

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARCELO PIVETA**

**SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA UNIDADES  
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM MÚLTIPLOS INVERSORES**

**DISSERTAÇÃO**

**PATO BRANCO**

**2024**

**MARCELO PIVETA**

**SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA UNIDADES  
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM MÚLTIPLOS INVERSORES**

**ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR MULTI-INVERTER DISTRIBUTED  
GENERATION UNITS**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Mestre(a) em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Emerson Giovani Carati  
Coorientador: Prof. Jean Patric da Costa

**PATO BRANCO**

**2024**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

Esta licença permite que outros remixem, adaptem e criem a partir do seu trabalho para fins não comerciais e, embora os novos trabalhos tenham de lhe atribuir o devido crédito e não possam ser usados para fins comerciais, os usuários não têm de licenciar esses trabalhos derivados sob os mesmos termos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



**Ministério da Educação**  
**Universidade Tecnológica Federal do Paraná**  
**Campus Pato Branco**



MARCELO PIVETA

**SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM  
MÚLTIPLOS INVERSORES**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Sistemas E Processamento De Energia.

Data de aprovação: 22 de Fevereiro de 2024

Dr. Emerson Giovani Carati, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Marco Jung, Doutorado - Hochschule Bonn-Rhein-Sieg

Dr. Rafael Cardoso, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 17/04/2024.

## RESUMO

PIVETA, Marcelo. **SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM MÚLTIPLOS INVERSORES**. 2024. 118 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2024.

Este trabalho propõe um sistema de gerenciamento de energia (SGE) para unidades de geração distribuída (GD) compostas por múltiplos inversores e conectadas a sistemas de distribuição de média tensão. O SGE tem por objetivo otimizar o despacho da unidade de GD, evitar ocorrências de sobretensão excessiva no ponto de conexão comum (PCC) e maximizar os lucros do proprietário da unidade de GD. A otimização do despacho é feita através da minimização de um índice de desempenho através de um algoritmo de enxame de partículas (PSO). O índice de desempenho proposto é uma das principais contribuições do trabalho, pois permite a minimização do custo da regulação de tensão no PCC através da ponderação financeira do uso de potência ativa e reativa. Além disso, durante períodos de operação com tensão dentro dos limites, o índice de desempenho proposto permite a correção do fator de potência (FP) da unidade de GD, evitando multas. Outra contribuição do trabalho é a concepção do SGE para aplicações em unidades de GD com múltiplos inversores, permitindo a otimização simultânea do despacho de vários conversores sob condições operacionais não uniformes. São apresentadas análises matemáticas e emulações de tempo real para validação do SGE proposto. Os resultados obtidos mostram que a estratégia proposta permite a regulação da tensão e redução do custo de operação de forma superior a outras abordagens apresentadas na literatura.

**Palavras-chave:** Gerenciamento de Energia. Otimização. Controle. Geração Fotovoltaica.

## ABSTRACT

PIVETA, Marcelo. **Energy Management System for Multi-Inverter Distributed Generation Units**. 2024. 118 p. Dissertation (Master's Degree in Electrical Engineering) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2024.

This work proposes an Energy Management System (SGE) for Distributed Generation (GD) units composed of multiple inverters and connected to medium voltage distribution systems. The EMS aims to optimize the dispatch of the DG unit, prevent occurrences of excessive overvoltage at the common connection point (PCC), and maximize the profits of the DG unit owner. The dispatch optimization is achieved through minimizing a performance index using a Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm. The proposed performance index is one of the main contributions of this work, as it allows the minimization of voltage regulation costs at the CCP by financially weighting the use of active and reactive power. Moreover, during operational periods with voltage within limits, the proposed performance index enables the correction of the power factor (FP) of the DG unit, thus avoiding penalties. Another contribution of this work is the design of the EMS for applications in DG units with multiple inverters, allowing the simultaneous optimization of dispatch for several converters under non-uniform operational conditions. Mathematical analyses and real-time emulations are presented to validate the proposed EMS. The obtained results demonstrate that the proposed strategy allows voltage regulation and operation cost reduction more effectively than other approaches presented in the literature.

**Keywords:** Energy Management. Optimization. Control. Photovoltaic Generation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Previsão de expansão da geração distribuída fotovoltaica no Brasil até 2032. Baseado em EPE (2022). . . . .	15
Figura 2	– Diagrama ilustrativo de uma rede convencional e uma rede inteligente. . . . .	16
Figura 3	– Diagrama ilustrativo de um SGE. . . . .	17
Figura 4	– Unidade FV de geração distribuída. (a) Modelo distribuído. (b) Modelo agregado equivalente. . . . .	20
Figura 5	– Modelo $\pi$ para linhas elétricas. Fonte: Adaptado de Kundhur (1994). . . . .	29
Figura 6	– Modelo série para linhas elétricas curtas. Fonte: Adaptado de Kundhur (1994). . . . .	30
Figura 7	– Modelo de sistema de distribuição e unidade de GD fotovoltaica. . . . .	30
Figura 8	– Rede inteligente conceitual, com destaque aos elementos abordados. . . . .	32
Figura 9	– Funcionalidades típicas de uma rede inteligente. Fonte: Adaptado de Khan <i>et. al</i> (2022). . . . .	32
Figura 10	– Topologias de conversão para sistemas fotovoltaicos típicos. . . . .	36
Figura 11	– Etapas de <i>hardware</i> e estrutura de controle de um inversor típico. Fonte: Baseado em Barbosa <i>et. al</i> , 2021. . . . .	38
Figura 12	– Impacto da operação em LPPT sobre o ponto na curva P-V de um arranjo fotovoltaico. Em vermelho: deslocamento à direita do ponto de MPP. Em azul: deslocamento à esquerda do ponto de MPP. Fonte: Baseado em Tafti <i>et. al</i> , 2022. . . . .	40
Figura 13	– Curvas de eficiência de um inversor comercial típico para aplicação em GD-FV. Fonte: Adaptado de Sungrow, 2020. . . . .	41
Figura 14	– Tipos de limitações ao despacho de reativos em inversores. (a) Potência reativa limite e potência ativa mínima. (b) Fator de potência limite e potência aparente mínima. (c) Função DSTATCOM. Fonte: Adaptado de Brito <i>et. al</i> , 2021. . . . .	42
Figura 15	– Margem de reativos máxima utilizando os modelos agregado (vermelho) e distribuído (preto) para unidade de GD-FV com dois inversores. (a) Vista 1. (b) Vista 2) . . . . .	44
Figura 16	– Erro médio e erro máximo entre os modelos agrupado e distribuído da unidade de GD-FV em função do número de inversores. . . . .	45
Figura 17	– FP no ponto de conexão em função do FP das cargas locais e potência ativa de geração. . . . .	48
Figura 18	– (a) Fluxo de potência em um sistema de distribuição com GD-FV. (b) Perfil de tensão conforme sentido do fluxo de potência ativa. (c) Diagrama fasorial para fluxo de potência no sentido convencional. (d) Diagrama fasorial para fluxo de potência reverso. Fonte: Adaptado de Gui <i>et. al</i> , 2021. . . . .	50
Figura 19	– Impacto do processamento de reativos e LPA sobre o FP e regulação de tensão . . . . .	51
Figura 20	– Fluxograma geral do SGE proposto. . . . .	54

Figura 21 – Comparação das superfícies obtidas para o custo do despacho. (a) Sem remoção da descontinuidade. (b) Com a remoção da descontinuidade. (c) Curvas de nível sem a remoção da descontinuidade. (d) Curvas de nível com a remoção da descontinuidade. . . . .	59
Figura 22 – Unidade de GD-FV conectada a um sistema de distribuição de média tensão radial. . . . .	61
Figura 23 – Comportamento da curva sigmoide para diferentes valores de $\delta V$ e $\epsilon_G$ . . . . .	65
Figura 24 – Gráficos das componentes do custo de despacho modificado. (a) $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$ . (b) $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$ . (c) $\mathcal{J}(P_g, Q_g, V_g)$ . . . . .	66
Figura 25 – Análise comparativa para diversos valores de $\Delta P_{lim}$ . (a) Tensão no PCC. (b) Potência ativa líquida injetada na rede ( $P_g$ ). . . . .	70
Figura 26 – Oscilação de tensão no PCC para a estratégia proposta de LPA para diferentes valores de $V_{hist}$ e RCC. . . . .	71
Figura 27 – Possibilidades de definição de $P_{max}$ . (a) Sem LPA e excedente de energia ativa. (b) Limite de despacho imposto pela potência disponível no arranjo FV. (c) Limite de despacho imposto pela LPA. . . . .	73
Figura 28 – Definição da região $\mathcal{Q}$ e erro da máxima potência reativa disponível para um modelo agregado. . . . .	74
Figura 29 – Definição da região $\mathcal{D}$ . . . . .	75
Figura 30 – Interpretação gráfica dos termos da matriz $p_{dif}$ . . . . .	80
Figura 31 – Definição das parcelas iniciais dos elementos de $\mathbf{q}$ . . . . .	83
Figura 32 – Definição dos indicadores $q_r$ para a segunda etapa da divisão de potência reativa. . . . .	86
Figura 33 – Diagrama do sistema de distribuição e rede inteligente local analisados	90
Figura 34 – Diagrama do SGE proposto, ilustrando a sequência de execução e o fluxo de dados. . . . .	91
Figura 35 – Sistema analisado com modelo IEEE 13-barras. . . . .	92
Figura 36 – Plataforma de testes em RTDE utilizada. . . . .	93
Figura 37 – Dados de irradiância e carga local utilizados. . . . .	93
Figura 38 – Comparativo entre diferentes métodos para divisão de comandos de LPA e processamento de reativos. (a) Capacidade restante de reativos. (b) MAE da potência aparente dos conversores. (c) RMSE da potência aparente dos conversores. . . . .	94
Figura 39 – Análise do tempo de execução do SGE proposto. (a) Tempo de execução da etapa de otimização. (b) Tempo de execução da etapa de divisão de potências. (c) Tempo total de execução do SGE proposto. . . . .	95
Figura 40 – Resultado de RTDE para o SGE em uma unidade de GD-FV com 4 inversores. (a) Potência ativa. (b) Potência Reativa. (c) Potência Aparente. (d) Potência ativa com ativação de LPA. (e) Potência reativa com ativação de LPA. (f) Potência aparente com ativação de LPA. (g) Potência ativa durante alta demanda de potência reativa. (h) Potência reativa durante alta demanda de potência reativa. (i) Potência aparente durante alta demanda de potência reativa. . . . .	96
Figura 41 – Comparativo entre estratégias operacionais para controle de unidades de GD-FV. (a) Fator de potência. (b) Tensão no PCC. (c) Custo normalizado. (d) Desvio médio da potência aparente entre inversores. . . . .	97
Figura 42 – Comparativo dos custos operacionais entre diferentes estratégias. . . . .	98

Figura 43 – Análises adicionais do cenário apresentado. (a)-(d) Comparativo entre a potência ativa disponível nos arranjos FV e o despacho. (e) Limitação de potência ativa de cada inversor. (f) Custo da limitação de despacho de ativos. (g) Impacto financeiro de $C_v$ . . . . .	99
Figura 44 – Comparativo de despacho durante operação com e sem o uso do termo $\mathcal{J}_{ov}$ . (a) Potência ativa. (b) Potência reativa. (c) Potência aparente. (d) Fator de potência. . . . .	101
Figura 45 – Comparativo da LPA com e sem o uso de $\mathcal{J}_{ov}$ . (a) Limitação média. (b) Custo acumulado da LPA. . . . .	101
Figura 46 – Resposta do SGE para um degrau de tensão. (a) Potência ativa. (b) Potência reativa. (c) Potência aparente. (d) Fator de potência. (e) Tensão no PCC. . . . .	102
Figura 47 – Resultado de simulação do SGE operando em unidade de GD-FV com inversores de potências nominais diferentes. . . . .	104
Figura 48 – Resultados adicionais para a simulação da unidade de GD-FV com inversores diferentes. (a) Referência de potência reativa. (b) Fator de potência dos conversores. . . . .	105



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão de conexão em função da potência CA de geração instalada. . .	29
Tabela 2 – Comparativo entre diferentes topologias de conversão para sistemas fotovoltaicos. . . . .	36
Tabela 3 – Atrasos toleráveis típicos para sistemas de comunicação em redes inteligentes. Adaptado de Yadav et. al, 2020 . . . . .	46
Tabela 4 – Intervalos de qualidade de tensão. . . . .	64
Tabela 5 – Parâmetros do SGE, sistema de distribuição e unidade de GD-FV. . .	93

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electro-Technical Commission</i>
GD	Geração Distribuída
FV	Fotovoltaica
PCC	Ponto de Conexão Comum
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
RIR	Razão Indutivo-Resistiva
RCC	Razão de Curto-Circuito
FP	Fator de Potência
SGE	Sistema de Gerenciamento de Energia
GA	Algoritmo Genético
PSO	Algoritmo de Enxame de Partículas
EVs	Veículos Elétricos
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
SAE	Sistemas Armazenadores de Energia
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
LPPT	Rastreamento do Ponto de Potência Limitada
FPPT	Rastreamento do Ponto de Potência Flexível
SIN	Sistema Interligado Nacional
DSP	Processador Digital de Sinais
DSTATCOM	Compensador Estático Síncrono de Distribuição
LPA	Limitação de Potência Ativa
MAE	Erro Médio Absoluto
RMSE	Raiz do Erro Médio Quadrático

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Região de operação onde não há violação do fator de potência
$\beta$	Região de operação onde há violação do fator de potência mas não há excedente de potência ativa
$\gamma$	Região de operação onde há violação do fator de potência e há excedente de potência ativa
$\delta V$	Parâmetro de controle da faixa de tensão de atuação da sigmóide
$\epsilon_g$	Parâmetro de controle da inclinação da sigmóide
$\theta_r$	Ganho relativo entre despacho econômico e regulação de tensão
$\Delta V$	Desvio de tensão
$\Delta P_{lim}$	Variação da potência limite
$\mathcal{J}$	Índice de desempenho proposto
$\mathcal{J}_D$	Parcela do índice de desempenho para ponderação do despacho econômico
$\mathcal{J}_{ov}$	Parcela do índice de desempenho para ponderação da atuação na sobretensão por meio de energia reativa
$\mathcal{D}$	Domínio de busca do PSO
$\mathcal{K}$	Restrição do domínio de busca relacionada à potência aparente máxima
$\mathcal{T}$	Restrição do domínio de busca relacionada à potência ativa máxima
$\mathcal{Q}$	Restrição do domínio de busca relacionada à capacidade de reativos dos inversores
$C_{LPA}$	Custo financeiro da limitação de potência ativa
$C_v$	Custo financeiro total relacionado à correção de tensão
$C_d$	Custo financeiro total do despacho
$FP_r$	Fator de potência de referência
$FP_g$	Fator de potência medido no PCC
$n$	Número de inversores na unidade de GD-FV
$it$	Contador do processo iterativo de divisão de potência reativa
$n_l$	Número de inversores que recebem comandos de limitação de potência ativa
$P_g$	Potência ativa líquida na rede de distribuição no PCC
$P_t$	Potência ativa total injetada pelos múltiplos inversores da unidade GD-FV
$P_L$	Potência ativa das cargas locais
$P_{pv}$	Potência ativa disponível no arranjo fotovoltaico
$P_{lim}$	Potência ativa limite para despacho
$p_l$	Comando de limitação de potência ativa
$\mathbf{p}$	Vetor com os comandos de limitação de potência ativa dos inversores
$Q_g$	Potência reativa líquida na rede de distribuição no PCC
$Q_t$	Potência reativa total injetada pelos múltiplos inversores da unidade GD-FV

$Q_L$	Potência reativa das cargas locais
$Q_{av}$	Margem de potência reativa disponível na unidade de GD-FV
$Q_{ref}$	Potência reativa de referência para a unidade de GD-FV
$q$	Comando de potência reativa
$\mathbf{q}$	Vetor com os comandos de potência reativa dos inversores
$V_m$	Tensão máxima admissível
$V_b$	Tensão no barramento de geração
$V_{trh(P)}$	Tensão de início da redução da limitação de potência ativa
$V_{trh(Q)}$	Tensão de início da atuação na sobretensão por potência reativa
$V_g$	Tensão no PCC
$R_g$	Resistência equivalente do sistema de distribuição vista do PCC
$X_g$	Reatância equivalente do sistema de distribuição vista do PCC

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	REVISÃO DA LITERATURA SOBRE SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
1.2	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	23
1.2.1	Contribuições do trabalho	25
1.2.2	Publicações	26
1.2.3	Estrutura do trabalho	26
<b>2</b>	<b>SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA</b>	<b>28</b>
2.1	INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO	28
2.2	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	28
2.3	REDES INTELIGENTES	31
2.3.1	Geração Distribuída	33
2.3.1.1	Painéis e arranjos fotovoltaicos	35
2.3.1.2	Inversores	37
2.3.1.3	Unidades de GD com múltiplos inversores	42
2.3.2	Requisitos de comunicação	45
2.4	DEGRADAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA	47
2.5	ELEVAÇÃO DE TENSÃO CAUSADA PELA INSERÇÃO DE GD	49
2.6	RELAÇÃO ENTRE A CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA E A REGULAÇÃO DE TENSÃO	51
2.7	RESUMO DO CAPÍTULO	52
<b>3</b>	<b>SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM REDES INTELIGENTES</b>	<b>54</b>
3.1	ESTRUTURA GERAL DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA	54
3.2	ÍNDICE DE DESEMPENHO PARA OTIMIZAÇÃO DE DESPACHO	55
3.3	LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA	66
3.4	ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO	72
3.5	ESTRATÉGIA DE DIVISÃO DE COMANDOS DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA	76
3.5.1	Divisão da Referência de Limitação de Potência Ativa	76
3.5.2	Divisão da Referência de Potência Reativa	82
3.6	RESUMO DO CAPÍTULO	88
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>90</b>
4.1	SISTEMA ANALISADO E PLATAFORMA DE EMULAÇÃO	90
4.2	RESULTADOS ANALÍTICOS	93
4.3	RESULTADOS DE RTDE	95
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>106</b>

**REFERÊNCIAS . . . . . 108**

## 1 INTRODUÇÃO

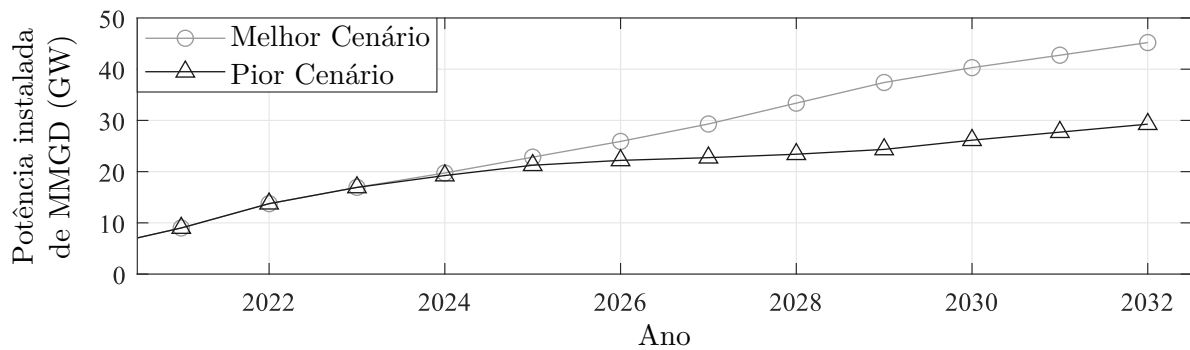
O acelerado avanço tecnológico e o desenvolvimento socio-econômico mundial das últimas décadas têm causado notáveis impactos no setor energético mundial. Conforme apresentado por (IEA, 2022), o consumo de energia elétrica no mundo cresceu de 4.388,89 TWh no ano de 1971 para aproximadamente 2.2861,11 TWh no ano de 2021. Este aumento na demanda também é verificado no cenário energético brasileiro. No país, o consumo de energia elétrica aumentou 17% na última década, variando de 419,01 TWh em 2010 (EPE, 2010) para 493,46 TWh em 2021 (EPE, 2021).

Uma parcela significativa da matriz energética mundial é composta por fontes não renováveis, como carvão e gás natural (IEA, 2021). Para acompanhar a crescente demanda por energia, novas fontes passaram a receber mais interesse nos últimos anos, dentre as quais, pode ser destacada a geração fotovoltaica. No Brasil, conforme apresentado no Balanço Energético Nacional 2021 (EPE, 2021), a energia fotovoltaica representa singelos 2,47% do total da matriz nacional. Entretanto, esta parcela tende a se tornar consideravelmente mais significativa nos próximos anos.

De acordo com previsões apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022), é esperado que a capacidade instalada de geração fotovoltaica no país passe dos atuais 13,75 GW para 29,3 GW a 45,2 GW em 2032. O grande intervalo entre as previsões para 2032 se devem, principalmente, às mudanças recentes nas leis e normativas que regem o setor de micro e mini GD no Brasil (ANEEL, 2021; ANEEL, 2023). Em especial, destaca-se a Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), que estabelece a cobrança de uma nova tarifa para remunerar as concessionárias de energia pelo uso do sistema de distribuição durante a injeção de energia elétrica na rede por parte das unidades de GD. Esta nova tarifa é incrementada gradualmente entre os anos de 2023 e 2028, e em 2029 uma regra definitiva será estabelecida para vigorar até o ano de 2045.

Devido à atual incerteza em relação à regra definitiva futura, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 apresenta previsões para diversos cenários. São considerando desde a revogação completa da nova tarifa imposta pela Lei 14.300/2022 (melhor cenário) até a oneração integral do consumidor por conta do uso do sistema de distribuição para injeção de energia (pior cenário), bem como casos intermediários. A figura 1 mostra as previsões da expansão prevista para mini e micro geração distribuída (MMGD), considerando

os cenários extremos.



**Figura 1 – Previsão de expansão da geração distribuída fotovoltaica no Brasil até 2032. Baseado em EPE (2022).**

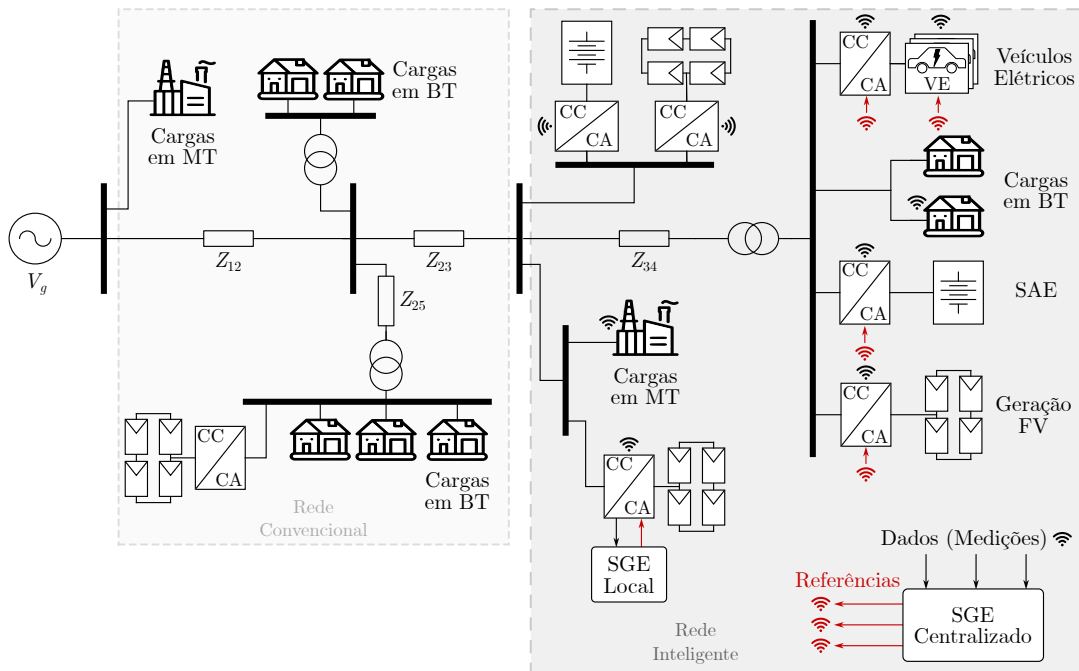
A matriz elétrica brasileira é, tradicionalmente, composta principalmente pela geração hídrica de energia. Entretanto, com o aumento da inserção de unidades fotovoltaicas, deve ter sua parcela relativa na matriz nacional reduzida dos atuais 58,3% para pouco mais de 45,6% até 2032 (EPE, 2023). Dessa forma, a relevância dos geradores fotovoltaicos para o sistema elétrico nacional deve se tornar cada vez maior, conforme evidenciado na figura 1. Devido à facilidade de instalação e boa adequação a uma ampla faixa de níveis de potência, a geração fotovoltaica tem sido utilizada tanto em grandes centrais geradoras quanto em pequenas unidades distribuída (JANA *et. al*, 2017; TAFTI *et. al*, 2019; ROCKHILL *et. al*, 2011).

A aplicação da energia fotovoltaica de forma distribuída tem sido fator determinante para a mudança no paradigma vigente dos sistemas de distribuição. Esta mudança é impulsionada por outros adventos, como a popularização de veículos elétricos (SALVATTI *et. al*, 2020) e uso de elementos armazenadores em sistemas de distribuição (AL-SAADI *et. al*, 2021). A operação conjunta destes e outros elementos tem fortalecido os conceitos de micro redes (TAYAB *et. al*, 2021; FOULADFAR *et. al*, 2021) e redes inteligentes (YADAV, 2020). A figura 2 ilustra um diagrama básico de componentes típicos de redes inteligentes em comparação a redes convencionais.

A integração de unidades de GD à rede apresenta diversas vantagens tanto para o proprietário da instalação quanto para o operador do sistema de distribuição (COPPO *et. al*, 2016). Para o primeiro, a redução nas tarifas de energia representa lucro financeiro (ANEEL, 2010). Do ponto de vista do operador do sistema elétrico, a geração próxima aos centros de carga permite um alívio das grandes unidades geradoras e sistemas de transmissão, reduzindo as perdas que ocorrem nestes estágios do sistema elétrico de



potência (CHRISTY *et. al.*, 2019).



**Figura 2 – Diagrama ilustrativo de uma rede convencional e uma rede inteligente.**

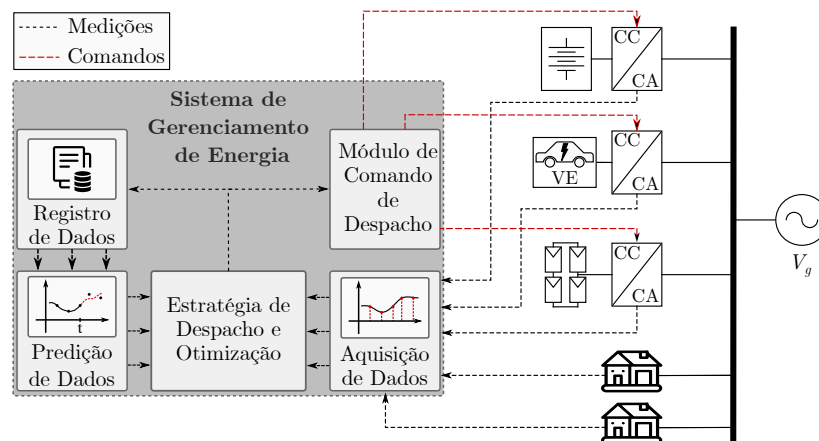
Além da operação convencional, focada no despacho de potência ativa para a rede elétrica, as unidades de GD podem ser usadas para prestação de serviços auxiliares à rede de distribuição (WLODARCZYK *et. al.*, 2015). Dentre algumas aplicações possíveis, podem ser citadas: correção de fator de potência (SOUSA *et. al.*, 2018), regulação de tensão (AHMAD *et. al.*, 2019) e auxílio na sobrevivência de cargas críticas (YADAV *et. al.*, 2020).

Apesar da maior flexibilidade e das diversas vantagens trazidas pela GD, algumas desvantagens também surgem com a integração destes sistemas à rede de elétrica. A natureza intermitente da geração fotovoltaica torna o planejamento energético de longo prazo extremamente complexo (ARKHANGELSKI *et. al.*, 2021). Ademais, grande parte dos sistemas, especialmente os de menor potência, conectados às redes de baixa e média tensão, operam de forma autônoma, apenas despachando o máximo de potência ativa (MARZAL *et. al.*, 2018). Problemas como violação dos limites de sobretensão e aumento e alteração do sentido da corrente de curto-circuito podem ocorrer nestes caso (CHRISTY *et. al.*, 2019; AHMAD *et. al.*, 2019).

A injeção controlada de energia reativa na rede elétrica permite um melhor aproveitamento do sistema de GD. Conforme mostrado por (SOUSA *et. al.*, 2018), mesmo para o proprietário do sistema de geração a operação baseada apenas no despacho de potência ativa não é a melhor forma de operação. Esta condição se aplica a unidades de GD

conectadas em média tensão, classificadas como grupo A e com tarifa de energia binômia (ANEEL, 2012). Tais consumidores devem atender requisitos mínimos de FP, o que pode ser comprometido pela GD. Em momentos em que a geração e o consumo de potência ativa são muito próximos, o FP da instalação torna-se severamente degradado. Sem a compensação da potência reativa, a energia ativa gerada na instalação pode gerar multas por baixo FP (ANEEL, 2010), reduzindo os lucros do proprietário. Apesar das questões apresentadas, grande parte dos problemas relacionados às unidades de geração distribuída podem ser mitigados ou eliminados a partir de estruturas de controle do despacho de potência (WLODARCZYK *et. al*, 2015; TAYAB *et. al*, 2021).

Neste sentido, diversos trabalhos são apresentados na literatura com o objetivo de desenvolver estratégias para o melhor aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos. Conforme o *International Electro-Technical Commission* (IEC), um SGE é definido como “um sistema computacional composto de uma plataforma de *software* que provê serviços de suporte básico e um conjunto de aplicações que fornecem a funcionalidade necessária para a efetiva operação da geração e transmissão elétrica de forma a garantir a adequada segurança do fornecimento de energia ao mínimo custo possível” (IEC, 2005). A figura 3 ilustra um diagrama básico de um sistema de gerenciamento de energia (SGE) genérico.



**Figura 3 – Diagrama ilustrativo de um SGE.**

Battula *et. al* (2021) e Ahmad *et. al* (2023), apresentam revisões do estado da arte sobre sistemas de gerenciamento de energia para micro redes. Tais sistemas podem ser classificados de diversas formas: centralização do controle, método de solução, objetivo, entre outros (YADAV *et. al*, 2021). A centralização do controle, juntamente com os sistemas de comunicação, definem o fluxo de informações que ocorre no sistema. O método de solução é a forma como o gerenciador resolve as expressões pertinentes à tomada de decisão.

O objetivo define sob qual aspecto da operação da rede inteligente o gerenciamento deve atuar.

Em relação à centralização do controle, os gerenciadores podem ser classificados como centralizados, descentralizados ou distribuídos. No primeiro caso, as informações são coletadas em uma central de processamento que trata os dados e distribui os comandos aos elementos da rede inteligente. Nos sistemas descentralizados, os elementos da rede possuem comunicação limitada com outros componentes. Já em sistemas distribuídos, os elementos da rede comunicam-se entre si, estabelecendo um fluxo constante de informações (AL-SAAD *et. al.*, 2021; BATTULA *et. al.*, 2021).

A centralização do controle do gerenciamento está diretamente ligado com o sistema de comunicação a ser empregado. Gerenciadores com controle centralizado são mais dependentes do fluxo de informações e precisam de sistemas de comunicação mais robustos. Esta desvantagem é amenizada em sistemas descentralizados e minimizada para sistemas distribuídos (ZAHRAOUI *et. al.*, 2021). Apesar disso, para instalações em uma mesma localidade, redes centralizadas são menos custosas e apresentam bons resultados (POURALTAFI-KHELJAN *et. al.*, 2021).

Em relação aos métodos de solução, diversas abordagens podem ser aplicadas. A resolução das expressões que regem o gerenciamento pode ser classificadas como analíticas (SOUSA *et. al.*, 2018; COPPO *et. al.*, 2016) e numéricas (TAYAB *et. al.*, 2021; WŁODARCZYK *et. al.*, 2015). No primeiro grupo, um modelo matemático é desenvolvido de forma a encontrar a solução na forma de uma expressão fechada para o despacho de potência. Já no segundo grupo, métodos numéricos são aplicados, que resultam em soluções aproximadas para as expressões que regem o despacho de potência.

Os métodos analíticos apresentam soluções exatas para o problema de otimização, mas são viáveis apenas para casos e problemas simples. Para redes com diversos elementos e de tipos variados, as soluções se tornam complexas ou mesmo inviáveis (GANDHI *et. al.*, 2016). As soluções numéricas, por outro lado, apresentam maior flexibilidade de aplicação. Neste caso, a resposta do gerenciador é apenas uma aproximação do despacho ótimo. Esta característica, porém, não é um problema crítico, visto que o erro apresentado pelas soluções numéricas tende a ser baixo (SÁNCHEZ-MORA *et. al.*, 2022; CHEN *et. al.*, 2018).

Dentre as soluções numéricas, destacam-se os métodos heurísticos (AHMAD *et. al.*, 2023). Tais algoritmos realizam uma busca iterativa baseada em gerações, em que

um parâmetro de desempenho é usado para definir qual a melhor solução. Com base em informações das possíveis soluções da geração atual é feita a evolução para a próxima iteração (GANDHI *et. al*, 2016). Alguns exemplos de métodos heurísticos são os algoritmos genéticos (GA, do inglês *Genetic Algorithm*), otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês *Particle Swarm Optimization*), entre outros. Tais métodos são interessantes pois requerem uma quantidade relativamente pequena de informações sobre a rede a ser otimizada, visto que a busca pela solução é baseada apenas no critério de desempenho e em restrições que tenham sido modeladas (CHEN *et. al*, 2018; VISHNU, KUMAR, 2020).

O objetivo do SGE se relaciona com o aspecto operacional da rede inteligente sobre o qual o gerenciador atua. Conforme apresentado em Zahraoui *et. al* (2021), Battula *et. al* (2021) e Al-Saadi *et. al* (2021), as aplicações dos sistemas de gerenciamento de energia são variadas. Alguns dos objetivos mais recorrentes na literatura são a maximização dos ganhos financeiros por parte do operador dos elementos da rede inteligente (SOUSA *et. al*, 2018), redução de intermitência e melhora da previsibilidade (ARKHANGELSKI *et. al*, 2021) e regulação de condições operacionais (AHMAD *et. al*, 2019). Um mesmo sistema de gerenciamento pode ser multiobjetivo e, também, ajustar o foco de operação com base em comandos externos e nas informações coletadas.

Representações coerentes e adequadas para as unidades FV e demais componentes das redes inteligentes são necessárias para o estudo dos SGE. Os modelos podem ser classificados em agregados e distribuídos (NGAMROO *et. al*, 2022). Modelos agregados são mais simples, visto que agrupam as dinâmicas de diversos componentes da rede inteligente a fim de se obter uma dinâmica única que aproxima o comportamento dos vários elementos a partir de um único componente. Além disso, devido à esta simplificação, permitem a análise de mais elementos em conjunto. Entretanto, algumas dinâmicas relevantes podem ser desconsideradas. Modelos distribuídos são mais detalhados e permitem avaliar dinâmicas mais complexas, além de permitir as individualidades de cada um dos elementos da rede considerados.

Em relação a unidades PV, a maioria dos trabalhos desconsidera os múltiplos elementos de uma planta PV conectada em média tensão, utilizando modelos agregados. Entretanto, algumas dinâmicas de plantas FV com múltiplos inversores só podem ser devidamente avaliadas com a representação individualizada dos conversores da planta (ALGHAMDI *et. al*, 2022; CAVAZZANNA *et. al*, 2018). Isto é válido, também, para

análises de SGE que consideram condições de operação não-uniformes para os inversores e demais elementos da planta FV. A figura 4 mostra um comparativo entre um modelo agregado e um modelo distribuído de uma planta FV composta por  $n$  inversores iguais de potência  $S_{inv}$ .

Ambos os modelos exibidos na figura 4 são equivalentes em relação a algumas características como: potência nominal do arranjo FV, capacidade nominal dos inversores, entre outros. Porém, restrições e limitações individuais dos conversores são representadas apenas por modelos distribuídos, como da figura 4(a). Conforme analisado por Ngamroo *et. al* (2022), tais restrições podem ser significativas e devem ser avaliadas.

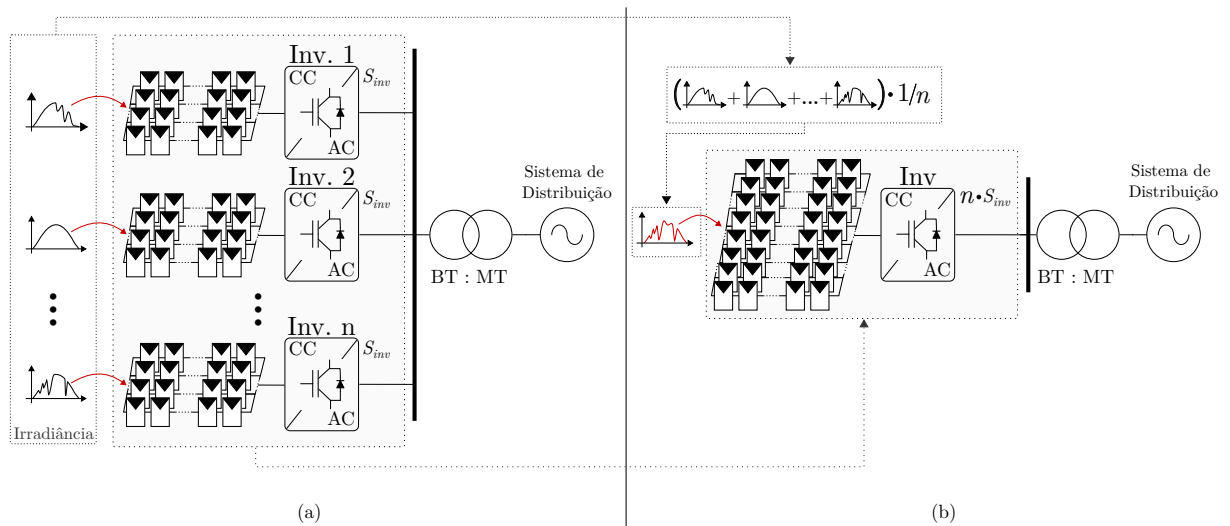


Figura 4 – Unidade FV de geração distribuída. (a) Modelo distribuído. (b) Modelo agregado equivalente.

## 1.1 REVISÃO DA LITERATURA SOBRE SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em relação ao gerenciamento com foco nos lucros financeiros, Sousa *et. al* (2018) apresenta um sistema de otimização baseado nas normativas brasileiras (ANEEL, 2010). O gerenciador desenvolvido em Sousa *et. al* (2018) tem por objetivo a correção do fator de potência de uma instalação de geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de distribuição de média tensão. Esta correção é feita para evitar multas ao proprietário da instalação por injeção de reativo excessivo na rede, obtendo, assim, o maior lucro possível. A solução apresentada é analítica e utiliza o método dos multiplicadores de Lagrange para minimização de uma função custo que define o despacho de potência. É mostrado que a receita obtida com o método proposto é superior à alcançada com a operação baseada

apenas no despacho de potência ativa. Dependendo do porte da unidade geradora e das características da rede de distribuição, o despacho de potência conforme a metodologia apresentada pode resultar em sobretensões acima dos limites normativos.

Um ponto recorrente nos sistemas de gerenciamento de energia é a utilização de estruturas de previsão (BATTULA *et. al*, 2021). Tais elementos são utilizados de forma a estimar o comportamento futuro de alguma variável relevante com base nas informações coletadas em períodos anteriores e atuais. Algumas das aplicações mais comuns são a previsão de perfil de carga (ARKHANGELSKI *et. al*, 2021) e previsão de parâmetros físicos que afetam a geração (irradiância, temperatura, entre outros) (TAYAB *et. al*, 2021; FOULADFAR *et. al*, 2021). Apesar de trazerem vantagens como certa previsibilidade aos sistemas de gerenciamento, as unidades de predição também apresentam algumas desvantagens, como, por exemplo: necessidade de armazenamento de grande quantidade de dados, métodos baseados em modelos matemáticos geralmente complexos e dificuldade de previsão a longo prazo (AL MAMUN *et. al*, 2020).

Outros elementos apresentados em diversos trabalhos são os armazenadores de energia (AL-SAADI *et. al*, 2021). Tayab *et. al* (2021) apresenta um gerenciador de energia para uma micro rede considerando a integração com sistema de armazenamento por baterias e geração fotovoltaica. São aplicados métodos baseados em redes neurais para previsão de carga e geração. A micro rede considerada, porém, é de escala residencial, com baixa potência e poucos elementos. Além disso, não são considerados armazenadores dinâmicos, como veículos elétricos.

Fouladfar *et. al* (2021) apresenta um sistema de gerenciamento considerando a presença de veículos elétricos e estruturas de previsão de carga e geração. O foco do trabalho, porém, é na integração com o sistema de resposta de demanda. Ainda, assim como Tayab *et. al* (2021), é considerada apenas uma rede inteligente residencial de baixa potência. Em relação a gerenciadores para redes inteligentes com armazenadores dinâmicos, Salvatti *et. al* (2020) apresenta uma estratégia de gerenciamento para estacionamentos de EVs em redes inteligentes utilizando programação dinâmica. As questões referentes às unidades de geração fotovoltaica, porém, são abordadas superficialmente.

Em Ahmad *et. al* (2019), uma aplicação de gerenciamento focada na melhoria das condições operacionais da rede é apresentada. A metodologia proposta é aplicada para calcular o despacho de energia reativa para efetuar a correção do fator de potência

e da tensão nas barras do sistema de potência. O trabalho baseia-se nos conceitos de fluxo de potência e matriz admitância. Entretanto, o valor exato das impedâncias dos diferentes trechos das linhas de transmissão e distribuição não é um conjunto de parâmetros facilmente mensurável.

Chen *et. al* (2018) apresenta outra abordagem para a otimização do despacho de energia reativa para ajuste da tensão nas barras do sistema de potência. A estratégia proposta é baseada em métodos heurísticos aplicados a uma função objetivo. Entretanto, o trabalho em questão considera a integração com planos de despacho de bancos de capacitores centralizados e transformadores com comutação de posição em carga (OLTC, do inglês *On-Load Tap Changer*). Tais informações não são comumente dispostas para unidades de GD, sendo obtidas por operadores do sistema de distribuição.

Uma estratégia de gerenciamento focada em serviços ancilares é apresentada em Calderaro *et. al* (2014). Um sistema de controle de tensão para redes inteligentes baseados em dois níveis de operação é proposto. Inicialmente, as unidades de GD buscam corrigir a tensão dos barramentos da rede utilizando apenas a potência reativa. Caso esta primeira abordagem não seja suficiente, o gerenciador passa a atuar também sobre o despacho de potência ativa. As expressões do gerenciador proposto, porém, são baseadas em análises de sensibilidade da rede ao despacho de potência, que envolve o conhecimento das características das impedâncias de todos os trechos da rede elétrica que ligam as unidades de GD à subestação.

Acosta-Campas *et. al* (2022) apresenta uma estratégia que pode ser aplicada a um sistema de gerenciamento focado em unidades de GD fotovoltaicas. É proposta uma abordagem de limitação de potência ativa para mitigação de sobretensão. A solução é obtida a partir do método de Monte-Carlo, resolvendo iterativamente o problema do fluxo de potência e avaliando se alguma das restrições de tensão ou capacidade de corrente da rede é infringida. O despacho de reativos para correção da tensão não é abordado. Assim, por atuar apenas sobre a potência ativa, o custo financeiro do despacho não é otimizado.

Cavazzanna *et. al* (2018) apresenta um método para análise de estabilidade de unidades FV com múltiplos inversores conectados em paralelo à rede. O foco do trabalho é no controle primário dos conversores e nas interações entre eles. É apresentado um método para avaliação da estabilidade com base na impedância de saída dos conversores. Apesar de não abordar o gerenciamento de energia, as análises apresentadas evidenciam a relevância

de considerar de forma individualizada os conversores de uma planta multi-inversores.

Alghamdi *et. al* (2022) apresenta uma estratégia de controle secundário para redes inteligentes com múltiplos inversores. A estrutura proposta é uma modificação de controladores droop robustos a fim de reduzir as harmônicas na tensão da rede. A abordagem é focada no controle secundário dos conversores e analisa os inversores como elementos individuais. Um modelo distribuído para a planta FV é utilizado a fim de avaliar a divisão do despacho entre os conversores. Tais análises não são possíveis com um modelo agregado da planta FV. A estratégia apresentada, entretanto, não otimiza o despacho de potência ativa e reativa do ponto de vista financeiro.

Pan (2022) apresenta uma estratégia para divisão de comandos de potência reativa para plantas FV com múltiplos inversores conectadas em média tensão. Os conversores são conectados em paralelo a diferentes transformadores. O algoritmo proposto funciona em duas etapas. Primeiro, a potência reativa demandada da planta FV é dividida entre os transformadores. Em seguida, a parcela de reativos destinada a cada transformador é dividida entre os inversores conectados a este. O objetivo da estratégia é balancear a potência aparente entre os inversores e transformadores com base na potência ativa disponível no arranjo FV de cada conversor. A estratégia apresentada reforça a relevância de modelos distribuídos da unidade de GD para o gerenciamento de energia. O autor, porém, trata de forma abstrata a referência de potência reativa para a planta, não abordando diretamente um objetivo para o despacho. O foco do trabalho é a estratégia de divisão da referência entre conversores.

Ngamroo *et. al* (2022) discute a relevância e as diferenças entre o uso de modelos agregados e distribuídos. O sistema analisado é uma rede inteligente ilhada contendo inversores fotovoltaicos e sistemas armazenadores de energia (SAE) que operam de forma coordenada. O artigo apresenta uma modelagem distribuída para a rede inteligente a fim de aprimorar o projeto de controladores de tensão e frequência. É apresentado um comparativo evidenciado a maior precisão alcançada pelos controladores desenvolvidos com base no modelo distribuído proposto.

## 1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Com base nos trabalhos discutidos na seção anterior, nota-se que há possibilidade de avanços no desenvolvimento de sistemas de gerenciamento de energia para redes



inteligentes com GD fotovoltaica. A metodologia apresentada por Sousa *et. al* (2018) é interessante pois evidencia que operar as unidades de GD no MPP a todo momento não é a melhor estratégia do ponto de vista financeiro nem operacional. Entretanto, a metodologia empregada, baseada em uma solução analítica para o ponto ótimo da função custo, apresenta alguns problemas. Há certa dificuldade em expandir as capacidades do sistema de otimização para outras finalidades além do quesito econômico, visto que a função custo tende a se tornar muito complexa.

Ainda, a estratégia proposta por Acosta-Campas *et. al* (2022) apresenta resultados interessantes do ponto de vista de serviços ancilares. Entretanto, como a mitigação da sobretensão é feita exclusivamente por meio da potência ativa, os ganhos financeiros do despacho não são otimizados. Nesse sentido, a estrutura desenvolvida por Calderaro *et. al* (2014) é vantajosa, visto que limita o despacho de potência ativa apenas se a correção por potência reativa não for suficiente. O trabalho, porém, aplica uma metodologia que depende de profundo conhecimento das impedâncias da rede elétrica, algo não trivial.

Todos os trabalhos citados acima tratam plantas de GD-FV conectadas em média tensão como elementos únicos, a partir de modelos agregados. Em Pan (2022), o modelo distribuído proposto permite considerar condições de operação diferentes para os inversores e transformadores da unidade de GD. Além disso, A estratégia de divisão dos comandos de potência reativa apresentada se mostra eficiente e funcional. Entretanto, o trabalho não aborda a divisão de comandos de limitação de potência ativa.

Nesse sentido, este trabalho propõe o desenvolvimento de um SGE para redes inteligentes de forma a obter avanços em relação aos outros trabalhos apresentados. O gerenciador proposto contempla a operação coordenada de múltiplos inversores de uma unidade de GD fotovoltaica, sujeitos a níveis distintos de irradiância. O gerenciamento é baseado em um sistema de otimização multi-objetivo. A tensão no ponto de conexão deve ser mantida dentro dos limites impostos pelas normativas vigentes. Para isso, o gerenciador deve gerar referências de potência ativa e reativa para os inversores, minimizando os impactos financeiros da regulação da tensão. Nos momentos em que a tensão no ponto de conexão está adequada, o gerenciamento deve priorizar a correção do fator de potência, a fim de evitar multas por energia reativa excessiva. O SGE desenvolvido é focado em unidades de GD-FV conectados a sistemas de distribuição, com linhas de distribuição com comprimento equivalente inferior a 80km entre a barra de geração central e a unidade de

GD.

Conforme apresentado, grande parte dos trabalhos na literatura não abordam unidades de GD-FV compostas por múltiplos inversores. O despacho de potência ativa e reativa são relacionados de forma não linear quanto à capacidade dos inversores e o faturamento da energia. Devido a isso, muitas estratégias de otimização de despacho desenvolvidas para unidades de GD-FV com apenas um inversor não podem ser aplicadas diretamente para o caso de múltiplos conversores. Nesse sentido, este trabalho propõe como principal contribuição o desenvolvimento de um SGE composto por duas etapas: otimização de despacho e divisão de referências de potência. Ambas as etapas do SGE são concebidas de forma a operar em conjunto, viabilizando a aplicação para unidades com um ou múltiplos inversores.

### 1.2.1 Contribuições do trabalho

Com base nos pontos discutidos anteriormente, nota-se que existem lacunas nos trabalhos apresentados na literatura a respeito de sistemas de gerenciamento de energia para unidades de geração distribuída. Apesar de analisados separadamente, questões relativas ao impacto econômico de estratégias de mitigação de sobretensão são pouco discutidas. Além disso, a existência de múltiplos inversores e suas limitações são, geralmente, desprezadas. Neste sentido, este trabalho propõe as seguintes contribuições:

- Definição de um modelo para uma unidade de GD conectada a um sistema de distribuição de média tensão composta por múltiplos inversores. O modelo proposto permite a avaliação da unidade fotovoltaica considerando condições de irradiância não-uniformes sobre os arranjos fotovoltaicos dos inversores.
- Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia para unidades de GD-FV conforme o modelo proposto. O SGE proposto é utilizado para otimizar o despacho de potência dos conversores. O principal objetivo da otimização é mitigar a sobretensão causada pela GD, minimizando os impactos financeiros desta correção sobre os lucros do prosumidor.
- Proposta de um índice de desempenho a ser otimizado pelo SGE. O índice proposto tem base na legislação brasileira de tarifação, modificada para contemplar a atuação

da unidade de GD para mitigação de sobretensão. A otimização do índice proposto é feita utilizando um algoritmo de enxame de partículas. Ainda, o estágio de otimização é desenvolvido de forma a considerar as limitações individuais dos inversores da unidade de GD.

- Concepção de uma estratégia para divisão das referências de potência ativa e reativa entre os inversores. A referência de despacho obtida pelo estágio de otimização é gerada para a unidade de GD como elemento único. Com base nas condições operacionais de cada conversor, o estágio de divisão deve enviar as parcelas de comando de potência para cada inversor. O principal objetivo da divisão dos comandos é balancear o despacho dos conversores com base em suas potências nominais, gerando esforços elétricos mais equilibrados. Dessa forma, o desgaste sobre os conversores se torna mais uniforme e é evitado que alguns inversores operem muito carregados enquanto outros apresentam despachos relativamente pequenos.

### 1.2.2 Publicações

Durante o desenvolvimento do trabalho, foi produzida uma publicação para evento científico. A publicação ligada ao tema deste trabalho é:

- Piveta, M.; Carati, E. G.; Da Costa, J. P.; Bruinsma, G.; Cardoso, R. *Optimal Power Factor Correction and Overvoltage Mitigation in Distributed Generation Unit*. Em: 2022 14th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), Santa Maria, Brazil, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEPOC54972.2022.9976446.

### 1.2.3 Estrutura do trabalho

O restante deste trabalho está estruturado da seguinte maneira:

- No Capítulo 2 são apresentados os modelos adotados para os componentes do sistema de distribuição e unidade de geração distribuída. Além disso, o problema abordado é apresentado e discutido, bem como as normativas e definições adotadas;
- No Capítulo 3 é apresentado o desenvolvimento da estratégia de gerenciamento de energia proposta. São desenvolvidas as principais equações matemáticas necessárias

à implementação do SGE proposto. São, ainda, apresentadas análises quantitativas e qualitativas das estratégias de otimização e divisão de comandos.

- No Capítulo 4 são compilados os principais resultados obtidos com o SGE discutido no capítulo 3. São exibidos resultados obtidos em simulações computacionais e também com o uso de plataformas de emulação de tempo real;
- No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e discutidas ideias para trabalhos futuros. dissertação.

## 2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

### 2.1 INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo são apresentados os elementos que compõem uma rede inteligente, bem como os modelos considerados. São definidas as dinâmicas consideradas nas análises, conforme a modelagem seguida. Os principais elementos de um sistema de distribuição típico e de uma unidade de GD fotovoltaica são discutidos. Além disso, as normativas aplicáveis em relação a faturamento, limites de tensão e FP são apresentadas e servem como alicerce para o desenvolvimento do problema de otimização de despacho, discutido no capítulo 3.

### 2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas elétricos de potência podem ser definidos em algumas etapas distintas: geração, transmissão, distribuição e consumo (KAGAN *et. al*, 2010). A geração é composta, principalmente, pelas grandes unidades geradoras centralizadas. A transmissão e a distribuição são responsáveis por transportar a energia produzida nas centrais geradoras até os centros de consumo através de redes elétricas. A etapa de consumo representa as instalações nas quais a energia elétrica entregue é empregada para os mais diversos fins (indústria, comércio, agricultura, etc...).

As redes elétricas que compõem a transmissão e distribuição são constituídas por linhas elétricas, que podem apresentar diferentes comprimentos, tensão de operação, entre outras características, dependendo da aplicação. Quanto mais potência uma linha transmite, maior tende a ser seu comprimento e os níveis de tensão em que opera (OLIVEIRA *et. al*, 2000).

Conforme definido no Módulo 1 do PRODIST (ANEEL, 2021), as linhas que compõem as redes de transmissão operam com tensão igual ou superior a 230 kV. Junto com as subestações e demais componentes que operam nestes níveis de tensão, compõem a rede básica do sistema interligado nacional (SIN). As linhas, subestações e demais elementos que operam com tensão inferior a 230 kV são caracterizados como de distribuição.

Para se enquadrar como unidade de GD fotovoltaica no Brasil, a central geradora

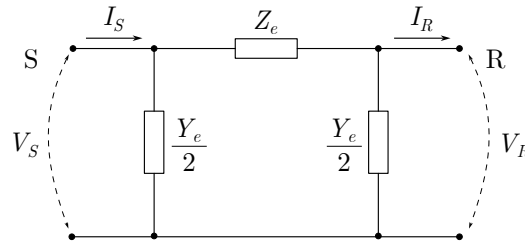
deve possuir potência instalada de geração em corrente alternada igual ou inferior a 3 MW (BRASIL, 2022). Conforme regulamentação imposta pela ANEEL (2021), as unidades de geração devem ser conectadas ao sistema nacional em níveis de tensão compatíveis com a potência instalada. A tabela 1 apresenta os requisitos de tensão para conexão conforme regulamentação vigente.

**Tabela 1 – Tensão de conexão em função da potência CA de geração instalada.**

Potência de geração instalada ( $P_{ins}$ )	Tensão indicada para conexão ( $V_{con}$ )
$P_{ins} \leq 75$ kW	$V_{con} < 2,3$ kV
$75$ kW $< P_{ins} \leq 500$ kW	$V_{con} < 2,3$ kV ou $2,3$ kV $\leq V_{con} < 69$ kV
$500$ kW $< P_{ins} \leq 30$ MW	$V_{con} \geq 2,3$ kV
$P_{ins} \geq 30$ MW	$V_{con} \geq 69$ kV

**Fonte: ANEEL, 2021.**

Assim, de forma a atender as condições apresentadas na tabela 1, as unidades de GD fotovoltaica são conectadas em redes de distribuição. As linhas de distribuição que compõem os sistema de distribuição podem ser modeladas conforme apresentado na figura 5 (KUNDHUR, 1994).



**Figura 5 – Modelo  $\pi$  para linhas elétricas.**  
**Fonte: Adaptado de Kundhur (1994).**

Na figura 5,  $V_r$  e  $V_s$  são as tensões nos pontos extremos da linha.  $Z_e$  e  $Y_e$  são, respectivamente, a impedância série equivalente e a admitância *shunt* equivalente, definidos por

$$Z_e = R_e + jX_e \quad (1)$$

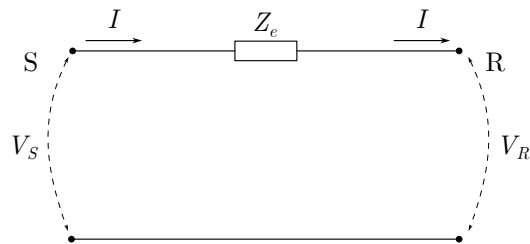
e

$$Y_e = G_e + j\omega C_e. \quad (2)$$

Em (1) e (2),  $R_e$  e  $X_e$  são, respectivamente, a resistência e reatância série equivalentes.  $G_e$  e  $C_e$  são, respectivamente, a condutância e susceptância *shunt* equivalentes. Ainda conforme Kundhur (1994), para linhas de distribuição com tensão de operação inferior a 230 kV (categoria na qual se enquadram as linhas de distribuição) e com comprimento

inferior a 80 km, os termos *shunt* podem ser desprezados. Assim, o modelo equivalente da linha de distribuição passa a ser conforme apresentado na figura 6. O modelo passa a ser descrito apenas pela expressão (1), que pode ser reescrita como

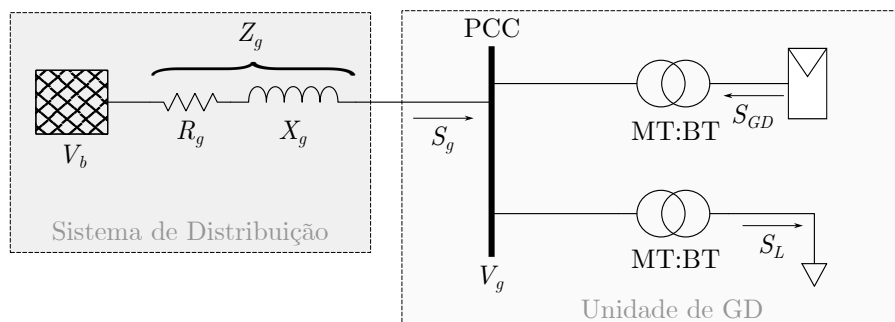
$$Z_e = l \cdot (r_e + jx_e). \quad (3)$$



**Figura 6 – Modelo série para linhas elétricas curtas.**  
Fonte: Adaptado de Kundhur (1994).

Na expressão (3),  $l$  é o comprimento total da linha,  $r_e$  e  $x_e$  são, respectivamente, a resistência e a reatância por unidade de comprimento da linha. Esta representação é interessante pois os termos  $r_e$  e  $x_e$  podem ser definidos com base em características físicas da linha, como tipo de condutor utilizado, distribuição dos condutores, entre outros (KAGAN *et. al.*, 2010).

Utilizando o modelo de linha de distribuição apresentado na figura 6, é possível definir um modelo equivalente para um sistema de distribuição típico. A figura 7 mostra a representação para o sistema de distribuição que é utilizada neste trabalho para as análises apresentadas nas seções seguintes.



**Figura 7 – Modelo de sistema de distribuição e unidade de GD fotovoltaica.**

Na figura 7,  $V_b$  representa um barramento infinito. Este elemento é o modelo adotado para o sistema de transmissão a qual a rede de distribuição analisada é conectada.  $Z_g$  representa a impedância equivalente do sistema de distribuição visto pela unidade de GD no ponto de conexão comum (PCC).  $Z_g$  é definido como

$$Z_g = l_g(r_g + jx_g), \quad (4)$$

em que  $l_g$  é o comprimento equivalente da rede de distribuição que liga o barramento infinito à unidade de GD.  $r_g$  e  $x_g$  são, respectivamente, a resistência e a reatância equivalentes por unidade de comprimento do sistema que liga a barra de geração ao sistema de GD-FV.

Os termos  $S_{GD}$ ,  $S_L$  e  $S_g$  representam, respectivamente, a potência despachada pelo sistema de geração, a potência consumida pelas cargas locais e a potência líquida que circula pela rede de distribuição. As setas indicam a convenção de sinais adotado. Potência ativa positiva representa consumo e potência ativa negativa representa geração. Quanto à potência reativa, é convencionado que o sinal positivo representa potência indutiva, enquanto que potência reativa negativa significa potência capacitiva.

### 2.3 REDES INTELIGENTES

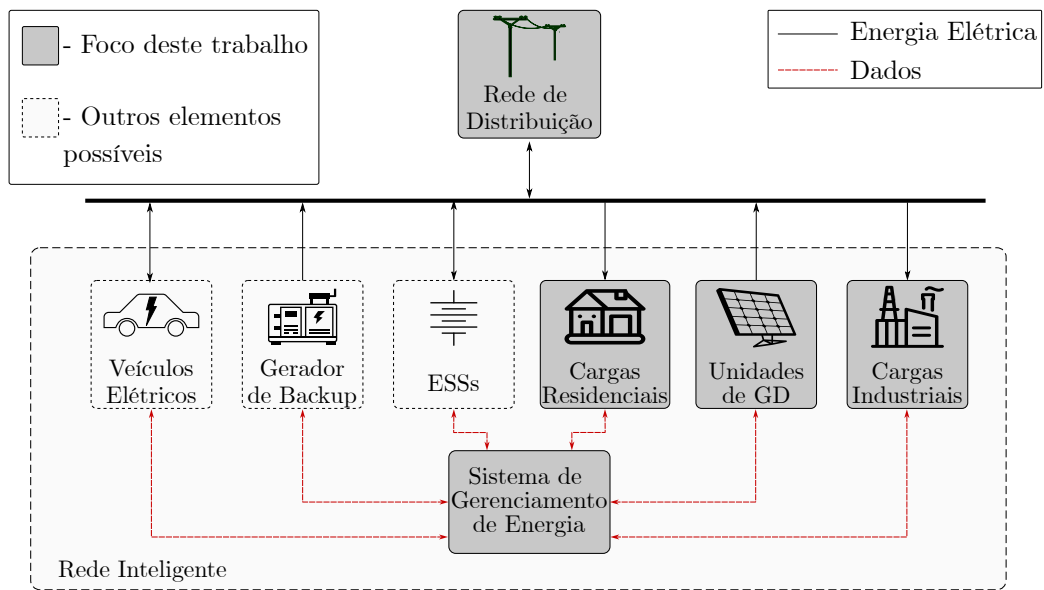
Em sistemas de distribuição convencionais, a operação ocorre com fluxo de potência unidirecional. As barras de carga apenas consomem a energia fornecida a partir da barra de geração, que é transmitida através das linhas de distribuição. Além disso, o fluxo de informações entre elementos do sistema de distribuição é relativamente baixo. Este paradigma vem se alterando nos últimos anos. Com avanços tecnológicos e o advento da inserção de novos elementos aos sistemas de distribuição tradicionais, a complexidade de operação e gestão dos recursos disponíveis tem se apresentado desafiadora (YADAV *et. al*, 2020; BATTULA *et. al*, 2021).

A estrutura das redes de distribuição tem se tornado mais aberta, variada, interconectada e participativa. Tais alterações permitem a manutenção e aprimoramento da confiabilidade e estabilidade de operação dos sistemas de distribuição mesmo com o advento de novas tecnologias (ESCOBAR *et. al*, 2021). Redes modernas que apresentam tais características podem ser entendidas como redes inteligentes (em inglês, *smart grids*). Ainda, as redes inteligentes podem ser definidas como redes elétricas que utilizam tecnologias digitais, sensores e software para melhor corresponder à oferta e à procura de eletricidade em tempo real, minimizando os custos e mantendo a estabilidade e a confiabilidade da rede (IEA, 2023).

Enquanto redes de distribuição tradicionais são estruturadas com, basicamente,

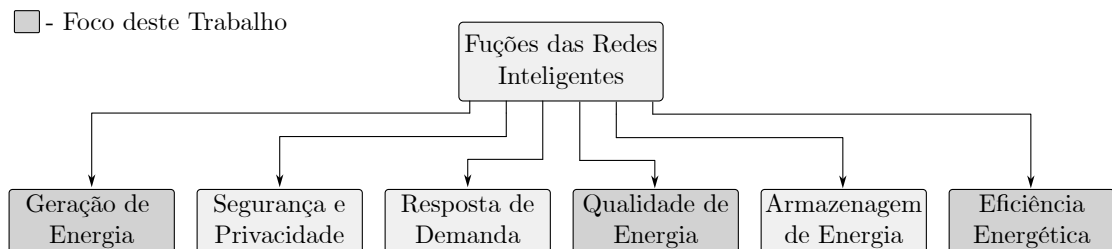


dois grupos de elementos: geração (centralizada) e unidades consumidoras; as redes inteligentes podem ser compostas por uma vasta gama de componentes, que incluem: unidades de geração distribuída, elementos armazenadores de energia estáticos e dinâmicos, componentes de serviços ancilares distribuídos, redes de comunicação avançadas, sistemas de coleta e tratamento de dados, entre outros (KHAN *et. al*, 2022; LEON, 2020). A figura 8 ilustra alguns dos principais componentes típicos de redes inteligentes, destacando aqueles que são abordados neste trabalho.



**Figura 8 – Rede inteligente conceitual, com destaque aos elementos abordados.**

A inserção de diferentes elementos às redes convencionais traz diversas vantagens por possibilitar novas funcionalidades. Devido à inserção de conversores eletrônicos, robustas redes de comunicação, sistemas de tratamento e gerenciamento de dados, várias funcionalidades além de geração e consumo de energia são possíveis em redes inteligentes (BATTULA *et. al*, 2021). A figura 9 ilustra algumas das principais funcionalidades das redes inteligentes



**Figura 9 – Funcionalidades típicas de uma rede inteligente.**

Fonte: Adaptado de Khan *et. al* (2022).

As funções apresentadas na figura 9 são algumas das principais diferenças entre

redes inteligentes e redes convencionais. Outras funcionalidades também podem ser adicionadas, como, por exemplo, operação ilhada e uso de previsão de dados (ISLAAM *et. al*, 2021; KHAN *et. al*, 2022). O sistema de gerenciamento desenvolvido neste trabalho, discutido em detalhes no próximo capítulo, atua principalmente em questões relacionadas a geração de energia, qualidade de energia e eficiência energética.

Na sequência, são discutidos alguns dos principais componentes de redes inteligentes típicas que pertencem ao escopo deste trabalho, conforme destacado na figura 8. Além disso, considerações relevantes para o desenvolvimento da estratégia proposta neste trabalho são apresentadas.

### 2.3.1 Geração Distribuída

Os sistemas de geração de pequeno porte instalados junto às unidades consumidoras, especialmente aqueles baseados em fontes renováveis, podem ser definidos como sistemas de geração distribuída. Diversas definições para geração distribuída são apresentadas na literatura. Conforme a United States Environmental Protection Agency (EPA, 2013), a geração distribuída pode ser definida como: a instalação de unidades de geração com potência muito menor que a dos grandes centros geradores, próximas ou junto das unidades consumidoras. Ainda, como a Agência Internacional de Energia, a geração distribuída pode ser entendida como: “uma unidade geradora conectada à rede elétrica em níveis de tensão de distribuição ou para o lado do consumidor em relação ao ponto de medição de energia elétrica” (IEA, 2005).

O aumento da inserção de GD nos sistemas de distribuição tradicionais traz inúmeras vantagens, tanto para os consumidores quanto para os operadores do sistema de distribuição (BATTULA *et. al*, 2021; COPPO *et. al*, 2016):

- Alívio de geradores tradicionais e centralizados;
- Redução de perdas em sistemas de transmissão;
- Menor dependência de grandes centrais geradoras;
- Impacto ambiental reduzido;
- Lucro aos prosumidores.

Apesar dos diversos benefícios trazidos pela GD, a instalação de tais sistemas insere novas dinâmicas à operação dos sistemas de distribuição. A geração fotovoltaica apresenta intermitência, visto que depende diretamente de fatores físico-climáticos, como temperatura e irradiância (TAFTI *et. al*, 2022). Algumas fontes aplicadas em GD, especialmente fotovoltaica, também contribuem para a redução da inércia da frequência dos sistemas elétricos, visto que não apresentam partes móveis em seus elementos geradores (ZUBIAGA *et. al*, 2020).

Em sistemas de distribuição com alta inserção de GD pode ocorrer, ainda, a inversão do fluxo de potência. Neste cenário, a tensão nas barras de carga passa a ser superior à da barra de geração. Apesar desta inversão não ser necessariamente prejudicial, a elevação demasiada da tensão nas barras de carga pode exceder os limites toleráveis, sendo prejudicial às cargas elétricas (CALDERARO *et. al*, 2014; ACOSTA-CAMPAS *et. al*, 2020; GHANDI *et. al*, 2018). Este fenômeno ocorre principalmente em sistemas de distribuição onde a capacidade instalada de GD é significativa em relação à capacidade do alimentador. Além disso, a elevação da tensão é mais crítica em momentos de alta geração e baixa carga, visto que o fluxo reverso de potência ativa é maior (GUI *et. al*, 2021).

Várias fontes de energia podem ser aplicadas na geração distribuída, dentre as quais, se destaca a geração fotovoltaica. Devido à flexibilidade apresentada em relação à potência instalada, os sistemas fotovoltaicos se adequam facilmente a ambientes urbanos, onde as instalações são, geralmente, feitas para atender ao consumo de uma ou poucas unidades consumidoras. Entretanto, unidades fotovoltaicas de potência mais elevada também podem ser instaladas, visando atender consumos mais elevados, como de instalações industriais. Esta característica, bem como o desenvolvimento de novas tecnologias e redução dos custos dos materiais, faz com que a geração fotovoltaica se destaque em aplicações de GD (EPE, 2022; ANEEL, 2023). Apesar de outras fontes de energia também poderem ser aplicadas em GD, o restante deste trabalho é focado especificamente na geração fotovoltaica.

A compreensão dos elementos e dinâmicas que compõem um sistema de GD-FV é relevante para mitigar seus impactos negativos e otimizar o uso dos recursos energéticos. Um sistema de GD-FV típico é composto, basicamente, por arranjos de painéis fotovoltaicos, conversores estáticos de potência e cargas elétricas locais (TEODORESCU *et. al*, 2011; SOUSA *et. al*, 2018; TAYAB *et. al*, 2021).

### 2.3.1.1 Painéis e arranjos fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são os componentes responsáveis pela conversão da energia incidente a partir da irradiação solar em energia elétrica. Os painéis são constituídos por várias células fotovoltaicas individuais. Cada célula é capaz de gerar uma pequena tensão elétrica (na ordem de 0,5V a 1V) e permitir a passagem de corrente elétrica fotoinduzida quando exposta a irradiação luminosa. A associação em série das células gera uma tensão mais elevada nos terminais de saída do painel. Módulos típicos atuais geram em torno de 30V a 60V cada (TRINA SOLAR, 2019; CANADIAN SOLAR, 2020; RISEN, 2022).

Mesmo com a associação das células, a tensão de saída de um único painel fotovoltaico é relativamente baixa. Além disso, a energia produzida pelos módulos é em CC. Estas características são alguns dos desafios a serem contornados em aplicações fotovoltaicas de sistemas conectados à rede elétrica (do inglês, *on-grid*), visto que os sistemas elétricos típicos operam com níveis de tensão em CA na ordem de centenas de volts em sua parcela de baixa tensão. Além disso, a produção energética de um painel individual é relativamente baixa, levando à necessidade de associar vários painéis, formando arranjos, para atender à maioria das cargas típicas.

Para realizar a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica podem ser empregados conversores estáticos de potência (BLAABJERG *et. al.*, 2006; LISTON JUNIOR *et. al.*, 2018; KRAEMER *et. al.*, 2020). Diversas topologias de conversores podem ser empregadas, a tabela 2 resume algumas das principais topologias empregadas atualmente, bem como suas vantagens e desvantagens. Ainda, a figura 10 ilustra as diferentes topologias de conexão de sistemas fotovoltaicos a rede elétrica em relação aos estágios de conversão de energia e aos arranjos fotovoltaicos utilizados.

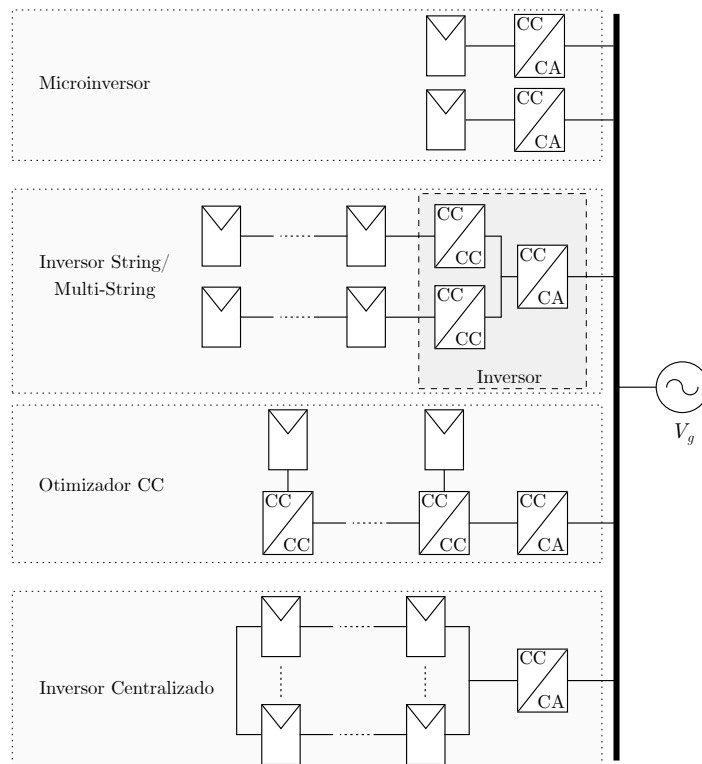
As topologias de conversão com inversores multi-string e centralizado, apresentadas na tabela 2 e na figura 10, são as mais comumente encontradas em sistemas de GD-FV com potência instalada na ordem de centenas de quilo-watts a alguns mega-watts. O uso de microinversores e otimizadores CC é mais comum em instalações de menor porte, geralmente residenciais. Neste sentido, as considerações feitas neste trabalho sobre características operacionais baseiam-se em valores típicos de inversores multi-string e centralizados (SOLIS, 2020; SUNGROW, 2021; FRONIUS, 2018; GROWATT, 2020). Entretanto, a técnica proposta pode ser aplicada, também, a instalações com otimizadores

**Tabela 2 – Comparativo entre diferentes topologias de conversão para sistemas fotovoltaicos.**

Topologia	Vantagens	Desvantagens	Faixa de Aplicação
Inversor Centralizado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baixo custo;</li> <li>- Alta eficiência, especialmente em potências mais elevadas;</li> <li>- Menor manutenção;</li> <li>- Controle simples.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baixa flexibilidade de aplicação;</li> <li>- Menor confiabilidade;</li> <li>- Maiores perdas por mismatch;</li> <li>- Menor aproveitamento da energia do arranjo.</li> </ul>	Alguns MW
Inversor String/ Multi-String	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior flexibilidade que inversores centralizados;</li> <li>- Menor impacto de sombreamentos parciais;</li> <li>- Boa confiabilidade;</li> <li>- Aplicável em sistemas com painéis em várias orientações.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Custo mais alto que inversores centralizados;</li> <li>- Tamanho dos arranjos limitado;</li> <li>- Perdas adicionais devido aos conversores CC/CC.</li> </ul>	Centenas de kW (strings limitadas a 5-15kW)
Microinversor	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior flexibilidade;</li> <li>- Mínimo impacto por sombreamento parcial;</li> <li>- Confiabilidade superior;</li> <li>- Aplicável em sistemas com painéis em várias orientações.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor eficiência de conversão;</li> <li>- Custo elevado;</li> <li>- Maior complexidade de controle e operação.</li> </ul>	De 0,5kW a 10kW
Inversor com otimizador CC	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta flexibilidade;</li> <li>- Ótima eficiência no rastreamento do MPP;</li> <li>- Aplicável em sistemas com painéis em várias orientações.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Custo comparável ou superior ao de microinversores;</li> <li>- Confiabilidade reduzida em relação aos microinversores;</li> <li>- Alta complexidade.</li> </ul>	Entre 1kW e 50kW

**Fonte: Baseado em Liston Junior, 2018 e Gawad *et. al*, 2014.**

CC e micro-inversores.



**Figura 10 – Topologias de conversão para sistemas fotovoltaicos típicos.**

### 2.3.1.2 Inversores

Os inversores comerciais, geralmente, compreendem um ou dois estágios de conversão de energia em uma solução unificada, além de etapas intermediárias. Um inversor comercial típico é composto, basicamente, pelos seguintes estágios: conversor CC/CC, barramento CC, conversor CC/CA, filtro passivo, chaves de conexão, sistemas de instrumentação e controlador digital de sinais (DSP, do inglês *Digital Signal Processor*) (TEODORESCU *et. al.*, 2011). A figura 11 ilustra as etapas do *hardware* e de um sistema de controle básico de um inversor fotovoltaico comercial típico.

A etapa de conversão CC/CC pode ou não ser implementada no sistema de conversão de energia, conforme exibido na figura 10. Quando disponível, o conversor CC/CC é controlado de forma a extrair a máxima potência disponível no(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) ou um ponto de potência limitada (TAFTI *et. al.*, 2019). O barramento CC é geralmente composto por capacitores e serve como interface entre os estágios de conversão de energia. O barramento deve ter sua tensão mantida em níveis adequados para o correto funcionamento do conversor CC/CA (BLAABJERG *et. al.*, 2014). A etapa de conversão CC/CA é, geralmente, composta por um inversor de tensão, que transforma a energia proveniente do arranjo fotovoltaico para CA. Para adequar a corrente gerada, a saída do inversor de tensão é conectada a um filtro passivo utilizado para manter a qualidade da energia injetada na rede dentro de índices toleráveis.

Para o correto funcionamento de um sistema de conversão de energia conectado à rede, um sistema de controle adequado é necessário. Diversas estratégias de controle são apresentadas na literatura (HAN *et. al.*, 2020; KRAEMER *et. al.*, 2020; BLAABJERG *et. al.*, 2014). A parte superior da figura 11 ilustra uma das estratégias de controle mais recorrentes.

Conforme apresentado na figura 11, o controle de um inversor inteligente pode ser dividido em três camadas (BARBOSA *et. al.*, 2021). A primeira camada compreende as malhas de controle primário, que enviam os sinais de controle aos conversores. Esta camada opera com altas frequências e, geralmente, é implementada de forma embarcada no próprio inversor. Sistemas como sincronismo, controle de tensão de barramento CC e controles de corrente CC e CA se encontram nesta camada (TEODORESCU *et. al.*, 2011; BLAABJERG *et. al.*, 2014; LISTON JUNIOR *et. al.*, 2018).

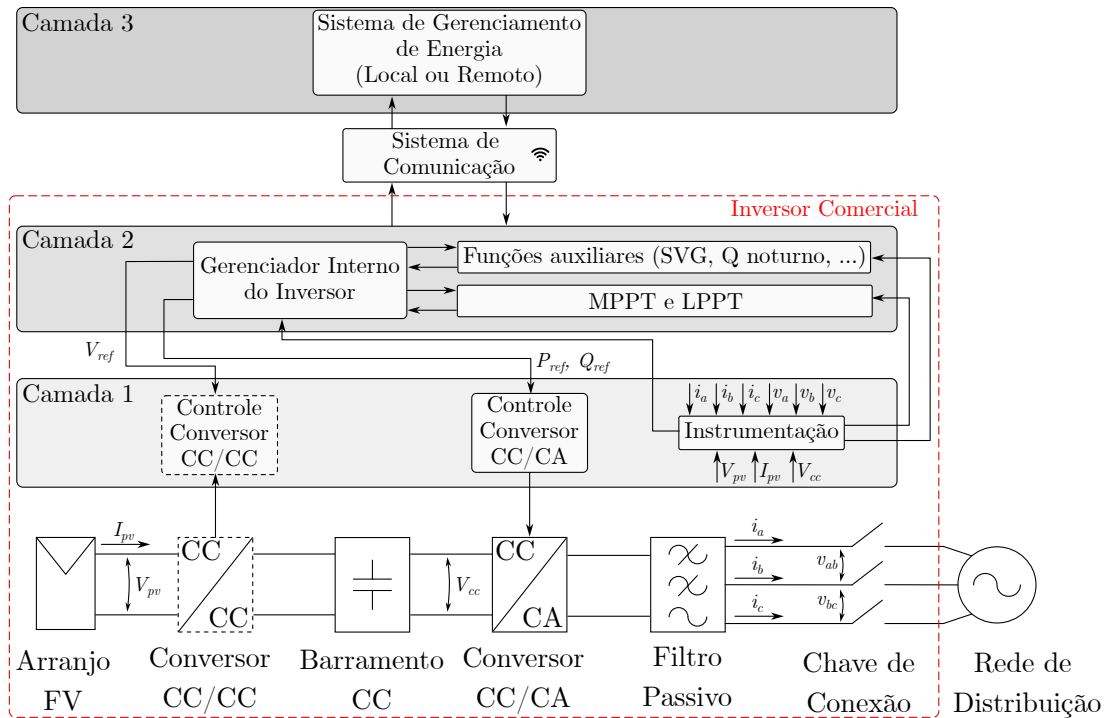


Figura 11 – Etapas de *hardware* e estrutura de controle de um inversor típico.

Fonte: Baseado em Barbosa *et. al*, 2021.

A segunda camada de controle compreende estruturas de geração de referência de despacho e sistemas de controle a eventos discretos. Algumas estruturas encontradas na segunda camada são os algoritmos de rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) e rastreamento de ponto de potência limitada (LPPT, do inglês *Limited Power Point Tracking*) (TAFTI *et. al*, 2022). Outras estruturas existentes na segunda camada de controle são os gerenciadores de eventos discretos, que ajustam o modo de operação do inversor conforme comandos do usuário ou medidas realizadas na instrumentação do equipamento (detecção de falhas, condições operacionais, entre outros) (BARBOSA *et. al*, 2021). Funções para serviços ancilares e despacho de reativos também podem ser implementados na segunda camada, como, por exemplo, gerador síncrono virtual, função Q-noturno e ajuste de fator de potência (COPPO *et. al*, 2016; BATTULA *et. al*, 2020). Assim como a primeira camada, a segunda camada também é implementada de forma embarcada no inversor.

A terceira camada do controle é externa ao inversor, sendo composta pelo sistema de gerenciamento da rede inteligente. O gerenciador pode ser local, instalado na mesma unidade consumidora do sistema de GD, ou remoto, instalado em outra localidade e, geralmente, controlando vários sistemas de GD diferentes. O gerenciador da rede inteligente pode ter vários objetivos distintos, desde coordenação para serviços ancilares (ACOSTA-

CAMPAS *et. al*, 2022; CALDERARO *et. al*, 2015), otimização dos recursos energéticos (PAN, 2022; GANDHI *et. al*, 2016) até maximização do lucro dos prossumidores para redes inteligentes locais (SOUZA *et. al*, 2018). O sistema de gerenciamento da rede inteligente realiza a troca de dados e informações com o(s) inversor(es) através e um sistema de comunicação, cujas tecnologias e protocolos dependem da aplicação (YADAV *et. al*, 2020).

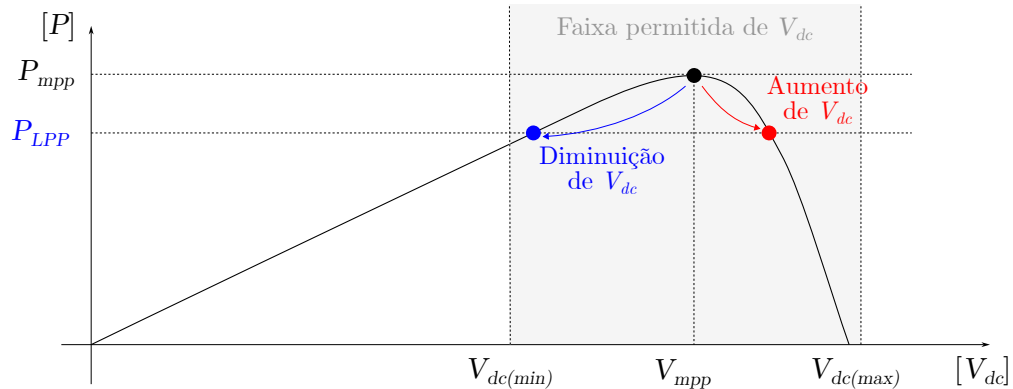
Os inversores instalados em unidades de GD-FV de pequeno porte, em geral, operam apenas com os controles da primeira e segunda camadas. Em unidades de GD e redes inteligente de potência mais elevada, os sistemas de gerenciamento são mais comumente encontrados devido às maiores vantagens operacionais e econômicas (KHAN *et. al*, 2022; BATTULA *et. al*, 2020). Em unidades de GD de pequeno a médio porte (até alguns poucos MW), o modo de operação mais comumente utilizado é sem o uso de uma terceira camada de controle, com todos os conversores operando no modo MPPT e com FP unitário.

Apesar da maioria das unidades de GD-FV operar exclusivamente com o despacho da máxima potência ativa disponível, inversores fotovoltaicos modernos apresentam uma vasta gama de funcionalidades adicionais (SOLIS, 2020; SUNGROW, 2021; FRONIUS, 2018; GROWATT, 2020). Ademais, conforme mostrado em Souza *et. al* (2020) e Acosta-Campas *et. al* (2022), existem situações em que é mais vantajoso para o prossumidor que seus inversores despachem apenas uma parcela da energia ativa disponível nos arranjos fotovoltaicos. Inversores fotovoltaicos conseguem efetuar esta limitação através de algoritmos de LPPT ou de rastreamento de ponto de potência flexível (FPPT, do inglês *Flexible Power Point Tracking*) (TAFTI *et. al*, 2022).

A operação em modo de potência limitada permite a regulação do fluxo de potência ativa dos inversores para a rede elétrica. Entretanto, em unidades de GD-FV, esta limitação impacta no ponto de operação do arranjo fotovoltaico. Devido à curva característica dos painéis e arranjos fotovoltaicos, a operação fora do ponto de máxima potência causa variações de tensão nos arranjos. A figura 12 ilustra o impacto da operação com limitação de potência ativa sobre a curva de um arranjo FV em condições de temperatura e irradiância arbitrárias.

A partir da figura 12, nota-se que ao retirar o inversor do modo MPPT, dois pontos de operação distintos passam a ser possíveis para uma mesma potência limite: um à esquerda e um à direita do ponto de máxima potência. A curva exibida na figura 12





**Figura 12** – Impacto da operação em LPPT sobre o ponto na curva P-V de um arranjo fotovoltaico. Em vermelho: deslocamento à direita do ponto de MPP. Em azul: deslocamento à esquerda do ponto de MPP.

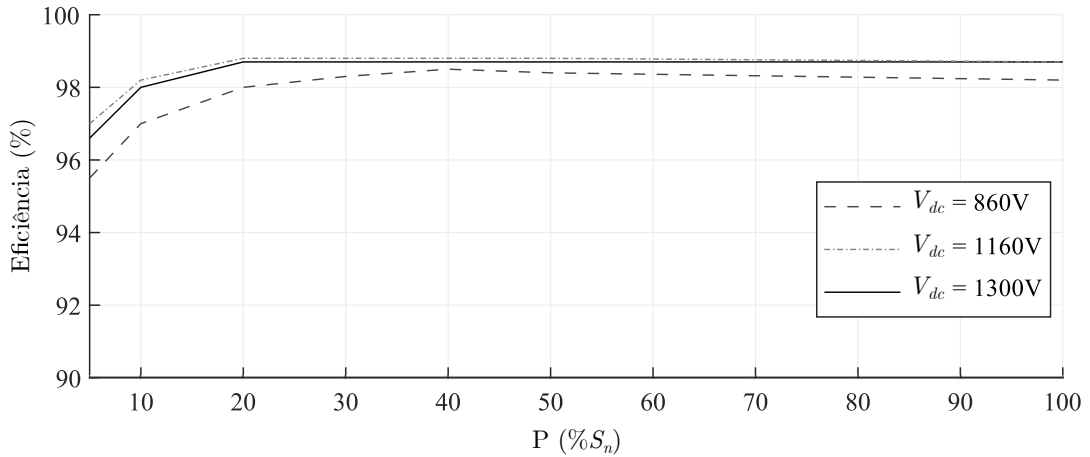
Fonte: Baseado em Tafti *et. al*, 2022.

representa a potência de saída em função da tensão do barramento CC. Para inversores de potência elevada, com topologia centralizada, a tensão dos arranjos FV é igual à tensão do barramento CC. Já para inversores de potência reduzida, com topologia string/multi-string, a tensão do barramento CC pode ser diferente da tensão dos arranjos, sendo estas relacionadas através do controle do estágio de conversão CC/CC.

O impacto da operação em modo de potência limitada sobre a tensão do arranjo fotovoltaico é relevante para a operação da unidade de GD-FV pois afeta a eficiência de conversão dos inversores (SOLIS, 2020; SUNGROW, 2020). A figura 13 ilustra as curvas de eficiência de conversão para um inversor real de 250 kW para diferentes tensões de arranjo e níveis de carregamento de potência ativa. As curvas apresentadas na figura 13 são referentes a um inversor de potência relativamente elevada, tipicamente encontrado em aplicações conectadas em média tensão. Para inversores menores, os níveis de eficiência tendem a ser reduzidos, mas o comportamento da curva de eficiência em função da potência nominal é semelhante.

Conforme exibido na figura 13, a tensão do arranjo FV impacta diretamente a eficiência do inversor. Além disso, nota-se que o ponto de máxima eficiência dos conversores não ocorre sempre em sua potência nominal. Ademais, verifica-se que o deslocamento do ponto de operação à direita do MPP (ou seja, aumentar a tensão do arranjo para operar em LPP), conforme exibido na figura 12, tende a manter a eficiência de conversão mais elevada que o deslocamento à esquerda.

Além do despacho da potência ativa obtida dos arranjos fotovoltaicos, os inversores também são capazes de processar energia reativa, tanto capacitiva quanto indutiva (AKAGI



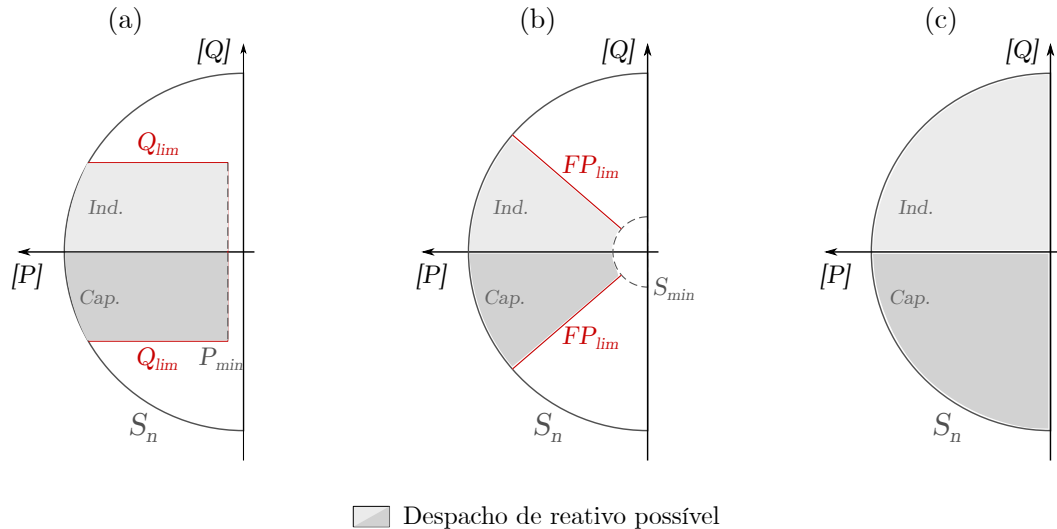
**Figura 13** – Curvas de eficiência de um inversor comercial típico para aplicação em GD-FV.  
**Fonte:** Adaptado de Sungrow, 2020.

*et. al.*, 2007; TEODORESCU *et. al.*, 2011). Esta função vem sendo cada vez mais explorada, visto que a energia reativa pode ser utilizada para realização de diversas funções de suporte e prestação de serviços ancilares à rede elétrica. A capacidade de processamento de reativos dos inversores pode ser utilizada para regulação de tensão da rede, FP da instalação, otimização do uso da rede, entre outras funções (DAS *et. al.*, 2022; COPPO *et. al.*, 2016; SOUZA *et. al.*, 2018).

Devido a limitações físicas dos componentes que constituem o inversor, o despacho de potência reativa não pode ser feito de forma ilimitada. Características como capacidade de condução de corrente, limites térmicos e tensão máxima de operação geram restrições que impõem valores possíveis de despacho de reativos (BRITO *et. al.*, 2021). Além disso, limitações impostas por normas ou controles internos do inversor também podem restringir a capacidade de despacho de reativos (IEEE, 2018). A figura 14 ilustra algumas das limitações típicas ao despacho de reativos para inversores FV.

A restrição de potência reativa limite, exibida na figura 14(a), funciona com um limite fixo ao montante de reativos que podem ser despachados. Neste cenário, o limite de reativos tem pouca relação com a potência ativa sendo despachada pelo inversor, devendo esta apenas ser superior a um limite inferior mínimo. A restrição exibida na figura 14(b) diz respeito ao FP limite. Neste cenário, o limite de reativos está diretamente atrelado ao carregamento de potência ativa atual do inversor. Na figura 14(c), é exibida a curva de capacidade de um inversor FV com funcionalidade DSTATCOM (do inglês, *Distribution Static Synchronous Compensator*, Comepensador Estático Síncrono de Distribuição). Conversores com esta funcionalidade possuem seu despacho de reativos limitados apenas por

sua potência nominal. Apesar de não ser disponibilizada em todos os inversores comerciais, a função DSTATCOM permite uma flexibilidade muito maior à operação dos inversores e unidade de GD (ZUBIAGA *et. al*, 2020; BRITO *et. al*, 2021).



**Figura 14 – Tipos de limitações ao despacho de reativos em inversores. (a) Potência reativa limite e potência ativa mínima. (b) Fator de potência limite e potência aparente mínima. (c) Função DSTATCOM.**

Fonte: Adaptado de Brito *et. al*, 2021.

Para o desenvolvimento do sistema de gerenciamento apresentado neste trabalho, são feitas as seguintes considerações a respeito dos inversores FV:

- A potência nominal dos conversores e dos arranjos fotovoltaicos é conhecida;
- Os inversores podem limitar sua potência ativa de saída, operando em modo LPPT, se demandado pelo gerenciador;
- Os inversores possuem capacidade igual de processamento de reativos indutivos e capacitivos;
- Os conversores possuem a função DSTATCOM.

### 2.3.1.3 Unidades de GD com múltiplos inversores

Usualmente, unidades de GD-FV conectadas em média tensão são compostas por mais de um inversor. Ainda, os conversores podem apresentar capacidades nominais distintas entre si. Conforme discutido na seção anterior, a potência nominal do inversor é um fator determinante para estabelecer a capacidade de despacho de potência ativa e processamento de energia reativa.

Além disso, os arranjos FV são individuais para cada conversor. Devido à área física relativamente grande ocupada pelos arranjos FV, as condições de irradiância sobre os painéis não são uniformes. Esta não-homogeneidade se torna maior conforme se aumenta a potência instalada da unidade de GD-FV, visto que uma área maior é ocupada pelos módulos FV (NREL, 2019). A irradiância não-uniforme entre os diferentes arranjos pode fazer com que os inversores de uma mesma unidade de GD possuam montantes distintos de energia ativa para serem injetados na rede elétrica. Considerando conversores com funcionalidade DSTATCOM, conforme discutido na seção anterior, os diferentes montantes de potência aiva disponível fazem com que os inversores apresentem, a cada momento, capacidades distintas de processamento de reativos entre si.

Na literatura, diversos trabalhos apresentam modelos agregados para unidades de GD-FV. Tais modelos consideram os vários conversores que compõem a planta geradora como um elemento único. Modelos agregados possuem como vantagem a redução do custo computacional, entretanto, características como a não-uniformidade da irradiância são desconsiderados. Por outro lado, modelos distribuídos, que consideram as capacidades individuais de cada conversor, permitem a análise de dinâmicas mais avançadas, mas possuem custo computacional mais elevado.

A capacidade máxima de reativos em uma unidade de GD-FV, calculada a partir de um modelo agregado ( $Q_{GD(max)(a)}$ ) é dada por

$$Q_{GD(max)(a)} = \sqrt{(S_{GD})^2 - (P_{GD})^2}, \quad (5)$$

Utilizando um modelo distribuído, a capacidade máxima de reativos ( $Q_{GD(max)(d)}$ ) é dada por

$$Q_{GD(max)(d)} = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (6)$$

Em que  $S_i$  e  $P_i$  são, respectivamente, a potência nominal e a potência ativa atual do  $i$ -ésimo inversor. Ainda, tem-se que

$$S_{GD} = \sum_{i=1}^n S_i \quad (7)$$

e

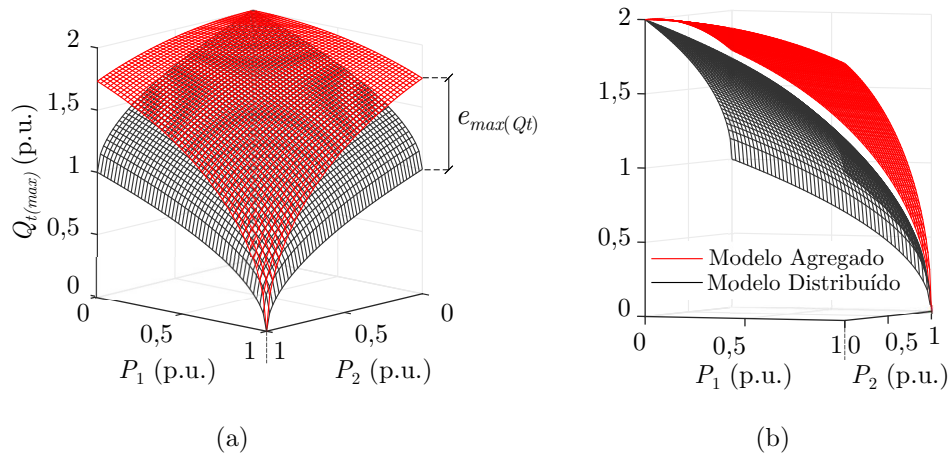
$$P_{GD} = \sum_{i=1}^n P_i. \quad (8)$$

Aplicando a desigualdade triangular inversa em (5) e (6), obtém-se que

$$\sqrt{(S_{GD})^2 - (P_{GD})^2} \geq \sum_{i=1}^n \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (9)$$

Assim, verifica-se que  $Q_{GD(max)}$  obtido a partir de um modelo agrupado é sempre maior ou igual ao obtido por um modelo distribuído. Neste sentido, nota-se que o uso de modelos agrupados pode levar a um cálculo erroneamente elevado da capacidade real de despacho de reativos de uma unidade de GD-FV.

O erro inserido pela desconsideração das diferenças nos pontos de operação dos conversores pode ser prejudicial à operação da unidade de GD. Neste cenário, o SGE da unidade pode requisitar despachos de reativos que não podem ser atendidos pelos conversores. Para avaliar a diferença entre os modelos citados, a figura 15 compara os valores de  $Q_{GD(max)}$  obtidos utilizando as expressões (5) e (6) para unidade de GD-FV com dois inversores iguais.



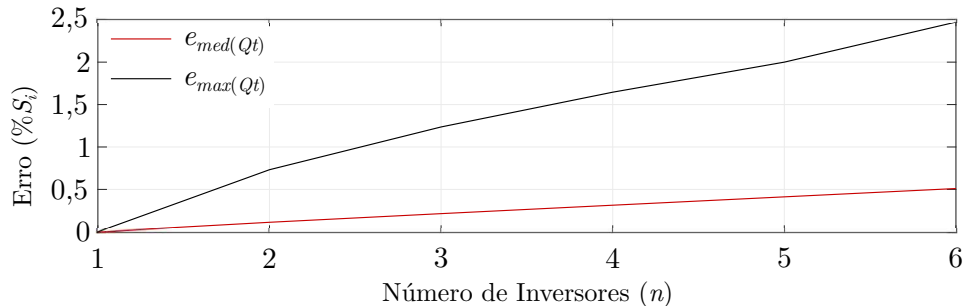
**Figura 15** – Margem de reativos máxima utilizando os modelos agregado (vermelho) e distribuído (preto) para unidade de GD-FV com dois inversores. (a) Vista 1. (b) Vista 2

Conforme mostrado na figura 15, a capacidade de reativo máxima obtida pelo modelo agrupado é superior à do modelo distribuído em quase todos os cenários. Além disso, nota-se que o erro entre os modelos, definido como

$$e_{Q_{GD}} = Q_{GD(max)(a)} - Q_{GD(max)(d)}, \quad (10)$$

depende do valor de despacho de potência ativa dos conversores. O valor destacado  $e_{max(Q_{GD})}$  representa o valor máximo de erro entre os modelos.

A análise apresentada na figura 15 é feita para o caso  $n = 2$ . A fim de avaliar o impacto da quantidade de inversores sobre o erro inserido pelo modelo agregado, a figura 16 mostra os valores de erro máximo e médio ( $e_{med(Q_{GD})}$ ) para diferentes valores de  $n$ .



**Figura 16** – Erro médio e erro máximo entre os modelos agrupado e distribuído da unidade de GD-FV em função do número de inversores.

Avaliando a figura 16, nota-se que os valores de erro médio e máximo aumentam com  $n$ . Entretanto, nota-se que o erro máximo aumenta de forma muito mais significativa. O erro médio apresenta comportamento aproximadamente linear com relação a  $n$ . Assim, conclui-se que o uso de modelos agregados insere erros no cálculo da capacidade de reativos de uma unidade de GD-FV para  $n \geq 2$ .

### 2.3.2 Requisitos de comunicação

A implementação de um SGE em uma rede inteligente é dependente de um fluxo bidirecional de dados e informações entre os elementos da rede e o gerenciador. Para que tal troca de dados ocorra, é necessário o uso de um sistema de comunicação. Os componentes da rede devem enviar informações de medidas elétricas, modos de operação e eventuais falhas para o SGE. O gerenciador, por sua vez, deve tratar os dados a fim de monitorar a operação da rede e gerar sinais de comando para regular o uso dos recursos disponíveis.

Diversas tecnologias, padrões e protocolos podem ser aplicados nos sistemas de comunicação de redes inteligentes. Assim como em outras aplicações, os sistemas de comunicação em redes inteligentes são compostos por uma pilha de protocolos, que estabelecem desde características dos meios físicos utilizados até a organização dos dados a serem enviados (TANENBAUM, 2011). Os sistemas de comunicação utilizados devem promover confiabilidade, resiliência e segurança à operação da rede inteligente. Para tal, tecnologias e padrões adequados devem ser utilizados.

Uma das principais características que determinam os sistemas de comunicação a

serem utilizados é a localização dos elementos da rede inteligente. Em redes locais, onde todos os componentes se localizam em uma mesma instalação, geralmente com ponto de conexão comum único, podem ser empregados mais facilmente sistemas de comunicação cabeados. Em redes distribuídas, o uso de comunicação cabeada se torna mais custoso e complexo, sendo preferíveis os sistemas sem fio (YADAV *et. al*, 2020).

Em relação aos protocolos e padrões mais utilizados, para redes cabeadas podem ser ditados o RS 232 e o RS 385. Além disso, também podem ser utilizados sistemas de comunicação por linhas de força (PLC, do inglês *Power Line Communication*), em que os dados são transmitidos pelos cabos que transmitem energia elétrica. Para sistemas distribuídos, com redes sem fio, geralmente são utilizados padrões ISO, TCP/IP, UDP/IP, 4G, 5G, WiFi, entre outros (BATTULA *et. al*, 2021; GUNGOR *et. al*, 2010). Alguns componentes de redes inteligentes, como inversores fotovoltaicos modernos, são configurados de fábrica com *software* e *hardware* adequados para conexão com redes de comunicação, comportando tecnologias como ModBus, RTU, SunSpec, Ethernet, entre outros (SOLIS, 2020; SUNGROW, 2021; FRONIUS, 2018; GROWATT, 2020).

Uma das principais características dos sistemas de comunicação é o atraso de tempo inserido no fluxo de informações. Para a correta operação da rede inteligente, o atraso máximo inserido pela comunicação deve ser reduzido, atendendo a valores máximos conforme o tipo de dados transmitidos. Informações referentes à proteção elétrica da rede e controles de camadas inferiores devem ser transmitidas com atrasos mínimos, geralmente na ordem de milissegundos. Dados de monitoramento e controladores de camadas superiores, por outro lado, podem ser transmitidos em frequências mais lentas, na ordem de segundos, visto que são menos críticos para a operação da rede inteligente (YADAV *et. al*, 2020). A tabela 3 resume alguns valores típicos de atrasos toleráveis.

**Tabela 3 – Atrasos toleráveis típicos para sistemas de comunicação em redes inteligentes. Adaptado de Yadav *et. al*, 2020**

<b>Tipo de informação</b>	<b>Atraso tolerável típico</b>
Proteção	4 ms
Monitoramento	1 s
Controle	16 ms - 100 ms
Operação e manutenção	1 s
Mensagens de requisição de ação imediata	3 ms - 100 ms
Fluxo de dados contínuos dos componentes da rede inteligente	3 ms - 10 ms

Por não ser um dos focos deste trabalho, o sistema de comunicação utilizado para a implementação do SGE proposto é simplificado e não será abordado em detalhes. Entretanto, visando a aplicabilidade prática, o atraso inserido pelo sistema de comunicação e gerenciador é avaliado no capítulo 4. Para atender aos atrasos recomendados na tabela 3, considera-se que o SGE desenvolvido deve ser executado em tempo consideravelmente inferior a 1 segundo, de forma a haver margem suficiente para o processo de comunicação. Conforme apresentado em maiores detalhes no Capítulo 4, o tempo final de execução do SGE é, no máximo, próximo a 50ms.

## 2.4 DEGRADAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

Apesar das diversas vantagens trazidas pela GD-FV em redes inteligentes, um dos impactos negativos que podem ocorrer é a degradação aparente do FP da instalação. Este fenômeno se caracteriza pelo despacho de uma quantidade excessivamente elevada de energia reativa em comparação à energia ativa líquida que circula no PCC.

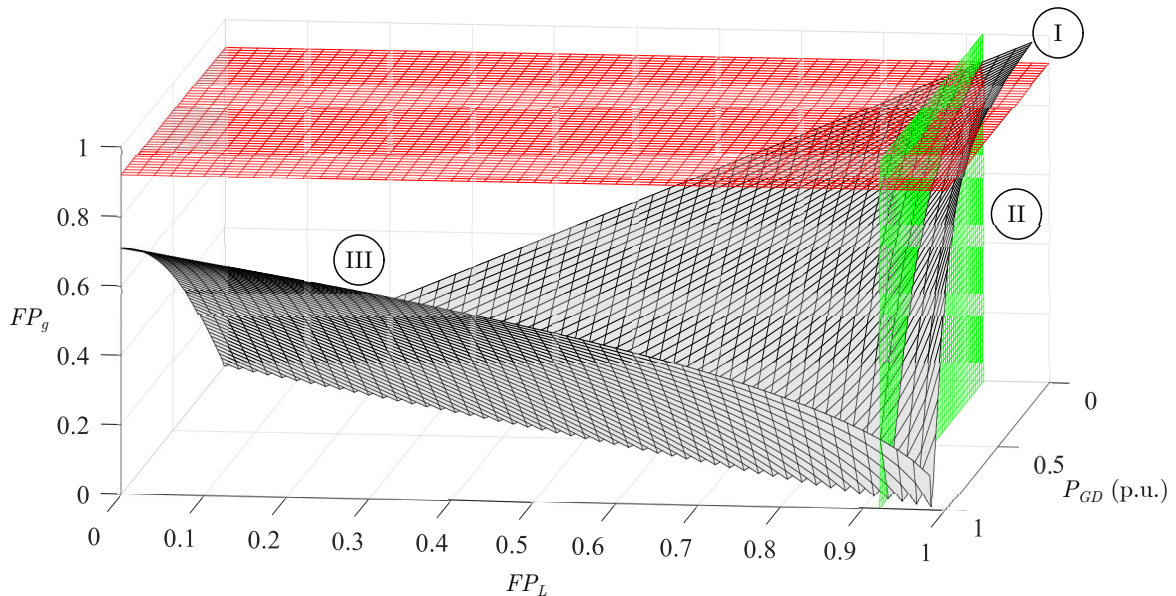
A degradação do FP causada pela GD ocorre pela redução na potência ativa líquida em momentos em que a energia gerada é semelhante à demandada pelas cargas. Como o sentido da potência ativa consumida pelas cargas é inverso ao da injetada pela GD no PCC, estas se subtraem, reduzindo a potência ativa medida. Neste cenário, mesmo para cargas com FP adequado, pode ser registrado um excesso de reativos, visto que a potência ativa demandada pelas cargas é atendida pela geração local, sendo pouca potência ativa registrada pela medição no PCC. Este fenômeno de degradação pode ocorrer mesmo em instalações nas quais o FP das cargas é adequado.

Conforme estabelecido por normas técnicas (ANEEL, 2021), o FP das instalações conectadas em média tensão deve atender a valores mínimos. Caso o FP não atenda aos valores mínimos estabelecidos, o prosumidor pode sofrer multas no faturamento da energia. Dessa forma, caso a degradação do FP seja causada pela injeção de potência ativa, verifica-se que os lucros obtidos pela GD-FV são impactados negativamente. A formulação matemática da multa, baseada nas normativas vigentes no Brasil, é apresentada no capítulo seguinte.

A possível degradação do FP da instalação causada pela GD-FV é dependente da potência ativa de geração e do FP da carga local. A figura 17 ilustra o comportamento do FP medido no PCC em função da geração e do FP da carga para uma carga local com



potência aparente de 1 p.u.. O corte em vermelho indica a seção em que  $FP_g = FP_{lim}$  e o corte em verde a seção em que  $FP_L = FP_{lim}$ , em que  $FP_{lim}$  é o fator de potência limite estabelecido em norma. Considerando as normativas brasileiras,  $FP_{lim} = 0,92$  (ANEEL, 2021).



**Figura 17 – FP no ponto de conexão em função do FP das cargas locais e potência ativa de geração.**

Na figura 17, podem ser identificadas 3 regiões distintas:

- Região I: FP das cargas e no PCC adequados;
- Região II: FP das cargas adequado e FP medido no PCC degradado;
- Região III: FP das cargas e no PCC degradados.

Na região I, as cargas possuem FP adequado e esta condição não é alterada pela potência da GD. Neste cenário, a geração local traz apenas benefícios ao prossumidor, visto que não incorrem multas por reativos excessivos. A região II é a mais crítica, pois neste cenário, as cargas apresentam FP adequado, mas o FP medido no PCC é degradado. Assim, o prossumidor acaba recebendo multas no faturamento de energia por reativos excessivos, sem que suas cargas apresentem problemas de FP degradado. Neste caso, o lucro obtido pela geração da GD-FV é impactado negativamente pelas multas. Na região III, as cargas apresentam FP já degradado, sendo esta condição agravada pela GD. Apesar de não ser a causa primária das multas por excesso de reativos, a geração de energia pode agravar os impactos financeiros.

Apesar de poder gerar e/ou agravar as multas relacionadas ao FP, os conversores da unidade de GD podem ser utilizados para amenizar o problema, também. Para tal, as capacidades de processamento de reativos dos inversores deve ser utilizada. Os conversores devem receber comandos para ajustar o despacho de reativos de forma a reduzir a energia reativa líquida que circula no PCC. Dessa forma, os fluxos de potência ativa e reativa diminuem de forma conjunta, mantendo o FP adequado.

## 2.5 ELEVAÇÃO DE TENSÃO CAUSADA PELA INSERÇÃO DE GD

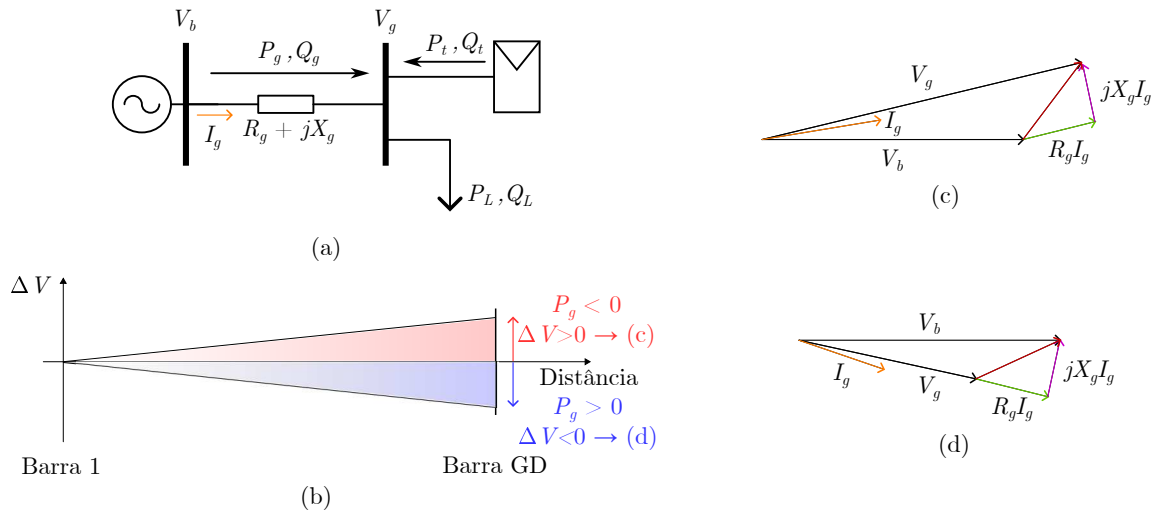
Em sistemas de distribuição tradicionais, em que o fluxo de potência é unidirecional, a tensão nas barras de carga é inferior à da barra de geração. Entretanto, com a inserção da GD, este cenário nem sempre ocorre (ACOSTA-CAMPAS *et. al*, 2022). Devido à inversão no fluxo de potência ativa, causado pela injeção de energia ativa pelas unidades de GD, a tensão nas barras de carga pode se elevar. Em alguns casos, a elevação pode ultrapassar limites seguros para a operação do sistema. Em redes com alta inserção de GD, sejam estas redes inteligentes ou tradicionais, a elevação de tensão causada não afeta apenas a(s) barra(s) em que as unidades geradoras estão conectadas, mas também as barras próximas (CALDERARO *et. al*, 2015).

A inversão do fluxo de potência ocorre quando a demanda de energia ativa das cargas é inferior à geração. A inversão pode ocorrer em uma instalação em específico, sendo detectada apenas no PCC, ou em um trecho do sistema de distribuição. Redes de distribuição com impedância mais elevada sofrem maiores problemas com a inversão do fluxo de potência, visto que a sobretensão é proporcional à corrente que circula na rede e à impedância equivalente (GANDHI *et. al* , 2018). Além disso, como a GD injeta, usualmente, apenas potência ativa no sistema de distribuição, redes com impedância predominantemente resistiva são mais afetadas. A relação entre a impedância da rede e o despacho de potência ativa e reativa é discutida em maiores detalhes no capítulo seguinte (HUANG *et. al*, 2021). Estas características são comumente encontradas em ramais com cabos de seção reduzida e com longo comprimento, tipicamente em redes rurais.

A elevação exagerada dos níveis de tensão é prejudicial às cargas elétricas, podendo levar à queima precoce de diversos equipamentos. Além disso, os indicadores de qualidade de energia das concessionárias também podem ser afetados (ANEEL, 2021). Dessa forma, a sobretensão pode causar prejuízos para os consumidores, não apenas aos proprietários

das unidades de GD, e também ao operador do sistema de distribuição.

A figura 18(a) mostra uma unidade de GD-FV conectada a um sistema de distribuição radial. Os demais gráficos da figura 18 destacam o impacto da direção do fluxo de potência sobre a tensão na barra de carga.



**Figura 18 – (a) Fluxo de potência em um sistema de distribuição com GD-FV. (b) Perfil de tensão conforme sentido do fluxo de potência ativa. (c) Diagrama fasorial para fluxo de potência no sentido convencional. (d) Diagrama fasorial para fluxo de potência reverso.**  
 Fonte: Adaptado de Gui *et. al*, 2021.

Na figura 18(b), evidencia-se que a direção de  $P_g$  determina se a tensão se ao longo do sistema de distribuição se eleva ou reduz. Além disso, nota-se que a variação é distribuída ao longo do ramal, não afetando apenas o ponto de conexão. O diagrama exibido na figura 18(c) ilustra a relação entre as tensões no caso de inversão do fluxo de potência. Nota-se que neste cenário o fasor da barra de carga assume amplitude maior que o da barra de geração. O contrário ocorre na figura 18(d), que ilustra o diagrama fasorial com fluxo de potência no sentido convencional.

A regulação de tensão é realizada em sistemas de distribuição típicos, mesmo sem a inserção de GD. Entretanto, a maioria dos dispositivos usados buscam corrigir a queda de tensão, problema oposto ao que pode ser ocasionado pela GD (EMARATI *et. al*, 2021; MAHMOUD, LEHTONEN, 2020). Neste sentido, alguns elementos podem até agravar os problemas de sobretensão caso não sejam coordenados com as unidades de GD. Alguns dos métodos mais comumente utilizados para correção de desvio de tensão são: banco de capacitores, reguladores de tensão série e OLTC (LEON *et. al*, 2022).

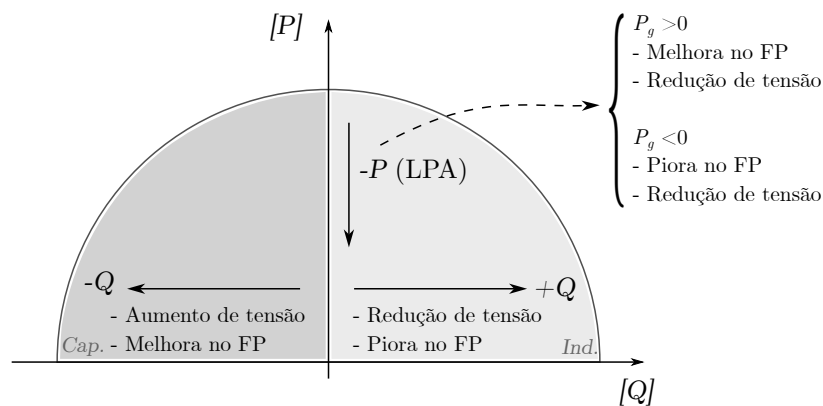
Assim como no caso da degradação do FP, o uso das capacidades de processamento de reativos e LPA dos inversores da rede inteligente pode auxiliar a amenizar o problema

da elevação de tensão. O despacho de energia reativa indutiva pode ser utilizado para reduzir a tensão (AHMAD *et. al.*, 2019; CHEN *et. al.*, 2018; SÁNCHEZ-MORA *et. al.*, 2022). Além disso, a limitação da geração também pode ser utilizada para evitar a sobretensão, já que pode reduzir a potência ativa que flui no sentido inverso (ACOSTA-CAMPAS *et. al.*, 2022; RAMESH *et. al.*, 2021; DAS *et. al.*, 2022). O impacto de ambas as estratégias pode ser entendida a partir do diagrama da figura 18(c). As duas abordagens resultam em uma redução no módulo de  $I_g$ , fazendo com que o módulo de  $V_n$  se aproxime de  $V_b$ .

## 2.6 RELAÇÃO ENTRE A CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA E A REGULAÇÃO DE TENSÃO

Conforme discutido nas seções anteriores, tanto a degradação do FP quanto a sobretensão podem ser mitigados com o uso das capacidades de LPA e processamento de reativos dos inversores. A maioria das cargas típicas possui fator de potência indutivo. Dessa forma, para realizar a correção do FP, se faz necessário o processamento de energia reativa capacitiva adicional. Entretanto, o despacho de potência capacitiva adicional agrava o problema de elevação de tensão. Neste cenário, a redução da tensão deve ser feita utilizando LPA, o que reduz os lucros do proprietário da instalação.

De forma contrária, o despacho de potência ativa indutiva auxilia na redução da tensão no PCC e reduz a necessidade de LPA. Porém, considerando as cargas locais como indutivas, esta alternativa pode gerar degradação no FP, levando a multas e também impactando os lucros. A figura 19 ilustra as possibilidades de uso de reativos e LPA conforme os problemas verificados.



**Figura 19 – Impacto do processamento de reativos e LPA sobre o FP e regulação de tensão**

Conforme exibido na figura 19 nota-se que os problemas de correção de FP e

regulação de tensão são antagônicos quanto à potência reativa. Além disso, o uso de LPA auxilia na redução da tensão em cenários de fluxo reverso, mas pode levar à degradação do FP por reduzir a potência ativa líquida. Em momentos de fluxo de potência no sentido convencional, a LPA pode ser utilizada para correção do FP também.

Apesar de ambas as abordagens poderem ser usadas para mitigação da degradação do FP e da sobretensão, nota-se que o tipo de potência reativa necessário para cada problema é diferente. Além disso, o uso de LPA para a correção de um dos problemas pode levar ao outro, dependendo do sentido do fluxo de potência ativa. Ademais, a efetividade da potência ativa e reativa na regulação de tensão é diferente. Isso ocorre pois a resistência equivalente e a reatância equivalente do sistema de distribuição no PCC não são necessariamente iguais. Por fim, os impactos financeiros causados pelo uso de processamento de reativos ou LPA para ambos os problemas é distinto.

Devido a estas características e às relações não lineares entre o despacho de potência e as variáveis a serem controladas (FP e tensão), nota-se a otimização do despacho para atuação conjunta sobre ambos os problemas mencionados é não trivial. Neste sentido, se faz necessário o uso de um SGE inteligente, capaz de monitorar o estado operacional dos conversores gerar comandos de despacho que levem à correção do FP e da sobretensão, produzindo o menor impacto financeiro possível. Neste sentido, o capítulo seguinte deste trabalho aborda um SGE concebido para unidades de GD multi-inversores que compõem redes inteligentes, utilizado para otimizar o despacho e o uso dos recursos energéticos sob o cenário apresentado.

## 2.7 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo são discutidos os fundamentos teóricos que delimitam o problema abordado no trabalho. Os modelos e características dos principais elementos abordados no trabalho são exibidos. Além disso, considerações relevantes para o desenvolvimento do sistema de gerenciamento de energia são definidas. Resultados iniciais da operação de unidades de GD-FV operando sem otimização são exibidos para evidenciar a necessidade de um SGE. A partir das análises apresentadas, nota-se que a operação da unidade de GD-FV apenas no MPP e com FP unitário pode gerar problemas tanto ao prosumidor quando à rede de distribuição. Além disso, constata-se que a modelagem de uma unidade de GD-FV com múltiplos inversores como um elemento único possui limitações e pode

limitar a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis.

### 3 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM REDES INTELIGENTES

Neste capítulo são abordados os principais conceitos utilizados no desenvolvimento do sistema de gerenciamento de energia proposto. O desenvolvimento matemático do SGE é apresentado, a fim de se obter as principais expressões necessárias à implementação do sistema. O gerenciador é desenvolvido para a otimização do uso de recursos energéticos de uma unidade de GD conforme apresentado no capítulo anterior. A estrutura básica do sistema de gerenciamento é dividida em duas etapas: otimização de despacho e divisão de referências. Na etapa de otimização, é desenvolvido um índice de desempenho a ser otimizado pelo SGE. O objetivo do índice de desempenho é maximizar os lucros financeiros do proprietário da unidade de GD, conservando limites operacionais adequados. Além disso, é apresentado o algoritmo de otimização utilizado para buscar o ponto ótimo do índice de desempenho. Na etapa de divisão de referências, é apresentada a abordagem proposta para a definição dos comandos individuais a serem designados a cada um dos inversores da unidade de GD a fim de atender às referências geradas na etapa de otimização. O objetivo da etapa de divisão de referência é equilibrar o carregamento entre os conversores, a fim de dividir de forma mais igualitária o desgaste e esforços térmicos. Etapas auxiliares, como requisitos de comunicação e medições são brevemente discutidos.

#### 3.1 ESTRUTURA GERAL DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA

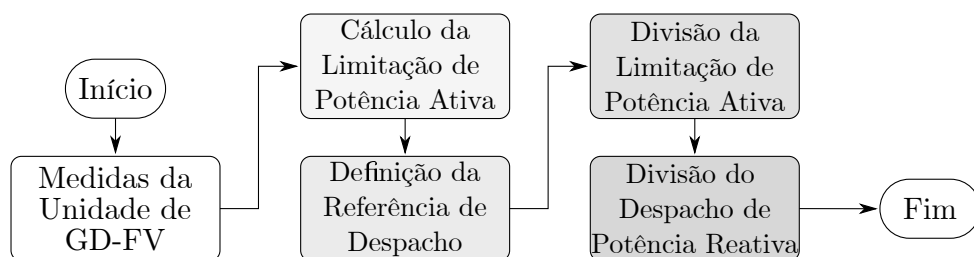


Figura 20 – Fluxograma geral do SGE proposto.

A primeira etapa do SGE é a obtenção das medidas relevantes da unidade de GD-FV. Na sequência, é efetuado o cálculo da limitação de potência ativa (LPA). Com base no valor limite de despacho obtido, é efetuada a definição da referência de despacho. Esta etapa é composta pela otimização de um índice de desempenho utilizando um algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês *Particle Swarm Optimization*).

Apesar de ser um componente da segunda etapa do SGE, o desenvolvimento do índice de desempenho é apresentada primeiro, já que a estratégia proposta de LPA surge de uma limitação do índice proposto. Após a otimização do despacho, as referências de potência ativa e reativa são divididas entre os inversores da unidade FV, nesta ordem. A divisão é efetuada com base na potência ativa despachada por cada inversor. As duas últimas etapas do SGE são aplicáveis apenas para unidades de GD-FV com múltiplos inversores, que são o foco deste trabalho.

### 3.2 ÍNDICE DE DESEMPENHO PARA OTIMIZAÇÃO DE DESPACHO

A parcela referente ao aspecto econômico do despacho ( $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$ ) segue o desenvolvimento apresentado por Souza *et. al* (2018), que, por sua vez, é baseado nas normativas de faturamento da REN1000/2021 (ANEEL, 2021) para unidades atendidas em média tensão. O total faturado conforme a normativa é dado por

$$B_M = A_M + R_M, \quad (11)$$

em que  $B_M$  é o valor total faturado,  $A_M$  é o termo referente ao consumo de energia ativa e  $R_M$  é a parcela de multa referente ao excesso de energia reativa. O termo referente ao consumo de energia ativa é definido como

$$A_M = \sum_{n=1}^N r_{H_n} E_{H_n}, \quad (12)$$

sendo  $r_{H_n}$  o custo da energia ativa no intervalo  $H_n$  (tipicamente uma hora) e  $E_{H_n}$  é a energia ativa fornecida pela rede de distribuição para a instalação durante o intervalo  $H_n$ .

A parcela de faturamento referente à energia reativa excedente é dada por

$$R_M = \sum_{k=1}^K r_{H_k} E_{H_k} \left( \frac{FP_r}{FP_{H_k}} - 1 \right), \quad (13)$$

em que  $H_k$  são os períodos em que há degradação do FP ( $FP_{H_k} < FP_r$ ),  $r_{H_k}$  é o custo da energia ativa no intervalo  $H_k$  e  $E_{H_k}$  é a energia ativa consumida no período  $H_k$ .  $FP_{H_k}$  é o fator de potência da instalação no período  $H_k$  e  $FP_r$  é o fator de potência limite para não ocorrência de multa, definido pela ANEEL como 0,92.

O período de faturamento  $M$  pode ser dividido em dois intervalos  $M_a$  e  $M_d$ , que representam, respectivamente, a parcela de  $M$  em que o FP está adequado e a parcela de



$M$  em que o FP é degradado. Realizando esta separação e aplicando as expressões (12) e (13) em (11), obtém-se

$$B_M = \left( \sum_{H \in M_a} r_H E_H \right) + \left[ \sum_{H \in M_d} \left( r_H E_H + r_H E_H \left( \frac{FP_r}{FP_H} - 1 \right) \right) \right]. \quad (14)$$

Simplificando a expressão (14), é obtida

$$B_M = \left( \sum_{H \in M_a} r_H E_H \right) + \left( \sum_{H \in M_d} r_H E_H \frac{FP_r}{FP_H} \right). \quad (15)$$

Como  $M = M_a \cup M_d$  e  $M_a \cap M_d = \emptyset$ , o custo do faturamento para cada período  $H$  pode ser definido de forma separada para os intervalos com FP adequado e degradado

$$B_H = \begin{cases} r_H E_H, & \text{se } FP_H \geq FP_r \\ r_H E_H \frac{FP_r}{FP_H}, & \text{se } FP_H < FP_r. \end{cases} \quad (16)$$

Em que  $FP_H$  é definido como

$$FP_H = \frac{E_H}{\sqrt{E_H^2 + E_r^2}}. \quad (17)$$

É importante ressaltar que apesar de  $FP_H$  constar no denominador da segunda expressão de (16), o total faturado não tende ao infinito mesmo se  $FP_H \rightarrow 0$  visto que

$$\lim_{FP_H \rightarrow 0} B_M = \lim_{FP_H \rightarrow 0} \frac{r_H E_H FP_r}{\frac{E_H}{\sqrt{E_H^2 + E_r^2}}}, \quad (18)$$

e, como

$$FP_H = 0 \iff E_H = 0, \quad (19)$$

então, a expressão (18) pode ser escrita em termos de  $E_H$  como

$$\lim_{FP_H \rightarrow 0} B_M \equiv \lim_{E_H \rightarrow 0} \frac{r_H E_H FP_r}{\frac{E_H}{\sqrt{E_H^2 + E_r^2}}} = \lim_{E_H \rightarrow 0} r_H FP_r \sqrt{E_H^2 + E_r^2} = r_H FP_r |E_r|. \quad (20)$$

O resultado da expressão (20) mostra que mesmo na condição de  $FP_H = 0$  o total faturado não tende ao infinito por ser um ponto singular. Como  $r_H$  e  $FP_r$  são valores positivos e limitados, nota-se que  $\lim_{FP_H \rightarrow 0} B_M = \infty \implies E_r \rightarrow \infty$ . Ou seja, o total

faturado é proporcional a  $E_r$  na condição de  $FP_H = 0$ . Devido às limitações físicas das cargas e sistemas de geração,  $E_r$  também é limitado. Portanto, em nenhuma hipótese o total faturado tende ao infinito.

Apesar da definição normativa do FP ser baseada na energia ativa e reativa, tal definição não é a mais apropriada para uso como índice de desempenho. Isso ocorre pois podem ocorrer flutuações severas no despacho, visto que a energia é calculada com base em um grande intervalo  $H$ . De forma a evitar tais problemas sem alterar as características do despacho em função do faturamento, Sousa *et. al* (2018) propõe a modelagem do faturamento com base na potência ativa e reativa. Considerando a definição do FP em termos das potências,

$$FP(P_g, Q_g) = \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} \quad (21)$$

$$FP(P_t, Q_t) = \frac{(P_t - P_L)}{\sqrt{(P_t - P_L)^2 + (Q_t - Q_L)^2}} \quad (22)$$

e transformando a expressão (16) em seu equivalente em termos das potência, é obtida

$$\mathcal{J}_D(P_g, Q_g) = \begin{cases} r_s P_g, & \text{se } |FP(P_g, Q_g)| \geq FP_r \\ r_s P_g \frac{FP_r}{FP(P_g, Q_g)}, & \text{se } |FP(P_g, Q_g)| < FP_r, \end{cases} \quad (23)$$

em que  $r_s = \frac{r_H}{3600}$ .  $P_g$  e  $Q_g$  são, respectivamente, a potência ativa e reativa instantâneas consumidas pela instalação.

Apesar da definição de  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  ser baseada na legislação brasileira, o caso do fluxo reverso de potência ativa não é considerado. Para a região de operação com FP adequado, isso não é um problema, visto que a alteração no sinal da potência ativa também altera o sinal de  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  fazendo com que o custo passe a representar lucro. Entretanto, para o caso de FP degradado, usando a definição apresentada na expressão (23), o proprietário da instalação teria que pagar à concessionária pela energia que ele mesmo produziu, o que, na prática, não é aceitável ou lógico. Isto ocorre devido à uma descontinuidade do tipo salto que ocorre na função custo nas proximidades da região de transição com  $P_g < 0$  ( $FP_g \rightarrow -FP_r$ ).

Tomando os limites laterais de  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  para o caso de fluxo reverso de potência ativa e nas proximidades de  $-FP_r$ , obtém-se

$$\lim_{FP_g \rightarrow -FP_r^-} \mathcal{J}_D(P_g, Q_g) = r_s P_g \neq \lim_{FP_g \rightarrow -FP_r^+} \mathcal{J}_D(P_g, Q_g) = -r_s P_g. \quad (24)$$

Nota-se que os limites laterais de  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  na condição de  $FP_g = FP_r$  são divergentes, diferindo em

$$\lim_{FP_g \rightarrow -FP_r^-} \mathcal{J}_D(P_g, Q_g) - \lim_{FP_g \rightarrow -FP_r^+} \mathcal{J}_D(P_g, Q_g) = 2r_s P_g, \quad (25)$$

Esta diferença causa uma descontinuidade do tipo salto em  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$ . Para remover a descontinuidade, a função custo do despacho passa a ser definida em três regiões de operação, diferenciando o caso em que há excedente de energia ativa na condição de FP degradado. Assim, a expressão (23) é redefinida para a condição  $|FP(P_g, Q_g)| < FP_r$ , sendo dividida em duas regiões, resultando em

$$\mathcal{J}_D(P_g, Q_g) = \begin{cases} r_s P_g, & \text{if } \mathbf{S}_g \in \alpha \\ r_s FP_r \sqrt{P_g^2 + Q_g^2}, & \text{if } \mathbf{S}_g \in \beta \\ r_s FP_r \sqrt{P_g^2 + Q_g^2} + 2r_s P_g, & \text{if } \mathbf{S}_g \in \gamma. \end{cases} \quad (26)$$

As regiões  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  são definidas como

$$\begin{cases} \alpha = \{[P_g \ Q_g] \mid FP_g(P_g, Q_g) \geq FP_r\} \\ \beta = \{[P_g \ Q_g] \mid FP_g(P_g, Q_g) < FP_r \wedge P_g \geq 0\} \\ \gamma = \{[P_g \ Q_g] \mid FP_g(P_g, Q_g) < FP_r \wedge P_g < 0\}. \end{cases} \quad (27)$$

As expressões de (26) nas regiões  $\beta$  e  $\gamma$  surgem da necessidade de diferenciar os casos de energia ativa positiva e negativa. Nota-se que ambas as expressões possuem estrutura semelhante, diferindo pela adição de  $2r_s P_g$  para a região  $\gamma$ . Este termo é adicionado para remover a descontinuidade em salto que existe em (23) na condição de  $FP_g \rightarrow -FP_r$ . A figura 21 exibe uma comparação entre as superfícies formadas por (23) e (26) sobre o domínio de análise descrito por  $\alpha \cup \beta \cup \gamma$ .

A partir da figura 21 nota-se que a adição do termo descrito por (25) à expressão de  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)|_\gamma$  remove a descontinuidade em salto. Além disso, o comportamento da função custo para a região em que não há excedente de potência ativa não é alterada. Ainda, a expressão (26) representa de forma mais coerente o aumento do despacho de potência ativa em regiões de FP degradado, visto que, usando a equação (23),

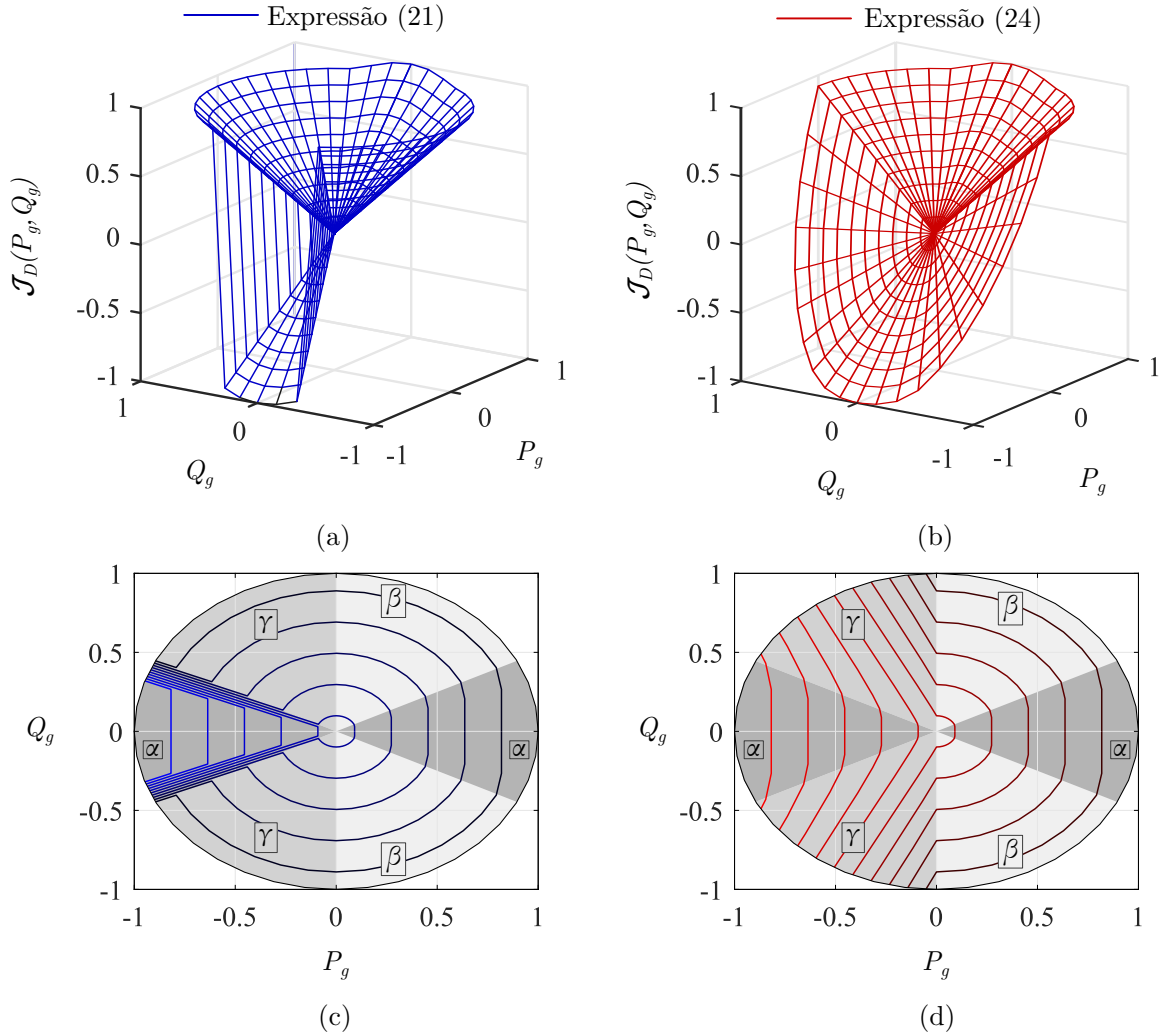


Figura 21 – Comparação das superfícies obtidas para o custo do despacho. (a) Sem remoção da descontinuidade. (b) Com a remoção da descontinuidade. (c) Curvas de nível sem a remoção da descontinuidade. (d) Curvas de nível com a remoção da descontinuidade.

$$\left. \frac{\partial \mathcal{J}_D(P_g, Q_g)}{\partial P_g} \right|_{FP_g < FP_r \cap P_g < 0} = r_s \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} < 0. \quad (28)$$

Este resultado não é coerente com o esperado. Neste caso, um aumento na injeção de potência ativa causa uma elevação no custo de despacho ( $P_g < 0$ ), o que não faz sentido. Por outro lado, utilizando a expressão (26), obtém-se

$$\left. \frac{\partial \mathcal{J}_D(P_g, Q_g)}{\partial P_g} \right|_{\gamma} = r_s \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} + 2r_s, \quad (29)$$

e, como

$$\frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} \in [-1, 0] \implies r_s \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} + 2r_s > 0. \quad (30)$$

Esta condição é logicamente correta, visto que neste cenário, um aumento no despacho de potência ativa gera uma redução no custo. Assim, comprova-se que a adição do termo  $2r_s P_g$  para diferenciar as regiões de operação  $\beta$  e  $\gamma$  não apenas corrige a descontinuidade em salto existente em (23) como também torna a descrição do custo de despacho mais coerente com a lógica.

Dessa forma, é definida a parcela do índice de desempenho referente ao aspecto financeiro da operação da instalação. Entretanto, o despacho conforme  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  pode levar a tensões acima dos limites permitidos no barramento de conexão. Dessa forma, motiva-se a alteração do índice de desempenho de forma a mitigar tais ultrapassagens aos limites.

A definição do despacho pode ser reescrita de outra forma, evidenciando as componentes de lucro do prosumidor e multa por FP degradado. Esta forma é útil para análise posterior, com a aplicação do custo de despacho como componente do índice de desempenho para o SGE proposto. O custo de despacho pode ser representado como

$$\mathcal{J}_D(P_g, Q_g) = \begin{cases} r_s P_g + 0 & , \text{ se } \mathbf{S}_g \in \alpha \\ r_s P_g + r_s P F_r \cdot \sqrt{P_g^2 + Q_g^2} - r_s P_g, & \text{ se } \mathbf{S}_g \in \beta \\ \underbrace{r_s P_g}_{\text{Receita}} + \underbrace{r_s P F_r \cdot \sqrt{P_g^2 + Q_g^2} + r_s P_g}_{\text{Multa FP}}, & \text{ se } \mathbf{S}_g \in \gamma. \end{cases} \quad (31)$$

A definição de  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  apresentada na expressão (31) é interessante pois evidencia que a receita do prosumidor está ligada apenas à potência ativa. Por outro lado, a energia reativa surge apenas em termos relacionados à multa por baixo FP. Neste sentido, é considerado que a potência reativa pode trazer apenas prejuízo à unidade de GD. Entretanto, conforme discutido nas seções anteriores, os reativos podem ser utilizados em serviços ancilares, trazendo benefícios ao prosumidor não apenas com a correção do FP da instalação. Uma das aplicações é o uso de potência reativa para reduzir a elevação de tensão no PCC, causada pelo fluxo reverso de potência ativa imposto pela GD em momentos de alta geração e baixa carga.

Neste sentido, a definição do custo de despacho pode ser modificado a fim de promover um uso financeiramente lucrativo da energia reativa. Para tal, considera-se a expressão que define a variação de tensão em regime permanente no PCC de uma unidade de GD conectada a um sistema de distribuição radial, conforme exibido na figura 22, dada

por

$$\Delta V(P_g, Q_g) = \left( \frac{P_g - jQ_g}{V_g^2} \right) (R_g + jX_g). \quad (32)$$

Em que  $R_g$  e  $X_g$  são, respectivamente a resistência e a reatância equivalentes do sistema de distribuição no PCC,  $V_g$  é a tensão da rede no PCC e  $j$  é a unidade imaginária. Devido à característica predominantemente resistiva e de rede fraca dos ramais de distribuição de média tensão, que são o foco deste trabalho, a parcela imaginária da expressão (32) pode ser ignorado. Ainda, pode ser feita a aproximação que a tensão no PCC é igual à tensão nominal do sistema de distribuição, resultando em

$$\Delta V(P_g, Q_g) \approx \frac{R_g P_g + X_g Q_g}{V_b^2}. \quad (33)$$

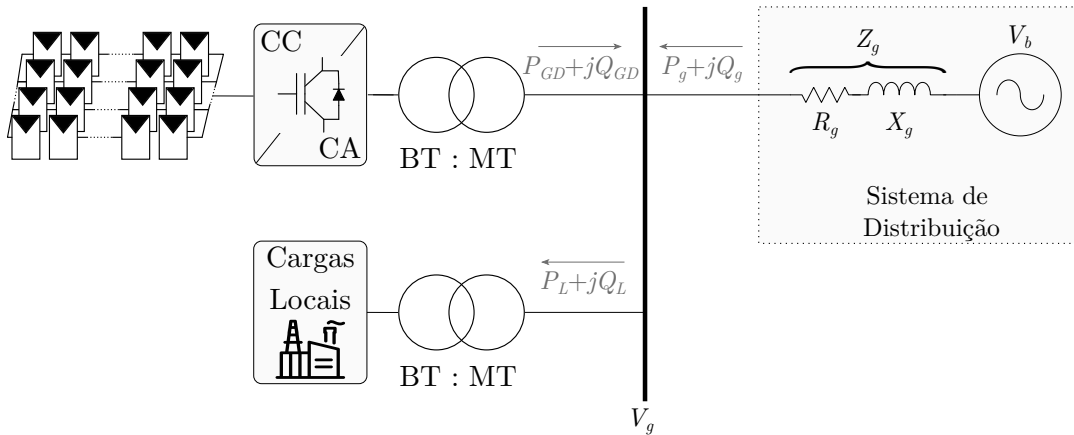


Figura 22 – Unidade de GD-FV conectada a um sistema de distribuição de média tensão radial.

A partir de (33), nota-se que que a tensão no PCC depende das potências ativa e reativa que fluem entre a rede de distribuição e a unidade de GD-FV. Ainda, a variação de tensão causada pelo fluxo de potência ativa é proporcional à resistência equivalente do sistema de distribuição, enquanto que a variação causada pela potência reativa é proporcional à reatância equivalente no PCC. Como  $R_g$  e  $X_g$  são diferentes, geralmente, o desvio de tensão causado por um mesmo montante de  $P_g$  e  $Q_g$  não é necessariamente o mesmo. As contribuições de  $P_g$  e  $Q_g$  para a variação de  $V_g$  podem ser separadas em

$$\Delta V_P(P_g) = \frac{R_g P_g}{V_b^2}, \quad \Delta V_Q(Q_g) = \frac{X_g Q_g}{V_b^2}. \quad (34)$$

Ou seja, a tensão no PCC pode ser controlada ajustando apenas  $P_g$ , apenas  $Q_g$  ou ambos de forma independente. Entretanto, a variação de  $V_g$  pode não ser a mesma para ambas.

O impacto financeiro de  $P_g$  e  $Q_g$  também não é igual e deve ser considerado. Derivando a expressão (31), obtém-se

$$\frac{\partial \mathcal{J}_D(P_g, Q_g)}{\partial P_g} - \frac{\partial \mathcal{J}_D(P_g, Q_g)}{\partial Q_g} = \begin{cases} r_s & \text{se } \mathbf{S}_g \in \alpha \\ r_s F P_r \left( \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} - \frac{Q_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} \right) & \text{se } \mathbf{S}_g \in \beta \\ 2r_s + r_s F P_r \left( \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} - \frac{Q_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} \right) & \text{se } \mathbf{S}_g \in \gamma. \end{cases} \quad (35)$$

Assim, verifica-se que em  $\alpha$  e  $\gamma$

$$\frac{\partial \mathcal{J}_D(P_g, Q_g)}{\partial P_g} > \frac{\partial \mathcal{J}_D(P_g, Q_g)}{\partial Q_g}. \quad (36)$$

Ou seja, variações em  $P_g$  produzem uma maior variação nos lucros do prosumidor do que uma mesma variação em  $Q_g$ .  $\alpha$  e  $\gamma$  são as regiões do domínio mais suscetíveis a elevações da tensão do PCC, devido à inversão do fluxo de potência ativa. A relação expressa em (36) não é válida para toda a região  $\beta$ . Esta parcela do domínio é caracterizada pelo fluxo de potência ativa no sentido do sistema de distribuição para a unidade de GD-FV. Por conta disso, a região  $\beta$  não sofre com elevação de tensão causada pela GD.

Mesmo que o sistema de GD-FV opere na região  $\beta$ , a tensão no PCC pode exceder os limites toleráveis caso a carga local seja predominantemente capacitiva. Entretanto, a grande maioria das cargas para unidades consumidoras conectadas em média tensão apresentam característica indutiva. Por não ser uma condição comum, neste trabalho considera-se que a sobretensão no PCC causada pela GD-FV é ocasionada pelo fluxo reverso de potência ativa. Além disso, consideram-se cargas locais reativas com característica indutiva.

Nota-se, portanto, que o uso de potência reativa para controle de tensão é mais interessante do ponto de vista econômico. O despacho de um adicional de potência reativa igual a  $Q_v$  gera uma variação de tensão no PCC igual a

$$\Delta V_Q(Q_v) = \frac{X_g Q_v}{V_b^2}. \quad (37)$$

Considerando  $Q_v$  com característica indutiva,  $\Delta V_Q(Q_v)$  representa uma redução em  $V_g$ . Tal redução permite a injeção de uma maior quantidade de potência ativa na rede sem ultrapassar os limites toleráveis. Com base nos limites de tensão, o processamento de reativo adicional permite o despacho de um montante de potência ativa adicional igual a

$$P_v = \frac{\Delta V_Q(Q_v)V_b^2}{R_g}. \quad (38)$$

Neste sentido, é possível ponderar o ganho financeiro que o despacho adicional de  $Q_v$  pode trazer ao sistema de GD. A partir da expressão (31), o aumento da receita obtido pela redução de tensão por processamento de reativos é de

$$\mathcal{J}(Q_v) = r_s P_v = r_s \frac{\Delta V_Q(Q_v)V_b^2}{R_g}. \quad (39)$$

Substituindo a expressão (37) em (39) e simplificando, obtém-se

$$\mathcal{J}(Q_v) = r_s \frac{X_g}{R_g} Q_v. \quad (40)$$

Conforme o resultado de (40), o aumento de receita gerado por  $Q_v$  é proporcional à RIR do sistema de distribuição. Em redes fracas, usualmente  $X_g/R_g < 1$ . Ou seja, o despacho de reativos possui um impacto menor na redução de tensão, mas ainda assim é capaz de gerar lucros ao prossumidor. Neste sentido, a expressão para o custo de despacho pode ser modificada para permitir a utilização de potência reativa para regulação de tensão. Assim, a expressão (40) pode ser adicionada a (31) para permitir o uso otimizado de potência reativa para redução de sobretensão.

Entretanto,  $P_v$  é uma variável auxiliar virtual, e não um montante de potência ativa prontamente despachada conforme o aumento de  $Q_v$ , sendo utilizada apenas para permitir a relação do despacho de potência do ponto de vista financeiro e em relação à regulação da tensão. O aumento do despacho de potência ativa ocorre apenas devido à elevação da irradiância incidente sobre os arranjos FV, que varia de forma gradual e contínua. Neste sentido, de forma a evitar variações abruptas no despacho da potência reativa para permitir o despacho de potência ativa que não está, de fato, sendo gerada ( $P_{GD} \neq P_v$ ), é adicionada à expressão (40) uma função de ativação. Visando gerar uma região de transição suave e contínua para a ponderação do despacho de reativos, é utilizada uma curva sigmoide dependente da tensão no PCC, descrita por

$$\mathcal{S}(V_g) = \frac{1}{1 + e^{-G_Q(V_g - V_h)}}. \quad (41)$$

Assim, o termo a ser adicionado em (31) para permitir o uso de potência reativa para regulação de tensão possui a forma



$$\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g) = -r_s \frac{X_g}{R_g} Q_g \cdot \mathcal{S}(V_g) \quad (42)$$

Os termos que regem o comportamento da curva sigmoide são  $G_Q$  e  $V_h$ , que regulam, respectivamente, a inclinação e o ponto médio da sigmoide. Tal curva de transição é utilizada de forma a agir de forma preventiva sobre a elevação de tensão. Ou seja, antes que a tensão do PCC atinja o valor máximo permitido, é iniciado o despacho de reativo indutivo adicional. A sigmoide é uma escolha adequada para ativação do termo  $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$  pois apresenta valor muito próximo de zero para  $V_g < V_h$  e próximos de um caso  $V_g > V_h$ . A região de transição entre tais valores pode ser ajustada por  $G_Q$ . Outra vantagem da curva sigmoide é que suas derivadas são contínuas, o que evita transições abruptas na expressão do índice de desempenho. A definição dos termos  $G_Q$  e  $V_h$  é baseado na legislação do sistema elétrico brasileiro, apresentado pela ANEEL (2021), conforme a tabela 4.

**Tabela 4 – Intervalos de qualidade de tensão.**

Qualidade de tensão	$V_g$ em relação à tensão nominal $V_b$
Adequada	$0.93V_b \leq V_g \leq 1.05V_b$
Precária	$0.90V_b \leq V_g < 0.93V_b$
Crítica	$V_g < 0.90V_b$ ou $V_g > 1.05V_b$

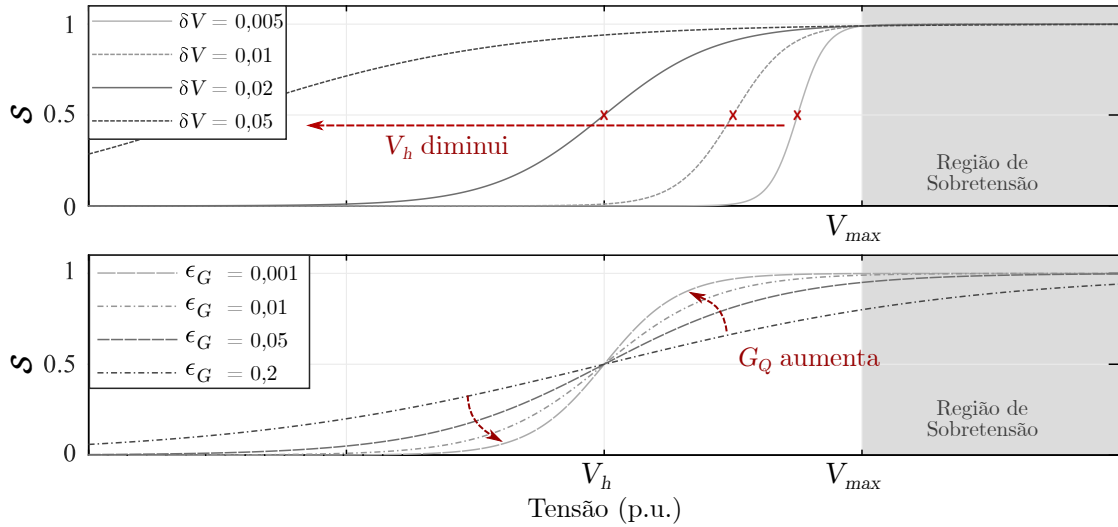
A partir das faixas de tensão apresentadas na tabela 4, verifica-se que a tensão máxima permissível em regime permanente é  $V_{max} = 1,05p.u.$ . Nota-se, ainda, que a normativa não estabelece uma faixa precária para sobretensão. Calderaro *et. al* (2014) apresenta uma estratégia de correção de sobretensão utilizando uma faixa de transição entre  $V_g = 1,035p.u.$  e  $V_g = 1,05p.u.$ . Para definição do intervalo de transição, é utilizado o parâmetro  $\delta V$ . Além disso, a curva  $\mathcal{S}(V_g)$  aproxima-se assintoticamente dos valores extremos (0 e 1). Dessa forma, é necessário definir um nível de tolerância admissível ( $\epsilon_G$ ) nos pontos de início e fim de transição. Os valores de  $\delta V$  e  $\epsilon_G$  são utilizados para definir  $V_h$  e  $G_Q$  através de

$$V_h = V_{max} - \frac{\delta V}{2} \quad (43)$$

e

$$G_Q = \frac{2 \ln(\epsilon_G^{-1} - 1)}{\delta V}. \quad (44)$$

A figura 23 ilustra o comportamento de  $\mathcal{S}(V_g)$  para diferentes valores de  $\delta V$  e  $\epsilon_G$ .



**Figura 23 – Comportamento da curva sigmoide para diferentes valores de  $\delta V$  e  $\epsilon_G$ .**

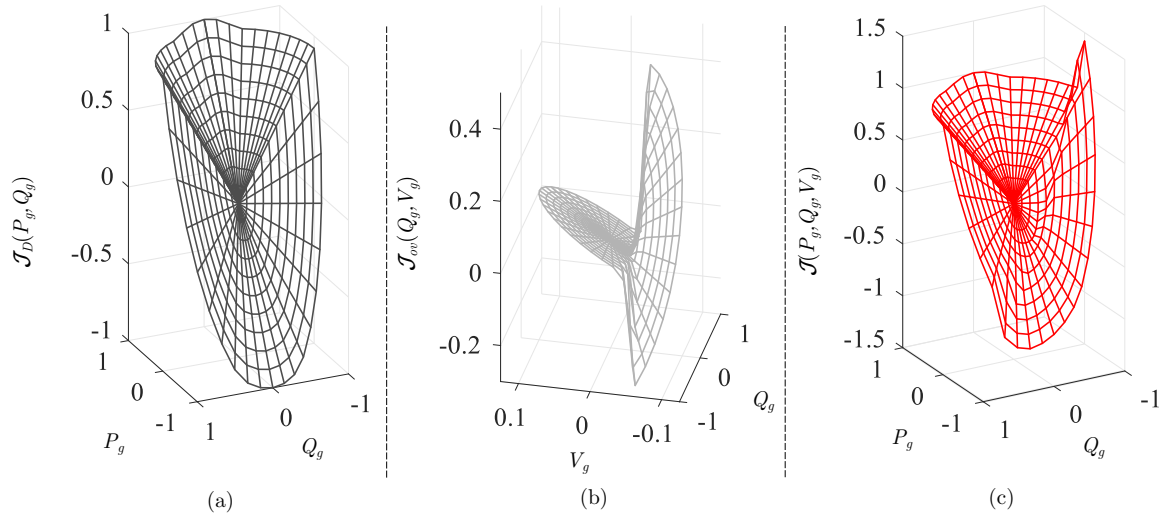
Conforme pode ser analisado na figura 23, conforme  $\delta V$  e  $\epsilon_G$  diminuem, a função  $\mathcal{S}(V_g)$  se comporta mais como uma função degrau. Como  $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$  simultaneamente depende de  $V_g$  e também tem impacto sobre essa tensão, valores muito pequenos de  $\delta V$  e  $\epsilon_G$  podem causar oscilações no despacho do sistema, que fica transitando entre as regiões de tensão adequada e sobretensão de forma oscilatória. Por outro lado, conforme  $\delta V$  e  $\epsilon_G$  aumentam, a faixa de transição excede os limites toleráveis de tensão sem alterar significativamente o comportamento de  $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$ . Neste caso, o despacho de potência reativa pode se tornar pouco sensível a variações na tensão do PCC. Dessa forma, é necessário definir os parâmetros da sigmoide de forma a promover uma atuação relevante mantendo uma transição suave. Com base em trabalhos semelhantes da literatura (CALDERARO *et. al*, 2014; ACOSTA-CAMPAS *et. al*, 2022) e em análises por simulação, define-se  $\delta V = 0,01$  e  $\epsilon_G = 0,05$ .

Definidas as estruturas dos termos  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$  e  $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$ , é definido o índice de desempenho proposto, na forma

$$\mathcal{J}(P_g, Q_g, V_g) = \mathcal{J}_D(P_g, Q_g) + \mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g), \quad (45)$$

Tal constante permite ajustar o índice de desempenho para regular o despacho com maior foco nas questões econômicas ou na redução da sobretensão. A figura 24 ilustra as curvas das componentes do índice de desempenho de forma individual e somadas.

Conforme a figura 24, nota-se que a adição de  $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$  ao custo de despacho tende a deslocar o ponto de custo mínimo para a região de fator de potência indutivo.



**Figura 24** – Gráficos das componentes do custo de despacho modificado. (a)  $\mathcal{J}_D(P_g, Q_g)$ . (b)  $\mathcal{J}_{ov}(Q_g, V_g)$ . (c)  $\mathcal{J}(P_g, Q_g, V_g)$ .

Por outro lado, o custo atribuído ao despacho de potência reativa capacitiva é aumentado. Dessa forma, o sistema de otimização tende a elevar o despacho de potência indutiva, reduzindo a tensão no PCC, conforme desejado. Nota-se, ainda, que apesar de um maior incentivo à injeção de reativos, há um limite para tal, visto que com o aumento da energia reativa em excesso, a multa por fator de potência degradado tornam-se maiores. Diferente de outras estruturas discutidas na literatura que permitem o uso da potência reativa para regulação de tensão, como operação em fator de potência constante (MAI *et. al*, 2021) e controladores *droop* (SEKHAVATMANESH *et. al*, 2022), a estratégia proposta permite a otimização dos lucros do prossumidor.

### 3.3 LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA

O índice de desempenho proposto na seção anterior permite o uso de potência reativa para redução da sobretensão no PCC de unidades de GD-FV. Entretanto, em alguns casos esta estratégia pode ser insuficiente. Conforme evidenciado pela expressão (33), as variações de  $V_g$  em relação à potência ativa e reativa são proporcionais, respectivamente, à resistência e à reatância equivalentes do sistema de distribuição vistas do PCC. Por conta disso, a regulação de tensão apenas por reativos tende a ser menos eficiente em redes com característica predominantemente resistiva.

Unidades de GD-FV com potências na faixa de centenas de quilo-watts à poucos mega-watts, que são o foco deste trabalho, geralmente são conectadas a sistemas de

distribuição que operam em média tensão. Conforme analisado por Aguiar (2014, p. 60), redes deste tipo apresentam característica resistiva e, usualmente, razão de curto-circuito (RCC) reduzidas. Ainda, conforme Huang *et. al* (2021), redes predominantemente resistivas e com baixa RCC requerem níveis de tensão mais elevados no PCC para permitir o fluxo inverso de potência ativa.

Neste sentido, visando aprimorar a capacidade do sistema de gerenciamento proposto em relação à regulação de tensão, é implementada uma segunda camada de mitigação de sobretensão, que utiliza LPA. Uma estratégia similar, definida em dois estágios, é apresentada por Calderaro *et. al* (2014). Os autores, entretanto, não abordam em detalhes a limitação de potência ativa. Conforme discutido na seção anterior, a potência ativa despachada pela unidade de GD é mais relevante do ponto de vista financeiro para o prosumidor. Por conta disso, a estratégia proposta utiliza primeiramente a regulação por potência reativa, ativando a LPA apenas se a primeira abordagem for insuficiente.

Conforme a tabela 4, a tensão no PCC não deve exceder 105% do valor nominal. Assim, elevações de tensão de até 5% são toleráveis e não caracterizam uma violação das normas. Visando reduzir os impactos financeiros da limitação de tensão, o SGE deve utilizar a LPA apenas se a regulação por potência reativa for insuficiente, ou seja, se  $V_g$  atingir o valor máximo permitido pelas normas. Em cenários de tensão adequada, é interessante que a unidade de GD-FV possa operar até sua capacidade nominal. Além de não efetuar LPA até que o limite de tensão máxima seja excedido, é desejado que a limitação seja a mínima possível para regular a tensão a níveis toleráveis.

A partir destas premissas, algumas características para a estratégia de LPA podem ser definidas. A regulação de tensão por potência ativa deve ser iniciada apenas se

$$V_g > V_m , \quad (46)$$

em que  $V_m$  é a máxima tensão permitida, especificada no código de rede adotado. Ainda, é desejável que a limitação de despacho ocorra apenas durante o período necessário para que a tensão fique dentro dos limites. Ou seja, o SGE deve reduzir a LPA se as condições operacionais permitirem. Esta redução pode ocorrer, por exemplo, caso haja um aumento na demanda de potência ativa pelas cargas locais. Neste cenário, mesmo com o aumento da potência gerada, o consumo instantâneo também aumenta, não alterando o montante líquido de potência ativa injetada na rede elétrica, que é responsável pela elevação de

tensão.

Para evitar que o SGE oscile entre incremento e redução de LPA, é utilizada uma faixa de não atuação. Assim, mesmo que após o início do contingenciamento de despacho a tensão no PCC retorne a níveis toleráveis, a LPA é mantida inalterada até que  $V_g$  atinja um nível inferior a  $V_{trh(P)}$ . Caso  $V_g < V_{trh(P)}$ , a limitação de despacho começa a ser reduzida. Assim, sendo  $P_{lim}$  a potência ativa máxima permitida a ser despachada, a variação da LPA ( $\Delta P_{lim}$ ) deve apresentar o comportamento

$$\begin{cases} \Delta P_{lim} > 0, & \text{se } V_g > V_m, \\ \Delta P_{lim} = 0, & \text{se } V_{trh(P)} \leq V_g \leq V_m, \\ \Delta P_{lim} < 0, & \text{se } V_g < V_{trh(P)}. \end{cases} \quad (47)$$

Visando minimizar o contingenciamento de geração, a limitação de potência é incrementada de forma gradual. Ainda, para evitar oscilações entre limitação e despacho livre, a LPA também é reduzida de forma gradual. Conforme apresentado por Ochoa *et. al* (2010), a limitação de despacho em unidades de GD-FV é feita em incrementos de pequenas frações da potência nominal da planta. Os passos de variação avaliados no referido trabalho foram de 2%, 5% e 10% da potência nominal da unidade de GD-FV. Ainda, Acosta-Campas *et. al* (2022) apresenta uma estratégia de LPA para redes inteligentes considerando passos de limitação semelhantes.

A frequência de execução das estratégias citadas é na ordem de dezenas de segundos a alguns minutos. Conforme é apresentado nas seções seguintes, o SGE proposto é executado em frequências na ordem de alguns poucos Hertz. Neste sentido, para diminuir a ondulação de tensão no PCC, o passo de variação da LPA para o SGE deve ser menor do que os valores apresentados anteriormente. Assim, considerando as condições apresentadas em (47), os valores de passo apresentados na literatura e a condição referente à frequência de execução da LPA, os valores de variação da LPA são definidos como

$$\begin{cases} \Delta P_{lim} = \sqrt{V_g - V_m} \cdot S_n, & \text{se } V_g \geq V_m \\ \Delta P_{lim} = \sqrt{V_{trh(P)} - V_g} \cdot S_n, & \text{se } V_g \leq V_{trh(P)} \\ \Delta P_{lim} = 0, & \text{se } V_{trh(P)} < V_g < V_m. \end{cases} \quad (48)$$

Em (48),  $S_n$  é a potência nominal da unidade de GD-FV, definida por

$$S_n = \sum_{i=1}^n S_i, \quad (49)$$

em que  $S_i$  é a potência nominal do  $i$ -ésimo inversor e  $n$  o número de inversores na unidade de GD-FV. Com base na variação calculada, a potência limite é atualizada a cada passo de tempo  $k$  através de

$$P_{lim}(k) = P_{lim}(k-1) - \Delta P_{lim}, \quad (50)$$

sendo  $P_{lim}$  limitada a

$$0 \leq P_{lim}(k) \leq S_n. \quad (51)$$

Apesar de ser uma variável com dinâmica temporal, a partir deste ponto  $P_{lim}(k)$  será referida apenas como  $P_{lim}$ . O passo de variação de LPA utilizado não é fixo, sendo proporcional à diferença entre  $V_g$  e  $V_m$  para o incremento e à diferença entre  $V_g$  e  $V_{trh(P)}$  para a redução. Esta abordagem é interessante pois permite que o SGE atue de forma mais suave caso a ultrapassagem do limite de tensão seja pequena, ou de forma mais rápida e abrupta frente à uma ultrapassagem mais significativa. De forma semelhante, durante o processo de redução da LPA, se a tensão no PCC reduzir rapidamente ( $V_g \ll V_{trh(P)}$ ), a LPA é reduzida rapidamente, enquanto que para uma diminuição lenta de  $V_g$ , a LPA é reduzida de forma mais lenta.

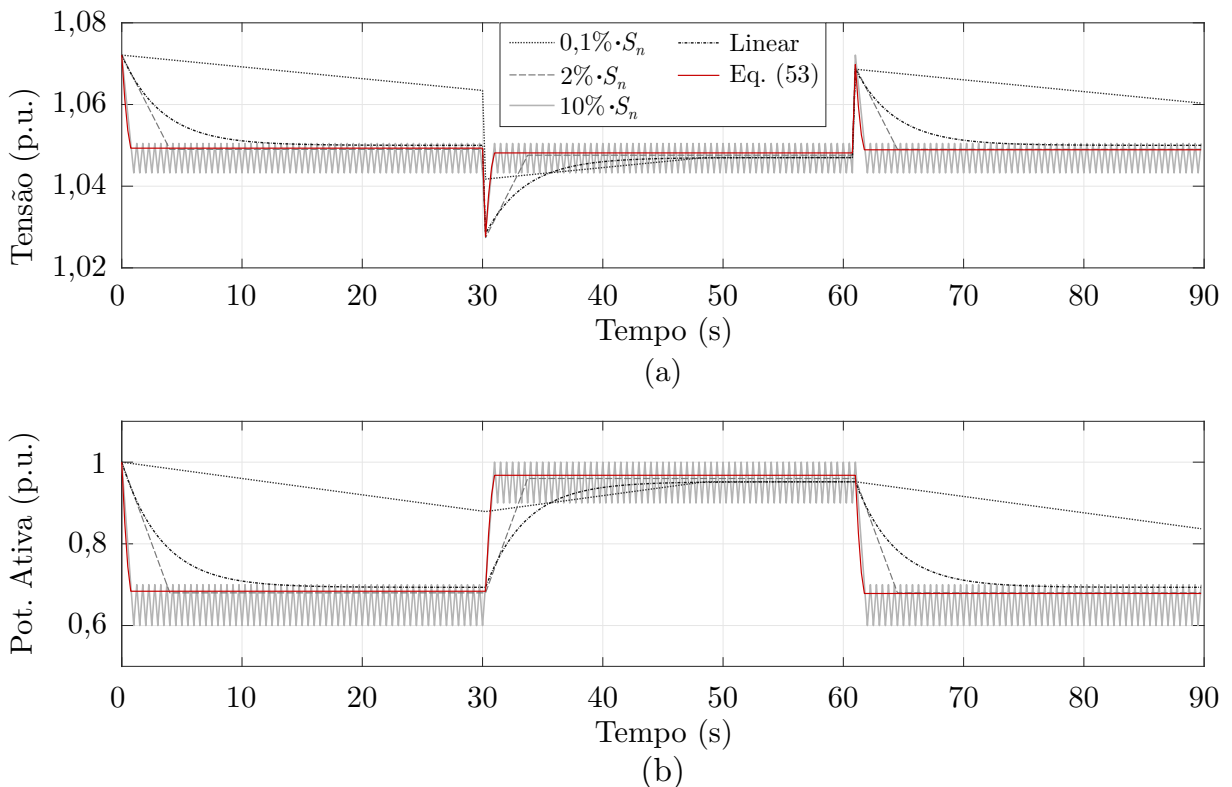
A definição de um passo adequado é relevante para a limitação de potência pois um passo demasiadamente grande pode levar o algoritmo a comportamentos oscilatórios. A figura 25 mostra um comparativo entre diversos passos de LPA possíveis. São exibidos os resultados para três condições de passo fixo (0,1%, 2% e 10%), definidos por

$$\begin{cases} \Delta P_{lim} = +\Delta P_{cte} \cdot S_n, & \text{se } V_g \geq V_m \\ \Delta P_{lim} = -\Delta P_{cte} \cdot S_n, & \text{se } V_g \leq V_{trh(P)} \\ \Delta P_{lim} = 0, & \text{se } V_{trh(P)} < V_g < V_m, \end{cases} \quad (52)$$

em que  $\Delta P_{cte} = 0,1\%, 2\%, 10\%$ , e duas condições de passo variável: expressão (48) e linear, definido por

$$\begin{cases} \Delta P_{lim} = (V_g - V_m) \cdot S_n, & \text{se } V_g \geq V_m \\ \Delta P_{lim} = (V_{trh(P)} - V_g) \cdot S_n, & \text{se } V_g \leq V_{trh(P)} \\ \Delta P_{lim} = 0, & \text{se } V_{trh(P)} < V_g < V_m. \end{cases} \quad (53)$$

A análise apresentada na figura 25 considera uma unidade de GD-FV com  $S_n = 1$  MVA e  $n = 1$ , operando com FP unitário. Entre  $t = 0$  s e  $t = 30$  s a carga local é nula. De  $t = 30$  s até  $t = 60$  s, é adicionada uma carga de  $P_L = 300$  kW. A partir de  $t = 61$  s, a carga local é retirada. A unidade de GD-FV é conectada a um sistema de distribuição caracterizado por  $V_b = 13,8$  kV, RCC = 12 e RIR = 0,6. O algoritmo de LPA é executado com uma frequência de 4 Hz.



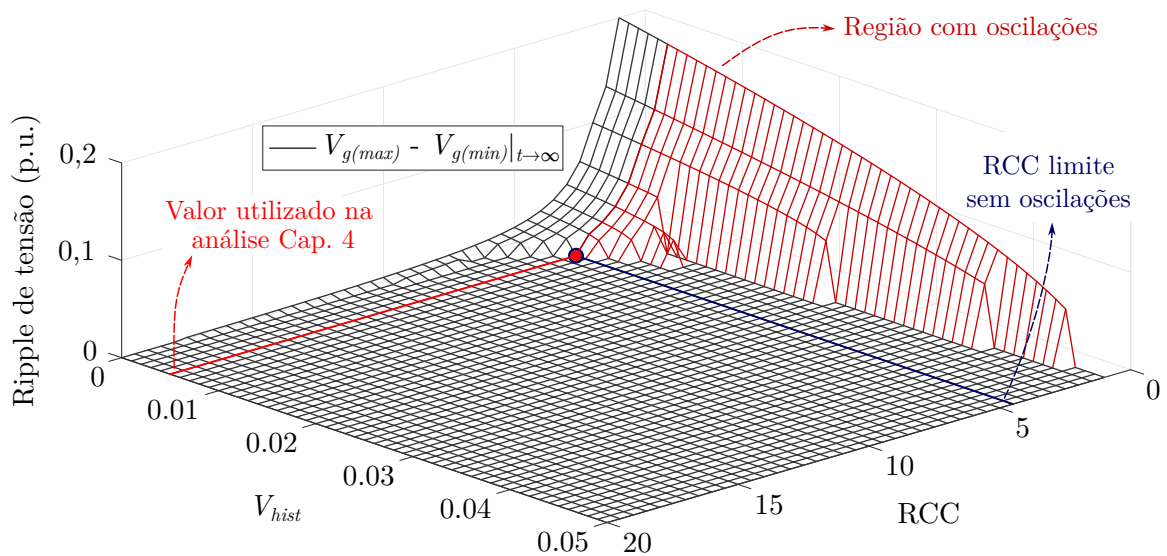
**Figura 25** – Análise comparativa para diversos valores de  $\Delta P_{lim}$ . (a) Tensão no PCC. (b) Potência ativa líquida injetada na rede ( $P_g$ ).

A partir dos resultados apresentados na figura 25, nota-se que o uso de um passo de limitação demasiadamente pequeno pode levar o sistema a ser pouco responsivo. Para o passo de 0,1% da potência da planta, a tensão não foi normalizada até o momento da entrada de carga local. Entretanto, conforme evidenciado para o passo de 10% da unidade de geração, um passo muito grande pode fazer com que o algoritmo oscile entre as regiões de aumento e diminuição de  $P_{lim}$ .

A estratégia de passo linear não apresenta comportamento oscilatório. Entretanto, o período transitório para adequação de tensão e redução da limitação é lento. Isto pode ser prejudicial às cargas locais, que são expostas a níveis de tensão inadequados por mais tempo. Além disso, os lucros financeiros são reduzidos, já que a redução da LPA ocorre de forma mais lenta. O método proposto, descrito pela expressão (48), ajusta rapidamente a potência limite, fazendo com que a convergência da tensão para valores adequados seja rápida.

Nota-se, assim, que a abordagem proposta para a LPA permite uma rápida correção da sobretensão. De forma análoga, a diminuição da restrição de despacho também ocorre de forma mais rápida se comparada às demais estratégias. Tal característica é relevante pois permite a redução do impacto financeiro causado pela LPA. A abordagem utilizada não apresenta oscilações para o caso analisado. Para verificar as condições sob as quais esta característica se mantém, a figura 26 mostra a oscilação de tensão em regime permanente para diferentes valores de RCC. Além disso, são avaliados diferentes valores de faixa de não-atuação ( $V_{hist}$ ), definida como

$$V_{hist} = V_{max} - V_{trh(P)}. \quad (54)$$



**Figura 26 – Oscilação de tensão no PCC para a estratégia proposta de LPA para diferentes valores de  $V_{hist}$  e RCC.**

A partir da figura 26, é possível verificar para cenários de RCC mais baixas, uma faixa de não-atuação maior precisa ser utilizada para que não ocorram oscilações. Para  $RCC > 10$ , não ocorrem oscilações mesmo para valores muito pequenos de  $V_{hist}$ . Por outro



lado, para  $RCC < 3$ , bandas de histerese grandes são necessárias. Entretanto, é importante ressaltar que em casos típicos, a RCC de sistemas de distribuição no PCC de unidades de GD-FV são, em geral, superiores a 5 (AGUIAR, 2014, HUANG *et. al*, 2021; CABRERA-TOBAR *et. al*, 2016). Considerando esta faixa de RCC, utilizar um valor de  $V_{hist} \geq 0,004$  é suficiente para evitar oscilações.

Após a atualização  $P_{lim}$ , a referência de despacho de potência ativa para a unidade de GD é calculada.

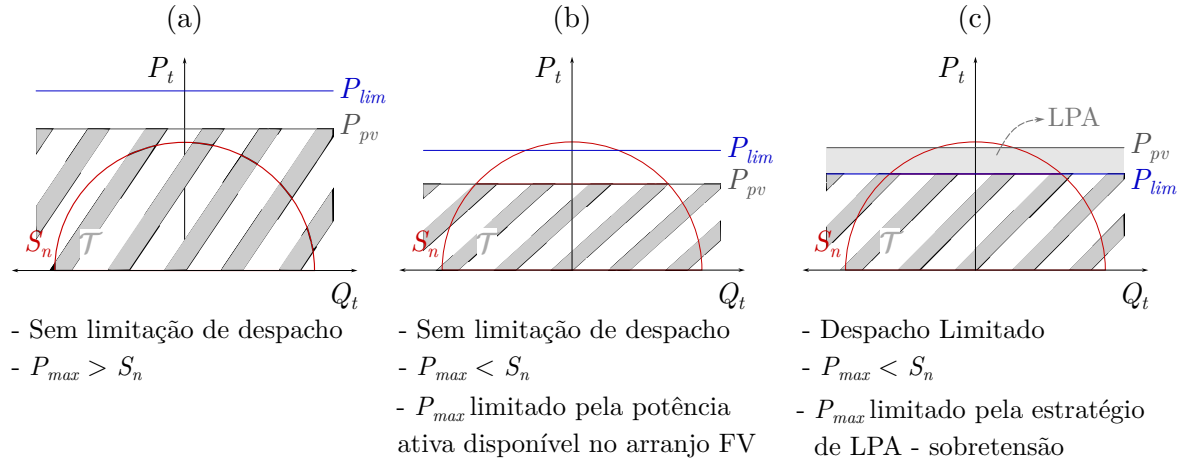
### 3.4 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

Os comandos de despacho de potência ativa e reativa para a unidade de GD são obtidos a partir do índice desempenho apresentado em (45). As referências são obtidas a partir de um processo de otimização, em que se busca o ponto  $(P_{ref}, Q_{ref})$  que resulta no menor custo quando avaliado  $\mathcal{J}(P_g, Q_g, V_g)$ . É importante salientar que o custo relacionado à otimização do índice de desempenho não é necessariamente igual ao custo financeiro do despacho.

Conforme apresentado por Gandhi *et. al* (2016), os métodos de solução de problemas de otimização de despacho são, em sua maioria, caracterizados como: analíticos, numéricos ou heurísticos. Os métodos analíticos são caracterizados por apresentar uma solução com forma fechada para as variáveis de interesse. Geralmente, uma solução analítica é específica e dependente da modelagem adotada para o problema. Além disso, para sistemas mais complexos, nem sempre é possível a obtenção de uma solução analítica. A principal vantagem de uma solução deste tipo é o custo computacional reduzido se comparado aos demais métodos.

Os métodos numéricos caracterizam-se por apresentar aproximações da solução exata. Apresentam custo computacional maior que os métodos analíticos, mas possuem aplicação mais simples. Já os métodos heurísticos possuem como principal vantagem uma menor necessidade de formulação matemática. Isso ocorre pois solução para o problema é otimizada de forma iterativa, com possíveis soluções sendo avaliadas individualmente a partir do índice de desempenho utilizado. Uma das desvantagens dos métodos numéricos e, principalmente, heurísticos, é o elevado custo computacional.

Devido às características de (45), que é uma função multivariável, não-linear e definida por partes, opta-se pela solução do problema de despacho através de um método



**Figura 27** – Possibilidades de definição de  $P_{max}$ . (a) Sem LPA e excedente de energia ativa. (b) Limite de despacho imposto pela potência disponível no arranjo FV. (c) Limite de despacho imposto pela LPA.

heurístico. O método empregado é o algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês *Particle Swarm Optimization*). O algoritmo PSO utilizado neste trabalho segue o apresentado em Piveta *et. al* (2022), sendo este artigo uma publicação gerada a partir dos estudos deste trabalho.

Um ponto relevante para o desempenho do algoritmo PSO é a definição do domínio de busca ( $\mathcal{D}$ ). O domínio é a região sobre a qual são obtidas as possíveis soluções para o problema de otimização. Esta região é delimitada pelas restrições operacionais consideradas. Para elucidar a interpretação das restrições que definem  $\mathcal{D}$ , esta seção apresenta maiores detalhes sobre as regiões definidas por  $\mathcal{T}$ ,  $\mathcal{K}$  e  $\mathcal{Q}$ .

A região  $\mathcal{T}$  é definida como

$$\mathcal{T} = \{ [P_{GD} \ Q_{GD}] \mid |P_{GD}| \leq |P_{max}| \}. \quad (55)$$

Assim,  $\mathcal{T}$  representa o conjunto de possíveis soluções que atendem à restrição de potência ativa máxima ( $P_{max}$ ). Por sua vez,  $P_{max}$  é definida como

$$P_{max} = \min \left\{ \sum_{i=1}^n P_{pv}^i, P_{lim} \right\}. \quad (56)$$

Dessa forma, nota-se que a restrição de máxima potência ativa pode ser definida pela máxima potência disponível nos arranjos FV ( $\sum_{i=1}^n P_{pv}^i$ ) ou pela estratégia de LPA. A máxima potência admissível admissível é o menor valor entre estes dois. A figura 27 ilustra as possibilidades na definição de  $\mathcal{T}$ .

Na figura 27(a) é exibida a condição em que  $\mathcal{T}$  não exerce restrição efetiva sobre o domínio de busca. Tanto a máxima potência definida pela estratégia de LPA quanto a potência disponível nos arranjos FV são superiores à capacidade nominal da unidade de GD. Em 27(b) é mostrada uma situação em que o despacho de potência ativa é limitada pela disponibilidade nos arranjos. Neste caso, mesmo que  $P_{lim} > 0$ , a unidade de GD não pode ultrapassar a restrição imposta pela LPA pois não há energia ativa suficiente disponível. Na figura 27(c) é exibida a condição em que o despacho é limitado por sobretensão, destacando-se o montante de contingenciamento de potência ativa.

A restrição é relativa à potência nominal da unidade de GD, descrita por

$$\mathcal{K} = \{ [P_{GD} \ Q_{GD}] \mid \sqrt{P_{GD}^2 + Q_{GD}^2} \leq \left| \sum_{i=1}^n S_i \right| \}. \quad (57)$$

A região definida por  $\mathcal{Q}$  é referente à capacidade individual dos conversores de processar potência reativa. Esta restrição é uma das principais contribuições do trabalho em relação ao problema da otimização de despacho. Conforme analisado no Capítulo 2, o uso de um modelo agrupado para a unidade de GD com múltiplos inversores pode resultar no cálculo incorreto do máximo de potência reativa disponível. Para a obtenção do limite correto, as capacidades e condições operacionais dos conversores individuais devem ser consideradas. A figura 28 ilustra a definição de  $\mathcal{Q}$  para uma unidade de GD com múltiplos inversores.

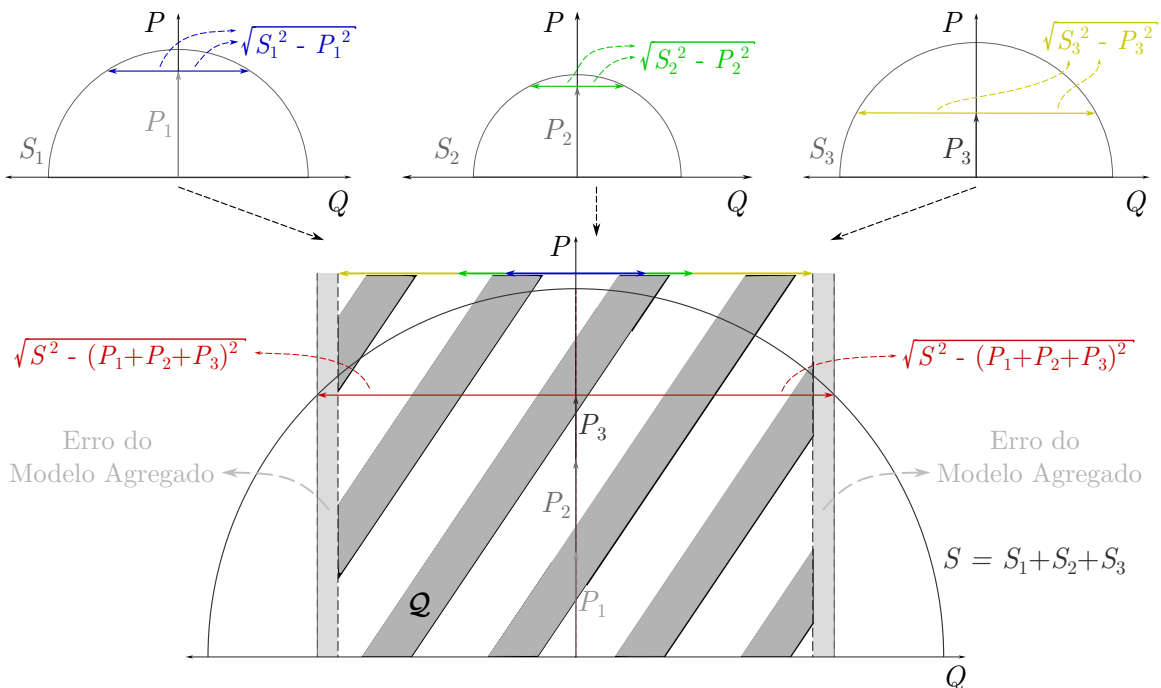


Figura 28 – Definição da região  $\mathcal{Q}$  e erro da máxima potência reativa disponível para um modelo agregado.

A partir da figura 28, nota-se que  $\mathcal{Q}$  é definida a partir do despacho de potência ativa e capacidade nominal de cada inversor. Além disso, é mostrado um exemplo qualitativo da diferença causada pelo uso de um modelo agregado e um distribuído, conforme citado no Capítulo 2. A interseção das regiões delimitadas por  $\mathcal{T}$ ,  $\mathcal{K}$  e  $\mathcal{Q}$  é definida como o domínio de busca do algoritmo PSO ( $\mathcal{D}$ ). A figura 29 ilustra a definição de  $\mathcal{D}$ .

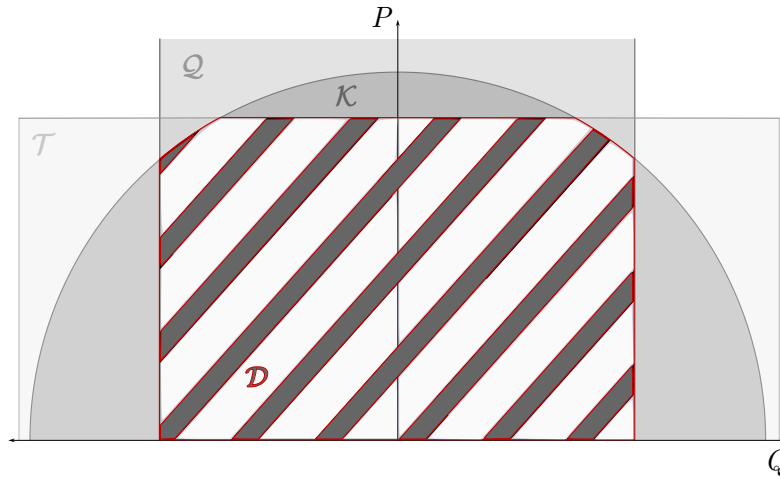


Figura 29 – Definição da região  $\mathcal{D}$ .

Com o domínio de busca definido, o algoritmo PSO é executado. A otimização busca o valor de  $(P_{ref}, Q_{ref})$  que resulta no menor valor de  $\mathcal{J}(P_{ref}, Q_{ref}, V_g)$ . A potência reativa definida pelo algoritmo PSO é utilizada diretamente como a referência de despacho para a unidade de GD. Já a potência ativa obtida pelo algoritmo se refere ao valor de despacho, enquanto que os comandos enviados aos inversores se referem à LPA. Neste sentido, o algoritmo PSO pode alterar o valor de contingenciamento de despacho caso a solução obtida resulte que o ponto de maior retorno financeiro é com  $P_t < P_{max}$ . Dessa forma, o comando de LPA precisa ser atualizado após a execução do PSO, visto que pode ocorrer uma limitação por razões de maximização de lucro (SOUZA, 2020), e não por elevação de tensão. Assim,  $P_{lim}$  é atualizado como sendo

$$P_{lim} = \begin{cases} P_{lim}, & \text{se } P_{ref} = P_{max} \\ P_{GD} - (P_{max} - P_{ref}), & \text{se } P_{ref} < P_{max}. \end{cases} \quad (58)$$

### 3.5 ESTRATÉGIA DE DIVISÃO DE COMANDOS DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA

Os comandos de despacho obtidos a partir do cálculo de LPA e da etapa de otimização são destinados à unidade de GD-FV. Considerando que a unidade é composta por múltiplos inversores, as contribuições individuais de cada conversor devem ser calculadas. A definição dos comandos de despacho para cada inversor é necessária pois as condições de operação dos conversores é, usualmente, não uniforme. Devido à área ocupada pelos módulos FV de unidades de GD conectadas em média tensão, as condições de irradiância e temperatura podem ser distintas entre os arranjos de diferentes inversores.

Devido às diferenças de condições operacionais sobre os arranjos de diferentes inversores, uma estratégia para aprimorar o uso das capacidades de processamento de reativos e de LPA dos conversores se faz necessária. Conforme apresentado, o estágio de otimização do SGE gera dois comandos para a unidade FV:  $P_{lim}$  e  $Q_{ref}$ . Ambas as referências devem ser divididas de forma inteligente entre os conversores, de forma a atender de forma integral os valores de despacho solicitados e maximizar o uso dos recursos energéticos disponíveis.

A divisão dos comandos de despacho de reativos e LPA pode parecer um problema trivial, a princípio. A solução mais direta é a divisão igualitária dos comandos entre os conversores. Esta abordagem, apesar de funcional, possui limitações. Alguns conversores podem ser solicitados a operar acima de sua potência nominal. Além disso, a divisão igual das referências pode levar a severos desbalanços no despacho dos inversores. Estas diferenças resultam em desgaste e aquecimento não uniforme entre os conversores (CUPERTINO *et. al.*, 2019). Neste sentido, é interessante uma técnica de divisão de comandos de potência que torne o carregamento dos inversores mais uniforme.

#### 3.5.1 Divisão da Referência de Limitação de Potência Ativa

Para o desenvolvimento das expressões que descrevem a abordagem utilizada para divisão de potências, considera-se uma unidade de GD-FV composta por  $n$  inversores, cujas potências nominais são dadas por

$$\mathbf{S} = [S_A \ S_B \ \dots \ S_N] \quad (59)$$

operando sob condições de irradiância, temperatura e comando de LPA que permitem um

despacho de potência ativa de

$$\mathbf{P} = [P_A \ P_B \ \dots \ P_N]. \quad (60)$$

O despacho de cada um dos inversores é descrito por

$$S_k = [P_k \ Q_k] \quad (k = A, B, \dots, N), \quad (61)$$

cujo módulo é obtido a partir de

$$|S_k| = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2}. \quad (62)$$

Os  $n$  conversores da unidade podem ser de potências nominais distintas entre si. Desta forma, uma mesma quantia de potência despachada pode representar frações diferentes da capacidade nominal dos conversores. Neste sentido, é necessário que a estratégia de divisão de comandos de potência considere a capacidade nominal de cada conversor.

O ajuste correto do despacho de potência ativa de cada conversor permite um melhor aproveitamento da capacidade de reativos disponível. A potência ativa, entretanto, não é controlada diretamente, apenas limitada pela estratégia de LPA. Isto ocorre pois a disponibilidade de potência ativa nos arranjos é determinada por fatores não controláveis, como temperatura e irradiância. Por conta disto, é vantajoso utilizar o despacho de potência ativa como o indicador inicial para o balanceamento dos conversores, a fim de diminuir a variação do carregamento.

A partir da expressão (62) pode ser avaliado o efeito de variações na potência ativa e reativa sobre a potência aparente de um conversor. Considerando dois inversores, inicialmente operando com despachos iguais a  $S_1 = S_2 = [P \ Q]$ , é adicionada ao primeiro inversor uma variação de despacho de potência ativa  $\Delta P$  e ao segundo uma variação de potência reativa  $\Delta Q$ . Sendo  $|\Delta P| = |\Delta Q|$ , a potência aparente dos conversores após as variações é dada por

$$\begin{aligned} S_1 &= \sqrt{(P + \Delta P)^2 + Q^2} \\ S_2 &= \sqrt{P^2 + (Q + \Delta Q)^2} \end{aligned} \quad (63)$$

Para que  $S_1$  e  $S_2$  permaneçam iguais após as variações, é necessário que

$$2P\Delta P + \Delta P^2 = 2Q\Delta Q + \Delta Q^2 . \quad (64)$$

Assim, verifica-se que variações iguais de potência ativa e reativa resultam em uma mesma alteração de potência aparente apenas se a condição (64) for atendida. Esta condição é muito específica e na maioria dos casos não é atendida. Portanto, conclui-se que potência ativa e reativa devem ser tratadas de forma distinta pela estratégia de divisão de referências.

Por conta das características discutidas, o SGE efetua a divisão das referências em duas etapas. Inicialmente, o comando de LPA é dividido entre os inversores. Na sequência, com base na potência ativa calculada para cada inversor após a aplicação do contingenciamento de despacho, é efetuada a divisão de  $Q_{ref}$ . Esta ordem é utilizada pois a referência de potência reativa pode ser ajustada de forma independente de fatores físicos, o que não ocorre com a potência ativa.

A divisão da LPA é a partir do valor de despacho dos inversores. As leituras de despacho armazenadas em  $\mathbf{P}$  são descritas em p.u. na base de seus respectivos inversores,

$$\mathbf{p}_d = \left[ \begin{array}{ccc} \frac{P_A}{S_A} & \frac{P_B}{S_B} & \dots & \frac{P_N}{S_N} \end{array} \right] . \quad (65)$$

Na sequência, as potências de  $\mathbf{p}_d$  ordenadas são ordenadas em ordem decrescente de magnitude, resultando em

$$\mathbf{p} = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_n] \mid p_1 \geq p_2 \geq \dots \geq p_n . \quad (66)$$

Os elementos de  $\mathbf{p}$  representam o percentual que a potência ativa atual de cada inversor representa da potência nominal do respectivo conversor. A figura ?? ilustra graficamente a interpretação dos termos de  $\mathbf{p}$  para um cenário com inversores de potências nominais iguais.

A partir de  $\mathbf{p}$ , são calculados os montantes de potência ativa que podem ser limitadas de cada inversor de forma a igualar sua potência aparente, em p.u., à dos inversores com menor despacho, resultando em

$$p_{dif} = \begin{bmatrix} (p_1 - p_2) \cdot S_1 & (p_1 - p_3) \cdot S_1 & \dots & (p_1 - p_{n-1}) \cdot S_1 & (p_1 - p_n) \cdot S_1 \\ 0 & (p_2 - p_3) \cdot S_2 & \dots & (p_2 - p_{n-1}) \cdot S_2 & (p_2 - p_n) \cdot S_2 \\ 0 & 0 & \dots & (p_3 - p_{n-1}) \cdot S_3 & (p_3 - p_n) \cdot S_3 \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & (p_{n-1} - p_n) \cdot S_{n-1} \end{bmatrix}. \quad (67)$$

As colunas da matriz  $p_{dif}$  são, então, somadas, obtendo

$$\mathbf{P}_{ac} = \mathbf{1}^\top p_{dif} = \left[ (p_1 - p_2) \cdot S_1 \quad (p_1 - p_3) \cdot S_1 + (p_2 - p_3) \cdot S_2 \quad \dots \quad \sum_{j=1}^{n-1} (p_j - p_n) \cdot S_j \right]. \quad (68)$$

em que

$$\mathbf{1} = [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1]. \quad (69)$$

A partir de  $\mathbf{P}_{ac}$ , é definida a quantidade de inversores que são retirados da operação em modo MPPT ( $n_l$ ) para obter o contingenciamento de geração solicitado por  $P_{lim}$ . O número de inversores que recebem comandos de LPA é dado por

$$n_l = \begin{cases} \min(j) \mid \mathbf{P}_{ac(j)} \geq P_{lim}, & \text{se } \mathbf{P}_{ac(n)} \geq P_{lim} \\ n, & \text{se } \mathbf{P}_{ac(n)} < P_{lim}. \end{cases} \quad (70)$$

Nota-se que a soma dos elementos de uma coluna  $j$  de  $p_{dif}$  representa o total de potência ativa que pode ser limitada dos  $k$  inversores ( $k = 1, 2, \dots, j$ ), conforme ilustrado na figura 30, de forma que

$$\frac{P_1 - p_{dif(1,j)}}{S_1} = \frac{P_2 - p_{dif(2,j)}}{S_2} = \dots = \frac{P_j - p_{dif(j,j)}}{S_j} = \frac{P_{(j+1)}}{S_{(j+1)}}. \quad (71)$$

Assim, dada a relação expressa por (71), constata-se que  $j$  inversores devem ter seu despacho limitado até atingir uma potência aparente em p.u. superior a  $P_{(j+1)}/S_{(j+1)}$ . Se o último item de  $\mathbf{P}_{ac}$  não for superior a  $P_{lim}$ , entretanto, significa que mesmo que todos os inversores tenham seu despacho em p.u. igualado ao do inversor menos carregado, ainda há necessidade de mais LPA. Assim, para atender o comando de  $P_{lim}$ , até o inversor menos carregado deve receber uma parcela da LPA, ou seja, todos os inversores são retirados do MPPT.



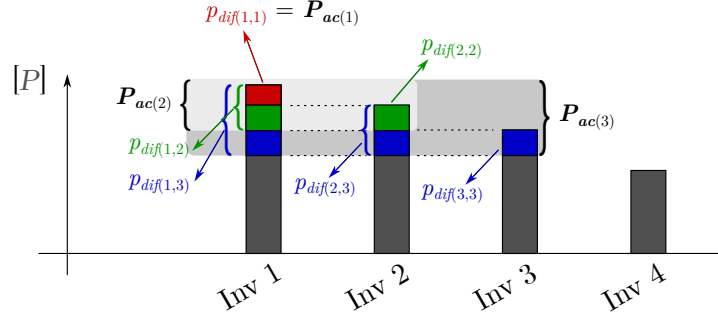


Figura 30 – Interpretação gráfica dos termos da matriz  $p_{dif}$ .

A figura 30 ilustra os termos que compõem a matriz  $p_{dif}$  para o caso de inversores com capacidades nominais iguais. Nota-se que na expressão que define a matriz os termos apresentados são multiplicados pela potência nominal dos inversores. Basicamente, os termos de  $p_{dif}$  mostram o quanto de potência ativa se pode limitar de um inversor até que seu carregamento (na respectiva base) se torne igual ao do(s) inversor(es) menos carregado(s).

Após a definição de  $n_l$ , é necessário calcular a parcela de contingenciamento que deve ser enviada a cada um dos inversores. Conforme (80),  $P_{lim}$  deve ser dividida entre  $n_l$  inversores. As parcelas de LPA referentes a cada inversor são

$$\mathbf{p}_l = [p_{l(1)} \ p_{l(2)} \ \dots \ p_{l(n)}] . \quad (72)$$

A expressão (71) é derivada do caso limite em que o despacho de  $n_l$  inversores são igualados ao do inversor  $n_l + 1$ . Entretanto, (71) pode ser usada para calcular os termos de  $\mathbf{p}_l$  apenas se  $\mathbf{P}_{ac}(n_l) = P_{lim}$ . Esta condição não é garantida, representado um conjunto de condições específicas. Dessa forma, os termos de  $\mathbf{p}_l$  são sujeitos às condições

$$\begin{cases} p_{l(k)} \leq p_{dif(k,n_l)}, & \text{se } \mathbf{P}_{ac}(n) \geq P_{lim} \\ p_{l(k)} > p_{dif(k,n_l)}, & \text{se } \mathbf{P}_{ac}(n) < P_{lim} \\ k = 1, 2, \dots, n_l . \end{cases} \quad (73)$$

As condições expressas em (73) mostram que a última igualdade expressa em (71) se mantém apenas para o caso  $\mathbf{P}_{ac}(n_l) = P_{lim}$ . Dessa forma, para um caso geral, o despacho dos inversores não é igual a  $P_{(n_l+1)}/S_{(n_l+1)}$  após a aplicação da LPA, visto que  $p_{l(k)} \neq p_{dif(k,n_l)}$ . A estrutura das relações de (71) pode ser modificada, alterando a LPA de cada inversor pelos valores de  $\mathbf{p}_l$ , que são as variáveis de interesse, resultando em

$$\frac{P_1 - p_{l(1)}}{S_1} = \frac{P_2 - p_{l(2)}}{S_2} = \dots = \frac{P_{n_l} - p_{l(n_l)}}{S_{n_l}}. \quad (74)$$

Das igualdades estabelecidas na expressão (74), simplificando os termos obtém-se

$$\frac{S_k}{S_{k-1}} p_{l(k-1)} - p_{l(k)} = S_k (p_{k-1} - p_k) \quad (k = 2, 3, \dots, n_l). \quad (75)$$

As relações de (75) fornecem  $n_l - 1$  equações de primeira ordem linearmente independentes entre si. Como as variáveis de interesse são os  $n_l$  termos de  $\mathbf{p}_l$ , mais uma equação é necessária para que o sistema possa ser resolvido. A equação adicional vem da condição de contorno para que o comando  $P_{lim}$  seja atendido, dada por

$$p_{l(1)} + p_{l(2)} + \dots + p_{l(n_l)} = P_{lim}. \quad (76)$$

Assim, utilizando (75) e (76) são obtidas  $n$  equações lineares e independentes. As expressões podem ser representadas na forma matricial

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \\ \frac{S_2}{S_1} & -1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & \frac{S_3}{S_2} & -1 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & & & \ddots & & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \frac{S_{n_l}}{S_{n_l-1}} & -1 \end{bmatrix}}_{A_p} \cdot \begin{bmatrix} p_{l(1)} \\ p_{l(2)} \\ p_{l(3)} \\ \vdots \\ p_{l(n_l)} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} P_{lim} \\ S_2(p_1 - p_2) \\ S_3(p_2 - p_3) \\ \vdots \\ S_{n_l}(p_{n_l-1} - p_{n_l}) \end{bmatrix}}_B. \quad (77)$$

Ainda, (77) pode ser resumida na forma

$$A_p \cdot \mathbf{p}_l = B. \quad (78)$$

Calculando o determinante da matriz  $A_p$ , obtém-se

$$|A_p| = (-1)^{(n_l+1)} \cdot \frac{\sum_{k=1}^{n_l} S_k}{S_1}. \quad (79)$$

Como  $S_1, S_2, \dots, S_{n_l} > 0$ , então  $|A_p| \neq 0$ . Assim, verifica-se que o sistema expresso por (78) é possível e determinado, apresentando solução única. A partir de 78, os comandos de LPA para os inversores são dados por

$$p_{l(k)} = \begin{cases} \frac{S_k}{\sum_{j=1}^{n_l} S_j} \cdot \left[ P_{lim} + p_k \cdot \sum_{j=1, j \neq k}^{n_l} S_j - \sum_{j=1, j \neq k}^{n_l} S_j p_j \right], & \text{se } k \leq n_l \\ 0, & \text{se } n_l < k \leq n. \end{cases} \quad (80)$$

### 3.5.2 Divisão da Referência de Potência Reativa

Após a divisão do comando de limitação de despacho, o SGE realiza a divisão de  $Q_{ref}$  entre os inversores. Primeiro, o vetor  $\mathbf{p}$  é ordenado novamente, considerando o contingenciamento aplicado a cada conversor. A divisão da referência de reativos é estruturada em duas etapas. Primeiro, é efetuada uma divisão inicial para determinar quantos inversores recebem alguma parcela de demanda de potência reativa. Após a divisão inicial, é calculado o erro residual entre  $Q_{ref}$  e o total de potência reativa demandada dos inversores. O erro é, então, dividido entre os inversores utilizando um processo iterativo.

A primeira etapa da divisão de  $Q_{ref}$  é feita de forma a equilibrar a potência aparente dos conversores. Os inversores recebem comandos de despacho de potência reativa em ordem inversa à seu despacho de potência ativa. A divisão é efetuada a cada execução do SGE, ou seja, valores anteriores de despacho não influenciam na divisão das referências atuais. Esta característica não gera comportamento variações bruscas no despacho dos conversores devido à baixa frequência de execução do SGE e ao efeito de filtragem exercido pelos controles primários, conforme mostrado no Capítulo 2.

Para a divisão de  $Q_{ref}$ , considera-se a potência ativa dos inversores após a divisão dos comandos de LPA. Como os valores anteriores de despacho de reativos não interferem na divisão da referência atual, então

$$s_k \propto p_k \quad (k = 1, 2, \dots, n). \quad (81)$$

Sendo em (81) a potência aparente do inversor  $k$  em sua respectiva base e seguindo a mesma ordem de  $\mathbf{p}$ . Por conta disso, a diferença de potência aparente (em p.u.) entre dois inversores adjacentes em  $\mathbf{p}$  é tratada proporcional à sua diferença de potência aparente para a divisão de  $Q_{ref}$ . As potências reativas dos inversores são armazenadas em

$$\mathbf{q} = [q_1 \ q_2 \ \dots \ q_n] \mid p_1 \geq p_2 \geq \dots \geq p_n. \quad (82)$$

O processo de divisão é realizado como segue. O número de inversores que recebem solicitações de reativos ( $i$ ) é iniciado como 1. Verifica-se, então, se é possível que

$$\sum_{n-(i-1)}^n q_j \cdot S_j \geq Q_{ref}, \quad (83)$$

de forma que

$$\sqrt{p_n^2 + q_n^2} \leq p_{n-1}. \quad (84)$$

Em que  $S_j$  é a potência nominal do inversor que ocupa a posição  $j$  na ordem de  $\mathbf{p}$ . Se não for possível atender à condição (83), então  $i$  é incrementado e o processo se repete até que (83) possa ser atendida, respeitando o conjunto de condições

$$\sqrt{p_j^2 + q_j^2} \leq p_{n-i}, \quad \forall j \in n, n-1, \dots, n-(i-1). \quad (85)$$

Tomando o caso de igualdade das condições (85), a figura 31 ilustra a parcela de potência reativa que cada inversor recebe para uma condição arbitrária de  $i$ .

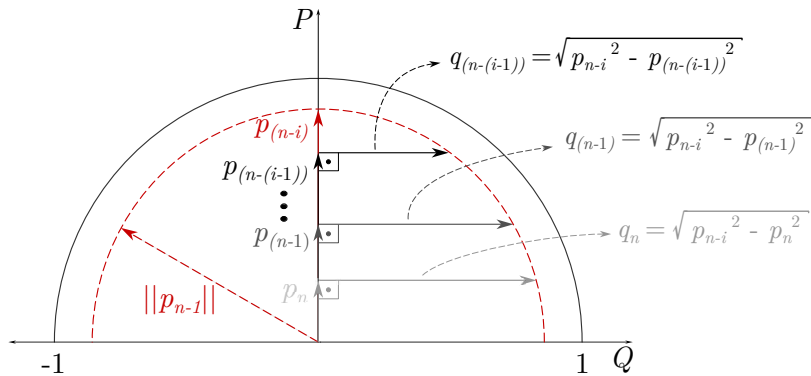


Figura 31 – Definição das parcelas iniciais dos elementos de  $\mathbf{q}$ .

A partir da figura 31 e do conjunto de condições (85), nota-se que a divisão inicial faz com que a potência aparente dos inversores  $n, n-1, \dots, n-(i-1)$  se igualem. Substituindo  $q_j$ , conforme definido na figura 31, no cálculo da potência aparente do respectivo inversor, obtém-se

$$s_j = \sqrt{p_j^2 + q_j^2} = \sqrt{p_j^2 + \left( \sqrt{p_{n-i}^2 - p_j^2} \right)^2}. \quad (86)$$

Como  $p_{n-i} \geq p_j$ , devido à ordem decrescente de  $\mathbf{p}$ , então

$$\left( \sqrt{p_{n-i}^2 - p_j^2} \right)^2 = p_{n-i}^2 - p_j^2 \geq 0. \quad (87)$$

Assim, substituindo (87) em (86), resulta que

$$s_j = \sqrt{p_j^2 + p_{n-i}^2 - p_j^2} = p_{n-i}. \quad (88)$$

Dessa forma, o valor inicial das referências de potência reativa para cada inversor é definido como

$$q_{j(it)} = \begin{cases} \sqrt{p_{(n-i)}^2 - p_j^2}, & \text{se } n - (i - 1) \leq j \leq n \\ 0, & \text{se } j < n - (i - 1). \end{cases} \quad (89)$$

Em (89), os elementos de  $\mathbf{q}$  recebem o índice  $(it)$  pois a segunda etapa da divisão de  $Q_{ref}$  é um processo iterativo.  $it$  é o contador de iterações, inicializado em zero. É importante ressaltar que tanto os valores de referência obtidos na primeira etapa quanto os demais valores da segunda etapa que não correspondem à última iteração não são enviados aos inversores. Apenas após a finalização da segunda etapa da divisão os valores de  $\mathbf{q}$  referentes à última iteração do processo são enviados aos conversores. O processo definido pela equação (89) se repete a cada incremento de  $i$  até que (83) seja atendida ou  $i = n$ .

O total de potência reativa que seria demandada da unidade de GD após o fim da primeira etapa é dada por

$$Q_{t(it)} = \sum_{j=1}^n q_{j(it)} \cdot S_j. \quad (90)$$

Dessa forma, exceto pelo caso  $Q_{t(it)} = Q_{ref}$ , há um erro entre os valores de referência de reativos. Este erro é definido como

$$e_{q(it)} = Q_{ref} - Q_{t(it)}. \quad (91)$$

Caso o processo se repita até que  $i = n$ , mesmo que todos os inversores despachem reativos até que suas potência aparentes se igualem à potência ativa do inversor mais carregado, ainda não é possível alcançar  $Q_{ref}$ . Isso significa que todos os inversores da unidade de GD devem receber alguma parcela de  $Q_{ref}$ . Neste caso,  $e_{q(it)}$  é positivo, mas o processo de divisão é igual para ambos os casos. Caso  $i < n$ , analisando (83), nota-se que a definição de  $\mathbf{q}_{(it)}$  conforme (89) faz com que

$$Q_{t(it)} \geq Q_{ref}. \quad (92)$$

Visto que na primeira etapa são geradas referências não-nulas apenas para os inversores de índice  $n - (i - 1), \dots, n - 1, n$ , apenas estes conversores compõem da segunda etapa da divisão. Dessa forma,  $e_{q(it)}$  deve ser dividido entre  $i - 1$  inversores. Na primeira etapa, o critério para divisão inicial é o balanço das potências aparentes. Esta abordagem não é aplicável para a divisão de  $e_{q(it)}$ . Conforme exibido na figura 31 e mostrado em (86), os  $i - 1$  conversores que recebem alguma parcela de  $Q_{ref}$  apresentam potência aparente igual após a primeira etapa de divisão. Por conta disso, o índice que pondera a divisão de reativos é diferente na segunda etapa.

A potência aparente dos  $i - 1$  inversores considerados na segunda etapa são iguais, entretanto, existem diferenças entre seus despachos de potência ativa e reativa. A taxa de variação da potência aparente em relação à potência reativa dos inversores da segunda etapa é dada por

$$\frac{\partial s_j}{\partial q_j} = \frac{q_j}{\sqrt{p_j^2 + q_j^2}} = \frac{q_j}{|s_j|}. \quad (93)$$

Conforme a expressão (88),

$$s_j = p_{n-i}, \quad \forall j \in n, n - 1, \dots, n - (i - 1). \quad (94)$$

Além disso,

$$\begin{aligned} \sqrt{p_n^2 + q_n^2} &= \sqrt{p_{n-1}^2 + q_{n-1}^2} = \dots = \sqrt{p_{n-(i-1)}^2 + q_{n-(i-1)}^2} \quad \wedge \\ p_n &\leq p_{n-1} \leq \dots \leq p_{n-(i-1)} \quad \implies \\ q_n &\geq q_{n-1} \geq \dots \geq q_{n-(i-1)}, \end{aligned} \quad (95)$$

então, das conclusões de (94) e (95), deriva-se de (93) que

$$\frac{\partial s_n}{\partial q_n} \geq \frac{\partial s_{n-1}}{\partial q_{n-1}} \geq \dots \geq \frac{\partial s_{n-(i-1)}}{\partial q_{n-(i-1)}}. \quad (96)$$

Conforme a expressão (96), uma mesma variação de potência reativa produz alterações maiores na potência aparente de inversores que possuem uma parcela maior de reativos demandados. Dessa forma, dividir  $e_{q(it)}$  igualmente entre os  $i - 1$  conversores não contribui para o equilíbrio do carregamento dos inversores. Por conta disso, para a segunda etapa é utilizado um índice de ponderação para a divisão de  $e_{q(it)}$  conforme ilustrado na figura 32.

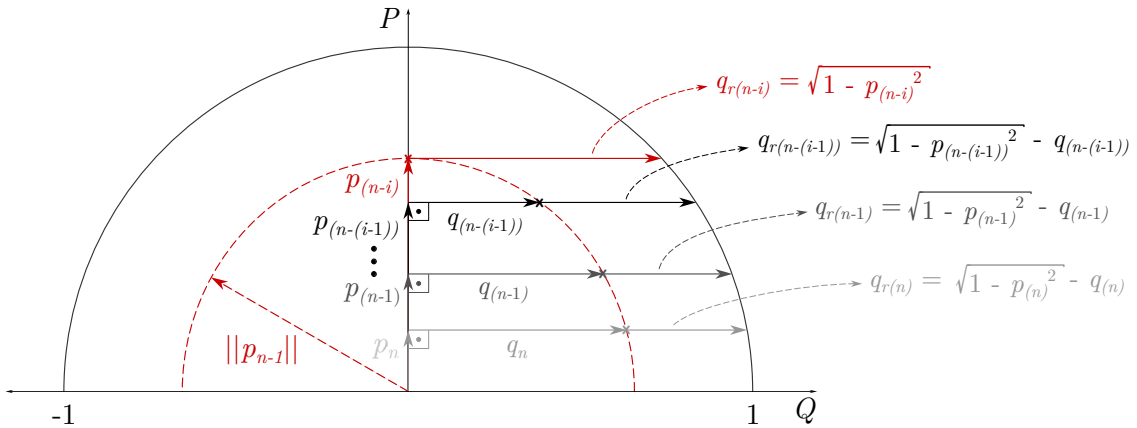


Figura 32 – Definição dos indicadores  $q_r$  para a segunda etapa da divisão de potência reativa.

Conforme exibido na figura 32, a ponderação da divisão do erro de potência reativa é feita definindo indicadores para cada inversor na forma

$$q_{r(j)} = \sqrt{1 - p_j^2} - q_j . \quad (97)$$

Os termos  $q_{r(j)}$  representam a margem residual de reativos de cada inversor. Ou seja, é o montante de potência reativa adicional que faz com que o conversor atinja sua potência aparente nominal. Analisando a figura 32 nota-se que

$$q_{r(j)} \propto p_j , \quad (98)$$

assim, a margem residual de cada inversor é maior para inversores com maior despacho de potência ativa. Essa característica é vantajosa do ponto de vista do balanço do carregamento dos inversores. Devido à relação mostrada na expressão (96), destinar uma parcela maior de  $e_{q(it)}$  aos inversores que operam com maior FP produz desbalanços menores entre o carregamento dos conversores.

Para garantir que o montante dividido entre os conversores não ultrapasse  $e_{q(it)}$ , os indicadores precisam ser normalizados. Além disso, deve ser feita a ponderação com base na potência nominal de cada inversor, visto que os índices  $q_{r(j)}$  são definidos em p.u.. Esta ponderação é necessária pois uma variação de um certo montante de reativos em p.u. não representam variações iguais de  $e_{q(it)}$  (definido em kVar) se solicitada a inversores com potências nominais distintas. Assim, utilizando  $q_{r(j)}$  obtém-se o seguinte índice

$$\delta q_{j(it)} = \frac{\left(\sqrt{1 - p_j^2} - q_{j(it)}\right) \cdot S_j}{\sum_{k=n-(i-1)}^n \left[\left(\sqrt{1 - p_k^2} - q_{k(it)}\right) \cdot S_k\right]} . \quad (99)$$

O numerador da expressão (99) representa a margem residual de cada inversor em kVar, calculado a partir de sua respectiva potência nominal. O denominador representa a soma das margens residuais de todos os inversores, também em kVar. Portanto  $\delta q_{j(it)}$  pode ser interpretado como a fração que a margem residual do inversor  $j$  representa da margem residual total na iteração  $it$ . Após a definição de  $\delta q_{j(it)}$ , é calculada a parcela de  $e_{q(it)}$  que cada inversor recebe como sendo

$$\Delta q_{j(it)} = \delta q_{j(it)} \cdot e_{q(it)} \quad (100)$$

e o novo valor de potência reativa de cada inversor é atualizado como sendo

$$q_{j(it+1)} = \min \left[ \left( q_{j(it)} + \frac{\Delta q_{j(it)}}{S_j} \right), \sqrt{1 - p_j^2} \right]. \quad (101)$$

Após a atualização da referência de reativos para os inversores, as expressões (90) e (91) são calculadas novamente. O processo é encerrado se

$$e_{q(it)} \leq \epsilon \quad \vee \quad it = it_m, \quad (102)$$

em que  $\epsilon$  é a tolerância para o erro de referência de reativos e  $it_m$  é o número máximo de iterações permitidas. Neste caso, os elementos de  $q_{j(it+1)}$  são as referências de potência reativa enviadas aos respectivos inversores. Se ambas as condições exibidas em (102) não forem atendidas, então o contador de iterações é incrementado e as expressões (99) a (101) são avaliadas novamente. Na sequência (90) e (91) são recalculadas. O processo segue até que uma das condições de (102) seja atendida.

É interessante analisar que a normalização de  $\delta q_{j(it)}$  garante que o montante de reativos distribuído entre os inversores a cada iteração é de, no máximo,  $e_{q(it)}$ . Isso se verifica pois, a cada iteração, o total de reativos partilhado entre os inversores é de

$$\sum_{j=n-(i-1)}^n (q_{j(it+1)} \cdot S_j - q_{j(it)} \cdot S_j) = \sum_{j=n-(i-1)}^n (q_{j(it+1)} - q_{j(it)}) \cdot S_j. \quad (103)$$

Conforme a expressão (101),

$$q_{j(it+1)} - q_{j(it)} = \min \left( \frac{\Delta q_{j(it)}}{S_j}, \sqrt{1 - p_j^2} - q_{j(it)} \right) \quad (104)$$

e, portanto,



$$\sum_{j=n-(i-1)}^n (q_{j(it+1)} - q_{j(it)}) \cdot S_j \leq \sum_{j=n-(i-1)}^n \frac{\Delta q_{j(it)}}{S_j} \cdot S_j = \sum_{j=n-(i-1)}^n \Delta q_{j(it)}. \quad (105)$$

Dessa forma,

$$\sum_{j=n-(i-1)}^n \Delta q_{j(it)} = \sum_{j=n-(i-1)}^n \delta q_{j(it)} \cdot e_{q(it)} = e_{q(it)} \cdot \sum_{j=n-(i-1)}^n \delta q_{j(it)}. \quad (106)$$

Avaliando o somatório do último termo da expressão (106), obtém-se

$$\begin{aligned} \sum_{j=n-(i-1)}^n \delta q_{j(it)} &= \sum_{j=n-(i-1)}^n \left[ \frac{(\sqrt{1-p_j^2} - q_{j(it)}) \cdot S_j}{\sum_{k=n-(i-1)}^n [(\sqrt{1-p_k^2} - q_{k(it)}) \cdot S_k]} \right] = \\ &= \frac{\sum_{j=n-(i-1)}^n [(\sqrt{1-p_j^2} - q_{j(it)}) \cdot S_j]}{\sum_{k=n-(i-1)}^n [(\sqrt{1-p_k^2} - q_{k(it)}) \cdot S_k]} = 1, \end{aligned} \quad (107)$$

e, portanto, substituindo o resultado de (107) em (106), obtém-se que

$$\sum_{j=n-(i-1)}^n \Delta q_{j(it)} = e_{q(it)}. \quad (108)$$

Assim, aplicando (108) em (105), conclui-se que

$$\sum_{j=n-(i-1)}^n (q_{j(it+1)} - q_{j(it)}) \cdot S_j \leq e_{q(it)}. \quad (109)$$

A expressão (109) gera uma igualdade se, e apenas se,

$$\forall j \in n, n-1, \dots, n-(i-1), \quad q_{j(it+1)} = q_{j(it)} + \frac{\Delta q_{j(it)}}{S_j}. \quad (110)$$

Ou seja, a segunda etapa da divisão de  $Q_{ref}$  converge na iteração atual apenas se nenhum dos inversores tiver seu despacho de reativos limitado por  $\sqrt{1-p_j^2}$  ao avaliar (101). O processo ainda pode convergir na iteração atual se os inversores que atingiram o referido limite já tenham alcançado este valor de despacho na iteração anterior.

### 3.6 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento matemático das expressões que regem o SGE proposto. A etapa de otimização permite a ponderação econômica do uso de

reativos para controle de tensão e correção de FP, dessa forma, é possível atuar sobre dois problemas distintos a partir de uma única expressão. A definição do domínio de busca do algoritmo de otimização garante que a unidade de GD-FV possui capacidade de potência ativa e reativa para atender aos comandos solicitados. Para a estratégia de divisão de referências de despacho, obtém-se uma solução em forma fechada para a repartição do comando de LPA e um conjunto de expressões que formam um método iterativo para a divisão de reativos. É ainda verificado que o método iterativo resultante é convergente em um número finito de iteração.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos utilizando o sistema de gerenciamento de energia proposto. São apresentados, inicialmente, resultados analíticos obtidos a partir de simulações computacionais, a fim de analisar o comportamento do SGE sobre uma grande quantidade de cenários de operação diferentes. As etapas de otimização e divisão de referências são analisadas individualmente e comparadas a outras abordagens. Na sequência, são apresentados resultados obtidos em simulações utilizando a plataforma de emulação de tempo real dSPACE Scalexio. As emulações realizadas utilizam dados reais de carga local e irradiância. Além disso, SGE proposto é comparado a outras estratégias de gerenciamento e controle apresentadas na literatura.

### 4.1 SISTEMA ANALISADO E PLATAFORMA DE EMULAÇÃO

O sistema analisado é apresentado na figura 33. A estrutura pode ser dividida em duas parcelas principais: etapa de potência, composta pelo sistema de distribuição e por uma rede inteligente local que forma uma unidade de GD-FV, e pela etapa de controle, composta pelo SGE proposto.

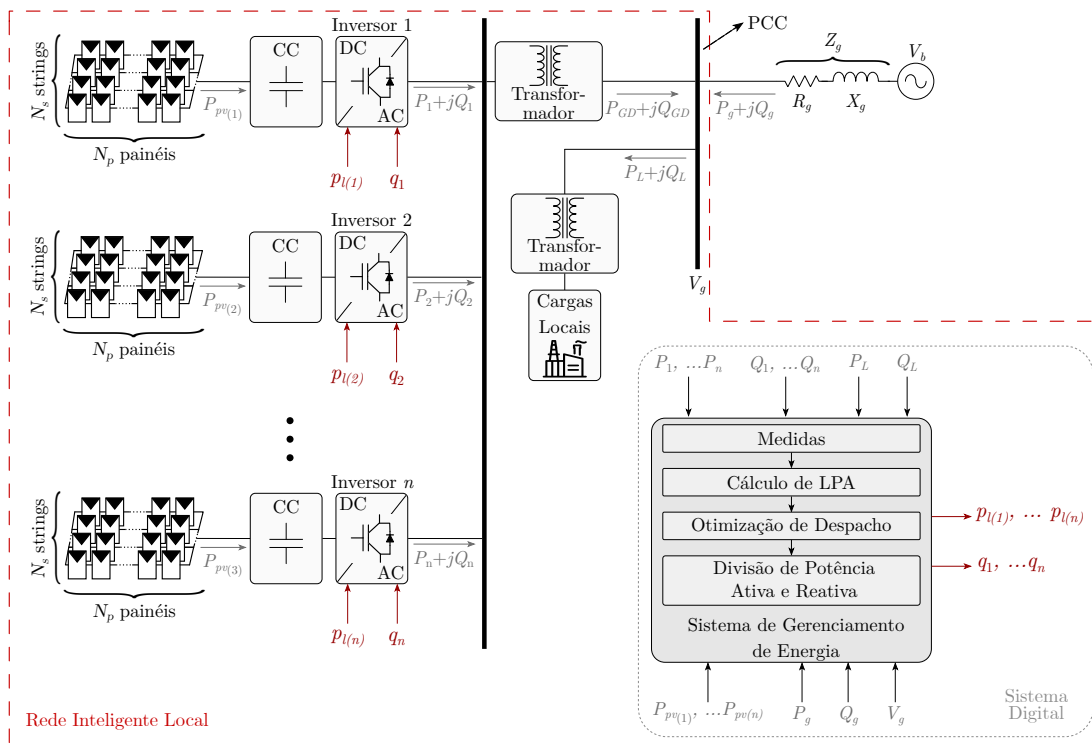
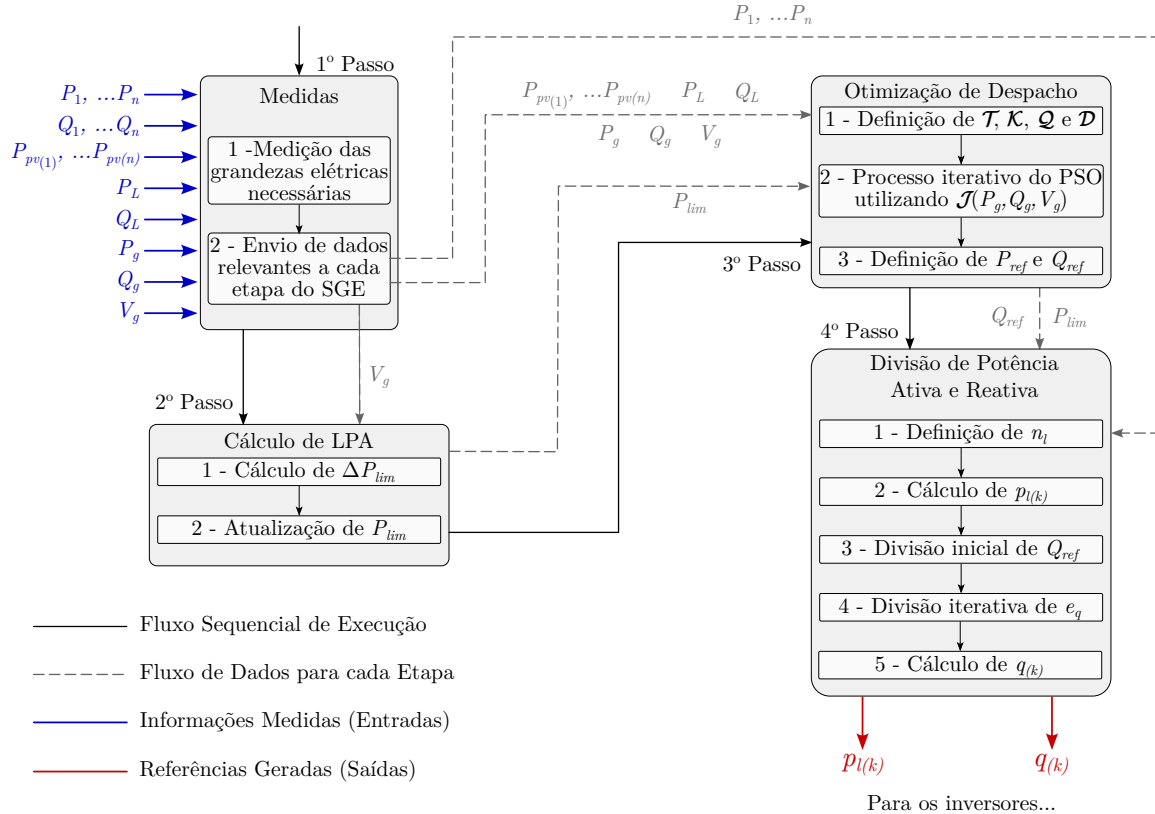


Figura 33 – Diagrama do sistema de distribuição e rede inteligente local analisados

O SGE proposto neste trabalho é implementado na etapa destacada como "Sistema Digital" na figura 33. O fluxograma de execução e dos dados é melhor detalhado na figura 34.



**Figura 34 – Diagrama do SGE proposto, ilustrando a sequência de execução e o fluxo de dados.**

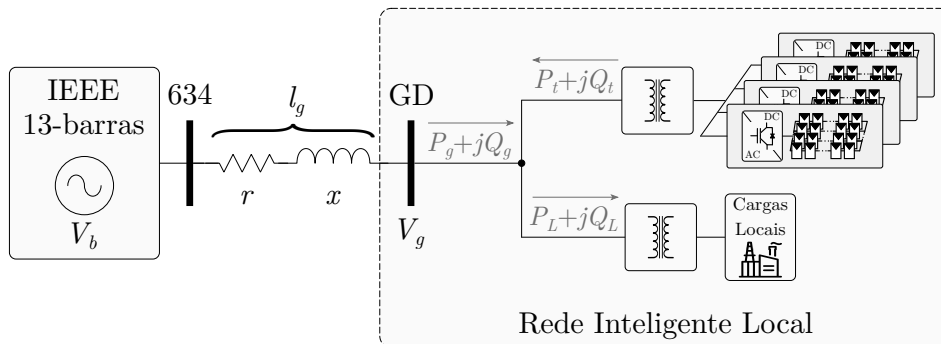
Conforme exibido na figura 34, primeiramente são efetuadas as medidas das variáveis elétricas da unidade de GD. Esta coleta de informações permite determinar a atual condição de operação do sistema. Os dados medidos são armazenados para acesso nas etapas subsequentes do SGE. A segunda etapa de execução é o cálculo da LPA, que depende do valor de tensão no PCC ( $V_g$ ).

A partir do valor de  $P_{lim}$  obtido da etapa de cálculo de LPA e dos valores de potência ativa e reativa da rede e cargas, é executada a etapa de otimização de despacho. Neste passo, o algoritmo PSO busca pelo ponto operacional ótimo com base no índice de desempenho proposto. Após a busca ser realizada, são definidas as referências para a unidade de GD,  $P_{lim}$  e  $Q_{ref}$ .

As referências obtidas são, então, enviadas para a última etapa do SGE, o módulo de divisão de potência ativa e reativa. Nesta etapa, além das referências geradas na etapa de otimização, são utilizados os dados de geração de potência ativa dos inversores. Utilizando

as expressões discutidas no capítulo anterior, as referências  $P_{lim}$  e  $Q_{ref}$  são divididas em componentes individuais para cada um dos inversores,  $p_{l(k)}$  e  $q_{(k)}$ .

Para avaliar o SGE proposto, o sistema exibido na figura 33 é implementado em um modelo de simulação no *software* Simulink. A figura 35 mostra o modelo utilizado. O sistema de distribuição é baseado no modelo IEEE 13-bus, modificado com uma linha de distribuição adicional para a conexão da rede inteligente local. Esta linha é adicionada para representar o comportamento de um ramal longo e com característica resistiva.



**Figura 35 – Sistema analisado com modelo IEEE 13-barras.**

Para validação da estratégia proposta são realizadas simulações computacionais e emulações de domínio de tempo real (RTDE, do inglês *Real time Domain Emulations*). Para as simulações, todo o sistema apresentado nas figuras 33 e 35 são implementados no *software* Simulink. Nos testes em RTDE, os elementos de potência são implementados em uma plataforma dSPACE Scalexio e o SGE é implementado em um computador, sendo executado em linguagem de programação Python. Os elementos da plataforma de emulação enviam dados e recebem comandos do gerenciador através de um sistema de comunicação serial simples, também implementado em Python. A figura 36 ilustra a plataforma de emulação utilizada.

A fim de avaliar a estratégia proposta em cenários próximos a casos reais, são utilizados dados reais de carga local e irradiância. Os dados são referentes a medições realizadas na UTFPR - Campus Pato Branco no ano de 2018. A figura 37 mostra os perfis de carga local e irradiância considerados nas simulações e emulações.

Os dados apresentados na figura 37 são baseados em medições reais, alterados em escala. As alterações são feitas para gerar um cenário em que ocorram problemas de degradação de FP quanto de sobretensão. Além dos dados apresentados, os parâmetros do sistema de distribuição e unidade de GD-FV também são baseados em parâmetros reais típicos, mas não se baseiam em uma instalação ou rede em específico. A tabela 5 mostra

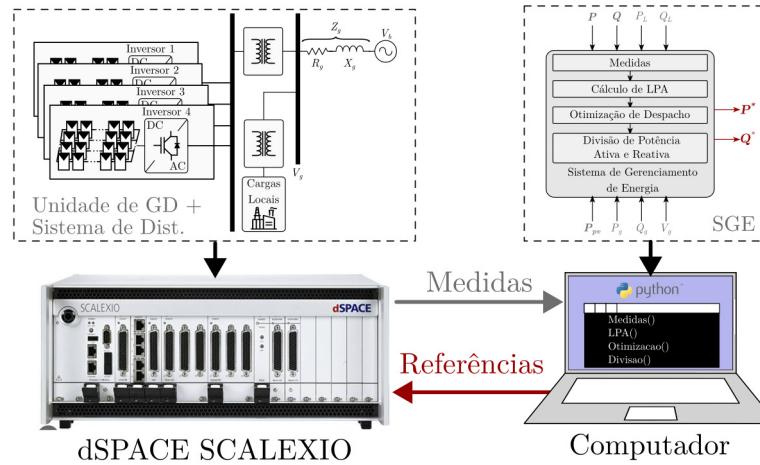


Figura 36 – Plataforma de testes em RTDE utilizada.

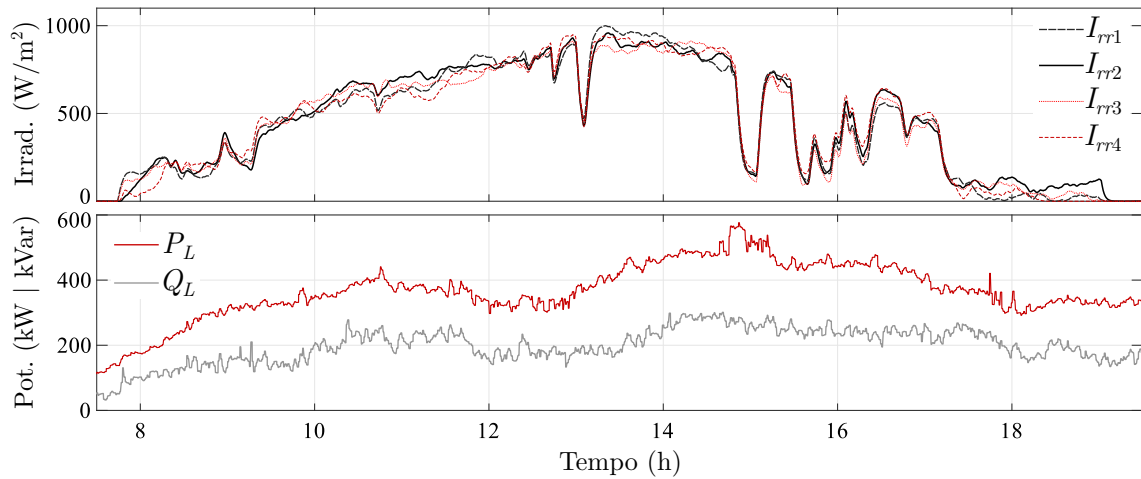


Figura 37 – Dados de irradiância e carga local utilizados.

os principais parâmetros do sistema e do SGE.

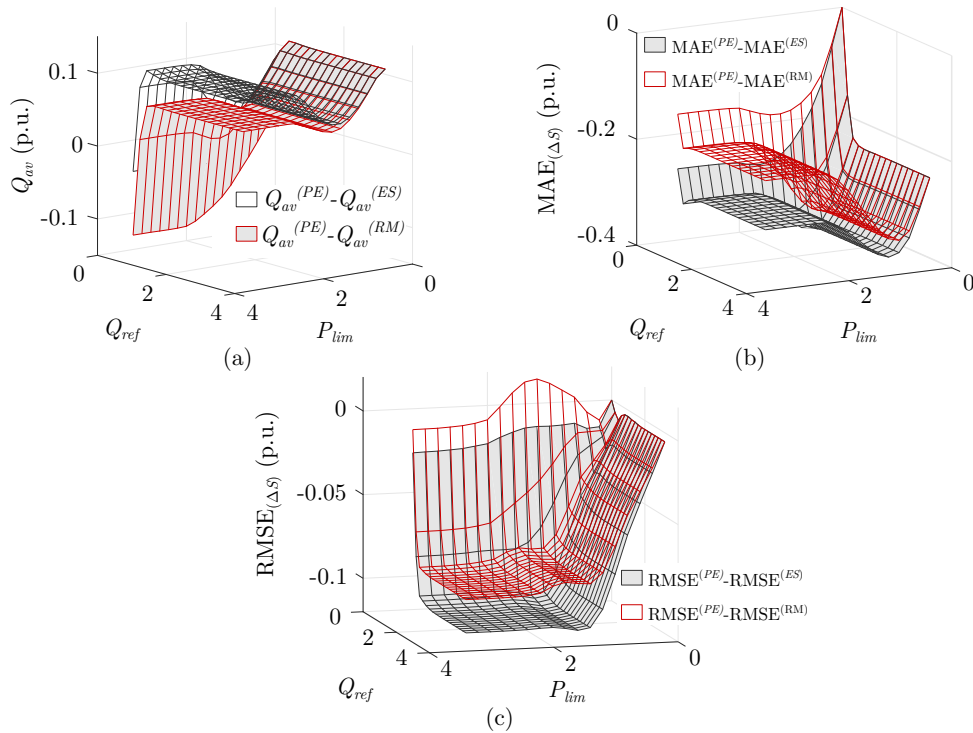
Tabela 5 – Parâmetros do SGE, sistema de distribuição e unidade de GD-FV.

$n$	$S_n$	$P_{pv(n)}$	$V_m$	$FP_r$	$V_b$	$r_g$
4	250 kVA	300 kW	1.05 p.u.	0.92	13.8 kV	0.42 $\Omega$ /km
$f_{otm}$	$l_g$	$V_{trh(P)}$	$V_{trh(Q)}$	$G_Q$	$\epsilon$	$x_g$
1 Hz	15 km	1.045 p.u.	1.04 p.u.	450	0.1%	0.19 $\Omega$ /km
$\delta V$	$\epsilon_G$	$V_{hist}$	$it_m$			
0,03	0,0012	0,005	20			

## 4.2 RESULTADOS ANALÍTICOS

Uma das funcionalidades do SGE apresentado é a divisão de comandos de despacho para balanceamento do carregamento dos inversores. A fim de comparar a estratégia desenvolvida (PE) com outras técnicas semelhantes, a figura 38 mostra um comparativo realizado com outras duas abordagens apresentadas na literatura: divisão igual (ES) entre

conversores e margem residual (RM) (PAN, 2022). São realizadas simulações pelo método de Monte-Carlo, com 5000 casos de irradiância não-uniforme distintos analisados para cada ponto  $(P_{lim}, Q_{ref})$ . A análise é realizada para uma unidade de GD-FV com 4 inversores iguais.



**Figura 38** – Comparativo entre diferentes métodos para divisão de comandos de LPA e processamento de reativos. (a) Capacidade restante de reativos. (b) MAE da potência aparente dos conversores. (c) RMSE da potência aparente dos conversores.

A figura 38(a) mostra a diferença da capacidade restante de reativos da planta após a divisão dos comandos de despacho entre a estratégia proposta e as demais avaliadas, individualmente. Nota-se que o SGE proposto mantém uma capacidade de reativos até 10% superior às demais estratégias. O único cenário em que o SGE proposto apresenta resultados inferiores é em cenários com alto comando de  $P_{lim}$  e baixo  $Q_{ref}$ . Entretanto, como a LPA é utilizada como estratégia secundária de regulação de tensão, este cenário não ocorre.

As figuras 38(b) e 38(c) mostram, respectivamente, o erro médio absoluto (MAE) e a raiz do erro médio quadrático (RMSE) das diferenças de potência aparente entre os conversores após a divisão. Nota-se que o SGE proposto apresenta uma capacidade superior de balanceamento do carregamento. O erro médio é reduzido em até 35% e a raiz do erro médio quadrático é até 12% menor.

Visando a implementação prática, o tempo de execução da estratégia proposta

deve ser avaliada. A figura 39 mostra o tempo médio de execução do SGE proposto em função do número de inversores da unidade de GD-FV. Para cada valor de  $n$ , o gerenciador é executado 10.000 vezes com diferentes valores de referências de potência ativa e reativa e irradiância dos arranjos, sendo o tempo médio exibido na figura 39. As regiões hachuradas representam a região com tempos dentro de um desvio padrão do valor médio das simulações para cada valor de  $n$ .

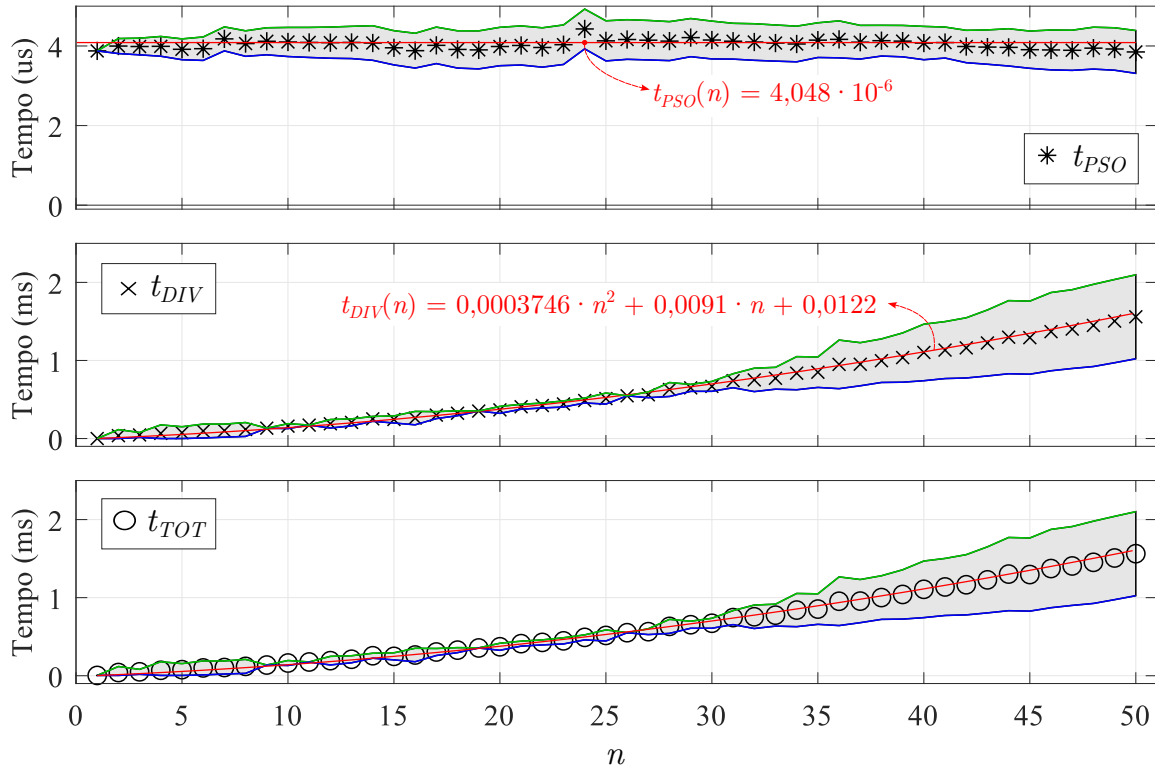


Figura 39 – Análise do tempo de execução do SGE proposto. (a) Tempo de execução da etapa de otimização. (b) Tempo de execução da etapa de divisão de potências. (c) Tempo total de execução do SGE proposto.

Conforme exibido na figura 39(a), a etapa de otimização do despacho apresenta um tempo de execução curto, inferior a  $10\mu\text{s}$  e praticamente independente de  $n$ . Na figura 39(b), verifica-se que a etapa de divisão de comandos apresenta relação aproximadamente quadrática com  $n$ . Entretanto, mesmo para  $n = 100$ , o tempo de execução é inferior a 2ms. No gráfico (c) da figura 39, nota-se que o tempo total de execução é estabelecido, basicamente, pelo tempo de execução da estratégia de divisão

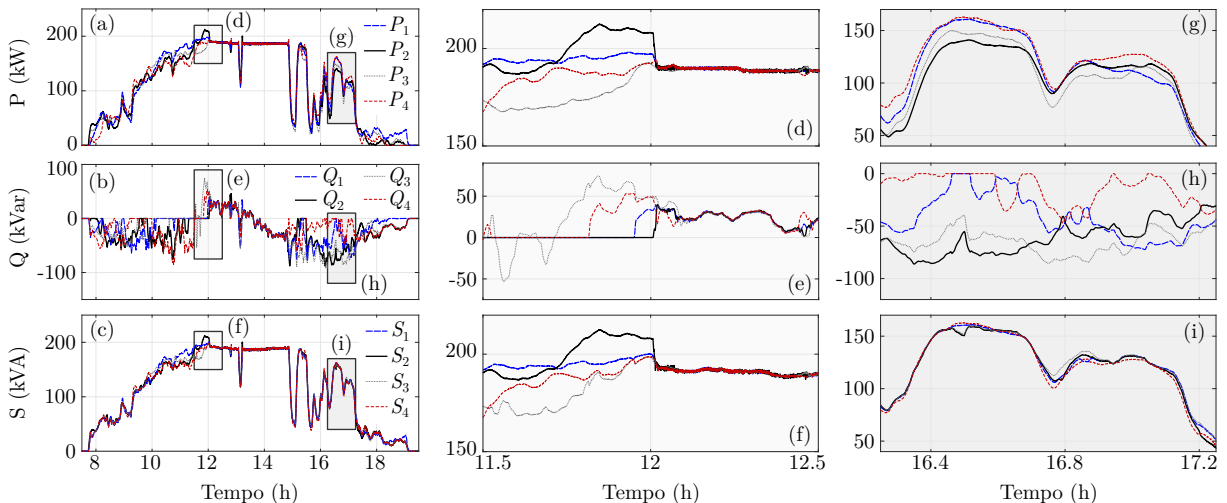
#### 4.3 RESULTADOS DE RTDE

Para validar o SGE, são realizadas análises em um sistema conforme descrito pela tabela 5 e as figuras 35 e 36. Os dados de carga local e irradiância são conforme a figura



37. Os resultados obtidos são exibidos na figura 40.

Na figura 40(a), o despacho de potência ativa é mostrado. Em (b), é apresentado o despacho de reativos e (c) mostra o potência aparente resultante dos inversores. Em (d), é mostrada a transição entre a operação MPPT e LPPT. Como pode ser notado, à medida que a LPA aumenta, o despacho de potência ativa dos inversores converge. O gráfico (e) mostra que comportamento semelhante ocorre no processamento de reativos durante a transição de MPPT para LPPT. Ainda, a relação inversamente proporcional entre despachos de potência ativa e reativa pode ser observado em (e), evidenciando a atuação do SGE em balancear a potência aparente dos conversores. O gráfico (f) mostra que a capacidade de balanceamento do SGE é maximizada durante alta LPA, já que despachos ativos e reativos de todos os conversores são controlados pelo gerenciador.



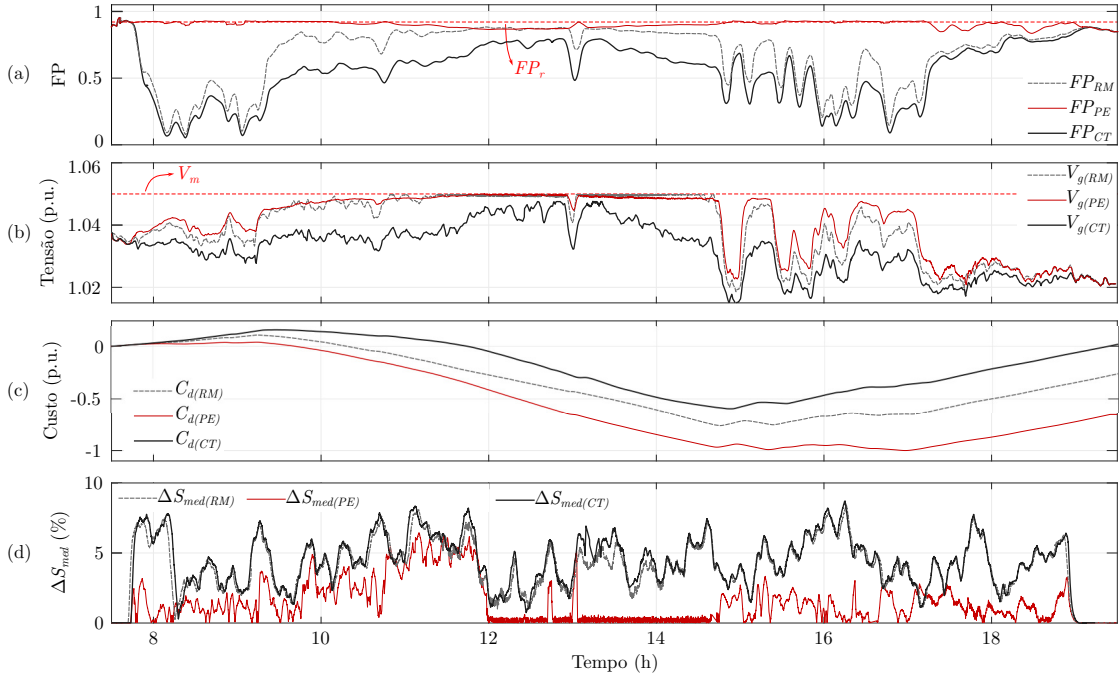
**Figura 40** – Resultado de RTDE para o SGE em uma unidade de GD-FV com 4 inversores. (a) Potência ativa. (b) Potência Reativa. (c) Potência Aparente. (d) Potência ativa com ativação de LPA. (e) Potência reativa com ativação de LPA. (f) Potência aparente com ativação de LPA. (g) Potência ativa durante alta demanda de potência reativa. (h) Potência reativa durante alta demanda de potência reativa. (i) Potência aparente durante alta demanda de potência reativa.

A Figura 40(g)-(i) mostra um intervalo onde apenas reativos são solicitados pelo SGE. Nota-se que os reativos são suficientes para reduzir significativamente os desvios na potência aparente. A demanda de reativos de um conversor é gradualmente transferido para outros inversores à medida que sua saída de potência ativa se eleva, conforme a irradiância disponível.

Análises em RTDE semelhantes às mostradas na Figura 40 são realizadas para outras duas estratégias na comparação: operação com FP constante (CT) e gerenciamento por controlador *droop* sequencial (MAI *et. al.*, 2021) com algoritmo de divisão de margem residual (RM) (PAN, 2022). A Figura 41 compila os resultados de FP, tensão no PCC,

custos financeiros operacionais e desvio médio de potência aparente dos conversores, definido como

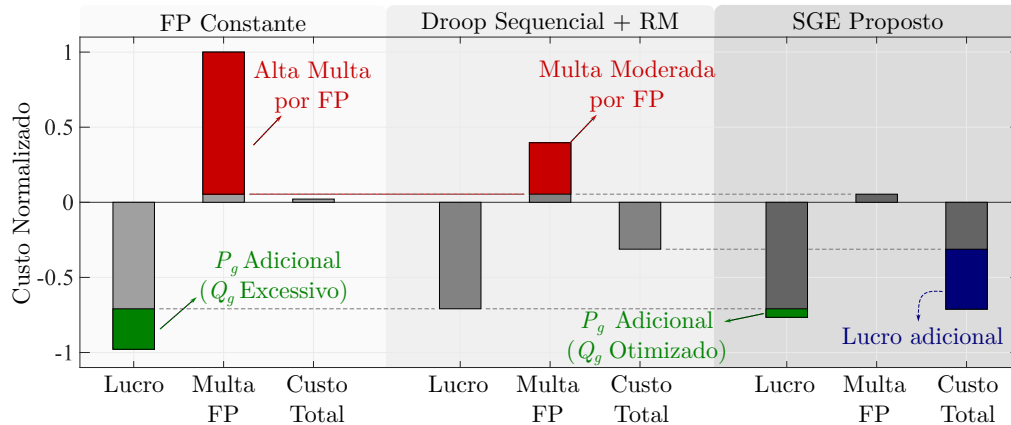
$$\Delta S_{med}(\%) = 100 \cdot \frac{\sum_{i,j=1;j \neq i}^n |S_{(i)} - S_{(j)}|}{\frac{1}{2}n(n-1) \cdot \sum_{k=1}^n S_k}, \quad (111)$$



**Figura 41** – Comparativo entre estratégias operacionais para controle de unidades de GD-FV. (a) Fator de potência. (b) Tensão no PCC. (c) Custo normalizado. (d) Desvio médio da potência aparente entre inversores.

Todas as estratégias comparadas são capazes de manter  $V_g$  em níveis toleráveis. Tanto o SGE proposto como o *droop* sequencial necessitam da utilização de LPA para regular a tensão. A operação com FP constante não utiliza LPA no caso analisado, mas é a que mais sofre com multas relacionadas ao FP, pois energia reativa excessiva é despachada. Isto gera um impacto significativo nos custos financeiros. Como mostra a Figura 41(c), o FP constante acumula o maior custo operacional das três estratégias no caso estudado, conforme detalhado na Figura 42.

O SGE proposto apresenta um desempenho superior utilizando a faixa de tensão para aumentar o despacho de potência ativa. Além disso, o FP só se degrada no período de pico de geração para maximizar o despacho de potência ativa. Como mostra a figura 41, Como mostra a figura 42, esta degradação intencional do FP é vantajosa, pois o aumento do lucro obtido pelo aumento na injeção de potência ativa supera as perdas as perdas causadas pelas multas relacionadas com a FP. O controle *droop* sequencial também apresenta bom uso da faixa de tensão tolerável, mas sofre com a degradação do FP. A



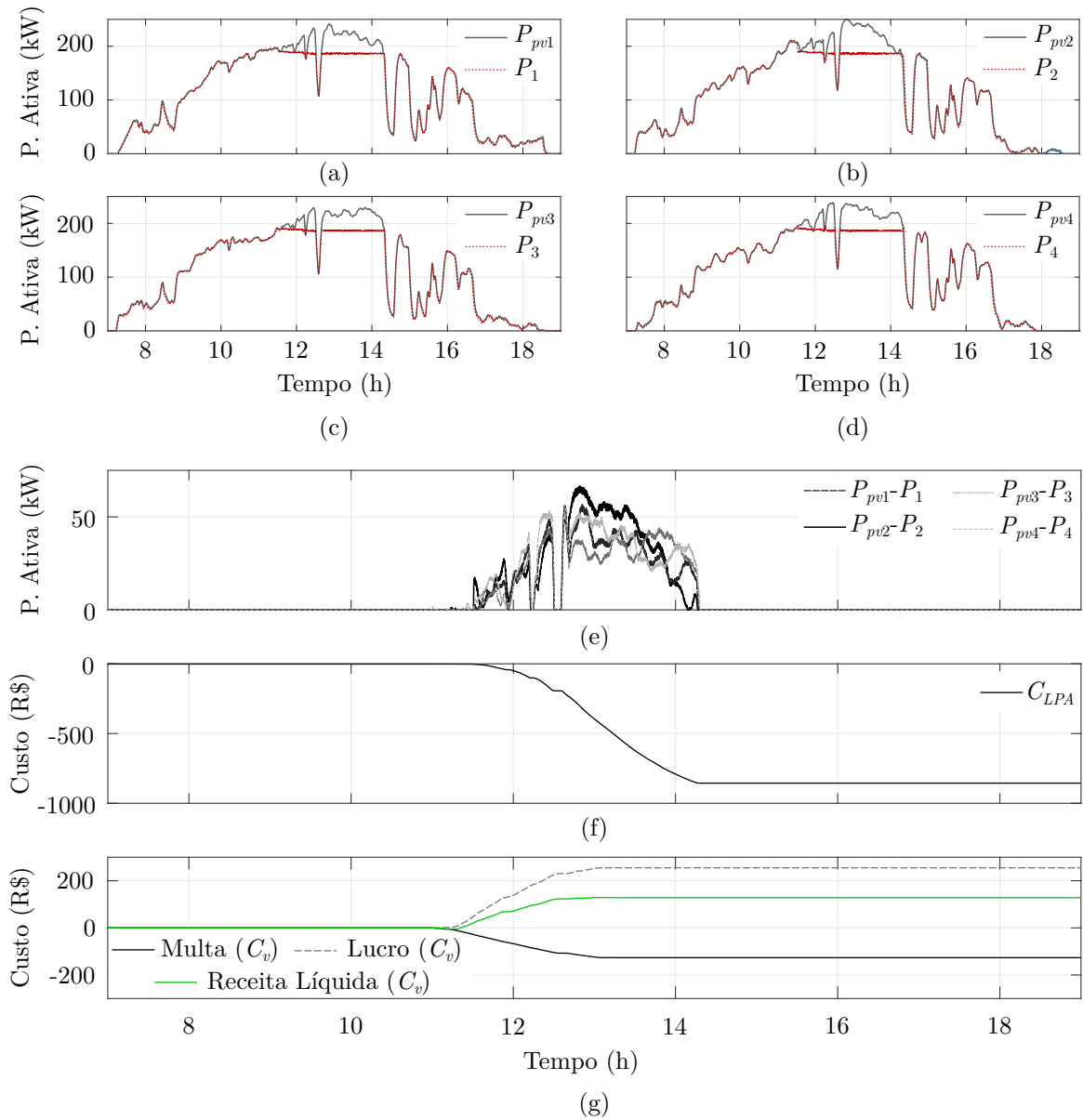
**Figura 42 – Comparativo dos custos operacionais entre diferentes estratégias.**

Figura 41(c) mostra que a estratégia proposta gera o maior lucro quando comparado com as outras duas abordagens. Além disso, a estratégia de partilha de comandos de despacho apresenta um desempenho de equilíbrio superior, como mostra a Figura 41(d). O desvio médio da potência aparente é reduzido de 4,34% e 4,05% do FP constante e do *droop* sequencial com algoritmo RM, respetivamente, para 1,41%.

A figura 42 mostra as componentes dos custos financeiros das as três estratégias. A operação com FP constante permite o despacho de potência ativa mais elevado, 27,6% superior ao controlador *droop* sequencial e 21,4% superior ao EMS proposto. No entanto, devido às elevadas multas relacionadas com o FP, mais de 200% das registadas pelas outras duas estratégias, o rendimento da potência ativa não se reflete em lucro. O controlo *droop* com o algoritmo RM permite o menor despacho de potência ativa do comparativo, mas com redução das multas relacionadas com a FP. O SGE proposto permite o despacho de 5,68% de potência ativa a mais do que o controle *droop*. Além disso, a multa relacionada com o FP é reduzida em 86%. O lucro final é aumentado em 56% no caso abordado.

A fim de avaliar o impacto da LPA, a figura 43 apresenta o perfil de limitação de despacho para cada inversor e os custos da mitigação de sobretensão para o cenário abordado. Conforme os gráficos (a) a (d) da figura 43, nota-se que o período de contingenciamento de geração se concentra, aproximadamente, entre as 11h e 14h. Por outro lado, verifica-se que nos demais períodos do dia os inversores operam rastreando o ponto de máxima potência de seus respectivos arranjos. Assim, nota-se que a estratégia proposta atua principalmente em períodos de pico de geração.

O gráfico (e) da figura 43 evidencia que o impacto da limitação de potência ativa é mais relevante em inversores sujeitos níveis mais elevados de irradiância. Nota-se que



**Figura 43** – Análises adicionais do cenário apresentado. (a)-(d) Comparativo entre a potência ativa disponível nos arranjos FV e o despacho. (e) Limitação de potência ativa de cada inversor. (f) Custo da limitação de despacho de ativos. (g) Impacto financeiro de  $C_v$ .

durante momentos de contingenciamento o despacho dos inversores tende a convergir e se igualar. Dessa forma, conversores com maior potencial de geração no arranjo precisam se deslocar mais longe de seu ponto de máxima potência. A figura 43(f) mostra o custo acumulado da limitação de potência ativa, definida como

$$C_{LPA}(t) = C_{LPA}(t-1) + r_s \cdot \sum_{i=1}^n (P_{pv(i)}(t) - P_i(t)) , \quad (112)$$

em que  $r_s$  é o custo da energia ativa em  $R\$/kWh$ . Para o resultado em questão, é considerada a tarifa de energia aplicada pela Copel Distribuição aos consumidores do

subgrupo A4 (COPEL, 2023). A limitação de geração causa o contingenciamento de 6% do total disponível no cenário analisado. Esta restrição causa uma redução de R\$853,89 nos lucros relacionados ao despacho de energia ativa.

A figura 43(g) ilustra o impacto de  $C_v$  sobre o custo de operação da unidade de GD. O lucro calculado é obtido a partir da expressão (26) do artigo. A multa é relacionada à degradação intencional do FP, causada por  $C_v$  de forma a reduzir a limitação de potência ativa. A receita líquida é a diferença entre o lucro e a multa relacionados a  $C_v$ . A partir dos resultados apresentados, verifica-se que a adição de  $C_v$  ao índice de desempenho permite um aumento da receita líquida do prosumidor. A redução de  $C_{LPA}$  é superior à multa causada pelos reativos excedentes, utilizados para reduzir a tensão. Dessa forma, no cenário analisado, o uso de potência reativa para mitigação de sobretensão permite um aumento de R\$128,5 na receita final se comparado ao obtido com correção de tensão apenas por LPA. Ou seja, a aplicação de  $C_v$  causa uma redução de 13,08% nos custos da correção de tensão no cenário analisado.

O sistema de distribuição considerado no artigo apresenta característica predominantemente resistiva. A RIR calculada a partir dos parâmetros de resistência e reatância por quilômetro resulta em  $RIR = 0,45$ . Dessa forma, a atuação para mitigação de sobretensão através de potência reativa é menos eficiente. Em sistemas de distribuição com característica mais indutiva, a atuação de  $C_v$  é mais significativa, aumento o impacto positivo sobre os lucros.

A figura 44 mostra os resultados obtidos para o mesmo cenário analisado, mas com o SGE operando com o termo  $\mathcal{J}_{ov}$  desativado.

Conforme o gráfico 44(a), nota-se que o uso de  $\mathcal{J}_{ov}$  no índice de desempenho faz com que o contingenciamento de despacho seja atrasado. A linha vermelha mostra o ponto de início da LPA sem  $\mathcal{J}_{ov}$  e a linha verde o início da limitação com o índice de desempenho completo. Ainda, o gráfico 44(b) mostra que sem o uso de  $\mathcal{J}_{ov}$ , o SGE demanda apenas potência capacitiva dos inversores, atuando apenas sobre o FP. A figura 44(c) mostra que a capacidade de divisão dos esforços elétricos entre os conversores é preservada. O gráfico 44(d) mostra que a degradação intencional do FP deixa de ocorrer, sendo toda correção da tensão feita através de LPA.

A figura 45 mostra o contingenciamento médio de potência ativa dos inversores nos cenário com e sem o uso da potência reativa para regulação de tensão.

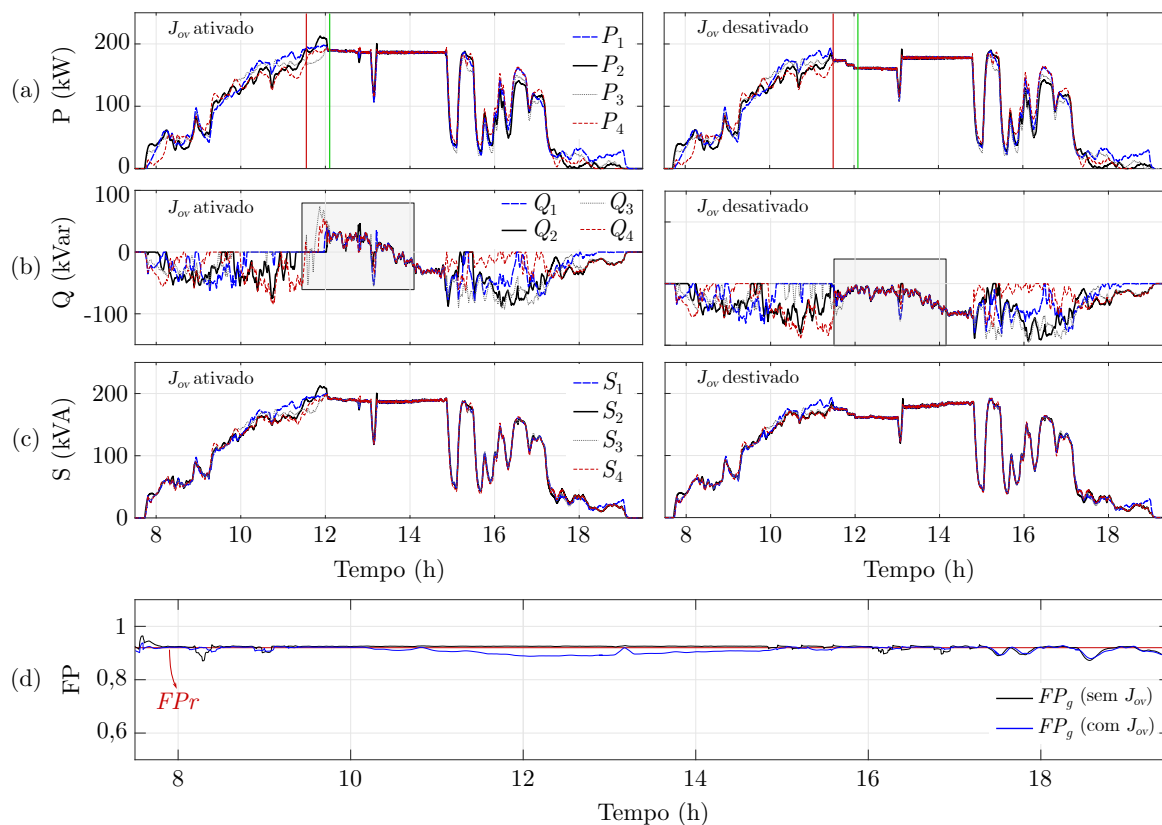


Figura 44 – Comparativo de despacho durante operação com e sem o uso do termo  $J_{ov}$ . (a) Potência ativa. (b) Potência reativa. (c) Potência aparente. (d) Fator de potência.

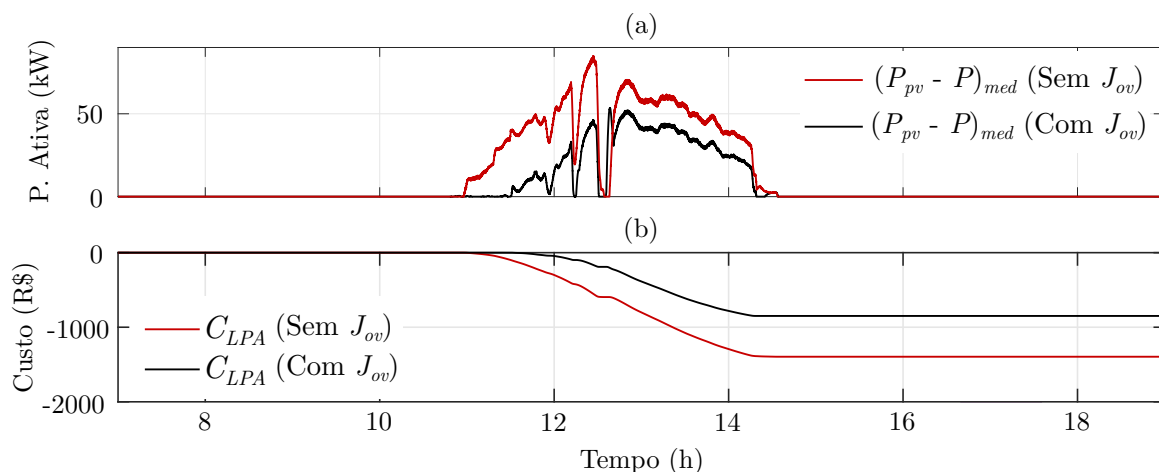
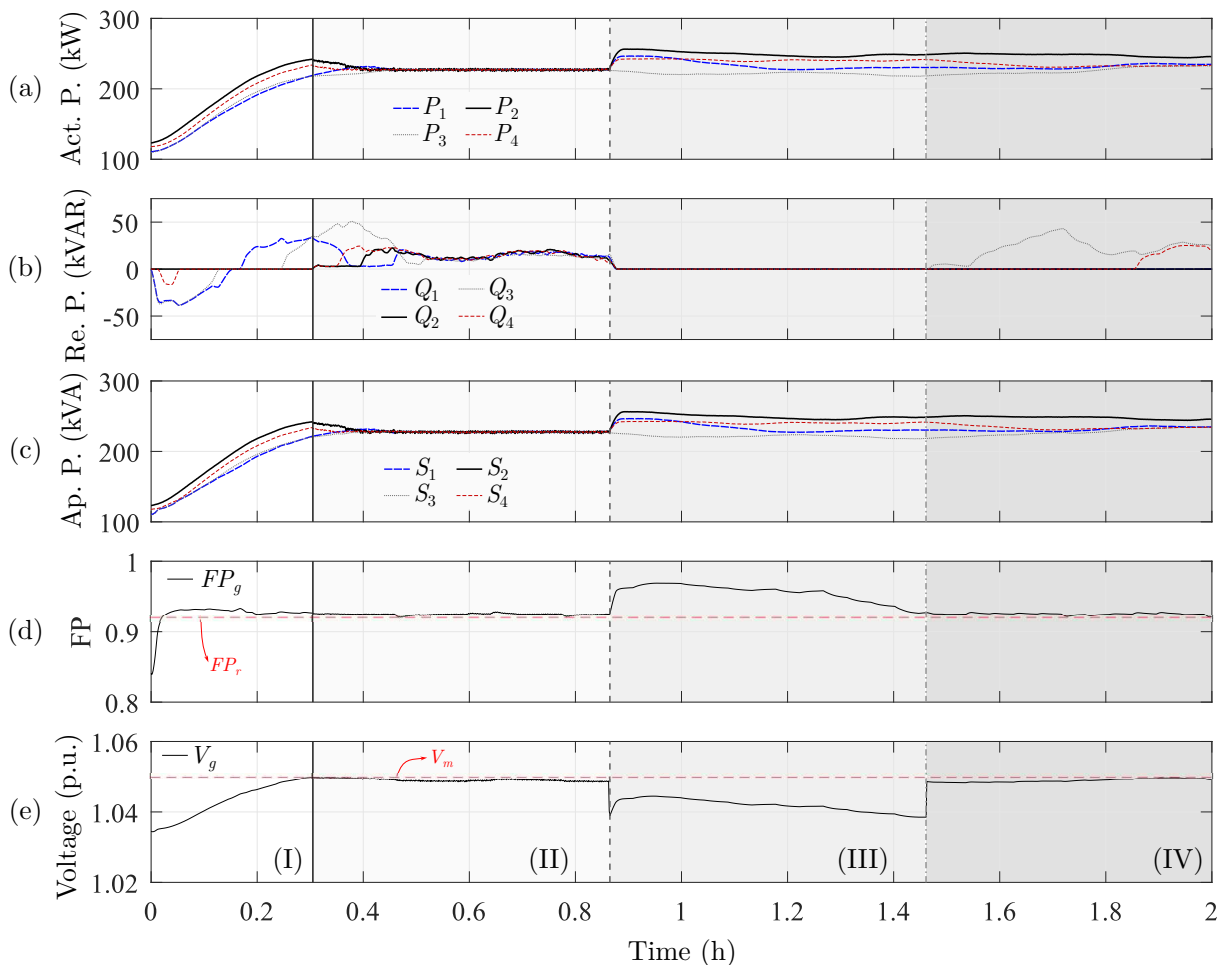


Figura 45 – Comparativo da LPA com e sem o uso de  $J_{ov}$ . (a) Limitação média. (b) Custo acumulado da LPA.

No gráfico 45(a), verifica-se que o pico de LPA é reduzido em 26,6%. Ainda, conforme o gráfico (b), o custo da LPA é reduzido em 38,5%. Apesar de incidir em uma multa maior por degradação do FP, o uso de  $J_{ov}$  reduz o custo geral da regulação de tensão em 29,5% no cenário analisado. Assim, conclui-se que a estratégia proposta é mais interessante financeiramente para a correção da sobretensão do que o uso exclusivo de LPA.

Alguns elementos típicos para regulação de tensão em redes tradicionais, como OLTCs, podem causar variações abruptas na tensão das barras do sistema de distribuição. Conforme detalhado nas seções anteriores, os comandos de despacho do SGE dependem da tensão no PCC. A fim de avaliar o comportamento do SGE, a figura 46 mostra a resposta obtida em um cenário em que ocorrem dois degraus de tensão de 0,01 p.u. de amplitude, simulando o efeito de um OLTC. O primeiro degrau é uma redução de tensão que ocorre em  $t = 0,84h$  e o segundo é uma elevação de tensão em  $t = 1,43h$ .



**Figura 46 – Resposta do SGE para um degrau de tensão. (a) Potência ativa. (b) Potência reativa. (c) Potência aparente. (d) Fator de potência. (e) Tensão no PCC.**

A figura 46 é dividida em 4 intervalos. Em (I), o sistema opera normalmente, com a tensão no PCC em valores admissíveis. No gráfico (b), nota-se que em  $t = 0,18h$ , a potência reativa demandada dos conversores passa de capacitiva para indutiva. Ou seja, até este instante o SGE ordena despacho de reativos para correção do FP, passando gradualmente a demandar reativos para correção da tensão, que está se elevando, conforme indicado no gráfico (e).

No instante entre as regiões (I) e (II), a tensão atinge o valor máximo permitido, iniciando o uso de LPA. Nota-se em (a) que o despacho de potência ativa passa a ser gradualmente reduzido. Em (b), verifica-se que a potência reativa demandada é indutiva. Além disso, a demanda de reativos do inversor 1 passa a reduzir, visto que sua potência ativa aumenta, enquanto que a demanda de reativos do inversor 3 aumenta, pois seu despacho de potência ativa é reduzido pela LPA. A figura (c) evidencia o efeito desta transferência de despacho, pois a potência aparente dos conversores converge. Neste intervalo, tanto a potência ativa quanto o fator de potência são mantidos em valores muito próximos dos valores limite.

Entre as regiões (II) e (III) ocorre o degrau de redução de tensão na barra de geração. Nota-se que a potência reativa demandada rapidamente cai a zero, pois o FP resultante durante este intervalo é adequado. Além disso, os inversores gradualmente voltam a operar em modo MPPT. Entre as regiões (III) e (IV), ocorre o degrau de elevação de tensão. Neste momento, o SGE volta a demandar potência indutiva dos conversores, de forma a regular a tensão. Nota-se que o despacho é requisitado inicialmente do inversor 3, que apresenta menos potência ativa disponível. Posteriormente, o despacho de reativos do inversor 4 também é requisitado, pois é o segundo conversor com menor despacho de potência ativa.

A fim de validar o desenvolvimento matemático apresentado no capítulo 3 para a estratégia de divisão de comandos de despacho para inversores com capacidades nominais distintas, é realizada a análise apresentada na figura 47. São utilizados os dados de irradiância e carga apresentados na figura 37. A unidade de GD-FV neste cenário é composta por três conversores: inversor 1 com potência nominal de 200kW e inversores 2 e 3 com potência nominal de 100kW cada. O comando de LPA é considerado constante durante todo o dia, limitando o despacho da unidade a 325kW. A referência de reativos é conforme a figura 48(a).

Os gráficos (a) a (c) da figura 47 mostram, respectivamente, o despacho de potência ativa, reativa e aparente dos três conversores em valores reais. Os gráficos (d) a (f) mostram os despachos em p.u.. Os gráficos (g) a (i) detalham o período de  $t = 16,5\text{h}$  a  $t = 17,5\text{h}$  para melhor visualização do comando de despacho dos conversores. Avaliando o gráfico (a), nota-se que o valor absoluto do despacho do inversor 1 é muito superior ao dos demais. Comportamento semelhante se verifica nos gráficos (b) e (c).



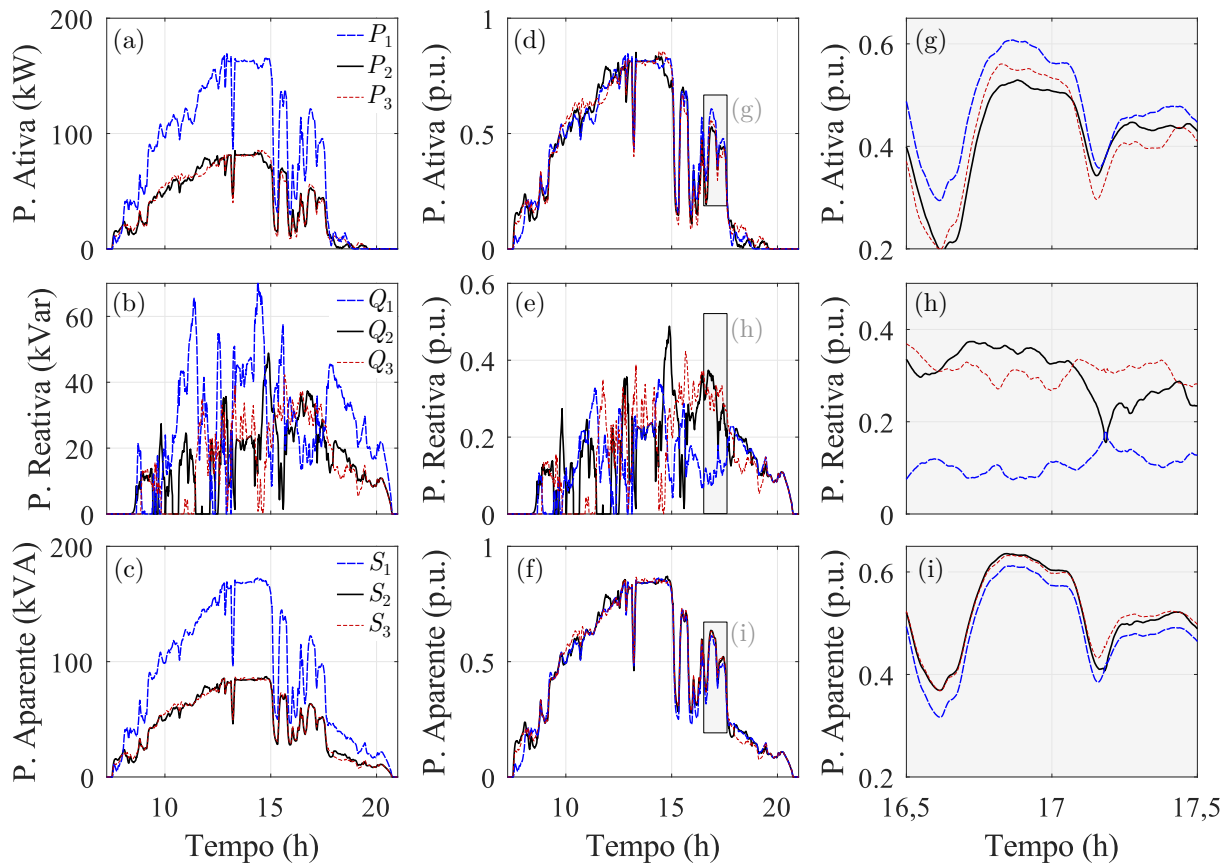
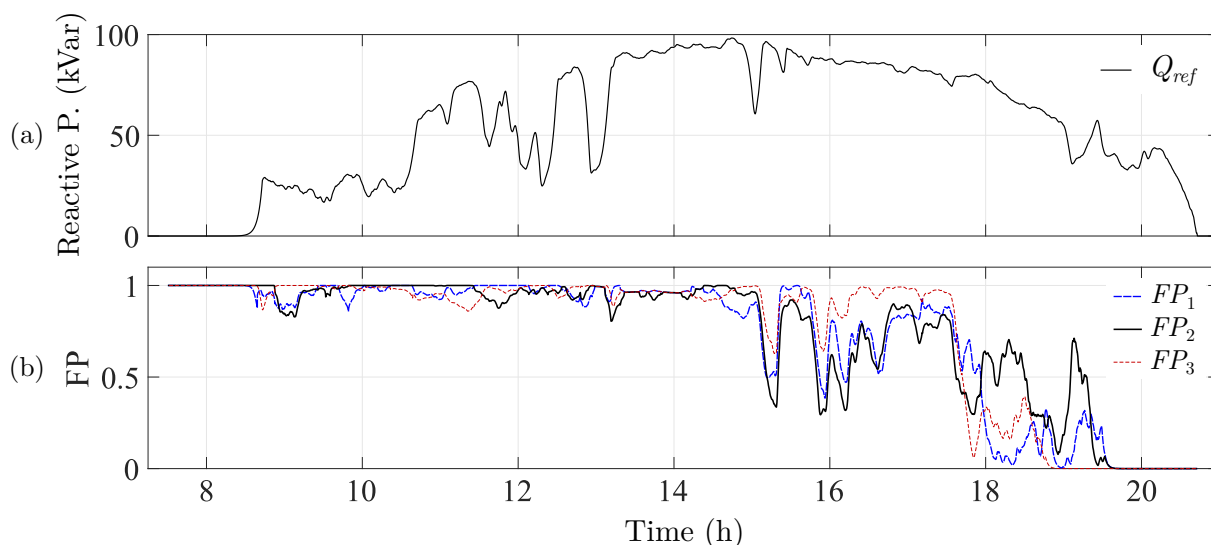


Figura 47 – Resultado de simulação do SGE operando em unidade de GD-FV com inversores de potências nominais diferentes.

Avaliando o gráfico (d), em que as potências ativas são mostradas em p.u. na respectiva base de cada inversor, nota-se que o carregamento gerado em cada conversor é semelhante. As diferenças de potência ativa que ultrapassam 95kW em valores absolutos representam diferenças inferiores a 0,15p.u.. Comparando os gráficos (b) e (h), nota-se que a demanda de reativos do inversor 1, que em valores absolutos é significativamente maior que a dos demais conversores, representa um carregamento inferior em relação à sua potência nominal quando avaliado em p.u.. O gráfico (f) evidencia a capacidade de balanceamento do SGE proposto. Ao avaliar a potência aparente dos conversores em suas respectivas bases, nota-se que o carregamento dos conversores se torna equilibrado, com diferenças menores do que as existentes na potência ativa, que é controlada pela irradiância. A diferença média da potência ativa entre os conversores, em p.u., é de 5,8% enquanto que a diferença média da potência aparente, também em p.u., é de 1,89%.

Ao analisar os detalhes exibidos em (g) a (i), é possível verificar a transferência de despacho de um conversor para o outro. O inversor 1, mesmo apresentando maior capacidade nominal, recebe o menor comando de reativos, já que possui alto carregamento

de potência ativa. Os conversores 2 e 3 apresentam despacho de potência ativa semelhante. Isto reflete em comandos de potência reativa também semelhantes. É interessante notar que após  $t = 17\text{h}$  o carregamento do inversor 1 se torna menor do que a do inversor 2. Neste período, a demanda de reativos do inversor 2 é reduzida e a do inversor 1 aumentada. Entretanto, nota-se que a variação causada no carregamento do inversor 2 é maior que do inversor 1. Isso ocorre pois o despacho de reativo demandado inicialmente do inversor 2 e que passa a ser requisitado do inversor 1 representa uma parcela menor da potência nominal do conversor, afetando menos seu carregamento.



**Figura 48 – Resultados adicionais para a simulação da unidade de GD-FV com inversores diferentes. (a) Referência de potência reativa. (b) Fator de potência dos conversores.**

Avaliando o gráfico 48(b), nota-se que o FP resultante dos conversores segue perfil semelhante ao do carregamento em p.u.. Mesmo o inversor 1 apresentado potência nominal duas vezes superior à dos inversores 2 e 3, seu FP é próximo ao destes. Assim, nota-se que a estratégia de divisão proposta torna o FP dos conversores semelhante, também. Com base nas figuras 47 e 48, é possível concluir que o SGE proposto é capaz de realizar uma divisão equilibrada dos comandos de despacho para inversores com potências nominais distintas.

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Com base nos resultados obtidos, nota-se que o SGE proposto atende às premissas adotadas durante o desenvolvimento. A estratégia desenvolvida mostra-se capaz de regular a tensão no ponto de conexão de forma inteligente, utilizando tanto potência reativa quanto limitação de potência reativa. Além disso, o custo de operação é minimizado com o SGE corrigindo o FP da instalação quando viável, permitindo excesso de reativos apenas quando necessário para regulação da tensão.

Ademais, a concepção do SGE visando a aplicação em unidades de GD com múltiplos inversores se mostra funcional. As referências de potência reativa e limitação de potência ativa são calculadas para a unidade de GD como um todo, reduzindo o custo computacional do algoritmo de otimização. Além disso, através desta abordagem a etapa de otimização é independente do número de inversores na rede inteligente local. Como apresentado no Capítulo 2, a avaliação das capacidades individuais dos inversores permite a otimização do despacho considerando capacidade máxima dos conversores.

A estratégia de divisão de referências é capaz de aprimorar o equilíbrio do carregamento elétrico entre os inversores. Conforme discutido no artigo do Capítulo 3, a divisão dos comandos entre os inversores a partir de suas condições operacionais permite equilibrar a potência aparente dos conversores. Dessa forma, o desgaste e estresses térmicos são distribuídos de forma mais homogênea. Além disso, a divisão de potências proposta permite conservar uma capacidade restante maior de processamento de reativos, aprimorando o uso dos recursos da unidade de GD.

Os resultados comprovam que o SGE proposto apresenta vantagens sobre outras estratégias de operação discutidas na literatura. Diferente de abordagens como operação com FP constante e controladores *droop*, o SGE é capaz de, simultaneamente, manter a tensão do PCC e minimizar multas relacionadas a FP degradado. A análise econômica apresentada mostra que o custo de operação acumulado utilizando o SGE proposto é significativamente menor.

As análises apresentadas permitem concluir que o SGE proposto é funcional e cumpre com premissas estabelecidas. Apesar disso, melhorias podem ser desenvolvidas. Alguns pontos possíveis a serem abordados em trabalhos futuros são:

- Desenvolvimento de uma versão do SGE proposto adaptado ao uso de processamento paralelo. As etapas de otimização e divisão de potências podem ter seu tempo de execução reduzidos;
- Análise do SGE proposto em sistemas trifásicos desbalanceados, permitindo o controle de despacho de forma a regular a tensão de forma individual por fase;
- Implementação do SGE proposto em conjunto a um protocolo de comunicação industrial/comercial típico, como ModBus TCP/IP;
- Validação experimental da estratégia desenvolvida em conversores reais;
- Desenvolvimento de uma estratégia mais robusta para o cálculo do ganho de ponderação da atuação de reativos sobre a regulação de tensão;
- Integração da estratégia proposta com outros elementos de redes inteligentes, como sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos;
- Análises mais aprofundadas do uso da estratégia proposta em conjunto a outros sistemas de regulação de tensão em sistemas de distribuição, como reguladores em série, SVC, entre outros;
- Expansão da estratégia proposta para redes inteligentes distribuídas, abrangendo várias unidades consumidoras em diferentes instalações.

**REFERÊNCIAS**

- ACOSTA CAMPAS, C. N.; MADRIGAL MARTINEZ, M.; RUIZ PAREDES, H. F. PV Active Power Curtailment for Distribution Network Management. Em: **IEEE Latin America Transactions**. vol. 20, no. 7, pp. 2010-2019, July 2022, doi: 10.1109/TLA.2021.9827474.
- ALGHAMDI, S. et. al. Reduction in Voltage Harmonics of Parallel Inverters Based on Robust Droop Controller in Islanded Microgrid. Em: **Mathematics**. 2022, 11, 172. <https://doi.org/10.3390/math11010172>
- DE AGUIAR, E. L.; CARDOSO, R.; STEIN, C. M. de O.; DA COSTA, J. P.; CARATI, E. G. (2016). Distributed Renewable Power Sources in Weak Grids — Analysis and Control. InTech. 2016. doi: 10.5772/61613
- AHMAD, I.; FANDI, G.; MULLER, Z.; TLUSTY, J. Voltage Quality and Power Factor Improvement in Smart Grids Using Controlled DG Units. Em: **Energies**. 2019, 12, 3433. <https://doi.org/10.3390/en12183433>
- AHMAD, S.; SHAFIULLAH, M.; AHMED, C. B.; ALOWAIFEER, M. A Review of Microgrid Energy Management and Control Strategies. Em: **IEEE Access**, vol. 11, pp. 21729-21757, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3248511.
- Akagi, H., Watanabe, E.H., Aredes, M. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning. 1ed. IEEE Press. 379p. Nova Jersey, 2007.
- AL MAMUN A.; SOHEL, M.; MOHAMMAD, N.; HAQUE SUNNY, M. S.; DIPTA, D. R.; HOSSAIN, E. A Comprehensive Review of the Load Forecasting Techniques Using Single and Hybrid Predictive Models. Em: **IEEE Access**. vol. 8, pp. 134911-134939, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3010702.

AL-SAAD, M.; AL-GREER, M.; SHORT, M. Strategies for Controlling Microgrid Networks with Energy Storage Systems: A Review. Em: **Energies**. 2021, 14, 7234. <https://doi.org/10.3390/en14217234>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N<sup>o</sup> 1000 de 07 de dezembro de 2021. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 20 dez. 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N<sup>o</sup> 479 de 03 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 12 abr. 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8. [S.l.]: ANEEL, 2021.

ARKHANGELSKI, J.; ABDOU-TANKARI, M.; LEFEBVRE, G. Day-Ahead Optimal Power Flow for Efficient Energy Management of Urban Microgrid. Em: **IEEE Transactions on Industry Applications**. vol. 57, no. 2, pp. 1285-1293, March-April 2021, doi: 10.1109/TIA.2020.3049117.

BARBOSA, Victor Emanuel Soares. Camada de gerenciamento para inversores trifásicos utilizando controle supervisorio de sistemas a eventos discretos. 2020. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2020.

BATTULA, A.R.; VUDDANTI, S.; SALKUTI, S.R. Review of Energy Management System Approaches in Microgrids. Em: **Energies**. 2021, 14, 5459. <https://doi.org/10.3390/en14175459>

BLAABJERG, F.; MA, K.; YANG, Y. Power electronics-the key technology for renewable energy systems. p. 1–11, 2014.

BRASIL. Lei n<sup>o</sup> 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o

Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022.

BRITO, M. A. G. de; GALOTTO, L.; SAMPAIO, L. P.; MELO, G. d. A.; CANESIN, C. A. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. Em: *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 3, p. 11561167, March 2013. ISSN 0278-0046.

BRITO, E.M.d.S.; CUPERTINO, A. F.; PEREIRA, H. A.; MENDES, V. F. Reliability-based trade-off analysis of reactive power capability in PV in-verters under different sizing ratio. Em: **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. Volume 136, 2021, 107677, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107677>.

CABRERA-TOBAR, A.; BULLICH-MASSAGUE, E.; ARAGUES-PENALBA, M.; GOMIS-BELLMUNT, O. Capability curve analysis of photovoltaic generation systems. Em: *Solar Energy*, Volume 140, 2016, Pages 255-264, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.014>.

CALDERARO, V.; GALDI, V.; LAMBERTI, F.; PICCOLO, A. A Smart Strategy for Voltage Control Ancillary Service in Distribution Networks. Em: **IEEE Transactions on Power Systems**. vol. 30, no. 1, pp. 494-502, Jan. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2326957.

CANADIAN SOLAR. CSI BiHiKu6 CS6W-520|550MB-AG Datasheet. 2020. Disponível em: <https://www.csisolar.com/bihiku6/>. Acesso em: Novembro 2023.

CHEN, L.; DENG, Z.; XU, X. Two - stage Dynamic Reactive Power Dispatch Strategy in Distribution Network Considering the Reactive Power Regulation of Distributed Generations. Em: **IEEE Transactions on Power Systems**. 2018, 1–1. doi:10.1109/tpwrs.2018.2875032

CHRISTY, A. C. B.; SREEKUMAR, S.; SAVIER, J. S. Impact Assessment of DG in

Radial Distribution Networks. Em: **2019 Power Innovations in Power and Advanced Computing Technologies**. 2019. pp. 1-7, doi: 10.1109/i-PACT44901.2019.8960181.

COPPO, M. et al. Ancillary services by DG and storage systems in distribution networks for energy market participation. Em: **2016 AEIT International Annual Conference (AEIT)**, 2016, pp. 1-6, doi: 10.23919/AEIT.2016.7892746.

DAS, A.; BATZELIS, E. I.; ANAND, S.; SAHOO, S. R. Network-Agnostic Adaptive PQ Adjustment Control for Grid Voltage Regulation in PV Systems. Em: **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 58, no. 5, pp. 5792-5804, Sept.-Oct. 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3180280.

CUPERTINO, A.F.; LENZ, J.M.; BRITO, E.M.S.; PEREIRA, H.A.; PINHEIRO, J.R.; SELEME JUNIOR., S.I. Impact of the mission profile length on lifetime prediction of PV inverters. Em: **Microelectronics Reliability Journal**, vol. 100-101, pp. 113427, 2019.

EMARATI, M.; BARANI, M.; FARAHMAND, H.; AGHAEI, J.; DEL GRANADO, P. C. A Two-Level Over-Voltage Control Strategy in Distribution Networks With High PV Penetration. Em: **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. 2021. Volume 130. ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106763>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2010**. 2010. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2010>. Acessado em: 01/08/2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acessado em: 01/08/2022.

ESCOBAR, J.J.M.; MATAMOROS, O.M.; PADILLA, R.T.; REYES, I.L.; ESPINOSA, H.Q. A Comprehensive Review on Smart Grids: Challenges and Opportunities. Em: **Sensors**. 2021, 21, 6978. <https://doi.org/10.3390/s21216978>



FOULADFAR, M. H.; SAEED, N.; MARZBAND, M.; FRANCHINI, G. Home-Microgrid Energy Management Strategy Considering EV's Participation in DR. Em: **Energies**, MDPI, vol. 14(18), pages 1-12, September.

FREITAS, D.; LOPES, L.G.; MORGADO-DIAS, F. Particle Swarm Optimisation: A Historical Review Up to the Current Developments. Em: **Entropy**. 2020, 22, 362. <https://doi.org/10.3390/e22030362>

FRONIUS SOLAR ENERGY. FRONIUS TAURO ECO-100-3-P Datasheet. Disponível em: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners/technical-data/>. Acesso em: Novembro 2023.

GANDHI, O.; RODRÍGUEZ-GALLEGOS, C. D.; SRINIVASAN, D. Review of Optimization of Power Dispatch in Renewable Energy System. Em: **2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)**. 2016. p. 250-257. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796394.

GANDHI, O.; ZHANG, W.; RODRIGUEZ-GALLEGOS, C. D.; BIERI, M.; REINDL, T.; SRINIVASAN, D. Analytical Approach to Reactive Power Dispatch and Energy Arbitrage in Distribution Systems With DERs. Em: **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 33, no. 6, pp. 6522-6533, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829527

GAWAD, H.A.; SOOD, V. K. Overview of Connection Topologies for Grid-Connected PV Systems. Em: 2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Toronto, ON, Canada, 2014, pp. 1-8, doi: 10.1109/CCECE.2014.6901154.

GINLONG TECHNOLOGIES. Solis-(215-255)K-EHV-5G Datasheet. Disponível em: <https://www.solisinverters.com/br/inverter4g3p;inverter>. Acesso em: Novembro 2023.

GOMEZ-MERCHAN, R. et al. Binary Search Based Flexible Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Systems. eM: **IEEE Transactions on Industrial Electronics**,

vol. 68, no. 7, pp. 5909-5920, July 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2998743.

GROWATT INVERTERS. MAX-185 253KTL3-X-HV DAatasheet. Disponível em: <https://www.ginverter.com/products/max-185-253ktl3-x-hv>. Acesso em: Novembro 2023.

GUI, Y. et al. Voltage Support With PV Inverters in Low-Voltage Distribution Networks: An Overview. Em: **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, doi: 10.1109/JESTPE.2023.3280926.

GUNGOR, V. C.; LU, B.; and HANCKE, G. P. Opportunities and challenges of wireless sensor networks in smart grid. Em: *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 10, pp. 3557–3564, Oct. 2010.

HAN, Y. et al. Modeling and Stability Analysis of LCL -Type Grid-Connected Inverters: A Comprehensive Overview. Em: **IEEE Access**, vol. 7, pp. 114975-115001, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2935806.

HUANG, L.; WU, C.; ZHOU, D.; BLAABJERG, F. Impact of Grid Strength and Impedance Characteristics on the Maximum Power Transfer Capability of Grid-Connected Inverters. Em: *Appl. Sci.* 2021, 11, 4288. <https://doi.org/10.3390/app11094288>

*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY* (IEA). **Key World Energy Statistics 2021 - Final Consumption**. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption>. Acessado em: 01/08/2022.

*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY* (IEA). **World Energy Balance 2021: Overview**. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview>. Acessado em: 01/08/2022.

International Electro-Technical Commission - IEC. **IEC 61970:2022 SER Energy management system application program interface**. Genebra, Suíça. 2005.

ISLAM, M.; YANG, F.; AMIN, M. Control and optimisation of networked microgrids: A review. Em: **IET Renew Power Gener.** 2021; 15: 1133–1148. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12111>

JANA, Joydip; SAHA, Hiranmay; BHATTACHARYA, Konika D. A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems. Em: **Renewable and Sustainable Energy Reviews.** Vol. 72, Maio 2017, Pg. 1256-1270.

KAGAN, C. C. de OLIVEIRA N.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2[1] n. ka. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

KRAEMER, R. A. S.; CARATI, E. G.; CARDOSO, R.; DA COSTA, J. P.; STEIN, C. M. O. Virtual State Damping for Resonance Suppression and Robustness Improvement in LCL-Type Distributed Generation Inverters. Em: **IEEE Transactions on Energy Conversion**, vol. 36, no. 2, pp. 1216-1225, June 2021, doi: 10.1109/TEC.2020.3027495.

KUNDHUR, P.; GRIGSBY, L. L. **Power System Stability and Control.** 1994. 1 ed. McGraw-Hill Professional Publishing. 1994.

LEON, L. F.; MARTINEZ, M.; ONTIVEROS, L. J.; MERCADO, P. E. Devices and control strategies for voltage regulation under influence of photovoltaic distributed generation. A review. Em: **IEEE Latin America Transactions.** vol. 20, no. 5, pp. 731-745, May 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9693557.

LISTON JUNIOR, R. A.; CARATI, E. G.; CARDOSO, R.; DA COSTA, J. P.; STEIN, C. M. d. O. A Robust Design of Active Damping With a Current Estimator for Single-Phase Grid-Tied Inverters. Em: **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 54, no. 5, pp. 4672-4681, Sept.-Oct. 2018, doi: 10.1109/TIA.2018.2838074.

MAI, T.T.; HAQUE, A.N.M.M.; VERGARA, P.P.; NGUYEN, P.H.; PEMEN, G. Adaptive coordination of sequential droop control for PV inverters to mitigate voltage rise in PV-Rich LV distribution networks. Em: **Electric Power Systems Research.** Volume 192, 2021, 106931, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106931>

MARZAL, S.; SALAS, R.; GONZÁLEZ-MEDINA, R.; GARCERÁ, G.; FIGUERES, E. Current challenges and future trends in the field of communication architectures for microgrids. Em: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Volume 82, Part 3, 2018, Pages 3610-3622, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.101>.

NADEEM, T.B.; SIDDIQUI, M.; KHALID, M.; ASIF, M. Distributed energy systems: A review of classification, technologies, applications, and policies. Em: **Energy Strategy Reviews**. vol 48. 2023. ISSN 2211-467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101096>.

NATIONAL RENEWABLE ENERGIES LABORATORY. MACALPINE, S.; DELINE, C. Simplified Method for Modeling the Impact of Arbitrary Partial Shading Conditions on PV Array Performance. Em: **42nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. June 14–19, 2019. New Orleans, Louisiana

NGAMROO, I.; SURINKAEW, T. Coordinated decentralized and centralized microgrid control for distributed renewable energy sources with integrated batteries. Em: **IET Renewable Power Generation**. 2022. Vol 16, no. 15. Nov 2022. DOI: 10.1049/rpg2.12576.

OLIVEIRA, C. C. B. de et al. **Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas**. 2. ed. rev. e ampl. São Paulo: Blucher, 2000.

ORDONEZ, M.; PAZ, F. High-performance solar mppt using switching ripple identification based on a lock-in amplifier. Em: **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 6, p. 3595-3604, June 2016. ISSN 0278-0046.

PAN, T. A Novel Coordinated Control System to Reactive Power Compensation of Photovoltaic Inverter Clusters. Em: **International Transactions on Electrical Energy Systems**, vol. 2022, Article ID 6396345, 13 pages, 2022. <https://doi.org/10.1155/2022/6396345>

PIVETA, M.; CARATI, E.G.; DA COSTA, J.P.; BRUINSMA, G.; CARDOSO, R. Optimal Power Factor Correction and Overvoltage Mitigation in Distributed Generation

Unit. Em: *2022 14th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEPOC54972.2022.9976446.

POURALTAFI-KHELJAN, S.; UGUR, M.; BOZULU, E.; ÇALISKAN, B.C.; KEYSAN, O.; GOL, M. Centralized Microgrid Control System in Compliance with IEEE 2030.7 Standard Based on an Advanced Field Unit. Em: **Energies**. 2021, 14, 7381. <https://doi.org/10.3390/en14217381>

RISEN SOLAR. RSM110-8-535BMDG-560BMDG Datasheet. 2022. Disponível em: <https://en.risenenergy.com/product/assemblylist?active=1>. Acesso em : Novembro 2023.

ROCKHILL, A. A.; LISERRE, M.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. Grid-Filter Design for a Multimegawatt Medium-Voltage Voltage-Source Inverter. Em: **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, vol. 58, no. 4, pp. 1205-1217, April 2011.

SALVATTI, G.A.; CARATI, E.G.; CARDOSO, R.; da COSTA, J.P.; STEIN, C.M.d.O. Electric Vehicles Energy Management with V2G/G2V Multifactor Optimization of Smart Grids. Em: **Energies**. 2020, 13, 1191. <https://doi.org/10.3390/en13051191>

SÁNCHEZ-MORA, M.M.; BERNAL-ROMERO, D.L.; MONTOYA, O.D.; VILLA ACEVEDO, W.M.; LÓPEZ-LEZAMA, J.M. Solving the Optimal Reactive Power Dispatch Problem through a Python-DIGSILENT Interface. **Computation**. 2022, 10, 128. <https://doi.org/10.3390/computation10080128>

SANGWONGWANICH, A.; YANG, Y.; BLAABJERG, F. High-Performance Constant Power Generation in Grid-Connected PV Systems. Em: **IEEE Transactions on Power Electronics**, vol. 31, no. 3, pp. 1822-1825, March 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2465151.

Sekhavatmanesh, H.; Ferrari-Trecate, G.; Mastellone, S. Optimal Adaptive Droop Design via a Modified Relaxation of the OPF. In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2022, doi: 10.1109/TCST.2022.3183164.

SOUSA, G. COSTA, J. P. d.; CARATI, E. G.; CARDOSO, R.; STEIN, C. M. d. O. Constrained Optimum Photovoltaic Generation Dispatch for Energy Bill Minimization. Em: **13th IEEE International Conference on Industry Applications**. 2018. 163-168. 10.1109/INDUSCON.2018.8627349.

SUNGROW. SG333/350HX Datasheet. Disponível em: <https://br.sungrowpower.com/productDetail/2225/inversores-string-sg333-350hx>. Acesso em: Novembro 2023.

TAFTI, H.D. et. al. A Multi-Mode Flexible Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Power Plants. Em: **IEEE Transactions on Power Electronics**. vol. 34, no. 6, pp. 5038-5042, June 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2883320.

TAFTI, Hossein D.; TOWNSEND, Cristopher D.; KONSTANTINOU, Georgios; POU, Josep. Global Flexible Power Point Tracking in Photovoltaic Systems Under Partial Shading Conditions. Em: **IEEE Transactions on Power Electronics**, vol. 37, no. 9, pp. 11332-11341, Sept. 2022, doi: 10.1109/TPEL.2022.3167657.

TANENBAUM, A. S. – **Redes de Computadores** – 5<sup>a</sup> Ed., Editora Campus (Elsevier), 2011.

TAYAB, U.B.; Lu, J.; TAGHIZADEH, S.; METWALLY, A.S.M.; KASHIF, M. Microgrid Energy Management System for Residential Microgrid Using an Ensemble Forecasting Strategy and Grey Wolf Optimization. Em: **Energies**. 2021, 14, 8489. <https://doi.org/10.3390/en14248489>

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid converters for photovoltaic and wind power systems**. 2011. 1 ed. - John Wiley and Sons. 2011

TRINA SOLAR. Trina Solar Vertex TSM-DE19R Datasheet. 2019. Disponível em: <https://www.trinasolar.com/pt/product/VERTEX-DE19R>. Acesso em: Novembro 2023.

VISHNU, M.; KUMAR, T. K. S.; An Improved Solution for Reactive Power Dispatch Problem Using Diversity-Enhanced Particle Swarm Optimization. Em: **Energies**. 2020. 13, 2862; doi:10.3390/en13112862

YADAV, M.; PAL, N.; SAINI, D. K. Microgrid Control, Storage, and Communication Strategies to Enhance Resiliency for Survival of Critical Load. Em: **IEEE Access**. vol. 8, pp. 169047-169069, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3023087.

WŁODARCZYK, P.; SUMPER, A.; CRUZ, M. Voltage Control of Distribution Grids with Multi-Microgrids Using Reactive Power Management. Em: **Advances in Electrical and Computer Engineering**. 2015. vol 15, n 1, p 83-88. doi: 10.4316/AECE.2015.01012.

ZAHRAOUI, Y.; ALHAMROUNI, I.; MEKHILEF, S.; BASIR-KHAN, M.R.; SEYEDMAHMOUDIAN, M.; STOJCEVSKI, A.; HORAN, B. Energy Management System in Microgrids: A Comprehensive Review. Em: **Sustainability**. 2021, 13, 10492. <https://doi.org/10.3390/su131910492>

ZUBIAGA, M.; SANCHEZ-RUIZ, A.; OLEA, E.; UNAMUNO, E.; BILBAO, A.; ARZA, J. Power Capability Boundaries for an Inverter Providing Multiple Grid Support Services. Em: **Energies** 2020, 13, 4314. <https://doi.org/10.3390/en13174314>