAPE (\%) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \left| \left( \frac{y(k) - \hat{y}(k)}{y(k)} \right) 100 \right| \quad (3.12)$$

### **3.3.3 Previsão de Energia Elétrica Solar**

Conforme foi mencionado na subseção 3.2, a validação da solução de controle proposta considera como FER um sistema fotovoltaico e que os dados de potência fornecida por esse são mesuráveis pela própria microrrede ou por medidores de potência de baixo custo. Os conversores de potência (DC/DC) usados para garantir a máxima potência transferida pelo sistema fotovoltaico e sua conexão com a rede elétrica (DC/AC) são providos de sistemas eletrônicos que permitem realizar a medição de variáveis como tensão, corrente e potência, usando diferentes períodos de amostragem.

Na etapa de desenvolvimento do modelo de previsão, os dados são registrados e armazenados em memória durante um período determinado e posteriormente tratados e analisados para construção do modelo. A etapa de identificação e validação do modelo pode

ser realizada de forma *off-line*, porém quando implementados os modelos de previsão funcionam *on line* como parte da abordagem MPC+MILP da solução de controle proposta. Assim a previsão da potência na saída do sistema fotovoltaico para o horizonte de previsão definido, no caso de estudo 24 horas, deve ser realizada de forma *on-line* e atualizado a cada hora, a partir de dados de potência do passado, conhecidos e armazenados em memória.

A produção de energia solar de um sistema fotovoltaico depende de fatores ambientais como a temperatura, a umidade, a irradiância solar do local onde está instalado o sistema, entre outros. Esses fatores não são constantes durante o ano todo, e sua variação pode ser mais significativa de uma estação para outra. O desenvolvimento de um único modelo de previsão, a partir de dados que não consigam reproduzir essa variabilidade pode representar um erro na modelagem. Por essa razão é necessário o desenvolvimento de modelos que reproduzam o comportamento do sistema solar, relativo à produção de energia, para cada mês, ou no mínimo para cada estação do ano. Quando implementados na solução de controle proposta, deve ser desenvolvida uma rotina que altere automaticamente o modelo de previsão em função do mês ou da estação do ano.

A identificação e validação dos modelos de previsão pode ser realizada por rotinas ou programas computacionais específicos para essa aplicação. Um desses programas é o ForeCastPro XE ® cuja versão de demonstração (ForecastPro, 2015) foi utilizada para identificação dos modelos de previsão tanto da FER como da carga elétrica neste estudo, a partir de dados históricos de produção de energia solar e de curvas de carga da microrrede do Lactec na cidade de Curitiba/PR utilizada na validação. Os dados foram registrados durante o período de 20 de março de 2016 a 16 de fevereiro de 2017 no ponto de conexão do inversor da microrrede no PAC, sem operação do banco de baterias, usando o medidor de qualidade de energia elétrica marca RMS modelo MARH-21. A partir desses dados, diferentes métodos de previsão são testados e definido o modelo que melhor se ajusta aos dados para cada estação do ano. Entre os métodos testados estão: *Box and Jenkins*, *Exponential Smoothing*, *Simple Moving Average*, entre outros.

A análise dos resultados mostrou que o método *Box and Jenkins* que gera um modelo do tipo *ARIMA*, apresentou o melhor ajuste aos dados. Modelos *ARIMA* sazonais com diferente número de parâmetros foram avaliados por meio de índices de validação calculados pelo próprio software.

A Tabela 3.1 resume os modelos obtidos para as quatro estações do ano da produção de energia solar, descrevendo os parâmetros dos modelos obtidos e os indicadores estatísticos obtidos a partir da análise dos resíduos do modelo.

Tabela 3.1. Avaliação do modelo de previsão ARIMA para o sistema fotovoltaico

Estação	Modelo	$\mu$	$\sigma$	MAPE	$R^2$	RMSE	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\Phi_1$	$\Theta_1$	$\theta_1$	$\theta_2$
Outono	ARIMA(1,0,0)(0,1,1) <sub>24</sub>	1.95	1.449	0.097	0.90	0.46	0.7205	--	--	0.9336	--	--
Inverno	ARIMA(1,0,1)(0,1,0) <sub>24</sub>	3.46	4.076	0.183	0.85	1.53	0.7843	--	--	--	0.0830	--
Primavera	ARIMA(1,0,2)(0,1,1) <sub>24</sub>	5.95	8.08	0.10	0.91	1.62	0.8074	--	--	0.9317	0.529	--
Verão	ARIMA(1,0,1)(0,1,1) <sub>24</sub>	4.20	4.37	0.83	0.83	1.82	0.7352	--	--	0.9374	0.3699	0.2234

A equação (3.13) é um exemplo da estrutura do modelo ARIMA encontrado para identificar a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico da microrrede do Lactec para a estação verão. A equação algébrica (3.14) descreve o modelo de previsão da potência do sistema fotovoltaico para essa estação.

$$ARIMA(1,0,1)(0,1,1)_{24} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned}
 Ppv_{DC}(k+i) = & \varphi_1 Ppv_{DC}(k+i-1) + Ppv_{DC}(k+i-24) - \varphi_1 Ppv_{DC}(k+i-25) \\
 & + e_{pv_{DC}}(k+i) - \theta_1 e_{pv_{DC}}(k+i-1) - \Theta_1 e_{pv_{DC}}(k+i-24) \\
 & + \theta_1 \Theta_1 e_{pv_{DC}}(k+i-25)
 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Onde  $\varphi_1 = 0,7352$  é o parâmetro da parte regressiva não sazonal,  $\theta_1 = 0,3699$  é o parâmetro de médias móveis não sazonais; e  $\Theta_1 = 0.9374$  é o parâmetro de médias móveis sazonal.  $Ppv_{DC}(k)$  é a variável que representa a potência injetada pelo sistema fotovoltaico no barramento de corrente contínua<sup>13</sup> e  $e_{pv_{DC}}(k)$  corresponde ao erro entre o valor real e o valor previsto, ambos no instante  $k$ .  $Ppv_{DC}(k+i)$  corresponde à potência prevista  $i$  passos na frente.

Na Figura 3.1 é apresentada a curva da potência real (linha vermelha contínua) gerada pelo sistema fotovoltaico e a curva prevista (linha azul tracejada) pelo modelo ARIMA(1,0,1)(0,1,1)<sub>24</sub> no verão para um intervalo de 168 horas e com um horizonte de previsão igual a 1.

<sup>13</sup> Uma vez que as medições foram realizadas no ponto de conexão do inversor no PAC, a potência equivalente no barramento DC, corresponde ao valor medido dividido a eficiência do inversor.

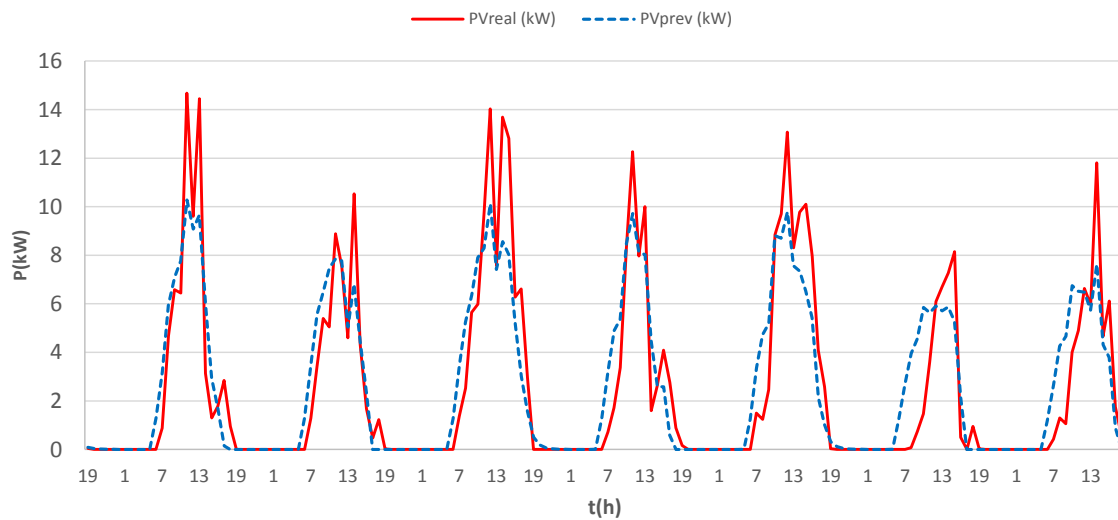


Figura 3.1. Curva da potência real e prevista do sistema fotovoltaico na estação verão.  
Fonte: O autor (2018)

### 3.3.4 Previsão de Carga

Os modelos de previsão de carga são desenvolvidos a partir do monitoramento de potência consumida pela carga no ponto de acoplamento comum PAC da microrrede. Conforme discutido na subseção 3.2.2, no modelo proposto é considerada apenas a potência ativa demandada.

Dados de potência ativa trifásica da carga elétrica do barracão do prédio LAC do Lactec, que corresponde à carga da microrrede usada na validação, foram registrados durante o período de 20 de março de 2016 a 16 de fevereiro de 2017 por meio do medidor de QEE, MARH-21. Conforme mencionado na subseção 3.2.2, o perfil de carga de um consumidor residencial ou industrial varia dependendo do dia da semana, e um modelo de previsão pode ser desenvolvido para cada período, considerando dias úteis, sábados, domingos e feriados; ou dependendo da análise dos dados, modelos que consideram sazonalidades semanais podem também ser desenvolvidos. A vantagem do modelo com sazonalidade semanal na abordagem MPC+MILP *on-line* é que não existe a necessidade de mudar de um modelo para outro dependendo do dia, porém sua desvantagem pode estar associada à memória necessária para o armazenamento de dados, uma vez que a parte sazonal do modelo requer dados passados de até uma semana de diferença. Essa última condição não inviabiliza a solução proposta uma vez que computadores comerciais de baixo custo têm capacidade de memória suficiente para o armazenamento de vetores com 168 dados considerando um período de amostragem de 1 hora, ou 672 considerando período de amostragem de 15 minutos conforme

período de faturação no Brasil. Por exemplo o tamanho de um arquivo de medição do equipamento MARH-21 no período de 16/06/16 a 23/12/16 (aproximadamente 6 meses) usando um período de integralização de 15 minutos, foi de 9 MB, muito inferior à capacidade de armazenamento de computadores comerciais de baixo custo. O comportamento da carga mostra um maior consumo para os dias úteis quando comparado com o consumo nos fins de semana, comportamento que se repete semanalmente. Foi analisada a opção de desenvolver modelos para dias uteis, sábados, domingos e feriados, assim, como também a opção semanal. A análise dos resultados das duas abordagens usando o software ForecastPro XE® (ForecastPro, 2015) e considerando a vantagem da opção semanal na implementação do controle, mostrou que modelos com sazonalidade semanal são adequados na solução de controle proposta. Ainda que foi desenvolvido apenas um modelo com sazonalidade semanal, para coincidir com os períodos definidos na modelagem do sistema fotovoltaico, um modelo para previsão da carga foi identificado também para cada estação do ano.

A Tabela 3.2 resume os modelos obtidos para as quatro estações do ano da carga elétrica demandada na microrrede, descrevendo os parâmetros dos modelos obtidos e os indicadores estatísticos obtidos a partir da análise dos resíduos do modelo.

Tabela 3.2. Avaliação do modelo de previsão ARIMA para a carga elétrica

Estação	Modelo	$\mu$	$\sigma$	MAPE	$R^2$	RMSE	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\Phi_1$	$\Theta_1$	$\theta_1$
Outono	ARIMA(2,0,1)(0,1,0) <sub>168</sub>	21.85	8.70	0.081	0.91	2.55	0.5229	0.2687	--	--	0.3290
Inverno	ARIMA(1,0,1)(1,1,0) <sub>168</sub>	16.73	4.56	0.076	0.85	1.78	0.8202	--	0.3549	--	-0.6996
Primavera	ARIMA(1,0,1)(0,1,1) <sub>168</sub>	26.22	6.47	0.065	0.84	2.62	0.8419	--	--	0.7674	0.3575
Verão	ARIMA(1,0,1)(1,1,0) <sub>168</sub>	15.2	5.13	0.056	0.92	1.43	0.8862	--	-0.835	--	0.3733

A equação (3.15) é um exemplo da estrutura do modelo ARIMA encontrado para identificar a carga elétrica da microrrede do Lactec para a estação verão. A equação algébrica (3.16) descreve o modelo de previsão da carga para essa estação.

$$ARIMA(1,0,1)(1,1,0)_{168} \quad (3.15)$$

$$D(k+i) = \varphi_1 D(k+i-1) + (1 + \Phi_1) D(k+i-168) - (\varphi_1 + \varphi_1 \Phi_1) D(k+i-169) \\ - \Phi_1 D(k+i-336) + \varphi_1 \Phi_1 D(k+i-337) + e_D(k+i) \\ - \theta_1 e_D(k+i-1) \quad (3.16)$$

Onde  $\varphi_1 = 0,8862$  e  $\Phi_1 = -0,835$  são os parâmetros da parte regressiva não sazonal e sazonal, respectivamente,  $\theta_1 = 0,3733$  é o parâmetro de média móvel não sazonal.  $D(k)$  é a variável que representa a potência consumida pela carga na hora  $k$  e  $e_D(k)$  é o

erro entre o valor real e o valor previsto, ambos no instante  $k$ .  $D(k+i)$  corresponde à carga prevista  $i$  passos na frente.

Na Figura 3.2 é apresentada a curva de carga real e a curva de carga prevista com o modelo  $ARIMA(1,0,1)(1,1,0)_{168}$  para um intervalo de 168 horas e com um horizonte de previsão de uma hora.

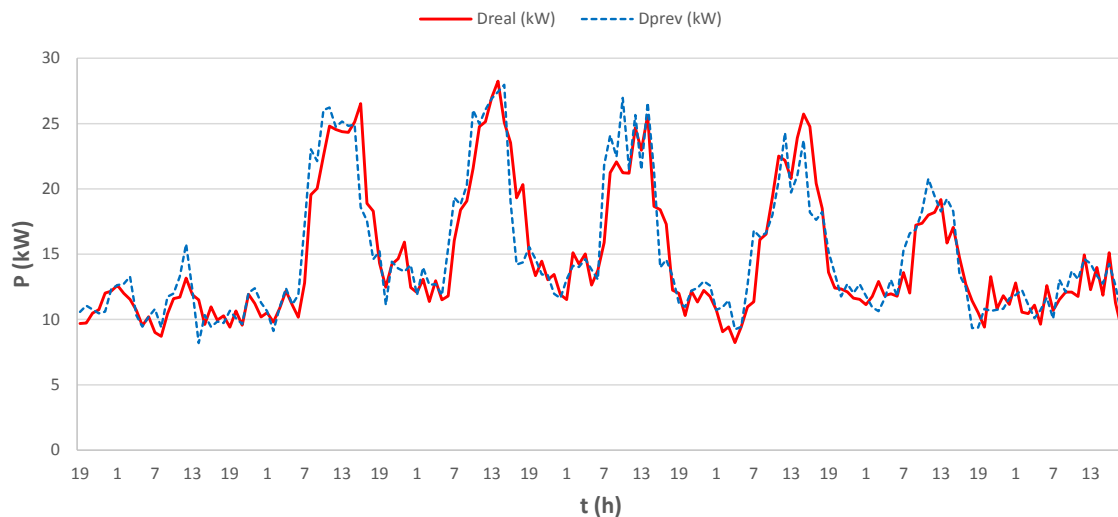


Figura 3.2. Curva de carga real e prevista para a estação verão. Fonte: O autor (2018)

### 3.4 Modelagem do sistema de armazenamento de energia - SAE

A eletroquímica é a tecnologia clássica de armazenar energia. Essa tem se desenvolvido nos últimos anos resultando em uma ampla variedade de topologias classificadas de acordo ao seu eletrólito (García, 2015). Dessas, a topologia de lítio-ion é atualmente a mais promissora, porém o alto custo de seu investimento inicial impopulariza sua aplicabilidade nas soluções de controle de microrredes de prossumidores. Por outro lado, ainda que o custo da energia de uma bateria de chumbo ácido seja maior que o custo de compra da concessionária de energia, é uma topologia amplamente utilizada como sistema complementar em aplicações elétricas e que devido ao seu baixo custo viabiliza economicamente a utilização considerando o consumidor residencial (Pimenta, 2015). Em García (2015), uma comparação entre diferentes tecnologias de SAE, mostra que o investimento inicial para baterias de chumbo ácido varia de 200 a 400 dólares por quilowatt-hora, e para baterias de lítio-ion de 600 a 2500 dólares por quilowatt-hora. A viabilidade do uso de bateria de chumbo ácido é melhorada, se considerada a implementação de estratégias de controle que otimizem o uso energético da bateria e garantam prolongar sua vida útil. Em



Bordin *et al.* (2017) é demonstrado que a implementação de estratégias que otimizam a operação da bateria considerando sua degradação, estendem sua vida útil e fazem viável a implementação de sistemas fotovoltaicos isolados.

Em relação ao modelo do sistema de armazenamento de energia, especificamente considerando a tecnologia de armazenamento eletroquímico, em Parisio e Glielmo (2011), Gambino *et al.* (2014), Parisio *et al.* (2014), Yao e Venkitasubramaniam (2015), e Ratnam *et al.* (2015), modelos simplificados de baterias são utilizados visando estender a aplicabilidade das soluções propostas independente da tecnologia da bateria. Os modelos usados para descrever o estado da bateria consideram apenas a condição inicial de carga, a potência de carga ou descarga, a eficiência nesses processos e a perdas, sendo que a origem e a forma em que essas perdas são calculadas não é indicada. Os limites operacionais das baterias são definidos pelo máximo e mínimo estado de carga da bateria. Porém, esses modelos simplificados não são apropriados visando a implementação de soluções de controle em microrredes reais, com uma tecnologia específica de bateria, onde a dinâmica do estado de carga não pode ser simplificada, e restrições adicionais devem ser formuladas para garantir que a bateria opere dentro de limites seguros que prolonguem sua vida útil.

Na abordagem MPC+MILP proposta nesta tese, é considerado um modelo mais detalhado do SAE que é modelado usando o modelo cinético proposto por Manwell e McGowan, (1993). Esse é um modelo que pode ser usado em aplicações que consideram dinâmicas da bateria do tipo quase estático, por exemplo, em sistemas de energia híbridos que considerem o armazenamento de energia; característica do problema de estudo. O modelo se aproxima mais do comportamento real da bateria de chumbo ácido, em que, os limites de potência de carga e descarga variam no tempo em função da carga da bateria e dos parâmetros próprios da bateria. Considerar esses valores constantes pode afetar o desempenho do sistema de controle e inclusive degradar a bateria uma vez que esta será submetida a esforços energéticos não modelados na abordagem simplificada. Esse modelo de SAE é adequado na formulação da solução proposta, uma vez que a validação será realizada considerando uma microrrede real e em uma microrrede a escala de laboratório que têm como SAE um banco de baterias de chumbo ácido. A possibilidade de aplicar o mesmo modelo em microrredes com SAEs de tecnologia eletroquímica deverá ser objeto de estudo em próximos trabalhos.

O programa computacional HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) amplamente utilizado para otimização de sistemas com fontes de energia de diferentes tecnologias, usa o modelo cinético da bateria para otimização do dimensionamento e operação de baterias (HOMER Energy, 2015). Além do HOMER, outros trabalhos reportam bons resultados quando usado esse modelo na análise da operação de microrredes (López-Salamanca *et al.* 2014; Fonseca *et al.* 2015; Bordin *et al.* 2017).

O modelo de baterias desenvolvido por Manwell e McGowan (1993) permite, com base na abordagem da química cinética, determinar a quantidade de energia que pode ser absorvida ou retirada da bateria a cada iteração. Neste, a bateria considerada como uma fonte de tensão é modelada como um sistema de dois tanques, separados por uma condutância. O primeiro tanque contém a carga disponível que está pronta para ser convertida em energia elétrica. O segundo tanque contém a carga quimicamente limite que não está disponível para ser extraída imediatamente. A condutância é um parâmetro que indica quimicamente quão rápido a bateria pode converter energia limite em energia disponível.

Nas próximas subseções é descrito o procedimento para o cálculo das constantes do modelo a partir das curvas de capacidade da bateria que se encontram na folha de especificação de toda bateria. Isso é um aspecto interessante desde o ponto de vista da aplicabilidade da solução proposta, uma vez que a modelagem da bateria pode ser realizada com informação básica do fabricante, sem a necessidade de informações técnicas de difícil acesso ou testes laboratoriais que demandem uma infraestrutura de alto custo.

### 3.4.1 Cálculo das constantes do modelo

A partir dos dados da capacidade da bateria fornecidos pelo fabricante, é possível calcular os parâmetros necessários para o modelo, sendo esses a máxima capacidade da bateria<sup>14</sup>  $q_{max}$  (Ah), o percentual da capacidade que pode ser convertido em carga disponível  $c$  (adimensional), e a constante de velocidade  $k_b$  (1/h) que indica quão rápido a bateria pode converter energia limite em energia disponível. A seguinte formulação é válida no caso em que a variação de tensão em função do estado de carga da bateria não é considerada

---

<sup>14</sup> A capacidade da bateria em (Ah) é indicada neste documento com a variável  $q$ , uma vez que na modelagem proposta para o sistema de otimização e controle, a energia da bateria em (kWh) será indicada com a variável  $Q$ .

explicitamente no modelo<sup>15</sup> (Manwell & McGowan, 1993). Para considerar os efeitos da variação de tensão, devem ser realizados ensaios em laboratório onde para calcular a resistência interna da bateria, esta deverá ser descarregada para diferentes regimes de corrente.

Para o cálculo de  $k_b$  e  $c$ , é necessário normalizar as capacidades da bateria indicadas pelo fabricante para diferentes regimes, em relação à capacidade para uma descarga lenta (por exemplo, para o regime da capacidade nominal). Os dados deverão ser expressos como uma relação de capacidades, assim:

$$F_{t_1, t_2} = \frac{q_{T=t_1}}{q_{T=t_2}} = \frac{t_1 I_{T=t_1}}{t_2 I_{T=t_2}} \quad (3.17)$$

Onde  $q_{T=t}$  é a capacidade para um regime de descarga de  $T = t$  e  $I_{T=t}$  é a corrente de descarga necessária para esvaziar a bateria no tempo  $T = t$ . Se for assumido que a bateria está totalmente carregada,  $I_{T=t}$  pode ser encontrada em função de  $c$  e  $k_b$  por meio da equação (3.18).

$$I_{T=t} = \frac{q_{max} c k_b}{(1 - e^{-k_b t})(1 - c) + k_b c t} \quad (3.18)$$

Para o cálculo das constantes  $k_b$  e  $c$ , é necessário substituir a equação (3.18) em (3.17) para duas condições de corrente de descarga da bateria, assim:

$$F_{t_1, t_2} = \frac{t_1}{t_2} \left[ \frac{(1 - e^{-k_b t_2})(1 - c) + k_b c t_2}{(1 - e^{-k_b t_1})(1 - c) + k_b c t_1} \right] \quad (3.19)$$

Conhecidos dois valores qualquer de  $F_{t_1, t_2}$  é possível calcular as constantes  $k_b$  e  $c$ . Quando são conhecidos mais de dois valores, é possível realizar um ajuste por mínimos quadrados para encontrar os melhores valores de  $k_b$  e  $c$ .

A máxima capacidade da bateria  $q_{max}$  é calculada a partir de uma corrente de descarga lenta (por exemplo, a corrente da capacidade nominal), assim:

$$q_{max} = \frac{I_{T=t} [(1 - e^{-k_b t})(1 - c) + k_b c t]}{c k_b} \quad (3.20)$$

<sup>15</sup> Na solução de controle proposta, considera-se que set-points de potência consumida ou fornecida pela bateria são enviados ao PCS, a relação dessa potência com a tensão da bateria, corresponde a uma rotina interna do PCS que pode estar implementada no mesmo PCS ou que deve ser desenvolvida adicionalmente.

### 3.4.2 Equações de estado da bateria

O modelo cinético proposto por Manwell e McGowan (1993) considera a bateria como uma fonte de tensão modelada com um sistema de dois tanques separados por uma condutância, conforme mencionado anteriormente.

Segundo o modelo químico cinético, a carga disponível  $q_1$ , expressa em (Ah) e a carga limite  $q_2$  também em (Ah) no final do período  $\Delta t$  de cálculo são função das condições iniciais  $q_{1_0}$  e  $q_{2_0}$  respectivamente; da carga armazenada  $q_0$  e da corrente  $I_B$  (A) de carga (positiva) ou de descarga (negativa) da bateria, assim:

$$q_1 = q_{1_0} e^{-k_b \Delta t} + \frac{(q_0 k c - I_B)(1 - e^{-k_b \Delta t})}{k} - \frac{I_B c (k \Delta t - 1 + e^{-k_b \Delta t})}{k} \quad (3.21)$$

$$q_2 = q_{2_0} e^{-k_b \Delta t} + q_0 (1 - c)(1 - e^{-k_b \Delta t}) - \frac{I_B (1 - c)(k \Delta t - 1 + e^{-k_b \Delta t})}{k} \quad (3.22)$$

A quantidade total  $q_t$  de carga armazenada na bateria a qualquer instante é calculada como a soma de  $q_1$  e  $q_2$ .

As equações (3.21) e (3.22) podem ser simplificadas e manipuladas para modelar a dinâmica da bateria por meio de equações de estado, e condicioná-la ao modelo de otimização e controle proposto, onde os estados são a energia disponível  $Q_1(k)$  em kWh e a energia limite  $Q_2(k)$  em kWh, e a variável de controle  $u(k)$  é a potência da bateria em kW, todas calculadas ou medidas no instante  $k$ .

As equações (3.23) e (3.24) representam as equações de estado do modelo da bateria condicionado ao modelo de controle e otimização proposto, onde os parâmetros  $a_{11}$  a  $a_{22}$  e  $b_{11}$  a  $b_{21}$  são função das constantes  $k_b$ ,  $c$  e  $\Delta t$ .

$$\begin{bmatrix} Q_1(k+1) \\ Q_2(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1(k) \\ Q_2(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} \\ b_{21} \end{bmatrix} u(k) \quad (3.23)$$

$$Q(k) = [1 \quad 1] \begin{bmatrix} Q_1(k) \\ Q_2(k) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Na abordagem MPC+MILP proposta para o controle e otimização de microrredes e que será discutida com maiores detalhes no Capítulo 4, uma formulação Big-M é usada para distinguir no modelo a condição de carga ou descarga da bateria evitando soluções que contemplem simultaneamente as duas condições o que é fisicamente impossível. Para isso duas variáveis, ambas definidas positivas, são usadas para representar a potência fornecida

pela bateria  $PBS(k)$  e a potência consumida pela bateria  $PBC(k)$  ambas em kW. Assim,  $u(k)$  é definido como:

$$u(k) = -PBS(k) + PBC(k) \quad (3.25)$$

### 3.4.3 Formulação do custo do uso da bateria

Nesta subseção é proposta uma nova formulação baseada no trabalho de Dufo-López *et al.* (2007), Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016) e como novidade é incluída a Lei de Peukert para quantificar a degradação de baterias de chumbo ácido causada por altas correntes de carga e descarga (Peukert 1897; Sharkh & Doerffel 2006).

A equação de Peukert é uma equação empírica que relaciona por meio do coeficiente de Peukert  $k_{pc}$ , a capacidade de bateria com o regime de descarga, para uma corrente de descarga constante. O valor desse coeficiente é 1 se a capacidade total da bateria não depende do regime de descarga. Tipicamente,  $k_{pc}$  varia entre 1 e 2 dependendo da tecnologia, do modelo do fabricante e da idade da bateria (Sharkh & Doerffel, 2006). A equação (3.26) descreve essa relação.

$$q/q_n = (I_n/I)^{k_{pc}-1} \quad (3.26)$$

Onde  $q$  (Ah) é a capacidade da bateria para a corrente de descarga  $I$  (A),  $q_n$  (Ah) e  $I_n$  (A) são a capacidade e a corrente nominal da bateria, respectivamente. Conhecidas as capacidades  $q$  e  $q_n$  para dois regimes de descarga  $T$  e  $T_n$  (informação que pode ser encontrada facilmente na folha de especificações da bateria), respectivamente, o coeficiente de Peukert pode ser calculado pela equação (3.27).

$$k_{pc} = -\log(T/T_n)/[\log(q/q_n) - \log(T/T_n)] \quad (3.27)$$

A partir dessa análise, a nova formulação proposta para quantificar o custo de ciclagem de energia através da bateria  $Z_{bat}(k)$  a cada instante  $k$  e penalizar as altas corrente nesse processo considerando o coeficiente de Peukert, é descrita na equação (3.28)

$$Z_{bat}(k) = [(C_{bat}/2)/Q_n DDN_{ciclos}][ (PBS_{DC}(k)/\eta_{dB})^{k_{pc}} \Delta t / PB_n^{k_{pc}-1} ] + [(C_{bat}/2)/Q_n DDN_{ciclos}][ (PBC_{DC}(k)\eta_{CB})^{k_{pc}} \Delta t / PB_n^{k_{pc}-1} ] \quad (3.28)$$

Onde  $C_{bat}$  (R\$) corresponde ao custo de aquisição da bateria ou do banco de baterias,  $Q_n$  (kWh) à capacidade energética nominal da bateria,  $DD$  do inglês *Depth of Discharge*, à

profundidade de descarga da bateria (adimensional) e  $N_{ciclos}$  (adimensional) ao número de ciclos em que a bateria pode ser carregada e descarregada durante sua vida útil, esse último, calculado em função de  $DD$ , informação também disponibilizada pelo fabricante na folha de especificações da bateria<sup>16</sup>.  $PBS_{DC}(k)$  e  $PBC_{DC}(k)$  ambas expressas em kW correspondem à potência de descarga ou de carga, respectivamente, da bateria ou do banco de baterias medida no barramento DC no instante  $k$ .  $\eta_{dB}$  e  $\eta_{cB}$  (adimensional) são as eficiências no processo de carga e descarga da bateria, respectivamente,  $\Delta t$  (h) corresponde ao período de avaliação<sup>17</sup> e  $PB_n$  (kW) a potência nominal calculada a partir da corrente nominal da bateria  $I_n$  (A) e da tensão nominal  $V_n$  (V).

A equação (3.28) pode ser expressa como uma equação polinomial de grau  $k_{pc}$ , conforme apresentado na equação (3.29), onde  $K_{des}$  and  $K_{car}$  são parâmetros constantes relativos à descarga e carga, respectivamente.

$$Z_{bat}(k) = PBS(k)^{k_{pc}}K_{des} + PBC(k)^{k_{pc}}K_{car} \quad (3.29)$$

Se considerado que a capacidade da bateria não é dependente do regime de carga ou descarga da bateria, quer dizer  $k_{pc} = 1$ , que a potência de carga e descarga são iguais e expressas como  $PB(k)$ , e que as eficiência no processo de carga e descarga são igual a 1, a equação (3.28) pode ser simplificada assim

$$Z_{bat}(k) = C_{bat}PB(k)\Delta t/Q_n DDN_{ciclos} \quad (3.30)$$

Essa simplificação corresponde à formulação proposta por Dufo-López *et al.* (2007), onde apenas é quantificado o custo do processo de descarga da bateria. Além disso, nessa formulação é considerado que a capacidade da bateria durante todo o ciclo de vida é uma constante independente da potência de descarga, condição que não é verdadeira conforme demonstrado por Peukert experimentalmente.

Em relação à formulação de Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016), a nova formulação proposta penaliza as altas correntes de carga e descarga de forma menos drástica e considera não de forma genérica e sim particularmente as características da bateria, as

<sup>16</sup> Um ciclo corresponde a uma carga seguida de uma descarga. A profundidade de descarga  $DD$  e o correspondente número de ciclos  $N_{ciclos}$  é informação disponibilizada pelo fabricante, a qual considera o regime nominal da bateria  $T_n$ .

<sup>17</sup> O instante  $k$  corresponde a um intervalo de tempo igual ao período de avaliação  $\Delta t$  no qual é considerado que o valor de potência de descarga  $PBS_{DC}(k)$  ou de carga  $PBC_{DC}(k)$  no barramento DC é constante durante todo o intervalo. Conforme descrito no modelo da bateria, com a formulação *Big M* proposta é garantido que a cada iteração a bateria seja apenas descarregada ou carregada.

quais podem diferir de um fabricante, de um modelo a outro e da idade da bateria. Na formulação de Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016), o custo é uma função polinomial de segundo grau da potência de carga e descarga acompanhada por um fator multiplicativo de penalização, já na nova formulação proposta nesta tese, essa penalização corresponde também a uma função polinomial, porém de grau relativo à constante de Peukert que varia entre 1 e 2 dependendo das características particulares da bateria. Todos os parâmetros necessários para a formulação proposta podem ser calculados a partir da informação básica disponibilizada pelo fabricante da bateria na folha de dados. Isso não ocorre com a formulação de Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016), onde não é descrito de forma clara o cálculo do fator de penalização. Na formulação proposta, caso a bateria não seja nova, ensaios simples de carga e descarga permitirão calcular o coeficiente de Peukert a partir da equação (3.27). Nesse contexto, a nova formulação permite o desenvolvimento de uma solução de otimização e controle direcionada e mais adequada às características particulares de cada microrrede.

Para resolver o problema de otimização de microrredes considerando o custo de ciclagem de energia através da bateria, métodos de otimização não lineares são usados (Bordons *et al.* 2015; Garcia-Torres *et al.* 2016). Porém a proposta nesta tese de doutorado é resolver o problema de otimização usando uma abordagem MILP, assim, a equação (3.28) é reformulada usando as funções de linearização por partes de Sherali (2001). Essa reformulação será objeto de estudo no Capítulo 4.

### 3.4.4 Resultados na Modelagem da Bateria

#### Parâmetros da Bateria

Conforme discutido na subseção 3.4.1, para calcular os parâmetros de modelagem da bateria, segundo o modelo proposto por Manwell e McGowan (1993), são necessários dados relativos à capacidade da bateria. Na microrrede considerada para validação da solução proposta, o SAE corresponde a uma bateria estacionária de chumbo ácido Moura Clean Modelo 12MF220 e os dados para sua modelagem são obtidos da folha de especificação da bateria. Para definir a capacidade da bateria em função do tempo de descarga é usada a tabela “Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes”, tomada do catálogo técnico Moura Clean (Moura, 2015) e apresentado na Figura 3.3. Por outro lado, a capacidade para uma descarga lenta foi definida como sendo  $q_{20} = 220 \text{ Ah}$ .

**Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes**

Modelo	Horas																		
	20	10	9	8	7	6	5	4,5	4	3,5	3	2,5	2	1,5	1	0,75	0,5	0,25	
12MF36 12MC36	36,1	32,2	31,8	31,1	30,4	29,6	28,6	28,0	27,3	26,6	25,8	24,8	23,6	22,0	19,8	18,2	16,0	12,2	
12MF45 12MC45	45	41	40	39	38	37	36	35	34	33	32	31	30	28	25	23	20	15	
12MF55 12MC55	55	50	49	47	46	45	44	43	42	41	39	38	36	34	30	28	24	18	
12MF63 12MC63	63	57	56	54	53	52	50	49	48	47	45	43	41	39	35	32	28	21	
12MF80 12MC80	80	72	71	69	67	66	63	62	60	59	57	55	52	49	44	40	35	27	
12MF100	100	90	88	86	84	82	79	77	76	74	71	68	65	61	55	50	44	33	
12MF105 12MC105	105	94	93	91	89	86	83	82	80	78	75	72	69	64	58	53	47	36	
12MF150 12MC150	151	135	132	130	127	123	119	116	113	110	107	103	97	91	81	75	65	49	
12MF175 12MC175	174	156	154	150	146	142	137	134	131	128	124	119	113	105	95	87	76	58	
12MF220 12MC220	218	195	193	188	183	178	172	169	165	160	155	149	141	132	118	109	95	72	

Figura 3.3. Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes da bateria Moura Clean 12MF220. Fonte: (Moura, 2015)

Posteriormente, as capacidades da bateria são normalizadas e expressas com uma relação de capacidades conforme a equação (3.17). No mínimo deverão ser utilizadas duas relações de capacidade para encontrar os parâmetros  $k_b$  e  $c$ . Neste estudo foram utilizadas dez capacidades.

A partir da equação (3.19) é possível expressar  $c$  em função de  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $F_{t_1,t_2}$  e  $k_b$ , assim:

$$c = \frac{F_{t_1,t_2} (1 - e^{-k_b t_1}) t_2 - (1 - e^{-k_b t_2}) t_1}{F_{t_1,t_2} (1 - e^{-k_b t_1}) t_2 - (1 - e^{-k_b t_2}) t_1 - k_b F_{t_1,t_2} t_1 t_2 + k_b t_1 t_2} \quad (3.31)$$

Uma vez que neste estudo foram usadas dez capacidades, o cálculo de  $c$  e  $k_b$  foi realizado considerando 45 combinações de pares diferentes de  $F_{t_1,t_2}$ . Para cada uma dessas combinações foi variado o valor de  $k_b$  de 0,001 até 1, com passo de 0,001 e determinado o valor de  $k_b$  que gerou o menor erro quando calculados dois valores de  $c$  para cada par  $F_{t_1,t_2}$ .

Tendo o valor de  $k_b$  e  $c$  para cada uma das 45 combinações, foi calculada a relação de capacidades  $\hat{F}_{t_1,t_2}$  estimada usando a equação (3.19) e comparada com as dez relações reais  $F_{t_1,t_2}$ .



Para cada par de  $k_b$  e  $c$  foi calculado o erro entre os valores estimados  $\hat{F}_{t_1, t_2}$  e os valores reais  $F_{t_1, t_2}$  e realizada a soma quadrática dos erros conforme a equação (3.32).

$$SSE = \sum_{i=1}^{10} \left( F_{t_1, t_2 i} - \hat{F}_{t_1, t_2 i} \right)^2 \quad (3.32)$$

Os valores de  $k_b$  e  $c$  do modelo foram definidos para o menor valor de SSE. Dos valores analisados, a faixa de variação de SSE é a seguinte:  $0,0024 \leq SSE \leq 0,1237$ .

Para  $SSE = 0,0024$ , os valores dos parâmetros  $k_b$  e  $c$  da bateria Moura Clean 12MF220 são apresentados na Tabela 3.3. O valor da carga máxima  $q_{max}$  correspondente a uma bateria foi calculada com a equação (3.20) a partir dos dados de  $k_b$ ,  $c$ , o tempo  $t$  definido como o tempo de descarga lenta, é de 20 h, e a capacidade  $q_{20} = 220 \text{ Ah}$  para esse tempo de descarga.

Tabela 3.3. Parâmetros da bateria Moura Moura Clean 12MF220

Parâmetro	$k_b$	$c$	$q_{max}$
Valor	0,7070 (1/h)	0,4089	240,29 (Ah)

Na Figura 3.4 e na Figura 3.5 são apresentadas as curvas de capacidade em função do tempo para diferentes correntes de carga ( $c_{20}$ ,  $c_{10}$ ,  $c_5$  e  $c_2$ ) considerando carga e descarga, construídas a partir do modelo da bateria proposto por Manwell e McGowan (1993) e dos parâmetros da Tabela 3.3.

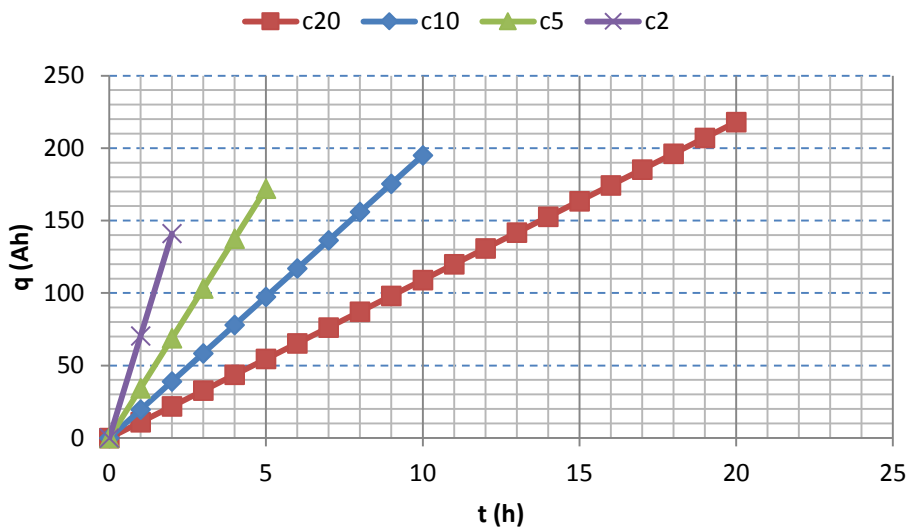


Figura 3.4. Curva de capacidade em função do tempo para diferentes correntes de carga. Fonte: O autor (2018)

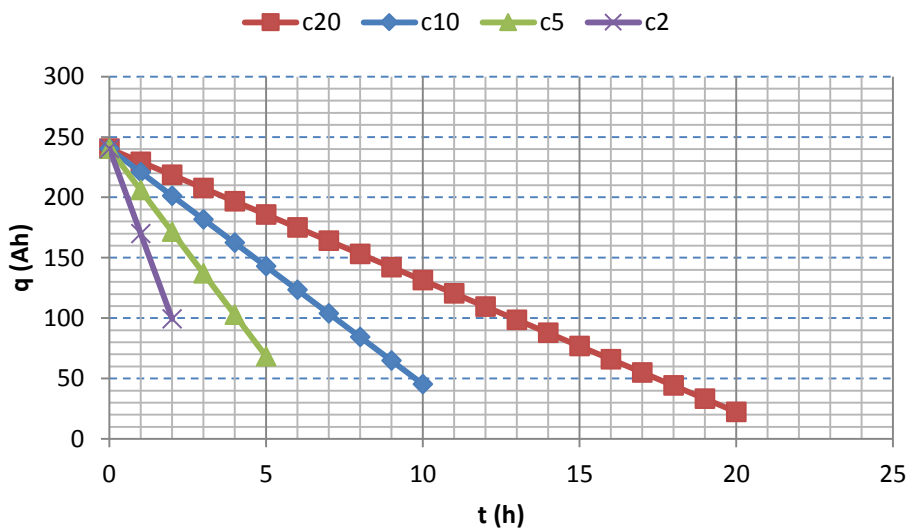


Figura 3.5. Curva de capacidade em função do tempo para diferentes correntes de descarga. Fonte: O autor (2018)

Comparando as curvas da Figura 3.4 e da Figura 3.5, com a tabela “Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes” para os modelos 12MF220, concluiu-se que o modelo desenvolvido se ajusta à dinâmica da bateria, indicada pelo fabricante.

### Custo da Bateria

Em relação ao custo da ciclagem de energia através da bateria, o cálculo foi realizado considerando um banco de baterias Moura Clean 12MF220 de 24 baterias em uma

configuração de 6 grupos conectados em paralelo, com 4 baterias em série para cada grupo. A tensão nominal de cada bateria é de 12 V, o que equivale a uma tensão nominal total de 48 V para o banco; considerando os seis grupos em paralelo, a capacidade nominal total do banco é de 1320 Ah; assim a capacidade energética nominal do banco  $Q_n$  é de 63,36 kWh. O regime nominal  $T_n$  de carga/descarga é de 20 horas, o que equivale a uma potência nominal do banco  $P_{B_n}$  é de 3,17 kW. Se considerado que o custo individual de cada bateria Moura Clean 12MF220 é de R\$ 1.000,00 o custo do banco  $C_{bat}$  é de R\$ 24.000,00.

Conforme mencionado na subseção anterior, o número de ciclos  $N_{ciclos}$  depende da profundidade de descarga  $DD$ . Essa relação pode ser encontrada na folha de especificações da bateria. Na Figura 3.6 é apresentada a curva “Possibilidade de ciclos em função da profundidade de descarga” obtida do Catálogo Técnico Moura Clean (Moura, 2015).

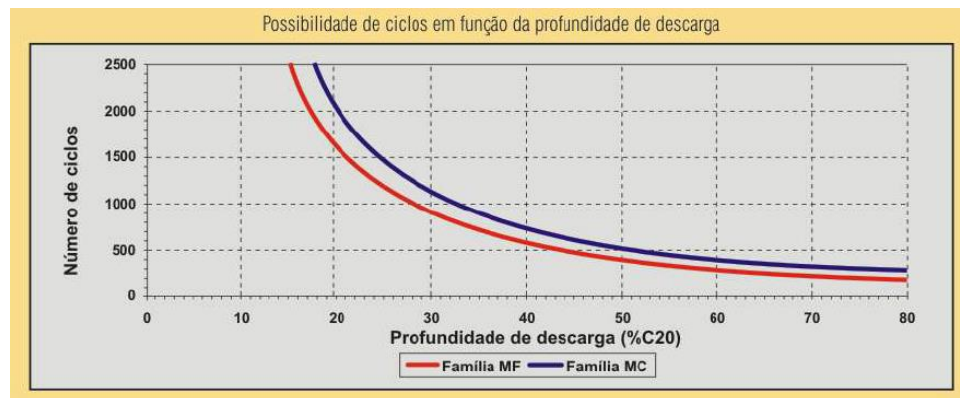


Figura 3.6. Número de ciclos em função da profundidade de descarga para as baterias da família Moura Clean MF e MC. Fonte: (Moura, 2015)

As curvas apresentadas na Figura 3.6 consideram a corrente nominal de descarga  $c_{20}$  para a bateria Moura Clean 12MF220. Uma interpolação dos valores dessa curva permite encontrar uma função matemática que descreve o número de ciclos da bateria em função de sua profundidade de descarga. A Figura 3.7 apresenta essa interpolação e a função matemática equivalente.

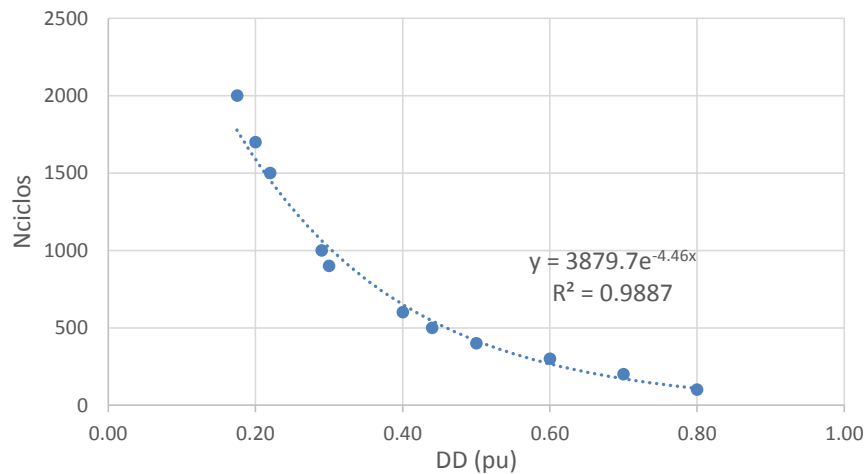


Figura 3.7. Função matemática que descreve o número de ciclos em função da profundidade de descarga para baterias Moura Clean MF. Fonte: O autor (2018)

Usando a função matemática calculada, e conhecida a capacidade energética nominal do banco de baterias ( $Q_n = 63,36 kWh$ ), é possível calcular a capacidade energética do banco de baterias totalizando sua vida útil. A Figura 3.8 apresenta o produto  $DD \cdot N_{ciclos}$  para baterias da família Moura Clean MF e a capacidade energética total do banco de baterias 12MF220, para diferentes profundidades de descarga  $DD$ .

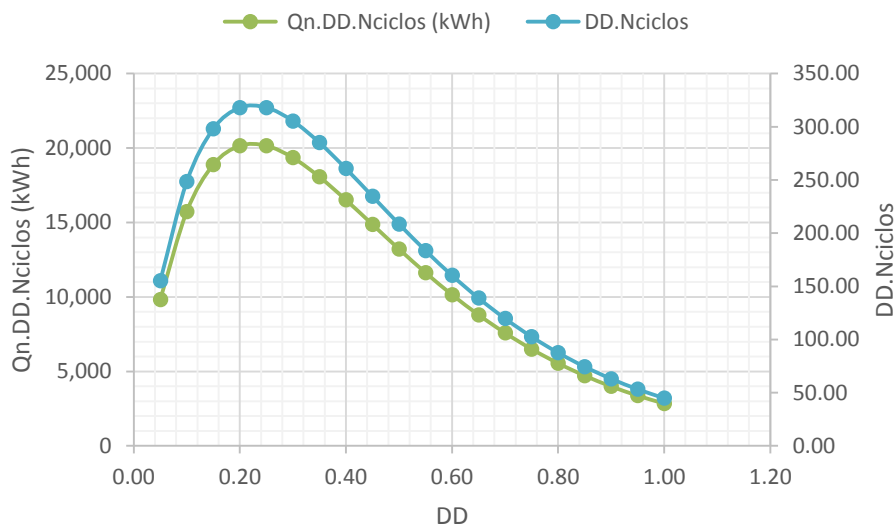


Figura 3.8. Capacidade energética nominal totalizando a vida útil do banco de baterias Moura Clean 12MF220 em função da profundidade de descarga. Fonte: O autor (2018)

Nessa interpolação, o maior valor do produto  $DD \cdot N_{ciclos}$  é de 318,05 obtido para uma profundidade de descarga de 25%, e a capacidade energética nominal total para essa profundidade de descarga é de 20,15 kWh.

Substituindo esses valores na equação (3.28), e considerando um período de avaliação  $\Delta t$  de uma hora, um tem-se:

$$Z_{bat}(k) = \left\{ \frac{12.000,00 \text{ R\$}}{63,36 \text{ kWh} \cdot 318,05} \right\} \left\{ \left[ \frac{(PBS_{DC}(k)/\eta_{dB})^{k_{pc}} 1h}{(3.17 \text{ kW})^{k_{pc}-1}} \right] + \left[ \frac{(PBC_{DC}(k)\eta_{cB})^{k_{pc}} 1h}{(3.17 \text{ kW})^{k_{pc}-1}} \right] \right\} \quad (3.33)$$

$$Z_{bat}(k) = 0,6 \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \left\{ \left[ \frac{(PBS_{CC}(k)/\eta_{dB})^{k_{pc}} 1h}{(3.17 \text{ kW})^{k_{pc}-1}} \right] + \left[ \frac{(PBC_{CC}(k)\eta_{cB})^{k_{pc}} 1h}{(3.17 \text{ kW})^{k_{pc}-1}} \right] \right\} \quad (3.34)$$

Em relação à constante de Peukert da bateria Moura Clean 12MF220 é possível encontrá-la a partir da informação das capacidades em diferentes regimes do catálogo técnico da bateria apresentado na Figura 3.3 e usando a equação (3.27). Considerando como valores nominais aqueles correspondentes à corrente C20,  $q_n = 218 \text{ Ah}$  e  $T_n = 20 \text{ h}$ , foi calculada a constante de Peukert  $k_{pc}$  para as correntes C10, C5, C3 e C1, obtendo como resultado os valores de 1,19, 1,21, 1,22 e 1,26, respectivamente. Considerando que as baterias do banco são iguais e com o intuito de dar uma maior penalização nas altas correntes de descarga, considera-se a constante de Peukert do banco de baterias como sendo igual a 1,3.

A partir da equação (3.34) e com  $k_{pc} = 1,3$ , é possível calcular a cada instante de análise, o custo da ciclagem de energia através do banco de 24 baterias Moura Clean 12MF220. Apenas como exemplo e para entender a penalização realizada pelas altas potências de carga ou descarga e supondo que as eficiências de carga e descarga são iguais a 0.8 (Dufo-López *et al.*, 2007) e adicionalmente entender o efeito de constante de Peukert nessa penalização, a Figura 3.9 apresenta uma análise gráfica do custo da ciclagem da bateria (R\$) para diferentes valores de  $PBS_{DC}$  e  $PBC_{DC}$  e para (a)  $k_{pc} = 1$ , (b)  $k_{pc} = 1,3$ , (c)  $k_{pc} = 1,5$  e (d)  $k_{pc} = 2$ .

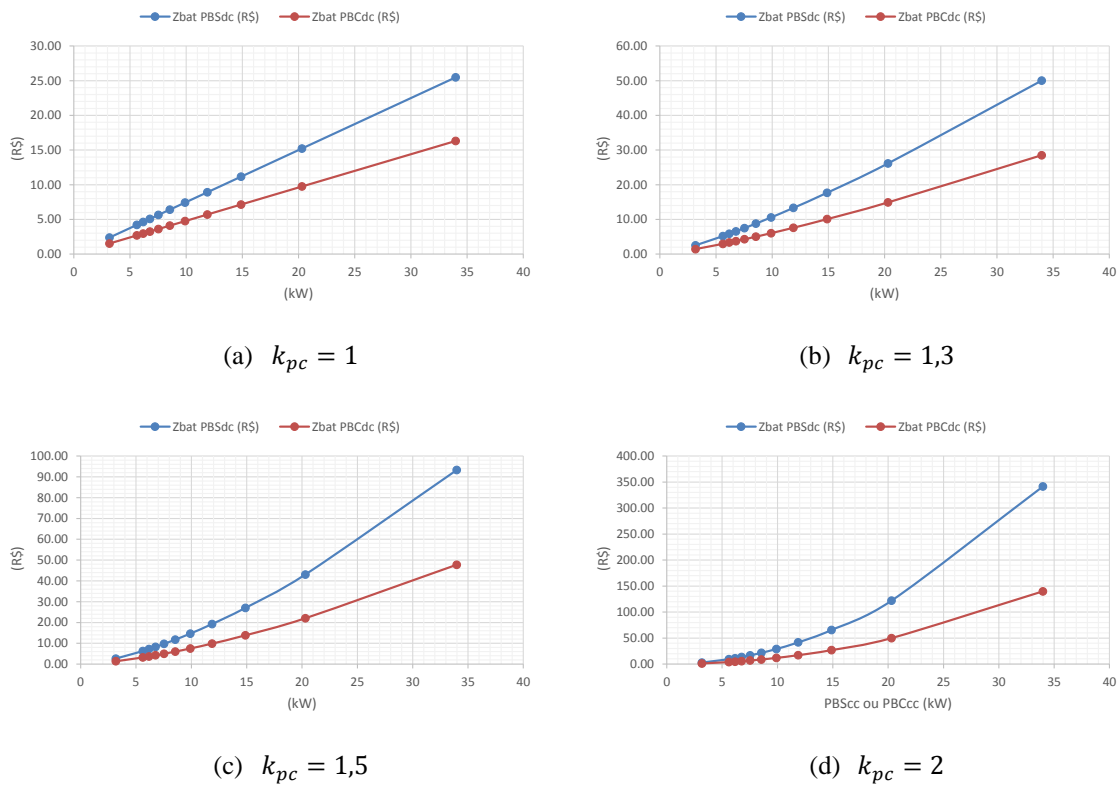


Figura 3.9. Penalização das altas potências de carga e descarga no custo da bateria e efeito da constante de Peukert nessa penalização. Fonte: O autor (2018)

Na Figura 3.9 (a) observa-se um comportamento linear do custo da ciclagem de energia através da bateria em função da potência de carga e descarga da bateria equivalente no barramento DC, considerando as eficiências de carga e descarga respectivamente. Para  $k_{pc} = 1$ , a formulação proposta apresenta o mesmo comportamento quando comparada com a formulação de Dufo-López *et al.* (2007), com a diferença que na nova formulação é considerado além do custo de descarga, o custo da carga.

Para os valores de  $k_{pc}$  maiores que 1, o custo de ciclagem de energia corresponde a uma função polinomial de grau igual à constante  $k_{pc}$  da lei de Peukert. Comparando as curvas (b), (c) e (d) observa-se como a penalização é mais drástica quanto maior o valor de  $k_{pc}$ . Essa diferença é mais notória para valores altos de potência, onde a diferença pode ser até 7 vezes maior para o custo da descarga (curva azul) e 5 vezes maior para o custo de carga (curva vermelha), conforme pode ser visto comparando os valores das curvas (b)  $k_{pc} = 1,3$  e (d)  $k_{pc} = 2$ , para a potência de 34 kW. A curva (d) apresenta um comportamento similar ao sugerido pela formulação de Bordons *et al.* (2015) e Garcia-Torres *et al.* (2016), inclusive mostra que o custo da descarga é maior quando comparado com o custo da carga, conforme

indicado também pelos autores. Porém com a vantagem que os parâmetros necessários na formulação proposta nesta tese, podem ser encontrados com informação básica do catálogo técnico da bateria conforme foi descrito passo a passo nesta subseção. Além disso, um polinômio de segundo grau na formulação do custo da bateria é uma análise muito conservativa para a condição real da bateria (no caso de estudo  $k_{pc} = 1,3$ ) que restringe em cada iteração a variável de controle na solução do problema de otimização, delimitando drasticamente a operação da bateria. No Capítulo 4 a partir da análise dos resultados da validação, será discutida com maiores detalhes a formulação proposta do custo de ciclagem da bateria e sua influência na operacionalidade da bateria.

### 3.5 Integração dos elementos e modelo elétrico do problema

Conforme mencionado na subseção 3.2.4 a integração dos elementos da microrrede e a conexão com a rede da concessionária é realizada através de conversores de potência: conversores DC/DC e DC/AC. Dependendo da dinâmica do sistema que pretende-se controlar, o nível dentro da estrutura hierárquica de controle e as características elétricas do sistema, é necessário descrever matematicamente o intercâmbio energético entre os diferentes elementos da microrrede, incluindo as características elétricas desses conversores e como esses elementos estão integrados. No Capítulo 2 foram discutidas diferentes configurações que podem ser analisadas para conexão dos elementos de uma microrrede: acoplamento em corrente alternada, acoplamento em corrente contínua e acoplamento híbrido.

Para microrredes conectadas com a rede de distribuição, a configuração com acoplamento em corrente alternada tem sido objeto de estudo em várias propostas de controle, onde o balanço da energia consumida e produzida na microrrede é analisado apenas realizando o fluxo de potência no barramento AC ou no ponto de acoplamento comum PAC com a rede da concessionária, sem considerar explicitamente na formulação as características dos conversores como por exemplo sua eficiência elétrica (Parisio & Glielmo 2011; Gambino *et al.* 2014; Yao & Venkitasubramaniam 2015; Ratnam *et al.* 2015; Tsikalakis & Hatziargyriou 2011). Poucos trabalhos têm sido desenvolvidos considerando sistemas com acoplamento DC e híbridos (Dufo-López *et al.* 2007; Ferronato 2014; Sechilariu *et al.* 2014; Bordons *et al.* 2015; Fonseca *et al.* 2015). Em Dufo-López *et al.* (2007) uma solução é proposta usando uma abordagem de algoritmos genéticos para a

otimização de microrredes isoladas com acoplamento híbrido, onde análise do fluxo de potência é realizado tanto no barramento AC quanto no barramento DC conforme citado no Capítulo 2.

Em López-Salamanca *et. al* (2014) é proposta uma abordagem MILP para modelagem e solução do problema de otimização de microrredes com acoplamento em corrente alternada, porém sem considerar a eficiência dos inversores e limitando o estudo apenas ao fluxo de potência da concessionária ao prossumidor.

A Figura 3.10 ilustra a configuração de conexão (a) com acoplamento em corrente alternada AC e (b) com acoplamento em corrente contínua DC para microrredes constituídas por sistema fotovoltaico, carga não controlável, baterias e acoplamento com a rede da concessionária em baixa tensão.

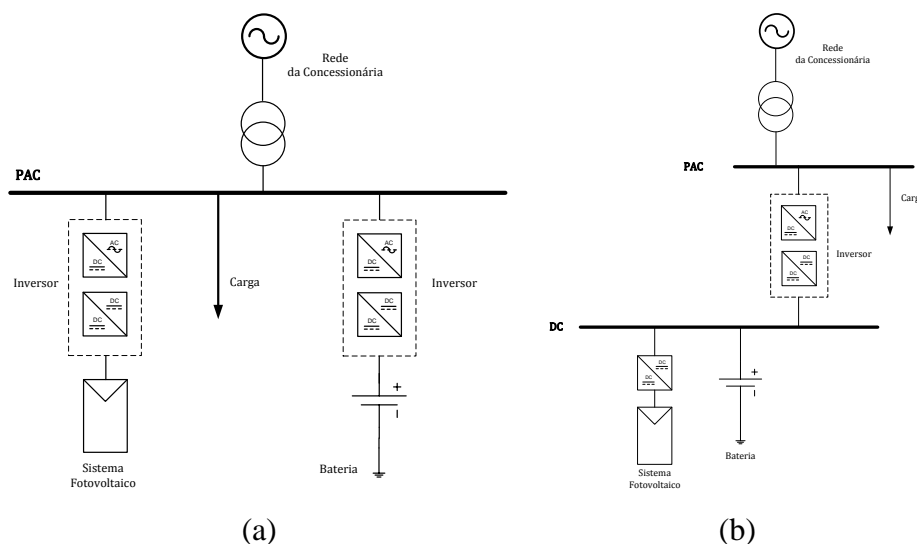


Figura 3.10. Configuração de microrredes conectadas à rede da concessionária com acoplamento em AC e DC. Fonte: O autor (2018)

### 3.5.1 Acoplamento em corrente alternada

No acoplamento de corrente alternada e considerando apenas a análise de potência ativa conforme descrito na subseção 3.2.4, o balanço de potência no PAC é modelado pela equação

$$Prede(k) = Pbat_{PAC}(k) - Ppv_{PAC}(k) + D(k) \tag{3.35}$$

Onde  $Prede(k)$  corresponde à potência injetada (+) ou exportada (-) pela/para rede de distribuição no PAC, resultado do balanço energético considerando a potência de carga (+)



ou de descarga (-) da bateria  $Pbat_{PAC}(k)$ , e a potência demandada pelo consumidor  $D(k)$ , todas medidas no instante  $k$  e no PAC.

Se o fluxo de potência é da bateria em direção ao PAC, a bateria está sendo descarregada, e a equação (3.36) representa essa condição. Se o fluxo de potência é do PAC em direção à bateria, significa que a bateria está sendo carregada e a equação (3.37) descreve essa outra condição.

$$Prede(k) = \eta_{bat}\eta_{DC/AC_{bat}}Pbat(k) - \eta_{DC/AC_{pv}}Ppv(k) + D(k) \quad (3.36)$$

$$Prede(k) = \frac{1}{\eta_{bat}\eta_{AC/DC_{bat}}}Pbat(k) - \eta_{DC/AC_{pv}}Ppv(k) + D(k) \quad (3.37)$$

Onde  $\eta_{bat}$  corresponde à eficiência do processo eletroquímico da bateria,  $\eta_{DC/AC_{bat}}$  e  $\eta_{DC/AC_{pv}}$  à eficiência do conjunto conversor DC/DC e inversor DC/CA usado para interligação da bateria e do sistema fotovoltaico no PAC, respectivamente. Observa-se que dependendo da direção do fluxo de potência através da bateria, o sinal da potência é positivo ou negativo e os coeficientes relativos à eficiência mudam de valor. Esse é um problema típico quando se modela sistemas elétricos onde existem elementos que em alguma condição podem ser carga em outra fonte, como é o caso de baterias. A programação linear inteira mista (MILP) é uma abordagem bem-sucedida na solução de problemas desse tipo conforme discutido nos trabalhos de Parisio & Glielmo (2011), López-Salamanca *et al.* (2014), Gambino *et al.* (2014), Parisio *et al.* (2014) e Parisio *et al.* (2016).

### 3.5.2 Acoplamento em corrente contínua

Conforme mencionado anteriormente, na condição de acoplamento em corrente contínua, a análise é mais complexa considerando que o balanço energético deve ser analisado e modelado matematicamente em dois barramentos: o barramento DC e o barramento AC ou PAC. As equações (3.38) e (3.39) representam esses balanços.

$$P_{DC}(k) = Pbat_{DC}(k) - Ppv_{DC}(k) \quad (3.38)$$

$$P_{rede}(k) = P_{DC_{PAC}}(k) + D(k) \quad (3.39)$$

Onde  $P_{DC}(k)$  corresponde à potência líquida no barramento de corrente contínua (+) se o fluxo de potência através do inversor é do PAC ao barramento DC, ou (-) se o fluxo de potência é do barramento DC em direção ao PAC) resultante do balanço energético considerando a potência de carga (+) ou de descarga (-) da bateria  $Pbat_{DC}(k)$ , e a potência

fornecida pelo sistema fotovoltaico  $Ppv_{DC}(k)$ , ambas medidas no barramento DC no instante  $k$ .  $P_{DC_{PAC}}(k)$  corresponde à potência líquida no barramento de corrente contínua, medida no PAC considerando a eficiência elétrica do inversor.  $Prede(k)$  corresponde à potência injetada (+) ou exportada (-) pela/para rede de distribuição no PAC resultado do balanço energético considerando a potência  $P_{DC_{PAC}}(k)$  (proveniente (-) do barramento DC ao PAC, ou (+) do PAC em direção ao barramento DC) e a potência demandada pelo consumidor  $D(k)$ , todas medidas no instante  $k$  e no PAC.

Igual ao caso do acoplamento em corrente alternada, porém de forma mais complexa uma vez que deve ser considerado o balanço energético tanto no barramento DC como no PAC; dependendo da direção do fluxo de potência através da bateria, e através do inversor e a combinação dessas possibilidades, o sinal relativo a cada potência muda assim como os coeficientes que representam as eficiências dos elementos, dificultando a modelagem desse tipo de sistemas. Por essa razão e com a necessidade de modelar o sistema de forma adequada aos requisitos do problema de controle e otimização, formulações matemáticas devem ser desenvolvidas para representar todas as possibilidades de fluxos de potência considerando os dois barramentos.

Assim, nesta tese de doutorado uma contribuição é realizada na modelagem elétrica de microrredes com acoplamento em corrente contínua e conectadas à rede de distribuição da concessionária, usando uma abordagem MPC+MILP para solução do problema de controle e otimização onde por meio da relação de variáveis binárias e contínuas é possível representar todas as possibilidades de fluxo de potência, considerando as propriedades elétricas dos elementos da microrrede e as restrições técnicas e operacionais do sistema.

Uma breve introdução dessa abordagem é discutida a continuação, onde são apresentados os elementos básicos para a modelagem elétrica. Maiores detalhes dessa modelagem usando a abordagem MPC+MILP são apresentados no Capítulo 4.

Para evitar que a mesma variável tenha sinal positivo ou negativo dependendo da direção do fluxo de potência, o que pode causar confusão na formulação e solução do problema de otimização, na proposta de modelagem será considerado que todas as variáveis são definidas positivas, e uma variável será usada para representar cada condição. Assim por exemplo, conforme foi mencionado na subseção 3.4.2, a variável  $PBS(k)$  é usada para representar a potência de descarga da bateria, a variável  $PBC(k)$  à potência de carga da

bateria, e uma formulação *Big-M* e restrições lógicas para garantir apenas uma condição nesse instante  $k$ .

As seguintes variáveis são usadas para representar cada condição de operação dos elementos bidirecionais, medidas ou calculadas em cada barramento:

$PBS_{DC}(k)$  e  $PBC_{DC}(k)$  correspondem às potências fornecida e consumida pela bateria, respectivamente;  $PinvS_{DC}(k)$  é a potência fornecida no barramento DC proveniente do PAC e  $PinvC_{DC}(k)$  a potência consumida do barramento DC em direção ao PAC, ambas fluindo através do conversor de potência. Todas as anteriores variáveis medidas ou calculadas no barramento DC no instante  $k$ .

$PinvS_{AC}(k)$  é a potência fornecida no barramento AC ou PAC proveniente do barramento DC e  $PinvC_{AC}(k)$  a potência consumida no barramento AC em direção ao barramento DC. A potência resultante do balanço energético no PAC, corresponde à potência da rede, a qual é representada pela variável  $PgS(k)$  quando a rede de distribuição injeta potência no PAC e  $PgC(k)$  quando a potência é exportada para a rede de distribuição.

A Figura 3.11(a) descreve o fluxo de potência no barramento DC para três possibilidades: (a1) sistema fotovoltaico e banco de baterias fornecendo potência no barramento DC, a potência equivalente no barramento DC é fornecida ao barramento AC via o conversor DC/AC; (a2) similar ao caso anterior, porém com a diferença que a bateria está sendo carregada; (a3) a rede de distribuição da concessionária via o conversor DC/AC e o sistema fotovoltaico fornecendo potência no barramento DC para carregar a bateria. A Figura 3.11(b) descreve o fluxo de potência no barramento AC para as seguintes possibilidades: (b1) rede da concessionária fornecendo potência no barramento AC, barramento DC fornecendo potência no barramento AC através do conversor DC/AC, ambas as potências atendem a carga do consumidor; (b2) o barramento DC fornece potência ao barramento AC via o conversor DC/AC, neste caso essa potência é maior que a potência demandada pela carga do consumidor, razão pela qual o excedente de potência é exportado para rede de distribuição da concessionária; (b3) igual que (b1) porém, a bateria está sendo carregada pela rede da concessionária via o conversor AC/DC<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> O conversor DC/AC ou AC/DC refere-se ao mesmo conversor de potência, porém essa nomenclatura é usada para indicar a direção do fluxo de potência (de/para). Tecnicamente quando o fluxo de potência é do PAC (barramento AC) em direção ao barramento DC, o conversor atua como um retificador AC/DC, e quando o fluxo de potência é do barramento DC ao barramento AC o conversor atua como um inversor DC/AC.

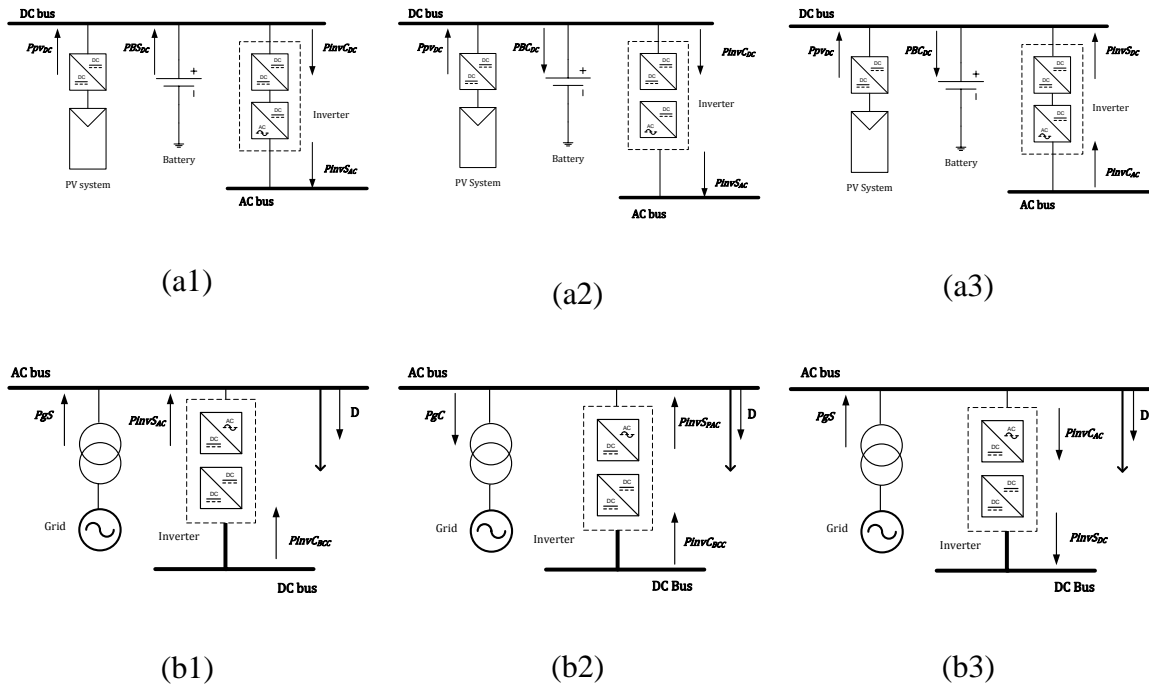


Figura 3.11. Diagrama esquemático de microrredes com acoplamento DC incluindo diferentes condições de fluxo de potência. Fonte: O autor (2018)

A equação (3.40) representa o equilíbrio energético no barramento DC e a equação (3.41) o equilíbrio energético no barramento AC usando a abordagem proposta. A equação (3.42) relaciona os fluxos de potência entre os barramentos.

$$-PinvC_{DC}(k) + PinvS_{DC}(k) = \lambda_{DC}[-PBS(k) + PBC(k)] - \eta_{PV}P_{PV}(k) \quad (3.40)$$

$$P_{gS}(k) - P_{gC}(k) = -PinvS_{AC}(k) + PinvC_{AC}(k) + D(k) \quad (3.41)$$

$$P_{gS}(k) - P_{gC}(k) = \lambda_{AC}[-PinvC_{DC}(k) + PinvS_{DC}(k)] + D(k) \quad (3.42)$$

Os valores dos coeficientes relativos às eficiências dos elementos, representados pelas constantes  $\lambda_{DC}$  e  $\lambda_{AC}$ , dependem da direção do fluxo de potência analisado em cada barramento e para cada instante  $k$ . A abordagem MPC+MILP proposta e discutida no Capítulo 4 define automaticamente, qual a condição do fluxo de potência e quais os valores dos coeficientes, tal que minimizem a função objetivo formulada no problema de otimização, resolvido a cada instante  $k$  e considerando um horizonte de previsão específico.

### 3.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram identificados os elementos da microrrede, suas características, a forma em que podem ser integrados eletricamente, e a partir desses aspectos os requisitos e as considerações para o desenvolvimento de modelos matemáticos necessários na abordagem MPC+MILP proposta para solução do problema de controle e otimização da microrrede. Um aspecto importante considerado como requisito na abordagem de otimização e controle proposta nesta tese de doutorado, é a possibilidade de desenvolver os modelos dos elementos da microrrede a partir de informação básica disponibilizada pelo fabricante em documentos de especificações e catálogos técnicos; medições realizadas e dados históricos armazenados usufruindo da infraestrutura de medição da própria microrrede ou por meio de medidores comerciais de baixo custo; e resultados de ensaios simples. Tudo isso sem precisar despesas adicionais que impliquem num acréscimo significativo no custo do investimento inicial. Esse requisito é uma contribuição que visa viabilizar técnica e economicamente a implementação do controle proposto em aplicações práticas atendendo às características particulares de cada problema.

Foram apresentados aspectos importantes na identificação e validação de modelos matemáticos dos elementos não controláveis (FER e a carga do consumidor). Pelas características do problema, onde é possível registrar e armazenar dados de produção e consumo de potência, a técnica quantitativa de series temporais mostrou ser adequada para o desenvolvimento de modelos de previsão. A partir de dados reais registrados em uma microrrede em operação, foram desenvolvidos modelos tipo ARIMA para modelagem de um sistema fotovoltaico e a carga elétrica de uma instalação. A análise de indicadores estatísticos mostrou um ajuste apropriado dos modelos desenvolvidos.

Foi identificada a tecnologia eletroquímica e especificamente as baterias de chumbo ácido como uma topologia amplamente utilizada como sistema complementar em aplicações elétricas devido ao seu baixo custo. Mostrou-se a importância da implementação de estratégias de controle e otimização para o gerenciamento energético da bateria potencializando e viabilizando economicamente seu uso em microrredes residenciais, comerciais e industriais. Com essa premissa, foi apresentado um modelo matemático que permite descrever a dinâmica quase estática de SAEs com tecnologia eletroquímica e cujos parâmetros necessários na modelagem podem ser calculados a partir de informação técnica básica. Um exemplo do cálculo desses parâmetros a partir de informação básica do catálogo

técnico de uma bateria estacionária foi apresentado e os resultados obtidos no modelo validados com as curvas de carga e descarga do fabricante. A utilização desse modelo em programas computacionais comerciais de renome para otimização de sistemas energéticos, mostram um bom desempenho do modelo em aplicações práticas, uma vez que se aproxima mais ao comportamento real da bateria quando comparado com modelos genéricos. Estudos reportados na literatura também confirmam este resultado.

Uma contribuição na modelagem da bateria foi apresentada, essa refere-se a uma formulação matemática que permite quantificar o custo da ciclagem de energia através da bateria, considerando o investimento inicial, a quantidade de energia prevista na vida útil da bateria definida em função da profundidade de descarga e penalizando as altas correntes de carga e descarga. Novamente, os parâmetros necessários na formulação podem ser encontrados facilmente na especificação técnica da bateria ou via resultados de testes simples de descarga. Um exemplo do cálculo desses parâmetros também foi apresentado considerando a mesma bateria. Adicionalmente foi realizada uma análise comparativa que mostra como o custo é notoriamente incrementado quanto maior a corrente de carga/descarga e como esse comportamento depende intrinsecamente da característica e do estado da bateria.

Finalmente foi modelada a integração dos elementos da microrrede considerando o equilíbrio energético nos barramentos associados às duas configurações: acoplamento em corrente alternada que considera um único barramento AC ou PAC; e acoplamento em corrente contínua que considera um barramento DC e o barramento AC. Uma vez que existem elementos com fluxos de potência bidirecional e são considerados parâmetros associados às eficiências desses elementos e que variam em função da direção do fluxo de potência, é necessário o desenvolvimento de um modelo matemático que permita a solução do problema de controle e otimização considerando as diferentes possibilidades do fluxo de potência na microrrede. Assim neste capítulo foram apresentadas as considerações e formulações iniciais de um modelo elétrico proposto para microrredes com acoplamento em corrente contínua, que atende aos requisitos anteriormente mencionados e desenvolvido usando uma abordagem MILP. Maiores detalhes dessa modelagem são discutidos no próximo capítulo, onde se apresenta a estratégia de controle proposta nesta tese.



# Capítulo 4

## Algoritmo de Controle e Otimização

### 4.1 Introdução

Definido o problema de estudo, formulados e validados os modelos dos elementos que integram a microrrede, as etapas de formulação, simulação e validação do modelo são finalizadas neste capítulo com a formulação e validação da proposta de controle e otimização de microrredes objeto desta tese de doutorado. Propõe-se e apresenta-se neste capítulo uma abordagem MPC+MILP para solução do problema de controle e otimização de microrredes no contexto brasileiro.

O gerenciamento ótimo de uma microrrede depende da tomada de decisões determinadas a partir do comportamento futuro esperado do sistema, considerando previsões de geração e consumo de energia, assim como também variação nos preços da energia definidos pelo comportamento de oferta e demanda no mercado energético (García, 2015). De forma complementar, visando a implementação prática de um sistema de gerenciamento de microrredes, em que o tempo computacional para solução do problema de otimização a cada iteração, assim como os recursos de hardware e software necessários para implementação das lógicas de controle e otimização, são uma limitante, é imperativo o desenvolvimento de soluções a partir de abordagens de controle e otimização adequadas para aplicações reais. Conforme apresentado no Capítulo 2 a abordagem de controle preditivo baseado no modelo (do inglês *Model Predictive Control* - MPC) é uma abordagem bem-sucedida na solução de aplicações industriais e problemas energéticos com as características anteriormente mencionadas. Adicionalmente, se consideradas as características elétricas do problema em que elementos da microrrede como o SAE podem ter comportamento de carga ou de fonte, elementos como fontes de GD e cargas elétricas controláveis podem ser ligadas ou desligadas, elementos como conversores de potência bidirecionais apresentam fluxos de potência em duas direções, a abordagem MPC pode ser complementada com uma abordagem híbrida em que além de variáveis contínuas são consideradas também variáveis binárias, sinalizando as direções de fluxo (Parisio *et al.* 2014; García 2015). Nessa abordagem MPC híbrida, a solução do problema de otimização considerando as características elétricas



anteriormente mencionadas, e as diferentes possibilidades existentes para o intercâmbio energético na microrrede, pode ser tratada usando a abordagem MILP, conforme estudos de caso bem-sucedidos de aplicações reais apresentados também no Capítulo 2.

No que segue, se apresenta o desenvolvimento do modelo do problema de otimização usando a abordagem MILP, abrangendo as formulações matemáticas da função objetivo e as restrições que caracterizam o problema de estudo. A proposta MPC+MILP é finalizada com a formulação da lei de controle na qual o conceito de horizonte deslizante é tratado para o caso específico deste estudo. Resultados de validação computacional considerando as especificações e dados de medição de uma microrrede real são discutidos ao final do capítulo.

#### **4.2 Formulação MPC+MILP proposta**

Como já apresentado, na abordagem MPC proposta, a potência através do SAE é o sinal de controle (a variável manipulável) e a potência ativa demandada ou exportada para a rede da concessionária é a saída do processo (a variável controlada). A potência fornecida pela fonte de energia renovável FER e a potência demandada pela carga elétrica do consumidor são variáveis não controladas (perturbações) que complementam o modelo. Identificadas as variáveis no problema, o seguinte passo na formulação é identificar para o problema de estudo os três elementos básicos da abordagem MPC mencionados no Capítulo 2: o modelo de previsão, a função objetivo e a formulação da lei de controle. Com estas considerações, com as características particulares que contextualizam o problema de estudo, apresentadas também no Capítulo 2, e com as considerações realizadas na modelagem dos elementos e de sua integração na microrrede discutidas no Capítulo 3, formula-se a abordagem MPC+MILP para solução do problema de estudo.

##### **Algoritmo computacional da formulação MPC+MILP**

Na Figura 4.1 é apresentado de forma geral, o diagrama da solução de controle e otimização proposta, abordagem MPC+MILP, onde o problema de controle é tratado com a abordagem MPC e o problema de otimização é formulado e resolvido usando a abordagem MILP.

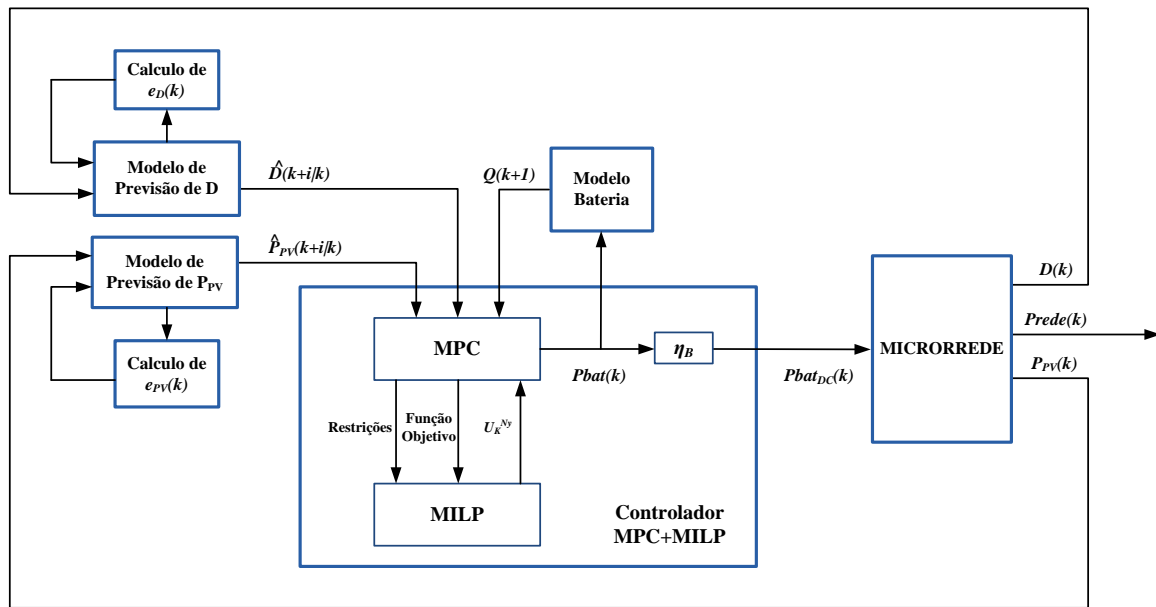


Figura 4.1. Diagrama da solução de controle abordagem MPC+MILP. Fonte: O autor (2018)

A seguir são descritos os passos do algoritmo computacional da solução proposta, considerando que o modelo do SAE (no caso de validação um banco de baterias), o modelo elétrico do problema, os modelos de previsão da potência do sistema fotovoltaico e da carga assim como também o modelo do problema de otimização incluindo a função objetivo e as restrições foram todos desenvolvidos em uma etapa inicial.

- 1: Usando o modelo da bateria e conhecida a potência  $Pbat(k - 1)$  calcular o estado inicial de carga da bateria na iteração  $k$ ,  $Q(k)$ ;
- 2: Medir o valor da potência do sistema fotovoltaico e da carga em:  $P_{PV}(k)$  e  $D(k)$ ;
- 3: Calcular o resíduo do modelo de previsão para o sistema fotovoltaico e a carga na iteração  $k$ :  $e_{PV}(k)$  e  $e_D(k)$ ;
- 4: A partir dos modelos de previsão desenvolvidos e o vetor de resíduos e de medições passadas conhecidos, calcular as previsões  $\hat{P}_{PV}(k + i|k)$  e  $\hat{D}(k + i|k)$  onde  $i \in \{1, \dots, Ny - 1\}$ ;
- 5: Conhecido o estado de carga inicial da bateria  $Q(k)$  e os vetores de previsão  $\hat{P}_{PV}(k + i|k)$  e  $\hat{D}(k + i|k)$ , e considerando o horizonte de previsão  $Ny$ , calcular usando a abordagem MILP o vetor de controle ótimo  $U_k^{Ny} = [u(k|k) u(k + 1|k) \dots u(k + Ny - 1|k)]$  que resolve o problema de otimização;
- 6: Usando o conceito de horizonte deslizante na abordagem MPC, considerar apenas o primeiro elemento do vetor de controle ótimo  $U_k^{Ny}$ ,  $Pbat(k) = u(k|k)$  e descartar os outros;
- 7: Conhecidas as eficiências de carga  $\eta_{cb}$  e descarga da bateria  $\eta_{db}$  e o valor de  $Pbat(k)$ , calcular e enviar aos conversores o valor de  $Pbat_{DC}(k)$  como *set point* de potência para carregar ou descarregar a bateria;
- 8: Conhecido o valor de  $Pbat(k)$  voltar ao passo 1 para calcular o estado inicial de carga da próxima iteração  $Q(k + 1)$ .

Para um melhor entendimento do sistema de controle proposto e auxiliar sua implementação em uma aplicação real, o algoritmo computacional discutido anteriormente é complementado com a Figura 4.2 que descreve a evolução temporal do processo considerando a abordagem preditiva.

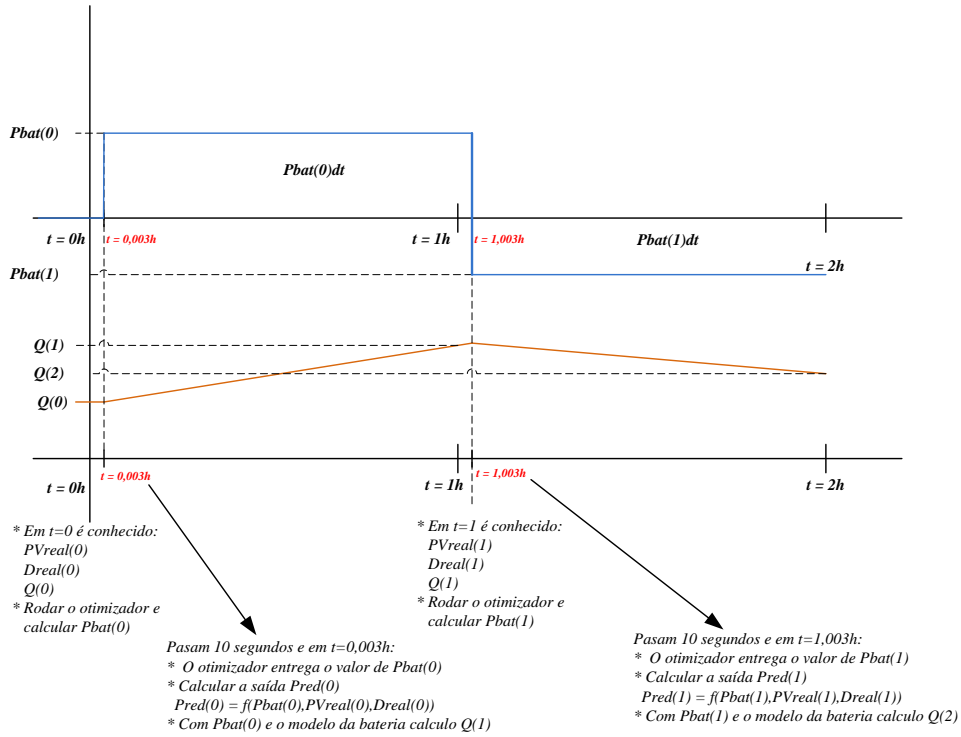


Figura 4.2. Evolução temporal do processo e abordagem preditiva. Fonte: O autor (2018)

Se considerado na Figura 4.2 que o instante atual é representado por  $t = 0$ <sup>19</sup>, os valores de  $P_{PV}(0)$  e  $D(0)$  são mensuráveis e conhecidos, assim como também conhecido o estado de carga da bateria para esse instante  $Q(0)$ . Com os valores de  $P_{PV}(0)$  e  $D(0)$ , é calculado o resíduo dos modelos de previsão  $e_{PV}(0)$  e  $e_D(0)$  e posteriormente as previsões  $\hat{P}_{PV}(0 + i|0)$  e  $\hat{D}(0 + i|0)$ , onde por exemplo  $i \in \{1, \dots, 23\}$ . Conhecidos esses valores, o problema de otimização é resolvido e calculado o vetor de controle ótimo  $[u(0|0) u(0 + 1|0) \dots u(0 + 23|0)]$ . O cálculo das previsões e a solução do problema de otimização são processados computacionalmente em uma fração do período de amostragem do processo. Por exemplo se o período de amostragem do processo é  $T_s = 1h$ , e o processo computacional leva 10 segundos, essa fração corresponde aproximadamente a  $0,003h$ . Usando o conceito de horizonte deslizante considera-se apenas o primeiro elemento do vetor de controle ótimo  $u(0|0)$ ; e calcula-se o *setpoint* de potência da bateria que é enviado aos conversores de potência, na evolução temporal corresponde a  $Pbat_{DC}(0,003)$ . Uma vez que para o exemplo o período de amostragem é de 1 hora, significa que novas medições serão disponíveis uma hora depois e considerando que o processo computacional é muito inferior ao período de amostragem, assume-se que  $Pbat_{DC}(0) \cong Pbat_{DC}(0,003)$ ,  $P_{PV}(0,003) \cong P_{PV}(0)$ ,

<sup>19</sup>  $t = kT_s$  onde  $T_s$  corresponde ao período de amostragem do processo.

$D(0,003) \cong D(0)$  e que a potência equivalente da rede esperada  $Prede(0)$  é resultado do equilíbrio energético considerando os valores assumidos para  $t = 0$ . Considera-se também que o valor de potência da bateria resultante da otimização  $Pbat(0)$  será aplicado constantemente na bateria até a iteração seguinte e que a carga na bateria mudará linearmente como função do produto dessa potência vezes o tempo transcorrido, cujo valor final será  $Q(1)$  utilizado como condição inicial de carga para o novo instante de tempo  $t = 1h$ . Quanto menor o tempo de processamento computacional necessário para resolver a cada instante o problema de otimização, menor a diferença entre o comportamento esperado e o comportamento real.

Apresentados aspectos gerais da formulação proposta, nas próximas subseções são discutidos os elementos da abordagem MPC+MILP para o problema particular de estudo.

### 4.3 Modelo de Previsão abordagem MPC

Usando a notação da abordagem MPC, e com as considerações da abordagem MILP para solução do problema de otimização, as saídas previstas  $\hat{y}_{AC}(k + i|k)$  são definidas pela equação (4.1), e os sinais de controle futuro  $u(k + i|k)$  pela equação (4.2):

$$\hat{y}_{AC}(k + i|k) = \hat{P}g(k + i|k) = \hat{P}gS(k + i|k) - \hat{P}gC(k + i|k); \forall i = 0, \dots, Ny - 1 \quad (4.1)$$

$$u(k + i|k) = Pbat(k + i|k) = -PBS(k + i|k) + PBC(k + i|k); \forall i = 0, \dots, Ny - 1 \quad (4.2)$$

Uma vez que a solução proposta considera o acoplamento DC, a relação entre as saídas previstas e os sinais de controle futuros é determinada pelo equilíbrio energético analisado nos barramentos DC e AC (PAC) a cada instante  $k + i$ . Para explicar essa relação a Figura 4.3 ilustra as entradas, saídas e perturbações, em cada barramento.

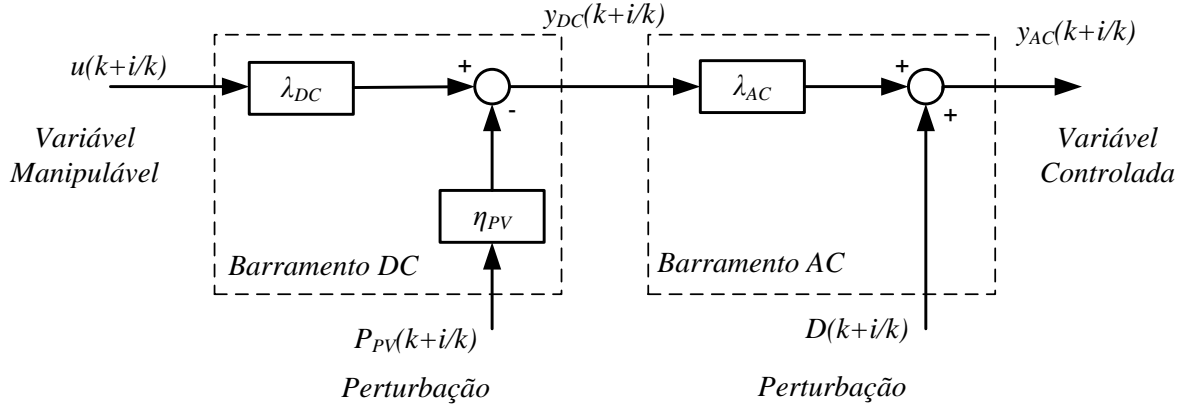


Figura 4.3. Diagrama de entradas e saídas da microrrede em acoplamento DC. Fonte: O autor (2018)

Conforme ilustrado pela Figura 4.3, os equilíbrios energéticos nos barramentos DC e AC, a cada instante  $k + i$  estão determinados pelas equações (4.3) e (4.4), respectivamente.

$$\begin{aligned}\hat{y}_{DC}(k+i|k) &= -\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) + \hat{P}invS_{DC}(k+i|k) \\ &= \lambda_{DC}(k+i|k)u(k+i|k) - \eta_{PV}\hat{P}_{PV}(k+i|k)\end{aligned}\quad (4.3)$$

$$\begin{aligned}\hat{y}_{AC}(k+i|k) &= \hat{P}gS(k+i|k) - \hat{P}gC(k+i|k) \\ &= \lambda_{AC}(k+i|k)\hat{u}_{AC}(k+i|k) + \hat{D}(k+i|k)\end{aligned}\quad (4.4)$$

Se substituída a variável de controle  $u(k+i|k)$  definida pela equação (4.2) na equação (4.3) e considerando segundo a Figura 4.3 que a entrada do barramento AC corresponde à saída do barramento DC, quer dizer  $\hat{u}_{AC}(k+i|k) = \hat{y}_{DC}(k+i|k)$ , pode-se determinar por meio da equação (4.5) a relação entre as saídas previstas e os sinais de controle futuros.

$$\hat{y}(k+i|k) = \lambda_{AC}(k+i|k)\{\lambda_{DC}(k+i|k)u(k+i|k) - \eta_{PV}\hat{P}_{PV}(k+i|k)\} + \hat{D}(k+i|k)\quad (4.5)$$

Se considerada a abordagem MILP proposta para modelagem e solução do problema de otimização, a equação (4.6) descreve essa relação em termos das potências fornecidas ou consumidas por cada elemento da microrrede com acoplamento DC.

$$\begin{aligned}\hat{P}gS(k+i|k) - \hat{P}gC(k+i|k) \\ = \lambda_{AC}(k+i|k)\{\lambda_{DC}(k+i|k)[-PBS(k+i|k) + PBC(k+i|k)] - \eta_{PV}\hat{P}_{PV}(k+i|k)\} \\ + \hat{D}(k+i|k)\end{aligned}\quad (4.6)$$

Na abordagem MILP, as variáveis  $PBS(k+i|k)$  e  $PBC(k+i|k)$  são definidas positivas para todo o intervalo de previsão, quer dizer,  $\forall i \in \mathbb{R}_+$ ; elas são as variáveis de controle que correspondem à potência de descarga ou carga da bateria, respectivamente, e

que são calculadas para minimizar a função objetivo formulada no problema de otimização. Nesse ponto é importante destacar que na abordagem MILP proposta é garantido usando uma formulação *Big-M* e restrições entre variáveis binárias, que para cada instante  $k + i$ , apenas uma dessas condições aconteça (descarga ou carga). As variáveis  $\hat{P}gS(k + i|k)$  e  $\hat{P}gC(k + i|k)$  também definidas positivas para todo o intervalo de previsão, correspondem à potência ativa demandada ou exportada para rede, respectivamente, e são calculadas nos instantes  $k + i$  como resultado do equilíbrio energético no barramento AC. Novamente uma abordagem *Big-M* e restrições entre variáveis binárias garantem que na saída do sistema apenas uma condição relativa à rede da concessionária aconteça (demanda ou exportação). A saída do barramento DC (ver equação (4.3)), corresponde à condição de fluxo de potência previsto através do inversor e assume o valor da variável  $\hat{P}invC_{DC}(k + i|k)$  se o fluxo é do barramento DC ao barramento AC ou da variável  $\hat{P}invS_{DC}(k + i|k)$  se o fluxo é do barramento AC ao barramento DC. Na formulação do problema de otimização, as equações (4.3) e (4.4) são inseridas como restrições para que o equilíbrio energético no barramento DC e AC respectivamente, seja sempre respeitado. Maiores detalhes dessas e das restrições que garantem que a cada instante  $k + i$ , aconteça apenas uma condição de fluxo de potência através de cada elemento são apresentados na subseção 4.4.4.

As variáveis  $\hat{P}_{PV}(k + i|k)$  e  $\hat{D}(k + i|k)$  correspondem à potência fornecida pelo sistema fotovoltaico e à potência demandada pela carga. As potências atuais  $\hat{P}_{PV}(k|k)$  e  $\hat{D}(k|k)$  são de fato mensuráveis e os valores previstos nos instantes  $k + i$  são calculados a partir de dados passados de produção e consumo de potência, respectivamente, e dos resíduos na modelagem resultantes dos modelos de previsão discutidos nas subseções 3.3.3 e 3.3.4. Conforme será discutido com maiores detalhes no Capítulo 5, esses valores previstos são compostos por duas componentes, uma determinística e outra estocástica, a última quantifica as incertezas do modelo na previsão. A formulação inicial MPC discutida neste capítulo é reformulada no Capítulo 5 com uma abordagem MPC com restrições probabilísticas do inglês *Chance Constrained MPC*, (CC-MPC) que permite tratar essas perturbações estocásticas e melhorar o desempenho do controlador.

A eficiência relativa ao sistema fotovoltaico  $\eta_{PV}$  apresenta um único valor constante para todo o período de previsão, isso se deve a que o fluxo de potência é sempre na direção do sistema fotovoltaico para o barramento DC. Seu valor depende do ponto onde é medida a potência. Se a potência for medida na saída do controlador de carga, quer dizer no

barramento de corrente contínua,  $\eta_{PV} = 1$ ; se a potência for medida na saída do arranjo de painéis, a eficiência corresponde à eficiência do controlador de carga (conversor DC/DC). Se a potência do sistema fotovoltaico é resultado de um modelo matemático que relaciona a irradiância ( $\text{W/m}^2$ ) com a potência na saída, a eficiência  $\eta_{PV}$  deverá considerar a eficiência dos painéis e a eficiência do controlador de carga.

O parâmetro  $\lambda_{DC}(k + i|k)$  está relacionado com a eficiência do processo eletroquímico de carga  $\eta_{cB}$  ou descarga  $\eta_{dB}$  da bateria e seu valor previsto depende da condição do fluxo de potência através da bateria no instante  $k + i$ . Na abordagem MILP proposta, essa condição de fluxo está definida pelas variáveis binárias  $\delta_{BS}$  e  $\delta_{BC}$  conforme descrito pela equação (4.7).

$$\lambda_{DC}(k + i|k) = \left\{ \begin{array}{l} \eta_{dB} \quad \forall \delta_{BS}(k + i|k) = 1 \\ \eta_{cB}^{-1} \quad \forall \delta_{BC}(k + i|k) = 1 \end{array} \right\} \quad (4.7)$$

O parâmetro  $\lambda_{AC}(k + i|k)$  está relacionado com a eficiência do inversor utilizado para conexão do barramento DC com o barramento AC (PAC). Seu valor depende da condição de fluxo de potência através do inversor no instante  $k + i$ . Na abordagem MILP proposta, essa condição de fluxo está definida pelas variáveis binárias  $\hat{\delta}_{ICAC}$  e  $\hat{\delta}_{ISAC}$  conforme descrito pela equação (4.8).

$$\lambda_{AC}(k + i|k) = \left\{ \begin{array}{l} \eta_{invAC/DC}^{-1} \quad \forall \hat{\delta}_{ICAC}(k + i|k) = 1 \\ \eta_{invDC/AC} \quad \forall \hat{\delta}_{ISAC}(k + i|k) = 1 \end{array} \right\} \quad (4.8)$$

$\eta_{invAC/DC}$  e  $\eta_{invDC/AC}$  são as eficiências do inversor considerando o fluxo de potência na direção do barramento AC (PAC) para barramento DC, e fluxo do barramento DC para o barramento AC (PAC), respectivamente. A eficiência depende da tecnologia e do processo construtivo do inversor e seu valor pode ser encontrado nas especificações técnicas do equipamento ou por meio de ensaios simples.

Na equação (4.6), o valor do produto dos parâmetros  $\lambda_{DC}(k + i|k)$  e  $\lambda_{AC}(k + i|k)$  no instante  $k + i$ , pode ser definido por uma combinação apropriada das variáveis binárias  $\delta_{BS}$ ,  $\delta_{BC}$ ,  $\hat{\delta}_{ICAC}$  e  $\hat{\delta}_{ISAC}$  que descrevem as diferentes condições de fluxo de potência através da bateria e do inversor de potência ( ver Figura 3.11 (a1), (a2) e (a3) ), conforme apresentado na equação (4.9).

$$\lambda_{DC}(k+i|k)\lambda_{AC}(k+i|k) = \left\{ \begin{array}{ll} \eta_{dB} \eta_{invDC/AC} & \forall \delta_{BS}(k+i|k) = 1 \wedge \hat{\delta}_{ISAC}(k+i|k) = 1 \\ \eta_{cB}^{-1} \eta_{invDC/AC} & \forall \delta_{BC}(k+i|k) = 1 \wedge \hat{\delta}_{ISAC}(k+i|k) = 1 \\ \eta_{cB}^{-1} \eta_{invAC/DC}^{-1} & \forall \delta_{BC}(k+i|k) = 1 \wedge \hat{\delta}_{ICAC}(k+i|k) = 1 \end{array} \right\} \quad (4.9)$$

Apresentado o modelo de previsão para o problema de estudo, na próxima subseção será discutida a função objetivo formulada para a solução do problema de otimização. Uma vez que existem limitações físicas e de segurança na operação de equipamentos e do sistema como um todo, assim como regras tarifárias para o consumo e intercâmbio de energia, deve-se realizar a formulação considerando restrições.

Pelas características do problema, variáveis contínuas e variáveis binárias podem ser usadas para modelar o comportamento de equipamentos dentro da microrrede que apresentam duas condições de operação: carga ou descarga da bateria, fluxo de potência do barramento DC ao barramento AC e vice-versa via inversor, importação/exportação de energia de/para a concessionária. E adicionalmente considerando que a integração elétrica entre os elementos da microrrede e as relações comerciais entre consumidor e concessionária por meio das tarifas de energia podem ser modeladas com relações matemáticas lineares entre variáveis contínuas e binárias, a técnica MILP ajusta-se adequadamente ao problema de estudo. O modelo MILP permitirá encontrar a solução ótima a cada iteração com um tempo de cálculo considerado apropriado ao problema de estudo, conforme será discutido na validação computacional e experimental.

Maiores detalhes da formulação da função objetivo considerando restrições e usando a abordagem MILP proposta para solução do problema de otimização são apresentados nas próximas subseções.

#### 4.4 Função objetivo e formulação MILP

Conforme definido na descrição do problema, o objetivo do controlador é otimizar a operação da microrrede, minimizando o valor da fatura que o prosumidor paga à concessionária de energia e prolongando a vida útil do SAE, elemento controlável no sistema. Condições que devem ser considerados na formulação da função objetivo.

Repassando o exposto no Capítulo 2, para o caso da modalidade tarifária branca, a fatura considera apenas o consumo de energia, e para o caso das modalidades tarifárias azul e verde, além da energia são considerados na fatura a potência demandada e o valor



correspondente a multas quando superada a potência contratada, regras que são definidas pela resolução normativa ANEEL 414/2010 (ANEEL, 2010) para cada modalidade tarifária. Adicionalmente o intercâmbio de energia entre o consumidor e a concessionária regulamentado pela resolução normativa ANEEL 482/2012 (ANEEL, 2012) acarreta para o consumidor benefícios econômicos que junto com as regras estabelecidas nas modalidades tarifárias devem também ser formuladas.

Finalmente, considerando que o SAE é o elemento controlável, sua operação deve ser otimizada garantindo a prolongação de sua vida útil. Por essa razão, o custo da ciclagem de energia através do SAE e o custo relativo à penalização quando exigida altas potências de carga e descarga, e que são quantificados na subseção 3.4.3, devem ser formulados também na função objetivo do problema de otimização.

Com as premissas anteriores, propõe-se nesta tese de doutorado a função multi-objetivo na abordagem MILP apresentada na equação (4.10).

$$\min(Z(k)) = \alpha_D \underbrace{ZD[\hat{y}_{AC_{max}}]}_{\text{Custo da demanda de potência}} + \alpha_E \underbrace{ZE[\hat{y}_{AC}(k+i|k)\Delta t]}_{\text{Custo da Energia e intercambio energético}} + \alpha_{SAE} \underbrace{Z_{SAE}[u(k+i|k)\Delta t]}_{\text{Custo do SAE}} \quad (4.10)$$

Onde  $\alpha_D$ ,  $\alpha_E$  e  $\alpha_{SAE}$  são pesos usados para priorizar ou descartar os custos que compõem a função objetivo.  $ZD[\cdot]$  é atribuído à parcela dos custos relativos à potência demandada e existindo, à respectiva multa. Esta parcela é função do valor máximo da saída do sistema  $\hat{y}_{AC_{max}}$  que corresponde ao máximo das potências previstas no barramento AC.  $ZE[\cdot]$  é função da sequência de saídas previstas  $\hat{y}_{AC}(k+i|k)$  no barramento AC, multiplicado pelo período de amostragem  $\Delta t$ .  $Z_{SAE}[\cdot]$  é função da sequência de sinais de controle  $u(k+i|k)$ , referentes à potência da bateria para cada instante de previsão  $k+i$  e calculadas para minimizar a função objetivo  $Z$ . Os custos que compõem a função objetivo são definidos em unidades monetárias, neste caso, reais (R\$).

A função multi-objetivo da equação (4.10) é válida para as tarifas azul, verde e branca, modalidades tarifárias objeto deste estudo. Atendendo ao fato que na tarifa branca não é contabilizado o custo da demanda de potência, neste caso o peso  $\alpha_D$  é igual a zero.

Nas próximas subseções são explicadas cada uma destas parcelas.

#### 4.4.1 Formulação para o custo do SAE

Na subseção 3.4.3 foi apresentada uma nova formulação para quantificar o uso do SAE, conforme equação (3.29). Uma vez que a formulação é uma equação polinomial cujo grau depende da constante de Peukert  $k_{pc}$ , que varia entre 1 e 2, sua formulação não pode ser abordada no problema de otimização apenas com programação linear. Porém, usando as funções de linearização por partes de Sherali (2001), o problema de otimização pode ser resolvido usando uma abordagem MILP na formulação.

A equação (4.11) quantifica o uso do SAE usando a abordagem MPC e a equação (4.12) corresponde à sua reformulação usando a abordagem MILP. Assim, define-se a parcela  $Z_{SAE}[\cdot]$  de (4.10).

$$Z_{SAE_{real}} = \sum_{i=0}^{N_y-1} \left\{ K_{des} (PBS(k+i|k))^{k_{pc}} + K_{car} (PBC(k+i|k))^{k_{pc}} \right\} \quad (4.11)$$

$$Z_{SAE} = \sum_{i=0}^{N_y-1} \left\{ \tilde{f}_{zSAES}[x_{zSAES}(k+i|k)] K_{des} + \tilde{f}_{zSAEC}[x_{zSAEC}(k+i|k)] K_{car} \right\} \quad (4.12)$$

Onde  $N_y$  corresponde ao horizonte de previsão,  $\tilde{f}_{zSAES}[x_{zSAES}(k+i|k)]$  e  $\tilde{f}_{zSAEC}[x_{zSAEC}(k+i|k)]$  são as funções lineares por partes para o processo de descarga e carga do SAE, respectivamente, calculadas para cada instante de previsão  $k+i$  e que minimizam o custo do uso do SAE.  $K_{des}$  e  $K_{car}$  são constantes relativas à carga e descarga respectivamente.

As equações (4.13) a (4.17) descrevem as restrições que complementam a formulação de Sherali para o processo de descarga e que devem ser consideradas a cada instante  $k+i$ . Para o processo de carga a formulação é similar<sup>20</sup>.

$$x_{zSAES} = \sum_{i_{PL}=1}^{r_{zSAES}} \left[ a_{zSAES_{i_{PL}-1}} \lambda_{zSAES_{i_{PL}}}^L + a_{zSAES_{i_{PL}}} \lambda_{zSAES_{i_{PL}}}^R \right] \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned} \tilde{f}_{zSAES}(x_{zSAES}) \approx & \sum_{i_{PL}=1}^{r_{zSAES}} \left[ f_{zSAES}(a_{zSAES_{i_{PL}-1}}) \lambda_{zSAES_{i_{PL}}}^L \right. \\ & \left. + f_{zSAES}(a_{zSAES_{i_{PL}}}) \lambda_{zSAES_{i_{PL}}}^R \right] \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$\lambda_{zSAES_{i_{PL}}}^L + \lambda_{zSAES_{i_{PL}}}^R = y_{zSAES_{i_{PL}}} \quad \forall i_{PL} = 1 \dots r_{zSAES} \quad (4.15)$$

<sup>20</sup> No processo de carga o sub-índice  $zSAES$  das equações (4.13) a (4.17) deve ser substituído pelo sub-índice  $zSAEC$ .

$$\sum_{i_{PL}=1}^{r_{zSAES}} y_{zSAES i_{PL}} = 1 \quad (4.16)$$

$$\lambda_{zSAES i_{PL}}^L, \lambda_{zSAES i_{PL}}^R \in \mathbb{R}_+ \quad \forall i_{PL} = 1 \dots r_{zSAES} \quad (4.17)$$

$$y_{zSAES i_{PL}} \in \{0,1\} \quad \forall i_{PL} = 1 \dots r_{zSAES}$$

Onde  $r_{zSAES}$  é o número de segmentos afins da função exponencial aproximada,  $a_{zSAES}$  corresponde a valores de  $PBS$  e  $f_{zSAES}(a_{zSAES})$  a valores de  $PBS^{kpc}$ , valores constantes que são conhecidos a priori e definidos entre os limites operacionais do SAE. As variáveis contínuas  $\lambda_{zSAES i_{PL}}^L$  e  $\lambda_{zSAES i_{PL}}^R$  e as variáveis binárias  $y_{zSAES i_{PL}}$  são variáveis de decisão, calculadas para os instante de previsão  $k+i$  com  $i \in \{0, \dots, Ny-1\}$  e que solucionam o problema de otimização a cada iteração  $k$  na abordagem MPC.

Na próxima seção quando formulado o custo da demanda de potência, a linearização por partes proposta por Sherali será apresentada com maiores detalhes.

#### 4.4.2 Formulação para o custo da demanda de potência

Conforme apresentado na subseção 2.5 as tarifas azul e verde são modalidade tarifárias binômias porque além da energia consumida, consideram também a demanda de potência. Na tarifa verde, o consumidor contrata uma única potência e na tarifa azul são contratadas duas potências uma para o horário fora da ponta e outra para o horário de ponta. No final do período de faturamento, no caso da tarifa verde é calculada a maior potência demandada, e no caso da tarifa azul a maior potência demandada em cada posto tarifário, fora da ponta e ponta. A parcela na fatura relativa à potência demandada depende das regras definidas pela resolução normativa RN 414 de 2010 da ANEEL (ANEEL, 2010). Analisado essas regras, identificaram-se três possíveis condições para essa parcela e que são formuladas nas equações (4.18) a (4.20) considerando a tarifa verde.

Condição 1:  $D_{max} < D_{cont}$

$$ZD_{real} = D_{max}TD_1 + (D_{cont} - D_{max})TD_2 \quad (4.18)$$

Condição 2:  $D_{cont} \leq D_{max} \leq D_{lim}$

$$ZD_{real} = D_{max}TD_1 \quad (4.19)$$

Condição 3:  $D_{max} > D_{lim}$

$$ZD_{real} = D_{max}TD_1 + (D_{max} - D_{cont})TD_U \quad (4.20)$$

Onde,  $D_{max}$  (kW) corresponde à máxima potência ativa registrada pelo medidor da concessionária durante o período de faturamento,  $D_{cont}$  (kW) é a potência ativa contratada e  $D_{lim}$  (kW) é a potência limite de ultrapassagem. As tarifas  $TD_1$ ,  $TD_2$  e  $TD_U$  expressadas em (R\$/kW) são definidas pelas equações (4.21) a (4.23).

$$TD_1 = (TD_A)/[1 - (PIS + COFINS + ICMS)] \quad (4.21)$$

$$TD_2 = (TD_A)/[1 - (PIS + COFINS)] \quad (4.22)$$

$$TD_U = 2TD_1 \quad (4.23)$$

Nestas equações,  $TD_A$  corresponde à tarifa de potência (R\$/kW) autorizada pela ANEEL para cada concessionária e para um período específico. *PIS*, *COFINS* e *ICMS* são tributos incluídos pela concessionária na fatura final.

Analisando as equações (4.18) a (4.23) é importante destacar que na condição 1, quando a demanda máxima registrada pelo medidor é menor que a demanda contratada, o consumidor paga uma parcela devida à potência efetivamente demandada e outra parcela correspondente à diferença entre a potência contratada e a anterior. Porém, nessa última o tributo *ICMS* relativo à circulação de mercadorias e serviços não é contabilizado e a respectiva tarifa  $TD_2$  é menor que  $TD_1$ . Na condição 2, quando a demanda máxima está entre a demanda contratada e a demanda limite é considerada apenas a tarifa  $TD_1$  que inclui todos os tributos. A condição 3 apresenta novamente duas parcelas: uma devida à potência demandada que neste caso é maior que a contratada, e outra que penaliza a ultrapassagem, considerando no cálculo a quantidade de potência que supera o valor contratado e a tarifa de penalização  $TD_U$  que é o dobro da tarifa  $TD_1$  relativa à primeira parcela.

As mesmas condições formuladas nas equações (4.18) a (4.20) são aplicadas para a tarifa azul, porém, discriminando as condições e os custos para os dois postos horários. Nesse caso, os parâmetros  $D_{cont}$  e  $D_{lim}$  devem ser substituído por  $D_{cont_{FP}}$ ,  $D_{cont_P}$ ;  $D_{lim_{FP}}$ ,  $D_{lim_P}$  para diferenciar os postos horários fora da ponta e ponta. Assim como também é necessário discriminar as tarifas como sendo  $TD_{1_{FP}}$ ,  $TD_{1_P}$ ,  $TD_{2_{FP}}$ ,  $TD_{2_P}$  e  $TD_{U_{FP}}$ ,  $TD_{U_P}$ . Importante mencionar que as tarifas relativas aos horários de ponta são mais altas quando comparadas com as de fora da ponta.

Para que o custo relativo à potência demandada seja incluído na função objetivo da equação (4.10) usando a abordagem MPC e MILP,  $D_{max}$  deve ser substituído pela variável  $\hat{y}_{AC_{max}}$  que corresponde à máxima potência prevista no barramento AC no intervalo de previsão  $i \in \{0, \dots, Ny - 1\}$  para o caso da tarifa verde, e discriminado em duas parcelas pelas variáveis  $\hat{y}_{AC_{max_{FP}}}$  e  $\hat{y}_{AC_{max_P}}$  para o caso da tarifa azul, conforme apresentado nas equações (4.24) a (4.26).

Tarifa verde:

$$\hat{y}_{AC_{max}} = \max[\hat{y}_{AC}(k + i|k)] \quad (4.24)$$

Tarifa azul:

$$\hat{y}_{AC_{max_{FP}}} = \max[\hat{y}_{AC}(k + i|k)] \quad \forall k + i : HFP1_{inf} \leq k + i \leq HFP1_{sup} \quad (4.25)$$

$$\quad \wedge HFP2_{inf} \leq k + i \leq HFP2_{sup}$$

$$\hat{y}_{AC_{max_P}} = \max[\hat{y}_{AC}(k + i|k)] \quad \forall k + i : HP_{inf} \leq k + i \leq HP_{sup} \quad (4.26)$$

Onde o período de ponta está definido pelo intervalo do dia  $[HP_{inf}, HP_{sup}]$ , e o período fora da ponta pelos intervalos  $[HFP1_{inf}, HFP1_{sup}]$  e  $[HFP2_{inf}, HFP2_{sup}]$ .

A variável  $\hat{y}_{AC_{max}}$  deve considerar apenas a potência ativa proveniente da rede da concessionária. A abordagem MILP proposta atende esse requisito, uma vez que a potência no barramento AC é separada em duas variáveis  $\hat{P}gS(k + i|k)$  e  $\hat{P}gC(k + i|k)$  conforme a equação (4.1) e assim  $\hat{y}_{AC_{max}} = \max[\hat{P}gS(k + i|k)]$ .

Para quantificação do custo da demanda usando uma abordagem MILP, o cálculo da variável  $\hat{y}_{AC_{max}}$  é realizado por meio da restrição (4.27).

$$\hat{P}gS(k + i|k) \leq \hat{y}_{AC_{max}} \quad \forall i \in \{0, \dots, Ny - 1\} \quad (4.27)$$

Considerando que o problema de otimização é de minimização, a solução é encontrada para o menor valor possível de  $\hat{y}_{AC_{max}}$ , e assim, o maior valor de  $\hat{P}gS(k + i|k)$  que é uma variável definida positiva, tenderá a  $\hat{y}_{AC_{max}}$ , o que permite calcular a máxima potência ativa sem perder a linearidade da formulação.

Continuando com a formulação MILP, o custo da demanda é uma função descontínua definida pelas três regiões descritas nas equações (4.18) a (4.20). Esse tipo de função pode

ser linearizada por partes usando novamente a formulação de Sherali (Sherali, 2001). As equações (4.28) a (4.31) descrevem as restrições dessa linearização

$$x_{ZD} = \sum_{i_{PL}=1}^{r_{ZD}} [a_{ZD_{i_{PL}-1}} \lambda_{ZD_{i_{PL}}}^L + a_{ZD_{i_{PL}}} \lambda_{ZD_{i_{PL}}}^R] \quad (4.28)$$

$$\tilde{f}_{ZD}(x_{ZD}) \approx \sum_{i_{PL}=1}^{r_{ZD}} [f_{ZD}(a_{ZD_{i_{PL}-1}}) \lambda_{ZD_{i_{PL}}}^L + f_{ZD}(a_{ZD_{i_{PL}}}) \lambda_{ZD_{i_{PL}}}^R] \quad (4.29)$$

$$\lambda_{ZD_{i_{PL}}}^L + \lambda_{ZD_{i_{PL}}}^R = y_{ZD} \quad \forall i_{PL} = 1 \dots r_{ZD} \quad (4.30)$$

$$\sum_{i_{PL}=1}^{r_{ZD}} y_{ZD_{i_{PL}}} = 1 \quad (4.31)$$

Neste caso,  $r_{ZD}$  é igual a três,  $a_{ZD_{i_{PL}}}$  corresponde a valores máximos de potência conhecidos a priori e definidos entre limites operacionais e tarifários do sistema, como por exemplo a potência contratada, a potência limite antes da ultrapassagem e a máxima potência do disjuntor de entrada do consumidor.  $f_{ZD}(a_{ZD_{i_{PL}}})$  corresponde a custos equivalentes de potência demandada, calculados em função da região em que estão classificados os valores máximos de potência  $a_{ZD_{i_{PL}}}$  conforme as equações (4.18) a (4.20). As variáveis contínuas  $\lambda_{ZD_{i_{PL}}}^L$  e  $\lambda_{ZD_{i_{PL}}}^R$  e as variáveis binárias  $y_{ZD_{i_{PL}}}$  são variáveis de decisão que solucionam o problema de otimização e são calculadas uma vez a cada iteração  $k$ .  $\tilde{f}_{ZD}(x_{ZD})$  é a função linear por partes que modela o custo da demanda de potência descrito pelas equações (4.18) a (4.20) usando a abordagem MILP. A Figura 4.4 auxilia a explicação da formulação de Sherali para a linearização do custo da demanda.

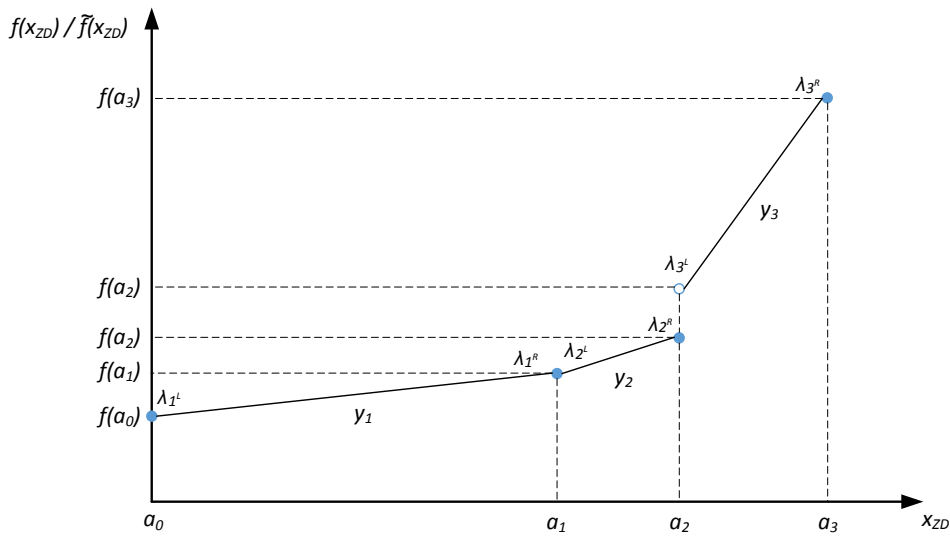


Figura 4.4. Função descontínua linear por partes do custo da demanda de potência. Fonte: O autor (2018)

Na formulação proposta, o custo da demanda de potência é dividido em três regiões: a região  $y_1$  corresponde à condição 1, equação (4.18) e está compreendida entre as potências  $a_0 = 0$  e  $a_1 = D_{cont}$ ; a região  $y_2$  corresponde à condição 2, equação (4.19), delimitada pelas potências  $a_1 = D_{cont}$  e  $a_2 = D_{lim}$  e a região  $y_3$  à condição 3, equação (4.20), definida entre as potências  $a_2 = D_{lim}$  e  $a_3 = D_{disj}$ <sup>21</sup>. Estes valores de potência são conhecidos a priori, e para cada um deles pode ser calculado o respectivo custo de demanda, representado pelas funções  $f(a_0)$ ,  $f(a_1)$ ,  $f(a_2)$  e  $f(a_3)$ . Neste caso, por ser uma função descontínua entre as regiões 2, e 3, existem dois custos para a potência  $a_2 = D_{lim}$ , um calculado pela equação (4.19) considerando a potência limite  $D_{lim}$  e outro calculado para uma potência infinitesimal superior a  $D_{lim}$  e cujo custo é calculado pela equação (4.20) que corresponde ao custo de ultrapassagem quando superada a potência limite, condição 3. Esse valor pequeno de potência discrepante pode ser definido pela resolução do medidor de energia.

A cada iteração  $k$ , uma única região é definida como solução do problema de otimização, condição estabelecida pela restrição (4.31) onde as variáveis binárias  $y_1$ ,  $y_2$  e  $y_3$  assumem o valor de 1 ou 0 para que o somatório seja igual a 1. Na mesma solução, as variáveis contínuas  $\lambda_1^L, \dots, \lambda_3^L$  e  $\lambda_1^R, \dots, \lambda_3^R$  assumem valores contínuos definidos entre o intervalo  $[0,1]$  para atender a restrição (4.30). Definida a região, as variáveis contínuas atuam como pesos que indicam a proximidade do ponto ótimo a um dos valores de potência

<sup>21</sup> Pode-se assumir por exemplo que a potência máxima corresponde à potência do disjuntor de entrada do consumidor.

que limitam a região, restrição (4.28); e ao respectivo custo da demanda, restrição (4.29). A explicação anterior é válida para as tarifas verde e azul. Porém para a tarifa azul é necessário realizar uma formulação de linearização por partes para cada posto horário, usando como limites das regiões as potências respectivas do posto, por exemplo, potência contratada fora da ponta e potência contratada na ponta. Nesse caso a solução do problema será um ponto ótimo (potência, custo da demanda) para cada posto horário.

#### 4.4.3 Formulação para o custo da energia e o intercâmbio energético

As regras que definem a parcela relativa ao custo de energia na fatura são definidas pela resolução normativa RN 414 de 2010 (ANEEL, 2010). Adicionalmente no contexto da geração distribuída, o intercâmbio energético entre o consumidor, denominado prossumidor é regulado pelo sistema de compensação de energia, segundo as diretrizes da RN 687/2015 (ANEEL, 2015) que alterou a RN 482/2012 (ANEEL, 2012)<sup>22</sup> e os procedimentos comerciais da concessionária de energia<sup>23</sup>. As regras do custo de energia e do intercâmbio energético foram apresentadas na seção 2.5. Nesta parte do documento, são formuladas matematicamente essas regras usando uma abordagem MILP e quantificando-as em unidades monetárias para serem incluídas assim na função objetivo da equação (4.10). Destaca-se que esta é uma formulação inédita e considerada uma contribuição importante desta tese de doutorado, uma vez que não existem relatos na literatura técnico-científica de uma solução de controle que considere as regras complexas do sistema de compensação de energia em discussão. Além disso para reafirmar a contribuição, a solução proposta usa uma abordagem MILP original que torna possível sua implementação e viabiliza economicamente o desenvolvimento de soluções comerciais, uma vez que a modelagem e a solução do problema de otimização podem ser realizadas com o uso de softwares de livre distribuição.

Pelas características do sistema de compensação, duas formulações são propostas: uma formulação válida para as tarifas verde e azul, porque as regras que definem a parcela do custo de energia e o intercâmbio energético são similares para as duas tarifas; outra formulação para a tarifa branca. Na primeira formulação dois são os postos horários que devem ser avaliados, fora da ponta e ponta, e na segunda formulação o posto horário

---

<sup>22</sup> Em relação à compensação de energia, na RN 687/2015 os créditos de energia passam a expirar em 60 meses, diferente dos 36 meses estabelecidos pela RN 482/2012.

<sup>23</sup> Na validação da solução proposta são considerados os procedimentos comerciais da empresa Copel Distribuição, uma vez que a microrrede objeto de estudo está localizada na cidade de Curitiba.



intermediário deve ser adicionado na formulação. Uma vez que o excedente de energia gerado em um posto horário pode ser usado para compensação de energia em outro posto horário, as possibilidades de compensação de energia aumentam com o número de postos horários. Todas as possibilidades devem ser consideradas na formulação da função objetivo uma vez que na solução do problema de otimização será decidido qual a melhor estratégia de compensação que o prosumidor deve seguir. Na continuação, são descritas em detalhe as duas formulações propostas.

### **Formulação proposta para as Tarifas Verde e Azul**

A Tabela 4.1 descreve as possíveis condições de intercâmbio energético entre o prosumidor e a concessionária de acordo com as regras das modalidades tarifárias verde e azul, as diretrizes do sistema de compensação de energia e os procedimentos comerciais da Copel Distribuição S.A.<sup>24</sup>.

Tabela 4.1. Condições do intercâmbio energético para as tarifas Verde e Azul

<i>Cond.</i>	$\Delta FP$	$\Delta P$	$\Delta C1$	$\Delta C2$	<i>ZE (R\$)</i>				<i>Excedente (kWh)</i>	
					$\cdot T_{FP}$	$\cdot T_{AFP}$	$\cdot T_P$	$\cdot T_{Ap}$	<i>FP</i>	<i>P</i>
1	$\geq 0$	$\geq 0$	$\geq 0$	$\geq 0$		$-\Sigma P g C_{FP}$		$-\Sigma P g C_P$		
2	$< 0$	$\geq 0$	$\geq 0$	$\geq 0$		$-\Sigma P g S_{FP}$		$-\Sigma P g C_P$ $+ \Delta FP t_{fpp}$	0	0
3	$\geq 0$	$< 0$	$\geq 0$	$\geq 0$	$\Sigma P g S_{FP}$	$-\Sigma P g C_{FP}$ $+ \Delta P t_{pfp}$	$\Sigma P g S_P$	$-\Sigma P g S_P$		
4	$< 0$	$< 0$	$< 0$	$< 0$					$-\Delta FP$	$-\Delta P$
5	$< 0$	$\geq 0$	$< 0$	$< 0$		$-\Sigma P g S_{FP}$		$-\Sigma P g S_P$	0	$-\Delta C1$
6	$\geq 0$	$< 0$	$< 0$	$< 0$					$-\Delta C2$	0

Na Tabela 4.1, *ZE* corresponde ao custo de energia em unidades monetárias para o período de faturação, no caso do Brasil, um mês. A coluna *Excedente* quantifica os créditos de energia que podem ser usados nos seguintes ciclos de faturação. As variáveis contínuas  $\Delta FP$  e  $\Delta P$  em (kW) representam as diferenças entre a energia fornecida pela concessionária e a energia exportada pelo prosumidor para a rede de distribuição nos postos horários fora da ponta e ponta respectivamente, e para o período de faturação.  $\Delta C1$  quantifica a energia líquida quando o excedente de energia fora da ponta é usado para compensar o consumo energético na ponta e  $\Delta C2$  a energia líquida na condição inversa, ambas também em (kW). As equações (4.32) a (4.35) definem estas variáveis.

<sup>24</sup> A formulação proposta pode ser usada quando considerados os procedimentos comerciais próprios de outra concessionária de energia.

As tarifas  $T_{AFP}$  e  $T_{AP}$  em (R\$/kWh)<sup>25</sup> são tarifas denominadas de aplicação que a ANEEL autoriza para cada concessionária e para um período de vigência específico e calculadas conforme a equação (4.36)<sup>26</sup>.  $T_{FP}$  e  $T_P$  correspondem às tarifas incluídos os tributos que finalmente a concessionaria considera na fatura de energia, estas também em (R\$/kWh) segundo a equação (4.37).  $t_{fpp}$  e  $t_{pfp}$  são fatores de ajustes definidos pela ANEEL quando há compensação de energia entre diferentes postos horários.

$$\Delta FP = \Sigma P g S_{FP} - \Sigma P g C_{FP} \quad (4.32)$$

$$\Delta P = \Sigma P g S_P - \Sigma P g C_P \quad (4.33)$$

$$\Delta C1 = \Delta FP t_{fpp} + \Delta P \quad (4.34)$$

$$\Delta C2 = \Delta FP + \Delta P t_{pfp} \quad (4.35)$$

Nas equações (4.32) a (4.35), a equivalência entre a energia consumida e o somatório de potências é válido se considerado o período de amostragem igual a uma hora, conforme é realizado na solução proposta e exposto na subseção 3.2.2.

$$T_{AXX} = TE_{XX} + TUSD_{XX} \quad (4.36)$$

$$T_{XX} = \frac{T_{AXX}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (4.37)$$

Em (4.36), as tarifas de aplicação autorizadas pela ANEEL para cada posto horário estão compostas pela parcela  $TE_{XX}$  que corresponde à Tarifa de Energia e  $TUSD_{XX}$  à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, em (R\$/kWh). Para o cálculo dos fatores de ajuste, equações (4.38) e (4.39) quando há compensação de energia entre diferentes postos horários, é considerada apenas a Tarifa de Energia,  $TE_{XX}$ , de acordo às resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 (ANEEL 2012; ANEEL 2015).

$$t_{fpp} = \frac{TE_{FP}}{TE_P} \quad (4.38)$$

$$t_{pfp} = \frac{TE_P}{TE_{FP}} \quad (4.39)$$

Analisando a Tabela 4.1, seis condições de compensação de energia são identificadas e formuladas. Uma opção é formular de forma separada cada condição como estratégia na

<sup>25</sup> Na RN 410 de 2010, as tarifas relativas ao cálculo do custo de energia são apresentadas em (R\$/MWh). Porém, na solução proposta as potências são expressas em kW e por essa razão as tarifas são apresentadas em (R\$/kWh).

<sup>26</sup> As equações (4.36) e (4.37) são validas para os dois postos horários, com  $XX \triangleq FP$  ou  $P$ .

função objetivo e restringir o problema apenas a essa estratégia. Porém, uma abordagem integral que considere diferentes estratégias de compensação energética em uma única formulação, é proposta nesta tese para quantificar o custo relativo ao consumo e intercâmbio de energia.

As condições  $\geq 0$  ou  $< 0$  na Tabela 4.1 são definidos como estados das variáveis  $\Delta FP, \Delta P, \Delta C1$  e  $\Delta C2$  usando variáveis binárias e equivalências lógicas na forma de restrições, do inglês *Logical Equivalences in the Constraint Form (LECF)* conforme revisão realizada em Magatão (2005) e apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Variáveis  $\Delta FP, \Delta P, \Delta C1$  e  $\Delta C2$  definidas por restrições lógicas na forma de equivalências

LCEF	Conjunto equivalente de expressões MILP	Observação
$\delta_{FP} = 1 \leftrightarrow \Delta FP < 0$	$\begin{cases} \Delta FP \leq (U_{FP} + \varepsilon)(1 - \delta_{FP}) - \varepsilon \\ \Delta FP \geq L_{FP}\delta_{FP} \end{cases}$	$\begin{cases} U_{FP} \geq 0 \\ L_{FP} \leq -\varepsilon \end{cases}$
$\delta_p = 1 \leftrightarrow \Delta P < 0$	$\begin{cases} \Delta P \leq (U_p + \varepsilon)(1 - \delta_p) - \varepsilon \\ \Delta P \geq L_p\delta_p \end{cases}$	$\begin{cases} U_p \geq 0 \\ L_p \leq -\varepsilon \end{cases}$
$\delta_c = 1 \leftrightarrow \Delta C1 < 0$	$\begin{cases} \Delta C1 \leq (U_c + \varepsilon)(1 - \delta_c) - \varepsilon \\ \Delta C1 \geq L_c\delta_c \end{cases}$	$\begin{cases} U_c \geq 0 \\ L_c \leq -\varepsilon \end{cases}$
$\delta_c = 1 \leftrightarrow \Delta C2 < 0$	$\begin{cases} \Delta C2 \leq (U_c + \varepsilon)(1 - \delta_c) - \varepsilon \\ \Delta C2 \geq L_c\delta_c \end{cases}$	$\begin{cases} U_c \geq 0 \\ L_c \leq -\varepsilon \end{cases}$

$\varepsilon$  é um parâmetro usado como tolerância para evitar desigualdades estritas. O seu valor pode ser por exemplo igual à resolução do medidor de energia.  $U_{FP}$  e  $L_{FP}$  são limites superiores e inferiores, respectivamente, para as variáveis  $\Delta FP$ . A mesma explicação é válida para as variáveis  $\Delta P, \Delta C1$  e  $\Delta C2$ . Usando conectores lógicos entre as variáveis binárias  $\delta_{FP}, \delta_p$  e  $\delta_c$ <sup>27</sup> são formuladas proposições lógicas para definir uma estratégia de compensação. A Tabela 4.3 descreve este procedimento.

Tabela 4.3. Relações lógicas que definem as estratégias de compensação energética válidas para as Tarifas Verde e Azul

Estado			Proposição		Equação relativa à estratégia de compensação
$\delta_{FP}$	$\delta_p$	$\delta_c$			
0	0	0	$(1 - \delta_{FP}) \wedge (1 - \delta_p) \wedge (1 - \delta_c) = \delta_{z1}$	Z1	$E1 = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - \Sigma P g C_{FP} T_{AFP} + \Sigma P g S_p T_p - \Sigma P g C_p T_{Ap}$
1	0	0	$\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_p) \wedge (1 - \delta_c) = \delta_{z2}$	Z2	$E2 = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - \Sigma P g S_{FP} T_{AFP} + \Sigma P g S_p T_p - (\Sigma P g C_p - \Delta FP t_{fp}) T_{Ap}$
0	1	0	$(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_p \wedge (1 - \delta_c) = \delta_{z3}$	Z3	$E3 = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - (\Sigma P g C_{FP} - \Delta P t_{fp}) T_{AFP} + \Sigma P g S_p T_p - \Sigma P g S_p T_{Ap}$

Continua

<sup>27</sup> Os estados das variáveis  $\Delta C1$  e  $\Delta C2$  são sempre iguais, independente da condição de compensação conforme apresentado na Tabela 4.1, por isso apenas a variável binária  $\delta_c$  é usada para representar ambos estados.

Tabela 4.3 Continuação. Relações lógicas que definem as estratégias de compensação energética válidas para as Tarifas Verde e Azul.

Estado			Proposição	Equação relativa à estratégia de compensação
$\delta_{FP}$	$\delta_P$	$\delta_C$		
1	1	1	$\delta_{FP} \wedge \delta_P \wedge \delta_C = \delta_{z4}$	Z4 $E4 = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - \Sigma P g S_{FP} T_{AFP} + \Sigma P g S_P T_P - \Sigma P g S_P T_{AP} + \Delta FPT_{AFP} + \Delta PT_{AP}$ *
1	0	1	$\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_P) \wedge \delta_C = \delta_{z5}$	Z5 $E5 = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - \Sigma P g S_{FP} T_{AFP} + \Sigma P g S_P T_P - \Sigma P g S_P T_{AP} + \Delta C1 T_{AP}$ *
0	1	1	$(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_P \wedge \delta_C = \delta_{z6}$	Z6 $E6 = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - \Sigma P g S_{FP} T_{AFP} + \Sigma P g S_P T_P - \Sigma P g S_P T_{AP} + \Delta C2 T_{AFP}$ *

As estratégias de compensação da solução proposta são limitadas para o cadastro de uma unidade consumidora em um CPF ou CNPJ e para uma compensação energética realizada no mesmo ciclo de faturamento, estratégias Z1 a Z3, não havendo créditos de energia para serem utilizados nos ciclos de faturamento posteriores. Como trabalhos futuros é indicado no capítulo das Conclusões o desenvolvimento de uma solução que considere uma abordagem MPC de dois níveis com duas escalas de tempo: horas e meses. O MPC do nível que considera a escala de horas é formulado nesta tese; o nível que considera a escala de meses será objeto de um estudo futuro. Nesse, a quantificação em unidades monetárias do excedente de energia, condições 4 a 6 da Tabela 4.1 e estratégias Z4 a Z6 da Tabela 4.3<sup>28</sup>, deverá considerar a possibilidade da variação das tarifas mês a mês de acordo com as bandeiras tarifárias vermelha, amarela e verde. Modelos que façam a previsão das tarifas considerando as bandeiras deverão ser desenvolvidos também.

Na abordagem MILP, as proposições lógicas apresentadas na Tabela 4.3 e limitadas para as estratégias Z1 a Z3 são escritas na forma de restrições lineares, equações (4.40) a (4.43)<sup>29</sup>.

$$\underbrace{(1 - \delta_{FP}) \wedge (1 - \delta_P)}_{\delta_{IZ1}} \wedge (1 - \delta_C) \equiv \begin{cases} \delta_{IZ1} \leq (1 - \delta_{FP}) & \delta_{Z1} \leq \delta_{IZ1} \\ \delta_{IZ1} \leq (1 - \delta_P) & \delta_{Z1} \leq (1 - \delta_C) \\ \delta_{IZ1} \geq 1 - \delta_{FP} - \delta_P & \delta_{Z1} \geq \delta_{IZ1} - \delta_C \end{cases} \quad (4.40)$$

$$\underbrace{\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_P)}_{\delta_{IZ2}} \wedge (1 - \delta_C) \equiv \begin{cases} \delta_{IZ2} \leq \delta_{FP} & \delta_{Z2} \leq \delta_{IZ2} \\ \delta_{IZ2} \leq (1 - \delta_P) & \delta_{Z2} \leq (1 - \delta_C) \\ \delta_{IZ2} \geq \delta_{FP} - \delta_P & \delta_{Z2} \geq \delta_{IZ2} - \delta_C \end{cases} \quad (4.41)$$

<sup>28</sup> As tarifas  $T_{A_{XX}}$  usadas para quantificar monetariamente os créditos de energia que podem ser usados nos próximos ciclos de faturamento deverão ser ajustadas em função das bandeiras tarifárias previstas para os seguintes meses.

<sup>29</sup> Consideradas as variáveis binárias  $\delta_A$ ,  $\delta_B$ , e  $\delta_C$ , a condição lógica  $\delta_C = not(\delta_A)$  pode ser expressa de forma linear pela restrição linear  $\delta_C = 1 - \delta_A$ ; e a condição lógica  $\delta_C = (\delta_A) and (\delta_B)$  pelo conjunto de inequações:  $\delta_C \leq \delta_A$ ;  $\delta_C \leq \delta_B$  e  $\delta_C \geq \delta_A + \delta_B - 1$ .

$$\frac{(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_P}{\delta_{IZ3}} \wedge (1 - \delta_C) \equiv \begin{cases} \delta_{IZ3} \leq (1 - \delta_{FP}) & \delta_{Z3} \leq \delta_{IZ3} \\ \delta_{IZ3} \leq \delta_P & \delta_{Z3} \leq (1 - \delta_C) \\ \delta_{IZ3} \geq -\delta_{FP} + \delta_P & \delta_{Z3} \geq \delta_{IZ3} - \delta_C \end{cases} \quad (4.42)$$

$$\delta_{FP}, \delta_P, \delta_C, \delta_{IZj}, \delta_{Zj} \in \{0,1\} \quad \forall j = 1 \dots 3 \quad (4.43)$$

Os estados das estratégias Z1 a Z3 são definidos usando um conjunto de expressões LCEF da abordagem MILP conforme apresentado na Tabela 4.4.  $U_z$  e  $L_z$  são limites inferiores e superiores, respectivamente.

Tabela 4.4. Expressões LCEF para definição das estratégias de compensação energética nas tarifas Verde e Azul

LCEF	Conjunto equivalente de expressões MILP	Observação
$\delta_{Zj} = 1 \rightarrow Z_j = E_j$	$\begin{cases} Z_j - E_j \leq U_z (1 - \delta_{Zj}) \\ Z_j - E_j \geq L_z (1 - \delta_{Zj}) \end{cases} \quad \forall j = 1..3$	$\begin{cases} UZ_x \geq 0 \\ LZ_x \leq 0 \end{cases}$
$\delta_{zn_j} = 1 \rightarrow zn_j = 0$	$\begin{cases} zn_j \leq U_z (1 - \delta_{zn_j}) \\ zn_j \geq L_z (1 - \delta_{zn_j}) \end{cases} \quad \forall j = 1..3$	Garante apenas uma condição para $Z_j$ , ser igual à equação $E_j$ ou ser zero.
	$\delta_{Zj} + \delta_{zn_j} = 1 \quad \forall j = 1..3$	
	$\delta_{z_j}, \delta_{zn_j} \in \{0,1\} \quad \forall j = 1 \dots 3$	

A parcela relativa ao custo de energia e ao intercâmbio energético no contexto das tarifas Azul e Verde, é incluída na função objetivo por meio das restrições (4.44) e (4.45). Observe-se que a restrição (4.45) garante apenas uma estratégia de compensação como solução do problema de otimização.

$$ZE = \sum_{j=1}^3 Z_j \quad (4.44)$$

$$\sum_{j=1}^3 \delta_{z_j} = 1 \quad (4.45)$$

### **Formulação para a Tarifa Branca**

Quando comparada com a formulação aplicável para as tarifas Verde e Azul apresentada na subseção anterior, na formulação da Tarifa Branca deve ser considerado

adicionalmente o posto horário intermediário. Esse posto adicional aumenta as possibilidades de compensação energética conforme será discutido nesta subseção.

Se analisada a Tabela 4.3 da formulação aplicável para as Tarifas Verde e Azul, observa-se que a parcela de energia consumida da rede em cada posto horário é sempre cobrada independente da estratégia de compensação. Essa análise indica a possibilidade de uma simplificação na formulação da Tarifa Branca, que consiste em manter na equação as expressões que são comuns e alterar apenas aquelas que são sujeitas a mudança em função da estratégia de compensação. A equação (4.46) descreve essa formulação.

$$ZE = \Sigma P g S_{FP} T_{FP} - Z_{FP} T_{AFP} + \Sigma P g S_I T_I - Z_I T_{AI} + \Sigma P g S_P T_P - Z_P T_{AP} \quad (4.46)$$

As tarifas  $T_{AFP}$ ,  $T_{AI}$  e  $T_{AP}$  em (R\$/kWh) são tarifas de aplicação autorizadas pela ANEEL e  $T_{FP}$ ,  $T_I$  e  $T_P$  são as respectivas tarifas incluídos os tributos. As variáveis contínuas,  $\Sigma P g S_{FP}$ ,  $\Sigma P g S_I$  e  $\Sigma P g S_P$  representam a energia consumida no respectivo posto horário no fim do ciclo de faturamento. As variáveis contínuas  $Z_{FP}$ ,  $Z_I$ , e  $Z_P$  em (kWh) dependerão da estratégia de compensação escolhida para resolver o problema de otimização.

A Tabela 4.5, apresenta as relações lógicas que definem em função da estratégia de compensação, a energia líquida para cada posto horário, no final do ciclo de faturamento. Nessa as condições  $\geq 0$  ou  $< 0$  são definidos como estados das variáveis contínuas  $\Delta FP$ ,  $\Delta I$  e  $\Delta P$  (calculadas pela equação (4.47)) usando as variáveis binárias  $\delta_{FP}$ ,  $\delta_I$  e  $\delta_P$  e LECFs conforme apresentado na Tabela 4.6 onde  $\varepsilon$  é um parâmetro usado como tolerância para evitar desigualdades estritas.  $U_{FP}$ ,  $L_{FP}$ ;  $U_I$ ,  $L_I$ ; e  $U_P$ ,  $L_P$  são limites superiores e inferiores, para os postos horários fora da ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Proposições lógicas são formuladas para definir as estratégias de compensação C1 a C8. Na Tabela 4.7 são explicadas essas estratégias. Em função da estratégia de compensação, a energia líquida de cada posto horário,  $\Delta FP_{fin}$ ,  $\Delta I_{fin}$  e  $\Delta P_{fin}$ , é calculada respectivamente pelas expressões  $ECj_X \forall j = 1 \dots 8$  com  $X \stackrel{\text{def}}{=} FP, I \text{ ou } P$ , conforme apresentado na Tabela 4.8.

$$\Delta FP = \Sigma P g S_{FP} - \Sigma P g C_{FP}; \Delta I = \Sigma P g S_I - \Sigma P g C_I; \Delta P = \Sigma P g S_P - \Sigma P g C_P \quad (4.47)$$

Em (4.47), a variável contínua definida positiva  $\Sigma P g S_{XX}$  representa a energia total fornecida pela concessionária; e  $\Sigma P g C_{XX}$  também definida positiva é a energia total exportada pelo prosumidor para a rede de distribuição; no respectivo posto horário ( $XX \stackrel{\text{def}}{=} FP, I \text{ ou } P$ ) e calculadas para o ciclo de faturamento.

Tabela 4.5. Relações lógicas que definem a estratégia da compensação energética para Tarifa Branca

Estado			Proposição Lógica	Est.	Expressão Compensação			F. Obj.	Expressão Função Objetivo		
$\Delta_{FP}$	$\Delta_I$	$\Delta_P$			$\Delta_{FP_{fin}}$	$\Delta_{I_{fin}}$	$\Delta_{P_{fin}}$		$Z_{FP}$	$Z_I$	$Z_P$
$\delta_{FP}$	$\delta_I$	$\delta_P$									
$\geq 0$ $0$	$\geq 0$ $0$	$\geq 0$ $0$	$(1 - \delta_{FP}) \wedge (1 - \delta_I) \wedge (1 - \delta_P) = \delta_1$	C1	$EC1_{FP}$	$EC1_I$	$EC1_P$	Z1	$EZ1_{FP}$	$EZ1_I$	$EZ1_P$
$\geq 0$ $0$	$\geq 0$ $0$	$< 0$ $1$	$(1 - \delta_{FP}) \wedge (1 - \delta_I) \wedge \delta_P = \delta_2$	C2	$EC2_{FP}$	$EC2_I$	$EC2_P$	Z2	$EZ2_{FP}$	$EZ2_I$	$EZ2_P$
$\geq 0$ $0$	$< 0$ $1$	$\geq 0$ $0$	$(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_I \wedge (1 - \delta_P) = \delta_3$	C3	$EC3_{FP}$	$EC3_I$	$EC3_P$	Z3	$EZ3_{FP}$	$EZ3_I$	$EZ3_P$
$\geq 0$ $0$	$< 0$ $1$	$< 0$ $1$	$(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_I \wedge \delta_P = \delta_4$	C4	$EC4_{FP}$	$EC4_I$	$EC4_P$	Z4	$EZ4_{FP}$	$EZ4_I$	$EZ4_P$
$< 0$ $1$	$\geq 0$ $0$	$\geq 0$ $0$	$\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_I) \wedge (1 - \delta_P) = \delta_5$	C5	$EC5_{FP}$	$EC5_I$	$EC5_P$	Z5	$EZ5_{FP}$	$EZ5_I$	$EZ5_P$
$< 0$ $1$	$\geq 0$ $0$	$< 0$ $1$	$\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_I) \wedge \delta_P = \delta_6$	C6	$EC6_{FP}$	$EC6_I$	$EC6_P$	Z6	$EZ6_{FP}$	$EZ6_I$	$EZ6_P$
$< 0$ $1$	$< 0$ $1$	$\geq 0$ $0$	$\delta_{FP} \wedge \delta_I \wedge (1 - \delta_P) = \delta_7$	C7	$EC7_{FP}$	$EC7_I$	$EC7_P$	Z7	$EZ7_{FP}$	$EZ7_I$	$EZ7_P$
$< 0$ $1$	$< 0$ $1$	$< 0$ $1$	$\delta_{FP} \wedge \delta_I \wedge \delta_P = \delta_8$	C8	$EC8_{FP}$	$EC8_I$	$EC8_P$	Z8	$EZ8_{FP}$	$EZ8_I$	$EZ8_P$

Tabela 4.6. Variáveis  $\Delta_{FP}$ ,  $\Delta_I$  e  $\Delta_P$  definidas por restrições lógicas na forma de equivalências

LCEF	Conjunto equivalente de expressões MILP	Observação
$\delta_{FP} = 1 \leftrightarrow \Delta_{FP} < 0$	$\begin{cases} \Delta_{FP} \leq (U_{FP} + \varepsilon)(1 - \delta_{FP}) - \varepsilon \\ \Delta_{FP} \geq L_{FP}\delta_{FP} \end{cases}$	$\begin{cases} U_{FP} \geq 0 \\ L_{FP} \leq -\varepsilon \end{cases}$
$\delta_I = 1 \leftrightarrow \Delta_I < 0$	$\begin{cases} \Delta_I \leq (U_I + \varepsilon)(1 - \delta_I) - \varepsilon \\ \Delta_I \geq L_I\delta_I \end{cases}$	$\begin{cases} U_I \geq 0 \\ L_I \leq -\varepsilon \end{cases}$
$\delta_P = 1 \leftrightarrow \Delta_P < 0$	$\begin{cases} \Delta_P \leq (U_P + \varepsilon)(1 - \delta_P) - \varepsilon \\ \Delta_P \geq L_P\delta_P \end{cases}$	$\begin{cases} U_P \geq 0 \\ L_P \leq -\varepsilon \end{cases}$

Tabela 4.7. Descrição das estratégias de compensação na Tarifa Branca

Estratégia	Descrição
C1	Deltas de energia positivos em cada posto horário, indicados como $\Delta_{FP_{NE}}$ , $\Delta_{I_{NE}}$ e $\Delta_{P_{NE}}$ ; não existindo compensação entre postos.
C2	Excedente de energia na ponta: uma parcela dessa energia é utilizada para compensar o consumo de energia fora da ponta, $\Delta_{FP}$ ; e outra o consumo no posto intermediário, $\Delta_{PI}$ .
C3	Excedente de energia no posto intermediário: uma parcela dessa energia é utilizada para compensar o consumo fora da ponta, $\Delta_{FP}$ ; e outra o consumo na ponta, $\Delta_{PI}$ .
C4	Excedente de energia no posto intermediário $\Delta_{FP}$ ; e na ponta $\Delta_{FP}$ : os dois compensam o consumo fora da ponta.
C5	Excedente de energia no posto fora da ponta: uma parcela dessa energia é utilizada para compensar o consumo nos postos intermediário $\Delta_{FP}$ ; e outra o consumo na ponta $\Delta_{FP}$ .
C6	Excedente de energia no posto fora da ponta $\Delta_{FP}$ e no posto ponta $\Delta_{PI}$ : os dois compensam o posto intermediário.
C7	Excedente de energia no posto fora da ponta $\Delta_{FP}$ e no posto intermediário $\Delta_{PI}$ : os dois compensam o posto ponta.
C8	Excedente de energia nos três postos horários, indicados como $\Delta_{FP_E}$ , $\Delta_{I_E}$ e $\Delta_{P_E}$ ; créditos a serem usados no próximo ciclo de faturamento.

Tabela 4.8. Expressões para cálculo da energia líquida em cada estratégia de compensação considerada a Tarifa Branca

$\Delta FP_{fin}$	$\Delta I_{fin}$	$\Delta P_{fin}$
$EC1_{FP} = \Delta FP_{NE}$	$EC1_I = \Delta I_{NE}$	$EC1_P = \Delta P_{NE}$
$EC2_{FP} = \Delta PFP t_{pfp} + \Delta FP$	$EC2_I = \Delta PI t_{pi} + \Delta I$	$EC2_P = \Delta PFP + \Delta PI$
$EC3_{FP} = \Delta IFP t_{ifp} + \Delta FP$	$EC3_I = \Delta IFP + \Delta IP$	$EC3_P = \Delta IP t_{ip} + \Delta P$
$EC4_{FP} = \Delta PFP t_{pfp} + \Delta IFP t_{ifp} + \Delta FP$	$EC4_I = \Delta IFP$	$EC4_P = \Delta PFP$
$EC5_{FP} = \Delta FPI + \Delta FPP$	$EC5_I = \Delta FPI t_{fpi} + \Delta I$	$EC5_P = \Delta FPP t_{fpp} + \Delta P$
$EC6_{FP} = \Delta FPI$	$EC6_I = \Delta FPI t_{fpi} + \Delta PI t_{pi} + \Delta I$	$EC6_P = \Delta PI$
$EC7_{FP} = \Delta FPP$	$EC7_I = \Delta IP$	$EC7_P = \Delta FPP t_{fpp} + \Delta IP t_{ip} + \Delta P$
$EC8_{FP} = \Delta FP_E$	$EC8_I = \Delta I_E$	$EC8_P = \Delta P_E$

Na Tabela 4.8,  $\Delta FP_{NE}$ ,  $\Delta I_{NE}$  e  $\Delta P_{NE}$  são variáveis contínuas que representam a potência líquida em cada posto horário, fora da ponta (FP), intermediário (I) e ponta (P) quando não são gerados créditos para o próximo ciclo de faturamento.  $\Delta FP_E$ ,  $\Delta I_E$  e  $\Delta P_E$  representam o caso contrário.  $\Delta PFP$ ,  $\Delta PI$ ,  $\Delta IFP$ ,  $\Delta IP$ ,  $\Delta FP$  e  $\Delta FPP$  são variáveis contínuas definidas negativas que representam a parcela de energia usada para compensar o consumo de energia nos outros postos proveniente do excedente de energia gerado no posto em questão, conforme explicado na Tabela 4.7.

Os fatores de ajuste  $t_{pfp}$ ,  $t_{pi}$ ,  $t_{ifp}$ ,  $t_{ip}$ ,  $t_{fpi}$  e  $t_{fpp}$  são calculados pela relação entre as tarifas de energia  $TE_{XX}$  dos postos autorizadas pela ANEEL para a Tarifa Branca, conforme a equação (4.48).

$$t_{pfp} = \frac{TE_P}{TE_{FP}}, t_{pi} = \frac{TE_P}{TE_I}, t_{ifp} = \frac{TE_I}{TE_{FP}}, t_{ip} = \frac{TE_I}{TE_P}, t_{fpi} = \frac{TE_{FP}}{TE_I}, t_{fpp} = \frac{TE_{FP}}{TE_P} \quad (4.48)$$

Após a compensação de energia realizada no mesmo ou em outros postos horários, definida pelas estratégias C1 a C8, haverá ou não créditos de energia que poderão ser usados nos próximos ciclos de faturamento. Igual ao caso da formulação válida para as tarifas Azul e Verde, a solução proposta limita-se para a condição sem créditos de energia para o próximo ciclo de faturamento, a condição com créditos é sugerida como estudo futuro.

Para garantir que não existam créditos de energia, a estratégia C8 é omitida e as restrições apresentadas na Tabela 4.9 são consideradas no modelo de otimização.



Tabela 4.9. Restrições para garantir compensação energética sem créditos de energia para os próximos ciclos de faturamento

$\Delta FP_{fin}$	$\Delta I_{fin}$	$\Delta P_{fin}$
$EC1_{FP} \geq 0$	$EC1_I \geq 0$	$EC1_P \geq 0$
$EC2_{FP} \geq 0$	$EC2_I \geq 0$	$EC2_P < 0$
$EC3_{FP} \geq 0$	$EC3_I < 0$	$EC3_P \geq 0$
$EC4_{FP} \geq 0$	$EC4_I < 0$	$EC4_P < 0$
$EC5_{FP} < 0$	$EC5_I \geq 0$	$EC5_P \geq 0$
$EC6_{FP} < 0$	$EC6_I \geq 0$	$EC6_P < 0$
$EC7_{FP} < 0$	$EC7_I < 0$	$EC7_P \geq 0$

As expressões que definem as variáveis contínuas  $Z_{FP}$ ,  $Z_I$ , e  $Z_P$  limitadas às sete estratégias de compensação consideradas na solução do problema de otimização e descritas anteriormente, são apresentadas na Tabela 4.10.

Tabela 4.10. Expressões para o cálculo de  $Z_{FP}$ ,  $Z_I$ , e  $Z_P$  em cada estratégia de compensação, relativa ao custo de energia na Tarifa Branca

$Z_{FP}$	$Z_I$	$Z_P$
$EZ1_{FP} = \Sigma P g C_{FP}$	$EZ1_I = \Sigma P g C_I$	$EZ1_P = \Sigma P g C_P$
$EZ2_{FP} = \Sigma P g C_{FP} - \Delta PFPt_{pfp}$	$EZ2_I = \Sigma P g C_I - \Delta PIt_{pi}$	$EZ2_P = \Sigma P g S_P$
$EZ3_{FP} = \Sigma P g C_{FP} - \Delta IFPt_{ifp}$	$EZ3_I = \Sigma P g S_I$	$EZ3_P = \Sigma P g C_P - \Delta IPt_{ip}$
$EZ4_{FP} = \Sigma P g C_{FP} - \Delta PFPt_{pfp} - \Delta IFPt_{ifp}$	$EZ4_I = \Sigma P g S_I$	$EZ4_P = \Sigma P g S_P$
$EZ5_{FP} = \Sigma P g S_{FP}$	$EZ5_I = \Sigma P g C_I - \Delta FPIt_{fpi}$	$EZ5_P = \Sigma P g C_P - \Delta FPPt_{fpp}$
$EZ6_{FP} = \Sigma P g S_{FP}$	$EZ6_I = \Sigma P g C_I - \Delta FPIt_{fpi} - \Delta PIt_{pi}$	$EZ6_P = \Sigma P g S_P$
$EZ7_{FP} = \Sigma P g S_{FP}$	$EZ7_I = \Sigma P g S_I$	$EZ7_P = \Sigma P g C_P - \Delta FPPt_{fpp} - \Delta IPt_{ip}$

A formulação da Tarifa Branca é complementada com as restrições lineares (4.49) a (4.56) que descrevem as proposições lógicas da Tabela 4.5, limitadas para as estratégias  $C1$  a  $C7$ <sup>29</sup>.

$$\frac{(1 - \delta_{FP}) \wedge (1 - \delta_I) \wedge (1 - \delta_P)}{\delta_{I1}} \equiv \begin{cases} \delta_{I1} \leq (1 - \delta_{FP}) \\ \delta_{I1} \leq (1 - \delta_I) \\ \delta_{I1} \geq 1 - \delta_{FP} - \delta_I \end{cases} \quad \begin{cases} \delta_1 \leq \delta_{I1} \\ \delta_1 \leq (1 - \delta_P) \\ \delta_1 \geq \delta_{I1} - \delta_P \end{cases} \quad (4.49)$$

$$\frac{(1 - \delta_{FP}) \wedge (1 - \delta_I) \wedge \delta_P}{\delta_{I2}} \equiv \begin{cases} \delta_{I2} \leq (1 - \delta_{FP}) \\ \delta_{I2} \leq (1 - \delta_I) \\ \delta_{I2} \geq 1 - \delta_{FP} - \delta_I \end{cases} \quad \begin{cases} \delta_2 \leq \delta_{I2} \\ \delta_2 \leq \delta_P \\ \delta_2 \geq \delta_{I2} + \delta_P - 1 \end{cases} \quad (4.50)$$

$$\frac{(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_I \wedge (1 - \delta_P)}{\delta_{I3}} \equiv \begin{cases} \delta_{I3} \leq (1 - \delta_{FP}) \\ \delta_{I3} \leq \delta_I \\ \delta_{I3} \geq -\delta_{FP} + \delta_I \end{cases} \quad \begin{cases} \delta_3 \leq \delta_{I3} \\ \delta_3 \leq (1 - \delta_P) \\ \delta_3 \geq \delta_{I3} - \delta_P \end{cases} \quad (4.51)$$

$$\frac{(1 - \delta_{FP}) \wedge \delta_I \wedge \delta_P}{\delta_{I4}} \equiv \begin{cases} \delta_{I4} \leq (1 - \delta_{FP}) \\ \delta_{I4} \leq \delta_I \\ \delta_{I4} \geq -\delta_{FP} + \delta_I \end{cases} \quad \begin{cases} \delta_4 \leq \delta_{I4} \\ \delta_4 \leq \delta_P \\ \delta_4 \geq \delta_{I4} + \delta_P - 1 \end{cases} \quad (4.52)$$

$$\frac{\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_I) \wedge (1 - \delta_P)}{\delta_{I5}} \equiv \begin{cases} \delta_{I5} \leq \delta_{FP} \\ \delta_{I5} \leq (1 - \delta_I) \\ \delta_{I5} \geq \delta_{FP} - \delta_I \end{cases} \quad \begin{cases} \delta_5 \leq \delta_{I5} \\ \delta_5 \leq (1 - \delta_P) \\ \delta_5 \geq \delta_{I5} - \delta_P \end{cases} \quad (4.53)$$

$$\frac{\delta_{FP} \wedge (1 - \delta_I) \wedge \delta_P}{\delta_{I6}} \equiv \begin{cases} \delta_{I6} \leq \delta_{FP} & \delta_6 \leq \delta_{I6} \\ \delta_{I6} \leq (1 - \delta_I) & \delta_6 \leq \delta_P \\ \delta_{I6} \geq \delta_{FP} - \delta_I & \delta_6 \geq \delta_{I6} + \delta_P - 1 \end{cases} \quad (4.54)$$

$$\frac{\delta_{FP} \wedge \delta_I \wedge (1 - \delta_P)}{\delta_{I7}} \equiv \begin{cases} \delta_{I7} \leq \delta_{FP} & \delta_7 \leq \delta_{I7} \\ \delta_{I7} \leq \delta_I & \delta_7 \leq (1 - \delta_P) \\ \delta_{I7} \geq \delta_{FP} + \delta_I - 1 & \delta_7 \geq \delta_{I7} - \delta_P \end{cases} \quad (4.55)$$

$$\delta_{FP}, \delta_P, \delta_C, \delta_{Ij}, \delta_j \in \{0,1\} \quad \forall j = 1 \dots 7 \quad (4.56)$$

Os estados da energia equivalente e as respectivas funções objetivo associadas a cada estratégia de compensação são definidos usando expressões LCEF abordagem MILP, conforme apresentado na Tabela 4.11 com  $X \stackrel{\text{def}}{=} FP, P$  ou  $I$  respectivamente.

Tabela 4.11. Expressões LECF para definição da energia em cada posto horário e a função objetivo respectiva, associadas a cada estratégia de compensação no contexto da Tarifa Branca

LCEF	Conjunto equivalente de expressões MILP	Observação
$\delta_j = 1 \rightarrow Cj_X = ECj_X$	$\begin{cases} Cj_X - ECj_X \leq UC_X(1 - \delta_j) \\ Cj_X - ECj_X \geq LC_X(1 - \delta_j) \end{cases} \quad \forall j = 1..7$	$\begin{cases} UC_X \geq 0 \\ LC_X \leq 0 \end{cases}$
$\delta_{n_j} = 1 \rightarrow Cj_X = 0$	$\begin{cases} Cj_X \leq UC_X(1 - \delta_{n_j}) \\ Cj_X \geq LC_X(1 - \delta_{n_j}) \end{cases} \quad \forall j = 1..7$	
$\delta_j = 1 \rightarrow Zj_X = EZj_X$	$\begin{cases} Zj_X - EZj_X \leq UZ_X(1 - \delta_j) \\ Zj_X - EZj_X \geq LZ_X(1 - \delta_j) \end{cases} \quad \forall j = 1..7$	$\begin{cases} UZ_X \geq 0 \\ LZ_X \leq 0 \end{cases}$
$\delta_{n_j} = 1 \rightarrow Zj_X = 0$	$\begin{cases} Zj_X \leq UZ_X(1 - \delta_{n_j}) \\ Zj_X \geq LZ_X(1 - \delta_{n_j}) \end{cases} \quad \forall j = 1..7$	
	$\delta_j + \delta_{n_j} = 1 \quad \forall j = 1..7$	Garante apenas uma condição para $Cj_X$ e $Zj_X$ , ser igual à equação $ECj_X$ e $EZj_X$ , respectivamente, ou ambas ser zero.
	$\delta_j, \delta_{n_j} \in \{0,1\} \quad \forall j = 1 \dots 7$	

A parcela relativa ao custo de energia e ao intercâmbio energético no contexto da Tarifa Branca é incluída na função objetivo por meio das restrições (4.57) e (4.58). A restrição (4.57) garante apenas uma estratégia de compensação como solução do problema de otimização. Considerando que  $X \stackrel{\text{def}}{=} FP, P$  ou  $I$ , a restrição (4.58) define um único valor para as variáveis contínuas  $Z_{FP}$ ,  $Z_I$ , e  $Z_P$ , respectivamente, em função da estratégia de compensação. A restrição (4.59) permite o cálculo da energia líquida em cada posto horário no final do ciclo de faturamento e é definida também em função da estratégia de compensação.

As expressões que definem as variáveis contínuas  $Z_{FP}$ ,  $Z_I$ , e  $Z_P$  limitadas às sete estratégias de compensação são consideradas na solução do problema de otimização. Observe-se que a restrição (4.57) garante que apenas uma estratégia de compensação será considerada na função objetivo.

$$\sum_{j=1}^7 \delta_j = 1 \quad (4.57)$$

$$Z_X = \sum_{j=1}^7 EZj_X \quad (4.58)$$

$$C_X = \sum_{j=1}^7 ECj_X \quad (4.59)$$

#### 4.4.4 Restrições

Na modelagem do problema de otimização, além da formulação da função objetivo, são formuladas restrições que representam os limites operacionais da microrrede. Aspectos técnicos, econômicos e regulatórios que marcam o contexto da operação devem ser considerados nessa modelagem.

Parte dessas restrições foram já incluídas na modelagem e são repassadas a seguir. Restrições da formulação de Sherali para quantificação do uso do SAE, equações (4.13) a (4.17) e formulação do custo da demanda no caso da Tarifa Verde e Azul, equações (4.27) a (4.31). Restrições na formulação do custo de energia e o intercambio energético quando consideradas as tarifas Verde e Azul, Tabela 4.2 e Tabela 4.4, e equações (4.40) a (4.45); Tabela 4.6 e Tabela 4.9, e equações (4.49) a (4.56), quando considerada a tarifa Branca.

Para completar o modelo de otimização, é necessário incluir limites físicos dos elementos que constituem a microrrede (FER, SAE, conversores de potência, e a rede da concessionária) para garantir sua operação segura e sem comprometer o seu desempenho. No caso do SAE, deve ser considerada a máxima potência que pode ser fornecida ou consumida, a máxima e mínima capacidade de armazenamento de energia, e restrições na formulação do problema de otimização que garantam a cada iteração apenas uma condição de operação, carga ou descarga. Para isso, nesta tese é usado o modelo proposto por Manwell & McGowan (1993) e reportado nos trabalhos de López-Salamanca *et al.* (2014), Fonseca

*et al.* (2015) e Bordin *et al.* (2017) e o programa computacional HOMER Energy (2015) conforme discutido na subseção 3.4.

Adicionalmente devem ser incluídas restrições relativas à integração dos elementos da microrrede e sua operação no modo conectada com a rede da concessionária. No Capítulo 2 foram apresentadas diferentes configurações que permitem a integração dos elementos da microrrede, e na subseção 3.5 foi indicada a configuração com acoplamento em corrente alternada como a mais abordada em trabalhos de otimização e controle de microrredes reportados na literatura. Conforme discutido também na subseção 3.5, nesta tese de doutorado a configuração objeto de estudo é o acoplamento em corrente contínua devido às vantagens que apresenta em relação ao acoplamento em corrente alternada e aos poucos trabalhos na literatura que abordam essa configuração. No acoplamento DC, a formulação é mais complexa o que destaca a contribuição da solução proposta e que pode ser aplicável também ao caso do acoplamento AC.

Nas próximas subseções são descritas em detalhes as restrições formuladas usando a abordagem MILP que contemplam os limites operacionais da microrrede, e os fluxos de potencia bidirecionais, conforme exposto anteriormente.

### **Sistema de Armazenamento de Energia - SAE**

As restrições relativas à operação do SAE são baseadas e adaptadas do modelo cinético da bateria, desenvolvido por Manwell & McGowan (1993) e discutido na seção 3.4. As equações (4.60) a (4.69) definem as restrições do SAE na formulação MILP proposta. Importante lembrar e destacar que todas as variáveis contínuas do modelo proposto, são definidas positivas, quer dizer,  $\in \mathbb{R}_+$ ; e que na formulação preditiva  $k$  corresponde a hora do dia e  $i \in \{0, \dots, Ny - 1\}$ , onde  $Ny$  é o horizonte de previsão.

Por meio de uma adequada manipulação algébrica das equações apresentadas em Manwell & McGowan (1993), os parâmetros  $a_{11}$  a  $a_{22}$ ,  $b_{11}$  a  $b_{21}$ ,  $a$ ,  $b$  e  $d$ ,  $e$  são definidos a partir dos parâmetros  $c$ ,  $k_b$  e  $\Delta t$  que são calculados a partir de informações básicas disponibilizadas pelo fabricante conforme descrito na subseção 3.4.1.  $Q_{max}$  e  $Q_{min}$  são parâmetros que correspondem respectivamente à capacidade máxima e mínima da bateria em kWh e definidos também pelos dados do fabricante da bateria.  $PMCC$  é um parâmetro definido a partir da máxima corrente com que pode ser carregada a bateria, expresso em kW.

O parâmetro  $M$  é usado na formulação *BigM* da abordagem MILP para realizar a conexão lógica entre variáveis contínuas e discretas (Magatão, 2005).

$Q_1(k + i|k)$  e  $Q_2(k + i|k)$  são variáveis contínuas que quantificam a capacidade de energia do SAE, energia disponível e limite, respectivamente, previstas no intervalo definido pelo horizonte de previsão e calculadas no instante  $k$ ; ambas expressas em kWh. A energia real disponível no SAE é computada como  $Q_1(k + i|k) + Q_2(k + i|k)$ .

$PBS(k + i|k)$  e  $PBC(k + i|k)$  são as variáveis de controle na formulação proposta, são variáveis contínuas expressas em kW que quantificam a potência de descarga ou carga do SAE, calculadas no instante  $k$  para o intervalo definido pelo horizonte de previsão como solução do problema de otimização.

$\delta_{BS}(k + i|k)$  e  $\delta_{BC}(k + i|k) \in \{0,1\}$  são variáveis binárias que definem se o SAE está fornecendo potência,  $\delta_{BS}(k + i|k) = 1$ , ou absorvendo potência,  $\delta_{BC}(k + i|k) = 1$ , calculadas no instante  $k$  para o intervalo definido pelo horizonte de previsão, são adimensionais.

$$Q_1(k + i|k) = a_{11}Q_1(k + i - 1|k) + a_{12}Q_2(k + i - 1|k) + b_{11}[-PBS(k + i - 1|k) + PBC(k + i - 1|k)] \quad (4.60)$$

$$Q_2(k + i|k) = a_{21}Q_1(k + i - 1|k) + a_{22}Q_2(k + i - 1|k) + b_{21}[-PBS(k + i - 1|k) + PBC(k + i - 1|k)] \quad (4.61)$$

$$PBS(k + i|k) \leq (a + b)Q_1(k + i|k) + bQ_2(k + i|k) \quad (4.62)$$

$$PBC(k + i|k) \leq dQ_{max} - eQ_1(k + i|k) \quad (4.63)$$

$$PBC(k + i|k) \leq PMCC \quad (4.64)$$

$$Q_1(k + i|k) + Q_2(k + i|k) \leq Q_{max} \quad (4.65)$$

$$Q_1(k + i|k) + Q_2(k + i|k) \geq Q_{min} \quad (4.66)$$

$$\delta_{BS}(k + i|k) + \delta_{BC}(k + i|k) = 1 \quad (4.67)$$

$$PBS(k + i|k) \leq \delta_{BS}(k + i|k)M \quad (4.68)$$

$$PBC(k + i|k) \leq \delta_{BC}(k + i|k)M \quad (4.69)$$

As restrições (4.60) e (4.61) definem a energia prevista no SAE para o horizonte de previsão, em função dos parâmetros da bateria, a condição prévia de energia e a potência de descarga ou carga do SAE.

A restrição (4.62) define o limite superior da potência de descarga do SAE em cada iteração e em cada intervalo de previsão, em função dos parâmetros da bateria e da energia na bateria no mesmo instante de cálculo.

O limite superior da potência com que pode ser carregado o SAE em cada iteração e para cada intervalo de previsão, é calculado como sendo o valor mínimo definido por duas restrições. A restrição (4.63) definida em função dos parâmetros do SAE, da energia máxima

que pode ser armazenada e da energia disponível no mesmo instante de cálculo. A desigualdade (4.64) definida em função do parâmetro  $PMCC$  descrito anteriormente.

As desigualdades (4.65) e (4.66) indicam a capacidade energética máxima e mínima do SAE a cada iteração e para cada intervalo de previsão. A capacidade mínima depende da profundidade de descarga (DD) na qual será descarregado o SAE, considerando que o número de ciclos da vida útil é função dessa profundidade conforme discutido na subseção 3.4.4.

Na formulação proposta, a cada iteração o SAE está sendo carregado ou descarregado, e soluções contemplando simultaneamente a carga e descarga da bateria são evitadas. Assim, a correta operação da bateria é estabelecida pelas restrições (4.67) a (4.69). Particularmente, as restrições (4.68) e (4.69) são formulações *Big M* (Magatão, 2005) que permitem a conexão lógica das variáveis binárias  $\delta_{BS}(k + i|k)$  e  $\delta_{BC}(k + i|k)$  com as variáveis contínuas  $PBS(k + i|k)$  e  $PBC(k + i|k)$ , respectivamente.

### **Modelo elétrico do problema**

Finalmente, restrições relativas à integração elétrica e operação conjunta dos elementos da microrrede são discutidas nesta subseção. As restrições formuladas complementam a nova abordagem MILP proposta nesta tese para modelagem de microrredes com acoplamento DC, interconectadas com a rede de distribuição da concessionária e que poderão ser usadas em futuras soluções para a otimização e controle de microrredes com essa configuração de conexão. A abordagem poderá ser adaptada a outra configuração de integração (acoplamento AC ou híbrido) e operação no modo ilhado.

Na formulação MILP proposta, todas as possibilidades de fluxo de potência descritas na subseção 3.5.2 e ilustradas na Figura 3.11 são modeladas. As restrições associadas a esse intercâmbio energético e aos limites operacionais dos elementos da microrrede são formuladas por meio de igualdades e desigualdades matemáticas que relacionam variáveis contínuas e binárias conforme descrito pelas equações (4.70) a (4.93). As variáveis contínuas do modelo elétrico, são também definidas positivas, quer dizer,  $\in \mathbb{R}_+$ ; e na formulação preditiva  $k$  corresponde à hora do dia e  $i \in \{0, \dots, Ny - 1\}$ .

As equações (4.70) a (4.74) consideram as eficiências do sistema fotovoltaico,  $\eta_{PV}$ , dos conversores de potência,  $\eta_{inv AC/DC}$  e  $\eta_{inv DC/AC}$ , e as eficiências no processo de carga  $\eta_{cB}$  e descarga  $\eta_{dB}$  do SAE.

$$\hat{P}_{PV_{DC}}(k+i|k) = \eta_{PV} \hat{P}_{PV}(k+i|k) \quad (4.70)$$

$$PBS_{DC}(k+i|k) = \eta_{dB} PBS(k+i|k) \quad (4.71)$$

$$PBC_{DC}(k+i|k) = PBC(k+i|k)/\eta_{cB} \quad (4.72)$$

$$\hat{P}invS_{DC}(k+i|k) = \eta_{inv AC/DC} \hat{P}invC_{AC}(k+i|k) \quad (4.73)$$

$$\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) = \hat{P}invS_{AC}(k+i|k) / \eta_{inv DC/AC} \quad (4.74)$$

As equações (4.75) e (4.76) são impostas para garantir em toda iteração  $k$  e para todo o intervalo de previsão  $k+i$ , o equilíbrio energético no barramento DC e AC, respectivamente.

$$\begin{aligned} PBS_{DC}(k+i|k) + \hat{P}_{PV_{DC}}(k+i|k) + \hat{P}invS_{DC}(k+i|k) \\ = PBC_{DC}(k+i|k) + \hat{P}invC_{DC}(k+i|k) \end{aligned} \quad (4.75)$$

$$\hat{P}gS(k+i|k) + \hat{P}invS_{AC}(k+i|k) = \hat{P}gC(k+i|k) + \hat{P}invC_{AC}(k+i|k) + \hat{D}(k+i|k) \quad (4.76)$$

A cada iteração e para o intervalo de previsão, a potência está fluindo do barramento DC para o barramento AC ( $\hat{\delta}_{IC_{DC}}(k+i|k) = 1$  e  $\hat{\delta}_{IS_{AC}}(k+i|k) = 1$ ) ou do barramento AC para o barramento DC ( $\hat{\delta}_{IS_{DC}}(k+i|k) = 1$  e  $\hat{\delta}_{IC_{AC}}(k+i|k) = 1$ ). Essa condição é imposta pelas restrições (4.77) a (4.79) no barramento DC e (4.80) a (4.82) no barramento AC, e reforçada pelas restrições (4.83) e (4.84).

$$\hat{\delta}_{IS_{DC}}(k+i|k) + \hat{\delta}_{IC_{DC}}(k+i|k) = 1 \quad (4.77)$$

$$\hat{P}invS_{DC}(k+i|k) \leq \hat{\delta}_{IS_{DC}}(k+i|k)M \quad (4.78)$$

$$\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) \leq \hat{\delta}_{IC_{DC}}(k+i|k)M \quad (4.79)$$

$$\hat{\delta}_{IS_{AC}}(k+i|k) + \hat{\delta}_{IC_{AC}}(k+i|k) = 1 \quad (4.80)$$

$$\hat{P}invS_{AC}(k+i|k) \leq \hat{\delta}_{IS_{AC}}(k+i|k)M \quad (4.81)$$

$$\hat{P}invC_{AC}(k+i|k) \leq \hat{\delta}_{IC_{AC}}(k+i|k)M \quad (4.82)$$

$$\hat{\delta}_{IS_{AC}}(k+i|k) + \hat{\delta}_{IS_{DC}} = 1 \quad (4.83)$$

$$\hat{\delta}_{IC_{AC}}(k+i|k) + \hat{\delta}_{IC_{DC}}(k+i|k) = 1 \quad (4.84)$$

A possibilidade do fluxo de potência em duas direções acontece também no ponto de conexão da microrrede com a rede de distribuição da concessionária, barramento AC (PAC). As restrições (4.85) a (4.87) garantem apenas uma condição válida por vez, que a concessionária está fornecendo potência à microrrede no PAC ( $\hat{\delta}_{gS}(k+i|k) = 1$ ), ou que a potência excedente na microrrede está sendo exportada para a rede de distribuição da concessionária, ( $\hat{\delta}_{gC}(k+i|k) = 1$ ).

$$\hat{\delta}_{gS}(k+i|k) + \hat{\delta}_{gC}(k+i|k) = 1 \quad (4.85)$$

$$\hat{P}gS(k+i|k) \leq \hat{\delta}_{gS}(k+i|k)M \quad (4.86)$$

$$\hat{P}gC(k+i|k) \leq \hat{\delta}_{gC}(k+i|k)M \quad (4.87)$$

No modelo proposto, a formulação *Big M*, particularmente as restrições (4.78) e (4.79), (4.81) e (4.82), (4.86) e (4.87) permitem para cada iteração e para o intervalo de

previsão, a conexão lógica das variáveis binárias  $\hat{\delta}_{IS_{DC}}(k+i|k)$  e  $\hat{\delta}_{IC_{DC}}(k+i|k)$ ,  $\hat{\delta}_{IS_{AC}}(k+i|k)$  e  $\hat{\delta}_{IC_{AC}}(k+i|k)$ ,  $\hat{\delta}_{gS}(k+i|k)$  e  $\hat{\delta}_{gC}(k+i|k)$ ,  $\in \{0,1\}$ , com as variáveis contínuas  $\hat{P}invS_{DC}(k+i|k)$  e  $\hat{P}invC_{DC}(k+i|k)$ ,  $\hat{P}invS_{AC}(k+i|k)$  e  $\hat{P}invC_{AC}(k+i|k)$ ,  $\hat{P}gS(k+i|k)$  e  $\hat{P}gC(k+i|k)$ ,  $\in \mathbb{R}_+$  respectivamente.

A potência do inversor é limitada pelas desigualdades (4.88) e (4.89) no barramento DC e pelas desigualdades (4.90) e (4.91) no barramento AC. Os parâmetros  $Pinv_{max_{DC}}$  e  $Pinv_{max_{AC}}$  que definem esses limites, são informações disponibilizadas pelo fabricante. Caso não seja especificado, pode ser considerado o mesmo limite para os dois lados do inversor.

$$\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) \leq Pinv_{max_{DC}} \quad (4.88)$$

$$\hat{P}invS_{DC}(k+i|k) \leq Pinv_{max_{DC}} \quad (4.89)$$

$$\hat{P}invS_{AC}(k+i|k) \leq Pinv_{max_{AC}} \quad (4.90)$$

$$\hat{P}invC_{AC}(k+i|k) \leq Pinv_{max_{AC}} \quad (4.91)$$

A restrição (4.92) limita a potência demandada da concessionária e a restrição (4.93) a potência que é exportada para a rede de distribuição da concessionária. Os parâmetros  $P_{max_{GS}}$  e  $P_{max_{GC}}$  definem esses limites que podem ser calculados tecnicamente, como por exemplo, conhecendo a corrente do disjuntor de entrada da instalação; ou por limites regulatórios e normativos estabelecidos pela modalidade tarifária e o sistema de compensação de energia.

$$\hat{P}gS(k+i|k) \leq P_{max_{GS}} \quad (4.92)$$

$$\hat{P}gC(k+i|k) \leq P_{max_{GC}} \quad (4.93)$$

#### 4.5 Formulação da Lei de Controle MPC

A formulação da lei de controle abordagem MPC é realizada visando encontrar o vetor  $U_k^{Ny} = [u(k|k) \ u(k+1|k) \ \dots \ u(k+Ny-1|k)]$  que minimize a função objetivo do problema; no caso particular de estudo a sequência de valores de potência de carga  $PBC(k+i|k)$  e descarga  $PBS(k+i|k)$  do SAE que minimizam a equação (4.10). Assim os valores das saídas previstas  $\hat{y}_{AC}(k+i|k)$  que correspondem à potência importada  $\hat{P}gS(k+i|k)$  e exportada  $\hat{P}gC(k+i|k)$  de/para a rede da concessionária, são calculados a partir do modelo de previsão equação (4.5) e substituídos na função objetivo.

A expressão da função objetivo (4.10) como função das saídas previstas e dos sinais de controle foi descrita considerando três parcelas: Custo do intercâmbio energético do SAE,



equação (4.12) que corresponde à linearização por partes da equação (4.11). Custo da demanda de potência, conjunto de equações (4.28) a (4.31), que correspondem à linearização por partes da função descontínua descrita pelas equações (4.18) a (4.20) e complementadas pelas expressões (4.24) no caso da Tarifa Verde; e (4.25) e (4.26) no caso da Tarifa Azul. Custo da energia e intercâmbio energético, expressões da Tabela 4.3 para o caso das tarifas Verde e Azul; e equação (4.46) e expressões da Tabela 4.10 para o caso da Tarifa Branca.

Em relação ao último custo, pela complexidade das formulações optou-se por apresentar na subseção anterior as equações de forma resumida, onde não foi colocado em evidência o horizonte de previsão e as expressões que caracterizam as previsões na formulação MILP. A modo de ilustração, a expressão relativa ao custo de energia e intercâmbio energético da formulação válida para as Tarifas Verde e Azul é descrita pela equação (4.94).

$$\begin{aligned}
ZE = & \sum_{i=0}^{Ny-1} \hat{P}gS_{FP}(k+i|k) T_{FP} \\
& - \sum_{i=0}^{Ny-1} f(\hat{P}gS_{FP}(k+i|k), \hat{P}gC_{FP}(k+i|k), \delta_{FP}, \delta_P, \delta_C) T_{AFP} \\
& + \sum_{i=0}^{Ny-1} \hat{P}gS_P(k+i|k) T_P \\
& - \sum_{i=0}^{Ny-1} f(\hat{P}gS_P(k+i|k), \hat{P}gC_P(k+i|k), \delta_{FP}, \delta_P, \delta_C) T_{AP}
\end{aligned} \tag{4.94}$$

Onde, as funções  $f(\cdot)$  correspondem a expressões que dependem das relações lógicas entre as variáveis binárias  $\delta_{FP}, \delta_P$  e  $\delta_C$ ; e onde são definidas as variáveis  $\hat{P}gS_{FP}(k+i|k)$ ,  $\hat{P}gC_{FP}(k+i|k)$ ,  $\hat{P}gS_P(k+i|k)$  e  $\hat{P}gC_P(k+i|k)$  pelas equações (4.95) e (4.96) considerando a  $X \stackrel{\text{def}}{=} S$  quando importada energia ou  $X \stackrel{\text{def}}{=} C$  quando exportada energia para a concessionária.

$$\hat{P}gX_{FP}(k+i|k) = \hat{P}gX(k+i|k) \forall k+i : HFP1_{inf} \leq k+i \leq HFP1_{sup} \wedge HFP2_{inf} \leq k+i \leq HFP2_{sup} \tag{4.95}$$

$$\hat{P}gX_P(k+i|k) = \hat{P}gX(k+i|k) \forall k+i : HP_{inf} \leq k+i \leq HP_{sup} \tag{4.96}$$

Encontrada a expressão da função objetivo, o vetor  $U_k^{Ny}$  pode ser encontrado de forma analítica ou no caso de presença de restrições por algum método de otimização. Uma vez que o problema apresenta restrições, foi necessário usar a abordagem MILP na modelagem e solução do problema otimização, conforme discutido na subseção anterior.

Se aplicada apenas a abordagem MILP, o problema de otimização é resolvido uma única vez no instante considerado como  $k=0$  e para um período de previsão específico  $Ny$ , definido pelo usuário. No caso particular de estudo em que o ciclo de faturamento é de um mês, e considerando o período de amostragem de uma hora, o valor de  $Ny$  pode ser calculado como sendo 24 horas vezes o número de dias do respectivo mês, por exemplo para um mês de 30 dias,  $Ny=720$ . Assim como solução, será definida a sequência de valores de potência com que o SAE deverá ser carregado ou descarregado a cada hora (para o exemplo, 720 valores) que minimize a função objetivo avaliada para o período de estudo. Este tipo de abordagem é característica de aplicações *off-line* a qual além da dificuldade na obtenção da solução devido à quantidade de valores necessários para a variável de controle, o resultado final pode divergir bastante do resultado esperado, devido às diferenças entre o comportamento previsto e o real. Essas dificuldades são minimizadas ou no melhor dos casos superadas quando usada na formulação da lei de controle, uma abordagem MPC na solução, conforme discutido a continuação.

Para solução do problema particular de estudo apenas com a abordagem MILP, no instante  $k = 0$  são desconhecidos os valores de potência  $\hat{P}_{PV}$  fornecidos pelo sistema fotovoltaico e de potência  $\hat{D}$  demandados pela carga, nos instantes  $k + 1, k + 2, \dots, k + Ny - 1$ , e as previsões são realizadas durante o período  $Ny$  apenas com a informação conhecida no instante  $k = 0$  e com a informação do passado  $k - 1, k - 2$ , etc. A partir desses valores previstos, os valores de potência do SAE são calculados e agendados para serem aplicados a cada hora durante o período de estudo. Finalizado este período, no instante  $k + Ny - 1$  que será considerado como o instante  $k = 0$  será rodado novamente o problema de otimização. Na solução MPC+MILP proposta, a mesma função objetivo e as mesmas restrições do problema de otimização são consideradas porém com a seguinte diferença.

Na formulação MPC+MILP, o usuário define um horizonte de previsão,  $Ny$  que pode ser menor ou igual ao horizonte definido na formulação MILP. O problema de otimização é rodado no instante  $k = 0$  do mesmo modo que na formulação MILP, e é definida a sequência de potências de carga  $PBC(k + i|k)$  e descarga  $PBS(k + i|k)$  do SAE que minimizam a função objetivo, equação (4.10) para  $Ny$ . Com esses valores, é calculado no instante  $k = 0$  o vetor de controle ótimo  $U_k^{Ny}$ , resultado do problema de otimização. Definido esse vetor, o conceito de horizonte deslizante da formulação MPC entra na solução do problema. Apenas o primeiro elemento do vetor de controle ótimo é considerado, e os

outros descartados. Assim, o resultado do problema de otimização é um único valor  $u(k|k)$  que corresponde à potência de carga ou descarga do SAE no instante  $k = 0$ . O estado inicial de carga do SAE na próxima iteração  $Q(k + 1)$  é calculado em função do valor  $u(k|k)$ . Com essa informação, um novo problema de otimização é solucionado no instante  $k + 1$  com a vantagem que o cálculo das previsões de potência do fotovoltaico e da carga no instante  $k + 1$  são realizados com os valores de potência reais medidos no instante  $k$ , condição que não é possível na formulação MILP. O procedimento é o mesmo para as próximas iterações, sendo implementado um algoritmo de otimização e controle executado a cada hora.

Assim com a abordagem MPC+MILP, a dificuldade de encontrar uma solução para o problema de otimização é amenizada pois o vetor de controle ótimo  $U_k^{Ny}$  que resolve o problema de otimização a cada iteração é de menor dimensão quando comparado com a abordagem MILP. Por exemplo, um horizonte de previsão mínimo  $Ny = 24$  ou múltiplo desse valor caracteriza adequadamente o problema de estudo, uma vez que dentro desse período são considerados os diferentes postos horários das tarifas de energia estudadas, e reduz em 30 vezes o número de valores, da variável de controle.

Em relação à divergência entre o resultado esperado e o resultado real na abordagem MILP, este problema é superado uma vez que a cada iteração na abordagem MPC+MILP, as previsões neste caso da potência do sistema fotovoltaico  $\hat{P}_{PV}$  e da carga  $\hat{D}$ , calculadas a partir de modelos de previsão, são atualizadas e ajustadas a partir do conhecimento dos resíduos passados. Além disso, o sinal de controle, neste caso a potência do SAE é aplicado na planta muito antes que um novo sinal seja medido conforme ilustrado na Figura 4.2, o que garante que para cada instante o resultado real seja praticamente igual ao resultado esperado.

Para validar a formulação proposta, na próxima seção são apresentados resultados obtidos por simulação computacional.

#### 4.6 Validação computacional

Para validar computacionalmente a solução proposta, são considerados os parâmetros elétricos da microrrede existente no Lactec. Os parâmetros dos conversores de potência (inversores e controladores de carga) e o banco de baterias são obtidos dos manuais e

especificações técnicas fornecidos pelos fabricantes. Na Tabela 4.12 são apresentados os parâmetros relativos a esses elementos usados na modelagem do problema, conforme modelo apresentado no Capítulo 4.

Tabela 4.12. Parâmetros dos conversores de potência e o banco de baterias usados na modelagem do problema objeto de estudo

Elemento	Parâmetro	Valor	Descrição e Observação
Sistema Fotovoltaico	$\eta_{PV}$	1	Eficiência considerada igual a 1, uma vez que os dados de potência usados no modelo de previsão são resultado do cálculo no barramento de corrente contínua.
	$\eta_{dB}$	0,9	Eficiência de descarga da bateria.
	$\eta_{cB}$	0,9	Eficiência na carga da bateria.
	$Q_{max}$	69,2 kWh	Carga máxima do banco de baterias
	$DD$	25%	Profundidade de descarga.
Banco de baterias	$PMCC$	20,47 kW	Máxima potência permissível de carga calculada em função da corrente máxima de carga (C2)
	$k_{pc}$	1.3	Constante de Peukert. Para baterias de chumbo ácido comerciais, os valores variam entre 1,2 e 1,6.
	$N_{ciclos}$	1272,22	Número de ciclos de vida útil da bateria. Para uma profundidade de descarga de 25%.
	$Q_n$	63,35 kWh	Capacidade nominal do banco de baterias.
	$PB_n$	3,17 kW	Potência nominal do banco de baterias.
Conversores de Potência	$\eta_{inv AC/DC}$ $e$ $\eta_{inv DC/AC}$	93%	Eficiência dos inversores. Considerada a mesma eficiência, independente da direção do fluxo de potência.
	$P_{inv MaxOut AC}$ $e$ $P_{inv MaxOut DC}$	32,4 kW	Potência máxima equivalente dos nove inversores. Considerada igual tanto do lado DC quanto do lado AC.
	$C_{bat}$	R\$ 24.000,00	Custo do banco de baterias considerando um total de 24 baterias estacionárias de chumbo ácido Moura Clean Modelo 12MF220.

A conexão da microrrede do Lactec com a rede de distribuição da concessionária é realizada a través de um transformador de 300 kVA 13,8/0,22 kV, razão pela qual o prosumidor em questão está enquadrado no grupo A, subgrupo A4, modalidade tarifária horária verde. Para validar a solução proposta, são consideradas nas simulações além da tarifa verde as tarifas azul e branca. As simulações computacionais são realizadas

considerando as tarifas da Copel Distribuição S.A. definidas pela resolução homologatória No. 2096, de 21 de junho de 2016 (ANEEL, 2016). Nessa resolução são definidos os valores da Tarifa de Energia (TE) e da tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) correspondentes às tarifas de aplicação para cada posto horário e que são usadas para o cálculo das tarifas com tributos, onde são considerados os impostos PIS, COFINS e ICMS. Nas simulações é considerada a bandeira tarifária verde, quer dizer sem acréscimo na energia consumida, conforme mencionado na subseção 4.4.3, as bandeiras tarifárias e sua variação podem ser incluídas na modelagem do problema em estudos futuros. Na Tabela 4.13 são apresentados os parâmetros relativos às modalidades tarifárias e ao sistema de compensação de energia usados nas simulações.

Tabela 4.13. Parâmetros da modalidade tarifária branca e a compensação de energia

Item	Parâmetro	Tarifa Verde	Tarifa Azul	Tarifa Branca
Tarifa de Energia - TE	$TE_{FP}$		0,2216 R\$/kWh	
	$TE_{IN}$		Não aplica	0,2216 R\$/kWh
	$TE_P$		0,3391 R\$/kWh	
Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição- TUSD	$TUSD_{FP}$	0,0577 R\$/kWh		0,1398 R\$/kWh
	$TUSD_{IN}$		Não aplica	0,2786 R\$/kWh
	$TUSD_P$	0,6980 R\$/kWh	0,0577 R\$/kWh	0,4174 R\$/kWh
Tarifa de Demanda	$TD_{AFP}$	10,56 R\$/kW		Não aplica
	$TD_{AP}$	10,56 R\$/kW	26,41 R\$/kW	
Tributos	$PIS$		0,89%	
	$COFINS$		4,11%	
	$ICMS$		29%	
Fatores de Ajuste para compensação energética	$t_{pfp}$	$\frac{TE_P}{TE_{FP}} = 1,53$	$\frac{TE_P}{TE_{FP}} = 1,53$	$\frac{TE_P}{TE_{FP}} = 1,53$
	$t_{pi}$		Não aplica	$\frac{TE_P}{TE_{IN}} = 1,53$
	$t_{ip}$		Não aplica	$\frac{TE_{IN}}{TE_P} = 0,65$
	$t_{ifp}$		Não aplica	$\frac{TE_{IN}}{TE_{FP}} = 1,00$
	$t_{fpp}$	$\frac{TE_{FP}}{TE_P} = 0,65$	$\frac{TE_{FP}}{TE_P} = 0,65$	$\frac{TE_{FP}}{TE_P} = 0,65$
	$t_{fpi}$		Não aplica	$\frac{TE_{FP}}{TE_I} = 1,00$
Demanda Contratada	$D_{contFP}$	20 kW ou 25 kW		Não aplica
	$D_{contP}$	Não aplica	30 kW ou 15 kW	

Inicialmente é validada a formulação MILP proposta para modelagem do problema de otimização em que se simula um intervalo de 24 horas considerando que o perfil de produção do sistema fotovoltaico e o perfil de carga são plenamente conhecidos. Posteriormente é validada a formulação MILP+MPC para um intervalo de 7 dias, onde são usados os modelos de previsão da potência gerada pelo sistema fotovoltaico e da carga do consumidor discutidos na subseção 3.3 para calcular as previsões a cada iteração, para um horizonte de previsão de 24 horas. Os resultados das simulações são apresentados nas próximas subseções.

#### 4.6.1 Validação computacional da formulação MILP

Nesta validação é considerado o perfil do consumidor (legenda *Load*) e o perfil da FER (legenda *PV*) apresentado na Figura 4.5. O perfil do consumidor corresponde a um perfil típico de um consumidor da Copel, com um consumo entre 600 e 1000 kWh por mês, e o perfil do FER corresponde à potência gerada pelo sistema fotovoltaico da microrrede durante um dia de primavera. A legenda *LOAD+RES* corresponde ao perfil resultante do consumidor com presença do sistema fotovoltaico. Na simulação, para o caso da tarifa azul, é considerada a potência contratada de 30 kW para o posto horário de ponta e 20 kW para o posto horário fora da ponta, na tarifa verde a potência contratada é única e igual a 30 kW (linha verde tracejada). As potências limite são 31.5 kW e 20.5 kW (linha vermelha tracejada), respectivamente. A profundidade de descarga do banco de baterias considerada em todas as simulações é de 25%.

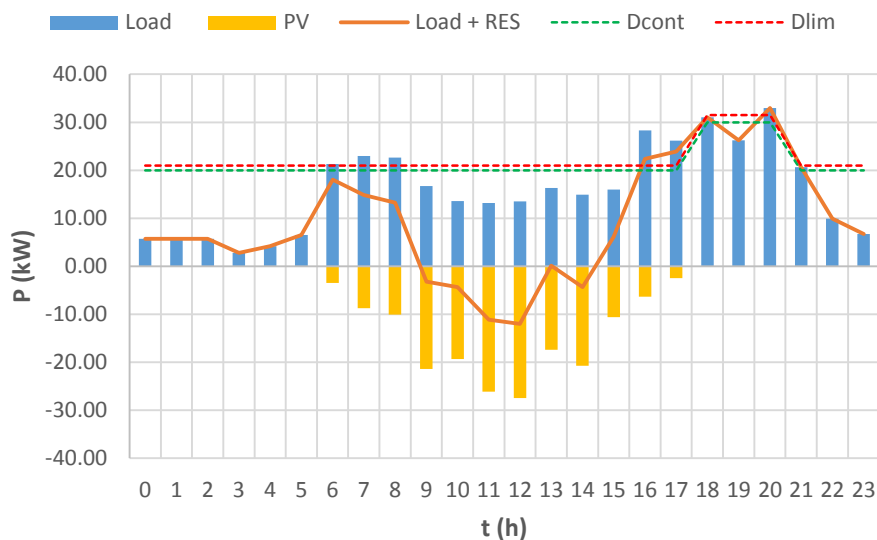


Figura 4.5. Perfil de carga do consumidor, potência gerada pelo sistema fotovoltaico, e limite de potência contratada na tarifa azul. Fonte: O autor (2018)

Para validar a formulação MILP do problema de otimização, e mostrar os possíveis benefícios econômicos gerados para o consumidor quando utilizada a solução proposta, sete cenários são simulados:

- *Load*: Considerado apenas o perfil de carga do consumidor sem presença da microrrede;
- *Load+RES*: Consumidor com presença do sistema fotovoltaico;

- *Load+ESS*: Consumidor com presença do banco de baterias e sem o sistema fotovoltaico. Considerados todos os custos da função objetivo, equação (4.10);
- *Load+RES+ESS*: Consumidor com microrrede onde o *ESS* do inglês *Energy Storage System* corresponde ao banco de baterias de chumbo ácido da microrrede. Considerados todos os custos da função objetivo, equação (4.10);
- *Load+RES+ESS* ( $\alpha_D = 0$ ): O custo da demanda não é incluído na função objetivo. Este cenário não é considerado na análise comparativa da tarifa branca;
- *Load+RES+ESS* ( $\alpha_E = 0$ ): O custo da energia não é incluído na função objetivo;
- *Load+RES+ESS* ( $\alpha_{ESS} = 0$ ): O custo relativo ao uso do banco de baterias não é incluído na função objetivo;

Os cenários *Load* e *Load+RES* são usados apenas como referência na análise econômica. A formulação MILP do problema de otimização para os diferentes cenários é implementada e solucionada usando o programa computacional de livre distribuição *LP/MILP Integrated Development Environment GUSEK* (GUSEK, 2014). Para um computador Intel® Core™ i5 CPU, com memória RAM de 6 GB, o tempo necessário para encontrar a solução ótima nos cenários que consideram todos os custos na função objetivo foi de aproximadamente 3 segundos.

A Tabela 4.14 apresenta a comparação econômica dos diferentes cenários e a Figura 4.6 ilustra a potência equivalente no PAC e a potência do banco de baterias para o respectivo cenário quando analisada a tarifa verde.

Tabela 4.14. Análise comparativa econômica quando considerada a tarifa verde na formulação MILP

	Load	Load+RES	Load+ESS	Load+RES+ESS (alfaD=0)	Load+RES+ESS (alfaESS=0)	Load+RES+ESS (alfaE=0)	Load+RES+ESS
ZE OP (R\$)	128.66	63.29	133.96	63.29	67.05	68.48	67.72
ZE P (R\$)	146.98	146.92	127.22	142.39	123.35	123.35	123.35
ZD (R\$)	646.12	646.12	476.63	550.28	472.51	472.51	472.51
ZbatS (R\$)	0.00	0.00	12.49	1.68	15.33	13.28	13.28
ZbatC (R\$)	0.00	0.00	7.52	0.00	13.95	7.52	7.33
<b>Z (R\$) =</b>	<b>921.76</b>	<b>856.33</b>	<b>757.82</b>	<b>757.63</b>	<b>692.19</b>	<b>685.14</b>	<b>684.20</b>
<b>Reduction (%)</b>	<b>0.00%</b>	<b>7.10%</b>	<b>17.79%</b>	<b>17.81%</b>	<b>24.91%</b>	<b>25.67%</b>	<b>25.77%</b>





Figura 4.6. Potência equivalente no PAC (a) e potência do banco de baterias (b) para os diferentes cenários da microrrede quando considerada a tarifa verde. Fonte: O autor (2018)

A Tabela 4.15 apresenta a comparação econômica dos diferentes cenários e a Figura 4.7 ilustra a potência equivalente no PAC e a potência do banco de baterias para o respectivo cenário quando analisada a tarifa azul.

Tabela 4.15. Análise comparativa econômica quando considerada a tarifa azul na formulação MILP

	Load	Load+RES	Load+ESS	Load+RES+ESS (alfaD=0)	Load+RES+ESS (alfaESS=0)	Load+RES+ESS (alfaE=0)	Load+RES+ESS
ZE OP (R\$)	128.66	63.29	129.93	63.29	64.01	65.73	64.69
ZE P (R\$)	56.24	56.22	55.35	56.22	51.66	51.66	51.66
ZD FP (R\$)	742.88	526.22	381.05	526.22	331.35	331.35	331.35
ZD P (R\$)	1,615.93	1,615.93	1,240.32	1,615.93	1,213.54	1,213.54	1,213.54
ZbatS (R\$)	12.19	12.19	17.10	0.00	14.24	12.19	12.19
ZbatC (R\$)	8.06	8.06	11.77	0.00	14.50	7.94	8.06
<b>Z (R\$) =</b>	<b>2,563.96</b>	<b>2,281.90</b>	<b>1,835.51</b>	<b>2,261.64</b>	<b>1,689.30</b>	<b>1,682.41</b>	<b>1,681.49</b>
<b>Reduction (%)</b>	<b>0.00%</b>	<b>11.00%</b>	<b>28.41%</b>	<b>11.79%</b>	<b>34.11%</b>	<b>34.38%</b>	<b>34.42%</b>

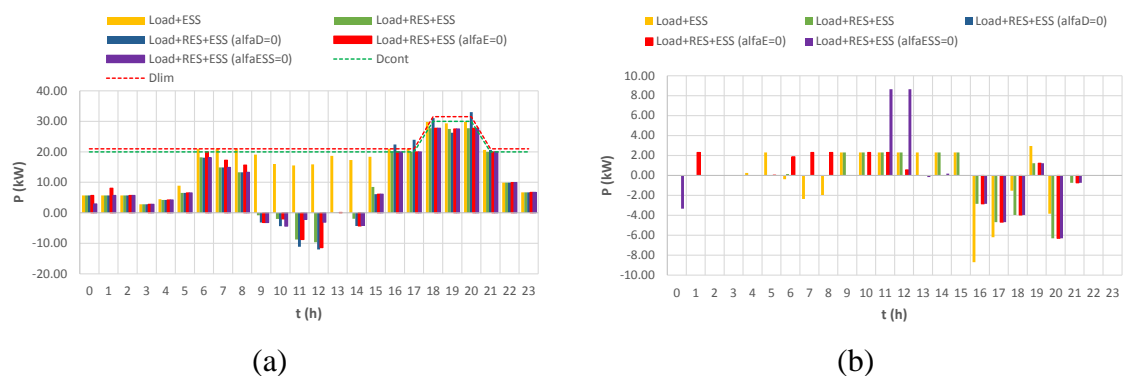


Figura 4.7. Potência equivalente no PAC (a) e potência do banco de baterias (b) para os diferentes cenários da microrrede quando considerada a tarifa azul. Fonte: O autor (2018)

Finalmente, a Tabela 4.16 apresenta a comparação econômica dos diferentes cenários e a Figura 4.8 ilustra a potência equivalente no PAC e a potência do banco de baterias para o respectivo cenário quando analisada a tarifa branca.

Tabela 4.16. Análise comparativa econômica quando considerada a tarifa branca na formulação MILP

	Load	Load+RES	Load+ESS	Load+RES+ESS (alfaESS=0)	Load+RES+ESS (alfaE=0)	Load+RES+ESS
ZE OP (R\$)	139.93	56.63	139.93	61.50	56.63	56.63
ZE I (R\$)	36.74	34.96	36.74	34.96	34.96	34.96
ZE P (R\$)	107.21	107.17	103.91	89.98	107.17	103.86
ZbatS (R\$)	0.00	0.00	1.68	18.87	0.00	1.68
ZbatC (R\$)	0.00	0.00	0.00	13.95	0.00	0.00
<b>Z (R\$) =</b>	<b>283.88</b>	<b>198.76</b>	<b>282.26</b>	<b>219.25</b>	<b>198.76</b>	<b>197.13</b>
<b>Reduction (%)</b>	<b>0.00%</b>	<b>29.99%</b>	<b>0.57%</b>	<b>22.77%</b>	<b>29.99%</b>	<b>30.56%</b>

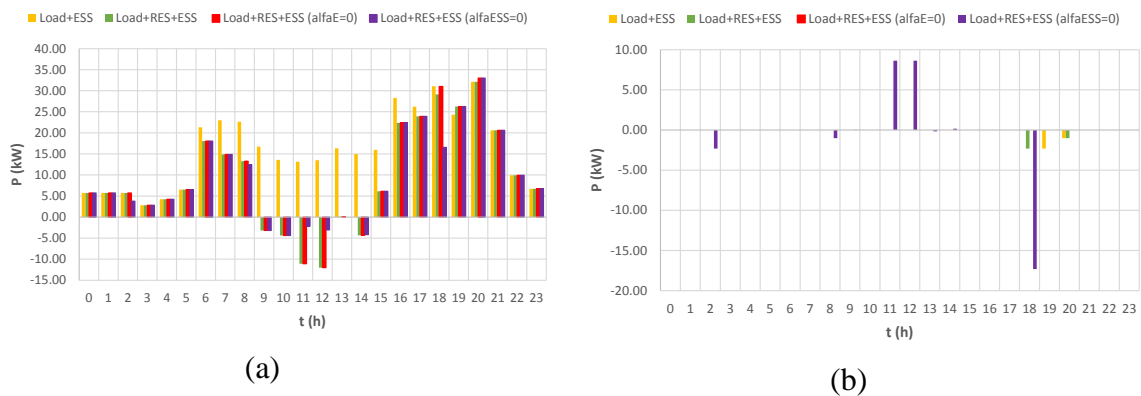


Figura 4.8. Potência equivalente no PAC (a) e potência do banco de baterias (b) para os diferentes cenários da microrrede quando considerada a tarifa branca. Fonte: O autor (2018)

Para o cenário contendo carga e sistema fotovoltaico (*Load+RES*), os excedentes de energia em cada posto horário são usados para compensar o consumo de energia do mesmo posto por isso a redução do preço de energia  $ZE_{OP}$  para fora da ponta,  $ZE_P$  na ponta, e  $ZE_I$  no posto intermediário, quando comparado com o cenário apenas com a carga. Na tarifa verde o preço relativo à demanda de potência ( $ZD$ ) é o mesmo que no cenário apenas com a carga, isto porque a maior demanda de potência acontece às 8 p.m. quando não há produção de potência pelo sistema fotovoltaico. Na tarifa azul, o preço da demanda na ponta ( $ZD_P$ ) também se mantém constante, porém, a demanda fora da ponta é reduzida ( $ZD_{FP}$ ) pela potência produzida pelo sistema fotovoltaico entre as 6 a.m. e as 8 a.m.

Substituindo o sistema fotovoltaico, pelo banco de baterias e utilizando o modelo de otimização da formulação MILP considerando todos os custos da função objetivo, cenário *Load+ESS*, uma melhor redução no custo total ( $Z$ ) é obtida para as tarifas verde e azul. O custo relativo à energia fora da ponta é incrementando em comparação com o cenário *Load+RES*, isto porque energia extra é solicitada da rede para carregar o banco de baterias fora da ponta quando o custo de energia é mais barato, para posteriormente ser usado para descarregar e compensar o consumo de energia no horário de ponta quando a energia é mais cara, e inclusive também fora da ponta. Obtendo assim, uma redução no custo de energia na ponta  $ZE_p$ , uma redução na demanda e pelo tanto do custo da demanda  $ZD$  para o caso da tarifa verde. No caso da tarifa azul, um benefício maior é obtido, isto porque a energia consumida pela bateria, é usada para compensar adicionalmente a demanda fora da ponta  $ZD_{FP}$  quando a bateria é descarregada às 7 a.m. e 8 a.m., garantindo valores de potência inferiores ao limite  $D_{lim}$ , ver Figura 4.7 (a). Na tarifa branca, a substituição do sistema fotovoltaico pelo banco de baterias apresenta uma menor redução, onde em relação ao cenário da carga, apenas uma redução é obtida em relação ao custo de energia na ponta, onde não é consumida da rede energia adicional para carregar a bateria, e apenas parte da carga disponível na bateria é usada para compensar o consumo às 7 p.m. e 8 p.m., ver Figura 4.8 (b).

Os cenários com todos os elementos da microrrede (*Load+RES+ESS*) são analisados comparando o custo final quando algum dos custos da função objetivo não é penalizado. Para a maioria dos casos, o custo não penalizado é o que apresenta o maior valor quando comparado com os outros cenários onde ocorre penalização. Por exemplo, na azul, quando o custo da demanda não é penalizado, a bateria não é usada e os limites de demanda na ponta e fora da ponta são superados (Figura 4.7 (a)); na tarifa verde a bateria é descarregada às 7 p.m. e 8 p.m. para manter a demanda dentro do limite de não ultrapassagem (Figura 4.6 (a)). Quando o custo do uso da bateria não é penalizado, observam-se altos valores de potência de carga da bateria às 11 a.m. e 12 a.m., quando a produção do sistema fotovoltaico é maior, isto é válido para o caso das três tarifas; destacando também a alta potência de descarga às 6 p.m. observada na tarifa branca (Figura 4.8 (b)). Concluindo a análise dos cenários de custos não penalizados, observa-se que o maior benefício é obtido quando o custo de energia não é penalizado, situação válida para as três tarifas.

Finalmente, comparando todos os cenários, a maior redução no custo é obtida quando considerados todos os custos na função objetivo, sendo essa redução maior para o caso da tarifa azul (34,42%), seguida pela tarifa branca (30,56%) e a tarifa verde (25,77%).

Os resultados apresentados estão de acordo com o esperado: a utilização completa do modelo MILP incluindo carga, FER e SAE e considerando os custos ponderados de demanda, de energia e de uso do SAE gera uma redução de mais de 25% para todas as tarifas.

Isto valida o modelo de otimização MILP proposto e demonstra que este modelo pode ser usado para gerenciar a conta de energia do prosumidor, considerando o custo de operação do SAE e as regras que definem o sistema tarifário e o sistema de compensação de energia, estabelecidas pela norma vigente.

#### **4.6.2 Validação computacional da formulação MPC+MILP**

Na validação da formulação MILP foi considerado que os perfis de carga do consumidor e o perfil de potência produzida pelo sistema fotovoltaico são plenamente conhecidos. Essa condição não acontece na prática, razão pela qual é necessário o uso de modelos de previsão que permitam prever esses perfis, e a utilização de uma formulação MPC capaz de lidar com essas previsões complementa a solução proposta. Na etapa de planejamento da microrrede, o modelo MILP proposto pode ser usado para a partir de um dado perfil de carga, gerar uma ideia da forma como operará a microrrede e do agendamento da operação do banco de baterias, porém os resultados inferidos serão diferentes dos que realmente acontecerão na realidade. Na formulação MPC+MILP, a operação da microrrede é realizada de forma *on-line* onde a cada iteração uma decisão relativa ao banco de baterias será tomada nesse instante, em função de valores futuros calculados para um horizonte de previsão de 24 horas. Na iteração seguinte, uma nova decisão será tomada e as previsões serão corrigidas em função do valor da iteração anterior e do respectivo erro de previsão que antes não era conhecido. Nesta subseção são apresentados os resultados obtidos por simulação computacional quando implementada a formulação MPC+MILP considerando um intervalo de 7 dias, compreendido entre as 7 p.m. de 21 de janeiro de 2017 (sábado) e as 6 p.m. de 28 de janeiro de 2017 (sábado), e usando os modelos de previsão da potência gerada pelo sistema fotovoltaico e da carga do consumidor discutidos na subseção 3.3 e calculados para a estação de verão. A Figura 4.9 apresenta o perfil de geração de potência do sistema fotovoltaico e o perfil de carga real durante esse período. As simulações são

realizadas considerando as três modalidades tarifárias; e comparados os cenários quando penalizado o custo de operação do SAE e quando este não é penalizado.

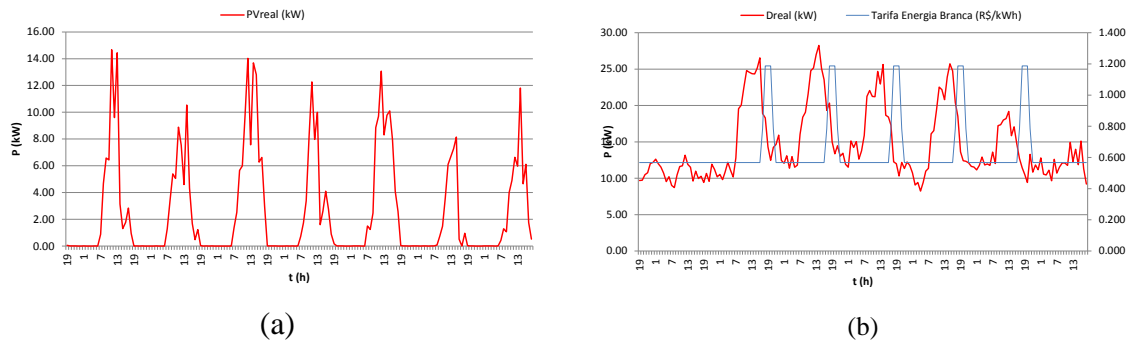


Figura 4.9. Perfil de geração de potência do sistema fotovoltaico e perfil de consumo da carga real para o período de 21/01/17 a 28/01/17. Fonte: O autor (2018)

A Figura 4.10 apresenta os resultados da tarifa verde considerando, como exemplo, que a demanda contratada é de 25 kW. A Figura 4.11 apresenta os resultados da tarifa azul considerando, como exemplo, que a demanda contratada fora da ponta é de 25 kW e na ponta 15 kW<sup>30</sup>. A Figura 4.12 apresenta os resultados da tarifa branca.

<sup>30</sup> Foi verificado que o perfil de carga do Lactec apresenta um menor consumo na ponta, o que pode ser explicado pelo expediente de trabalho dos laboratórios compreendido entre as 8 a.m. e as 5 p.m. Por essa razão, hipoteticamente e apenas como exemplo, é considerado que a demanda contratada da ponta é menor que fora da ponta.

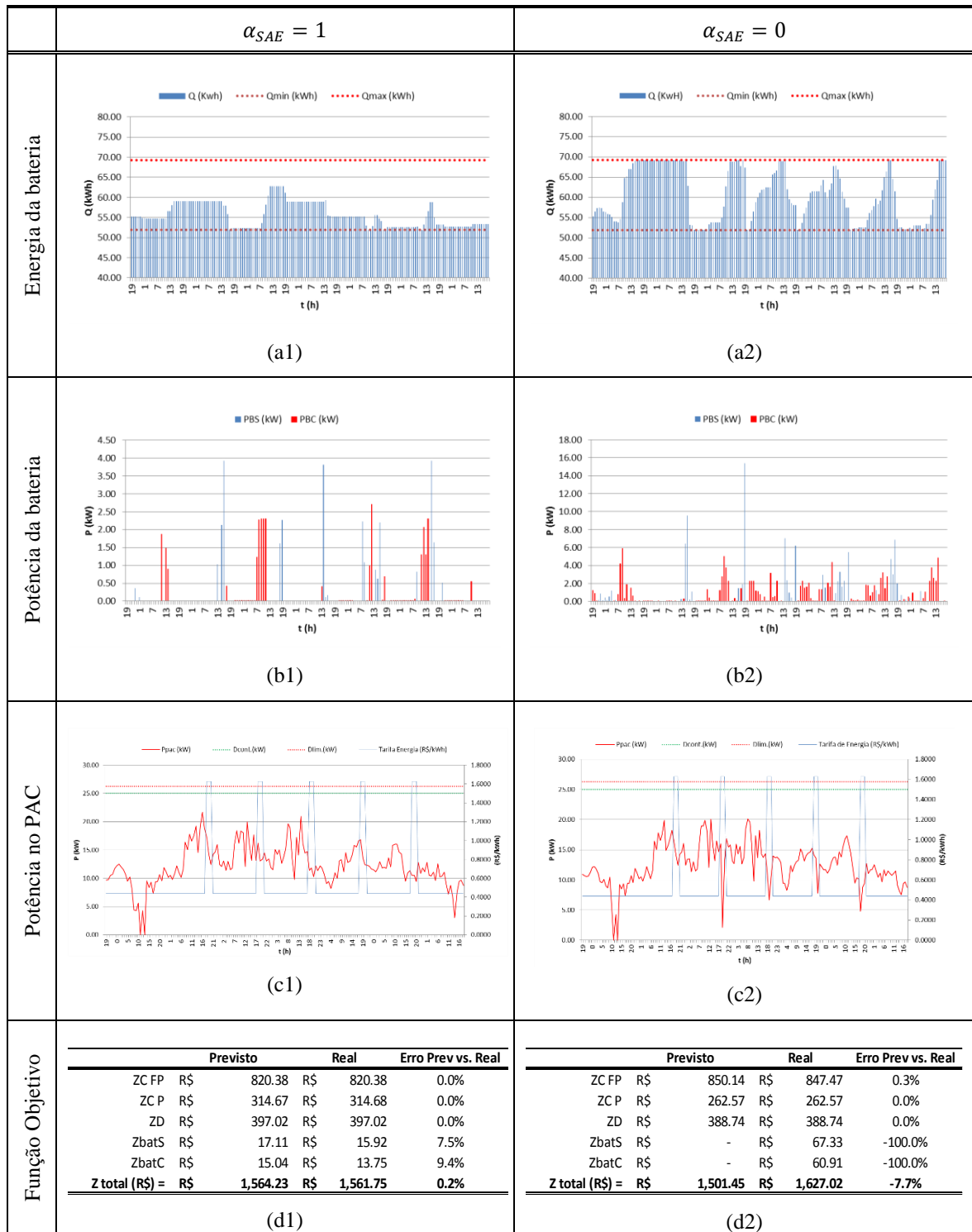


Figura 4.10. Resultados da validação computacional da abordagem MPC+MILP quando considerada a tarifa verde. Fonte: O autor (2018)

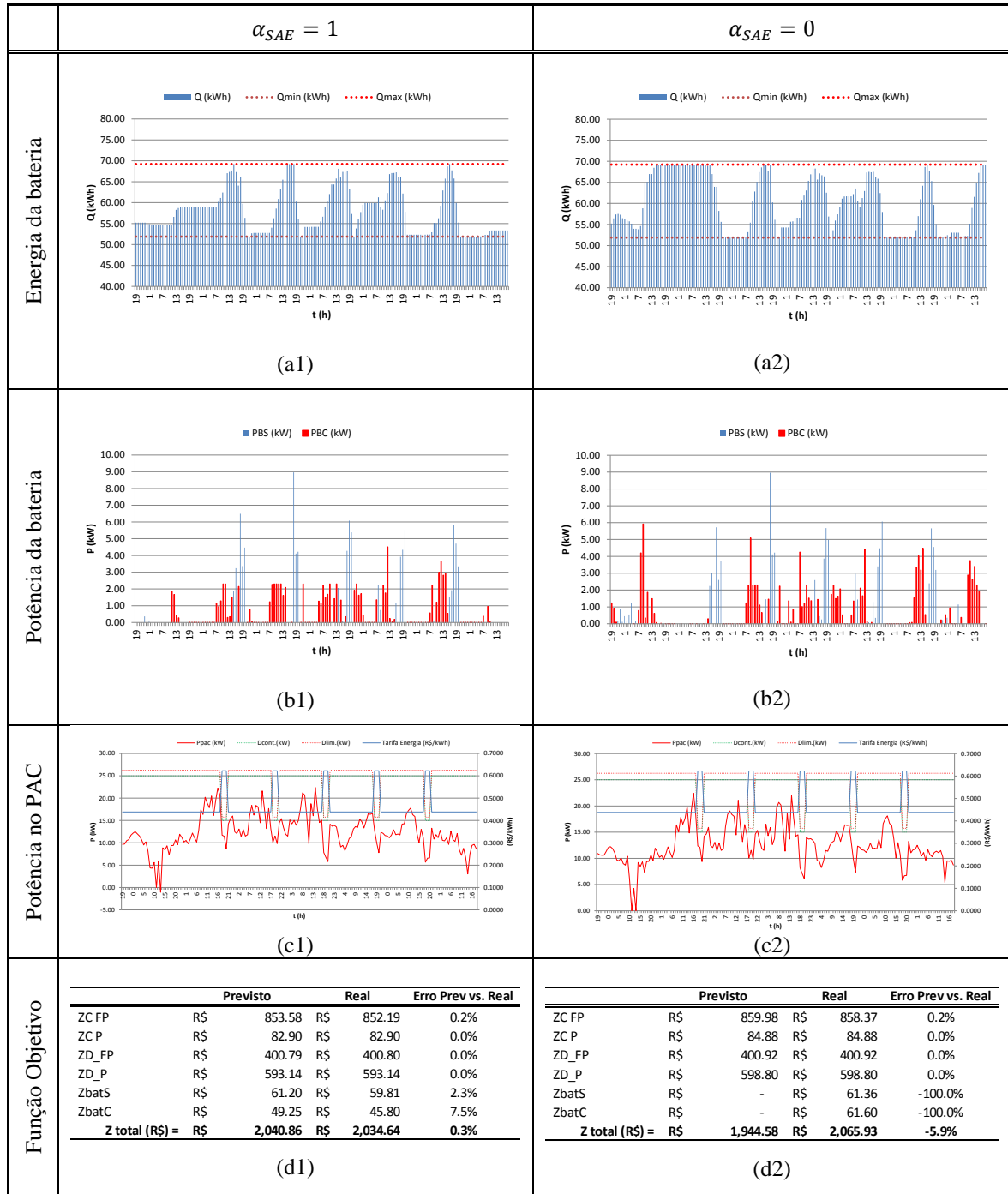


Figura 4.11. Resultados da validação computacional da abordagem MPC+MILP quando considerada a tarifa azul. Fonte: O autor (2018)

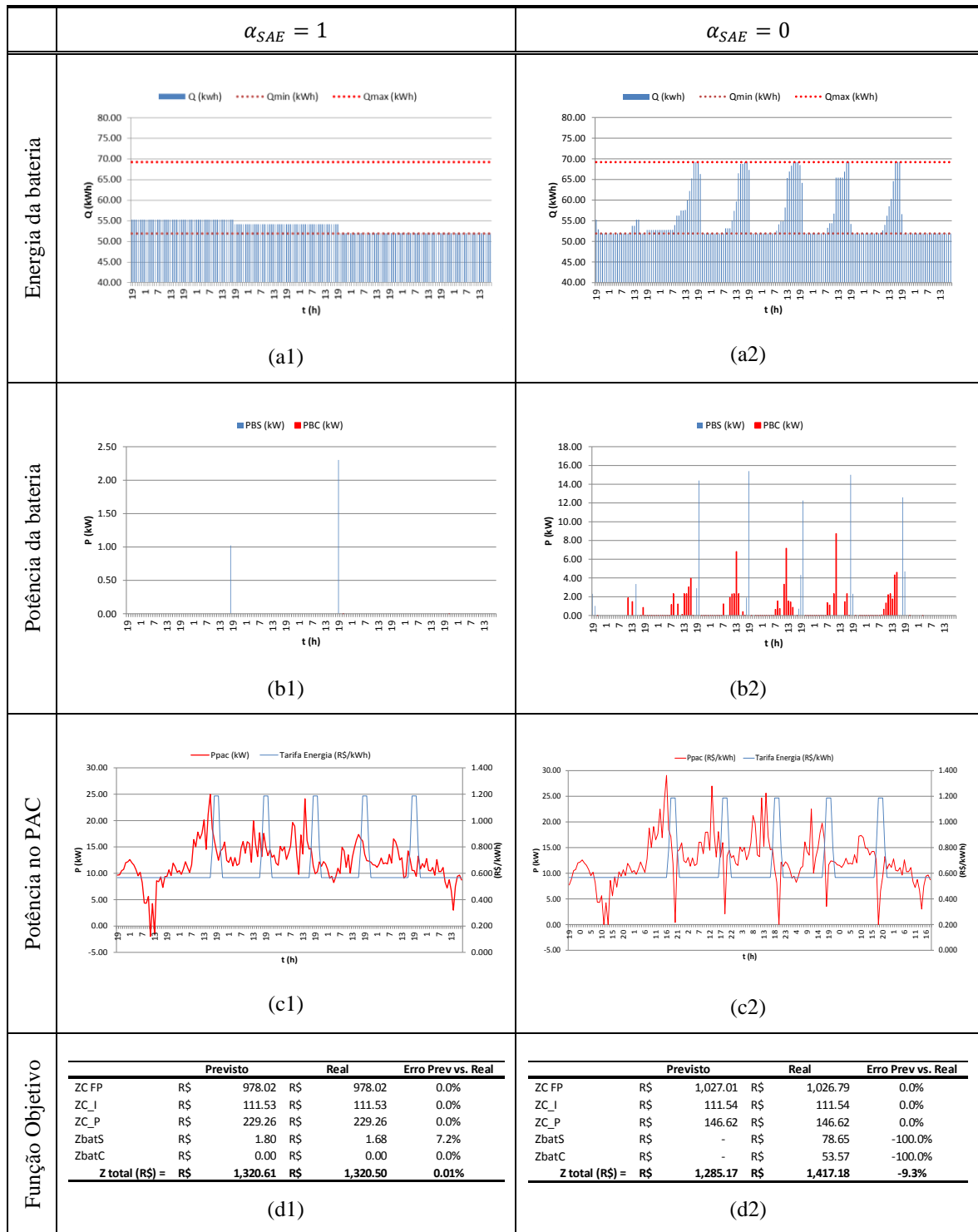


Figura 4.12. Resultados da validação computacional da abordagem MPC+MILP quando considerada a tarifa branca. Fonte: O autor (2018)

Analisando as figuras, pode-se apontar inicialmente que a solução proposta obedecem a regra estabelecida pela resolução normativa 414/2010 na qual para todas as modalidades tarifárias nos fins de semana independente do horário são consideradas as tarifas de consumo



de energia do posto tarifário fora da ponta, conforme ilustrado nas figuras com a legenda “Tarifa Energia (R\$/kWh) ”.

Em relação aos resultados da modalidade tarifária verde, Figura 4.10, as figuras (a1) e (a2) ilustram a evolução temporal do nível de energia da bateria, nestas pode ser observado e comparado, que quando penalizado o custo da operação do SAE (a1), este não atinge a máxima capacidade energética, o que acontece quando não há penalização (a2). A análise dos resultados sem penalização do uso do SAE ( $\alpha_{SAE} = 0$ ) foi realizado com o propósito de avaliar o potencial do SAE na aplicação, considerando apenas as suas limitações operacionais. A penalização do uso do SAE é verificada de melhor forma nas figuras (b1) e (b2), em que observa-se que a potência de carga e descarga é limitada a valores inferiores a 4 kW quando penalizada (b1) e atinge valores acima de 14 kW para a potência de descarga e de até 6 kW para a potência de carga quando o uso do SAE é livre (b2). A carga do SAE acontece no horário fora da ponta, nas horas em que há mais geração de potência do sistema fotovoltaico, e as maiores potências de descarga são observadas em horários também fora da ponta. Isto pode ser explicado pelo perfil do consumidor (Figura 4.9) cujos horários de maior consumo correspondem ao posto horário fora da ponta, entre as 2 p.m. e as 3 p.m. Os maiores valores de potência de descarga acontecem no segundo, quarto e sexto dia quando os valores picos de produção de energia solar são os menores. Para ambos os casos, a maior potência de descarga acontece no segundo dia às 2 p.m., isso com o objetivo de reduzir a máxima potência demandada pelo consumidor, valor usado no cálculo do custo da demanda, que no caso em que o SAE é penalizado atinge um valor superior a 20 kW (c1) e quando não penalizado (c2), um valor inferior a 20 kW. Observa-se também nessa análise comparativa que quando não penalizado, a maior parte da energia da bateria é usada para compensar o consumo na ponta, posto horário em que a energia é mais cara, destaca-se esse fato do terceiro ao quinto dia (c2). Em relação aos custos da função objetivo, a coluna “Previsto” corresponde aos valores obtidos através dos diversos modelos implementados, considerando entre eles as funções de linearização por partes para o custo da demanda e o custo do uso do SAE, desenvolvidos para viabilizar a abordagem MILP. A coluna “Real” corresponde aos custos que realmente acontecem, considerando as regras para o cálculo do custo da demanda e o custo da ciclagem de energia no SAE sem aproximações (função polinomial de ordem definida pela constante de Peukert, neste caso 1.3). A explicação que os custos referente ao consumo de energia sejam praticamente iguais quando comparadas as colunas “Real ” e “Previsto” deve-se à abordagem MPC e ao tempo necessário para a solução computacional

( $< 3s$ ) em cada iteração ser muito menor ao período de amostragem (1 hora) conforme foi explicado na seção 4.2. A formulação da função de linearização por partes para o custo da demanda apresenta um erro igual a 0% e a linearização por partes para o custo do SAE um erro inferior a 10%, sendo esse conservativo, o que é uma vantagem adicional; mesmo com esses erros acumulando-se, o erro conservativo do custo total é inferior a 1% (d1). No caso em que o SAE não é penalizado, o custo de energia no posto horário fora da ponta apresenta apenas um erro de 0.3% também conservativo em relação ao valor real. Uma vez que o peso para o custo do SAE é igual a zero, os valores de  $Z_{batS}$  e  $Z_{batC}$  que corresponde aos custos de descarga e carga do SAE respectivamente são zerados na coluna “Previsto”. Para indicar que mesmo sem ser incluído na função custo, o uso do SAE tem um custo implícito que acontece na realidade, e esse valor é colocado na coluna “Real”. Assim o resultado entre o comportamento previsto e o real, apresenta um erro inferior a 10%, desta vez não conservativo. Comparando as duas condições de penalização na bateria, observa-se na coluna “Real” um menor valor do custo total quando a operação do SAE é penalizada.

Em relação à tarifa azul, e cujos resultados são apresentados na Figura 4.11, os valores das demandas contratadas foram definidos apenas como exemplo em uma condição hipotética de operação e em função do perfil de carga do consumidor no qual os maiores valores de potência solicitada pelo consumidor acontecem nos horários fora da ponta e os menores nos horários de ponta. Quando comparada a energia da bateria, SAE penalizado (a1) e SAE não penalizado (a2) observa-se que em ambos, a máxima capacidade de armazenamento energético é atingida. Sendo assim, os valores de potência de descarga atingem valores de magnitude similares, por exemplo no terceiro dia, nos dois casos (b1 e b2) a bateria é descarregada com uma potência de 9 kW, às 6 p.m., hora da ponta. Porém quando não penalizado o uso do SAE, maiores valores de potência de carga são observados, sendo notório o valor de 6 kW às nove horas do primeiro dia e de 5 kW no terceiro dia; assim como também o processo de carga que acontece no período da manhã do último dia, ver figura (a2) e (b2). Observa-se que as demandas contratadas fora da ponta e na ponta não são superadas. A máxima potência (aproximadamente 22 kW) registrada no PAC no posto horário fora da ponta, acontece às 4 p.m. horas do segundo dia; e a máxima potência (aprox. 13 kW) no posto horário ponta às 6 p.m. do quinto dia. Quando comparadas as funções objetivo, observa-se que para os dois casos os custos previstos e reais relativos ao consumo de energia e à demanda fora da ponta e na ponta são praticamente iguais. A maior diferença é observada no custo do uso do SAE, que quando penalizado atinge valores menores de 10%,

novamente um erro conservativo, porém essa diferença, no custo total, representa um erro menor que 1%, ver (d1). No caso em que o SAE é penalizado, o mesmo comentário apresentado quando analisada a tarifa verde, para a diferença entre o valor da coluna “Previsto” e “Realizado” é aplicável também na tarifa azul; e essa diferença representa no custo total um erro inferior a 10% também não conservativo (d2), porém menor que o apresentado quando analisada a tarifa verde, comparar a Figura 4.10 (d2) com a Figura 4.11 (d2). Novamente, quando comparadas as duas condições de penalização na bateria, observa-se na coluna “Real” um menor valor do custo total quando a operação do SAE é penalizada.

Em relação à tarifa branca, quando comparado com as outras modalidades tarifárias, o comportamento da energia no SAE é bastante diferente. Observa-se que quando penalizado o SAE, apenas acontecem duas descargas na bateria, até atingir o estado mínimo de carga, definido pela profundidade da descarga de 25% (a1). Essas descargas acontecem em horários de ponta no segundo e quarto dia (b1). Quando não penalizado, o SAE é carregado até o máximo de sua capacidade energética e descarregado até o valor correspondente à profundidade de descarga, isso acontece de segunda a sexta feira, já nos fins de semana, permanece no valor mínimo de carga (a2). As descargas do SAE acontecem no horário de ponta e as cargas do SAE no horário fora da ponta, onde as descargas são intensas atingindo valores, superiores a 14 kW (b2) similar ao valor atingido na tarifa verde, ver Figura 4.10 (b2), porém, acontece mais vezes, e com intensidade maior que na tarifa azul, cujo valor máximo é apenas de 9 kW, ver Figura 4.11 (b2). O máximo valor de potência de carga também é maior quando comparado com as outras tarifas, atingindo um valor de aproximadamente 9 kW em horário fora da ponta Figura 4.12 (b2). Esses valores elevados de descarga compensam notoriamente o consumo nos postos horários intermediários e ponta conforme observado em (c2), atingindo valores de potência no PAC próximos de zero no segundo, quarto e sexto dia. Interessante observar também em (c2) que os picos de consumo acontecem no segundo, terceiro, quarto e quinto dia, sendo maior no segundo dia, quando o perfil do consumidor tem uma demanda alta, ver Figura 4.9 (b), e a produção de energia solar tem um dos valores de pico menores, ver Figura 4.9 (a). Esses picos de consumo não são penalizados uma vez que na tarifa branca, apenas o consumo de energia e não a demanda de potência é tarifado. Nas tarifas verde e azul, não são observados picos tão elevados de demanda, porque nessas tarifas a demanda é também penalizada, e o modelo evita soluções com tais picos. Esta análise corrobora que a formulação do custo de demanda para todas as tarifas é adequada. Em relação à análise da função objetivo para a tarifa branca, observa-se

novamente que os erros entre os valores da coluna “Previsto” e “Real” são praticamente igual a zero para os custos relativos aos consumos de energia, e quando analisada a condição em que o SAE é penalizado, o erro do custo do uso do SAE é conservativo e inferior a 10% como ocorreu nas outras modalidades tarifárias, porém uma vez que o SAE praticamente não operou, o erro entre o previsto e o real é praticamente zero. No caso em que não é penalizado o SAE, este opera ativamente como mostra o custo na coluna “Real”, sendo a maior diferença em relação ao comportamento “Previsto” (d2), quando comparado com os erros percentuais das outras tarifas, ver Figura 4.10 (d2) e Figura 4.11 (d2).

Que a bateria seja praticamente não usada quando penalizado o custo do SAE, pode ser explicado pelo valor da energia da tarifa branca, expressas em (R\$/kWh) ser próximo ao valor de custo do uso do SAE também expresso em (R\$/kWh), conforme discutido na subseção 3.4.4. Para a modalidade tarifária branca e para o caso de estudo, as tarifas com tributos, são equivalentes a 0.57, 0.78 e 1.19 R\$/kWh nos postos tarifários, fora da ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Se considerada a análise da subseção 3.4.4 e a Figura 3.9 (b) onde é apresentada a penalização das altas potência de carga e descarga para o banco de baterias utilizado nesta validação e considerando uma constante de Peukert de 1.3 usado nas simulações, observa-se que por exemplo para suprir uma potência de 15 kW durante uma hora considerando os maiores valores de descarga quando não penalizado o SAE, o custo equivalente dessa energia para o SAE seria de  $18 \text{ R}\$/15 \text{ kWh} = 1.2 \text{ R}\$/\text{kWh}$ , valor similar à tarifa de energia na ponta para a modalidade tarifária branca. Mas surge a pergunta de por que mesmo sendo penalizado o uso do SAE nas outras tarifas, o SAE trabalha mais ativamente. Na tarifa verde, as tarifas de consumo com tributos são equivalentes a 0.44 e a 1.63 R\$/kWh, e na tarifa azul a 0.44 e 0.63 R\$/kWh, fora da ponta e na ponta respectivamente. Isso mostra, que a energia é mais cara na ponta para a tarifa verde, e que a energia é mais barata na ponta para a tarifa azul, em relação aos preços das outras tarifas. Ainda que sejam diferenças importantes não explica o questionamento formulado. A resposta está principalmente no custo da demanda das duas tarifas. Na tarifa verde, o custo da demanda é de 16,57 R\$/kW e na tarifa azul o custo de demanda fora da ponta é de 16,57 R\$/kW e de 41,43 R\$/kW na ponta. Se o custo de energia da bateria para fornecer a demanda contratada fora da ponta é de 25 kW durante uma hora, o custo da descarga da bateria nessas condições seria de aproximadamente  $34 \text{ R}\$/25 \text{ kW} = 1.36 \text{ R}\$/\text{kW}$ , ver Figura 3.9 (b), se considerada a demanda na ponta que é de 15 kW, o custo de descarga da bateria seria de 1.2 R\$/kW. Sendo assim, aproximadamente 10 vezes mais barato usar a bateria para atender a

demanda fora da ponta e 30 vezes mais barato usar a bateria para atender a demanda na ponta, para a tarifa azul. Os anteriores argumentos podem explicar também por que o SAE é usado mais ativamente quando considerada a modalidade tarifária azul quando comparada com a modalidade tarifária verde.

Os resultados obtidos na validação computacional e a discussão desses resultados, validam a solução proposta, baseada na combinação de modelos MPC+MILP para o controle ótimo de microrredes no contexto brasileiro.

#### **4.7 Conclusões do capítulo**

Considerando o problema de controle, na formulação da solução proposta foram identificados como elementos não controláveis na microrrede a potência produzida pela FER e a carga do consumidor, correspondendo assim a perturbações do sistema; como elemento controlável o SAE, onde a potência de carga ou descarga do SAE corresponde à variável de controle; e a potência ativa demandada ou exportada para a rede da concessionária como a saída do sistema. Posteriormente, para uma melhor compreensão da solução proposta e visando sua implementação e replicabilidade em contextos similares, foram detalhados os passos do algoritmo computacional e descrita a evolução temporal do processo considerando a abordagem MPC. Nessa descrição explica-se claramente a importância do tempo de processamento da solução ser uma fração do período de amostragem; e como a partir dessa diferença, pode-se considerar que a cada instante o comportamento esperado é igual ao comportamento real, onde a potência líquida no PAC é resultado do equilíbrio energético das potências medidas e da potência através do SAE resultado da solução do problema de otimização e do conceito de horizonte deslizante.

Foram discutidos em detalhe os elementos básicos da abordagem MPC. Na formulação do modelo de previsão foi considerado o acoplamento DC da microrrede, o equilíbrio entre a produção de energia e o consumo no barramento AC e DC, e as eficiências nos processos de transformação de energia incluindo o SAE e os conversores de potência. A abordagem MILP proposta apresenta-se como solução na modelagem de elementos com fluxo de potência bidirecional, tanto no desenvolvimento do modelo de previsão quanto no modelo do problema de otimização. O modelo evita soluções contemplando carga e descarga simultânea do SAE; fluxo de potência simultânea através do inversor de potência (isto é, do barramento de DC para o barramento de AC e vice-versa); e importação e exportação de

energia simultaneamente de ou para a rede de distribuição da concessionária. Para isso, variáveis binárias e contínuas, combinadas por relações matemáticas e lógicas são incluídas no modelo para garantir a correta operação da microrrede e a formulação adequada da função objetivo, segundo elemento da abordagem MPC. Nessa formulação, a abordagem MILP foi fundamental para modelar as possíveis estratégias de compensação de energia em cada modalidade tarifária, definidas pelo sistema de compensação líquida (*net-metering*) em uma função objetivo unificada. Para isso, foi necessário quantificar separadamente a energia líquida exportada e consumida em cada posto horário, condição atendida de forma simples e original, utilizando variáveis independentes para cada condição. Além disso, a abordagem proposta permitiu modelar as regras complexas de cada modalidade tarifária, onde as tarifas de energia são diferenciais, dependem da hora do dia, e são em alguns casos binomiais (modalidade tarifária azul e verde), quer dizer além do custo de energia também é incluído o custo da demanda de potência. A formulação de Sherali na abordagem MILP, permitiu linearizar a função que define o custo da demanda de potência, na qual são identificadas três regiões e apresentando uma descontinuidade, regiões que dependem do valor medido de potência no ciclo de faturamento e sua relação com a potência contratada. Um custo adicional considerado na função objetivo é o relativo à operação do SAE, uma nova formulação é proposta para quantificar esse custo, onde considera-se a profundidade de descarga que define os ciclos de vida útil da bateria conforme apresentado no Capítulo 3, e que penaliza as altas potências de carga e descarga por meio de uma função polinomial de grau igual à constante de Peukert, elemento acrescentado na formulação. A linearização dessa função polinomial é realizada também com a formulação de Sherali. Os resultados de validação computacional mostram que a aproximação de Sherali é adequada, onde o erro entre a função linearizada e a função original para o caso do custo de operação do SAE não supera 10% e, para o caso do custo da demanda é praticamente igual a zero. O problema de otimização foi formulado com restrições, isso para respeitar os limites operacionais dos elementos da microrrede e garantir sua operação segura. Parte dessas restrições são necessárias na formulação de função objetivo incluindo as LECFs usadas na quantificação do custo de energia e no sistema de compensação de energia; na definição do valor de potência máxima e a linearização do custo da demanda; assim como também na linearização do custo de operação do SAE. Adicionalmente são formuladas restrições relativas à operação e dinâmica do SAE, ao comportamento elétrico da microrrede considerando a integração dos elementos em uma configuração de acoplamento DC e sua operação

conectada com a rede da concessionária; onde os equilíbrios energéticos são garantidos tanto no barramento DC como AC via restrições de igualdade. Complementando o modelo elétrico do problema, são acrescentadas as restrições de uma formulação *Big-M* que garantem a não simultaneidade de fluxos de potência nos elementos bidirecionais (SAE, inversor e rede da concessionária). Finalmente a formulação da Lei de controle MPC é discutida para o problema particular de estudo. Uma contribuição destacável na formulação proposta e que vale a pena enfatizar, é que todos os parâmetros e informações necessárias para o desenvolvimento dos modelos podem ser obtidas de informações básicas disponibilizadas nos manuais ou folhas de especificações dos equipamentos da microrrede, de informações das modalidades tarifárias e do sistema de compensação de energia, disponibilizadas também de forma gratuita nos sites dos órgãos regulamentadores, no site da concessionária de energia ou na fatura de energia.

A validação da solução proposta foi realizada via simulações computacionais onde os modelos foram desenvolvidos a partir de informações de uma microrrede real de propriedade de um consumidor brasileiro no estado do Paraná, cuja concessionária é a empresa Copel Distribuicao S.A. Todos os parâmetros necessários na modelagem foram apresentados, e foram consideradas medições reais para construção dos modelos de previsão e validação da solução proposta. Inicialmente a abordagem MILP foi validada considerando um intervalo de simulação de 24 horas, a curva típica de um consumidor da Copel cujo consumo de energia reflete o comportamento típico de um consumidor residencial onde o maior consumo de energia acontece entre as 6 p.m e 9 p.m., e a curva do perfil do sistema fotovoltaico da microrrede real, nessa simulação considerou-se que o comportamento real para o período de 24 horas é plenamente conhecido.

Diferentes cenários foram simulados, avaliando a presença ou não dos elementos da microrrede e dos custos que compõem a função objetivo. Em todos os cenários os modelos MILP convergiram até a otimalidade, ou seja, o gap de integralidade foi igual a zero. Para validação da formulação MILP e para ilustrar os benefícios econômicos que poderiam ser obtidos com a implementação da solução proposta, sem pretender realizar um estudo do retorno financeiro do investimento, foi calculada a redução no custo da função objetivo para os diferentes cenários em relação ao cenário onde o consumidor não tem uma microrrede, comprovando-se que para as três modalidades tarifárias, azul, verde e branca, a maior

redução foi obtida quando considerados todos os elementos da microrrede e penalizados todos os custos.

Posteriormente a abordagem MPC+MILP foi validada considerando um período de uma semana (7 dias), nos quais foram usados modelos de previsão por series temporais tipo ARIMA sazonais para estimar a produção de energia solar do sistema fotovoltaico e o perfil de carga do consumidor da microrrede real, considerando um horizonte de previsão de 24 horas. Destaca-se que o perfil de carga desse consumidor tem um comportamento diferente do analisado na validação da abordagem MILP, uma vez que o maior consumo de energia não acontece no posto horário de ponta (entre 6 p.m. e 9 p.m) e sim no horário laboral (8 a.m. a 5 p.m), porém esse tipo de perfil foi interessante uma vez que permitiu validar a solução proposta para perfis de carga diferentes dos adotados nas modalidades tarifárias. Nas simulações foram consideradas as diferentes modalidades tarifárias, e a condição em que a operação do SAE é ou não penalizada.

Em termos gerais tanto na validação da abordagem MILP e da abordagem MPC+MILP, os resultados mostram que a melhor opção para o consumidor é armazenar no banco de baterias a energia produzida pelo sistema fotovoltaico no período fora da ponta para usá-la posteriormente no período de ponta quando a energia é mais cara, isto quando comparado com a opção de exportar energia para rede. Isto pode ser explicado pelas regras do sistema de compensação líquida (*net-metering*) de energia e principalmente pelos procedimentos comerciais da Copel Distribuição S.A. discutidos no Capítulo 2 e modelados na subseção 4.4.3, nos quais a compensação é calculada a partir do excedente de energia exportado para a rede da concessionária, e das tarifas de aplicação, sem recolhimento de impostos. Sendo os valores das tarifas sem impostos, menores que as tarifas com impostos, uma menor compensação é obtida, se comparado com a quantidade de energia que realmente é exportada para concessionária. Adicionalmente, outro benefício de armazenar energia no banco de baterias, para posteriormente usá-la, é a possibilidade de reduzir a demanda de potência (tarifas verde e azul), e assim seu custo na conta de energia. Esse benefício é maior quando considerada a tarifa azul, onde são contratadas duas demandas, uma para cada posto horário, sendo a tarifa de demanda no posto tarifário fora da ponta, triplicada pela tarifa do posto ponta. Esses custos da demanda não podem ser reduzidos com créditos de energia, uma vez que são aplicados apenas para a compensação de energia. Os impactos anteriormente descritos são possíveis quando bancos de baterias são controlados, e não são



possíveis considerando apenas sistemas fotovoltaicos. Porém a presença do sistema fotovoltaico melhora o desempenho da microrrede como um todo, uma vez que sua energia produzida pode ser usada para carregar o banco de baterias.

Uma conclusão interessante obtido a partir da análise dos resultados alcançados, é que quando não é quantificado o custo da demanda na modalidade tarifária, como no caso da tarifa branca, a operação do SAE é limitada notoriamente quando penalizada, isso deve-se á proximidade desse custo com o custo da tarifa de energia no posto tarifário de ponta, conforme foi discutido. Nessas condições o benefício econômico obtido a curto prazo pela utilização de um SAE provavelmente não justifica sua aquisição, e o sistema de compensação de energia pode-se mostrar uma opção mais interessante se considerado apenas o sistema fotovoltaico. Se não penalizada a operação, o panorama muda, sendo destacável a operação do SAE inclusive com maiores potências de descarga quando comparadas com as outras tarifas. Nesse caso, o benefício econômico direto, ainda que inferior às outras modalidades, poderia ser interessante. A solução proposta, permite as duas opções e a escolha de uma ou outra dependerá da decisão do prosumidor.

Finalmente, conclui-se que a formulação MPC+MILP proposta é adequada para modelar as condições técnicas, tarifárias e comerciais que contextualizam o problema de estudo. Assim como também mostra a eficiência da abordagem preditiva na operação do SAE de forma *on-line* com o objetivo de reduzir a conta de energia do prosumidor, considerando além disso, o custo associado à operação do SAE, onde são penalizadas as altas potências de carga e descarga, condição que permitirá prolongar sua vida útil. Além disso, uma vez que foram descritos em detalhe os elementos, considerações e todas as formulações matemáticas necessárias para o desenvolvimento da solução, acredita-se que possa ser aplicada para o controle e otimização de microrredes em contextos similares, destacando assim a contribuição da tese.

No próximo capítulo, são apresentados os estudos iniciais de uma abordagem MPC com restrições probabilísticas que visa melhorar o desempenho da solução proposta. Além disso são apresentados os resultados obtidos na validação experimental da formulação apresentada neste capítulo, assim como também da nova formulação.

# Capítulo 5

## Abordagem MPC com Restrições

### Probabilísticas

#### 5.1 Introdução

Para o sucesso de operação de microrredes, é necessário lidar com previsões de energia gerada e/ou consumida, incertezas na previsão e restrições operacionais. Conforme discutido nos capítulos anteriores deste documento, o MPC é uma abordagem eficiente para o controle ótimo de microrredes, onde a estimação de potência gerada pelas FERs e a potência demandada pelos consumidores, é um aspecto fundamental que permite a operação ótima da microrrede. Neste ponto, é necessário lembrar, que o comportamento destes elementos depende de variáveis não controláveis como condições climáticas e fatores de comportamento humano que dificultam a exatidão dos modelos, nos quais as incertezas das previsões representam um desafio adicional que deve ser superado. Há estudos que mostram que a previsão de potência gerada por uma fonte como a solar, e as previsões do perfil de carga de um consumidor podem ser obtidas usando modelos estocásticos (Bacher 2008; Reikard 2008; Bacher *et al.* 2009; Pawlowski 2012; Pedro & Coimbra 2012; Hagan & Behr 1987; Huang & Shih 2003; Srivastava *et al.* 2016).

A vantagem desta abordagem de previsão é que os modelos podem ser desenvolvidos a partir de dados históricos registrados pelos próprios conversores de potência da microrrede ou por analisadores de potência de baixo custo, conforme discutido nos capítulos 2 e 3. Além disso, uma vez que as incertezas na previsão são caracterizadas estatisticamente, é possível o uso de abordagens de controle estocástico e/ou controle robusto para operação da microrrede. Algumas dessas abordagens que podem ser mencionadas são (Meibom *et al.* 2011; Yu *et al.* 2013), e especificamente a abordagem MPC estocástica apresentada em Hovgaard *et al.* (2011) e Parisio *et al.* (2016).

Entre as diversas abordagens baseadas em MPC, a abordagem de restrições probabilísticas, do inglês (*Chance Constraint – CC*) tem se mostrada apropriada para o

desenvolvimento de controladores preditivos do tipo CC-MPC, como solução em numerosas aplicações de engenharia nos últimos anos, conforme apontado em Farina, M., Giulioni L. & Scattolini, R. (2016). Soluções do tipo CC-MPC para o gerenciamento de sistemas de energia considerando o comportamento estocástico de FERs são propostas recentemente em Olivares *et al.* (2015), Velarde *et al.* (2017), Vergara-Dietrich *et al.* (2017) e Ravichandrad *et al.* (2018).

Em Olivares *et al.* (2015) é mencionada a importância do desenvolvimento de modelos de previsão e técnicas de geração de cenários para o sistema estocástico-preditivo proposto para o gerenciamento de microrredes ilhadas. No entanto, o impacto das incertezas geradas pelo modelo de previsão não é discutido. Em Velarde *et al.* (2017), três abordagens MPC são comparadas em uma planta experimental: múltiplos cenários, baseado em árvore e CC-MPC; concluindo que o CC-MPC apresenta bons resultados com os menores requerimentos computacionais, porém foi indicado como desvantagem a necessidade da caracterização estatística para estimação das incertezas futuras. O trabalho de Vergara-Dietrich *et al.* (2017) propõe um modelo por redes neurais, não linear auto regressivo (do inglês *Nonlinear Auto-Regressive* NAR) para a estimação de incertezas de potência gerada em plantas solares e eólicas, e descreve a forma de como incluí-las em uma abordagem CC-MPC. Em Ravichandrad *et al.* (2018) para melhorar a robustez de um controlador convencional de horizonte deslizante, simulações de Monte Carlo são usadas para geração de diferentes cenários na previsão de demanda e geração de eletricidade. Ainda que as soluções propostas tenham sido computacionalmente validadas, o uso de programas computacionais comerciais (Matlab, CPLEX) pode dificultar a viabilidade econômica dessas aplicações em grande escala.

Com essas premissas, neste capítulo, é apresentada uma solução aprimorada em que a abordagem MPC+MILP discutida no capítulo anterior é complementada com uma abordagem de restrições probabilísticas, visando superar os problemas mencionados na literatura relativos à estimação de incertezas na previsão, viabilizar sua aplicação em casos reais e suportar o desenvolvimento de soluções comerciais. A descrição de um procedimento para estimar perturbações estocásticas, considerando previsões de potência calculadas a partir de modelos de séries temporais, e como essas são incluídas na formulação MPC inicial, usando a abordagem de restrições probabilísticas são discutidas neste capítulo.

## 5.2 Formulação MPC com restrições probabilísticas

Relembrando o exposto no Capítulo 4, na abordagem MPC proposta, a potência fornecida pela fonte de energia renovável FER representada pela variável  $P_{PV}$  e a potência demandada pela carga elétrica do consumidor, representada pela variável  $D$  são variáveis não controladas (perturbações) no modelo do processo. A cada iteração, no instante atual, isto é em  $i = 0$ , a potência  $P_{PV}(k|k)$  e a potência  $D(k|k)$  são de fato mensuráveis; as potências futuras  $\hat{P}_{PV}(k+i|k)$  e  $\hat{D}(k+i|k)$  ainda que não mensuráveis, podem ser previstas ou estimadas a partir de modelos de previsão, por exemplo pelos modelos de séries temporais tratados na subseção 3.3.1 do Capítulo 3. Esses valores previstos são compostos por uma componente determinística e outra estocástica, a última, quantifica as incertezas na modelagem. Assim, a partir dessas ideias, a abordagem inicial MPC apresentada no Capítulo 4 é reformulada como uma abordagem MPC com restrições probabilísticas, do inglês *Chance-Constrained MPC* (CC-MPC) conforme será tratado a continuação.

Em microrredes com acoplamento AC, as FERs, os SAEs, as cargas elétricas e a rede da concessionária são acopladas em um único barramento, o barramento AC. No caso de configurações com acoplamento DC, existem duas barras, uma barra DC e outra AC. O balanço entre a energia gerada e a energia consumida no barramento DC e AC resulta em duas variáveis de saída  $y_{DC}$  e  $y_{AC}$  que representam a potência líquida em cada barramento. Conforme foi ilustrado na Figura 4.3, essas variáveis estão sujeitas em cada barramento a perturbações cuja componentes estocásticas representam as incertezas no modelo de previsão: no barramento DC as incertezas do modelo da FER e no barramento AC as incertezas do modelo da carga elétrica. Adicionalmente as potências líquidas em cada barramento estão sujeitas a restrições ou limites operacionais que devem ser respeitados para garantir o adequado funcionamento da microrrede, por exemplo, os limites de potência máxima do inversor. Assim na abordagem CC-MPC proposta, a restrição de saída (5.1) é reformulada como uma restrição probabilística, conforme descrito pela equação (5.2) onde  $\epsilon$  representa o risco de violação da restrição (Velarde *et al.* 2017; Vergara-Dietrich *et al.* 2017).

$$y_{min} \leq y(k+i|k) \leq y_{max} \quad (5.1)$$

$$P\{y_{min} \leq y(k+i|k) \leq y_{max}\} \geq (1 - \epsilon) \quad (5.2)$$

Considerando o problema de estudo, a potência líquida no barramento DC,  $y_{DC}$  na equação (4.3) e a potência líquida no barramento AC,  $y_{AC}$  na equação (4.4), estão definidas

entre limites de potência, e estão sujeitas a perturbações com componentes estocásticas. Assim, as variáveis de saída de cada barramento podem ser escritas como restrições probabilísticas pela equação (5.3) e (5.4), respectivamente.

$$P\{y_{min_{DC}} \leq \hat{y}_{DC}(k+i|k) \leq y_{max_{DC}}\} \geq (1-\epsilon) \quad (5.3)$$

$$P\{y_{min_{DC}} \leq \lambda_{DC}u(k+i|k) - \eta_{PV}\hat{P}_{PV}(k+i|k) \leq y_{max_{DC}}\} \geq (1-\epsilon)$$

$$P\{y_{min_{AC}} \leq \hat{y}_{AC}(k+i|k) \leq y_{max_{AC}}\} \geq (1-\epsilon) \quad (5.4)$$

$$P\{y_{min_{AC}} \leq \lambda_{AC}\hat{u}_{AC}(k+i|k) + \hat{D}(k+i|k) \leq y_{max_{AC}}\} \geq (1-\epsilon)$$

No barramento DC, a potência prevista da FER  $\hat{P}_{PV}(k+i|k)$ , e no barramento AC a potência prevista demandada pela carga  $\hat{D}(k+i|k)$  são calculadas a partir de modelos estocásticos de previsão. As variáveis anteriormente mencionadas podem ser representadas por duas componentes como apresentado pelas equações (5.5) e (5.6).

$$\hat{P}_{PV}(k+i|k) = \hat{P}_{PV_d}(k+i|k) + \hat{P}_{PV_s}(k+i|k) \quad (5.5)$$

$$\hat{D}(k+i|k) = \hat{D}_d(k+i|k) + \hat{D}_s(k+i|k) \quad (5.6)$$

As componentes determinísticas  $\hat{P}_{PV_d}(k+i|k)$  e  $\hat{D}_d(k+i|k)$  são calculadas a partir de dados históricos e as componentes estocásticas  $\hat{P}_{PV_s}(k+i|k)$  e  $\hat{D}_s(k+i|k)$  correspondem a incertezas na previsão, que podem ser estimadas a partir dos parâmetros do modelo de previsão e de funções de distribuição de probabilidade (FDP) conforme será discutido na seção 5.3.

Inicialmente, assume-se que a incerteza na previsão é uma variável aleatória  $x_s$  caracterizada por uma distribuição Gaussiana  $N(\mu, \sigma^2)$  com média  $\mu$  e variância  $\sigma^2$ , a qual pode ser representada pela variável normalizada  $\varepsilon \sim N(0,1)$  usando a relação (5.7)<sup>31</sup> (Vergara-Dietrich *et al.*, 2017).

$$x_s(k) = \sigma_x \varepsilon_x(k) + \mu_x \quad (5.7)$$

Sendo  $\varepsilon(k)$  uma variável aleatória com uma FDP conhecida, sua função de distribuição acumulada (FDA) é definida por  $\varphi(\cdot) = P\{\varepsilon(k) \leq \cdot\}$ . Substituindo (5.7) em (5.5) e (5.6); usando as igualdades (4.3) e (4.4), as restrições que definem os limites operacionais no barramento DC, desigualdades (4.88) e (4.89), e no barramento AC, desigualdades (4.92) e (4.93), todas da abordagem MILP proposta; e a definição da FDA,

<sup>31</sup> A variável  $x$  e o sub-índice  $X$  refere-se a PV ou D.

as restrições probabilísticas (5.3) e (5.4) podem ser expressadas pelas equivalências determinísticas (5.8) e (5.9) para o barramento DC, e (5.10) e (5.11) para o barramento AC.

$$\frac{-\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) + \hat{P}invS_{DC}(k+i|k)}{E[\hat{y}_{DC}(k+i|k)]} \geq -P_{maxDC} + \eta_{PV}\tilde{\mu}_{PV} + \eta_{PV}\tilde{\sigma}_{PV}\varphi^{-1}(1-\epsilon) \quad (5.8)$$

$$\frac{-\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) + \hat{P}invS_{DC}(k+i|k)}{E[\hat{y}_{DC}(k+i|k)]} \leq P_{maxDC} + \eta_{PV}\tilde{\mu}_{PV} - \eta_{PV}\tilde{\sigma}_{PV}\varphi^{-1}(1-\epsilon) \quad (5.9)$$

$$\frac{\hat{P}gS(k+i|k) - \hat{P}gC(k+i|k)}{E[\hat{y}_{AC}(k+i|k)]} \geq -P_{maxGC} - 1\tilde{\mu}_D + 1\tilde{\sigma}_D\varphi^{-1}(1-\epsilon) \quad (5.10)$$

$$\frac{\hat{P}gS(k+i|k) - \hat{P}gC(k+i|k)}{E[\hat{y}_{AC}(k+i|k)]} \leq y_{maxAC} - 1\tilde{\mu}_D - 1\tilde{\sigma}_D\varphi^{-1}(1-\epsilon) \quad (5.11)$$

Onde  $E[\cdot]$  corresponde ao valor esperado de  $\hat{y}_{DC}(k+i|k)$  no barramento DC, e de  $\hat{y}_{AC}(k+i|k)$  no barramento AC,  $\varphi^{-1}(\cdot)$  é a inversa da FDA das variáveis aleatórias  $\varepsilon_{pv}(k+i|k)$  e  $\varepsilon_D(k+i|k)$ , respectivamente.

Os vetores  $\tilde{\mu}_{PV}$  e  $\tilde{\sigma}_{PV}$ ,  $\tilde{\mu}_D$  e  $\tilde{\sigma}_D$  são definidos por (5.12) e (5.13). Seus valores dependem de parâmetros dos modelos de previsão, das médias  $\mu_{PV}$ ,  $\mu_D$ , e dos desvios padrões  $\sigma_{PV}$  e  $\sigma_D$ ; todos calculados até o instante  $k$ , a partir dos erros históricos do modelo de previsão. Na próxima subseção é discutida e detalhada a forma em que podem ser obtidos esses vetores quando modelos sazonais ARIMA são usados para previsão da potência gerada pelas FERs e potência demandada pelas cargas elétricas.

$$\tilde{\mu}_X = \begin{bmatrix} \tilde{\mu}_{X_0(k+0|k)} \\ \tilde{\mu}_{X_1(k+1|k)} \\ \tilde{\mu}_{X_2(k+2|k)} \\ \vdots \\ \tilde{\mu}_{X_{Ny-1}(k+Ny-1|k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ \hat{\mu}_{X_2(k+2|k)} \\ \vdots \\ \hat{\mu}_{X_{Ny-1}(k+Ny-1|k)} \end{bmatrix}_{Ny \times 1} \mu_X \quad (5.12)$$

$$\tilde{\sigma}_X = \begin{bmatrix} \tilde{\sigma}_{X_0(k+0|k)} \\ \tilde{\sigma}_{X_1(k+1|k)} \\ \tilde{\sigma}_{X_2(k+2|k)} \\ \vdots \\ \tilde{\sigma}_{X_{Ny-1}(k+Ny-1|k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{0} \\ \sqrt{1} \\ \sqrt{\hat{\sigma}_{X_2(k+2|k)}} \\ \vdots \\ \sqrt{\hat{\sigma}_{X_{Ny-1}(k+Ny-1|k)}} \end{bmatrix}_{Ny \times 1} \sigma_X \quad (5.13)$$

Analisando o barramento DC, o parâmetro  $P_{maxDC}$  é definido positivo e indica a máxima potência ativa no lado DC do inversor. Considerando a abordagem MILP proposta, quando  $\hat{P}invS_{DC}(k+i|k) \geq 0$  é garantido que  $\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) = 0$  e quando  $\hat{P}invC_{DC}(k+i|k) \geq 0$  é garantido que  $\hat{P}invS_{DC}(k+i|k) = 0$ . Assim, sendo essas

variáveis definidas positivas, para qualquer condição, as restrições (5.8) e (5.9) são atendidas.

Analisando o barramento AC, o parâmetro  $P_{maxGC}$  corresponde à potência máxima que pode ser exportada para a rede de distribuição da concessionária. Seu valor depende de limites físicos ou de limites estabelecidos pelas diretrizes que regulam o intercâmbio energético entre o prosumidor e a concessionária. O limite superior  $y_{maxAC}$  é definido positivo também, e corresponde à máxima potência ativa demandada pelo consumidor. Esse valor dependerá da tarifa de energia. Para a tarifa branca corresponde a  $P_{maxGS}$  que se refere à máxima potência que pode ser demandada da concessionária, depende também de limites físicos ou regulatórios. Para o caso da tarifa Verde e Azul, na solução proposta, o limite superior não é um parâmetro como no caso da tarifa branca, e sim uma variável contínua definida pela equação (4.24) na tarifa Verde e; duas variáveis contínuas na tarifa Azul, uma para cada posto horário, equação (4.25) para fora da ponta e equação (4.26) para a ponta. Relembrando que na abordagem proposta, essas variáveis são usadas para minimizar a parcela de custo relativo à demanda de potência. Considerando a abordagem MILP proposta, quando  $\hat{P}gS \geq 0$  é garantido que  $\hat{P}gC = 0$  e quando  $\hat{P}gC \geq 0$  é garantido que  $\hat{P}gS = 0$ . Uma vez que essas variáveis são definidas positivas, para qualquer condição, as restrições (5.10) e (5.11) são atendidas.

### 5.3 Restrições probabilísticas para modelos ARIMA sazonais

Conforme discutido na subseção 3.3.1, os modelos de séries temporais ARIMA são modelos estocásticos os quais a partir de dados históricos, preveem valores futuros correlacionados e caracterizados por tendências e comportamentos sazonais. Nestes modelos as incertezas dos valores previstos nos instantes  $k + i$  são caracterizadas “idealmente” por um ruído branco, quer dizer uma variável aleatória que apresenta uma distribuição normal com média 0 e variância  $\sigma^2$ ,  $N(0, \sigma^2)$ .

Neste contexto, considerando que a análise com restrições probabilísticas parte do pressuposto que nos modelos estocástico as variáveis previstas podem ser representadas por componentes determinísticas e estocásticas, os modelos ARIMA apresentam as características necessárias para serem usados como modelos de previsão na formulação com restrições probabilísticas.

Assim e como contribuição adicional desta tese de doutorado, é apresentado o desenvolvimento matemático para definir as componentes determinísticas e estocásticas das previsões em modelos  $ARMA(p, q)(P, Q)s$  e  $ARIMA(p, 1, q)(P, 1, Q)s$  sazonais; e para obter nesse tipo de modelos, os vetores da média  $\tilde{\mu}_X$  e o desvio padrão  $\tilde{\sigma}_X$  usados na formulação MPC com restrições probabilísticas.

A contribuição é destacada se considerado que há estudos recentes na literatura de aplicações MPC estocásticas que mostram a dificuldade de desenvolver modelos de previsão cujas incertezas possam ser caracterizadas por FDPs (Velarde *et al.*, 2017); que modelos ARMA têm apresentado bons resultados para previsão da potência gerada por FERs e do perfil de carga de consumidores (Torres *et al.* 2005; Ling-ling *et al.* 2011; Pappas *et al.* 2008; Ohtsuka *et al.* 2010); que fontes renováveis como a solar apresentam um comportamento sazonal; e que uma diferenciação de primeira ordem é uma ferramenta bastante usada em modelos estocásticos para remover a não estacionaridade de dados reais (Makridakis *et al.*, 1998).

A partir da equação (3.6) de um modelo ARIMA sazonal é possível encontrar uma expressão matemática para a saída prevista  $y(k + n)$  com  $n \in \{1, \dots, Ny\}$ <sup>32</sup>. A equação (5.14) apresenta a expressão considerando um modelo  $ARIMA(p, 0, q)(P, 0, Q)s$  e a equação (5.15), um modelo  $ARIMA(p, 1, q)(P, 1, Q)s$ .

$$y(k+n) = \underbrace{y[(k \leq s) + n]}_{\text{parcela sazonal 100\% determinística}} + \underbrace{\sum_{i=1}^p \varphi_i y(k-i+n) - \sum_{i=1}^q \theta_i e(k-i+n)}_{\text{parcela mista: determinística e estocástica}} + \underbrace{e(k+n)}_{\text{ruído branco}} \quad (5.14)$$

$$y(k+n) = \underbrace{y[(k \leq s) + n]}_{\text{parcela sazonal 100\% determinística}} + \underbrace{y(k-1+n) + \sum_{i=1}^p \varphi_i y(k-i+n) - \sum_{i=1}^q \theta_i y(k-i-1+n) - \sum_{i=1}^q \theta_i e(k-i+n) + e(k+n)}_{\text{parcela mista: determinística e estocástica}} \quad (5.15)$$

Para definir a componente estocástica da parcela mista das expressões (5.14) e (5.15), um procedimento recursivo é seguido. As expressões (5.16) a (5.19) exemplificam esse procedimento para  $n = 1 \dots 4$ , quando considerado o modelo  $ARIMA(p, 0, q)(P, 0, Q)s$ .

$$\text{ParcelaEstocástica}_1 = e(k+1) \quad (5.16)$$

$$\text{ParcelaEstocástica}_2 = e(k+2) + \varphi_1 \underbrace{e(k+1)}_{\text{ParcelaEstocástica}_1} - \theta_1 e(k+1) \quad (5.17)$$

$$\text{ParcelaEstocástica}_3 = e(k+3) + \varphi_1 \underbrace{\{e(k+2) + \varphi_1 e(k+1) - \theta_1 e(k+1)\}}_{\text{Parcela estocástica}_2} + \varphi_2 \underbrace{\{e(k+1)\}}_{\text{Parcela estocástica}_1} - [\theta_1 e(k+2) + \theta_2 e(k+1)] \quad (5.18)$$

$$\begin{aligned} \text{ParcelaEstocástica}_4 = e(k+4) + \varphi_1 \underbrace{\left\{ e(k+3) + \varphi_1 \underbrace{\{e(k+2) + \varphi_1 e(k+1) - \theta_1 e(k+1)\}}_{\text{Parcela estocástica}_2} + \varphi_2 \underbrace{\{e(k+1)\}}_{\text{Parcela estocástica}_1} - [\theta_1 e(k+2) + \theta_2 e(k+1)] \right\}}_{\text{Parcela estocástica}_3} \\ + \varphi_2 \underbrace{\left\{ e(k+2) + \varphi_1 \underbrace{e(k+1)}_{\text{ParcelaEstocástica}_1} - \theta_1 e(k+1) \right\}}_{\text{ParcelaEstocástica}_2} + \varphi_3 \underbrace{\{e(k+1)\}}_{\text{Parcela estocástica}_1} - [\theta_1 e(k+3) + \theta_2 e(k+2) + \theta_3 e(k+1)] \end{aligned} \quad (5.19)$$

<sup>32</sup> Neste desenvolvimento matemático é substituída a variável  $i$  que tem sido usada até esta parte do documento para definir o instante de previsão, pela variável  $n$ . Isto para diferenciar e evitar confusão com o índice do polinômio da parcela autorregressiva e de médias móveis não sazonais nos modelos ARIMA.



O procedimento é continuado até  $Ny - 1$  e uma expressão recursiva é encontrada para cada modelo. Assim, os elementos  $\tilde{\mu}_i$  e  $\tilde{\sigma}_i$  dos vetores da média  $\tilde{\mu}$  e o desvio padrão  $\tilde{\sigma}$  das expressões (5.12) e (5.13) são computados de forma recursiva em função dos parâmetros do modelo de previsão e da média  $\mu$  e o desvio padrão  $\sigma$  dos erros históricos do modelo de previsão. Conforme equações (5.20) e (5.21) para o modelo  $ARIMA(p, 0, q)(P, 0, Q)s$  e equações (5.22) e (5.23) para o modelo  $ARIMA(p, 1, q)(P, 1, Q)s$ ; e expressões (5.24) e (5.25), válidas para os dois modelos.

$$\tilde{\mu}_i = \left\{ 1 + [\varphi_1 \quad \varphi_2 \quad \varphi_3 \quad \dots \quad \varphi_p]_{1 \times p} \begin{bmatrix} \hat{\mu}_{i-1} \\ \hat{\mu}_{i-2} \\ \hat{\mu}_{i-3} \\ \vdots \\ \hat{\mu}_{i-j} \end{bmatrix}_{p \times 1} - [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \theta_3 \quad \dots \quad \theta_q]_{1 \times q} \begin{bmatrix} 1_{i-1} \\ 1_{i-2} \\ 1_{i-3} \\ 1_{i-4} \\ \vdots \\ 1_{i-m} \end{bmatrix}_{q \times 1} \right\} \quad (5.20)$$

$$se \ i - j \leq 0 \rightarrow \hat{\mu}_{i-j} = 0; se \ i - m \leq 0 \rightarrow 1_{i-m} = 0; \forall i = 1, \dots, Ny - 1; \forall j = 1, \dots, p; \forall m = 1, \dots, q$$

$$\tilde{\sigma}_i = \left\{ 1 + [\varphi_1^2 \quad \varphi_2^2 \quad \varphi_3^2 \quad \dots \quad \varphi_p^2]_{1 \times p} \begin{bmatrix} \hat{\sigma}_{i-1} \\ \hat{\sigma}_{i-2} \\ \hat{\sigma}_{i-3} \\ \vdots \\ \hat{\sigma}_{i-j} \end{bmatrix}_{p \times 1} + [\theta_1^2 \quad \theta_2^2 \quad \theta_3^2 \quad \dots \quad \theta_q^2]_{1 \times q} \begin{bmatrix} 1_{i-1} \\ 1_{i-2} \\ 1_{i-3} \\ 1_{i-4} \\ \vdots \\ 1_{i-m} \end{bmatrix}_{q \times 1} \right\} \quad (5.21)$$

$$se \ i - j \leq 0 \rightarrow \hat{\sigma}_{i-j} = 0; se \ i - m \leq 0 \rightarrow 1_{i-m} = 0; \forall i = 1, \dots, Ny - 1; \forall j = 1, \dots, p; \forall m = 1, \dots, q$$

$$\hat{\mu}_i = \left\{ 1 + [(1 + \varphi_1) \quad (-\varphi_1 + \varphi_2) \quad \dots \quad (-\varphi_{p-1} + \varphi_p) \quad (-\varphi_p + 0)]_{1 \times (p+1)} \begin{bmatrix} \hat{\mu}_{i-1} \\ \hat{\mu}_{i-2} \\ \hat{\mu}_{i-3} \\ \hat{\mu}_{i-4} \\ \vdots \\ \hat{\mu}_{i-j} \end{bmatrix}_{(p+1) \times 1} - [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \theta_3 \quad \dots \quad \theta_q]_{1 \times q} \begin{bmatrix} 1_{i-1} \\ 1_{i-2} \\ 1_{i-3} \\ 1_{i-4} \\ \vdots \\ 1_{i-m} \end{bmatrix}_{q \times 1} \right\} \quad (5.22)$$

$$se \ i - j \leq 0 \rightarrow \hat{\mu}_{i-j} = 0; se \ i - m \leq 0 \rightarrow 1_{i-m} = 0; \forall i = 1, \dots, Ny - 1; \forall j = 1, \dots, (p + 1); \forall m = 1, \dots, q$$

$$\hat{\sigma}_i = \left\{ 1 + [(1 + \varphi_1)^2 \quad (-\varphi_1 + \varphi_2)^2 \quad (-\varphi_2 + \varphi_3)^2 \quad \dots \quad (-\varphi_{p-1} + \varphi_p)^2]_{1 \times (p+1)} \begin{bmatrix} \hat{\sigma}_{i-1} \\ \hat{\sigma}_{i-2} \\ \hat{\sigma}_{i-3} \\ \hat{\sigma}_{i-4} \\ \vdots \\ \hat{\sigma}_{i-j} \end{bmatrix}_{(p+1) \times 1} + [\theta_1^2 \quad \theta_2^2 \quad \theta_3^2 \quad \dots \quad \theta_q^2]_{1 \times q} \begin{bmatrix} 1_{i-1} \\ 1_{i-2} \\ 1_{i-3} \\ 1_{i-4} \\ \vdots \\ 1_{i-m} \end{bmatrix}_{q \times 1} \right\} \quad (5.23)$$

$$se \ i - j \leq 0 \rightarrow \hat{\sigma}_{i-j} = 0; se \ i - m \leq 0 \rightarrow 1_{i-m} = 0; \forall i = 1, \dots, Ny - 1; \forall j = 1, \dots, (p + 1); \forall m = 1, \dots, q$$

$$\tilde{\mu}_i = \hat{\mu}_i \mu \quad (5.24)$$

$$\tilde{\sigma}_i = \sqrt{\hat{\sigma}_i} \sigma \quad (5.25)$$

A abordagem MPC com restrições probabilísticas é inserida no algoritmo computacional da formulação inicial, modificando apenas os passos quatro e cinco apresentados na seção 4.2, assim:

---

4. A partir dos modelos de previsão desenvolvidos e dos parâmetros desses modelos; de medições passadas conhecidas; do vetor de resíduos (erros dos modelos de previsão) e do cálculo até o instante  $k$  da média  $\mu$  e do desvio padrão  $\sigma$  desses resíduos; e do parâmetro  $\epsilon$  que representa o risco de violação da restrição associada a cada perturbação. Calcular para o intervalo de previsão  $i \in \{1, \dots, Ny - 1\}$  as previsões  $\hat{P}_{PV}(k + i|k)$  e  $\hat{D}(k + i|k)$ , os vetores  $\hat{\mu}_{PV}$  e  $\hat{\sigma}_{PV}$ ,  $\hat{\mu}_D$  e  $\hat{\sigma}_D$ , e a inversa da FDA  $\varphi^{-1}(\cdot)$  de cada perturbação.

5. Conhecido o estado de carga inicial da bateria  $Q(k)$ , os vetores de previsão  $\hat{P}_{PV}(k + i|k)$  e  $\hat{D}(k + i|k)$ , os vetores  $\hat{\mu}_{PV}$  e  $\hat{\sigma}_{PV}$ ,  $\hat{\mu}_D$  e  $\hat{\sigma}_D$ , e a inversa da FDA  $\varphi^{-1}(\cdot)$  de cada perturbação; e considerando o horizonte de previsão  $Ny$ . Calcular usando a abordagem MILP o vetor de controle ótimo  $U_k^{Ny} = [u(k|k) \ u(k + 1|k) \ \dots \ u(k + Ny - 1|k)]$  que resolve o problema de otimização incluídas as restrições probabilísticas (5.8) a (5.11);

---

#### 5.4 Validação da formulação CC-MPC+MILP

A validação da formulação CC-MPC+MILP é realizada experimentalmente em uma microrrede em escala de laboratório chamada *Hylab* (Velarde *et al.*, 2017), localizada na Universidade de Sevilla na Espanha. A seguir é descrita em detalhe a planta *Hylab*, as adaptações que foram necessárias para simular nessa planta a microrrede do Lactec e discutidos os resultados obtidos experimentalmente.

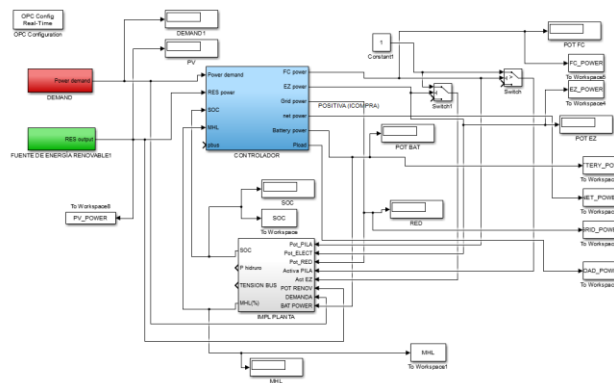
A planta *Hylab* é uma plataforma experimental composta por diversos equipamentos que permite a simulação de diferentes tipos de FERs e de SAEs e a validação de estratégias para o gerenciamento de microrredes. É um sistema modular composto pela fonte eletrônica POWERBOX LBX 60-100 que permite simular a curva de geração de uma FER, por exemplo, um sistema fotovoltaico ou um gerador eólico; uma carga eletrônica AMREL PLA2.5K-60-1000 que simula o perfil de carga de um consumidor; um banco de baterias composto por 24 baterias estacionárias de chumbo ácido ENERSOL T370, com uma capacidade energética nominal total de 17.76 kWh, conectada em um barramento DC de 48 V; e um sistema de geração de energia por hidrogênio composto por um eletrolisador do tipo PEM, um tanque de armazenamento de hidrogênio metal-hidreto e uma célula a combustível também do tipo PEM. O sistema de geração de hidrogênio não foi usado na validação experimental. Adicionalmente, um sistema do tipo *hardware in the loop* (HIL) desenvolvido em ambiente computacional Simulink-Matlab®, permite o acoplamento entre os equipamentos do *Hylab* e os algoritmos de controle. A Figura 5.1 ilustra a planta *Hylab*, onde (a) corresponde a uma foto registrada no momento do ensaio. (b) uma foto em detalhe da carga e da fonte eletrônica, (c) a interface controle-planta implementada em Simulink-Matlab® e (d) a tela de visualização da potência em cada elemento e informações do banco de baterias.



(a)



(b)



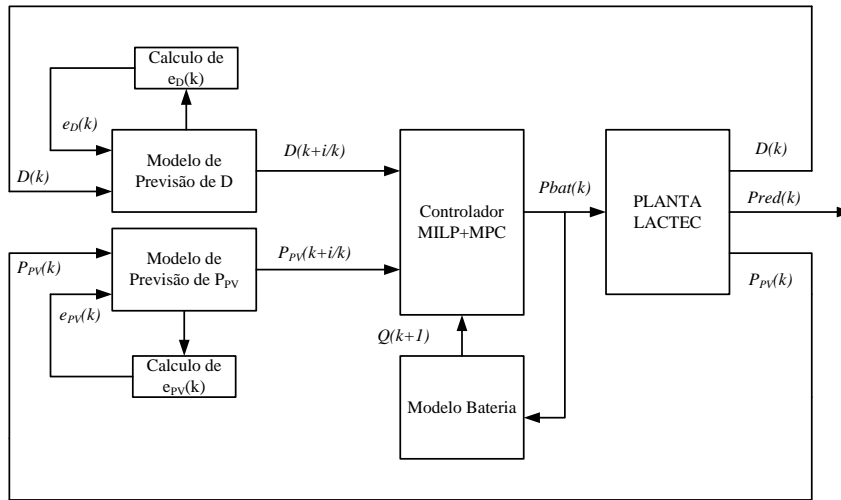
(c)



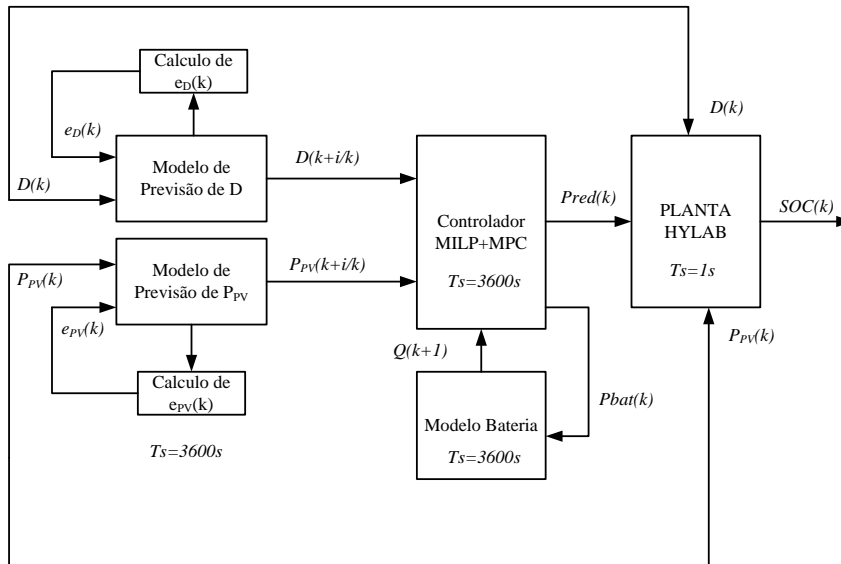
(d)

Figura 5.1. Planta Hylab utilizada na validação experimental. Fonte: O autor (2018)

A configuração da microrrede no Lactec é diferente da configuração da microrrede do laboratório *Hylab*, assim foi necessário realizar adaptações da solução proposta para sua validação na planta *Hylab*. Quando comparada a estrutura de controle das duas microrredes, a principal diferença é que a variável de controle na planta do Lactec é a potência da bateria, Figura 5.2 (a), e no caso da microrrede *Hylab*, a variável de controle é a potência da rede, Figura 5.2. (b).



(a)



(b)

Figura 5.2. Diagramas de controle da solução proposta para a microrrede do Lactec e para a planta Hylab. Fonte: O autor (2018)

Um estudo do balanço de potência na microrrede permitiu a validação e implementação da solução proposta na planta do Hylab. O equilíbrio de potências na planta do Hylab está dado pela equação (5.26) (Velarde *et al.*, 2017). Para simular a condição da microrrede do Lactec na planta Hylab, a partir dessa equação são consideradas as equivalências das equações (5.27) a (5.33) para o cálculo da variável  $P_{grid}(k)$ , a partir das variáveis  $PBS(k)$  e  $PBC(k)$ .

$$Pdem(k) = PH2(k) - P batt(k) + P_{grid}(k) + Pres(k) \tag{5.26}$$

$$Pdem(k) = D(k) \tag{5.27}$$

$$PH2(k) = 0 \tag{5.28}$$

$$P_{batt}(k) = P_{bat}(k) = -PBS(k) + PBC(k) \quad (5.29)$$

$$P_{grid}(k) = P_{gS}(k) - P_{gC}(k) \quad (5.30)$$

$$P_{res}(k) = P_{PV}(k) \quad (5.31)$$

$$P_{grid}(k) = P_{bat}(k) - P_{PV}(k) + D(k) \quad (5.32)$$

$$P_{grid}(k) = \underbrace{-PBS(k) + PBC(k)}_{P_{bat}(k)} - P_{PV}(k) + D(k) \quad (5.33)$$

Adicionalmente a esse estudo, foram realizadas as seguintes considerações na implementação:

As eficiências do processo são consideradas como 100%, isto porque não existem na planta conversores de potência para a bateria e para o sistema fotovoltaico, e uma vez que é possível monitorar apenas a corrente e a tensão no barramento CC, a eficiência na bateria também é considerada como 100%. Para modelagem do banco de baterias da planta do *Hylab* foi considerada a informação técnica da folha de especificações da bateria ENERSOL T370 apresentada na Tabela 5.1, e considerado um arranjo de 24 baterias em série:

Tabela 5.1. Especificações da bateria ENERSOL T370

Type	$C_5$ 1.75 V/C	$C_{10}$ 1.80 V/C	$C_{12}$ 1.80 V/C	$C_{24}$ 1.80 V/C	$C_{48}$ 1.80 V/C	$C_{72}$ 1.80 V/C	$C_{100}$ 1.85 V/C	$C_{120}$ 1.85 V/C	$C_{240}$ 1.85 V/C
EnerSol T 370	260	280	294	333	361	368	369	376	383
EnerSol T 460	327	350	367	416	437	460	444	452	478
EnerSol T 550	393	425	441	499	524	553	533	542	574
EnerSol T 650	492	527	552	625	656	668	647	668	719
EnerSol T 760	574	615	645	729	766	780	755	779	839
EnerSol T 880	654	714	742	840	854	953	869	897	966
EnerSol T 1000	755	809	848	960	1008	1089	993	1025	1104
EnerSol T 1130	850	910	954	1080	1134	1225	1117	1154	1242
EnerSol T 1250	944	1011	1060	1200	1260	1361	1241	1282	1380

The capacities are given in Ah at 25 °C after 5 cycles.

Os valores máximos de produção do sistema fotovoltaico e do perfil de carga do consumidor foram calculados e programados para manter a proporcionalidade da microrrede do Lactec, respeitando os limites operacionais dos equipamentos da planta *Hylab*, conforme descrito na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Limites operacionais da planta *Hylab*

Planta <i>Hylab</i>	Planta Lactec
$-0,9 \text{ kW} \leq PH2(k) \leq 0,9 \text{ kW}$	Não é considerado no problema
$-2,5 \text{ kW} \leq P_{grid}(k) \leq 2 \text{ kW}$	$P_{maxGS} = 2 \text{ kW}$ e $P_{maxGC} = 2,5 \text{ kW}$
$-20 \text{ W s}^{-1} \leq \Delta PH2(k) \leq 20 \text{ W s}^{-1}$	Não é considerado no problema
$-2,5 \text{ kW s}^{-1} \leq \Delta P_{grid}(k) \leq 2 \text{ kW s}^{-1}$	A restrição de $P_{grid}(k)$ atende esta restrição

Continua

Tabela 5.2 Continuação. Limites operacionais da planta *Hylab*

<b>Planta <i>Hylab</i></b>	<b>Planta <i>Lactec</i></b>
$\max(P_{res}(k) + P_{grid}(k)) = 6 \text{ kW}$	$\max(P_{pv}(k)) = 0,6 \text{ kW}^{33}$
$\max(P_{dem}(k)) = 2,5 \text{ kW}$	$\max(D(k)) = 1 \text{ kW}$

Com essas considerações, para validar a solução proposta e demonstrar a melhoria do desempenho da formulação MPC quando complementada com uma formulação de restrições probabilísticas, os controladores MPC+MILP e CC-MPC+MIL foram implementados no ambiente computacional Simulink-Matlab® e no software de livre distribuição LP/MILP *integrated development environment* GUSEK (GUSEK, 2014), este último para solução do problema de otimização. O algoritmo foi integrado à interface controle-planta existente na planta (Figura 5.1) para acoplamento com os elementos da planta via o sistema *hardware in the loop* (HIL). Foram avaliados quatro cenários: formulação MPC+MILP considerando a tarifa verde e a tarifa azul, e formulação MPC com restrições probabilísticas (CC-MPC+MILP) para as duas tarifas mencionadas anteriormente.

Cada caso foi executado considerando um dia de simulação, quer dizer 24 horas. Em função da disponibilidade do laboratório, para poder simular os quatro casos, foi considerado que dez minutos de simulação na planta correspondem a uma hora na condição real. O perfil de potência real gerado pelo sistema fotovoltaico e a curva de carga foram programados na fonte e carga eletrônica, respectivamente; considerou-se para os perfis programados, um dia correspondente à estação de primavera. Em todos os cenários, foram considerados os parâmetros da Tabela 5.2.

Tabela 5.2, o estado inicial da carga sendo igual a 65%, a profundidade descarga igual a 40%, a penalização do custo da demanda e do custo da energia igual a 1 e a penalização relativa ao uso da bateria igual a 0.1, para permitir maiores valores de potência de carga e descarga da bateria. Foi considerada como demanda contratada na tarifa verde, uma potência de 500 W, e na tarifa azul, o mesmo valor de potência para a demanda no posto horário fora da ponta, e de 700 W para o posto horário ponta.

Na formulação MPC com restrições probabilísticas, para calcular a média  $\hat{\mu}(k + i|k)$  e o desvio padrão  $\hat{\sigma}(k + i|k)$  da parcela estocástica da incerteza do modelo de previsão, a cada iteração  $k$  e  $i$  passos na frente, é necessário conhecer a média  $\mu$  e o desvio padrão  $\sigma$ , a cada iteração  $k$ , conforme equações (5.24) e (5.25). Para isso, na validação experimental, o

<sup>33</sup> Os valores de potência máxima do pv  $\max(P_{pv}(k))$  e da carga  $\max(D(k))$  foram calculados para manter a proporcionalidade da planta do Lactec  $\max(P_{pv}(k))/\max(D(k)) = 30\text{kW}/50 \text{ kW} = 0,6$ .

cálculo de  $\mu$  e  $\sigma$  é realizado considerando uma memória de tamanho constante, para o armazenamento de 200 dados históricos relativos aos erros dos modelos de previsão e conhecidos até o instante  $k$ . Assim, a cada iteração, o valor mais recente é inserido na memória e o mais antigo apagado. A Figura 5.3 mostra os valores previstos  $\hat{\mu}_i$  e  $\hat{\sigma}_i$  para um horizonte de previsão de 24h para os instantes  $k = [0h, 4h, 8h, 12h, 16h, 20h]$ . A partir de  $\hat{\mu}_i$  e  $\hat{\sigma}_i$ , a inversa da função de distribuição acumulada  $\varphi_i^{-1}(\cdot)$  é calculada considerando o risco de violação da restrição  $\epsilon = 0.1$ . A Figura 5.3 (a1, b1 e c1) ilustra os mencionados índices estatísticos relativos à parcela estocástica das incertezas do modelo de previsão da potência produzida pelo sistema fotovoltaico  $ARIMA(1,0,2)(0,1,1)_{24}$ , e a Figura 5.3 (a2, b2, e c2) das incertezas do modelo de previsão do perfil de carga do consumidor  $ARIMA(1,0,1)(0,1,1)_{168}$ .

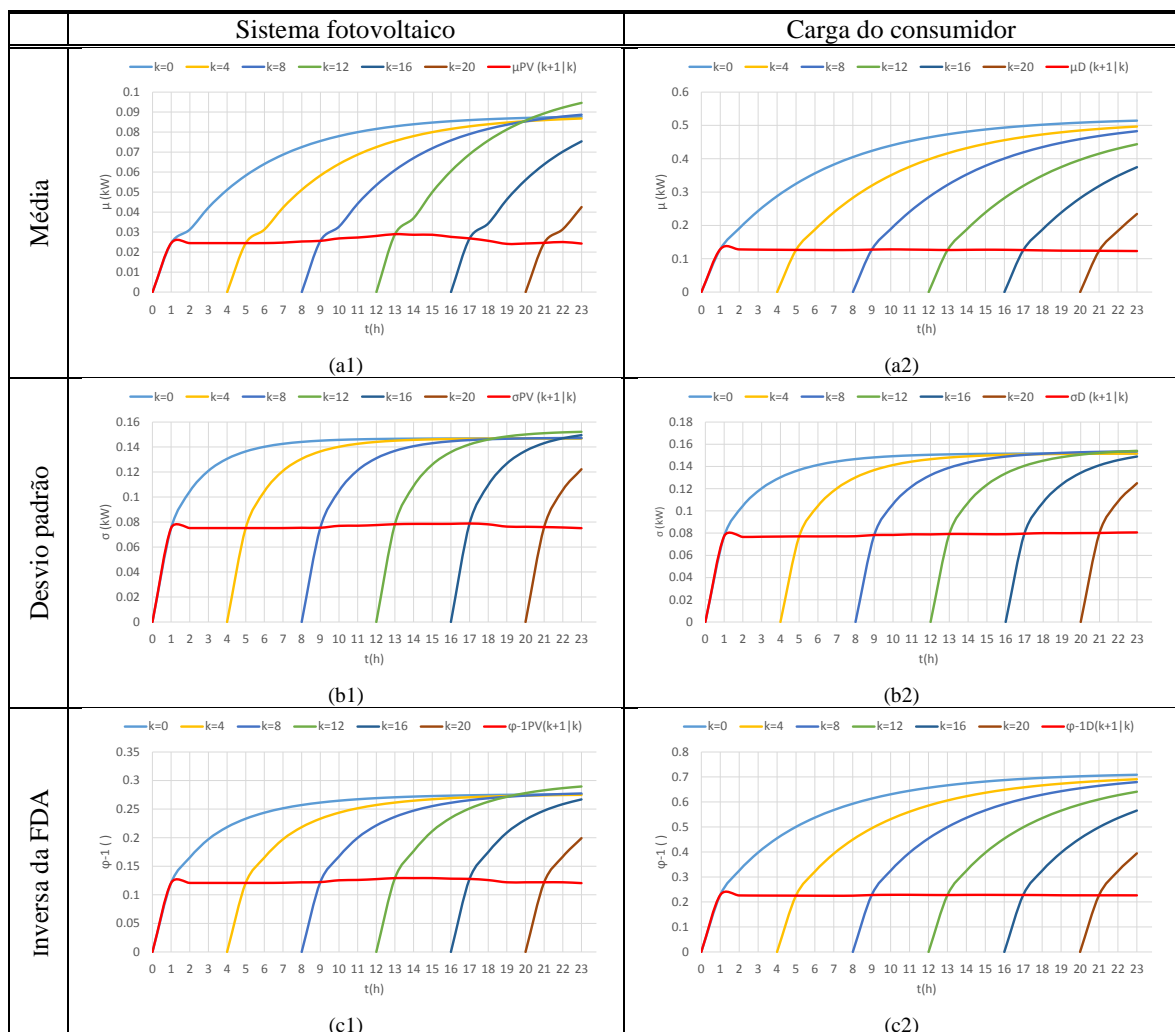
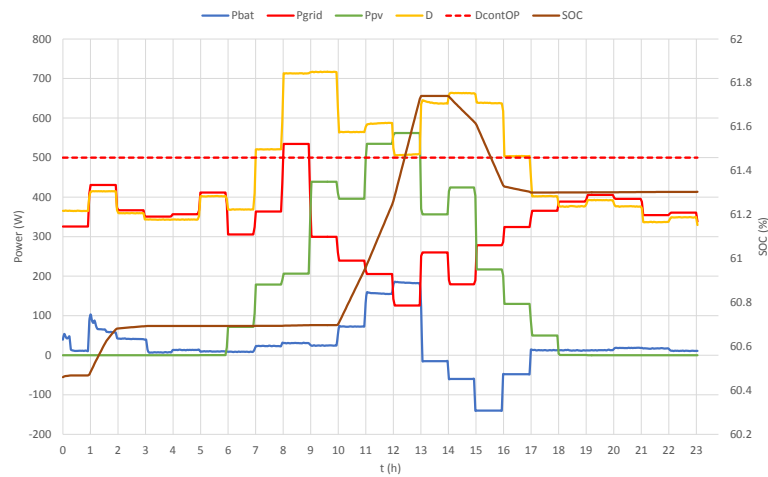


Figura 5.3. Média, desvio padrão e inversa da função de distribuição acumulada, da parcela estocástica das incertezas dos modelos de previsão do sistema fotovoltaico e da carga do consumidor. Fonte: O autor (2018)

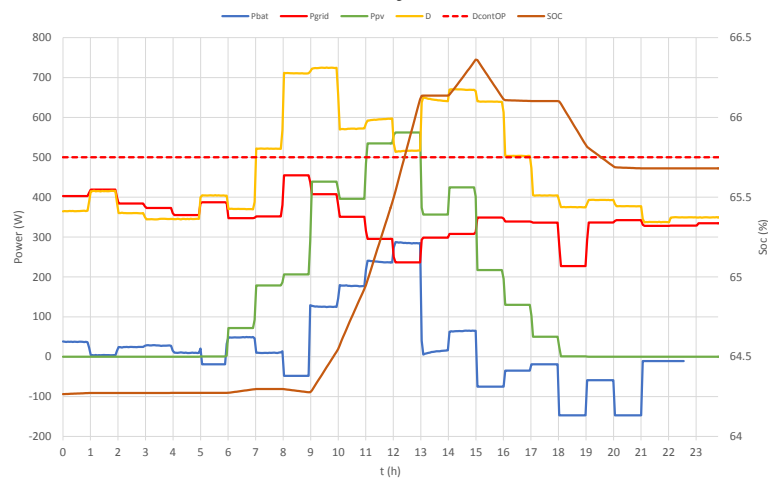
Analisando a Figura 5.3, observa-se que os índices estatísticos previstos aumentam ao longo do horizonte de previsão. Essa condição pode causar uma solução bastante conservativa e no pior dos casos, uma não factibilidade na solução do problema de otimização que precisará ser resolvida a cada iteração. Para resolver esse problema, o conceito de variância em malha fechada (do inglês *closed-loop variance*) discutido em Yan & Bitmead (2005) poderá ser usado. Baseado no conceito de horizonte deslizante, a formulação CC-MPC pode considerar que a variância um passo na frente ( $k + 1|k$ ) permanece constante para todo o intervalo de previsão. Para verificar a possibilidade de adotar essa solução, são calculados os índices estatísticos  $\hat{\mu}_1$ ,  $\hat{\sigma}_1$  e  $\varphi_1^{-1}(\cdot)$  para uma previsão um passo na frente ( $k + 1|k$ ), tanto para o modelo de previsão do sistema fotovoltaico quanto da carga. Observa-se nos resultados ilustrados na Figura 5.3, um valor praticamente constante durante todo o horizonte de previsão para cada um desses índices. Isto, permite comprovar que o conceito de variância de malha fechada é apropriado e que pode ser aplicado como solução do problema.

A Figura 5.4 e a Figura 5.5 mostram os resultados experimentais das curvas de potência e do estado de carga do banco de baterias usando (a) a formulação MPC+MILP e (b) a formulação CC-MPC+MILP quando analisada a tarifa verde e a tarifa azul respectivamente. Uma avaliação econômica comparativa entre as duas formulações é realizada analisando os custos da função objetivo conforme apresentado na Tabela 5.3 e na Tabela 5.4 para a tarifa verde e a tarifa azul, respectivamente.





(a) Formulação MPC+MILP

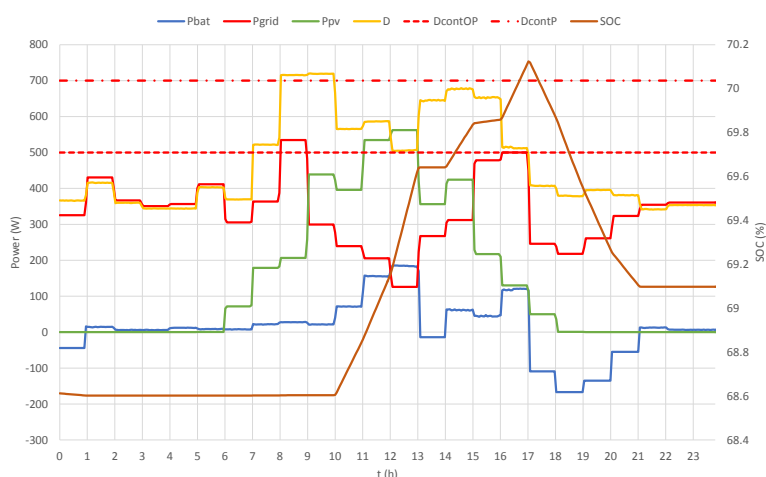


(b) Formulação CC-MPC+MILP

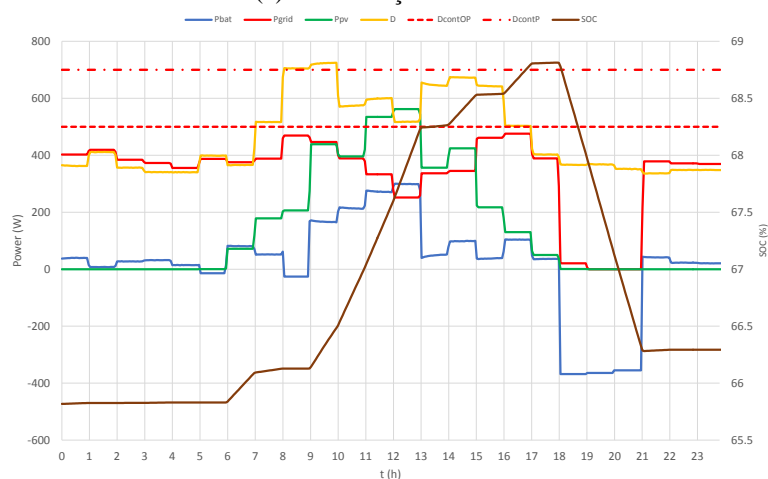
Figura 5.4. Resultados experimentais quando analisada a tarifa verde. Fonte: O autor (2018)

Tabela 5.3. Comparação econômica das soluções obtidas usando a formulação MPC+MILP e CC-MPC+MIL quando analisada a tarifa verde

Solução	MPC+MILP	CC-MPC+MILP
$\alpha_E Z E_{FP} (R\$) =$	2,99	3,25
$\alpha_E Z E_P (R\$) =$	1,94	1,48
$\alpha_D Z D (R\$) =$	10,01	8,05
$\alpha_{SAE} Z_{SAE} S (R\$) =$	0,02	0,03
$\alpha_{SAE} Z_{SAE} C (R\$) =$	0,05	0,08
<b>TOTAL (R\$) =</b>	<b>15,01</b>	<b>12,89</b>
<b>Redução =</b>	<b>--</b>	<b>14%</b>



(a) Formulação MPC+MILP



(b) Formulação CC-MPC+MILP

Figura 5.5. Resultados experimentais quando analisada a tarifa azul. Fonte: O autor (2018)

Tabela 5.4. Comparação econômica das soluções obtidas usando a formulação MPC+MILP e CC-MPC+MIL quando analisada a tarifa azul

Solução	MPC+MILP	CC-MPC+MILP
$\alpha_F Z E_{FP} (R\$) =$	3,15	3,55
$\alpha_F Z E_P (R\$) =$	0,50	0,01
$\alpha_D Z D_{FP} (R\$) =$	10,00	8,16
$\alpha_D Z D_P (R\$) =$	24,13	20,20
$\alpha_{SAE} Z_{SAE} S (R\$) =$	0,04	0,11
$\alpha_{SAE} Z_{SAE} C (R\$) =$	0,05	0,13
<b>TOTAL (R\$) =</b>	<b>37,87</b>	<b>32,16</b>
<b>Redução =</b>	<b>--</b>	<b>15%</b>

Para o caso da tarifa verde, na abordagem não estocástica, observa-se que no intervalo das 8 a.m. às 9 a.m. a potência contratada (500 W) é superada, atingindo um valor (535 W) que supera o limite de 5%, razão pela qual é penalizada a ultrapassagem da demanda. Isto não acontece com a abordagem estocástica cuja demanda é de 455 W, valor inferior à

demanda contratada. Por isso, o custo  $\alpha_D ZD$  relativo à demanda de potência é menor na formulação CC-MPC+MILP quando comparado com a formulação MPC+MILP da Tabela 5.3, o que corresponde a uma redução nesse custo de aproximadamente 20%. Na abordagem estocástica, formulação CC-MPC+MILP, mais energia é consumida da rede para carregar o banco de baterias no posto horário fora da ponta (incremento de 17%), conforme indica o custo  $\alpha_E Z E_{FP}$ . Porém essa energia armazenada no banco de baterias é usada para compensar o consumo de energia na ponta, conforme ilustrado pela curva azul (Pbat) e pela curva marrom (SOC%) na Figura 5.4 (b) e pode ser verificado comparando os custos  $\alpha_E Z E_P$  (redução de 23%) das duas abordagens. Uma vez que na abordagem estocástica mais energia circula através da bateria, maiores custos  $\alpha_{SAE} Z_{SAE} S$  e  $\alpha_{SAE} Z_{SAE} C$  são observados. Porém, avaliando o custo total da função objetivo que é formulada da mesma maneira nas duas abordagens, um maior benefício econômico é obtido quando usada a abordagem estocástica, atingindo uma redução de 14% em relação à abordagem não estocástica.

Para o caso da tarifa azul, nas duas abordagens, a potência contratada no posto horário de ponta (0.7 kW) não é superada. Porém, igual ao caso da tarifa verde, a demanda contratada fora da ponta é superada quando considerada apenas a abordagem MPC+MILP. Devido ao alto custo da demanda no posto tarifário ponta (41.43 R\$/kW), a potência no horário de ponta é fortemente penalizada quando comparada com a tarifa verde. Por essa razão o banco de baterias opera de forma mais ativa nas duas abordagens, quando considerada a tarifa azul, onde a diferença na atuação da bateria é mais acentuada na abordagem CC-MPC+MILP conforme pode ser visualizado comparando a Figura 5.4 (b) da tarifa verde com a Figura 5.5 (b) da tarifa azul e os custos associados ao uso do banco de baterias, Tabela 5.3 e Tabela 5.4. Os benefícios da formulação proposta MPC+MILP, são aprimorados com a abordagem de restrições probabilísticas CC-MPC+MILP, no posto horário ponta, no qual a potência demandada e o custo de energia tornam-se praticamente iguais a zero, conforme observa-se na Figura 5.5 (b). Esses benefícios econômicos são descritos detalhadamente na Tabela 5.4, onde observa-se uma redução de 15% no custo total da função objetivo quando complementada a formulação MPC+MILP inicial com a formulação com restrições probabilísticas CC-MPC+MILP.

Para os casos analisados, os resultados experimentais mostraram que o desempenho da solução é melhorado quando acrescentada na formulação, a abordagem de restrições probabilísticas. Pode-se concluir que essa melhoria está relacionada diretamente com o custo

da demanda de potência. Na formulação inicial, a variável que define o valor máximo de potência importada da concessionária é constante para todo o intervalo de previsão, razão pela qual o máximo valor pode acontecer em qualquer instante de previsão  $i$ . Na formulação com restrições probabilísticas, esse valor máximo não é um valor constante para todo o intervalo de previsão. Ele varia em função da média, do desvio padrão e da função de distribuição acumulada da parcela estocástica da incerteza da previsão de carga do consumidor, e uma vez que são valores que aumentam com o instante de previsão, o máximo valor possível acontece no instante  $i = 0$ . Como o problema de otimização é de minimização, esse máximo valor que define o custo da demanda e que tem um impacto considerável na função objetivo é minimizado. Isso acontece a cada iteração e pelo conceito de horizonte deslizante da abordagem MPC em que aplica-se apenas o valor de potência da bateria correspondente ao instante  $i = 0$  do vetor de controle solução do problema de otimização. A potência demandada da concessionária a cada iteração será, pois, sempre a menor possível, impactando assim no custo da demanda e indiretamente no custo de energia e melhorando o desempenho do controlador.

Deve ser destacado que:

- 1- Foi possível implementar experimentalmente as duas formulações propostas na planta *Hylab* com tempos de processamento para solução do problema de otimização a cada iteração muito menores que o período de amostragem de 10 minutos, mesmo utilizando um computador com recursos computacionais inferiores ao usado na validação computacional;
- 2- Foi possível resolver, nas duas abordagens, o problema de otimização com o software de livre distribuição GUSEK (GUSEK, 2014), integrado usando o bloco *Interpreted Matlab Function* na interface controle-planta implementada em Simulink-Matlab®;
- 3- A partir da análise dos resultados experimentais se mostrou a eficiência da abordagem MPC+MILP e como seu desempenho é melhorado complementado com uma abordagem probabilística na nova formulação CC-MPC+MILP sem requisitos computacionais adicionais substanciais.

Assim, pode ser considerada como muito satisfatória a validação experimental da abordagem MPC+MILP, assim como sua complementação com uma abordagem de

restrições probabilísticas, proposta para o controle e otimização de microrredes no contexto brasileiro.

## 5.5 Conclusões

Neste capítulo foi apresentada uma abordagem complementar baseada em restrições probabilísticas visando melhorar o desempenho do algoritmo de controle MPC+MILP. Essa nova abordagem lida com as incertezas na previsão de geração e consumo de energia, uma vez que permite estimar perturbações estocásticas futuras, a partir de parâmetros de modelos de previsão de séries temporais e a caracterização estatística de dados históricos. A formulação é descrita em detalhe para modelos ARIMA sazonais, os quais são modelos popularmente usados e que apresentam um desempenho adequado em aplicações de gerenciamento de energia.

O problema analisou dois pontos de acoplamento na microrrede, onde para cada ponto considerou-se que existe uma saída. Uma saída que corresponde à potência líquida no barramento DC influenciada pela variável não controlada correspondente à previsão de potência produzida pelo sistema fotovoltaico, e outra que corresponde à potência líquida no barramento AC ou PAC, influenciada pela variável não controlada que corresponde à previsão de potência da carga. Assim, foi apresentado em detalhe o procedimento para transformar as restrições que descrevem o equilíbrio energético em cada barramento e que foram consideradas na abordagem inicial, em restrições probabilísticas nesta abordagem complementar. Os conceitos de funções de distribuição de probabilidade (FDP), função de distribuição acumulada (FDA), assim como de distribuição Gaussiana normalizada, são considerados nessa transformação. Importante, esclarecer que na modelagem do problema de otimização apenas são alteradas as restrições, sendo que a formulação da função objetivo da solução inicial permanece inalterada. Ainda que essa abordagem foi apresentada para microrredes com acoplamento DC, o mesmo procedimento pode ser adotado para microrredes com acoplamento AC ou híbrido.

Na abordagem de restrições probabilísticas parte-se do pressuposto que as incertezas de previsão que são componentes estocásticas são caracterizadas estatisticamente, por meio de uma FDP, conforme apresentado na formulação discutida no parágrafo anterior. Nesse pressuposto os modelos de séries temporais ARIMA se adequam bastante bem na abordagem, uma vez que as incertezas na previsão são caracterizadas idealmente como um

ruído branco, ou seja, uma variável aleatória que apresenta uma distribuição normal com média zero e variância conhecida. Com essas premissas e como contribuição adicional desta tese, foi descrito neste capítulo o procedimento para estimação das incertezas de previsão em modelos ARIMA sazonais com componentes de diferenciação de ordem zero ou um, e a maneira que essas incertezas futuras são utilizadas na abordagem de restrições probabilísticas. O procedimento é recursivo e pode ser estendido a modelos com componente de diferenciação de ordem superior. Além disso, pode ser utilizado em outro tipo de aplicações, diferentes às relacionadas com sistemas de energia, onde modelos de series temporais são amplamente usados.

Adicionalmente neste capítulo foram apresentados os resultados da validação experimental das duas formulações, a MPC+MILP inicial e a CC-MPC+MILP, esta última complementada com a abordagem com restrições probabilísticas. A validação foi realizada em uma microrrede em escala de laboratório, onde a flexibilidade da formulação e a possibilidade de todos os parâmetros do modelo serem obtidos a partir de informações básicas disponibilizadas pelo fabricante, permitiu a implementação da solução proposta nessa microrrede. Os resultados experimentais mostraram que as formulações se adequam bastante bem ao problema de estudo, conforme foi verificado também computacionalmente, e que para os casos analisados o desempenho da solução foi melhorado acrescentando a formulação de restrições probabilísticas.

Foi demonstrado também que as duas formulações são factíveis de ser aplicadas no controle e otimização de microrredes reais. Destaca-se que ainda que a plataforma de simulação seja o Simulink-Matlab, o problema de otimização foi resolvido a cada iteração usando o software de livre distribuição *LP/MILP Integrated Development Environment GUSEK*, onde o tempo de processamento da solução foi muito inferior ao período de amostragem de 10 minutos considerado nessa validação. Assim, as soluções propostas envolvem procedimentos de baixo custo (ou mesmo sem custo) e um tempo de processamento muito baixo para requisitos mínimos de hardware. Estes são aspectos relevantes visando a possibilidade do desenvolvimento de soluções comerciais para otimizar a operação de microrredes, incentivando o uso de fontes de geração distribuída de energia alternativa em países como o Brasil onde o tema é ainda incipiente.



# Capítulo 6

## Conclusões e Trabalhos Futuros

Nesta tese de doutorado foi apresentado o desenvolvimento de um modelo de controle e otimização para a operação ótima de microrredes com acoplamento DC conectadas à rede de distribuição da concessionária. O desenvolvimento superou os desafios associados ao ineditismo do problema analisado, sendo possível modelar adequadamente os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios que contextualizam o problema de estudo. A modelagem do problema e a formulação do algoritmo final foi realizada seguindo uma metodologia na qual como resultado de cada etapa foram alcançados os objetivos específicos planejados no início e apresentados de forma sequencial nos capítulos deste documento.

No Capítulo 2 são identificadas e descritas as principais características técnicas e operacionais das fontes de energia renováveis, do sistema de armazenamento de energia, da carga elétrica do consumidor e do sistema de conversão de potência, assim como da integração elétrica desses elementos entre si e com a rede da concessionária. Adicionalmente, pelas características do problema e da própria solução, foi identificado que o algoritmo de controle e otimização proposto está localizado em um nível terciário de uma estrutura de controle hierárquico, factível de ser implementado em um sistema de gerenciamento de potência/energia (PMS/EMS) de uma solução comercial, onde a variável de controle ou manipulada corresponde à potência através do SAE cujo valor é enviado como referência a um controlador de nível inferior, correspondente ao sistema de conversão de potência (PCS); a variável de saída corresponde à potência líquida medida no ponto de acoplamento comum (PAC) da microrrede com a rede de distribuição da concessionária; e as variáveis não controladas ou perturbações correspondem às previsões de potência gerada pela fonte de energia renovável (FER) e consumida pela carga. Os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios que contextualizam o problema de estudo, foram também discutidos em detalhe, dando um importante destaque às modalidades tarifárias e às regras que definem o intercâmbio energético entre o consumidor detentor da microrrede e a concessionária de energia da qual é cliente.



No Capítulo 3, a partir da contextualização do problema de estudo e das características da solução de controle e otimização discutidas no Capítulo 2, são desenvolvidos modelos matemáticos que descrevem a dinâmica e a integração elétrica dos elementos da microrrede. Modelos de previsão de series temporais do tipo ARIMA sazonais foram usados para modelar a FER e a carga. O SAE foi modelado via modelo cinético e o custo de sua operação quantificado por meio de uma nova formulação que considera a profundidade de descarga, os correspondentes ciclos de vida útil da bateria, e a constante empírica de Peukert para penalizar as altas correntes de carga e descarga. Modelos matemáticos foram propostos para modelar eletricamente o problema considerando acoplamento AC e DC.

O desenvolvimento e formulação matemática do algoritmo de controle ótimo MPC+MILP foi objeto de estudo no Capítulo 4. Neste foram apresentados os diferentes elementos da abordagem MPC para o problema de estudo, onde os modelos de previsão, e o modelo do problema de otimização foram desenvolvidos via abordagem MILP e a formulação da lei de controle usando o conceito de horizonte deslizante foi aplicada ao problema de estudo.

A validação computacional da solução proposta foi realizada no Capítulo 4 e a validação experimental no Capítulo 5, onde uma solução adicional foi apresentada, complementando a abordagem MPC+MILP com uma abordagem de restrições probabilísticas, denominando essa solução como CC-MPC+MILP. Os resultados obtidos validaram as soluções propostas.

Alcançados os objetivos da tese, conforme descrito anteriormente. As principais contribuições da tese são resumidas a seguir:

## 6.1 Contribuições

- Desenvolvimento de uma formulação MPC+MILP para a operação ótima de microrredes, que por meio de uma abordagem MILP original quantifica em uma função objetivo unificada as regras de modalidades tarifárias binomiais diferenciadas e as regras para o intercâmbio de energia entre o consumidor detentor da microrrede e a concessionária de energia, definida por um sistema de compensação do tipo *net-metering*. O modelo considera as diferentes estratégias de compensação, restrições operacionais e o custo de operação do sistema de armazenamento de energia. Destaca-se que o conjunto de parâmetros necessários para o modelo podem ser

obtidos de informações técnicas básicas dos equipamentos que integram a microrrede, e as previsões de produção e consumo de energia, realizadas a partir de dados históricos registrados pelo próprio sistema de medição da microrrede ou por sistemas de monitoramento de baixo custo;

- Modelagem alternativa elétrica de microrredes com acoplamento DC, usando uma formulação original baseada em uma abordagem MILP que considera elementos com fluxo de potência bidirecional, a eficiência dos processos de transformação de energia e o equilíbrio energético nos barramentos AC e DC;
- Formulação alternativa para quantificar a operação de sistemas de armazenamento de energia de tecnologia eletroquímica e penalização de correntes de carga e descarga usando a constante de Peukert. A vantagem dessa formulação é que todos os parâmetros necessários na formulação podem ser obtidos por informações técnicas básicas ou ensaios simples de carga e descarga;
- Procedimento para estimação de perturbações estocásticas considerando previsões de produção e consumo de potência calculadas a partir de modelos de séries temporais e a forma em que essas são incluídas na formulação MPC usando uma abordagem de restrições probabilísticas, na operação ótima de microrredes.

Durante o desenvolvimento da tese foi publicado um artigo em congresso (López-Salamanca *et al.*, 2014) e aceito outro artigo (López-Salamanca *et al.*, 2018) para publicação em revista.

## 6.2 Estudos Futuros

A seguir são indicadas algumas diretrizes para continuação dos tópicos de pesquisa tratados nesta tese:

- Implementar a solução proposta em uma microrrede real, usando os recursos de hardware da microrrede e os recursos de software disponibilizados pelo fabricante;
- Desenvolvimento de controle MPC de dois níveis com duas escalas de tempo considerando reserva de créditos para o próximo ciclo de faturamento segundo as regras de compensação de energia *net-metering* e a variação da tarifa de energia de acordo às bandeiras tarifárias;

- Incluir no algoritmo de controle e otimização proposto, a possibilidade do controle das cargas do consumidor e o gerenciamento de créditos entre diferentes unidades consumidoras usando a abordagem MILP;
- Aprimorar a formulação para quantificação da operação do sistema de armazenamento de energia, considerando a evolução temporal dos ciclos de carga e descarga e outras tecnologias de armazenamento.
- Estudar a possibilidade de uso de programas computacionais de estatística de livre distribuição para que a solução proposta complementada com uma abordagem de restrições probabilísticas seja totalmente gratuita e economicamente viável;
- Estudar outros modelos de previsão e a forma em que podem ser estimadas as incertezas das previsões e incluídas em abordagens MPC com restrições probabilísticas;
- Integrar as etapas de planejamento e operação em uma formulação única, conhecida como projeto integrado, para o dimensionamento e operação ótima de microrredes.

Para finalizar o documento, espera-se que a solução proposta e detalhada neste documento contribua com a difusão de soluções práticas que poderão ser desenvolvidas comercialmente em grande escala para o controle e otimização de microrredes e que incentivarão efetivamente a inserção de fontes de energia, por parte de consumidores residenciais, indústrias e comerciais, no Brasil e em países com contextos similares. O fato que seja considerada na solução o contexto próprio de operação e não a adaptação de uma solução desenvolvida em um contexto diferente, gera uma maior confiança no investidor, uma vez que será uma solução customizada, na qual os benefícios econômicos obtidos com a implementação serão aprimorados e corresponderão a aqueles esperados na hora de realização do investimento, permitindo assim o cálculo do retorno financeiro de forma mais acertada.

# Referências Bibliográficas

- ABB (2018). Microgrids, transformation through smart energy. [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/distributed-energy-microgrids/our-offering/powerstore-battery> [Acesso em 2018].
- ANEEL (2010). Resolução normativa 414. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. [Acesso em 2015].
- ANEEL (2012). Resolução normativa 482. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em 2015].
- ANEEL(2014). Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. Caderno temático. [Online] Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>. [Acesso em 2015].
- ANEEL (2015). Resolução normativa 687. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em 2018].
- ANEEL (2016). Resolução homologatória N° 2.096, 21 de Junho de 2016. [Online] Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/016/resultado/resolucao\\_enf\\_2016.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/016/resultado/resolucao_enf_2016.pdf). [Acesso em 2017].
- ANEEL (2017a). Nota técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL. [Online] Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017). [Acesso em 2018].
- ANEEL (2017b). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/módulo-3>. [Acesso em 2018].
- ANEEL (2018). Prodíst módulo 8 - Qualidade de energia elétrica. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/módulo-8>. [Acesso em 2015].
- Bacher P. (2008). Short-term solar power forecasting. *Master's dissertation*. Mathematical Statistics, Department of Informatics and Mathematical Modeling, Technical University of Denmark. Lyngby, Denmark.
- Bacher, P., Madsen, H. & Nielsen, H. A. (2009). Online short-term solar power forecasting. *Solar Energy*, Volume 83, pp. 1772-1783.
- Baran, M. E., Teleke, S., Anderson, L., Huang, A., Bhattacharya, S., Atcitty, S. (2008). STATCOM with energy storage for smoothing intermittent wind farm power. *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century* Pittsburgh, PA, s.n.
- Block, P. A. B., Retorta, F. S., Dahlke, D. B., Salamanca, H. L., Teixeira, M. D., Medeiros, A. H. P. (2016b). Harmonic evaluation of wind generators considering reactive power generation. *Cigré C4 International Colloquium on EMC, Lightning*

- and Power Quality Considerations for Renewable Energy Systems*. Curitiba, Brazil, s.n.
- Block, P. B., Salamanca, H. L., Dahlke, D. B., Teixeira, M. D., Retorta, F. S., Medeiros, A. H. P., Ribeiro, P. F. (2016a). Harmonic assessment of a brazilian wind farm regarding reactive power requirements. *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. Belo Horizonte, Brazil, s.n.
- Block, P., Salamanca, H. L., Teixeira, M., Dahlke, D., Shiono, O., Donadon, A., Camargo, J. (2014). Power quality analyses of a large scale photovoltaic system. *International Renewable Energy Congress IREC-2014*. Hammamet, Tunisia, s.n.
- Bordin, C., Anuta, H.O., Crossland, A., Gutierrez, I.L., Dent, C.J., Vigo, D. (2017). A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration. *Renewable Energy*, Volume 101, pp. 417-430.
- Bordons, C., García-Torres, F. & Valverde, L. (2015). Gestión óptima de la energía em microrredes com generación renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informatica Industrial*, Volume 12, pp. 117-132.
- Camacho, E. F. & Bordons, C. (2007). *Model Predictive Control*. London: Springer.
- CPLEX (2017). IBM ILOG CPLEX Optimizer. [Online]. Disponível em: <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer>. [Acesso em 2017].
- Divya, K. & Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems - An overview. *Electric Power Systems Research*, Volume 79, pp. 511-520.
- Donadon, A. R., Aoki, A. R., Silva, E., Vicentini, E., Retorta, F. S., Leite, L. H. M., Souza, M. E. M., Lourenco, M., Gama, P. H. R. P. (2016). The growth of distributed generation in brazil: impacts, opportunities and difficulties found. *Cigre Session 46*. Paris, France, s.n.
- Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L. & Contreras, J. (2007). Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renewable Energy*, Volume Volume 32, pp. 1102-1126.
- EPE (2017). Anuário estatístico de energia elétrica 2017. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>. [Acesso em 2018].
- Farina, M., Giulioni, L. & Scattolini R. (2016). Stochastic linear model predictive control with chance constraints-a review. *Journal of Process Control*, pp. 53-67.
- Ferronato, F. A. S. (2014). Sistema de supervisão e controle de fontes de energia renováveis e armazenamento de energia conectado em baixa tensão. *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil. [Online]. Disponível em: <http://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/37803>. [Acesso em 2015].
- Fonseca, A. G., Langner, A. L., López-Salamanca, H., Siebert, L. C., Ferronato, F. A. S., Aoki, A. R., Santos, P. A., J., Riella R. (2015). Building integrated photovoltaics for smart grids. *015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*. Montevideo, Uruguay, s.n.

- ForecastPro (2015). ForecastPro Easy, Accurate, Affordable Forecasting Software. [Online]. Disponível em: <http://www.forecastpro.com/>. [Acesso em 2015].
- Gambino, G., Verrilli, F., Meola, D., Himanka, M., Del Vecchio, C., Glielmo, L. (2014). Model predictive control for optimization of combined heat and electric power microgrid. *19th IFAC World Congress*. Cape Town, South Africa, s.n.
- García, F. T. (2015). Advanced control of renewable energy microgrids with hybrid energy storage system. *Doctoral Thesis*. Department of Systems Engineering and Automation, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla. Sevilla, España. [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11441/32946>. [Acesso em 2017].
- Garcia-Torres, F., Valverde, L. & Bordons, C. (2016). Optimal load sharing of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model-predictive control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Volume 63, pp. 4919-4928.
- Goldberg, M. C. & Luna, H. P. L. (2000). *Otimização combinatória e programação linear – Modelos e Algoritmos*. Rio de Janeiro: Campus.
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., Vicuña, L. G., Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, Volume 58, pp. 158-172.
- GUSEK (2014). *GLPK Under Scite Extended Kit*. [Online]. Disponível em: <http://gusek.sourceforge.net/gusek.html>. [Acesso em 2014].
- Hagan, M. T. & Behr, S. M. (1987). The time series approach to short term load forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 2, pp. 785-791.
- Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. & Marnay, C. (2007). Microgrids. *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 78-94.
- HOMER Energy (2015). *Global standard in microgrid software*. [Online]. Disponível em: <http://www.homerenergy.com/index.html>. [Acesso em 2015].
- Hovgaard, T. G., Larsen, L. F. & Jorgensen, J. B. (2011). Robust economic MPC for a power management scenario with uncertainties. *Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC), 2011 50th IEEE Conference on IEEE.*, pp. pp. 1515-1520.
- Huang, S.-J. & Shih, K.-R. (2003). Short-term load forecasting via ARMA model identification including non- Gaussian process considerations. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 18, pp. 673-679.
- Hyosung (2015). *ESS for Future Energy Solutions*. [Online]. Disponível em: [https://d2oc0ihd6a5bt.cloudfront.net/wp-content/uploads/sites/837/2015/06/KEMCO-DDWPresentation\\_Session-I-Junill-Yoon-red.pdf](https://d2oc0ihd6a5bt.cloudfront.net/wp-content/uploads/sites/837/2015/06/KEMCO-DDWPresentation_Session-I-Junill-Yoon-red.pdf). [Acesso em 2017].
- Januzzi, G. & Augustos, C. (2013). Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, pp. 40-46.
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N. & Dimeas, A. (2008). Microgrids management. *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 54-65.

- Ling-ling, L., Li, J., He, P. & Wang, C. (2011). The use of wavelet and theory and ARMA model in wind speed prediction. *Proceedings of the Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology*.
- Logenthiran, T. & Srinivasan, D. (2011). Intelligent management of distributed storage elements in a smart grid. *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, pp. 855-860.
- López-Salamanca, H., Arruda, L., Magatão, L. & Normey-Rico, J. (2014). Using a MILP model for battery bank operation in the “White Tariff” Brazilian context. *5th International Renewable Energy Congress (IREC)*. Hammamet, Tunisia, pp. 1-6.
- López-Salamanca, H., Arruda, L., Magatão, L. & Normey-Rico, J. (2018). Optimization of grid-tied microgrids under binomial differentiated tariff and net metering policies: a Brazilian case study. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*. <https://doi.org/10.1007/s40313-018-0403-x>
- Lotfi, H. & Khodaei, A. (2017). AC versus DC microgrid planning. *IEEE Transactions On Smart Grid*, 8(1), pp. 296-304.
- Magatão, L. (2005). Mixed integer linear programming and constraint logic programming: towards a unified modeling framework. *Doctoral Thesis*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. [Online]. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/86>. [Acesso em 2016].
- Makridakis, S., Wheelwright, S. C. & Hyndman, R. J. (1998). *Forecasting Methods and Applications*. s.l.:John Wiley & Son.
- Manwell, J. & McGowan, J. (1993). Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, Volume 50, pp. 399-405.
- Meibom, P., Barth, R., Hasche, B., Brand, H., Weber, C., O'Malley, M. (2011). Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1367-1379.
- MICROGRIDS (2004). Large scale integration of micro-generation to low voltage grids. EU Contract ENK5-CT-2002-00610. [Online]. Disponível em: [http://www.microgrids.eu/micro2000/delivarables/deliverable\\_dg2.pdf](http://www.microgrids.eu/micro2000/delivarables/deliverable_dg2.pdf) [Acesso em 2015].
- MME (2017). Plano decenal de expansão de energia 2026. [Online]. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026\\_versao\\_para\\_publicacao\\_08\\_dez2017.pdf](http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026_versao_para_publicacao_08_dez2017.pdf). [Acesso em 2018].
- Morato, M. M., Mendes, P. R. C., Normey-Rico, J. E. & Bordons, C. (2017). Optimal operation of hybrid power systems including renewable sources in the sugar cane industry. *IET Renewable Power Generation*, 20 July, pp. 1237 - 1245.
- Morstyn, T., Hredzak, B. & Agelidis, V. G. (2016). Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview. *Transactions on Smart Grid*.
- Moura (2015). Tecnologia SPV: um passo à frente na evolução das baterias estacionárias. Catálogo Técnico. [Online]. Disponível em: [http://neosolar.com.br/media/pdf/manuais/moura\\_baterias\\_estacionarioas\\_clean\\_pt.pdf](http://neosolar.com.br/media/pdf/manuais/moura_baterias_estacionarioas_clean_pt.pdf). [Acesso em 2015].

- Nehrir, M. H., Wang, C., Strunz, K., Aki, H., Ramakumar, R., J. Bing, Z. Miao, Z. S. (2011). A review of hybrid renewable /alternative energy systems fo electric power generation : Configurations, control, and applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Volume 2, pp. 392-403.
- Ohtsuka, Y., Oga, T. & Kakamu, K. (2010). Forecasting electricity demand in Japan: A Bayesian spatial autoregressive ARMA approach. *Computational Statistics and Data Anlysis*, Volume 54, pp. 2721-2735.
- Olivares, D. E., Lara, J. D., Canizares, C. A. & Kazerani, M. (2015). Stochastic predictive energy management system for isolated microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 2681-2693.
- Palizban, O., Kauhaniemi, K. & Guerrero, J. M. (2014). Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 36, p. 428–439.
- Palma-Behnke, R, Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., Sáez, D. (2013). A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume 4, pp. 996-1006.
- Pappas, S., Ekonomou, L., Karamousantas, D., Chatzarakis, G., Katsikas, S., Liatsis, P. (2008). Electricity demand loads modeling using AutoRegressive Moving Average (ARMA) models. *Energy*, Volume 33, pp. 1353-1360.
- Parisio, A. & Glielmo, L. (2011). Energy efficient microgrid management using model predictive control. *50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference*. Orlando, USA, s.n.
- Parisio, A., Rikos, E. & Glielmo, L. (2014). A model predictive control approach to microgrid operation optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, Volume 22, pp. 1813-1827.
- Parisio, A., Rikos, E. & Glielmo, L. (2016). Stochastic model predictive control for economic/environmental operation management of microgrids: An experimental case study. *Journal of Process Control*, Volume 43, pp. 24-37.
- Pawlowski, A. (2012). Predictive control strategies for disturbance compensation. *Doctoral Thesis*. Departamento de Lenguajes y Computación. Universidad de Almería. Almería, España.
- Pedro, H. T. C. & Coimbra, C. F. M. (2012). Assessment of forecasting techniques for solar power production with no exogenous inputs. *Solar Energy*, Volume 86, pp. 2017-2028.
- Peukert, W. (1897). Über die Abhängigkeit der Kapazität von der Entladestromstärke bei Bleiakumulatoren. *Elektrotechnische Zeitschrift*, Volume 18, pp. 20-21.
- Pimenta, C. M. (2015). *Modelagem de cenários de armazenamento de energia com deslocamento de carga*. Dissertação de Mestrado Profissional. Programa de Pós-graduação em Desenvolvimento de Tecnologia. Institutos Lactes e Instituto de Engenharia do Paraná. Curitiba. 89p. [Online]. Disponível em: <http://sistemas.lactec.org.br/mestrado/dissertacoes/arquivos/CassioPimenta.pdf> [Acesso em 2015].



- Ratnam, E. L., Weller, S. R. & Kellett, M. C. (2015). Scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing the benefits of net metering. *Applied Energy*, Volume 155, pp. 881-891.
- Ravichandrad, A., Sirouspour, S., Malysz, P. & Emadi., A. (2018). A chance-constraints-based control strategy for microgrids with energy storage and integrated electric vehicles. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume 9, pp. 346-359.
- Reddy, S. S., Bijwe, P. R. & Abhyankar, A. R. (2015). Joint energy and spinning reserve market clearing incorporating wind power and load forecast uncertainties. *IEEE Systems Journal*, Volume 9, pp. 152-164.
- Reikard, G. (2008). Predicting solar radiation at high resolutions: A comparison of time series forecasts. *Solar Energy*, Volume 83, pp. 342-349.
- Schneider (2018). EcoStruxure microgrid advisor and operation. [Online]. Disponível em: <https://www.schneider-electric.com/en/work/solutions/microgrids/>. [Acesso em 2018].
- Sechilariu, M., Wang, B. & Locment, F. (2014). Power management and optimization for isolated dc microgrid. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pp. 1284-1289.
- Sharkh, S. & Doerffel, D. (2006). A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, Volume 155, pp. 395-400.
- Sherali, H. D. (2001). On mixed-integer zero-one representations for separable lower-semicontinuous piecewise-linear functions. *Operations Research Letters*, Volume 28, pp. 155-160.
- Srivastava, A. K., Pandey, A. S. & Singh, D. (2016). Short-term load forecasting methods: a review. *Proc. International Conference on Emerging Trends in Electrical, Electronics and Sustainable Energy Systems*. Sultanpur, India, s.n.
- Torres, J., García, A., Blas, M. D. & Francisco, A. D. (2005). Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain). *Solar Energy*, pp. 65-77.
- Tsikalakis, A. & Hatziargyriou, N. (2011). Centralized control for optimizing microgrids operation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume 23, pp. 241-248.
- Velarde, P., Valverde, L., Maestre, J., Ocampo-Martinez, C., Bordons, C. (2017). On the comparison of stochastic model predictive control strategies applied to a hydrogen-based microgrid. *Journal of Power Sources*, pp. 161-173.
- Vergara-Dietrich, J.D., Morato, M.M., Mendes, P. R.C., Cani, A., Normey-Rico, J.E., Bordons, C. (2017). Advanced chance-constrained predictive control for the efficient energy management of renewable power systems. *Journal of Process Control*.
- Yan, J. & Bitmead, R. R. (2005). Incorporating state estimation into model predictive control and its application to network traffic control. *Automatica*, pp. 595-604.
- Yao, J. & Venkitasubramaniam, P. (2015). Optimal end user energy storage sharing in demand response. *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)* Miami, s.n.

- Yu, Z., Jia, L., Murphy-Hoye, M. C., Pratt, A., Tong, L. (2013). Modeling and stochastic control for home energy management. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 2244-2255.