

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Celso Henrique Santos Rocha

**Gestão de Redes de Distribuição Ativas
baseada em Fluxo de Potência Ótimo**

São Paulo
2021

Celso Henrique Santos Rocha

**Gestão de Redes de Distribuição Ativas
baseada em Fluxo de Potência Ótimo**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências.

São Paulo
2021

Celso Henrique Santos Rocha

**Gestão de Redes de Distribuição Ativas
baseada em Fluxo de Potência Ótimo**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Nelson Kagan

São Paulo
2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Rocha, Celso Henrique Santos
Gestão de Redes de Distribuição Ativas baseada em Fluxo de Potência Ótimo / C. H. S. Rocha -- versão corr. -- São Paulo, 2021.
129 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Engenharia Elétrica 2.Sistemas Elétricos de Potência 3.Redes de Distribuição Ativas 4.Fluxo de Potência Ótimo 5.Gestão de Redes de Distribuição Ativas I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço à Deus por ter me dado o dom da vida e saúde para poder realizar meus sonhos pessoais e profissionais.

Agradeço à minha amada família pelo apoio incondicional recebido durante todo o desenvolvimento desse trabalho. Em especial à minha esposa Patrícia, que foi uma grande batalhadora, estando sempre ao meu lado e me compreendendo nos dias de longas horas de trabalho. Aos meus pais, Marilda e Celso, por nunca terem medido esforços para dar suporte à minha educação, e à minha irmã Ana Luisa, que me é motivo de tanto orgulho e fonte de inspiração para prosseguimento dos estudos acadêmicos.

Ao meu orientador e amigo professor Nelson Kagan, pelos amplos conselhos e direção dados durante o desenvolvimento desse trabalho. Aos meus amigos do Enerq, com os quais tive boas e construtivas conversas que me auxiliaram durante a elaboração desse trabalho. Em especial, ao Paulo Radatz, ao Danilo Souza, ao Fillipe Vasconcelos e ao professor Carlos Almeida.

Por fim, ao professor Nando Ochoa, da Universidade de Melbourne, pelo auxílio e mentoria dado nos primeiros meses de desenvolvimento desse trabalho, juntamente com seus orientandos Michael Liu, Arthur Givisiez e Yolanda Wang, com os quais também contribuíram para o desenvolvimento desse trabalho através da troca de conhecimentos nas nossas reuniões virtuais.

“Se você quer transformar o mundo, experimente primeiro promover o seu aperfeiçoamento pessoal e realizar inovações no seu próprio interior. Estas atitudes se refletirão em mudanças positivas no seu ambiente familiar. Deste ponto em diante, as mudanças se expandirão em proporções cada vez maiores. Tudo o que fazemos produz efeito, causa algum impacto.”

Dalai Lama

Resumo

A conexão de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), como a Geração Distribuída (GD), tem crescido significativamente no mundo, impulsionada por fatores regulatórios, tecnológicos e sócio-ambientais. Elevados níveis de penetração desses recursos impõem desafios à operação dos sistemas de distribuição. Nesse contexto, estratégias de Gestão de Redes Ativas (GRA) capazes de manter os níveis de operação dentro dos limites regulatórios e operacionais dos ativos das concessionárias têm sido propostas. O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é uma técnica que permite a mitigação de impactos adversos na rede de modo holístico mediante o uso da flexibilidade proporcionada pelos elementos de controle distribuídos na rede. Embora o FPO tenha sido utilizado em uma grande quantidade de estudos recentes, aspectos como o gerenciamento combinado de redes de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), uma modelagem detalhada da topologia da rede e dos atrasos envolvidos na comunicação entre os elementos controlados e o agente responsável por executar o algoritmo de otimização e a pulverização de uma grande quantidade de elementos de controle no nível de BT foram pouco explorados. Nesse trabalho, o FPO foi aplicado em uma estratégia de GRA com esquema de contingenciamento de geração em tempo quase-real e de arquitetura centralizada tendo como plano de fundo a disponibilidade de uma infraestrutura de medição que permite a completa visibilidade da rede. Utiliza-se uma modelagem realista dos atrasos envolvidos na comunicação entre os elementos de controle e o Centros de Operação de Distribuição (COD) bem como da topologia da rede, trifásica, desbalanceada e com consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos. Os resultados mostraram que o FPO com modelagem detalhada da topologia da rede e dos consumidores fornece soluções ótimas em um tempo adequado para aplicações reais. Além disso, também verificou-se que os atrasos de comunicação podem reduzir a efetividade da solução e que, portanto, faz-se necessário contabilizar tais aspectos.

Palavras-chave: Gestão de Redes Ativas; Geração Distribuída; Fluxo de Potência Ótimo; Contingenciamento de Geração; Operação da Distribuição.

Abstract

The connection of Distributed Energy Resources (DER), such as Distributed Generation (DG), has massively been increasing in the world boosted by economical, regulatory, technological and socioenvironmental factors. High penetration of these resources impose challenges to the operation of distribution systems. In this context, different Active Network Management (ANM) strategies capable of maintaining the operation levels within regulatory and assets operational limits have been proposed. Optimum Power Flow (OPF) is a technique that allows the mitigation of several adverse impacts in the grid as a whole upon the utilization of the flexibility provided by the control elements distributed along the grid. Even though OPF has been widely utilized in recent studies, aspects such as the combined management of MV and LV networks, a detailed modelling of the grid topology and the delays involved in the communication between control elements and the agent responsible for executing the optimization algorithm and also the pulverization of a large amount of control elements in the LV level have not been widely explored. In this work, OPF has been applied with a curtailment scheme in near-real time ANM strategy with centralized control architecture. The strategy is built upon the availability of a wide metering infrastructure that allows full visibility of the network. A realistic modelling of the communication delays between the control elements and the Distribution Network Operator (DNO) and the grid topology, which is three-phase, unbalanced and with single, two and three-phase customers has been utilized. The results show that the OPF with detailed modelling of the grid topology and customers provides optimal solutions in a reasonable time for real applications. It has also been verified that the communication delays can reduce the effectiveness of the strategy and that, therefore, such aspect must be accounted for in the formulation.

Keywords: Active Network Management; Distributed Generation; Optimum Power Flow; Generation Curtailment; Distribution Operation.

Lista de ilustrações

Figura 1	Evolução do preço médio da eletricidade no mercado cativo em diversos países e na União Européia.	26
Figura 2	Evolução do custo de instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais nos EUA.	27
Figura 3	Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica e Eólica no Mundo.	28
Figura 4	Evolução da Capacidade Instalada de Micro e Mini Geração Distribuída no Brasil por fonte.	29
Figura 5	Ilustração de um Sistema Elétrico de Potência Tradicional.	30
Figura 6	Ilustração de um Sistema Elétrico de Potência Moderno.	32
Figura 7	Diferentes arquiteturas de controle	46
Figura 8	Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (SHI; SHEN; BARAN, 2016)	51
Figura 9	Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (DALL'ANESE; SIMONETTO, 2018)	52
Figura 10	Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (ELKHATIB; EL-SHATSHAT; SALAMA, 2011)	53
Figura 11	Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (KULMALA et al., 2016)	54
Figura 12	Arquitetura de controle distribuída utilizada em (BARAN; EL-MARKABI, 2007)	55
Figura 13	Visão conceitual da aplicação em um ambiente corporativo	66
Figura 14	Carga Bifásica conectada entre os nós 1 e 3 de uma barra	73
Figura 15	Unidade consumidora monofásica com geração fotovoltaica local	79
Figura 16	Limite de Contingenciamento, Limite de Geração e Regiões de Operação da Potência Gerada	79

Figura 17	Representação esquemática da implementação realizada no ambiente de simulação	81
Figura 18	Representação esquemática de um ciclo de controle utilizado no ambiente de simulação	82
Figura 19	Topologia da Rede Real considerada no Estudo.	84
Figura 20	Curvas de Carga Típicas e Normalizadas das Unidades Consumidoras da Rede para cada Classe e Faixa de Consumo e para Dias Úteis. . . .	86
Figura 21	Potência Calculada na Saída do Alimentador para um Dia Útil e com os Dados de Consumo do Mês de Fevereiro, após o Escalonamento das Cargas Instaladas.	88
Figura 22	Tensões Nodais e Carregamento de Trechos e Transformadores.	89
Figura 23	Frequência Acumulada da Potência Instalada da Microgeração Fotovoltaica em Consumidores Residenciais e Comerciais na Área de Concessão do Alimentador Considerado no Estudo.	90
Figura 24	Curva de Irradiância levantada através de (RICHARDSON; THOMSON, 2013).	92
Figura 25	Curva de Eficiência adotada.	92
Figura 26	Fator Multiplicativo da Potência Gerada pelo Arranjo Fotovoltaico em Função da Temperatura da Célula Fotovoltaica.	93
Figura 27	Curva de Temperatura adotada.	94
Figura 28	Diagrama de Caixa com a Quantidade Percentual de Linhas, Transformadores e Unidades Consumidoras com Violação de Limites Operacionais de Carregamento e Tensão.	95
Figura 29	Quantidade de Sistema Fotovoltaico (SFV)s, Capacidade Instalada Total de SFVs, P_G^{Total} (kWp), Razão entre a Carga Instalada Total Líquida, $P_{C,Liq.}^{Total}$ (kVA), e a Capacidade Nominal kVA_{trafo} (kVA) do Transformador Secundário e a Capacidade Instalada de Geração Líquida, $P_{G,Liq.}^{Total}$ (kW).	97
Figura 30	Tensões Nodais e Carregamento de Trechos após a Alocação dos Sistemas Fotovoltaicos.	98
Figura 31	Potência na Saída do Alimentador após a Alocação dos Sistemas Fotovoltaicos.	99
Figura 32	Perfil de Tensão no Instante de Máxima Geração Fotovoltaica.	99
Figura 33	Carregamento de Transformadores Secundários no Instante de Máxima Geração Fotovoltaica.	100
Figura 34	Perfil de Tensão Resultante da Otimização na Etapa de Validação da Formulação.	102
Figura 35	Carregamento de Transformadores Secundários Resultante da Otimização na Etapa de Validação da Formulação.	102

Figura 36	Tempo de Execução da Otimização.	106
Figura 37	Tensões Nodais e Carregamento de Trechos.	107
Figura 38	Potência na Saída do Alimentador.	107
Figura 39	Carregamento de Transformadores.	108
Figura 40	Derivada da Curva de irradiância.	109
Figura 41	Potências em Unidades Consumidoras Seleccionadas.	111
Figura 42	Potências em Unidades Consumidoras Seleccionadas.	112
Figura 43	Potências em Unidades Consumidoras Seleccionadas.	113
Figura 44	Contingenciamento, Potência Disponível e Geradas Totais.	115
Figura 45	Contingenciamento por Rede	116

Lista de tabelas

Tabela 1	Resumo da Revisão da Literatura Recente	61
Tabela 2	Quantidade de Unidades Consumidoras por Rede e por Classe de Consumo.	84

Lista de siglas

ADMS Sistema de Gerenciamento de Distribuição Avançado, do inglês *Advanced Distribution Management System*

AE Armazenamento de Energia

AG Algoritmo Genético

AIMMS *Advanced Interactive Multidimensional Modeling System*

AMI Infraestrutura de Medição Avançada, do inglês *Advanced Metering Infrastructure*

ANM Active Network Management

APFC Controle Ativo de Fator de Potência, do inglês *Active Power Factor Control*

BDGD Base de Dados Geográficos da Distribuidora

BIG Banco de Informações de Geração

BT Baixa Tensão

CAG Controle Automático de Geração

CBR *Case-Based Reasoning*

CEG Código Único de Empreendimentos de Geração

CMP Controle de Modelo Preditivo

COD Centros de Operação de Distribuição

CVC Controle de Tensão Coordenado, do inglês *Coordinated Voltage Control*

CVR Redução de Tensão Conservativa, do inglês *Conservation Voltage Reduction*

DER Distributed Energy Resources

DERC Controle de REDs, do inglês *DER Control*

DERMS Sistema de Gestão de REDs, do inglês *Distributed Energy Resources Management System*

DG Distributed Generation

DMS *Distribution Management System*

DNO Distribution Network Operator

DSM Gerenciamento pelo lado da Demanda, do inglês *Demand Side Management*

EC Elemento de Controle

EE Eficiência Energética

F Nível de Frequência

FPO Fluxo de Potência Ótimo

FPOD Fluxo de Potência Ótimo Distribuído

GC Contingenciamento de Geração, do inglês *Generation Curtailment*

GCL Nível de Contingenciamento de GD, do inglês *Generation Curtailment Level*

GD Geração Distribuída

GIS *Geographic Information System*

GLD Gerenciamento pelo lado da Demanda

GRA Gestão de Redes Ativas

I Nível de Carregamento

IA Inteligência Artificial

LDC *Line Drop Compensation*

ML *Machine Learning*

MT Média Tensão

NLTC *No-Load Tap Changer*

NRM Gestão de Reconfiguração de Rede, do inglês *Network Reconfiguration Management*

OLTC *On-Load Tap Changer*

OpenDSS *Open Distribution System Simulator*

OPF Optimum Power Flow

PAC Ponto de Acoplamento Comum

RAT Regulador Automático de Tensão

RCS Controle Remoto de Chaves Manobráveis, do inglês *Remote Control of Switches*

RD Resposta em Demanda

RED Recursos Energéticos Distribuídos

REN Resolução Normativa

RN Redes Neurais

RPC Compensação de Potência Reativa, do inglês *Reactive Power Compensation*

RT Regulador de Tensão

SC Nível de Falta

SCADA *Supervisory Control and Data Acquisition*

SFV Sistema Fotovoltaico

UAS Unidade de Automação de Subestação

UTR Unidade Terminal Remota

VE Veículos Elétricos

V Nível de Tensão

Sumário

1	Introdução	25
1.1	Contexto da Pesquisa	25
1.2	Motivação	29
1.2.1	Os Sistemas Elétricos de Distribuição Tradicionais e Modernos . .	29
1.2.2	Gestão de Redes de Distribuição Ativas	32
1.3	Hipótese e Objetivo do Trabalho	36
1.4	Estrutura do Trabalho	36
2	Estado da Arte da Gestão de Redes Ativas	39
2.1	Definição	39
2.2	Caracterização	40
2.2.1	Quanto ao esquema utilizado:	40
2.2.2	Quanto às variáveis de controle disponíveis:	41
2.2.3	Quanto aos objetivos primários:	43
2.2.4	Quanto aos objetivos secundários:	44
2.2.5	Quanto à arquitetura de controle:	45
2.2.6	Quanto à necessidade de modelo:	55
2.2.7	Quanto ao tipo de algoritmo empregado:	56
2.2.8	Quanto à escala de tempo:	59
2.3	Comentários	60
3	Otimização do Aproveitamento do Recurso Solar - Solução Centralizada	65
3.1	A Maximização da Geração	65
3.2	Ambiente Centralizado	65
3.3	Formulação do Problema	67
3.3.1	Notação	67
3.3.2	Restrições de Igualdade	70

3.3.3	Restrições de Desigualdade	77
3.3.4	Função Objetivo	79
3.4	Modelagem	80
3.4.1	Rede	80
3.4.2	Otimização	80
3.5	Implementação	80
4	Estudo de Caso - Uma Rede Real Brasileira	83
4.1	Descrição da Rede	83
4.2	Preparação da Rede	86
4.3	Alocação de Geradores Fotovoltaicos	89
4.3.1	Parâmetros dos Sistemas Fotovoltaicos	89
4.3.2	Análise Probabilística	94
4.3.3	Seleção de um Caso Específico	96
4.4	Validação da Formulação Matemática	101
5	Aplicação da Estratégia de GRA	105
5.1	Dados da Simulação	105
5.2	Resultados	106
5.2.1	Tempo de Simulação	106
5.2.2	Estado da Rede	106
5.2.3	Análise de Geração e Demanda Local de Algumas Unidades Con- sumidoras	110
5.2.4	Nível de Contingenciamento	115
6	Discussão e Conclusão	117
6.1	Trabalhos Futuros	119
	Referências	123

Introdução

1.1 Contexto da Pesquisa

Nos últimos 20 anos, a rede elétrica de distribuição tem sofrido uma mudança de paradigma. Inicialmente concebida como etapa final do suprimento de eletricidade de grandes centrais geradoras, como usinas hidrelétricas, termelétricas e nucleares, aos usuários finais, passando pelos segmentos da transmissão e distribuição por um fluxo de energia unidirecional e previsível, hoje, ela passa por uma transição devido principalmente à mudança do perfil de demanda das unidades consumidoras e pela crescente inserção de geração em seus domínios.

Nos sistemas elétricos tradicionais, as diversas classes de consumidores possuíam, cada uma, um perfil de consumo relativamente característico, comumente descrito por uma curva de demanda típica (JARDINI et al., 2000), com variações específicas com a sazonalidade e região geográfica de localização da rede elétrica. Essa característica fundamental possibilitava ao engenheiro projetar o sistema de distribuição para operar em condições aceitáveis de carregamento e níveis de tensão com base em condições de operação extremas, isto é, no instante da demanda de pico, quando comumente se verificavam níveis elevados de carregamento dos ativos da rede e problemas de subtensão. Se o sistema fosse capaz de operar satisfatoriamente nessa condição, ele também o seria para outras condições nas quais é menos exigido.

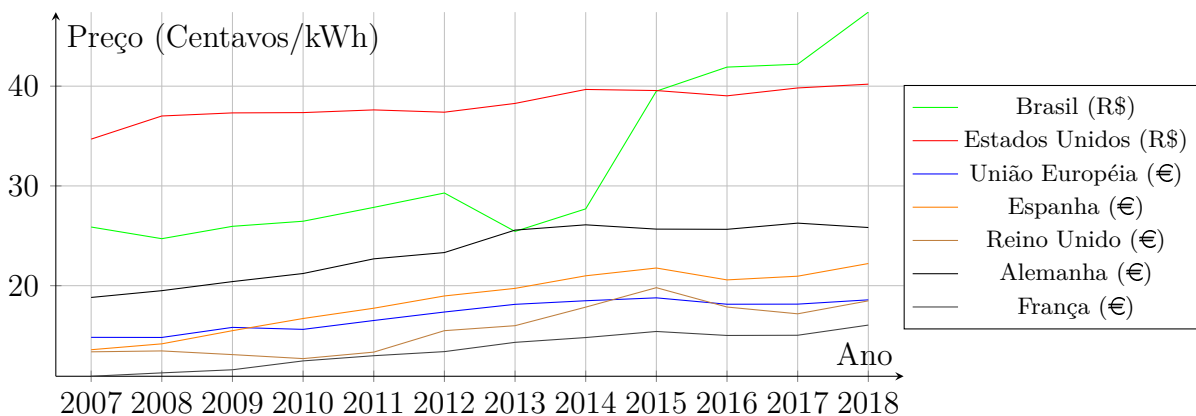
Nos sistemas modernos, esse comportamento relativamente estável e previsível de consumo tem se alterado principalmente devido à uma nova onda de eletrificação em diversos setores (JADUN et al., 2017) e a utilização em grande escala dos chamados RED, que englobam GD com a utilização de fontes predominantemente renováveis e intermitentes, quais sejam Armazenamento de Energia (AE), Veículos Elétricos (VE), Eficiência Energética (EE) e Gerenciamento pelo lado da Demanda (GLD) (Empresa de Pesquisa Energética, 2018). O termo RED nesse sentido mais amplo passou a ser utilizado principalmente a partir dos anos 2000 como uma forma de agrupar essas tecnologias disruptivas que modificam substancialmente o funcionamento do setor elétrico. A inserção desses recursos tem

crescido massivamente em nível mundial, principalmente em aplicações de baixa e média potência, desde o início desse século, sendo impulsionada por diversos fatores, dentre os quais se destacam:

❑ Fatores Econômicos:

O aumento do preço da energia elétrica, Figura 1, bem como a redução dos custos dessas novas tecnologias atrelados à incentivos financeiros governamentais, têm reduzido o tempo de retorno de investimento. Por exemplo, a Figura 2 mostra a redução nos preços de sistemas fotovoltaicos para aplicações residenciais de 3 a 10 kW, conforme adotado em (FU; FELDMAN; MARGOLIS, 2018), com base em dados do mercado americano. Nota-se uma queda de 63% no preço desses sistemas de 2010 a 2018, impulsionado principalmente pelo barateamento dos módulos fotovoltaicos e do inversor, com uma redução de 82% e 55% no preço, respectivamente.

Figura 1: Evolução do preço médio da eletricidade no mercado cativo em diversos países e na União Européia.

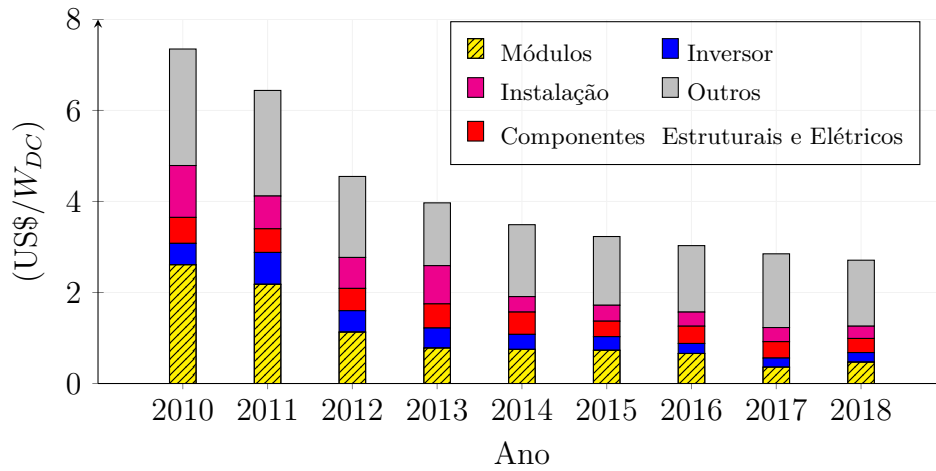


Fontes: (ANEEL-SAD, 2019), (EIA, 2019) e (EUROSTAT, 2019). Preço médio nos EUA foi convertido para reais com base na cotação de 13/06/2019 para melhor ajuste da escala.

❑ Regulatórios:

Os fatores regulatórios variam substancialmente entre países, mas, em geral, os governos têm passado a regulamentar a utilização dessas tecnologias como forma de aumento da reserva energética e diversificação de sua matriz energética. No cenário nacional, por exemplo, a Resolução Normativa (REN) ANEEL n° 482/2012 (ANEEL, 2012) regulamentou a micro e a minigeração distribuída permitindo ao consumidor de pequeno e médio porte gerar sua própria energia de forma a abater o excesso de energia gerada em sua fatura mensal de consumo, através do chamado sistema de compensação de energia (*net-metering*). Em alguns países da UE e em alguns estados dos EUA, por exemplo, é possível que, além do abatimento no valor da fatura, o consumidor possa, de fato, vender o excedente de energia à uma tarifa-

Figura 2: Evolução do custo de instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais nos EUA.



Fonte: (FU; FELDMAN; MARGOLIS, 2018)

prêmio (*feed-in tariff*), maior que o valor da tarifa paga à concessionária pela energia consumida (EPE, 2012).

□ Tecnológicos:

A difusão de novas tecnologias como os carros elétricos e o aprimoramento de tecnologias já conhecidas, como os inversores para conexão à rede, aumentou a gama de aplicações dos RED. Grande destaque merece ser dado aos avanços na área de eletrônica de potência e na infraestrutura de comunicação. O primeiro permitiu, entre outros, o aumento no controle e a adição de novas funcionalidades em diversos equipamentos, como as funções inteligentes de suporte à rede em inversores de conexão à rede (SEAL; EALEY, 2016). O segundo, por sua vez, permite que as concessionárias de energia possam não apenas ter visibilidade sobre os RED como também possam operá-los ativamente.

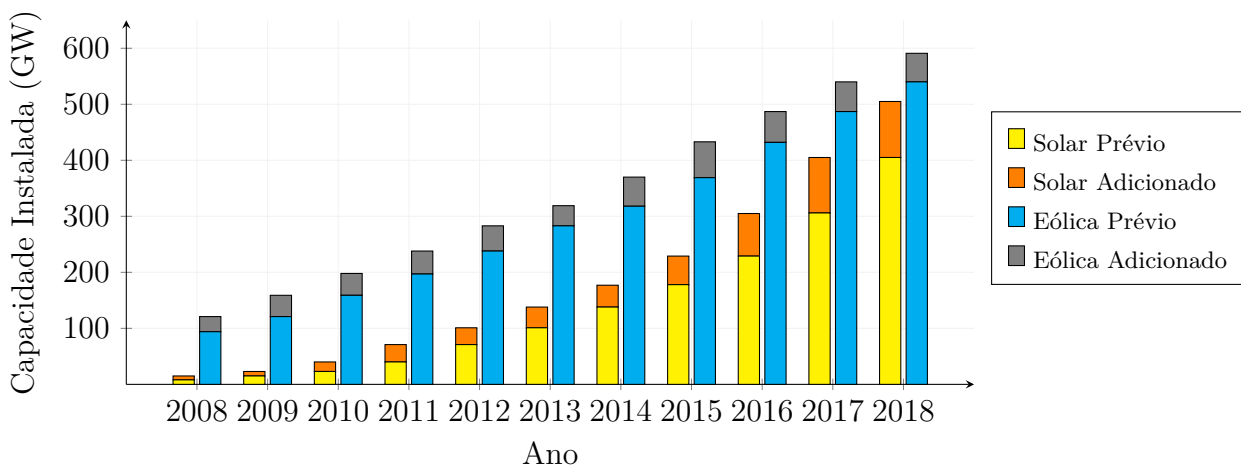
□ Sócio-Ambientais:

Na questão ambiental, destaca-se o comprometimento dos governos com uma agenda de desenvolvimento sustentável e a definição de metas para redução do aquecimento global, com destaque para o histórico Protocolo de Kyoto, assinado em 1997, e, mais recentemente, o Acordo de Paris, assinado em 2015, ambos com o objetivo de impulsionar a transição para uma economia de baixo carbono, reduzindo as externalidades negativas de um modelo econômico baseado na utilização de combustíveis fósseis, não-renováveis, como fonte primária de energia. Esse comprometimento também se estende à empresas privadas, que têm investido em geração própria de energia com o intuito de passar uma imagem positiva junto aos seus consumidores, também cada vez mais conscientes e engajados com a questão ambiental. Além disso, a sociedade de um modo geral nunca esteve tão dependente do suprimento elétrico como

hoje, o que levou a um aumento da exigência na qualidade do produto e serviço de fornecimento de energia bem como o aumento da resiliência e confiabilidade do sistema.

A Figura 3 apresenta a evolução da capacidade instalada total e a capacidade de geração solar fotovoltaica e eólica globais adicionadas à cada ano, incluindo geração de larga escala e GD. Nota-se que, enquanto o aumento de capacidade anual se encontra estável para a geração eólica, o momento da geração solar fotovoltaica é de grande expansão, com adições anuais ainda em níveis crescentes. Embora esse aumento tenha sido expressivo, cerca de 68,4% de toda a capacidade solar fotovoltaica ainda se concentra em apenas 5 países: China (32,3%); Estados Unidos (11,5%); Japão (10,3%); Alemanha (8,3%) e Índia (6%). Toda a produção de eletricidade com base na fonte solar fotovoltaica representa apenas 2,6% (IEA PVPS, 2019) do consumo de eletricidade global, o que indica que ainda há muito espaço para expansão.

Figura 3: Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica e Eólica no Mundo.

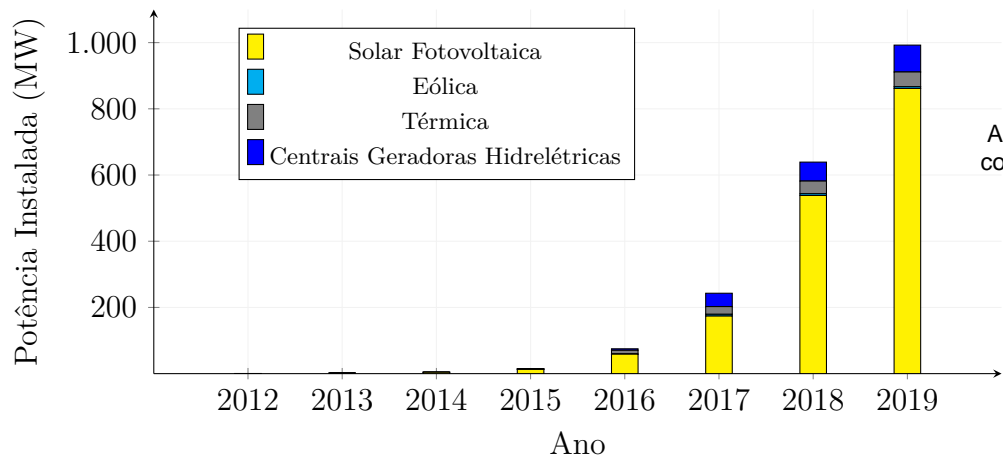


Fonte: (REN21, 2019)

No Brasil, após a regularização da micro e mini geração distribuída através do sistema de compensação de energia com a REN ANEEL nº 482/2012 e sua posterior ampliação na REN ANEEL nº 687/2015, que aumentou as possibilidades de negócio com adição do modelo de geração compartilhada, a capacidade instalada de GD cresceu significativamente. A Figura 4 mostra um crescimento exponencial da micro e mini geração que levou, até meados de 2019, à marca de 1GW de capacidade instalada, com predomínio absoluto da geração solar fotovoltaica, correspondendo a mais de 90% do total, com cerca de 36% desses estando localizado no segmento residencial, correspondendo à 73% de todas as unidades consumidoras com geração distribuída (ANEEL, 2019a).

Ainda que o desenvolvimento da energia solar e, de um modo geral, as renováveis não despacháveis ainda esteja em um estágio incipiente no Brasil comparado com o resto do

Figura 4: Evolução da Capacidade Instalada de Micro e Mini Geração Distribuída no Brasil por fonte.



Fonte: (ANEEL, 2019a), dados extraídos em 28/06/2019.

mundo, à medida em que o governo fornece mais incentivos e o mercado se consolida, a tendência é que o país se torne um dos líderes em capacidade instalada nesse segmento, tanto pela sua extensão territorial, quanto pela sua população e disponibilidade do recurso natural. O aumento da capacidade instalada verificado nos últimos anos e as projeções indicam que o país segue nessa direção. E, assim como os sistemas elétricos de países como Austrália, Estados Unidos e Alemanha começaram a apresentar desafios técnicos com o advento da GD em grande quantidade, esses desafios também se apresentarão aqui. É preciso redefinir os processos de planejamento e operação das redes elétricas para prepará-las para essa nova realidade, de tal modo que facilitem a difusão plena da GD e dos RED ao invés de serem um fator impeditivo para tal.

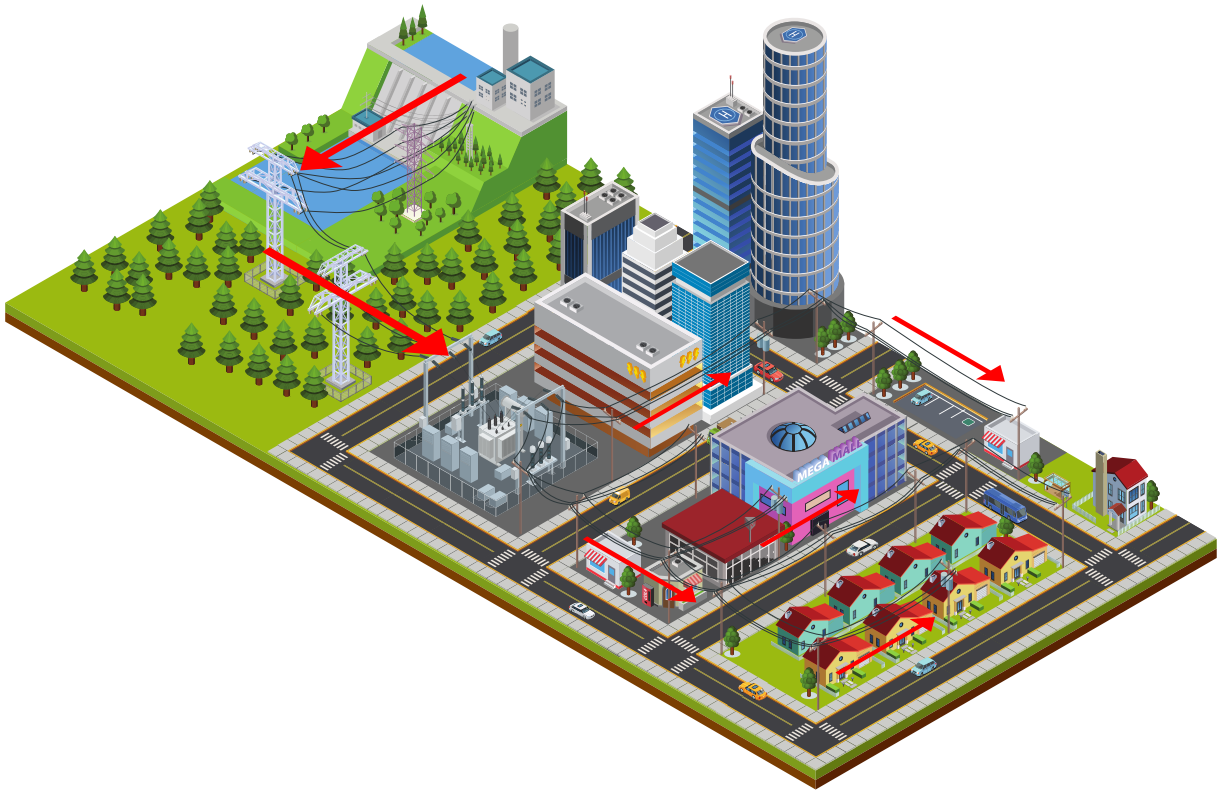
1.2 Motivação

1.2.1 Os Sistemas Elétricos de Distribuição Tradicionais e Modernos

A Figura 5 ilustra um sistema elétrico de potência tradicional. A geração de eletricidade é realizada fundamentalmente em centrais elétricas de grande escala e com custo de investimento elevado, como as hidrelétricas, termelétricas e nucleares. Devido a fatores como disponibilidade de recurso natural, área utilizada e segurança, a geração se localiza distante dos usuários finais. A energia gerada é levada por grandes distâncias aos centros de consumo pelos sistemas de transmissão em alta tensão. A geração é ajustada nas grandes centrais elétricas à medida em que o consumo de eletricidade varia.

Nos sistemas de distribuição, o nível de tensão é reduzido sucessivas vezes à medida em que se aproxima dos usuários finais. Dentre as principais características desses sistemas,

Figura 5: Ilustração de um Sistema Elétrico de Potência Tradicional.



Fonte: elaboração própria

destaca-se sua topologia radial e, principalmente, o fluxo de energia unidirecional, das subestações primárias para os consumidores finais. Essas características facilitam substancialmente a solução do problema da proteção e operação da rede em tempo-real no sentido de não exigir uma análise tão precisa e detalhada de sua operação, pois permitem que ele seja resolvido durante a etapa de planejamento da expansão, com a rede sendo projetada para garantir níveis adequados de tensão e carregamento em condições extremas de operação, usualmente próximo ao horário de ponta. Esse tipo de procedimento foi (e ainda é) amplamente utilizado por décadas.

No instante de pico da demanda comumente há problemas de subtensão ao longo da rede, principalmente nos consumidores mais distantes da subestação primária. Os equipamentos tradicionalmente utilizados para regulação de tensão são os transformadores com comutador sob carga —*On-Load Tap Changer* (OLTC) —, nas subestações primárias, reguladores de tensão, utilizados normalmente em redes MT extensas, banco de capacitores fixos ou automáticos e comutadores de tap sem carga —*No-Load Tap Changer* (NLTC) —, usualmente em transformadores secundários. Devido à baixa observabilidade da rede, comumente limitada à medições de grandezas elétricas somente na saída de cada alimentador MT, chaves automáticas e consumidores de grande porte, esses equipamentos

costumam operar com controle puramente local, isto é, no caso dos equipamentos manuais o ajuste é feito localmente e, no caso de equipamentos automáticos, o controle é feito com base em alguma medição local, por exemplo, níveis de tensão e corrente em reguladores com compensação por queda de tensão — *Line Drop Compensation* (LDC).

Pode-se dizer que o primeiro grande fator que leva à transição para sistemas modernos são os elevados níveis de penetração de GD. Devido à essa injeção de potência em redes de distribuição, sistemas desse tipo são comumente chamados de sistemas de distribuição ativos, em contraste aos sistemas tradicionais, também chamados de sistemas de distribuição passivos. Dependendo do grau de penetração, a GD, majoritariamente solar fotovoltaica e eólica, pode levar esses sistemas às condições de operação para as quais eles não foram projetados, incluindo situações de fluxo de potência reverso e problemas de sobretensão e sobrecarregamento de linhas e transformadores em períodos de máxima geração e baixa demanda, impondo desafios ao sistema de proteção da rede. Além do aumento da penetração de GD, verificou-se um maior nível de observabilidade da rede através do desenvolvimento de uma Infraestrutura de Medição Avançada, do inglês *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), com o uso dos medidores inteligentes, por exemplo. Esses dois fatores tornaram os fluxos de eletricidade e informação entre consumidor e rede numa via de mão dupla.

À medida em que novos componentes como VE e AE são adicionados à rede em larga escala, faz-se necessário a implantação de uma infraestrutura de comunicação que permita à concessionária de energia visualizar essas novas tecnologias em sua rede e controlá-las ativamente de modo a integrá-las aos seus procedimentos operacionais, permitindo a otimização do uso desses recursos distribuídos. Nesse novo ambiente, representado na Figura 6, em que há redes de comunicação, controle, automação, novas tecnologias e ferramentas computacionais trabalhando de modo conjunto para tornar os sistemas de distribuição mais eficiente, confiável, seguro e limpo, compondo o conceito das redes elétricas inteligentes.

Diferentemente das redes tradicionais, na qual a geração centralizada é ajustada para satisfazer variações na demanda, nos sistemas de distribuição ativos com altíssima penetração de geração local e distribuída, dominada por fontes renováveis e intermitentes (principalmente energia solar e eólica), o inverso tende a passar a ocorrer, isto é, a demanda ser ajustada às variações no suprimento, o que pode ser realizado através de medidas de GLD, tais como EE e Resposta em Demanda (RD), motivo pelo qual muitos autores também consideram esse componente como um RED.

Seguindo o raciocínio de projetar a rede com alta concentração de GD para o pior caso de operação, essa condição tende a ser aquela em que a demanda é mínima e a geração é máxima. Porém, a ocorrência dessa condição é muito menos previsível dado que a GD dominante em sistemas de distribuição, solar fotovoltaica, é intermitente, e, principalmente pelo fato de não se saber à priori a localização e a capacidade instalada de

cada GD a ser futuramente conectada à rede, o que leva o planejador a ter que simular uma quantidade elevada de cenários do tipo “pior-caso”. Esse tipo de análise comumente leva a um sobredimensionamento excessivo dos ativos da rede e/ou uma limitação excessiva da capacidade de hospedagem de GDs, mesmo que a violação dos limites operacionais ocorra somente em um curto intervalo de tempo. Portanto, nos sistemas com alta penetração de GD, e de REDs de um modo geral, esse tipo de análise impede a realização de todo o potencial e flexibilidade oferecido por esses recursos.

A infraestrutura de comunicação e controle das redes de distribuição modernas permite que o potencial dos REDs seja melhor utilizado, assim como a utilização dos ativos já existentes na rede, aumentando a capacidade de hospedagem de GD e, ao mesmo tempo, evitando custosos e demorados reforços na rede.

Figura 6: Ilustração de um Sistema Elétrico de Potência Moderno.



Fonte: elaboração própria

1.2.2 Gestão de Redes de Distribuição Ativas

Não existe um nível de penetração exato que indique o quanto um sistema de distribuição tradicional consegue acomodar de GD sem apresentar problemas de operação haja vista que a violação de limites operacionais depende de diversos fatores, como a

capacidade, localização e tecnologia da GD, além da topologia da rede e as características dos ativos existentes, especificamente, a capacidade dos condutores e transformadores da rede e os equipamentos de regulação de tensão disponíveis. Por exemplo, (SMITH et al., 2015) apresenta um estudo realizado nos EUA com 16 alimentadores onde verificou-se que a capacidade de hospedagem entre eles vai da ordem de poucas dezenas de kW até 4MW.

O fato inegável é que à medida em que os níveis de penetração foram aumentando nas redes de distribuição ao redor do mundo os problemas operacionais começaram a ser verificados, seja na etapa de planejamento ou durante a operação. Para mitigar tais problemas, inúmeras técnicas de GRA têm sido propostas e implementadas como alternativa à reforços na rede. Nesse contexto, é possível identificar uma evolução muito clara no modo como a inserção de RED tem sido abordada pela indústria.

Em níveis de penetração baixos, costuma-se adotar uma abordagem passiva, a chamada “*fit and forget*”, isto é “ajustar e esquecer”, que consiste na aplicação da prática tradicional de se resolver os problemas operacionais durante a etapa de planejamento, realizando-se simulações estáticas com cenários críticos de máxima geração e mínima demanda. Se o fluxo resultante leva ao sobrecarregamento de ativos ou níveis de tensão fora do permitido pela regulação local, opta-se por uma das duas opções: limitar a capacidade instalada da GD ou realizar reforços na rede cujo custo pode ser arcado pelo acessante (OCHOA; DENT; HARRISON, 2010), a depender da regulação local. No Brasil, por exemplo, os custos de reforços na rede devido exclusivamente à acomodação de minigeração distribuída é dividido entre a concessionária e o acessante. Para microgeração, isso só é válido na modalidade de geração compartilhada, caso contrário, os custos são arcados pela concessionária - vale lembrar, porém, que tais custos entram no cálculo de ativos da empresa, sendo então repassado à todos os consumidores. Como os impactos causados são praticamente inexistentes ou pontuais, essa abordagem é razoável em redes com baixo nível de penetração de GD.

Nesse mesmo contexto, do ponto de vista de regras de conexão, em geral, adota-se acordos de geração firme, isto é, permite-se que toda a potência gerada possa ser injetada na rede à todo instante. Porém, à medida em que a penetração aumenta e, conseqüentemente, os impactos adversos também, uma das alternativas é a adoção de uma postura mais ativa na gestão desses recursos, incluindo acordos de conexão flexíveis (ou não-firme), principalmente para novas solicitações de conexão em redes que se encontram saturadas, isto é, no limite de sua capacidade de hospedagem. Nesse tipo de acordo, o gerador aceita que a potência ativa injetada na rede seja contingenciada na medida necessária para evitar violações operacionais na rede em determinados instantes, com a vantagem de poder desenvolver uma maior capacidade instalada sem que tenha que arcar com os reforços na rede para tal.

Diversos tipos de técnicas de GRA podem ser encontradas na literatura, desde a utili-

zação de sistemas de controle puramente locais, isto é, descentralizados, como a utilização das funções de inversores inteligentes capazes de regular a tensão no ponto de acoplamento, por exemplo, através das funções dinâmicas Volt-Var e Volt-Watt (SEAL; EALEY, 2016), no caso específico para regulação de tensão, até soluções mais sofisticadas, como sistemas autônomos que realizam o monitoramento de trechos específicos da rede e executam o contingenciamento da geração caso condições de sobrecarga e/ou violação de tensão sejam detectadas, com base em regras pré-estabelecidas (CURRIE et al., 2007).

No caso de sistemas de controle locais, a vantagem é que não há necessidade de se ter uma infraestrutura de comunicação, pois os problemas são resolvidos localmente. Por esse mesmo motivo, essa solução é escalável, dado que a operação das funções inteligentes depende apenas de configurações pré-estabelecidas em cada RED. Porém, ela possui desvantagens, como o fato de tratar apenas da regulação de tensão, sem garantir que a mesma se mantenha em níveis adequados no ponto de conexão, isto é, pode ser que o problema seja apenas amenizado, não solucionado. Outra limitação é que no caso de absorção de reativos para redução do nível de tensão, uma possível sobrecompensação pode levar ao aumento do consumo de reativos capazes de sobrecarregar transformadores e linhas. Em outras palavras, pode ser que a tentativa de mitigação de sobretensão em um ponto da rede pode levar ao sobrecarregamento de um outro equipamento em outra localidade.

Já no caso de sistemas autônomos com supervisionamento de pontos específicos da rede, a depender da área sob controle e a quantidade de recursos controlados, exige-se uma infraestrutura de comunicação extensa. Além disso, a complexidade das regras adotadas para a realização da coordenação dos REDs pode aumentar consideravelmente com a quantidade de REDs gerenciados e a revisão dessas regras se tornar uma tarefa frequente, a depender da quantidade de solicitações de acesso, o que representa um problema de escalabilidade.

Apesar das duas estratégias de GRA apresentadas serem praticáveis com uma certa facilidade e serem suficiente em redes com nível de penetração intermediário, há dois fatores que pesam contra a adoção das mesmas em redes com um elevado nível de penetração de REDs. O primeiro refere-se ao fato delas serem locais ou estarem limitadas à uma determinada área de abrangência, o que não garante que o sistema como um todo opere em níveis de tensão e carregamento adequados. O segundo, refere-se ao fato dessas soluções não levarem em conta a operação coordenada de todos os recursos disponíveis na rede, o que tende a fazer com que o contingenciamento de potência resultante seja maior que o necessário. Por esse motivo, essas técnicas são reconhecidas como uma etapa de transição para as redes elétricas inteligentes.

A indústria também reconheceu a necessidade de se adotar critérios de segurança, performance e operação que facilitem o desenvolvimento da GD. Normas para interconexão de GD foram desenvolvidas em diversos países. Primeiramente em países da Europa, que

presenciaram níveis de penetração bastante elevados já nos anos 2000, e, em seguida, em outros países, como nos EUA (KOTSAMPOPOULOS et al., 2013). Na etapa inicial, com modestos níveis de penetração, o foco das normas técnicas internacionais para interconexão de REDs foi dado aos requisitos técnicos necessários para garantir que a interconexão e operação com a rede de distribuição convencional se dessem em níveis de segurança e de qualidade de energia adequados. As primeiras versões dessas normas refletem essa ideia. A primeira versão da norma IEEE 1547 (IEEE, 2003) prescrevia que os REDs não poderiam executar funções avançadas como regulação de tensão por meio de controle de reativos, modulação da potência injetada e funções de suporte à variações dinâmicas na frequência. A norma focava na desconexão automática da rede quando da identificação de qualquer sinal de desvios de tensão e/ou frequência na rede. Na revisão publicada em 2014 (IEEE, 2014), permitiu-se que os REDs permanecessem conectados na detecção de desvios de tensão e frequência por um intervalo de tempo muito maior. Além disso, permitiu-se também que os REDs pudessem contribuir com a regulação de tensão da rede, sem entrar em muitos detalhes na parametrização das funcionalidades envolvidas. A possibilidade da utilização dessas funções avançadas autônomas correspondeu a um grande passo em direção à integração dos REDs à rede.

Em um cenário com um elevado nível de penetração de REDs, faz-se necessário à utilização de técnicas de controle mais avançadas, capazes de mitigar múltiplos impactos adversos utilizando todos os elementos de controle disponíveis e que, ao mesmo tempo, minimizem o contingenciamento de geração, sendo este recurso utilizado apenas em última instância. Um sistema que é capaz de integrar todos esses recursos à operação da rede em tempo real de modo a otimizar o seu uso de maneira coordenada e centralizada é chamado de Sistema de Gerenciamento de Distribuição Avançado, do inglês *Advanced Distribution Management System* (ADMS). Se por um lado, ao integrar esses recursos em um sistema que possui uma visão mais holística da rede, ganha-se flexibilidade para a realizar todo o potencial dos REDs, por outro, adiciona-se extrema complexidade haja vista a grande quantidade de soluções que podem ser adotadas.

Apesar de haver um grande volume de propostas de soluções de controle baseado em ADMS em nível acadêmico, existem diversos projetos pilotos (PETERSON et al., 2019) com o intuito de verificar sua aplicabilidade e efetividade. Inclusive, muitas empresas já oferecem soluções comerciais, como (SIEMENS, 2019), (ABB, 2019), (Schneider Electric, 2019), (SPIRAE, 2019), (Smarter Grid Solutions, 2019), (ENBALA, 2019), entre outras. A última revisão da norma IEEE 1547, realizada em 2018 (IEEE, 2018), além de detalhar as funções autônomas presentes na revisão de 2014 e passar a, de fato, exigir que os REDs possuam a capacidade de operar sob essas funções, também adicionou pela primeira vez requisitos mínimos para uma interface de comunicação local dos RED para dar suporte à escrita e leitura de uma série de informações (dados de placa, capacidade de execução de funções, monitoramento, etc) remotamente abrindo as portas para que os mesmos possam

ser controlados pelos COD ou outros agentes. (BRUENDLINGER, 2016) também apresenta uma revisão completa do desenvolvimento e atualização de normas de interconexão de RED na Europa, onde verificou-se a mesma tendência. Essas atualizações nas normas de interconexão internacionais demonstram que, de fato, essa é a visão da indústria para o futuro do setor, isto é, uma integração ativa dos RED aos COD em detrimento da abordagem de “ajustar e esquecer”.

Nesse cenário, a utilização de métodos clássicos de FPO de modo centralizado se apresenta como uma solução tecnicamente viável para os problemas de níveis de tensão e carregamento da rede de modo holístico e buscando, ao mesmo tempo, a minimização do contingenciamento de GD, integrando não somente as funcionalidades dos inversores inteligentes, como a geração e absorção de reativos, mas também os equipamentos de regulação de tensão tradicionais, como os comutadores de tap sob carga, banco de capacitores chaveados e reguladores de tensão.

1.3 Hipótese e Objetivo do Trabalho

A hipótese desse trabalho é a de que a GRA realizada em um ADMS centralizado permite uma maior conexão de REDs em redes de distribuição, em especial, redes BT e MT, ao executar um controle com visão holística dos recursos disponíveis e fazendo um uso mais eficiente da flexibilidade disponibilizada pelos mesmos, minimizando o contingenciamento da geração através de técnicas de otimização. Tendo como plano de fundo os sistemas de distribuição modernos e a disponibilidade de uma infraestrutura de telecomunicação, este estudo visa simular uma solução de GRA de modo centralizado com o intuito de:

- Modelar o problema de planejamento da operação de redes de distribuição com elevada penetração de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais visando a maximização de geração em tempo quase-real e incluindo aspectos práticos como os atrasos de comunicação envolvidos e o limite de corte de geração em unidades consumidoras com microgeração.
- Resolver o problema de maximização do aproveitamento do recurso solar por meio de microgeração solar fotovoltaica em uma rede de distribuição brasileira real nos níveis de MT e BT de modo combinado e considerando uma formulação trifásica, desbalanceada, não-linear e executada centralmente.

1.4 Estrutura do Trabalho

No capítulo 2 é apresentada uma extensa revisão bibliográfica dos diferentes esquemas de GRA encontrados na literatura recente. A revisão é feita juntamente com a apresen-

tação de diferentes aspectos técnicos que definem um determinado esquema. Ao final do capítulo, um quadro resumo das pesquisas analisadas é apresentado e, a partir dele, as contribuições e escopo do presente trabalho são definidos.

No capítulo 3, inicialmente descreve-se a estratégia de GRA adotada e sua possível estrutura em um ambiente centralizado na prática. Em seguida, o problema de otimização para maximização do recurso solar é formulado. Por fim, apresenta-se como cada componente da solução foi modelado e como os mesmos foram integrados no ambiente de simulação implementado.

No capítulo 4, apresenta-se uma rede real brasileira utilizada como estudo de caso e as modificações realizadas a partir da análise dos dados disponibilizados para esse trabalho. Em seguida, a metodologia de alocação de sistemas fotovoltaicos para geração de um cenário realista de alocação é detalhada e um caso específico de alocação é selecionado e analisado. Por fim, a formulação matemática apresentada no capítulo 3 é validada.

No capítulo 5, simula-se a estratégia de GRA proposta no capítulo 3 na rede apresentada no capítulo 4. Os resultados da simulação em termos de velocidade de execução e níveis operacionais da rede são apresentados e analisados, com destaque para os efeitos das temporizações envolvidas.

No capítulo 6, a conclusão do trabalho é apresentada e uma discussão é feita a respeito da viabilidade da solução na prática e a necessidade de aprimoramentos no modelo em trabalhos futuros.

Estado da Arte da Gestão de Redes Ativas

Nesse capítulo, inicialmente a GRA é conceituada e, em seguida, é feita sua caracterização quanto à diversos aspectos técnicos. Para cada aspecto, suas principais vantagens são discutidas e uma extensa revisão bibliográfica é realizada. Ao final do capítulo, alguns comentários são realizados quantos as lacunas verificadas na revisão bibliográfica e como o presente trabalho almeja preenchê-las.

2.1 Definição

Embora não exista um consenso quanto à definição de GRA (Energy Networks Association; Baringa Partners, 2015), pode-se dizer que ela corresponde à um **conceito** que pode englobar diversos sistemas (medição, comunicação e controle) e aplicações autônomas com operação em tempo-real ou quase-real (com ciclos de operação tipicamente na ordem de poucos segundos até 15 minutos, à depender da arquitetura e complexidade do controle) para controle ativo de diversos componentes das redes de distribuição, o que inclui REDs e os dispositivos de controle Volt/Var convencionais (OLTCs, banco de capacitores chaveados, equipamentos de proteção, etc), com o intuito primário de manter os parâmetros elétricos da rede como níveis e desequilíbrio de tensão, carregamento de transformadores e trechos e frequência dentro dos limites operacionais regulatórios e conforme as regras locais de conexão à rede, aumentando a eficiência, confiabilidade e a qualidade de energia (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016).

Pelo lado da distribuidora, o ganho na flexibilidade da operação das redes de distribuição com o controle de diversos elementos de modo coordenado permite a maximização do uso dos ativos existentes (BOPP et al., 2003), evitando, ou, no pior dos casos, postergando custosos reforços na rede. Pelo lado do prosumidor, a utilização de acordos de conexão flexíveis dentro desse mesmo contexto permite que a potência instalada dos REDs seja maior que aquela permitida sob acordos de conexão firme, isto é, sabendo-se que a vi-

olação dos níveis de operação da rede ocorre durante curtos intervalos de tempo, pode ser mais vantajoso gerenciar essas violações durante esses instantes do que arcar com os custos de reforços na rede a depender do risco associado à violação (AULT; CURRIE, 2016). Desse modo, esses sistemas são vistos como uma das alternativas mais atrativas para a acomodação de elevados níveis de penetração de GD (e RED, de um modo geral) em redes de distribuição (LIEW; STRBAC, 2002) (CURRIE et al., 2007).

2.2 Caracterização

Os primeiros trabalhos e projetos de aplicação de esquemas de GRA, no início dos anos 2000, consideravam a gestão de unidades de GD de grande e médio porte individuais e conectadas na transmissão, subtransmissão ou no nível de distribuição primária, usualmente havendo monitoramento em tempo-real de um trecho ou barra específica da rede, tendo o contingenciamento da geração, ou a utilização de outros esquemas como a injeção/absorção de reativos a partir de compensadores estáticos e a operação de OLTCs, como alternativas para mitigação de violações operacionais na rede em instantes específicos (LIEW; STRBAC, 2002) (LIEW; MOORE, 2005) (FAIRLEY, 2003). À medida em que o avanço nas tecnologias para controle de REDs foi evoluindo e a penetração de GD aumentando e se propagando para os níveis de tensão mais baixos, diferentes arquiteturas de controle e algoritmos foram sendo desenvolvidos. Dado a grande variação de técnicas de GRA verificadas na literatura, essa seção busca fazer uma análise detalhada das principais características que ela pode assumir quanto à diversos aspectos. Grande parte dessa caracterização e da taxonomia adotada nessa seção e no restante desse trabalho tiveram como base as análises feitas em (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016) (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2017).

2.2.1 Quanto ao esquema utilizado:

Um esquema de GRA se refere basicamente à(s) estratégia(s) utilizadas para manter a operação das redes elétricas em níveis adequados, chamados no presente trabalho de “objetivos primários” e possivelmente alcançar outros objetivos adicionais, chamados de “objetivos secundários”, à depender dos recursos e algoritmos utilizados. (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016) diferencia diversas estratégias, sendo algumas delas reproduzidas abaixo:

- Controle de Tensão Coordenado, do inglês *Coordinated Voltage Control (CVC)*: esquema no qual os dispositivos de regulação de tensão convencionais operam de modo coordenado com os REDs para melhorar o perfil de tensão da rede.

- ❑ Compensação de Potência Reativa, do inglês *Reactive Power Compensation* (RPC): esquema que se refere à injeção ou absorção de reativos utilizando banco de capacitores e indutores.
- ❑ Controle de REDs, do inglês *DER Control* (DERC): refere-se ao controle da potência ativa e/ou reativa de REDs para regulação de tensão.
- ❑ Controle Ativo de Fator de Potência, do inglês *Active Power Factor Control* (APFC): refere-se à utilização do controle de fator de potência das GDs.
- ❑ Contingenciamento de Geração, do inglês *Generation Curtailment* (GC): refere-se ao contingenciamento da potência ativa de GDs com base em fontes renováveis não despacháveis como a solar e a eólica. Em geral, utiliza-se essa solução somente em último caso.
- ❑ Gestão de Reconfiguração de Rede, do inglês *Network Reconfiguration Management* (NRM): refere-se à reconfiguração de redes de distribuição através de chaves manobráveis remotamente para redistribuição do fluxo de potência e carregamento de equipamentos.
- ❑ Gerenciamento pelo lado da Demanda, do inglês *Demand Side Management* (DSM): refere-se ao controle da carga de consumidores através da redução e gerenciamento do consumo de energia.

É importante frisar que uma mesma solução de GRA pode utilizar diversos esquemas simultaneamente. Por exemplo, em (KULMALA et al., 2016), uma solução em tempo quase-real baseada em FPO utilizou simultaneamente um esquema com controle de potência ativa e reativa de geradores fotovoltaicos, isto é, DERC e GC, em conjunto com os equipamento tradicionais de regulação de tensão, constituindo uma estratégia de CVC, incluindo também banco de capacitores chaveados RPC e a potência ativa de cargas gerenciáveis GLD. Além disso, quando os esquemas acima não são suficientes para manter a rede em níveis operacionais adequados, foi proposta a utilização de um algoritmo de reconfiguração de rede NRM para auxiliar na redistribuição do carregamento de trechos.

Já em (ALNASER; OCHOA, 2015), uma solução com características semelhantes foi adotada, porém, além de DERC, GC e CVC, também considerou o controle de fator de potência de APFC, nesse caso, de geradores eólicos.

2.2.2 Quanto às variáveis de controle disponíveis:

Um esquema de GRA utiliza uma ou mais variáveis de controle para regulação de algum outro parâmetro de modo a atingir um determinado objetivo. Em geral, quanto mais elementos de controle utilizados, e, portanto, mais variáveis de controle, tanto em

termos de quantidade quanto de variedade, maior é a flexibilidade obtida e a capacidade da solução em satisfazer os objetivos almejados. As principais variáveis de controle verificadas na literatura são:

- ❑ OLTCs e Regulador de Tensão (RT)s: pode-se utilizar os OLTCs e RTs como variáveis de controle atuando diretamente sobre a posição do tap desses equipamentos ou apenas na tensão de referência do Regulador Automático de Tensão (RAT), controlador local tradicionalmente utilizado.
- ❑ Potência Ativa (RED P), Potência Reativa (RED Q) e Fator de Potência (RED PF) de REDs: Controle da potência ativa, potência reativa e fator de potência de recursos energéticos distribuídos. Em geradores síncronos convencionais, o controle de potência ativa é realizado pelo Controle Automático de Geração (CAG) e o controle de reativos através da corrente de excitação do rotor. Nos REDs cuja conexão com a rede é realizada por meio de inversores, como sistemas fotovoltaicos e sistemas eólicos, o controle de potência ativa e reativa é realizado através do controle da sequência de chaveamento dos semicondutores.
- ❑ Nível de Contingenciamento de GD, do inglês *Generation Curtailment Level* (GCL): nível de contingenciamento é um tipo de controle de potência ativa (RED P) utilizado em GDs com fonte de energia intermitente e não despachável. Ele corresponde à uma certa porcentagem do nível de potência ativa disponibilizado pelo recurso energético em determinado um instante.
- ❑ Controle em Estatismo ou Controle de Inclinação, do inglês “*Droop Control*” (DroopCtrl): corresponde à inclinação de uma determinada reta tomada como referência para atuação de uma malha de controle. Por exemplo, a inclinação das curvas Volt-Var e Volt-Watt, que relacionam tensão medida em um determinado ponto com uma potência reativa a ser despachada e uma potência ativa limite de geração/descarga ou carga (no caso de armazenadores de energia), respectivamente.
- ❑ Controle Remoto de Chaves Manobráveis, do inglês *Remote Control of Switches* (RCS): a utilização de chaves telecomandadas não é uma tecnologia relativamente nova. O seu uso, porém, tem se limitado historicamente à melhorias na qualidade do serviço de distribuição de energia, com operação em condições anormais de operação devido à existência de alguma falta no circuito. A utilização de arquiteturas de controle centralizadas permite a integração desses equipamentos às soluções de GRA.
- ❑ Banco de Capacitores em Derivação, do inglês “*Shunt Capacitors*” (ShC): equipamento tradicionalmente utilizado na distribuição para regulação de tensão, redução de perdas e melhoria no fator de potência, constitui mais um ativo importante para aumento da flexibilidade da operação das redes de distribuição.

- Cargas Flexíveis ou Responsivas, do inglês “*Flexible Loads*” (FL): corresponde às cargas controláveis, seja por meio de temporização pré-definida, controle direto a partir de comunicação com os CODs ou indireto a partir de incentivos financeiros. Esse recurso é extremamente importante em redes com elevado nível de penetração de renováveis com natureza intermitente, pois permite um ajuste e melhor casamento entre demanda e consumo e também tem sido bastante explorado em soluções de GRA.

Dentre os trabalhos analisados, (KULMALA et al., 2016) utiliza a maior quantidade de variáveis de controle simultaneamente incluindo, OLTCs e RTs, (ShC), (RED P), (RED Q), RCS, FL e GCL.

(ALNASER; OCHOA, 2015) e (BRENNNA et al., 2013) utilizam (RED PF), sendo que o primeiro também utiliza outras variáveis de controle já mencionadas.

(QUIROZ et al., 2017) utiliza (DroopCtrl), com ajuste da reta de inclinação da curva Volt-Var de inversores de sistemas fotovoltaicos.

2.2.3 Quanto aos objetivos primários:

O principal objetivo das soluções de GRA é a manutenção da rede em níveis operacionais adequados abrangendo pelo menos um dos seguintes aspectos: Nível de Tensão (V), Nível de Carregamento (I), Nível de Frequência (F) e Nível de Falta (SC). A grande maioria dos esquemas propostos nos trabalhos da literatura recente considera, no mínimo, a mitigação de problemas de tensão. Pode-se atribuir esse foco na mitigação de violações de tensão ao fato de, historicamente, esse ser o problema mais comum à nível de operação. Devido à ausência de REDs nas redes de distribuição tradicionais, ou pelo menos em níveis significativos, os problemas de carregamento de ativos e de nível de falta são tratados durante o planejamento da rede, enquanto que problemas de frequência são sequer analisados, pois são tratados como um problema do segmento de transmissão. Porém, em um cenário de alta penetração de REDs, a operação das redes de distribuição deve levar em conta os quatro aspectos operacionais mencionados.

Em primeiro lugar, com uma maior parcela da geração permeada na distribuição, problemas antes tratados na transmissão, como problemas de frequência, devem ser considerados também na distribuição. Considere, por exemplo, a existência de subfrequência na rede devido à perda de algum grande gerador ou linha de transmissão. Se os geradores distribuídos não forem capazes de se manterem, no mínimo, conectados à rede durante essa oscilação na frequência, o problema pode ser agravado ainda mais e levar ao colapso do sistema. Na existência de REDs como AE e GLD, esses recursos podem ainda contribuir para a mitigação do problema com a injeção de potência e corte de cargas não prioritárias, respectivamente, no momento da detecção de subfrequência.

Em segundo lugar, possíveis soluções para mitigação de problemas de um determinado aspecto podem levar ao surgimento de violações de outros aspectos. Por exemplo, um mau dimensionamento da geração/absorção de reativos em REDs conectados à rede por meio de inversores para correção de violações de tensão pode levar à condições de sobrecompensação, com possível violação de limites térmicos em trechos e transformadores.

Pode-se ainda citar motivos econômicos e de confiabilidade para uma solução de GRA que considera mais aspectos operacionais. Uma solução completa tende a ser mais barata que várias soluções que tratam de cada aspecto de forma individual. Além disso, também evita possíveis interferências entre soluções individuais que operam simultaneamente, ou equivalentemente, reduzindo a complexidade na coordenação entre soluções.

A revisão da literatura recente mostra que todas as soluções propostas têm como objetivo primário a manutenção de níveis operacionais adequados de, pelo menos, tensão. Nos trabalhos mais recentes, nos últimos 6 anos, mais soluções passaram a tratar de modo simultâneo violações de tensão e carregamento de ativos. Quanto aos níveis de frequência e falta, não foram encontrados trabalhos que tratassem de tais aspectos operacionais em redes de distribuição ativas.

2.2.4 Quanto aos objetivos secundários:

Devido a grande flexibilidade existente com diversos elementos de controle disponíveis, o objetivo primário das soluções de GRA podem ser obtidos de diversos modos. Então, busca-se satisfazer o objetivo primário com algum objetivo secundário. Dentre os objetivos encontrados na literatura, os principais são:

- ❑ Minimização de Perdas em Potência e Energia (MinPerdas)
- ❑ Minimização de Contingenciamento (MinGC) ou Maximização de Geração (Max-Gen)
- ❑ Compartilhamento de Contingenciamento (CompGC)
- ❑ Compartilhamento de Reativos (CompQ)
- ❑ Minimização de utilização de reativos (MinQ)
- ❑ Minimização de potência reativa demandada na subestação primária (Min Q_{sub})
- ❑ Minimização da variação de potência reativa requisitada de cada RED (Min ΔQ)
- ❑ Minimização da variação de potência ativa requisitada de cada RED (Min ΔP)
- ❑ Minimização de utilização de dispositivos de controle volt/var tradicionais e/ou chaves manobradas remotamente (MinOper)

- Minimização dos níveis de tensão para Redução de Tensão Conservativa, do inglês *Conservation Voltage Reduction* (CVR) (MinV)
- Minimização de desvio de tensão de uma dada referência (Min ΔV)
- Minimização de operações de controle em cargas flexíveis (MinFL)

Em (DALL'ANESE; SIMONETTO, 2018), adotou-se como objetivo secundário a minimização da utilização de reativos, (MinQ), e a minimização do contingenciamento, (MinGC), de geradores fotovoltaicos.

Em (KULMALA et al., 2016), buscou-se minimizar a quantidade de operações de OLTCs, RTs e chaves manobradas remotamente, (MinOper) e a quantidade de operações de controle em cargas flexíveis, (MinFL). Além disso, do ponto de vista da rede elétrica, buscou-se minimizar as perdas técnicas, (MinPerdas).

Em (OLIVIER et al., 2016), utiliza-se, inicialmente, um controle local para despacho de reativos em sistemas fotovoltaicos, conforme uma curva Volt-Var, para manutenção de níveis de tensão. Caso um dos sistemas fotovoltaicos tenha utilizado toda sua capacidade de reativos e, ainda sim, a sobretensão não tenha sido mitigada, busca-se contribuições de reativos adicionais de outros sistemas fotovoltaicos, conectados à mesma rede BT, de modo compartilhado (CompQ). Caso a capacidade de absorção de reativos de todos os sistemas fotovoltaicos não seja suficiente, utiliza-se, em último caso, o contingenciamento de geração (MinGC) buscando-se, do mesmo modo, compartilhar o contingenciamento entre os sistemas (CompGC).

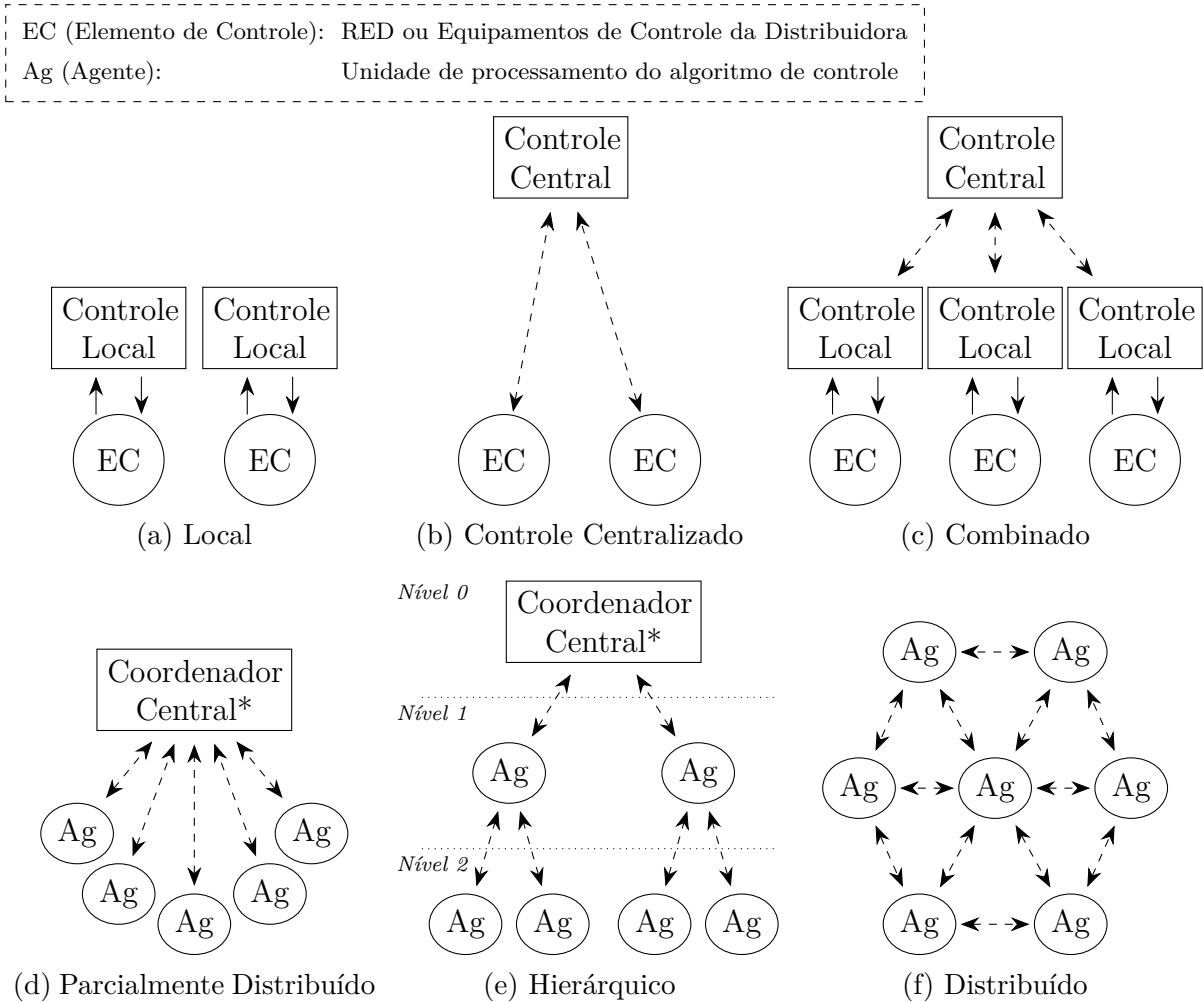
2.2.5 Quanto à arquitetura de controle:

A arquitetura de controle se refere ao local no qual as decisões de controle (ou execução dos algoritmos de controle) são tomadas com relação à sua proximidade ou não aos elementos controlados em si e à existência ou não de comunicação entre esses elementos (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2017). As arquiteturas identificadas na literatura são apresentadas na Figura 7 e comentadas a seguir.

2.2.5.1 Controle Local

Em um controle local, não há comunicação entre os elementos de controle, conforme a Figura 7a. A decisão é tomada com base em informações e algoritmos executados somente em nível local. Esse tipo de arquitetura é a mais simples, mais barata e suficientemente capaz de aumentar a capacidade de hospedagem de redes de distribuição, motivos pelos quais ela é uma das mais utilizadas na prática, sendo corroborada por várias normas e regulamentações internacionais (IEEE, 2018) (HUBERT; HUQUE, 2016) e a normal nacional (ABNT, 2013), que especificam que os REDs (ou GD de uma tecnologia específica) podem

Figura 7: : (7a) Controle Local (7b) Controle Centralizado (7c) Controle Combinado (Local e Centralizado) (7d) Controle Decentralizado (Parcialmente Distribuído) (7e) Controle Decentralizado (Hierárquico) (7f) Controle Distribuído *O Coordenador Central pode ser um elemento específico com a funcionalidade de coordenar a operação de outros agentes ou pode ser um próprio agente que também possui essa funcionalidade.



Fonte: elaboração própria

ou devem operar com uma determinada função local, como as funções Volt-Var, Volt-Watt, fator de potência fixo, entre outras.

Em (SANSAWATT; OCHOA; HARRISON, 2010), foi proposto um esquema de controle com arquitetura puramente local para manutenção dos níveis de tensão no Ponto de Acomodamento Comum (PAC) com a rede de distribuição em níveis adequados e considerou unidades de GD com fonte eólica conectadas em uma rede MT. Quando a tensão se encontra em níveis adequados, a GD opera com fator de potência unitário, caso contrário, ela absorve ou injeta reativos para minimizar o desvio de tensão causado pela GD localmente, com base em parâmetros estáticos do ponto de conexão com a rede e a potência ativa injetada em determinado instante, conforme apresentado em (CARVALHO; CORREIA; FERREIRA, 2008). Em último caso, quando esse controle não é capaz de regular a tensão

adequadamente, recorre-se ao contingenciamento da potência gerada. Em (SANSAWATT; OCHOA; HARRISON, 2012), um algoritmo semelhante foi utilizado, porém com o uso de fatores de sensibilidade calculados empiricamente com base nas variações de demanda e geração no PAC para regulação de tensão. Além disso, o esquema proposto também mitiga a sobrecarga do ramo onde a GD é conectada. Nesses trabalhos, a coordenação com os dispositivos de controle Volt/Var tradicionais é realizada através das diferentes escalas de tempo de atuação entre o esquema proposto, com um ciclo de operação mais rápido (ordem de poucos segundos), e o tempo de atuação desses dispositivos. Em (TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011), considera-se um esquema de contingenciamento de potência ativa baseado em uma relação linear definida através da capacidade instalada da GD com fonte solar fotovoltaica e dos limites de tensão regulatórios locais, em uma rede BT com consumidores residenciais. A metodologia adotada mostrou que os consumidores mais distantes da subestação secundária tendem a ter um nível de contingenciamento maior, o que pode levar à uma variação significativa de energia exportada entre diferentes consumidores. Para minimizar esse efeito, os autores propõem uma coordenação entre o nível de contingenciamento entre os diferentes geradores com base em fatores de sensibilidade, de tal modo que a redução total na potência injetada seja uniformemente distribuída entre os geradores. Em (SEUSS et al., 2015), utiliza-se a função Volt-Var de inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos em diversos alimentadores e demonstra-se que a capacidade de hospedagem dessas redes é aumentada consideravelmente. Nesse modo de operação, os inversores são capazes de gerar ou absorver reativos até a potência reativa disponível, dada a capacidade do inversor e a potência ativa gerada em cada instante de tempo, com base na tensão no PAC e uma curva pré-definida, comumente chamada de “curva Volt-Var”. Tradicionalmente, quando se considera somente os (poucos) equipamentos de regulação de tensão tradicionais (OLTCs, reguladores de tensão e banco de capacitores chaveados), a coordenação entre esses elementos é feita por meio do ajuste da temporização da atuação. Em redes de distribuição ativas modernas, na arquitetura de controle puramente local, em um ambiente com uma elevada penetração de REDs, a complexidade da coordenação aumenta significativamente, pois diversos elementos operam de modo independente e na mesma escala de tempo, o que pode levar à situações em que a atuação de um controle pode levar à uma outra violação operacional em outro ponto da rede, ou ainda, um efeito pendular devido à operação simultânea e independente de vários controles (SANSAWATT; OCHOA; HARRISON, 2012). Além disso, à medida em que novos elementos de controle são conectados à rede, as regras de coordenação precisam ser revistas, o que pode ser um trabalho recorrente e complexo. Por fim, outra desvantagem dessa arquitetura é que, pelo fato das ações de controle serem tomadas localmente, não é possível explorar todo o potencial dos REDs de modo a otimizar um determinado aspecto da rede (por exemplo, perdas) e/ou utilizar a sua capacidade ao máximo.

2.2.5.2 Controle Centralizado

Em uma arquitetura centralizada, existe comunicação remota entre os elementos de controle e um controle central, conforme Figura 7b, que processa um conjunto de informações da rede de modo autônomo e periodicamente, em tempo-real ou quase-real, toma as decisões de controle e as envia de volta à cada elemento controlado. A inicialização do esquema e a tomada de decisão podem ser executadas unicamente pelo processador central, que concentra todos os dados necessários para tal (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2017). O controle central pode utilizar mais ou menos informações a depender do algoritmo utilizado e sua abrangência, haja vista que o mesmo pode considerar apenas uma região específica ou um aspecto operacional específico da rede. Por exemplo, levando em conta somente sobrecarga de trechos específicos ou somente violação de níveis de tensão de pontos específicos da rede, conforme apresentado na seção 2.2.7.

Em (CURRIE et al., 2007), por exemplo, é utilizado um esquema de controle baseado em regras com arquitetura de controle centralizada. Uma rede MT representativa é dividida em três zonas e um controle centralizado monitora em tempo-real o carregamento nos ramos que define a fronteira entre zonas. Quando o nível de carregamento dos trechos monitorados excede um determinado limite de corte, o controle envia um comando de corte de geração para os geradores que afetam o fluxo de potência na fronteira em questão. Caso o carregamento não se reduza suficientemente para abaixo do nível de corte, comandos de cortes adicionais são enviados e, na pior das hipóteses, caso atinja um limite de corte total pouco abaixo da capacidade térmica do trecho, a GD recebe um comando de desconexão. (CURRIE et al., 2008) apresenta os resultados de um projeto experimental com esse esquema de GRA em uma rede real com elevado potencial eólico no Reino Unido. O controle é executado de modo centralizado e somente alguns geradores entram no esquema, aqueles com princípio de acesso não-firme.

Em (BRENNAN et al., 2013), um esquema de controle centralizado é utilizado para controle de tensão em pontos de uma rede MT onde há conexão de GD. Existe uma comunicação entre uma Unidade Terminal Remota (UTR) instalada em cada GD e o controle central. Cada UTR informa ao controle central a capacidade de geração/absorção de reativos de cada GD através de uma técnica de *polling*. Quando a tensão monitorada em uma das UTRs excede um valor pré-estabelecido, um sinal é enviado até o controle central, que é responsável por selecionar a GD cuja injeção/absorção de reativos apresenta a maior influência sobre o nó com violação de tensão. Essa escolha é feita com base em fatores de sensibilidade. O cálculo é simples e determinado pela topologia e características estáticas da rede juntamente com os dados de capacidade previamente recebidos. A GD selecionada recebe, então, um sinal do controle central informando que ela deve passar a operar no modo de absorção de reativos (supondo que a tensão monitorada superou os limites inferiores). Foi assumido que tal operação é feita com base em um fator de potência constante e mínimo, isto é, sem ajuste fino da potência reativa.

Nos casos em que o controle é realizado sobre uma rede inteira, a solução normalmente é executada nos COD, onde o algoritmo é comumente adicionado (ou integrado) ao *Distribution Management System* (DMS), com acesso à dados de outros sistemas corporativos como os *Geographic Information System* (GIS), *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) e AMI. Essa integração é importante principalmente quando o controle é feito por algoritmos que são modelo-dependentes, isto é, que dependem dos dados estáticos detalhados da rede e do estado de operação, como topologia e medições em tempo-real em diversos pontos, por exemplo, o FPO. A partir desse ponto, nesse trabalho, os comentários relativos à arquitetura centralizada fazem referência à soluções desse tipo, isto é, implementadas à nível de COD.

Esse tipo de arquitetura é adotada em (ALNASER; OCHOA, 2015), onde se propõe a utilização de FPO em tempo quase-real (ciclos de controle de, no mínimo, 1 minuto) considerando o risco associado de se violar simultaneamente níveis de tensão e carregamento em todos os pontos de uma rede MT devido à variações de geração e demanda durante um ciclo de controle. Na formulação proposta, considera-se como variáveis de controle a posição do tap de um OLTC e o contingenciamento e controle de fator de potência das GDs com acordo de conexão não-firme. Na análise, assume-se que há visibilidade total da rede, obtida através de medições de determinados pontos da rede e utilização de um estimador de estados. Para contabilizar os possíveis atrasos de comunicação, processamento e atuação dos equipamentos, adotou-se um atraso constante de 1 minuto entre o início de um ciclo de controle e a execução das ações resultantes da otimização.

A principal vantagem desse tipo de arquitetura é que a flexibilidade obtida com a visualização e controle de vários ou todos os recursos da rede permite que o controle central possa realizar a coordenação desses elementos de modo mais assertivo, permitindo que a operação da rede possa ser otimizada como um todo.

As desvantagens se referem à infraestrutura de medição e telecomunicação necessária, o que tem um elevado custo inicial (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016). O fato de o controle central se comunicar com muitos elementos de controle (a depender do esquema e do algoritmo adotado) diretamente e o volume de dados trafegados ser elevado, existe uma preocupação quanto à redução da velocidade da solução devido aos atrasos envolvidos na comunicação (ZHAO et al., 2014). Outra desvantagem se dá pelo fato do algoritmo ser executado em apenas um processador, o que torna esse ponto crítico, pois uma falha nele pode levar à uma falha total na operação do esquema, o que reduz a confiabilidade da solução (ZHAO et al., 2014). Por esse mesmo motivo, (ZHAO et al., 2014) cita ainda que durante a realização de alguma manutenção, todo o sistema precisa ser desligado. Além disso, como as informações de todos os REDs trafegam pela rede de comunicação, existe uma crescente preocupação quanto à questões de segurança cibernética e proteção de dados dos usuários (medições e custo de geração, por exemplo) (MOLZAHN et al., 2017).

2.2.5.3 Controle Combinado

Essa arquitetura visa melhorar alguns aspectos negativos da arquitetura centralizada. Ela consiste na utilização de dois controles intercalados, um local e um centralizado, combinando a velocidade de resposta à eventos rápidos da arquitetura local com a coordenação holística dos elementos de controle disponíveis na rede, providenciada pela arquitetura central, em uma escala de tempo maior e responsável por otimizar determinados aspectos operacionais em nível global.

Em (CHISTYAKOV et al., 2012), propôs-se um esquema de GRA com uma arquitetura desse tipo. À nível local, cada RED responde em tempo-real com base em medições locais de tensão, gerando ou absorvendo reativos de acordo com uma característica linear com a diferença entre a tensão medida e um valor pré-estabelecido. À nível central, todos os dados necessários da rede são obtidos periodicamente, e novos parâmetros (inclinação e tensão de referência) são otimizados e enviados à cada RED de modo a minimizar a potência reativa absorvida pela rede BT, medida no transformador de distribuição secundário, e suficientes para manter a tensão nos pontos monitorados em níveis adequados.

Em (BIDGOLI; Van Cutsem, 2018), um esquema semelhante foi proposto. À nível local, utiliza-se uma curva semelhante à da metodologia proposta em (CHISTYAKOV et al., 2012), porém, modificações nessa curva impostas pelo controle central são feitas através de deslocamentos paralelos ao eixo da tensão ao invés da variação de inclinação. À nível central, uma otimização multi-período é executada com base em um Controle de Modelo Preditivo (CMP) (VALVERDE; Van Cutsem, 2013) com o objetivo de minimizar os ajustes na curva Volt-Var e de modo a balancear a contribuição de reativos de cada GD.

Um vantagem desse tipo de controle em relação ao puramente centralizado é que o controle local age como um “backup” na ocorrência de problemas de comunicação (BIDGOLI; Van Cutsem, 2018), pois, mesmo que algum elemento de controle local não receba comandos atualizados do controle central, o primeiro continua respondendo localmente à variável controlada.

2.2.5.4 Controle Decentralizado ou Distribuído

A característica marcante das arquiteturas de controle descentralizadas ou distribuídas é o fato do núcleo de processamento, ou “inteligência”, das ações a serem tomadas ser particionado ou compartilhado entre diversos agentes, isto é, o cálculo não é feito unicamente no controle central. Esse ponto de processamento chamado de “agente” pode abranger um área tão pequena quanto apenas um único elemento de controle ou barra da rede quanto uma área tão extensa quanto uma região de uma rede, se comunicando com os elementos de controle existentes nessa região. Cada agente se comunica com um ou mais agentes e participa individualmente da definição das ações de controle de tal modo que a operação combinada de todos os agentes envolvidos na solução converge à um

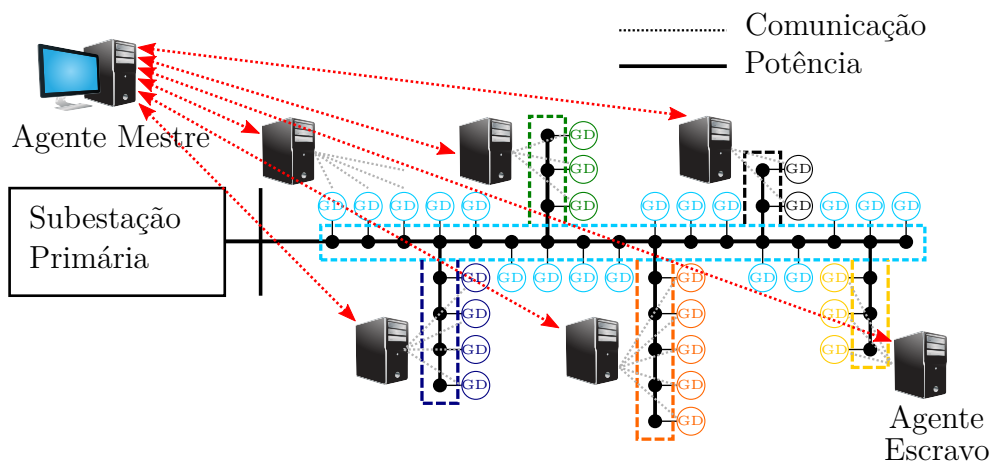
objetivo final. Essa noção de “agente” é importante para que as arquiteturas de controle encontradas na literatura possam se enquadrar na caracterização definida nesse trabalho.

Dentro da categoria de arquiteturas descentralizadas, pode-se destacar dois tipos.

1. Parcialmente Distribuído:

Em (SHI; SHEN; BARAN, 2016), foi proposto uma arquitetura de controle parcialmente distribuída para CVC com ajuste de potência reativa gerada por cada GD da rede através de uma técnica de decomposição chamada Dantzig-Wolf. Nela, um problema de otimização com formulação linear de dimensões maiores é dividido em subproblemas, de dimensões menores, sendo que um dos subproblemas é chamado de “mestre”, que faz o papel do coordenador central, e é responsável por coordenar a execução do algoritmo de controle se comunicando diretamente com todos os outros subproblemas ou agentes. O algoritmo foi validado em uma rede MT de testes com a atuação de 7 agentes de controle, sendo um deles o coordenador central, localizado na subestação primária, e os restantes localizados ao longo da rede e responsáveis por otimizar o despacho de reativos das GDs existentes em suas respectivas porções geográficas da rede. A Figura 8 representa a arquitetura de controle utilizada no algoritmo.

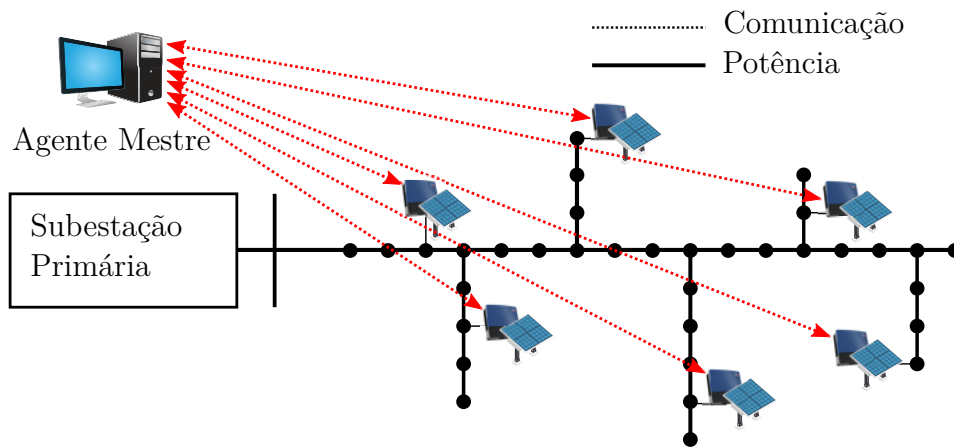
Figura 8: Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (SHI; SHEN; BARAN, 2016)



Fonte: adaptado de (SHI; SHEN; BARAN, 2016)

Em (DALL'ANESE; SIMONETTO, 2018), foi desenvolvido uma arquitetura de controle descentralizado para implementação em REDs cuja interface com a rede é feita por meio de inversores. O esquema proposto visa regular a tensão da rede minimizando o contingenciamento de geração e a utilização de reativos por meio de otimização distribuída em tempo-real. Diferentemente da proposta apresentada anteriormente, nessa solução, cada RED representa um agente (controlador) da arquitetura. Embora, conforme os autores explicam, a arquitetura possa ser projetada de forma

Figura 9: Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (DALL'ANESE; SIMONETTO, 2018)



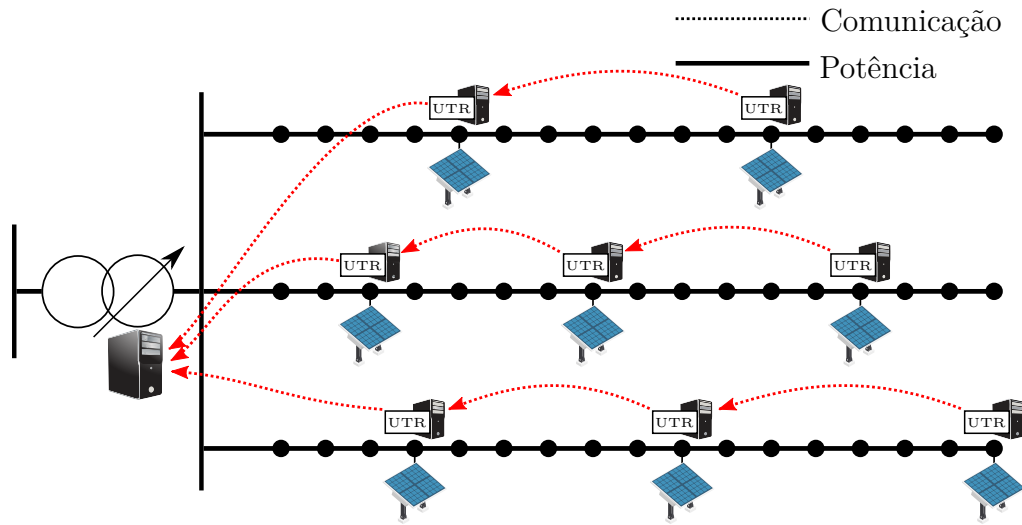
Fonte: adaptado de (DALL'ANESE; SIMONETTO, 2018)

completamente distribuída, no trabalho, é apresentado um caso em que utiliza-se um agente central responsável por se comunicar com cada agente distribuído e/ou pontos de monitoramento específicos, responsáveis por fornecer medições de tensão em tempo-real. No agente central, essas medições são utilizadas para atualizar parâmetros da otimização distribuída que são enviados para cada agente distribuído com uma determinada periodicidade. Entre o intervalo de tempo de recebimento de novos parâmetros do agente central, o controle distribuído assume que os últimos valores recebidos são constantes e utilizam as medições de tensão em tempo-real no PAC para atualizar continuamente os valores de referência de potência ativa e reativa que devem ser fornecidas pelo RED. A Figura 9 ilustra a arquitetura proposta. Note que cada RED participa diretamente do processamento das ações de controle.

Dentro da arquitetura descentralizada parcialmente distribuída, existe um tipo de específico de arquitetura denominada de **hierárquica**. Como o próprio nome sugere, nesse tipo de arquitetura há uma hierarquia entre os agentes, de tal modo que há comunicação entre agentes, porém um determinado agente se comunica somente com um agente em um nível imediatamente superior e pode se comunicar com um ou mais agentes localizados em um nível inferior.

Em (ELKHATIB; EL-SHATSHAT; SALAMA, 2011) é apresentada uma arquitetura desse tipo para execução de um esquema de CVC em tempo-real em que uma UTR, que faz o papel dos agentes distribuídos, é adicionada em cada GD, ou Elemento de Controle (EC) como um banco de capacitores chaveado, e se comunica com outros ECs adjacentes em uma estrutura radial e eventualmente chegando à um regulador de tensão ou OLTC. O processo se inicia nas UTRs mais distantes de cada alimentador e o fluxo de dados segue sempre a montante. Com base em

Figura 10: Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (ELKHATIB; EL-SHATSHAT; SALAMA, 2011)



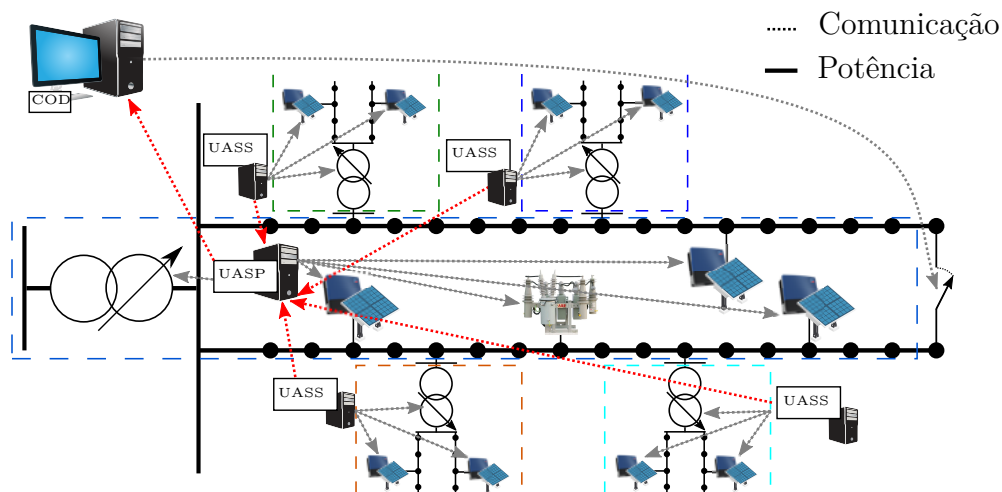
Fonte: adaptado de (ELKHATIB; EL-SHATSHAT; SALAMA, 2011)

medições de tensão e potência locais, cada UTR consegue estimar a existência de um ponto de tensão mínima entre seu PAC e o PAC da UTR vizinha. Além disso, sabendo que possíveis pontos de máxima tensão na rede ocorre necessariamente no PAC de uma GD ou em um ponto onde há um banco de capacitores chaveados, a tensão máxima no circuito consegue ser atualizada e repassada para os agentes mais a montante, com o objetivo de que, ao final de um ciclo de operação, o regulador de tensão ou o OLTC saiba qual é a tensão máxima e mínima presente em cada um dos alimentadores a jusante e consiga decidir de modo mais assertivo, sem que a correção dos níveis de tensão em um alimentador acabe afetando outro, se deve aumentar ou diminuir a posição do seu tap caso alguma violação tenha sido detectada. A Figura 10 ilustra a estrutura hierárquica da arquitetura de controle proposta.

A arquitetura de controle apresentada em (KULMALA et al., 2016) também pode ser interpretada como uma arquitetura hierárquica. Nesse trabalho, propôs-se a utilização de uma arquitetura descentralizada por níveis de tensão, em que há um agente localizado em cada subestação, chamado de Unidade de Automação de Subestação (UAS), e a comunicação se dá somente entre níveis de tensão diferentes. Cada UAS é responsável por monitorar e controlar uma respectiva rede MT (sendo, nesse caso, chamada de UAS primária) ou BT (sendo, nesse caso, chamada de UAS secundária) através do cálculo de FPO de modo independente. Para o algoritmo rodado nas redes MT, a demanda de cada rede BT é agregada na média tensão e no caso inverso, cada rede MT é equivalentada no primário de cada subestação. Note que esse algoritmo não corresponde a um Fluxo de Potência Ótimo Distribuído (FPOD) dado que o cálculo não é realizado de modo iterativo entre

agentes até uma determinada convergência. Cada UAS inicia seu próprio algoritmo em ciclos de 1 minuto, sendo que há uma defasagem de 30 segundos entre as UAS primárias e as UAS secundárias. O fator determinante para classificar esse algoritmo como descentralizado, ao invés de “centralizado por áreas”, é o fato de existir comunicação entre as UAS primárias e secundárias. A UAS secundária envia dados de potência estimada no respectivo trafo MT/BT para a UAS primária e a UAS primária envia sinais de bloqueio de operação do OLTC das UAS secundárias quando o seu respectivo OLTC está operando. Essa função de bloqueio evita o efeito pendular entre os OLTCs de cada UAS. Essa arquitetura apresenta ainda um terceiro nível de controle, superior, que pode ser requisitado por uma UAS primária, em tempo-real, sempre que está não é capaz de gerenciar por completo violações de tensão e carregamento. Esse terceiro nível executa um Algoritmo Genético (AG) que busca reconfigurar a rede com o objetivo primário de solucionar os problemas que a UAS não pôde, e com o objetivo secundário de minimizar perdas e operações de chaves. A Figura 11 ilustra essa arquitetura de controle.

Figura 11: Arquitetura de controle parcialmente distribuída utilizada em (KULMALA et al., 2016)

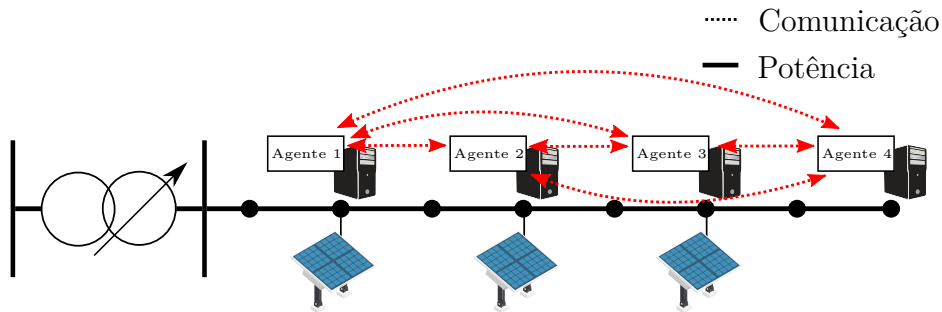


Fonte: adaptado de (KULMALA et al., 2016)

2. Completamente Distribuído: O diferencial da arquitetura completamente distribuída é que há comunicação entre todos os agentes. Não existe, por exemplo, um agente específico com o papel de coordenar o processamento realizado nos demais agentes.

(BARAN; EL-MARKABI, 2007) foi um dos primeiros trabalhos verificados na literatura a utilizar o conceito de sistemas multi-agentes em um esquema de CVC em redes de distribuição com GD. A Figura 12 representa um dos exemplos utilizados nesse trabalho. Na arquitetura utilizada, cada GD representa um agente (também é

Figura 12: Arquitetura de controle distribuída utilizada em (BARAN; EL-MARKABI, 2007)



Fonte: adaptado de (BARAN; EL-MARKABI, 2007)

possível adicionar outros agentes em pontos onde há monitoramento de tensão) capaz de atuar na ordem de um a poucos segundos. Considerou-se que cada agente monitora o seu nível de tensão localmente, e a solução proposta é capaz de despachar de modo ótimo a menor quantidade de reativos necessária, através de fatores de sensibilidade calculados localmente, para corrigir os níveis de tensão. O processo se inicia com a detecção de alguma violação de tensão por algum dos agentes. Esse agente envia então uma mensagem com a variação de tensão necessária para que a tensão monitorada volte para um nível adequado para algum outro agente pré-definido cujo papel é de moderador. O moderador é responsável então por requisitar propostas de cada um dos outros agentes participantes no processo, que respondem com duas informações: a quantidade máxima de reativos que pode despachar e o custo desse despacho. O custo representa essencialmente a sensibilidade da variação de tensão no local onde houve violação com a injeção/absorção de reativos de um agente específico. Basicamente, quanto maior o fator de sensibilidade, menor o custo. Com base nas propostas recebidas, o moderador então calcula de modo ótimo quanto cada agente deve despachar e envia esses valores de referência para cada um dos agentes. A característica mais importante para classificar essa solução como completamente distribuída é o fato de haver comunicação entre todos os agentes (qualquer agente pode fazer o papel de moderador). Além disso, o processo pode ser iniciado por qualquer um dos agentes, isto é, não existe um coordenador central responsável por gerenciar a sequência de operações em cada agente.

2.2.6 Quanto à necessidade de modelo:

(BIDGOLI; Van Cutsem, 2018) comenta que as soluções de GRA podem ser ainda categorizadas quanto à necessidade de modelo. Em geral, as soluções com base em controle puramente local são livres de modelo e as soluções centralizadas dependem de modelo. Apesar do trabalho citado focar somente em aplicações de controle de tensão, essa cate-

gorização, descrita abaixo, também é válida para outros esquemas de GRA.

2.2.6.1 Dependente de Modelo

As soluções de GRA dependente de modelo são aquelas que necessitam das informações estáticas das redes de distribuição incluindo a modelagem matemática dos seus componentes. É possível ainda identificar soluções que são muito ou pouco dependentes dos parâmetros da rede. Por exemplo, soluções que utilizam FPO CA, em geral, necessitam de todos os parâmetros estáticos do modelo de modo detalhado e, a depender dos elementos incluídos na formulação, pode depender até de parâmetros dinâmicos como estado de carga de armazenadores de energia, potência disponível pelo recurso solar e/ou eólico e a posição do tap de OLTCs e RTs em determinados instantes.

Em contrapartida, verifica-se na literatura muitas soluções com base na matriz de sensibilidade da rede linearizada em torno de um ponto específico de operação. Essa matriz corresponde à uma submatriz da matriz Jacobiana da rede e indica a sensibilidade da tensão em todos os nós da rede com a injeção de potência, tanto ativa quanto reativa, em um respectivo ponto. Ela pode ser obtida de modo “offline”, e calculada uma única vez através da solução de um fluxo de potência estático, ou ainda, alguns de seus elementos pode ser atualizados de forma “online”, com base em medições de potência e tensão em determinados pontos da rede. Soluções que utilizam somente a matriz de sensibilidade podem ser classificadas como pouco dependentes de modelo.

2.2.6.2 Livre de Modelo

Os esquemas de GRA chamados de modelo-livres ou livres de modelo são aqueles que não dependem de parâmetros do sistema além daqueles disponíveis localmente. Há soluções livre de modelo com arquitetura de controle tão simples quanto a arquitetura puramente local, sem canais de comunicação, como no caso da utilização das funções autônomas Volt-Var e Volt-Watt, e tão complexas quanto a arquitetura completamente distribuída, como aquelas baseadas em sistemas multi-agentes. Soluções desse tipo são importantíssimas no contexto dos sistemas de distribuição modernos, pois facilitam a integração de novos elementos de controle no formato “*plug-and-play*” (MOLZAHN et al., 2017). Em (BARAN; EL-MARKABI, 2007), por exemplo, utilizou-se o conceito de matriz de sensibilidade em uma solução livre de modelo, porém, o algoritmo desenvolvido só leva em conta as sensibilidades locais de tensão, que são obtidas localmente e experimentalmente por cada agente distribuído.

2.2.7 Quanto ao tipo de algoritmo empregado:

Diferentes tipos de algoritmos podem ser empregados no cálculo das ações de controle, conforme apresentado abaixo.

2.2.7.1 Regras

Os algoritmos baseados em regras correspondem àqueles nos quais uma ação pré-determinada é executada quando uma ou mais condições são satisfeitas. Em geral, possuem pouca complexidade e são extremamente rápidos.

Em (QUIROZ et al., 2017), foi proposto um controle combinado baseado em regras, onde o controle local corresponde à aplicação de uma curva Volt-Var em inversores de sistemas fotovoltaicos e o controle central realiza ajustes na curva à medida em que níveis de tensão são detectados na rede. A regra utilizada é acionada quando são detectados níveis de tensão fora de determinados limites. No caso de violação acima do limite superior, a curva Volt-Var dos sistemas fotovoltaicos é deslocada de um valor fixo para a esquerda, levando à uma maior absorção de reativos, mitigando ou eliminando a sobretensão. Já no caso de uma violação abaixo do limite inferior, um deslocamento no sentido oposto é realizado.

Em (OLIVIER et al., 2016), utilizou-se um controle distribuído em sistemas fotovoltaicos com um diagrama de estados composto por 5 estados. Um deles corresponde ao estado normal, no qual o despacho de reativos é realizado conforme uma curva Volt-Var. Nos outros estados, realiza-se um ajuste no despacho de reativos ou de ativos, tanto no sentido de exigir mais reativos ou contingenciamento de potência ativa quanto no sentido oposto, isto é, de retornar o despacho para o valor exigido no modo normal, no caso de reativos, e para interromper o contingenciamento de geração, no caso de ativos. Tanto a transição entre cada um dos estados quanto as potências exigidas em cada um deles é realizada por regras específicas que envolvem medições de tensão em cada um dos sistemas fotovoltaicos e temporizações.

2.2.7.2 Otimização

Uma parcela significativa das soluções de GRA propostas na literatura utilizam algoritmos de otimização, tanto de métodos clássicos quanto metaheurísticas. De fato, essa ferramenta matemática é vista como fundamental no contexto de sistemas de distribuição modernos, pois permite que uma grande quantidade de elementos de controle sejam gerenciados de modo coordenado e com os mais variados objetivos secundários. Porém, o grande motivo pelo qual esses métodos têm tido tanto destaque ultimamente é o fato da infraestrutura de comunicação presente em sistemas modernos permitir a integração dos elementos de controle aos processos operacionais para monitoramento e controle.

Em (ALNASER; OCHOA, 2015) utilizou-se FPO para mitigação de violações de tensão e carregamento de ativos em uma rede MT com 4 geradores eólicos. O objetivo do problema matemático é maximizar a geração eólica, isto é, minimizar o contingenciamento. Este foi modelado como uma formulação não-linear com a adição de restrições probabilísticas para contabilização da incerteza quanto à manutenção da geração eólica durante um

determinado período, para evitar violações operacionais entre ações de controle sucessivas.

O controlador com base em CMP utilizado em (BIDGOLI; Van Cutsem, 2018) utiliza FPO multi-período com base em matrizes de sensibilidade de tensão e carregamento de trechos com a injeção de potência reativa de várias unidades de GD para prever o comportamento da rede antes do envio das ações de controle ótimas e minimizar a variação de potência reativa requisitada de cada unidade GD em ações de controle sucessivas.

Em (BAGHERI et al., 2012), um AG foi implementado em um ambiente offline centralizado para cálculo do cronograma horário de despacho de unidades de GD e de operação do OLTC da subestação primária e de capacitores chaveados espalhados ao longo do alimentador para o dia seguinte, com base em previsões de curto prazo. O objetivo primário corresponde à mitigação de violações de tensão e os objetivos secundários correspondem à minimização de perdas técnicas e da quantidade operações dos equipamentos de regulação de tensão tradicionais e a melhora o perfil de tensão da rede.

2.2.7.3 Inteligência Artificial

Dentre as técnicas de Inteligência Artificial (IA) comumente empregadas em soluções de GRA, destacam-se as Redes Neurais (RN) e *Machine Learning* (ML).

(CALDERARO et al., 2014) apresenta uma solução de GRA com controle local para mitigação de violações de tensão com controle de despacho de reativos e contingenciamento de unidades de GD com uma lógica de controle baseada em RN.

Em (XU et al., 2011), utilizou-se uma técnica de inteligência artificial conhecida como *Case-Based Reasoning* (CBR), que consiste basicamente na solução de um caso de um problema com base em soluções conhecidas de problemas semelhantes, previamente armazenados. Os casos identificados como semelhantes aos problema em questão são utilizados para sugerir uma solução para o problema específico que, por sua vez, é armazenado para a solução de um problema futuro. No trabalho em questão, a solução de GRA utiliza essa técnica para mitigação de violações de tensão em redes de distribuição de alta e média tensão mediante o controle do nível de contingenciamento, GCL, e do fator de potência (RED PF) de unidades de GD de modo coordenado com OLTCs presente na subestação de transmissão e de distribuição primária.

Em (KARAGIANNOPOULOS; ARISTIDOU; HUG, 2019), uma metodologia de projeto de controle local com base em dados históricos mediante a aplicação de técnicas de ML em valores de referência ótimos a partir de FPO realizado de modo offline é utilizada para derivar controles locais de RED. O objetivo é projetar controles puramente locais capazes de copiar o comportamento de um controle centralizado baseado em FPO, porém sem a necessidade de uma infraestrutura de comunicação.

2.2.8 Quanto à escala de tempo:

A escala de tempo da solução de GRA se refere à velocidade com que novas ações de controle são calculadas e enviadas aos elementos de controle. Elas são basicamente as seguintes:

2.2.8.1 Tempo quase-real

Soluções com operação na escala de tempo quase-real, também chamada de “próximo ao real”, correspondem àquelas nas quais novas ações de controle são tomadas no tempo discreto, com um determinado ciclo de operação, normalmente fixo, da ordem de poucos segundos até poucos minutos. Em geral, essas soluções correspondem àquelas que possuem algum tipo de concentração de dados de medição de diversos elementos controlados. Essas soluções também podem ser chamadas de “offline” (MOLZAHN et al., 2017).

Em (ALNASER; OCHOA, 2015), a solução de GRA proposta é de arquitetura centralizada e investiga, além de outras questões, o impacto da adoção de diferentes ciclos de controle (1 a 15 minutos) na performance da solução.

Na solução de arquitetura parcialmente distribuída para mitigação de violações de tensão proposta em (SHI; SHEN; BARAN, 2016), os autores comentam que a otimização é executada em escalada de tempo quase-real, em ciclos de 5 a 15 minutos.

2.2.8.2 Tempo-real

As soluções classificadas com operação em tempo-real são aquelas em que as ações de controle são tomadas de modo contínuo, respondendo à eventos rápidos na rede, como a variação de potência gerada por GD com base em fontes intermitentes ou afundamentos de tensão causados por faltas ou desconexão de unidades de GD. Em geral, as soluções de GRA que atuam nessa escala de tempo são normalmente aquelas com arquitetura de controle local.

Em (SEUSS et al., 2015), investiga-se a utilização da função Volt-Var de inversores inteligentes para suporte de reativos e aumento da capacidade de hospedagem de GD em diversos alimentadores MT. Um estudo semelhante é realizado em (ABATE et al., 2015), porém, verifica-se o efeito dessa função na performance de um alimentador MT de acordo com várias métricas, como perdas, número de operações de equipamentos de regulação de tensão, índice de variabilidade de tensão, entre outros.

2.2.8.3 Múltiplas Escalas de Tempo

Alguns trabalhos fazem uso de mais de uma escala de tempo simultaneamente, sendo que as escalas de tempo mais rápidas são aquelas responsáveis por dar à solução uma resposta à eventos mais rápidos e as mais lentas responsáveis por fazer ajustes mais sistêmicos na operação da rede.

Em (BIDGOLI; Van Cutsem, 2018), um FPO é executado centralmente em tempo quase-real para realizar ajustes nas curvas Volt-Var das unidades de GD presentes na rede de distribuição, enquanto que, em nível local e em escala de tempo-real, os inversores respondem rapidamente à variações rápidas na tensão no seu ponto de conexão.

Em (QUIROZ et al., 2017), uma estratégia semelhante é utilizada onde, na ordem de poucos minutos, o controle central envia sinais responsáveis por deslocar a curva Volt-Var de inversores de sistemas fotovoltaicos.

2.3 Comentários

A Tabela 1 abaixo apresenta de forma resumida a caracterização de todos os trabalhos analisados na revisão da literatura recente.

Tabela 1: Resumo da Revisão da Literatura Recente

Referência	Esquema	Variáveis de Controle	Arquitetura de Controle	Algoritmo	Escala de Tempo	Modelo	Obj. Prim.	Obj. Sec.	Rede Sim.	Simulação
(Di Fazio; RUSSO; De Santis, 2019)	CVC	RED Q	Distribuída	Otimização	-	Depende	V	Min ΔV	BT	Estática
(KARAGIANNOPOULOS; ARISTIDOU; HUG, 2019)	DERC, GC DSM	RED Q, RED P GCL, FL DroopCtrl	Local	FPO IA(ML)	Offline Tempo-Real	Depende (Offline) Livre (Tempo-Real)	V, I	MinPerdas MinQ	BT	QSTS
(DALL'ANESE; SIMONETTO, 2018)	CVC, GC	RED Q, GCL	Parcialmente Distribuída	FPO	Tempo-Real	Depende	V	MinQ MinGC	MT	QSTS
(BIDGOLI; Van Cutsem, 2018)	DERC	RED Q	Combinada	FPO Regras	Quase-Real Tempo-Real	Depende	V, I	Min ΔV Min ΔQ	MT	Dinâmica (RAMSES)
(QUIROZ et al., 2017)	DERC	DroopCtrl RED Q	Combinada	Regras	Quase-Real Tempo-Real	Livre	V	-	MT	QSTS
(KULMALA et al., 2016)	CVC, DERC RPC, GLD GC, NRM	OLTC, RT, ShC RED P, RED Q RCS, FL, GCL	Distribuída (Hierárquica)	FPO	Quase-Real	Depende	V, I	MinOper MinFL MinPerdas	MT BT	Tempo-Real (RTDS)
(SHI; SHEN; BARAN, 2016)	CVC	RED Q	Parcialmente Distribuída	Otimização	Quase-Real	Depende	V	MinPerdas	MT	Estática
(OLIVIER et al., 2016)	DERC, GC	RED Q RED P GCL	Distribuída	Regras	Quase-Real Tempo-Real	Livre	V	MinGC CompGC CompQ	BT	Dinâmica (RAMSES)
(ALNASER; OCHOA, 2015)	CVC, APFC GC, DERC	GCL, RED P RED PF, OLTC	Centralizada	FPO	Quase-Real	Depende	V, I	MinGC MinOper	MT	QSTS
(SEUSS et al., 2015)	DERC	RED Q	Local	Regras	Tempo-Real	Livre	V	-	MT	QSTS
(ABATE et al., 2015)	DERC	OLTC, ShC RED Q	Local	Regras	Tempo-Real	Livre	V	-	MT	QSTS
(KULMALA; REPO; JARVENTAUSTA, 2014)	CVC, DERC GC, GLD RPC	OLTC, GCL RED P, RED Q ShC, FL	Centralizada	FPO Regras	Quase-Real	Livre	V, I	MinPerdas MinQ MinGC	MT	Dinâmica (PSCAD)
(CAPITANESCU; BILIBIN; Romero Ramos, 2014)	CVC, DERC GC, NRM RPC	OLTC, GCL RED Q, RCS ShC	Centralizada	FPO	Quase-Real	Depende	V, I	MinGC MinOper Min ΔV	MT	Estática

Continua na próxima página

Tabela 1 – Sequência da página anterior

Referência	Esquema	Variáveis de Controle	Arquitetura de Controle	Algoritmo	Escala de Tempo	Modelo	Obj. Prim.	Obj. Sec.	Rede Sim.	Simulação
(CALDERARO et al., 2014)	DERC, GC	RED Q, RED P GCL	Local	IA (RN)	Quase-Real	Depende	V	MinGC MinOper Min ΔV	MT	QSTS
(BRENNNA et al., 2013)	APFC	RED PF	Centralizada	Regras	Quase-Real	Depende	V	-	MT	Tempo-Real (RTDS)
(JAHANGIRI; ALIPRANTIS, 2013)	DERC	RED Q	Local	Regras	Tempo-Real	Livre	V	-	MT BT	QSTS
(VALVERDE; Van Cutsem, 2013)	CVC, DERC GC	RED Q, RED P OLTC, GCL	Centralizada (Híbrido)	Otimização	Quase-Real	Depende	V	Min ΔP Min ΔQ MinOper	MT	Dinâmica (Simulink)
(VACCARO; ZOBAA, 2013)	CVC, DERC RPC	OLTC, RED Q ShC	Distribuída(*)	FPOD SA	Tempo-Real	Livre	V	MinPerdas Min ΔV Min Q_{sub}	MT	QSTS
(Di Fazio; FUSCO; RUSSO, 2013)	CVC, DERC RPC	OLTC, RED Q RED PF	Local	FPO	Quase-Real	Depende	V	Min ΔV	MT	Dinâmica (PSCAD/ EMTDC)
(FARAG; EL-SAADANY; SEETHAPATHY, 2012)	CVC, DERC GC, RPC	OLTC, RT RED P, RED Q GCL, ShC	Distribuída	Regras	Tempo-Real	Depende	V	Min ΔV MinGC MinQ MinOper	MT	Dinâmica (Simulink)
(BAGHERI et al., 2012)	CVC, DERC RPC	OLTC, ShC RED P, RED Q	Centralizada	AG	Offline	Depende	V	Min ΔV MinOper MinPerdas	MT	QSTS
(ELKHATIB; EL-SHATSHAT; SALAMA, 2011)	CVC	OLTC, RT	Distribuída (Hierárquica)	Regras	Tempo-Real	Depende	V	-	MT	Estática
(TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011)	GC	GCL	Local	Regras	Tempo-Real	Depende	V	CompGC	BT	Dinâmica (PSCAD/ EMTDC)
(XU et al., 2011)	CVC, GC DERC, APFC	OLTC, GCL RED P, RED PF	Centralizada	IA (CBR)	Quase-Real	Depende	V	-	AT MT	Tempo-Real
(FAKHAM et al., 2010)	DERC	RED Q	Distribuída	Otimização	Quase-Real	Depende	V	Min ΔV CompQ	MT	Tempo-Real (RT-LAB)

Do ponto de vista de área de abrangência, nota-se que poucas soluções lidam com o controle integrado ou combinado de redes MT e BT. A solução apresentada em (KULMALA et al., 2016), por exemplo, faz esse controle integrado, chamado de hierárquico, porém, duas otimizações são realizadas de modo independente. Elas não convergem entre si antes de enviarem novos comandos para os elementos de controle. O grande avanço na infraestrutura de comunicação e a integração de soluções com o ambiente de mercado é uma tendência nas redes MT e BT. Conforme mencionado no capítulo 1, revisões recentes de normas internacionais (IEEE, 2018) já especificam requisitos de modelo de informação de dados e compatibilidade com protocolos de rede na interface de comunicação local de REDs. Esse passo dado foi importantíssimo para a plena integração de REDs aos sistemas corporativos centralizados das concessionárias.

Muitos trabalhos ainda realizam uma modelagem aproximada das redes como a modelagem em sequência positiva e cargas balanceadas, ou ainda modelos lineares da rede de distribuição alegando ganhos em eficiência computacional necessários para operação em tempo-real, principalmente em soluções que utilizam algum tipo de otimização. Todavia, na revisão de literatura levantada, não encontrou-se dados a respeito dos limites práticos do tamanho do problemas em termos, por exemplo, da quantidade de elementos controlados e do tamanho do circuito analisado (quantidade de nós).

Assim, o presente trabalho almeja contribuir com a vasta literatura citada ao:

- Utilizar um esquema de maximização do aproveitamento do recurso solar ou, equivalentemente, minimização do contingenciamento de geração em redes de distribuição ativas com modelagem realista dos atrasos envolvidos no tempo de comunicação e tomada de decisão de novas ações de controle.
- Simulação da solução proposta em uma arquitetura centralizada através da execução de FPO, com controle de microgeradores fotovoltaicos simultaneamente, tanto em redes MT quanto BT, considerando um limite de contingenciamento em cada unidade consumidora com microgeração.
- Simulação em uma rede real brasileira com alto nível de penetração de microgeração fotovoltaica, com modelagem trifásica e alto detalhamento da topologia da rede, incluindo unidades consumidoras trifásicas, bifásicas e monofásicas desde a saída do alimentador MT até as unidades consumidores BT individuais, incluindo os ramais de ligação.

Otimização do Aproveitamento do Recurso Solar - Solução Centralizada

Nesse capítulo, inicialmente é feito um breve resumo das características da solução de GRA proposta. Em seguida, a solução é detalhada através da apresentação da estrutura da arquitetura de controle centralizada em um ambiente corporativo real, com a apresentação dos principais componentes envolvidos. A formulação matemática não-linear utilizada é descrita e, por fim, as ferramentas computacionais utilizadas na modelagem de cada um dos componentes do ambiente centralizado são apresentadas, seguidas pela estrutura de software utilizada para coordenação dessas ferramentas na simulação da solução proposta.

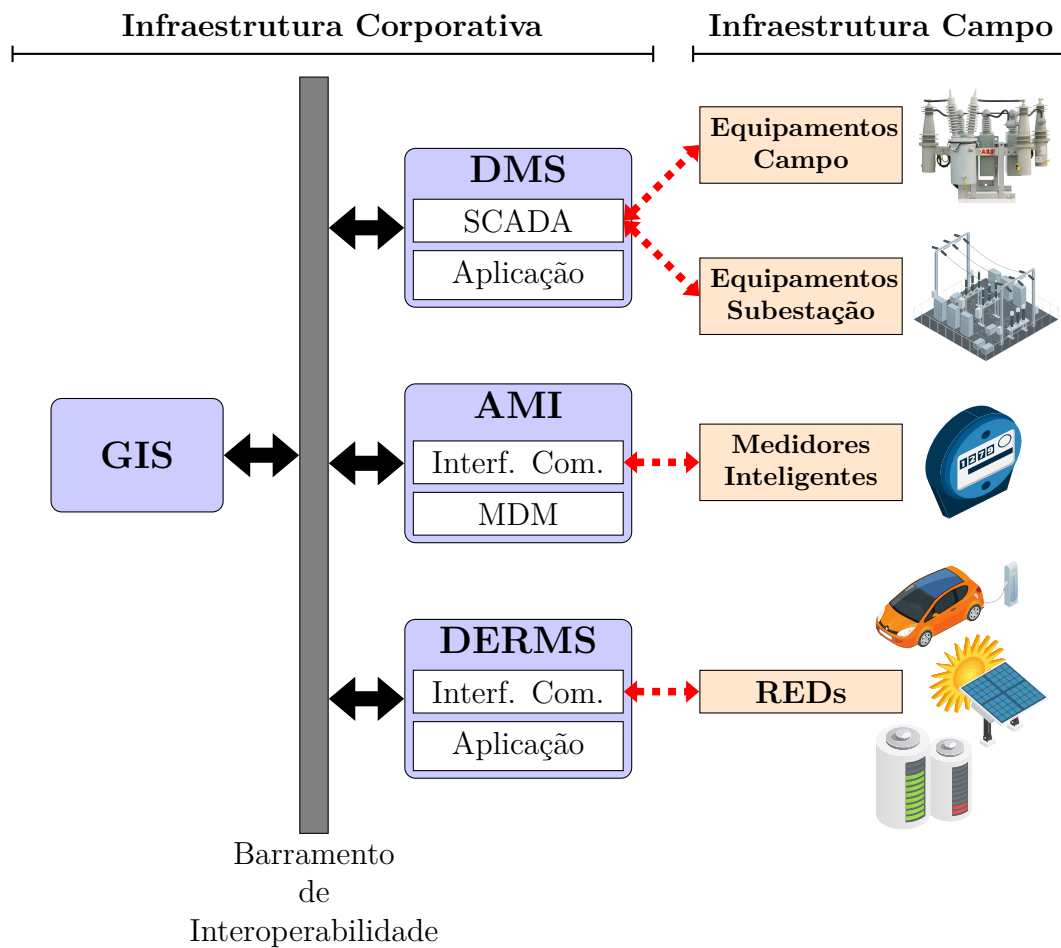
3.1 A Maximização da Geração

A solução de GRA proposta nesse capítulo utiliza uma arquitetura centralizada para implementação de um esquema de GC através do controle do nível de contingenciamento de sistemas fotovoltaicos conectados em instalações de unidades consumidoras, isto é, *behind-the-meter*, predominante nos sistemas de distribuição MT e BT no Brasil. O algoritmo utilizado corresponde à um FPO com formulação não-linear, que visa a manutenção dos níveis de tensão e carregamento em níveis adequados ao mesmo tempo em que busca maximizar a geração em uma escala de tempo quase-real.

3.2 Ambiente Centralizado

A Figura 13 apresenta conceitualmente alguns dos sistemas corporativos presentes em um COD e envolvidos no esquema de GRA com uma arquitetura centralizada. O motor de cálculo da solução corresponde à uma aplicação autônoma implementada no DMS, porém a comunicação com outros sistemas corporativos desempenha um papel fundamental na solução proposta. Por exemplo, os dados de conectividade dos diversos equipamentos da rede, que ficam armazenados no GIS, são utilizados em conjunto com o status das

Figura 13: Visão conceitual da aplicação em um ambiente corporativo



Fonte: elaboração própria

chaves manobráveis, tanto das subestações quanto do campo, atualizados no SCADA, para a execução de uma das mais importantes aplicações do DMS, o Processador de Topologia (Argonne National Laboratory, 2015a). É através dessa aplicação que o estado da rede é determinado no modelo barra linha para posterior utilização em outras aplicações. Portanto, ela é fundamental para a operação da rede e obtenção no campo das respostas esperadas ou simuladas pelas mais diversas aplicações. Por ser de extrema importância para outros processos, hoje em dia essa aplicação faz parte dos COD modernos (Argonne National Laboratory, 2015b).

O Estimador de Estados é uma das aplicações que utiliza a topologia processada. Ele permite que os níveis de tensão em todas as barras da rede e de carregamento de todos os trechos da rede sejam estimados, permitindo, entre outros, que violações operacionais sejam detectadas mesmo em pontos não monitorados. Quanto maior a quantidade de pontos monitorados, em geral, melhor a estimativa. Por esse motivo, a AMI também assume um papel fundamental nesse ambiente, pois permite que os dados de medição de potência ativa, potência reativa e tensão nos consumidores com medidores inteligentes sejam

enviados ao COD em tempo-real, na ordem de poucos segundos. Essa infraestrutura de medição permite a inclusão do gerenciamento da operação em tempo-real de redes BT nos processos das concessionárias, pois, pela falta de visibilidade nessas redes, historicamente, esse gerenciamento não é realizado.

Por fim, com relação aos RED, o sistema responsável por integrá-los à operação da rede para gerenciamento e monitoramento é o Sistema de Gestão de REDs, do inglês *Distributed Energy Resources Management System* (DERMS) (SEAL; RENJIT; DEEVER, 2018). Esse sistema é responsável por se comunicar com os RED, obtendo medições de geração e demanda em tempo-real e enviando comandos, como a alteração de modo de operação (por exemplo, em um sistema fotovoltaico, com a ativação de uma determinada função inteligente), ou ainda, solicitando o contingenciamento de geração, função utilizada nesse trabalho.

3.3 Formulação do Problema

A formulação utilizada nesse trabalho tem como variáveis de estado a potência injetada em cada elemento da rede e a magnitude e fase das tensões nodais. Ela é não-linear, não convexa e com variáveis contínuas.

3.3.1 Notação

A nomenclatura utilizada nessa seção é descrita abaixo:

□ Conjuntos:

N	Conjunto de Barras
Φ	Conjunto de Fases
L	Conjunto de Linhas
T	Conjunto de Transformadores
C	Conjunto de Capacitores
U	Conjunto de Unidades Consumidoras Monofásicas ou Trifásicas
U_{δ}	Conjunto de Unidades Consumidoras Bifásicas
G	Conjunto de Geradores Monofásicos ou Trifásicos
G_{δ}	Conjunto de Geradores Bifásicos
S	Conjunto de Suprimentos

□ Índices:

n	Elemento Barra
ϕ, φ	Elemento Fase
l	Elemento Linha
t	Elemento Transformador
c	Elemento Capacitor
u	Elemento Unidade Consumidora Monofásica ou Trifásica
u_δ	Elemento Unidade Consumidora Bifásica
g	Elemento Gerador Monofásico ou Trifásico
g_δ	Elemento Gerador Bifásico
s	Elemento Suprimento

□ Dados:

$G_{l,\phi\varphi}$	Condutância extraída da matriz de admitância primitiva da linha l entre as fases ϕ e φ
$B_{l,\phi\varphi}$	Susceptância extraída da matriz de admitância primitiva da linha l entre as fases ϕ e φ
G^t	Condutância série do transformador t
B^t	Susceptância série do transformador t
V^s	Tensão do suprimento
$\theta_{\beta^s,\phi}$	Ângulo de fase do nó da barra β^s e fase ϕ
$\bar{V}_{n,\phi}$	Tensão máxima do nó na fase ϕ da barra n
$\underline{V}_{n,\phi}$	Tensão mínima do nó na fase ϕ da barra n
\bar{I}^l	Corrente máxima admissível por fase da linha l
\bar{I}^t	Corrente máxima admissível por fase do transformador t

□ Constantes:

$P_{n,\phi}$	Potência ativa total demandada na barra n na fase ϕ
$Q_{n,\phi}$	Potência reativa total demandada na barra n na fase ϕ
P^{u_δ}	Potência ativa total demandada pela unidade consumidora bifásica u_δ
Q^{u_δ}	Potência reativa total demandada pela unidade consumidora bifásica u_δ

$P_{\phi}^{u,g}$	Potência ativa demandada pela unidade consumidora monofásica ou trifásica u com gerador g na fase ϕ
$P_{disp\phi}^g$	Potência ativa disponível no gerador g na fase ϕ
$P^{u_{\delta},g_{\delta}}$	Potência ativa total demandada pela unidade consumidora bifásica u_{δ} com gerador bifásico g_{δ}
$P_{disp}^{g_{\delta}}$	Potência ativa total disponível no gerador bifásico g_{δ}
$Q_{nom\phi}^c$	Potência reativa nominal do capacitor c na fase ϕ

□ Variáveis de Controle:

P_{ϕ}^g	Potência ativa injetada pelo gerador g na fase ϕ
$P^{g_{\delta}}$	Potência ativa total injetada pelo gerador bifásico g_{δ}

□ Variáveis:

$V_{n,\phi}$	Tensão na fase ϕ da barra n
$\theta_{n,\phi}$	Ângulo de fase na fase ϕ da barra n
Q_{ϕ}^g	Potência reativa injetada pelo gerador g na fase ϕ
$Q^{g_{\delta}}$	Potência reativa total injetada pelo gerador bifásico g_{δ}
P_{ϕ}^s	Potência ativa injetada na rede pela fase ϕ do suprimento s
Q_{ϕ}^s	Potência reativa injetada na rede pela fase ϕ do suprimento s
$P_{\phi}^{g_{\delta}}$	Potência ativa injetada na rede pela fase ϕ do gerador bifásico g_{δ}
$Q_{\phi}^{g_{\delta}}$	Potência reativa injetada na rede pela fase ϕ do gerador bifásico g_{δ}
$P_{\phi}^{u_{\delta}}$	Potência ativa demandada na fase ϕ da unidade consumidora bifásica u_{δ}
$Q_{\phi}^{u_{\delta}}$	Potência reativa demandada na fase ϕ da unidade consumidora bifásica u_{δ}
$P_{\textcircled{1},\phi}^l$	Potência ativa injetada na fase ϕ do terminal 1 da linha l
$Q_{\textcircled{1},\phi}^l$	Potência reativa injetada na fase ϕ do terminal 1 da linha l
$P_{\textcircled{2},\phi}^l$	Potência ativa injetada na fase ϕ do terminal 2 da linha l
$Q_{\textcircled{2},\phi}^l$	Potência reativa injetada na fase ϕ do terminal 2 da linha l
$P_{\textcircled{1},\phi}^t$	Potência ativa injetada na fase ϕ do terminal 1 do transformador t
$Q_{\textcircled{1},\phi}^t$	Potência reativa injetada na fase ϕ do terminal 1 do transformador t
$P_{\textcircled{2},\phi}^t$	Potência ativa injetada na fase ϕ do terminal 2 do transformador t
$Q_{\textcircled{2},\phi}^t$	Potência reativa injetada na fase ϕ do terminal 2 do transformador t
α^t	Posição do tap no primário do transformador t
Q_{ϕ}^c	Potência reativa injetada na rede pela fase ϕ do capacitor c

□ Variáveis Auxiliares:

P_{aux}^g Variável auxiliar para restrição de geração balanceada no gerador g

□ Propriedades Auxiliares:

β^{elem} Barra à qual o elemento $elem$ de um único terminal se conecta

$\beta_{\textcircled{1}}^{elem}$ Barra à qual o terminal 1 do elemento $elem$ se conecta

$\beta_{\textcircled{2}}^{elem}$ Barra à qual o terminal 2 do elemento $elem$ se conecta

□ Operadores Auxiliares:

* Operador de transposição de fase $\phi = \{a, b, c\} \rightarrow \phi^* = \{c, a, b\}$

Operador de transposição de fase $\phi = \{a, b, c\} \rightarrow \phi^\# = \{b, c, a\}$

A equação abaixo apresenta a obtenção de um elemento $G_{l,\phi\phi}$ e $B_{l,\phi\phi}$ da matriz de admitância nodal de uma linha trifásica, l , a três fios, cuja matriz de admitância primitiva é $\bar{\mathbf{Y}}_{\text{prim}_{6 \times 6}}^{\mathbf{B}}$. Devido à simetria da matriz, ao fato de as submatrizes 3×3 da diagonal principal serem iguais e ao fato de as submatrizes da diagonal secundária serem iguais em módulo às submatrizes da diagonal principal, é possível equacionar as potências injetadas em cada um dos nós de elementos de linha sejam escritos como função das admitâncias de uma única matriz 3×3 , conforme destacado na equação abaixo, onde $\bar{\mathbf{z}}_{3 \times 3}$ representa a matriz de admitância série de uma linha trifásica a três fios, e $\bar{\mathbf{Y}}_{\phi\phi} = \bar{\mathbf{G}}_{\phi\phi} + j \times \bar{\mathbf{B}}_{\phi\phi}$. Note que no equacionamento apresentado e, conseqüentemente, na formulação adotada, as capacitâncias de linhas são negligenciadas, dado que a matriz de admitância primitiva é formada unicamente a partir da matriz de impedância série.

$$\bar{\mathbf{Y}}_{\text{prim}_{6 \times 6}}^{\mathbf{B}} = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{z}}_{3 \times 3}^{-1} & -\bar{\mathbf{z}}_{3 \times 3}^{-1} \\ -\bar{\mathbf{z}}_{3 \times 3}^{-1} & \bar{\mathbf{z}}_{3 \times 3}^{-1} \end{bmatrix} = \begin{array}{l} \textcircled{1}.1 \\ \textcircled{1}.2 \\ \textcircled{1}.3 \\ \textcircled{2}.1 \\ \textcircled{2}.2 \\ \textcircled{2}.3 \end{array} \left[\begin{array}{ccc|ccc} \bar{\mathbf{Y}}_{11} & \bar{\mathbf{Y}}_{12} & \bar{\mathbf{Y}}_{13} & -\bar{\mathbf{Y}}_{11} & -\bar{\mathbf{Y}}_{12} & -\bar{\mathbf{Y}}_{13} \\ \bar{\mathbf{Y}}_{21} & \bar{\mathbf{Y}}_{22} & \bar{\mathbf{Y}}_{23} & -\bar{\mathbf{Y}}_{21} & -\bar{\mathbf{Y}}_{22} & -\bar{\mathbf{Y}}_{23} \\ \bar{\mathbf{Y}}_{31} & \bar{\mathbf{Y}}_{32} & \bar{\mathbf{Y}}_{33} & -\bar{\mathbf{Y}}_{31} & -\bar{\mathbf{Y}}_{32} & -\bar{\mathbf{Y}}_{33} \\ \hline -\bar{\mathbf{Y}}_{11} & -\bar{\mathbf{Y}}_{12} & -\bar{\mathbf{Y}}_{13} & \bar{\mathbf{Y}}_{11} & \bar{\mathbf{Y}}_{12} & \bar{\mathbf{Y}}_{13} \\ -\bar{\mathbf{Y}}_{21} & -\bar{\mathbf{Y}}_{22} & -\bar{\mathbf{Y}}_{23} & \bar{\mathbf{Y}}_{21} & \bar{\mathbf{Y}}_{22} & \bar{\mathbf{Y}}_{23} \\ -\bar{\mathbf{Y}}_{31} & -\bar{\mathbf{Y}}_{32} & -\bar{\mathbf{Y}}_{33} & \bar{\mathbf{Y}}_{31} & \bar{\mathbf{Y}}_{32} & \bar{\mathbf{Y}}_{33} \end{array} \right] \quad (1)$$

3.3.2 Restrições de Igualdade

3.3.2.1 Balanço de Potência

O balanço de potências é responsável por garantir que a solução do problema matemático corresponda à uma solução válida do problema de fluxo de potência e corresponde

à aplicação da primeira lei de Kirchhoff, conforme (2) e (3):

$$\begin{aligned} \sum_{s \in S | \beta^s = n} P_\phi^s + \sum_{g \in G | \beta^g = n} P_\phi^g + \sum_{g_\delta \in G_\delta | \beta^{g_\delta} = n} P_\phi^{g_\delta} &= P_{n,\phi} + \sum_{u_\delta \in U_\delta | \beta^{u_\delta} = n} P_\phi^{u_\delta} + \\ \sum_{l \in L | \beta_\circ^l = n} P_{\circ,\phi}^l + \sum_{l \in L | \beta_\otimes^l = n} P_{\otimes,\phi}^l + \sum_{t \in T | \beta_\circ^t = n} P_{\circ,\phi}^t + \sum_{t \in T | \beta_\otimes^t = n} P_{\otimes,\phi}^t & \quad (2) \\ \forall n \in N, \phi \in \Phi & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{s \in S | \beta^s = n} Q_\phi^s + \sum_{c \in C | \beta^c = n} Q_\phi^c + &= Q_{n,\phi} + \sum_{u_\delta \in U_\delta | \beta^{u_\delta} = n} Q_\phi^{u_\delta} + \\ \sum_{l \in L | \beta_\circ^l = n} Q_{\circ,\phi}^l + \sum_{l \in L | \beta_\otimes^l = n} Q_{\otimes,\phi}^l + \sum_{t \in T | \beta_\circ^t = n} Q_{\circ,\phi}^t + \sum_{t \in T | \beta_\otimes^t = n} Q_{\otimes,\phi}^t & \quad (3) \\ \forall n \in N, \phi \in \Phi & \end{aligned}$$

onde o primeiro membro de ambas as equações corresponde à somatória das potências injetadas no nó definido pela barra n e fase ϕ e o segundo membro à somatória das potências que saem desse nó.

3.3.2.2 Linhas

As potências injetadas em cada fase do terminal de uma linha podem ser obtidas a partir das seguintes equações.

$$\begin{aligned} P_{\circ,\phi}^l &= \\ \sum_{\varphi \in \Phi} V_{\beta_\circ^l,\phi} V_{\beta_\circ^l,\varphi} &\left[G_{l,\phi\varphi} \cos\left(\theta_{\beta_\circ^l,\phi} - \theta_{\beta_\circ^l,\varphi}\right) + B_{l,\phi\varphi} \sin\left(\theta_{\beta_\circ^l,\phi} - \theta_{\beta_\circ^l,\varphi}\right) \right] \\ - \sum_{\varphi \in \Phi} V_{\beta_\otimes^l,\phi} V_{\beta_\otimes^l,\varphi} &\left[G_{l,\phi\varphi} \cos\left(\theta_{\beta_\otimes^l,\phi} - \theta_{\beta_\otimes^l,\varphi}\right) + B_{l,\phi\varphi} \sin\left(\theta_{\beta_\otimes^l,\phi} - \theta_{\beta_\otimes^l,\varphi}\right) \right] \\ \forall l \in L, \phi \in \Phi & \quad (4) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\circ,\phi}^l &= \\ \sum_{\varphi \in \Phi} V_{\beta_\circ^l,\phi} V_{\beta_\circ^l,\varphi} &\left[G_{l,\phi\varphi} \sin\left(\theta_{\beta_\circ^l,\phi} - \theta_{\beta_\circ^l,\varphi}\right) - B_{l,\phi\varphi} \cos\left(\theta_{\beta_\circ^l,\phi} - \theta_{\beta_\circ^l,\varphi}\right) \right] \\ - \sum_{\varphi \in \Phi} V_{\beta_\otimes^l,\phi} V_{\beta_\otimes^l,\varphi} &\left[G_{l,\phi\varphi} \sin\left(\theta_{\beta_\otimes^l,\phi} - \theta_{\beta_\otimes^l,\varphi}\right) - B_{l,\phi\varphi} \cos\left(\theta_{\beta_\otimes^l,\phi} - \theta_{\beta_\otimes^l,\varphi}\right) \right] \\ \forall l \in L, \phi \in \Phi & \quad (5) \end{aligned}$$

Devido à simetria da matriz de admitância nodal primitiva de linhas, $P_{\circ,\phi}^l$ e $Q_{\otimes,\phi}^l$ podem ser obtidos simplesmente invertendo a ordem dos índices 1 e 2.

3.3.2.3 Transformadores

A potência injetada em cada um dos nós de cada terminal de transformadores é obtida de modo análogo à das linhas, porém, destaca-se que a estrutura da matriz de admitância nodal primitiva de transformadores depende da conexão dos enrolamentos primário e secundário. Devido à assimetria existente entre as submatrizes próprias dos terminais quando a conexão em cada um dos terminais não é a mesma, o cálculo das potências injetadas em cada um dos nós é específico para cada terminal. Apresenta-se abaixo as equações para conexão do tipo triângulo/estrela aterrada, devido ela ser uma das mais comuns tanto em subestações primárias quanto secundárias. O cálculo para outras conexões pode ser derivado a partir da respectiva matriz de admitância nodal primitiva, conforme apresentado em (CHEN et al., 1991).

$$\begin{aligned}
P_{\ominus,\phi}^t = & \\
& \frac{2}{3(\alpha^t)^2} G^t (V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t)^2 \\
& - \frac{1}{3(\alpha^t)^2} \sum_{\varphi \in \Phi \setminus \phi} V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t V_{\beta_{\ominus}^t,\varphi}^t \left[G^t \cos(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\varphi}^t) + B^t \sin(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\varphi}^t) \right] \\
& - \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t V_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t \left[G^t \cos(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t) + B^t \sin(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t) \right] \\
& + \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t V_{\beta_{\otimes}^t,\phi^*}^t \left[G^t \cos(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi^*}^t) + B^t \sin(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi^*}^t) \right] \\
& \forall t \in T, \phi \in \Phi
\end{aligned} \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
Q_{\ominus,\phi}^t = & \\
& - \frac{2}{3(\alpha^t)^2} B^t (V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t)^2 \\
& - \frac{1}{3(\alpha^t)^2} \sum_{\varphi \in \Phi \setminus \phi} V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t V_{\beta_{\ominus}^t,\varphi}^t \left[G^t \sin(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\varphi}^t) - B^t \cos(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\varphi}^t) \right] \\
& - \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t V_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t \left[G^t \sin(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t) - B^t \cos(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t) \right] \\
& + \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t V_{\beta_{\otimes}^t,\phi^*}^t \left[G^t \sin(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi^*}^t) - B^t \cos(\theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi^*}^t) \right] \\
& \forall t \in T, \phi \in \Phi
\end{aligned} \tag{7}$$

$$\begin{aligned}
P_{\otimes,\phi}^t = & \\
& G^t (V_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t)^2 \\
& - \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t V_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t \left[G^t \cos(\theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t) + B^t \sin(\theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi}^t) \right] \\
& + \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t V_{\beta_{\ominus}^t,\phi^\#}^t \left[G^t \cos(\theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi^\#}^t) + B^t \sin(\theta_{\beta_{\otimes}^t,\phi}^t - \theta_{\beta_{\ominus}^t,\phi^\#}^t) \right] \\
& \forall t \in T, \phi \in \Phi
\end{aligned} \tag{8}$$

$$\begin{aligned}
Q_{\ominus,\phi}^t = & \\
& -B^t \left(V_{\beta_{\ominus,\phi}^t} \right)^2 \\
& - \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\ominus,\phi}^t} V_{\beta_{\oplus,\phi}^t} \left[G^t \sin \left(\theta_{\beta_{\ominus,\phi}^t} - \theta_{\beta_{\oplus,\phi}^t} \right) - B^t \cos \left(\theta_{\beta_{\ominus,\phi}^t} - \theta_{\beta_{\oplus,\phi}^t} \right) \right] \\
& + \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^t} V_{\beta_{\ominus,\phi}^t} V_{\beta_{\oplus,\phi\#}^t} \left[G^t \sin \left(\theta_{\beta_{\ominus,\phi}^t} - \theta_{\beta_{\oplus,\phi\#}^t} \right) - B^t \cos \left(\theta_{\beta_{\ominus,\phi}^t} - \theta_{\beta_{\oplus,\phi\#}^t} \right) \right]
\end{aligned} \tag{9}$$

$\forall t \in T, \phi \in \Phi$

estando o terminal 1 com conexão em triângulo e o terminal 2 com conexão em estrela aterrada.

3.3.2.4 Cargas

As cargas foram modeladas como potência constante. No caso de cargas trifásicas e monofásicas, as potências ativa e reativa demandadas em um determinado nó, $P_{n,\phi}$ e $Q_{n,\phi}$, respectivamente, são diretamente utilizadas nas equações de balanço de potência ativa e reativa, Equações (2) e (3). Já para as cargas bifásicas, como não se sabe de antemão a potência demandada em cada nó, a formulação utilizada exige que as mesmas sejam reescritas como função da potência demandada total e as tensões nodais, conforme apresentado a seguir:

3.3.2.5 Cargas Bifásicas

A Figura 14 apresenta o caso de uma carga bifásica $S = P + jQ$ entre os nós 1 e 3 de uma barra.

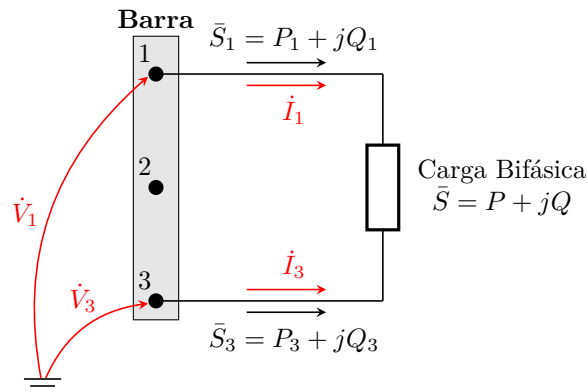


Figura 14: Carga Bifásica conectada entre os nós 1 e 3 de uma barra

Dada a potência total, \bar{S} , consumida por uma carga bifásica, cuja tensão aplicada sobre seus terminais é $(\dot{V}_1 - \dot{V}_3)$, podemos escrever a corrente \dot{I}_1 absorvida através da equação abaixo:

$$\begin{aligned}\bar{S} &= (\dot{V}_1 - \dot{V}_3) \dot{I}_1^* \\ \therefore \dot{I}_1^* &= \frac{\bar{S}}{(\dot{V}_1 - \dot{V}_3)}\end{aligned}$$

A potência consumida em cada fase pode ser escrita como função das tensões nodais e da potência total, conforme

$$\bar{S}_1 = \dot{V}_1 \dot{I}_1^* = \dot{V}_1 \times \frac{\bar{S}}{(\dot{V}_1 - \dot{V}_3)} \quad (10)$$

$$\therefore \bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 = (P + jQ) \times \frac{\dot{V}_1}{(\dot{V}_1 - \dot{V}_3)} \quad (11)$$

para a fase 1. E, para a fase 3, dado que $\dot{I}_3 = -\dot{I}_1$, de modo análogo, podemos escrever que

$$\bar{S}_3 = P_3 + jQ_3 = (P + jQ) \times \frac{-\dot{V}_3}{(\dot{V}_1 - \dot{V}_3)} \quad (12)$$

Para utilização na formulação polar apresentada, é necessário reescrever as equações (11) e (12) em função da magnitude e do ângulo de fase de cada tensão nodal. Escrevendo os fasores de tensão no formato retangular em função da magnitude e ângulos de fase, $\dot{V}_1 = V_1 (\cos \theta_1 + j \sin \theta_1)$ e $\dot{V}_3 = V_3 (\cos \theta_3 + j \sin \theta_3)$ e realizando algumas operações trigonométricas, podemos escrever que:

$$\frac{\dot{V}_1}{(\dot{V}_1 - \dot{V}_3)} = \frac{(V_1^2 - V_1 V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3)) + j(-V_1 V_3 \sin(\theta_1 - \theta_3))}{V_1^2 + V_3^2 - 2V_1 V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3)} \quad (13)$$

Assim, substituindo (13) em (11) e agrupando os componentes real e imaginário, têm-se que

$$P_1 = \frac{PV_1^2 - PV_1 V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3) + QV_1 V_3 \sin(\theta_1 - \theta_3)}{V_1^2 + V_3^2 - 2V_1 V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3)} \quad (14)$$

$$Q_1 = \frac{QV_1^2 - QV_1 V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3) - PV_1 V_3 \sin(\theta_1 - \theta_3)}{V_1^2 + V_3^2 - 2V_1 V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3)} \quad (15)$$

Adotando um procedimento análogo, chega-se nas seguintes expressões para as potência ativa e reativa demandas no nó 3:

$$P_3 = \frac{PV_3^2 - PV_1V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3) - QV_1V_3 \sin(\theta_1 - \theta_3)}{V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3)} \quad (16)$$

$$Q_3 = \frac{QV_3^2 - QV_1V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3) + PV_1V_3 \sin(\theta_1 - \theta_3)}{V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos(\theta_1 - \theta_3)} \quad (17)$$

Note que a soma das potências ativa e reativa em cada um dos nós, equações (14)-(17), resulta nas potências ativa e reativa totais consumidas pela carga, satisfazendo o teorema de Blondel (BLONDEL, 1894).

Assim, utilizando a nomenclatura da seção 3.3.1, para as cargas bifásicas, tem-se que:

$$P_\phi^{u_\delta} = \frac{P^{u_\delta} (V_{\beta^{u_\delta}, \phi})^2 - P^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi}) + Q^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \sin(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})}{(V_{\beta^{u_\delta}, \phi})^2 + (V_{\beta^{u_\delta}, \varphi})^2 - 2V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})} \quad \forall u_\delta \in U_\delta, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (18)$$

$$Q_\phi^{u_\delta} = \frac{Q^{u_\delta} (V_{\beta^{u_\delta}, \phi})^2 - Q^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi}) - P^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \sin(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})}{(V_{\beta^{u_\delta}, \phi})^2 + (V_{\beta^{u_\delta}, \varphi})^2 - 2V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})} \quad \forall u_\delta \in U_\delta, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (19)$$

$$P_\varphi^{u_\delta} = \frac{P^{u_\delta} (V_{\beta^{u_\delta}, \varphi})^2 - P^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi}) - Q^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \sin(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})}{(V_{\beta^{u_\delta}, \phi})^2 + (V_{\beta^{u_\delta}, \varphi})^2 - 2V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})} \quad \forall u_\delta \in U_\delta, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (20)$$

$$Q_\varphi^{u_\delta} = \frac{Q^{u_\delta} (V_{\beta^{u_\delta}, \varphi})^2 - Q^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi}) + P^{u_\delta} V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \sin(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})}{(V_{\beta^{u_\delta}, \phi})^2 + (V_{\beta^{u_\delta}, \varphi})^2 - 2V_{\beta^{u_\delta}, \phi} V_{\beta^{u_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{u_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{u_\delta}, \varphi})} \quad \forall u_\delta \in U_\delta, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (21)$$

3.3.2.6 Geradores

Para geradores trifásicos e monofásicos, as potências ativa e reativa injetadas na rede, P_ϕ^g e Q_ϕ^g , respectivamente, são utilizadas de modo direto nas Equações 2 e 3. Já para os geradores bifásicos, expressões semelhantes às equações (18)-(21) são utilizadas, conforme abaixo:

$$P_\phi^{g_\delta} = \frac{P^{g_\delta} (V_{\beta^{g_\delta}, \phi})^2 - P^{g_\delta} V_{\beta^{g_\delta}, \phi} V_{\beta^{g_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{g_\delta}, \varphi}) + Q^{g_\delta} V_{\beta^{g_\delta}, \phi} V_{\beta^{g_\delta}, \varphi} \sin(\theta_{\beta^{g_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{g_\delta}, \varphi})}{(V_{\beta^{g_\delta}, \phi})^2 + (V_{\beta^{g_\delta}, \varphi})^2 - 2V_{\beta^{g_\delta}, \phi} V_{\beta^{g_\delta}, \varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_\delta}, \phi} - \theta_{\beta^{g_\delta}, \varphi})} \quad \forall g_\delta \in G_\delta, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (22)$$

$$Q_{\phi}^{g_{\delta}} = \frac{Q^{g_{\delta}} (V_{\beta^{g_{\delta}},\phi})^2 - Q^{g_{\delta}} V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi}) - P^{g_{\delta}} V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \sin(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})}{(V_{\beta^{g_{\delta}},\phi})^2 + (V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})^2 - 2V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})} \quad \forall g_{\delta} \in G_{\delta}, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (23)$$

$$P_{\varphi}^{g_{\delta}} = \frac{P^{g_{\delta}} (V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})^2 - P^{g_{\delta}} V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi}) - Q^{g_{\delta}} V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \sin(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})}{(V_{\beta^{g_{\delta}},\phi})^2 + (V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})^2 - 2V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})} \quad \forall g_{\delta} \in G_{\delta}, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (24)$$

$$Q_{\varphi}^{g_{\delta}} = \frac{Q^{g_{\delta}} (V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})^2 - Q^{g_{\delta}} V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi}) + P^{g_{\delta}} V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \sin(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})}{(V_{\beta^{g_{\delta}},\phi})^2 + (V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})^2 - 2V_{\beta^{g_{\delta}},\phi} V_{\beta^{g_{\delta}},\varphi} \cos(\theta_{\beta^{g_{\delta}},\phi} - \theta_{\beta^{g_{\delta}},\varphi})} \quad \forall g_{\delta} \in G_{\delta}, \{\phi, \varphi\} \in \Phi \quad (25)$$

3.3.2.7 Geração Equilibrada

Adotou-se que a potência gerada por geradores trifásicos é equilibrada, isto é, a potência total gerada é distribuída igualmente entre as três fases. Essa restrição foi formulada através de uma variável auxiliar P_{aux}^g , conforme a equação abaixo:

$$P_{\phi}^g = P_{aux}^g \quad \forall g \in G, \phi \in \Phi | P_{disp_{\phi}}^g > 0 \quad (26)$$

Note que a condição $P_{disp_{\phi}}^g > 0$ é necessária para que a restrição não force a injeção de potência em fases inexistentes de geradores monofásicos dado que a potência disponível nessas fases é nula.

3.3.2.8 Capacitores

Os capacitores são considerados conectados em estrela aterrada e modelados como impedância constante. Por isso, a potência reativa injetada na rede varia com o quadrado da tensão aplicada em seus terminais, conforme a equação abaixo:

$$Q_{\phi}^c = Q_{nom_{\phi}}^c \times (V_{\beta^c,\phi})^2 \quad \forall c \in C, \phi \in \Phi \quad (27)$$

3.3.2.9 Barra de Suprimento

A barra de suprimento tem suas tensões nodais fixadas tanto em magnitude quanto em ângulo de fase para os elementos de fase ϕ , $\phi \in \Phi = \{1, 2, 3\}$, conforme as equações abaixo:

$$V_{\beta^s,\phi} = V^s \quad \forall s \in S, \phi \in \Phi \quad (28)$$

$$\begin{aligned}
\theta_{\beta^s,1} &= 0^\circ \\
\theta_{\beta^s,2} &= -120^\circ \\
\theta_{\beta^s,3} &= 120^\circ
\end{aligned} \tag{29}$$

3.3.3 Restrições de Desigualdade

3.3.3.1 Limites de Tensão

Os limites operacionais de tensões nodais são dados conforme a equação 30. Note que, dependendo da existência de mais de um nível de tensão nominal presente no circuito simulado, por exemplo, com a modelagem simultânea de redes MT e BT, pode haver mais de um limite operativo, conforme estabelecido em (ANEEL, 2019b).

$$\underline{V}_{n,\phi} \leq V_{n,\phi} \leq \bar{V}_{n,\phi} \quad \forall n \in N, \phi \in \Phi \tag{30}$$

3.3.3.2 Limite de Carregamento de Linhas e Transformadores

Os limites de carregamento de linhas e transformadores é estabelecido nos dois terminais desses componentes, podendo contabilizar de modo adequado o efeito de elementos *shunt* na modelagem de transformadores e linhas, como a impedância de magnetização e as capacitâncias de linha, respectivamente. Além disso, no caso específico de transformadores com conexão delta/estrela, a inclusão da restrição de carregamento em ambos os terminais é importante quando não se tem acesso à componente de corrente de sequência zero que circula no enrolamentos conectados em delta.

$$\left(P_{\circ,\phi}^l\right)^2 + \left(Q_{\circ,\phi}^l\right)^2 \leq \left(V_{\beta_{\circ,\phi}^l} \times \bar{I}^l\right)^2 \quad \forall l \in L, \phi \in \Phi \tag{31}$$

$$\left(P_{\otimes,\phi}^l\right)^2 + \left(Q_{\otimes,\phi}^l\right)^2 \leq \left(V_{\beta_{\otimes,\phi}^l} \times \bar{I}^l\right)^2 \quad \forall l \in L, \phi \in \Phi \tag{32}$$

$$\left(P_{\circ,\phi}^t\right)^2 + \left(Q_{\circ,\phi}^t\right)^2 \leq \left(V_{\beta_{\circ,\phi}^t} \times \bar{I}^t\right)^2 \quad \forall t \in T, \phi \in \Phi \tag{33}$$

$$\left(P_{\otimes,\phi}^t\right)^2 + \left(Q_{\otimes,\phi}^t\right)^2 \leq \left(V_{\beta_{\otimes,\phi}^t} \times \bar{I}^t\right)^2 \quad \forall t \in T, \phi \in \Phi \tag{34}$$

Note que na formulação do limite de restrição de carregamento máximo de transformadores utilizou-se um único valor de corrente máxima admissível, \bar{I}^t , para os dois terminais. Isso faz sentido considerando que as grandezas elétricas são convertidas para valores por unidade, como realizado neste trabalho conforme será comentado mais adiante.

3.3.3.3 Limite de Contingenciamento

Os sistemas fotovoltaicos considerados nesse trabalho referem-se à conexões em consumidores residenciais e comerciais do tipo *behind-the-meter*. Sendo assim, restringiu-se o contingenciamento de geração à um valor tal que a menor potência gerada possível corresponda ao menor valor entre a potência disponível pelo recurso solar e a demanda do consumidor onde esse sistema está conectado, de tal modo que só é permitido haver contingenciamento caso o efeito líquido do consumidor seja de injeção de potência na rede, ou seja, nos instantes em que o consumo local é maior que a geração, o esquema de GC não pode enviar comandos de contingenciamento da geração, conforme as equações 35 e 36, para geradores conectados monofásicos/trifásicos e bifásicos, respectivamente.

$$P_{\phi}^g \geq \min\{P_{\phi}^{u,g}, P_{disp_{\phi}}^g\} \quad \forall g \in G, \phi \in \Phi \quad (35)$$

$$P^{g_{\delta}} \geq \min\{P^{u_{\delta},g_{\delta}}, P_{disp}^{g_{\delta}}\} \quad \forall g_{\delta} \in G_{\delta} \quad (36)$$

3.3.3.4 Limite de Geração

A potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos limita-se à potência disponível, determinada pelo recurso solar e a capacidade instalada de geração. Essa restrição é importante quando, em um dado instante de tempo, um determinado consumidor possui um determinado nível de contingenciamento ativo e a rede passa a operar em um estado mais distante dos seus limites operacionais. Nesse caso, é possível aumentar a geração, ou equivalentemente, reduzir o contingenciamento, até a potência disponível.

$$P_{\phi}^g \leq P_{disp_{\phi}}^g \quad \forall g \in G, \phi \in \Phi \quad (37)$$

$$P^{g_{\delta}} \leq P_{disp}^{g_{\delta}} \quad \forall g_{\delta} \in G_{\delta} \quad (38)$$

A Figura 15 apresenta o caso de uma unidade consumidora monofásica, u , conectada na fase $\phi = 3$ e com geração fotovoltaica local, g .

A Figura 16 ilustra as regiões de operação definidas pelas restrições de limite de contingenciamento e limite de geração nas áreas hachuradas em azul e vermelho, respectivamente, para uma curva de irradiação representando um céu limpo. Note que, enquanto a demanda da carga local é superior à potência disponível pelo recurso solar, a potência gerada é igual a potência disponível. Por outro lado, quando a demanda da carga local é inferior à potência disponível, a potência gerada está sujeita a um contingenciamento máximo tal que a potência gerada seja no mínimo igual a demanda local. Portanto, na condição de demanda local inferior a potência disponível, a potência gerada pode operar em qualquer ponto na região em vermelho.

Figura 15: Unidade consumidora monofásica com geração fotovoltaica local

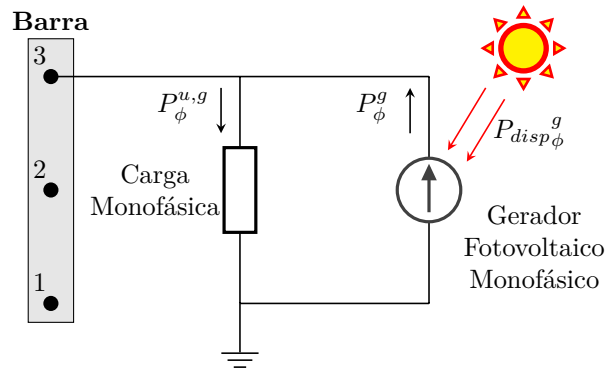
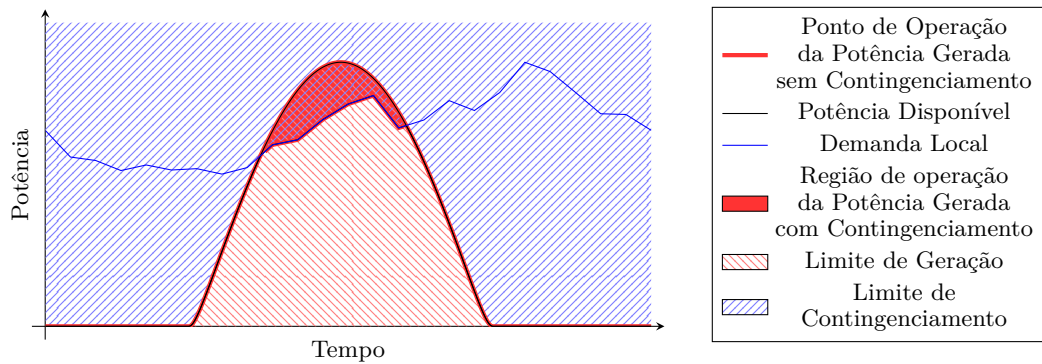


Figura 16: Limite de Contingenciamento, Limite de Geração e Regiões de Operação da Potência Gerada



3.3.4 Função Objetivo

A função objetivo da formulação corresponde a minimização do nível de contingenciamento da geração fotovoltaica distribuída, o que equivale à maximização da potência ativa injetada por todos esses sistemas, conforme a função abaixo.

$$\max \sum_{g \in G} \sum_{\phi \in \Phi} P_{\phi}^g + \sum_{g_{\delta} \in G_{\delta}} \sum_{\phi \in \Phi} P_{\phi}^{g_{\delta}} \quad (39)$$

Na prática, é possível que as condições da rede e as variáveis de controle disponíveis não sejam capazes de satisfazer as restrições de limites de tensão e carregamento de linhas e transformadores, principalmente em situações após distúrbios na rede, de tal modo que a solução do FPO torna-se inviável. Obviamente, não é aceitável que a aplicação DMS não seja capaz de encontrar uma solução viável. Nesse caso, uma das alternativas, é realizar a relaxação das restrições de limites de tensão e carregamento, e incluir um termo na função objetivo que contabilize o desvio dessas variáveis do intervalo aceitável. Desse modo, a função objetivo é penalizada quando há violações nos limites operacionais, e a solução ótima, além de ser viável, apesar de permitir violações operacionais, tende a minimizar as mesmas. Vale ressaltar que a função objetivo selecionada foca-se na maximização da utilização do recurso solar de um modo global com o intuito de evidenciar os benefícios de tal estratégia de GRA, sem levar em conta aspectos regulatórios ou o fato de que

determinados consumidores podem ser mais penalizados que outros a depender de fatores como ponto de conexão com a rede (impedância de curto-circuito no ponto de conexão), aglomeração de consumidores em determinados pontos, potência instalada, entre outros. Em uma aplicação real, o nível de contingenciamento máximo ao qual um prosumidor está sujeito, tanto em potência quanto em energia, certamente deve ser atrelado à um acordo ou contrato de conexão, regidos por uma regulação.

3.4 Modelagem

3.4.1 Rede

As redes utilizadas nesse trabalho foram modeladas em um software de simulação de sistemas elétricos de distribuição, *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) (DUGAN; MCDERMOTT, 2011), amplamente utilizado pela comunidade acadêmica em nível mundial, devido principalmente a ser um software livre e que possui interfaces de integração que permitem que o mesmo seja controlado por aplicações externas. Essa última característica é fundamental no ambiente de simulação deste trabalho, pois permite uma distinção clara entre a representação da rede elétrica no campo, e sua modelagem no ambiente de um sistema corporativo que contempla a execução de aplicações avançadas, como o FPO.

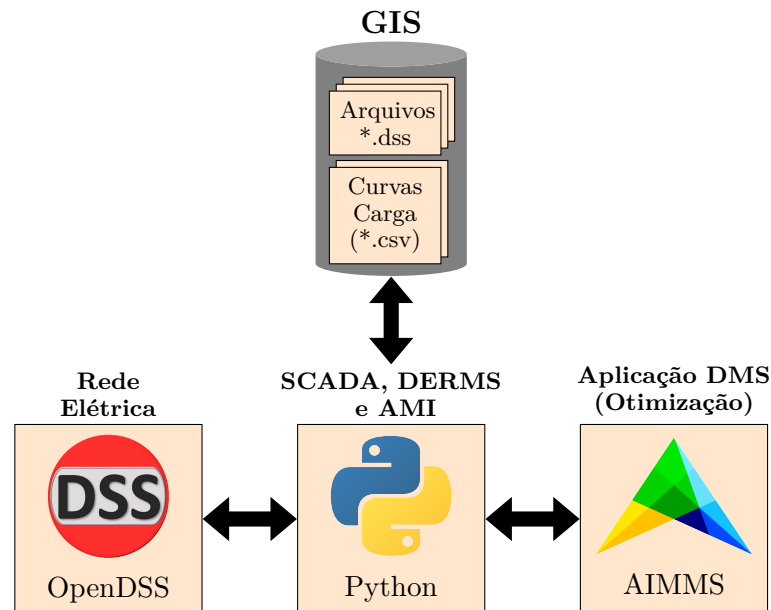
3.4.2 Otimização

A formulação apresentada na Seção 3.3 foi representada utilizando a linguagem de modelagem algébrica do software *Advanced Interactive Multidimensional Modeling System* (AIMMS) (BISSCHOP, 2006), que possui integração com *solvers* comerciais capazes de resolver problemas com formulação não linear – caso da formulação utilizada nesse trabalho – como o CONOPT, IPOPT e MINOS. Apesar de não ser um software livre, o AIMMS possui uma licença acadêmica gratuita e, assim como o software OpenDSS, utilizado para modelagem da rede elétrica, também possui uma interface de comunicação com outros softwares, recurso utilizado nesse trabalho, como será apresentado na próxima seção.

3.5 Implementação

A Figura 17 apresenta a estrutura de software utilizada para simulação do ambiente descrito na Seção 3.2. Nessa estrutura, há uma clara distinção entre a emulação de uma rede elétrica real e um componente de software responsável por representar um sistema corporativo com acesso aos dados estáticos da rede, medições de campo e diversas outras aplicações.

Figura 17: Representação esquemática da implementação realizada no ambiente de simulação



O núcleo do ambiente de simulação foi implementado na linguagem de programação Python. Ele executa diversas funções, dentre as quais:

- ❑ Leitura dos arquivos estáticos da rede e transferência e carregamento dos mesmos para o OpenDSS e para o AIMMS:

Essa etapa é importantíssima para o processo de simulação e é realizada apenas uma única vez no início do processo. Do ponto de vista do OpenDSS, uma vez que os dados da rede já se encontram no formato de modelagem padrão do OpenDSS, ela é relativamente simples. Já do ponto de vista do AIMMS, esses dados são tratados internamente, elemento a elemento e convertidos para o formato utilizado na formulação apresentada na Seção 3.3. Dentro desse tratamento fica a leitura das matrizes de admitâncias primitivas de elementos de linha e o cálculo das matrizes de elementos transformadores, com posterior conversão para valores por unidade.

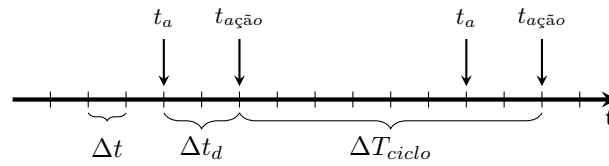
- ❑ Controle do processo de simulação:

Os algoritmos desenvolvidos em Python são responsáveis pelo controle do processo de simulação, avançando os passos de tempo da simulação ao enviar comandos de execução de fluxo de potência para o OpenDSS e interrompendo a simulação momentaneamente em determinados instantes para a execução do FPO.

- ❑ Obtenção de dados de medições da Rede:

Em determinados instantes pré-estabelecidos, é feita a leitura dos dados da rede necessários para a otimização, como medições de tensões nodais em todos os nós, demanda ativa e reativa de consumidores e potência disponível pelo recurso solar.

Figura 18: Representação esquemática de um ciclo de controle utilizado no ambiente de simulação



Esses dados são, então, enviados ao AIMMS, que executa o FPO considerando o estado da rede em um determinado instante.

□ Envio de comandos para a Rede:

Após a realização de um FPO bem sucedido no AIMMS, o núcleo em Python lê as ações de controle ótimas e as envia para o OpenDSS com um certo atraso intencional, isto é, com alguns passos de simulação posteriores ao instante em que os dados da rede foram coletados. Esse atraso é responsável por modelar atrasos de comunicação e processamento existentes na prática.

A temporização dos eventos envolvidos na simulação é apresentada na Figura 18. Cada marcação no eixo de tempo corresponde à um instante de simulação, t , no OpenDSS. O intervalo de tempo entre dois instantes consecutivos é definido pelo passo de simulação Δt .

Em um determinado instante de tempo, t_a , as diversas grandezas monitoradas pelos sistemas SCADA, AMI e DERMS são amostradas e disponibilizadas no DMS para utilização na aplicação responsável por executar a otimização. Após um determinado atraso, Δt_d , responsável por representar os atrasos na comunicação, o tempo para execução da otimização e o tempo de reenvio das ações ótimas para os elementos de controle no campo, as ações ótimas calculadas são efetivamente executadas na simulação, no instante $t_{a\grave{c}ã_o}$. Como pode-se perceber na Figura 18, o processo é cíclico, repetindo-se após um intervalo de tempo ΔT_{ciclo} .

Vale ressaltar que, na prática, os dados monitorados em tempo-real chegam ao mesmo tempo ao COD, porém sem sincronismo, dado que os mesmos são amostrados em tempos diferentes. A aplicação, então, utilizaria o dado mais recente disponível de cada um dos elementos e grandezas monitorados. Do mesmo modo, a depender da infraestrutura de comunicação utilizada e da implementação do controle em cada componente, as ações de controle seriam executadas em instantes de tempo ligeiramente diferentes e em velocidades diferentes. Por exemplo, diferentes taxas de rampa podem ser aplicadas à diferentes REDs (IEEE, 2018). Ou ainda, no caso de elementos de controle com operação mecânica, existe um atraso típico na execução da ação, como ocorre antes da mudança de taps em OLTCs e RTs.

Estudo de Caso - Uma Rede Real Brasileira

Nesse capítulo, inicialmente descreve-se em detalhes a rede real brasileira utilizada na aplicação da estratégia de GRA para otimização do aproveitamento do recurso solar. Em seguida, apresenta-se a metodologia probabilística de alocação de sistemas fotovoltaicos para geração de cenários realistas. Finalmente, a formulação matemática apresentada no capítulo anterior é aplicada e validada considerando um instante de tempo específico.

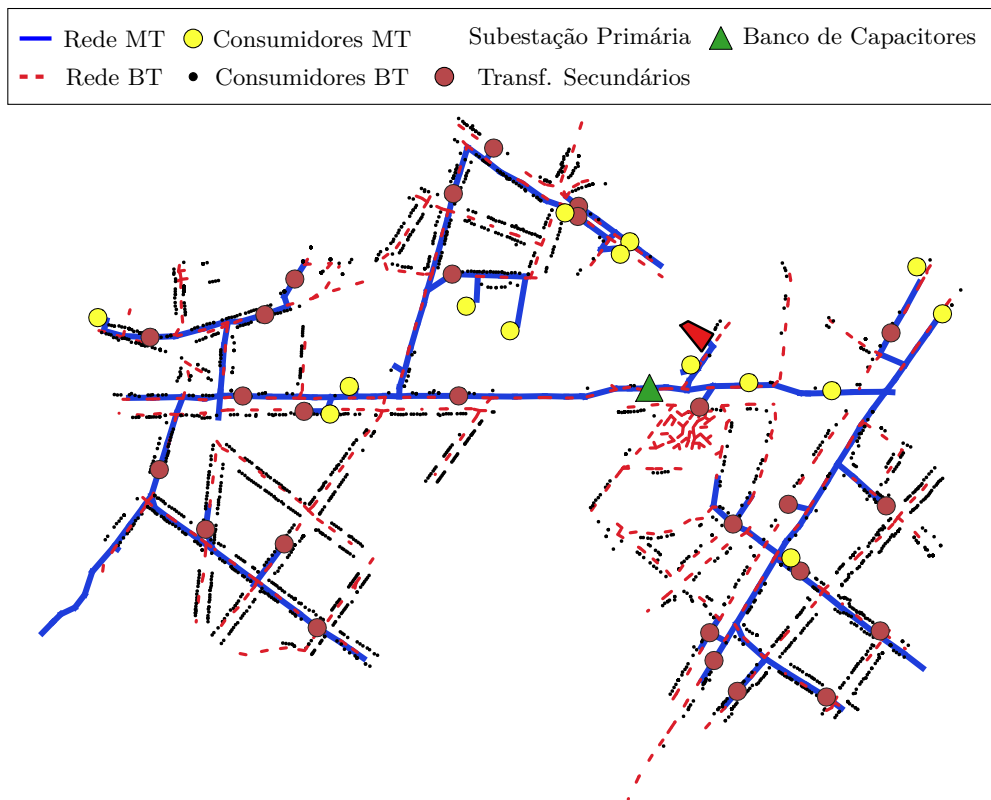
4.1 Descrição da Rede

A rede utilizada está localizada na região metropolitana de Aracaju, no estado de Sergipe, e compreende um alimentador MT de 13,8kV e de 27 alimentadores BT trifásicos de 127/220V. Os seus dados foram extraídos da Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD)(ANEEL, 2016) de uma concessionária brasileira com dados atualizados até julho de 2019.

A geração dos arquivos de rede no formato do OpenDSS (scripts com a extensão *.dss) é realizada através de um software comercial chamado SigPerdas (SINAPSIS, 2019), capaz de, entre outras funcionalidades, realizar o cálculo de perdas técnicas regulatórias (ANEEL, 2018). De fato, a modelagem da rede segue os padrões definidos para esse cálculo, com modelagem trifásica à três fios, podendo haver trechos bifásicos ou monofásicos, e consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos.

A topologia da rede, apresentada na Figura 19, inclui todos os elementos desde o trecho na saída da subestação primária até os consumidores de baixa tensão, isto é, inclui os transformadores secundários, os trechos BT e os ramais de ligação, que fazem a conexão dos consumidores finais em baixa tensão à rede BT. Sua modelagem possui um total de 2448 barras e 4915 nós. Além disso, há também um banco de capacitores conectado na MT com potência reativa nominal de 300 *kvar* localizado relativamente próximo à subestação primária.

Figura 19: Topologia da Rede Real considerada no Estudo.



Fonte: elaboração própria a partir de dados da BDGD.

As cargas na rede MT representam consumidores do grupo A4 e, na rede BT, representam majoritariamente consumidores das classes residencial e comercial, mas também alguns poucos consumidores das classes industrial, instalações de serviços públicos e iluminação pública. Todas as cargas são modeladas com um fator de potência fixo igual a 0,92 e com potência constante para tensões entre 0,9 e 1,1 pu, sendo automaticamente convertidas para impedância constante para tensões fora desse intervalo. A Tabela 2 apresenta a quantidade de consumidores por classe de consumo para a rede MT e para cada rede BT modelada após a filtragem.

Tabela 2: Quantidade de Unidades Consumidoras por Rede e por Classe de Consumo.

Rede	Nível Tensão	Classe de Consumo					Total Rede
		Residencial	Comercial	Industrial	Serviço Público	A4	
1	MT	0	0	0	0	14	14
2	BT	113	4	0	0	0	117
3	BT	86	9	0	1	0	96
4	BT	5	19	0	0	0	24
5	BT	60	2	0	1	0	63
6	BT	77	1	0	1	0	79
7	BT	163	3	0	1	0	167

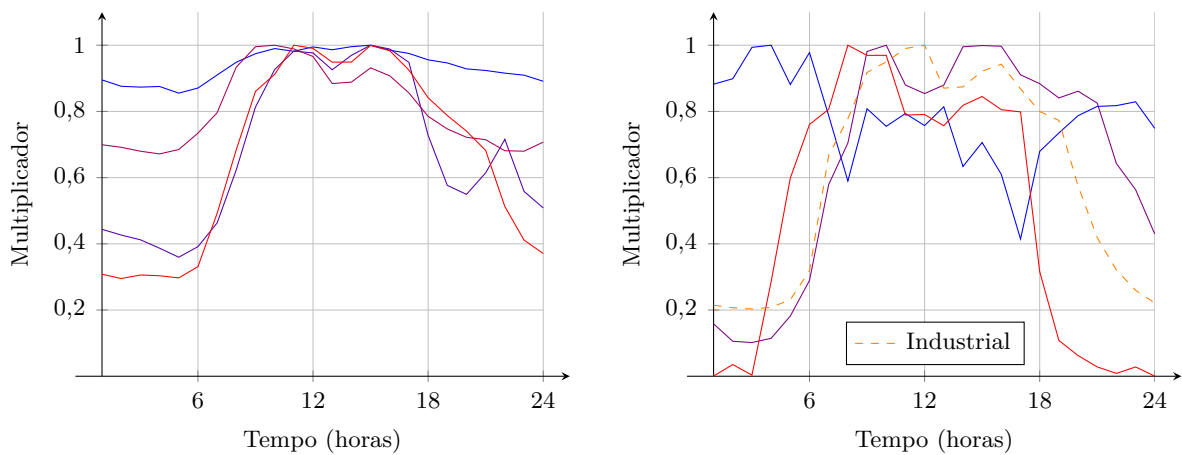
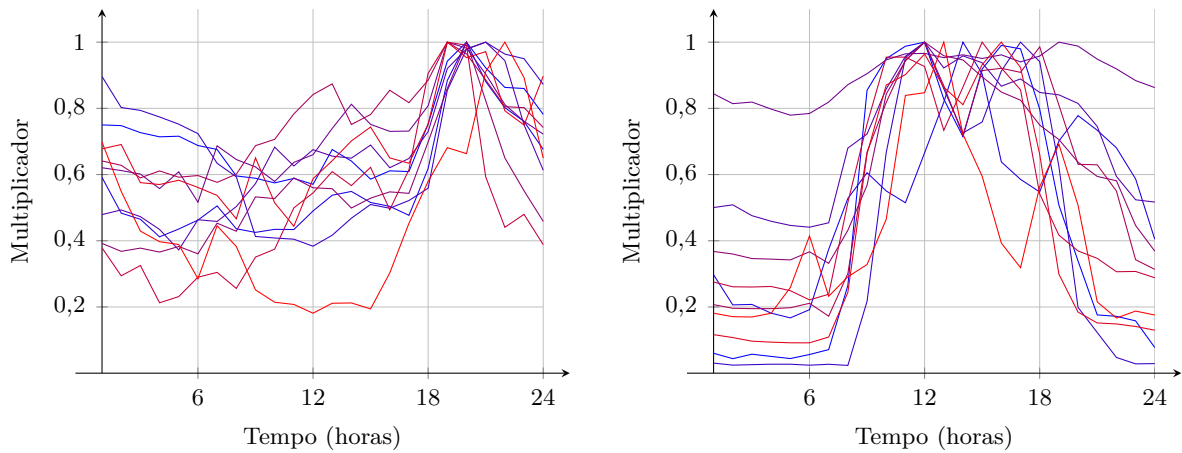
Continua na próxima página

Tabela 2 – Sequência da página anterior

Rede	Nível Tensão	Classe de Consumo					Total Rede
		Residencial	Comercial	Industrial	Serviço Público	A4	
8	BT	110	34	0	0	0	144
9	BT	23	14	0	1	0	38
10	BT	108	5	1	0	0	114
11	BT	48	5	0	0	0	53
12	BT	86	5	0	2	0	93
13	BT	9	10	0	1	0	20
14	BT	42	23	0	0	0	65
15	BT	72	14	0	0	0	86
16	BT	45	12	0	0	0	57
17	BT	29	15	0	0	0	44
18	BT	92	7	0	0	0	99
19	BT	139	6	0	0	0	145
20	BT	80	13	0	0	0	93
21	BT	46	9	0	0	0	55
22	BT	48	2	0	0	0	50
23	BT	28	7	0	0	0	35
24	BT	48	41	0	0	0	89
25	BT	207	13	0	0	0	220
26	BT	26	5	0	0	0	31
27	BT	30	28	1	1	0	60
28	BT	29	7	1	0	0	37
	Total Classe	1849	313	3	9	14	2188

Nota-se que, por pertencer à uma região metropolitana de uma capital brasileira altamente urbanizada, a grande maioria das unidades consumidoras pertence às classes residencial e comercial. As curvas de cargas utilizadas possuem resolução horária e foram levantadas com base em campanhas de medição. Em uma BDGD, para cada tipologia de consumidores, isto é, para cada classe e faixa de consumo, existe uma curva de carga para dias úteis, sábados e domingos e feriados. A Figura 20 apresenta as curvas de carga normalizadas correspondentes a dias úteis somente para as tipologias dos consumidores presentes na rede em estudo.

Figura 20: Curvas de Carga Típicas e Normalizadas das Unidades Consumidoras da Rede para cada Classe e Faixa de Consumo e para Dias Úteis.



(c) Classe de Consumo A4

(d) Classes de Consumo Serviço Público e Industrial

Fonte: elaboração própria, com dados da BDGD de uma concessionária em 07/2019.

4.2 Preparação da Rede

Devido a necessidade de dados adicionais para a geração de um cenário mais realista para a aplicação da estratégia de GRA selecionada, a comum presença de inconsistências no banco de dados das concessionárias quanto ao cadastro de consumidores e trechos e aos erros inerentes ao processo de atribuição de curvas típicas às unidades consumidoras, a rede utilizada passou por ajustes manuais de tal modo a adequá-la para os estudos realizados, isto é, para melhor ilustrar a metodologia de GRA proposta. Portanto, os resultados das simulações realizadas são semi-reais. Os procedimentos e ajustes executados foram os seguintes:

- Seleção de um dia típico específico:

A BDGD apresenta os valores medidos de consumo energético mensal para cada unidade consumidora ativa ao longo de um ano. Com base nessa energia, para

cada mês, atribuem-se três curvas de carga típica (dia útil, sábado e uma curva única para domingos e feriados), o que leva a um total de 36 combinações de curvas diárias para cada unidade consumidora. Para a aplicação da estratégia de GRA adotada nesse trabalho, a simulação de um único dia é suficiente. Sendo assim, através da simulação do fluxo de potência diário para cada uma das 36 combinações existentes, adotou-se aquela na qual foi verificada a maior demanda de pico na saída do alimentador, o que ocorre para as curvas de carga de dias úteis associadas à energia consumida no mês de Fevereiro, a qual resulta em uma demanda de pico de 1693 kW .

□ Escalonamento da carga instalada:

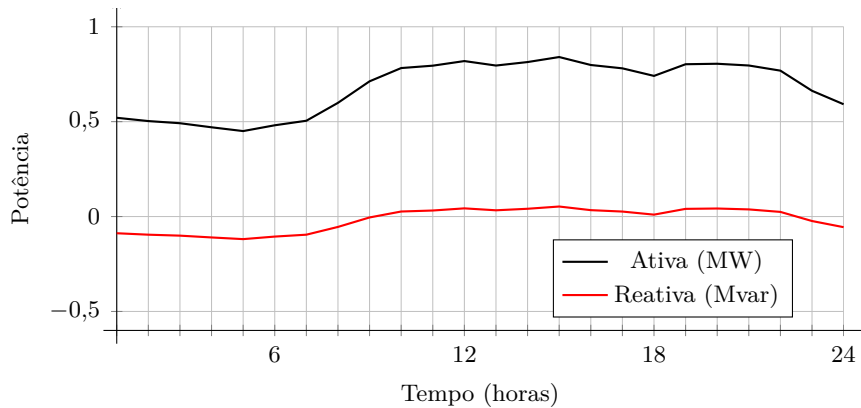
Ao avaliar o estado da rede em termos de níveis de tensão e carregamento de trechos e transformadores para o dia selecionado, verificou-se a existência de violação dos limites regulatórios de tensão (ANEEL, 2019b) e carregamento superior a 100% em redes BT, ambos durante as horas de pico dos consumidores residenciais, durante o início da noite, e, ao longo do dia, durante o intervalo de horas comerciais, no qual o consumo de instalações comerciais é mais elevado e relativamente constante. Como a estratégia de GRA selecionada corresponde ao contingenciamento de geração, no pior dos casos, isto é, com contingenciamento total, a rede apresentaria exatamente a mesma performance, com violações de tensão e de carregamento.

Na condição de violações operacionais durante o pico de demanda noturno, o algoritmo de otimização seria inviável, isto é, não existiria nenhuma solução que satisfizesse as restrições de tensão e de carregamento formuladas na seção 3.3.3. Já para o caso das violações durante os horários comerciais, é possível que houvesse solução ótima, dado que, a depender do nível de penetração, principalmente para níveis mais baixos, a tendência é que o carregamento de trechos e condutores tenda a diminuir, e os níveis de tensão não aumentem significativamente ao ponto de violar os limites regulatórios superiores. Em todo caso, para evitar a existência de uma condição na qual a otimização é inviável¹, realizou-se um escalonamento da demanda de todas as unidades consumidoras em 50%. A Figura 21 apresenta a demanda resultante calculada no início do alimentador.

A nova demanda de pico verificada foi de 841 kW e 53 kvar , às 15 horas, para potência ativa e reativa, respectivamente. Note que, durante as horas de baixa demanda, no final e no início do dia, a demanda de reativos é negativa devido ao banco de capacitores de 300 kvar instalado no início do alimentador.

¹Na prática, na ausência de recursos capazes de satisfazer os limites operacionais, poderia-se alterar a função objetivo de modo a minimizar tais violações.

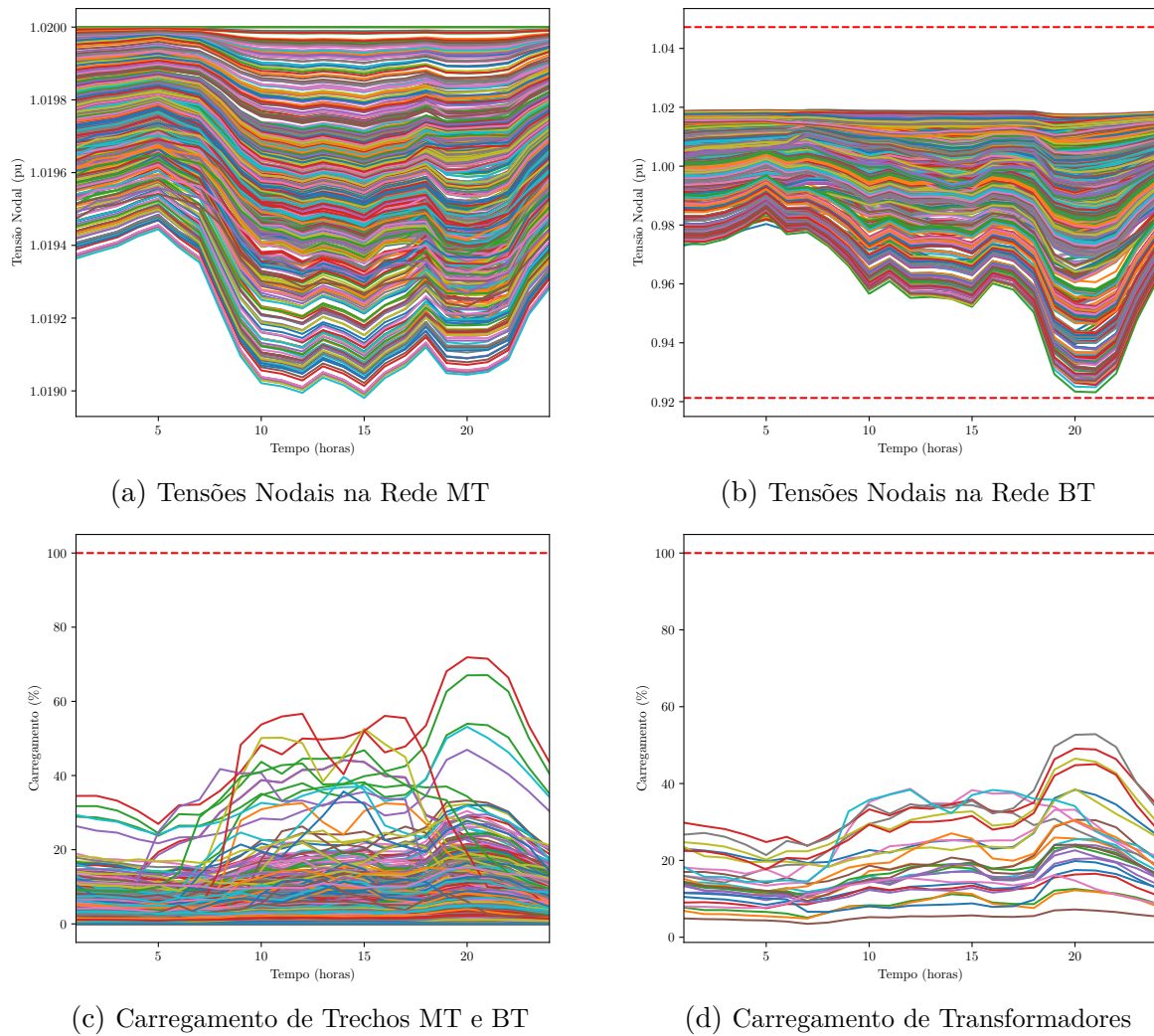
Figura 21: Potência Calculada na Saída do Alimentador para um Dia Útil e com os Dados de Consumo do Mês de Fevereiro, após o Escalonamento das Cargas Instaladas.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 22 apresenta as tensões nodais em todos os nós do circuito e o carregamento de trechos e de transformadores secundários, respectivamente, após o escalonamento das cargas instaladas. As tensões nodais na rede MT são praticamente uniformes e iguais a $1,02 pu$, o que indica que o seu carregamento é muito inferior à potência de curto-circuito em todas as barras MT. Já nas redes BT, nota-se que, após o escalonamento, a tensão mínima verificada fica acima do limite inferior de $\frac{117}{127} = 0,921 pu$ estabelecido em (ANEEL, 2019b) para a tensão de fornecimento de 220/127 V. O maior carregamento verificado foi de cerca de 75% para trechos e de 55% para transformadores. Portanto, nessa condição, não há violações de limites operacionais.

Figura 22: Tensões Nodais e Carregamento de Trechos e Transformadores.



Fonte: elaboração própria.

4.3 Alocação de Geradores Fotovoltaicos

4.3.1 Parâmetros dos Sistemas Fotovoltaicos

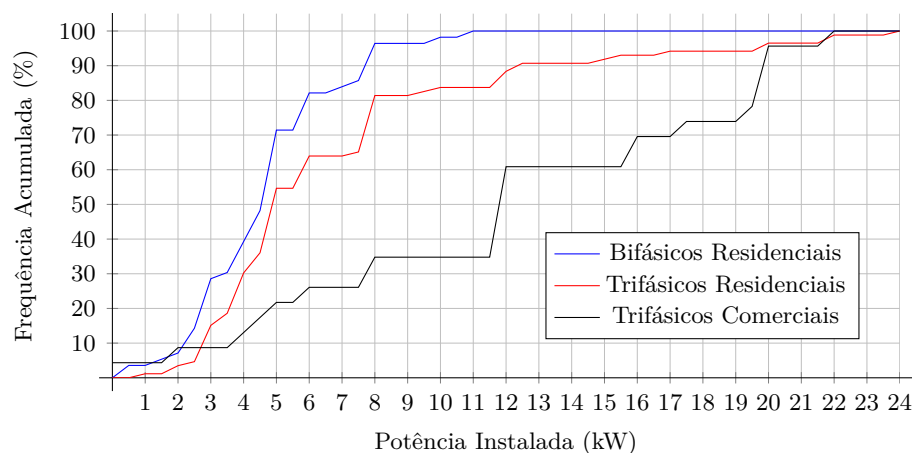
□ Capacidade Instalada (kWp):

Para a geração de um cenário realista de alta penetração de sistemas fotovoltaicos, utilizou-se os dados de microgeração disponíveis no Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL (ANEEL, 2019a), o qual inclui a capacidade instalada de todas as unidades consumidoras com microgeração e o Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG), um identificador de todos os empreendimentos de geração, “criado para identificar única e inequivocadamente o empreendimento de geração de energia elétrica” (ANEEL, 2019c). Esse identificador também é armazenado na BDGD das concessionárias (ANEEL, 2016). Devido à ausência de outros dados referentes às unidades de micro e minigeração na BDGD, utilizou-se o CEG

para fazer o cruzamento da capacidade instalada da microgeração fotovoltaica dos consumidores localizados na área de concessão da distribuidora local com a quantidade de fases e a classe de consumo de cada unidade consumidora cadastrada na BDGD. Dos 867 CEGs registrados no BIG localizados na área de concessão em questão até 07/11/2019, 190 foram identificados na BDGD (de julho de 2019), dos quais 186 correspondem à microgeração conectadas no nível de BT e 4 no nível de MT.

A partir do cruzamento desses dados, levantou-se a frequência acumulada da potência instalada da microgeração fotovoltaica em nível de BT, Figura 23, para unidades consumidoras residenciais bifásicas, residenciais trifásicas e comerciais trifásicas, para as quais foram identificadas 57, 88 e 41 instalações, respectivamente. Nota-se que, à medida em que a quantidade de fases da instalação aumenta, a potência instalada também tende a ser maior, afinal, as unidades consumidoras trifásicas tendem a ter uma demanda maior, o que justifica a instalação de um sistema de maior porte para compensação de energia. Nesse trabalho, adotou-se 5 kWp , $7,5\text{ kWp}$ e 16 kWp para os SFVs instalados em consumidores residenciais bifásicos e trifásicos e consumidores comerciais trifásicos, respectivamente, valores esses maiores que à potência instalada de cerca de 70% de todas as unidades consumidoras levantadas no mapeamento através do CEG. Esse procedimento foi adotado dado que, devido à existência de alguns consumidores com uma potência consideravelmente maior, a média das potências instaladas levaria a valores muito elevados a serem considerados para os consumidores selecionados da respectiva classe de consumo.

Figura 23: Frequência Acumulada da Potência Instalada da Microgeração Fotovoltaica em Consumidores Residenciais e Comerciais na Área de Concessão do Alimentador Considerado no Estudo.



Fonte: elaboração própria, com dados de (ANEEL, 2019a), acessados em 08/11/2019 e BDGD fornecida com dados de 07/2019.

Para consumidores A4 adotou-se 40 kWp com base na média da potência instalada das quatro unidades consumidoras identificadas simultaneamente na BDGD e no

BIG. Pela falta de dados, adotou-se 2 kWp para consumidores monofásicos, e, para consumidores bifásicos comerciais, adotou-se o mesmo valor levantando para bifásicos residenciais, isto é, 5 kWp .

Finalmente, devido ao escalonamento da carga instalada, conforme apresentado na seção anterior, para evitar que a potência instalada dos SFVs assumam valores desproporcionais à potência máxima demandada pelas unidades consumidoras, o que pode levar à situações extremas de sobretensão e sobrecarregamento de trechos e transformadores para condições de penetrações muito baixas, os valores levantados também foram escalonados proporcionalmente. Portanto, foi utilizado 1 kWp , $2,5\text{ kWp}$, $3,75\text{ kWp}$, 8 kWp e 20 kWp para unidades consumidoras monofásicas (residenciais e comerciais), bifásicas (residenciais e comerciais), trifásicas residenciais, trifásicas comerciais e unidades pertencentes ao grupo A4, respectivamente.

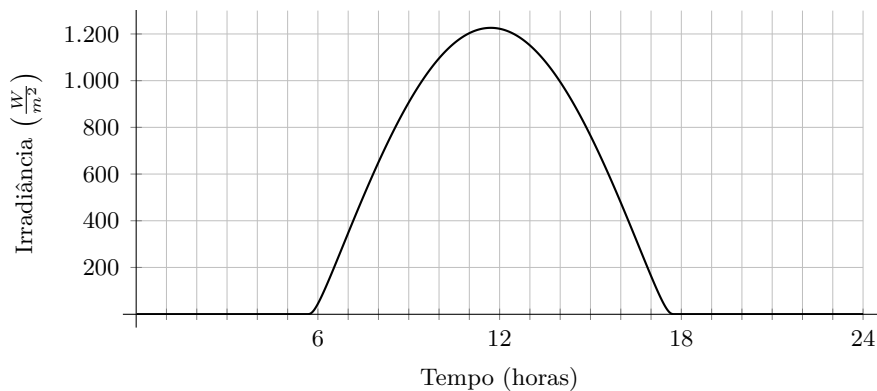
□ Tipo de Conexão, Faseamento e Balanceamento:

Para o tipo de conexão, isto é, se monofásica, bifásica ou trifásica, e o faseamento, adotou-se que cada SFV possui exatamente as mesmas características da unidade consumidora onde se encontra instalado. No caso de unidades consumidoras trifásicas, adotou-se que os SFVs instalados geram energia de modo balanceado entre as fases, isto é, a potência gerada total é dividida uniformemente entre as três fases de conexão.

□ Curva de Irradiância:

A curva de irradiância foi levantada utilizando a ferramenta computacional apresentada em (RICHARDSON; THOMSON, 2013), a partir dos dados de latitude e longitude da região onde o alimentador se localiza. A ferramenta também utiliza informações como dia do ano e orientação do arranjo fotovoltaico, para os quais adotou-se um dia qualquer do mês de fevereiro e ângulos de inclinação e azimutal iguais à latitude local e nulo, respectivamente, valores típicos para maximização da geração de energia anual. Além disso, adotou-se um dia com céu limpo, sem sombreamentos. A curva de irradiância resultante, Figura 24, apresenta uma resolução de 1 minuto.

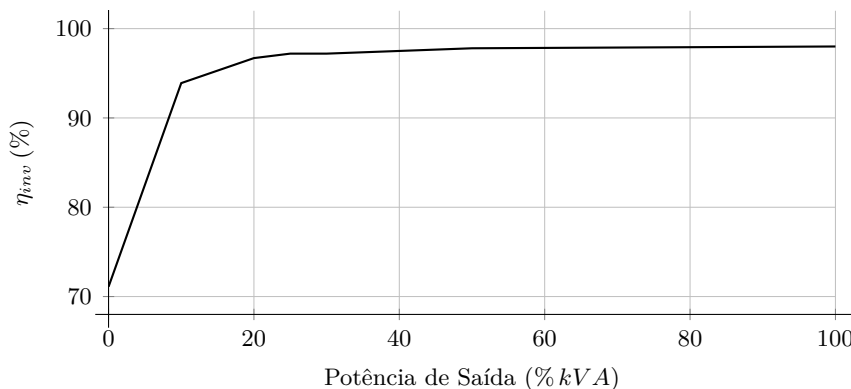
Figura 24: Curva de Irradiância levantada através de (RICHARDSON; THOMSON, 2013).



□ Eficiência do Inversor:

A eficiência do inversor, η_{inv} , é dada pela razão entre a potência CA de saída, P_{CA} , e a potência CC de entrada, P_{CC} . Ela varia principalmente em função da tensão do elo CC do equipamento e da potência de saída. A curva apresentada na Figura 25 foi adotada para a eficiência do inversor com base em dados extraídos da ficha técnica de um inversor comercial de 4 kVA da marca Fronius (FRONIUS, 2019), amplamente disponível no mercado brasileiro, para a tensão nominal do elo CC. A potência de saída é representada em valores percentuais da capacidade nominal do inversor.

Figura 25: Curva de Eficiência adotada.



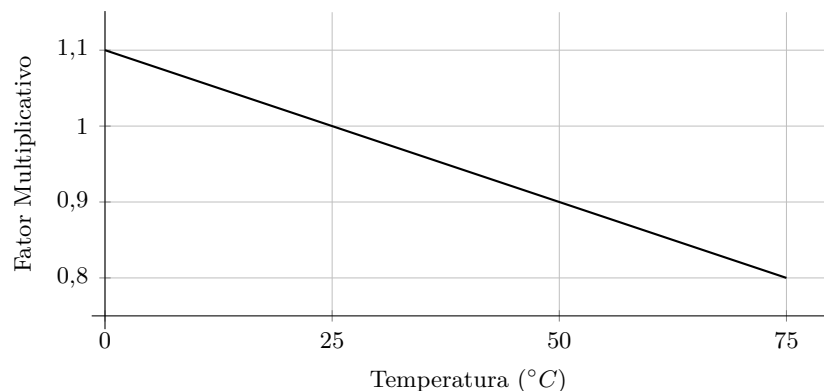
□ Fator de Correção da Potência Gerada em Função da Temperatura:

A potência gerada por células fotovoltaicas varia, entre outros parâmetros, com a temperatura da sua superfície. A eficiência das células se reduz em relação à eficiência medida nas Condições Padrão de Teste² (STC, do inglês “Standard Testing Conditions” à medida em que a temperatura aumenta. Do mesmo modo, a eficiência aumenta à medida em que a temperatura diminui.

A razão entre a potência gerada no ponto de máxima potência e a temperatura da célula fotovoltaica é praticamente linear (o mesmo vale para a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito). Por esse motivo, essa relação é especificada em termos de um coeficiente de temperatura, fornecido pelos fabricantes na ficha técnica dos painéis fotovoltaicos. No modelo utilizado, adotou-se um coeficiente de temperatura de $-0,40\frac{\%}{^{\circ}C}$, extraído da ficha técnica de um painel fotovoltaico comercial da marca CanadianSolar (CANADIANSOLAR, 2019), também disponível no mercado brasileiro.

No ambiente de simulação do OpenDSS, essa relação entre a potência no ponto de máxima potência com a temperatura é especificada em termos de uma curva que relaciona um multiplicador a ser aplicado à potência gerada em um determinado instante em função da temperatura da célula fotovoltaica no mesmo instante (mais informações a respeito da modelagem de SFVs no software podem ser obtidas em (RADATZ; ROCHA, 2019)). Portanto, foi utilizada a reta apresentada na Figura 26, cujo coeficiente é de $-0,40\frac{\%}{^{\circ}C}$.

Figura 26: Fator Multiplicativo da Potência Gerada pelo Arranjo Fotovoltaico em Função da Temperatura da Célula Fotovoltaica.

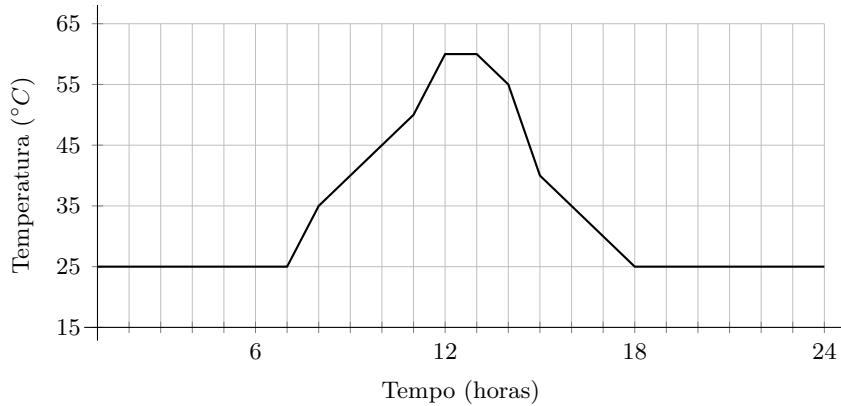


²Irradiância de $1000 \frac{W}{m^2}$, temperatura da célula fotovoltaica de $25^{\circ}C$ e massa de ar igual a 1,5.

□ Curva de Temperatura:

A Figura 27 apresenta a curva adotada para a temperatura das células fotovoltaicas ao longo da simulação diária.

Figura 27: Curva de Temperatura adotada.



□ Potência Aparente Nominal do Inversor:

A potência aparente nominal do inversor de conexão à rede foi especificada 20% acima do valor do kWp do respectivo arranjo fotovoltaico. Esse valor foi adotado com o intuito de que não haja nenhum corte de geração devido à potência máxima de saída do inversor - note que a irradiância incidente no arranjo fotovoltaico para a localização e dia selecionados atinge valores superiores à $1000 \frac{W}{m^2}$.

4.3.2 Análise Probabilística

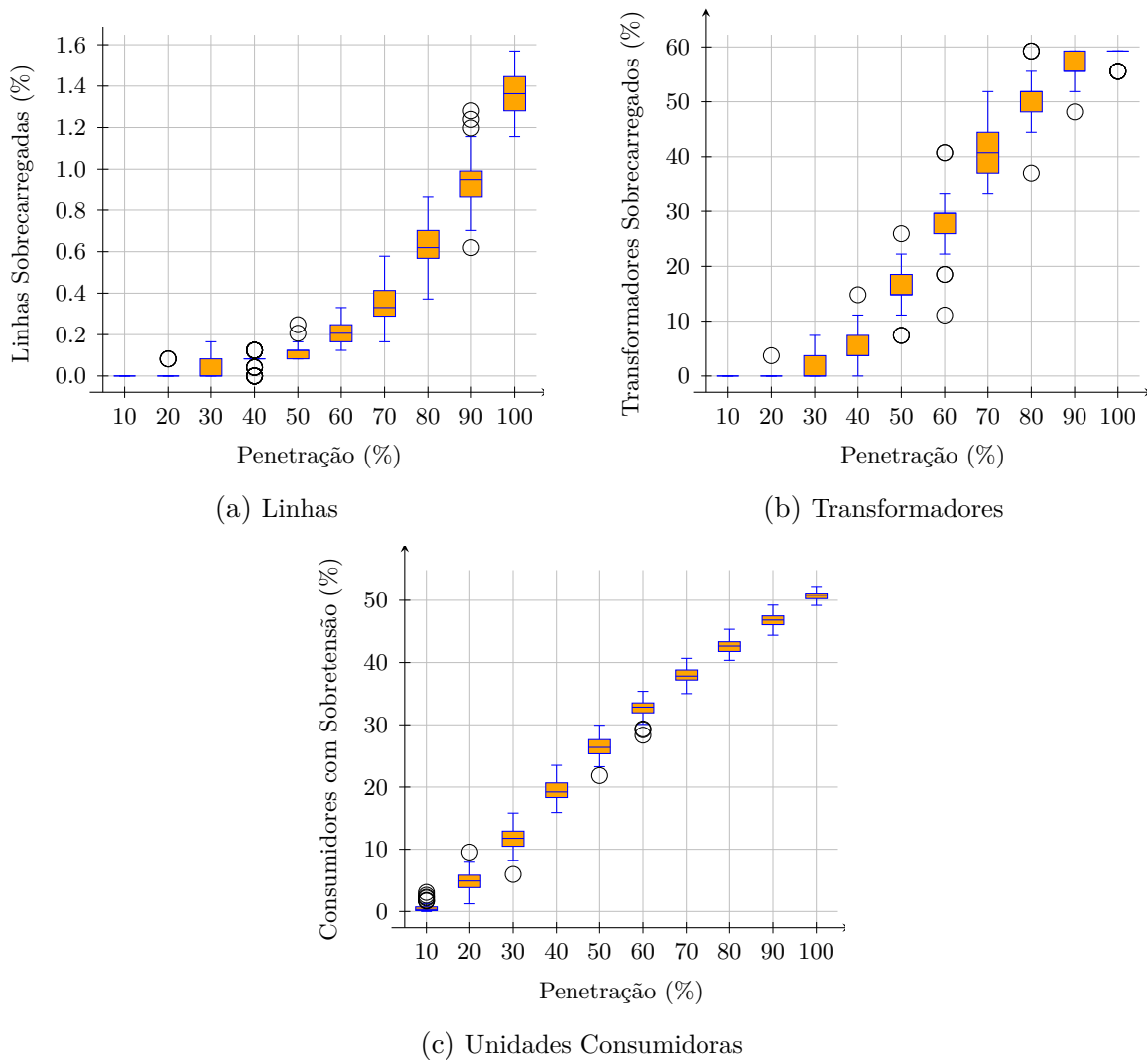
Para a geração de um cenário com elevada penetração de SFVs, realizou-se um estudo de alocação aleatória desses sistemas nas unidades consumidoras da rede. Considerou-se somente aquelas pertencentes às classes A4, residencial e comercial, devido a sua predominância na rede estudada e aos valores típicos de SFVs que foram levantados para essas classes de consumo apenas.

Durante a análise topológica da rede, verificou-se que cerca de 13% de todos os ramos de ligação conectam mais de duas unidades consumidoras à rede BT, o que não é um procedimento típico das concessionárias. Além disso, alguns dos ramos de ligação possuem condutores com corrente tão baixa quanto 30 A, o que, em uma rede BT trifásica à 220 V, equivale à uma potência de cerca de 11,4 kVA, e, conseqüentemente, pode levar a cenários em que apenas duas unidades consumidoras comerciais trifásicas conectadas ao mesmo ramo de ligação, totalizando 16 kWp de potência instalada, já seriam suficientes para o sobrecarregamento dos mesmos. Por esse motivo, na alocação aleatória de SFVs, adotou-se que somente um sistema pode ser instalado por ramo de ligação.

As simulações foram realizadas em patamares horários, com 100 cenários de alocação por nível de penetração - definida nesse trabalho como a porcentagem de unidades con-

sumidoras com SFVs -, variando de 10 % a 100 % em passos de 10 %. As Figuras 28a e 28b apresentam um diagrama de caixa com a quantidade percentual de transformadores e trechos de linha, respectivamente, com nível de carregamento acima de 100 %. Já a Figura 28c apresenta o percentual de consumidores cuja tensão no ponto de conexão com a rede viola os limites operacionais de tensões de fase ou de linha, quando aplicável, estabelecidos em (ANEEL, 2019b). Em todos os casos, contabilizou-se a ocorrência de uma violação na existência da mesma em, pelo menos, um patamar horário.

Figura 28: Diagrama de Caixa com a Quantidade Percentual de Linhas, Transformadores e Unidades Consumidoras com Violação de Limites Operacionais de Carregamento e Tensão.



A partir da Figura 28c pode-se verificar que, mesmo com uma penetração de apenas 10 %, há cenários em que pouco menos de 5 % dos consumidores experienciam sobretensões. A partir de 20 % de penetração, qualquer cenário de alocação leva à consumidores com esse tipo de violação de tensão.

Para o carregamento de linhas e trechos, a análise probabilística indica que só há

violações a partir de 20% de penetração. Além disso, todos os cenários só passam a apresentar violações de carregamento para ambos a partir de 50% de penetração.

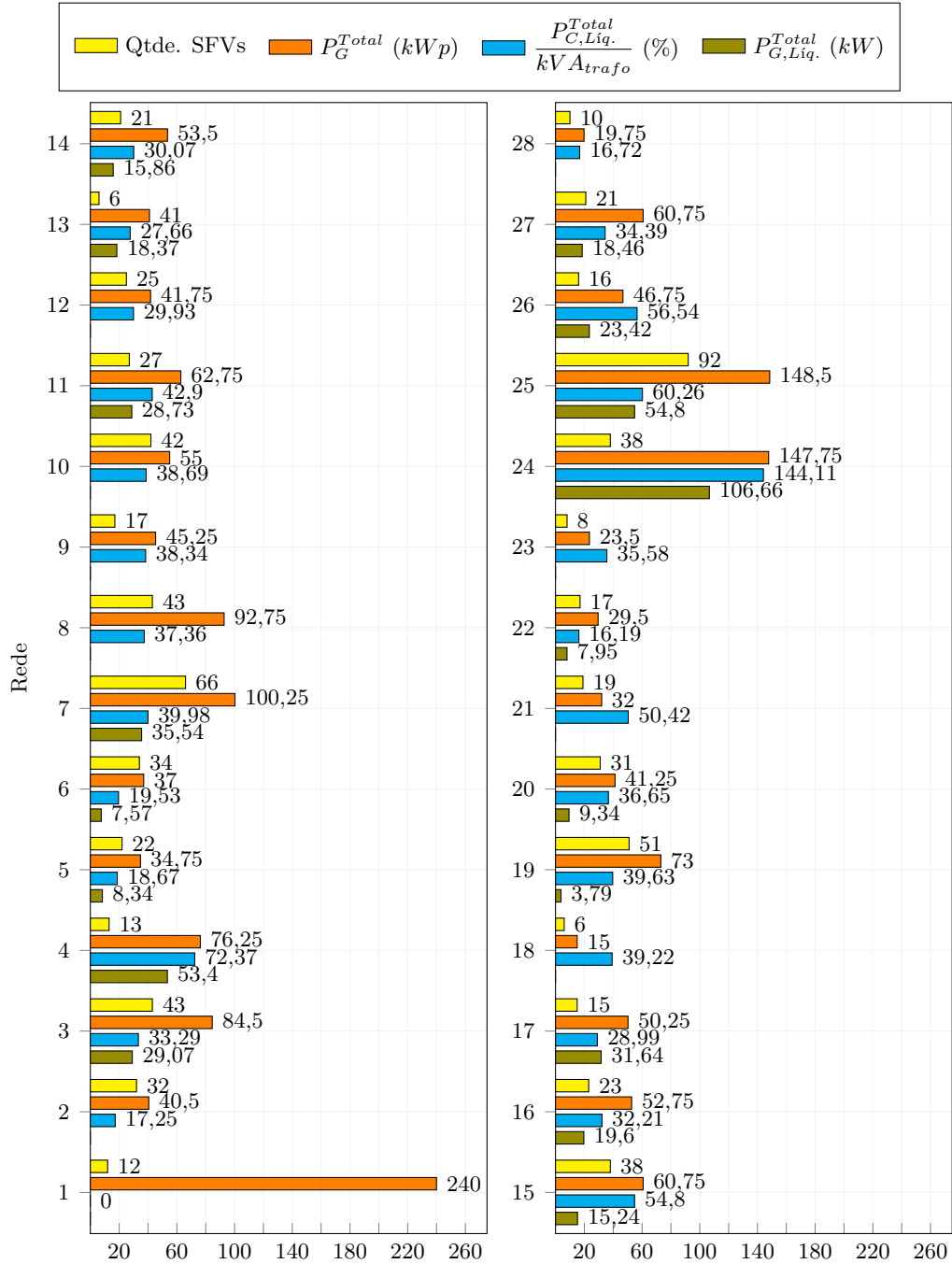
A análise probabilística de diferentes cenários de alocação de sistemas fotovoltaicos indica que, em termos de restrições operacionais, o circuito em questão é limitado principalmente por seus níveis de tensão, isto é, considerando a não existência de outros elementos de controle capazes de realizar a regulação de tensão, essas tendem a se manifestar na rede antes das violações de carregamento. É importante frisar ainda que o modelo de carga adotado - potência constante - influencia substancialmente nesse fato haja vista que a corrente demandada/injetada na rede reduz de modo inversamente proporcional ao aumento da tensão.

4.3.3 Seleção de um Caso Específico

Dentre todos os níveis de penetração de SFVs simulados, adotou-se 50% para servir de base para o restante do estudo, pois todos os cenários com esse nível de penetração apresentam simultaneamente consumidores com tensão acima dos limites regulatórios e trechos e transformadores secundários sobrecarregados. Além disso, esse nível de penetração já apresenta uma quantidade significativa de unidades consumidoras com microgeração fotovoltaica, 788 no total, importante para ilustrar a robustez da formulação matemática utilizada. Assim, adotou-se um cenário dentre os 100 casos simulados para essa penetração. O cenário escolhido apresenta uma distribuição de sistemas fotovoltaicos conforme a Figura 29, onde são apresentados a quantidade de sistemas fotovoltaicos, a capacidade instalada total de sistemas fotovoltaicos, a razão entre a carga instalada total líquida e a capacidade nominal do transformador secundário e a capacidade instalada de geração líquida por rede.

Note que as redes com a menor quantidade de SFVs são as redes 13 e 18, com apenas 6 sistemas cada. A rede com maior capacidade instalada de microgeração é a rede MT, devido a capacidade adotada para os sistemas conectados à ela (20 kWp) cada. Para as redes BT, as redes 24 e 25 são aquelas que apresentam a maior capacidade instalada, com $147,75\text{ kWp}$ e $148,5\text{ kWp}$, respectivamente. Elas também são as redes cuja diferença entre a capacidade total de microgeração e a potência nominal total de todas as cargas instaladas, incluindo a demanda de reativos, leva à uma potência aparente instalada cuja relação com a capacidade nominal do transformador secundário, em kVA , estão entre as maiores do circuito. Para a rede 24, essa razão é de 144,11%, enquanto que para a rede 25, é de 60,26%. Note que, ao considerar apenas as capacidades instaladas, ela não leva em conta o comportamento temporal, isto é, a coincidência dos parâmetros envolvidos ao longo do dia. Porém, ainda assim, ela é útil para se fazer uma análise rápida das redes mais propícias à ocorrência de violação de carregamento de transformadores. Na prática, além da coincidência temporal, a ocorrência de sobrecarga depende também da distribuição da microgeração entre as fases das redes, pois o carregamento é uma grandeza monitorada

Figura 29: Quantidade de SFVs, Capacidade Instalada Total de SFVs, P_G^{Total} (kWp), Razão entre a Carga Instalada Total Líquida, $P_{C,Liq.}^{Total}$ (kVA), e a Capacidade Nominal kVA_{trafo} (kVA) do Transformador Secundário e a Capacidade Instalada de Geração Líquida, $P_{G,Liq.}^{Total}$ (kW).



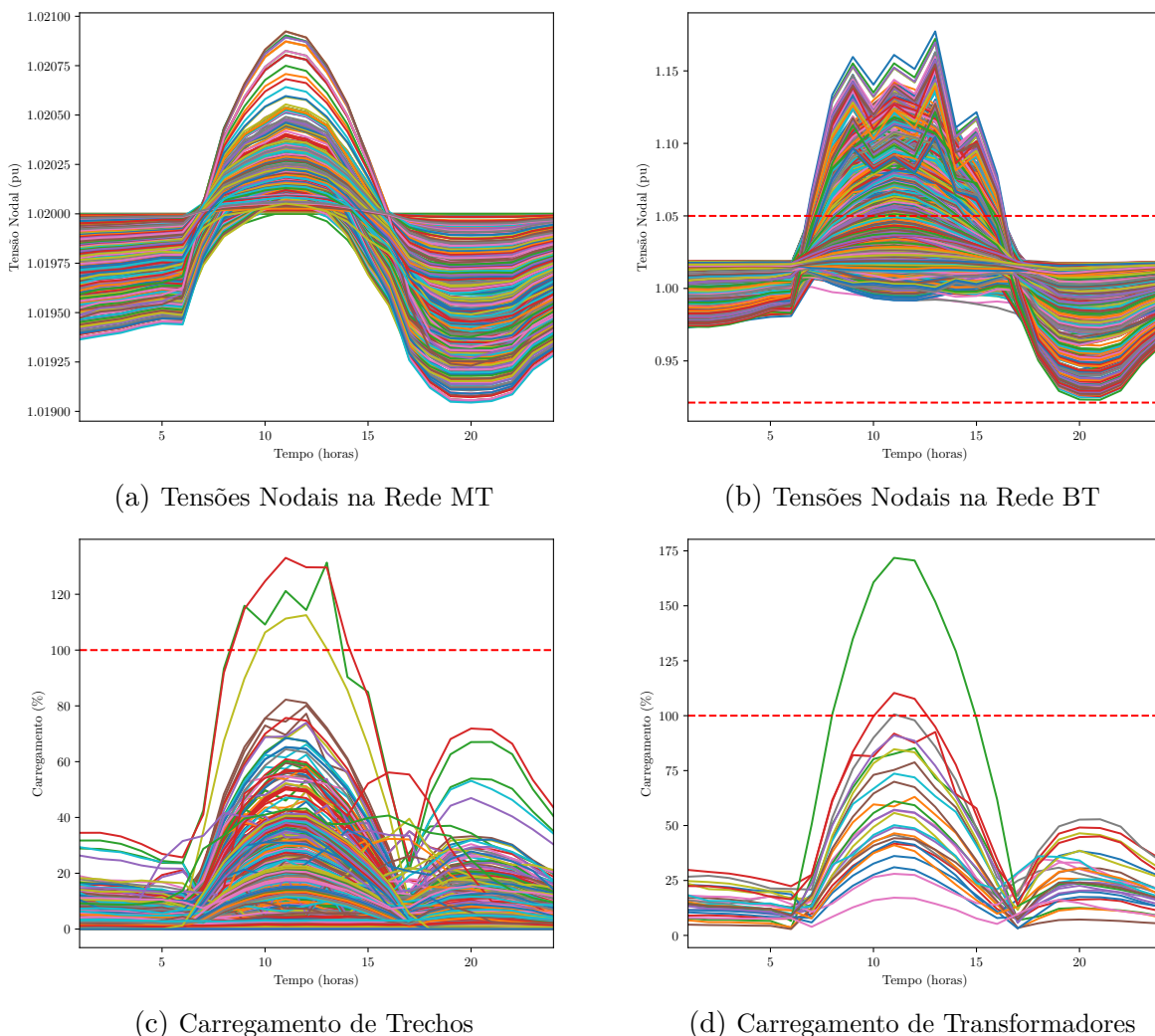
por fase. As redes 4, 15 e 26 também possuem valores elevados para essa razão, com 72,37%, 56,54% e 54,80%, respectivamente.

Essa relação não é a mais adequada para explicar a ocorrência de violações de tensão. Para essas, a diferença entre a capacidade de geração e as cargas instaladas é mais representativa, pois, como a razão $\frac{X}{R}$ é tipicamente baixa para redes BT, a sensibilidade

da tensão com relação à potência ativa é elevada (TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011). Assim, essa diferença também foi calculada para cada uma das redes. Os maiores valores identificados foram $106,66 kW$, $54,8 kW$ e $53,4 kW$ para as redes 24, 25 e 4, respectivamente. Os mesmos comentários relativos à coincidência temporal e faseamento feitos para a violação de carregamento de transformadores também são válidos para o carregamento de trechos. Adiciona-se à esses, a distância para o transformador secundário e a distribuição das unidades consumidoras com microgeração entre os diversos ramos de uma dada rede BT. Quanto maior a concentração, maior a probabilidade de haver violações de tensão e, também, de violações de carregamento de trechos. Essas características não são contabilizadas através da diferença entre a capacidade de geração e as cargas instaladas.

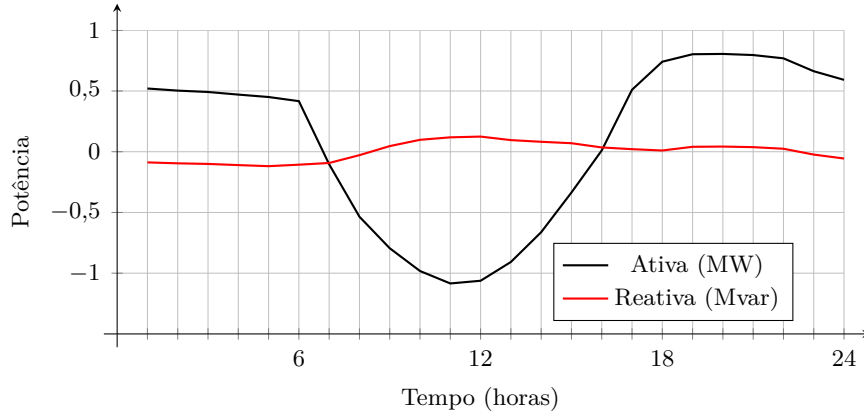
A Figura 30 apresenta um resumo do estado da rede nesse cenário. Nota-se que a tensão máxima verificada na rede é de aproximadamente $1,19 pu$, ultrapassando o limite regulatório superior de $1,05 pu$. As violações de carregamento de trechos de linha e transformadores chegam a aproximadamente 135 % e 175 %, respectivamente.

Figura 30: Tensões Nodais e Carregamento de Trechos após a Alocação dos Sistemas Fotovoltaicos.



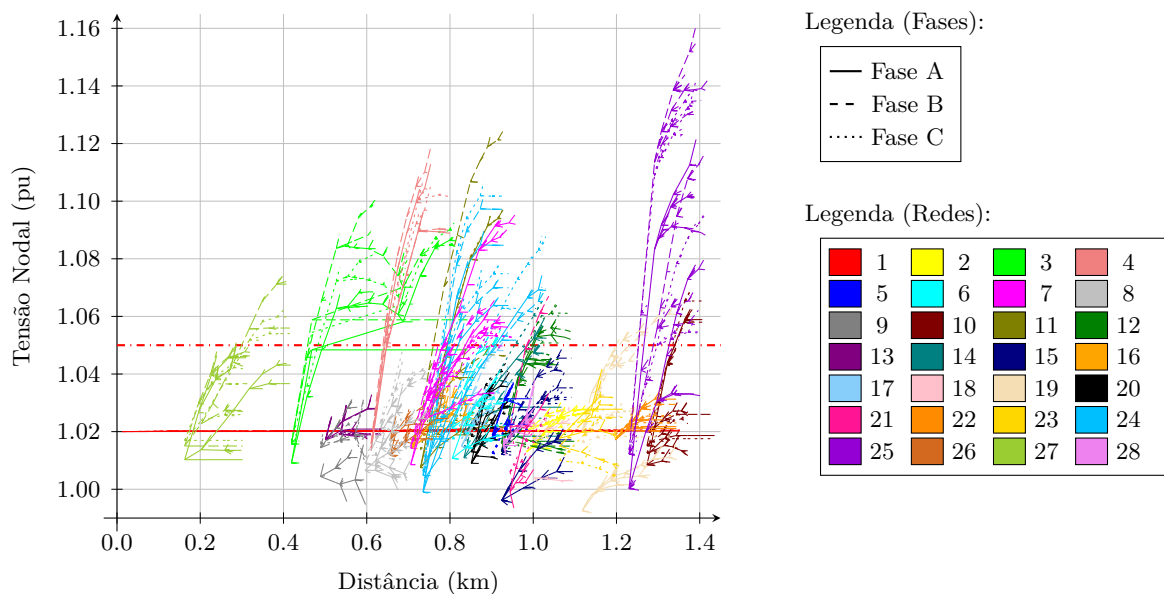
A Figura 31 mostra a existência de fluxo de potência reverso no suprimento do alimentador, com um pico de 1084 kW às 11 horas.

Figura 31: Potência na Saída do Alimentador após a Alocação dos Sistemas Fotovoltaicos.



A Figura 32 mostra o perfil de tensão ao longo do alimentador no mesmo instante. Cada rede é representada por uma cor diferente e cada fase é representada por um tracejado diferente. Apesar da existência de fluxo de potência reverso na rede MT, a elevada potência de curto-circuito da mesma a torna uma rede forte, com tensão praticamente uniforme em toda sua extensão, conforme já verificado na Figura 30a.

Figura 32: Perfil de Tensão no Instante de Máxima Geração Fotovoltaica.

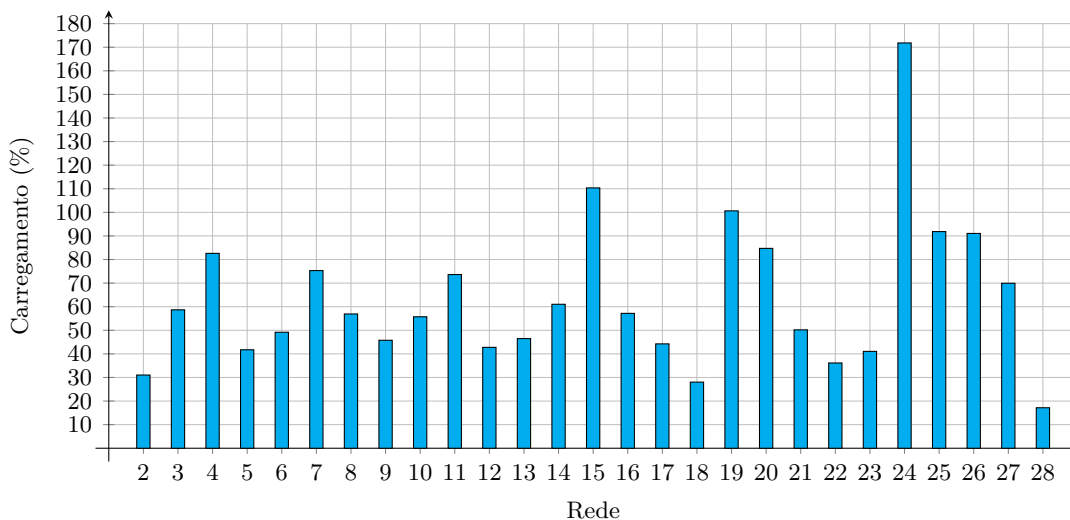


Note que mais de 10 redes BT apresentam problemas de sobretensão em pelo menos uma das fases. A rede 25 é aquela que apresenta o maior nível de tensão, que atinge pouco mais $1,16\text{ pu}$ na fase B, seguida pelas redes 11 e 4, com tensões de aproximadamente $1,12\text{ pu}$. A elevação de tensão em cada rede BT depende de diversos fatores, como a potência instalada total dos SFVs, o tipo de conexão/fase da instalação de cada unidade consumidora, a carga instalada total, a impedância dos condutores de trechos BT e ramais

de ligação, bem como o comprimento total e a posição relativa entre o centro de carga da rede e o centro de geração. Porém, de um modo geral, as maiores sobretensões tendem a acontecer nas redes em que há um maior excedente de geração com relação à potência demandada pelas cargas da rede. Por exemplo, a partir da Figura 32 e do resumo da alocação de SFVs apresentado na Figura 29, pode-se perceber que as 6 redes BT com maior sobretensão, 25, 11, 4, 24, 3 e 7, estão entre as sete redes com maior excedente de capacidade instalada de microgeração com relação à carga instalada total da rede.

A Figura 33 apresenta o carregamento dos 27 transformadores secundários no mesmo instante. Note que os transformadores das redes 24, 15 e 19 correspondem aos três com carregamento superior à 100%, conforme apresentado na Figura 30d. Assim como no caso da elevação de tensão, o carregamento de transformadores (e trechos) também depende de diversos fatores, porém, de um modo geral, o resultado está de acordo com a relação entre a capacidade instalada total de SFVs, a demanda local e a capacidade nominal do transformador da respectiva rede, conforme apresentado na Figura 29, que mostra que a rede com maior relação é a rede 24 (144%), justamente aquela que apresenta o maior sobrecarregamento, acima de 170%. Apesar dos transformadores das redes 4 (72%), 25 (60%) e 26 (56%) não estarem sobrecarregados, eles apresentam carregamento elevado, acima de 80%.

Figura 33: Carregamento de Transformadores Secundários no Instante de Máxima Geração Fotovoltaica.



Há ainda duas outras redes cujo transformador se encontra sobrecarregado. São as redes 15 e 19. Elas apresentam uma razão entre a capacidade instalada total líquida e a capacidade nominal do transformador de 50% e 39,22%, apenas. Nesse caso, a sobrecarga dos transformadores dessas redes pode ser atribuída a um elevado desbalanço entre a fase de conexão das unidades consumidoras com microgeração e a das unidades consumidoras

sem microgeração. Isso fica evidente no perfil de tensão da Figura 32, onde verifica-se um grande desequilíbrio de tensão na extremidade dessas redes.

Quanto ao carregamento de trechos, apenas três trechos apresentam carregamento superior a 100 %, sendo dois pertencentes à rede 25, com 133 % e 121 %, respectivamente, e o terceiro pertencente à rede 24, com 111 % de carregamento, conforme 30c. A existência de sobrecarga em trechos dessas duas redes é coerente com o fato delas serem aquelas com a maior capacidade instalada de microgeração fotovoltaica, vide Figura 29. Obviamente, para uma análise mais apurada, é necessário avaliar a ampacidade específica desses trechos e a quantidade de consumidores com e sem microgeração à jusante desses trechos específicos.

A partir da análise do estado do circuito com base nos resultados do fluxo de potência diário, pode-se afirmar que esses são consistentes com a distribuição de SFVs do cenário de alocação aleatória selecionado. Essa rede será adotada para o prosseguimento do estudo e aplicação da estratégia de GRA com base em FPO.

4.4 Validação da Formulação Matemática

Antes de executar a estratégia de GRA ao longo do dia, primeiramente buscou-se verificar se a formulação matemática apresentada na seção 3.3 é válida, isto é, se a solução para um instante específico corresponde a uma solução viável, que satisfaça todas as restrições da formulação e, principalmente, se o estado ótimo da rede (resultado da otimização) corresponde ao estado ótimo calculado pelo fluxo de potência (no OpenDSS) após a execução das ações ótimas.

Para isso, executou-se a otimização cuja função objetivo é a maximização da potência injetada na rede pelos microgeradores fotovoltaicos com os dados da rede correspondentes ao fluxo de potência estático no mesmo instante de tempo analisado em detalhes na seção anterior, isto é, no patamar horário com máxima geração fotovoltaica, às 11 horas. A otimização foi executada com todos os solvers comerciais capazes de lidar com problemas não-lineares disponíveis na licença estudantil do AIMMS (CONOPT 3.14V, CONOPT 4.0, IPOPT 3.11, MINOS e SNOPT 7.2). Dentre eles, o solver CONOPT 4.0 apresentou a melhor performance em termos de velocidade de solução. Para as condições específicas adotadas, ele foi capaz de encontrar uma solução ótima local em 84,42 segundos.

Considerando todos os 4915 nós do circuito, a máxima diferença das tensões nodais entre a solução final extraída do ambiente de otimização, AIMMS, e as tensões nodais resultantes da solução do fluxo de potência pelo emulador da rede elétrica, OpenDSS, após a execução das ações de controle ótimas, isto é, do envio dos setpoints de nível de contingenciamento para cada SFV da rede, foi de 5.06×10^{-6} pu para a magnitude e 1.47×10^{-4} graus para o ângulo de fase. Esse fato demonstra que as restrições de balanço de potência formuladas são satisfeitas e que a comunicação de todos os parâmetros

estáticos (impedâncias de trafos, linhas, capacitores) e dinâmicos (demanda de cargas, nível de contingenciamento) são corretamente transferidos e traduzidos entre o OpenDSS e o AIMMS pela aplicação desenvolvida em Python .

Como pode ser observado nas Figuras 34 e 35, o perfil de tensão da rede e o carregamento de todos os transformadores secundários satisfazem as restrições de limites operacionais de $1,05 pu$ e 100% , respectivamente.

Figura 34: Perfil de Tensão Resultante da Otimização na Etapa de Validação da Formulação.

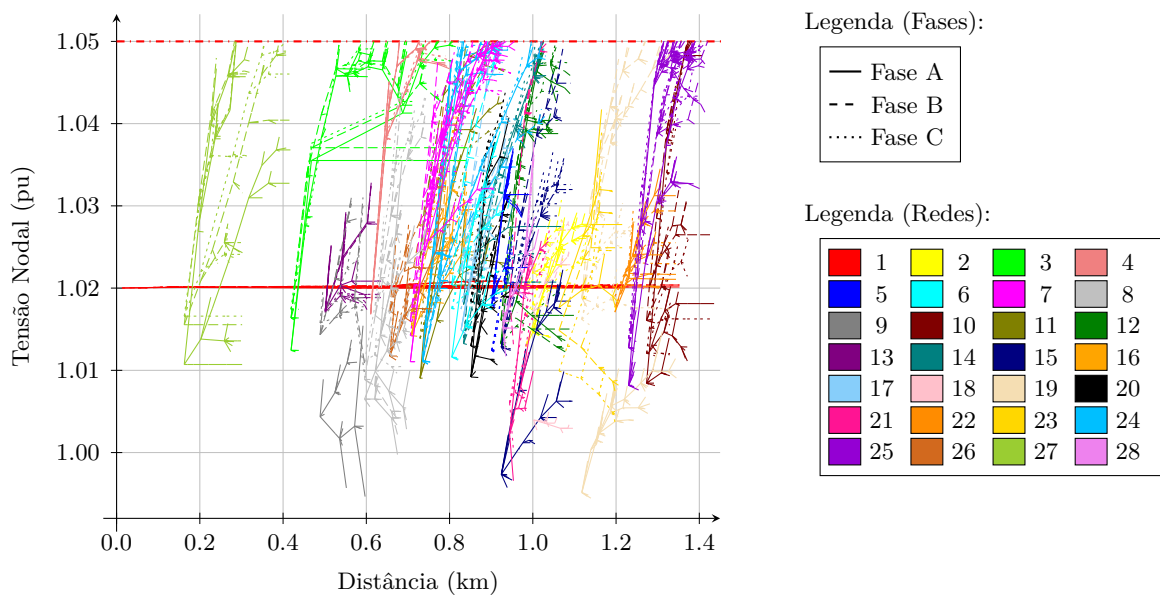
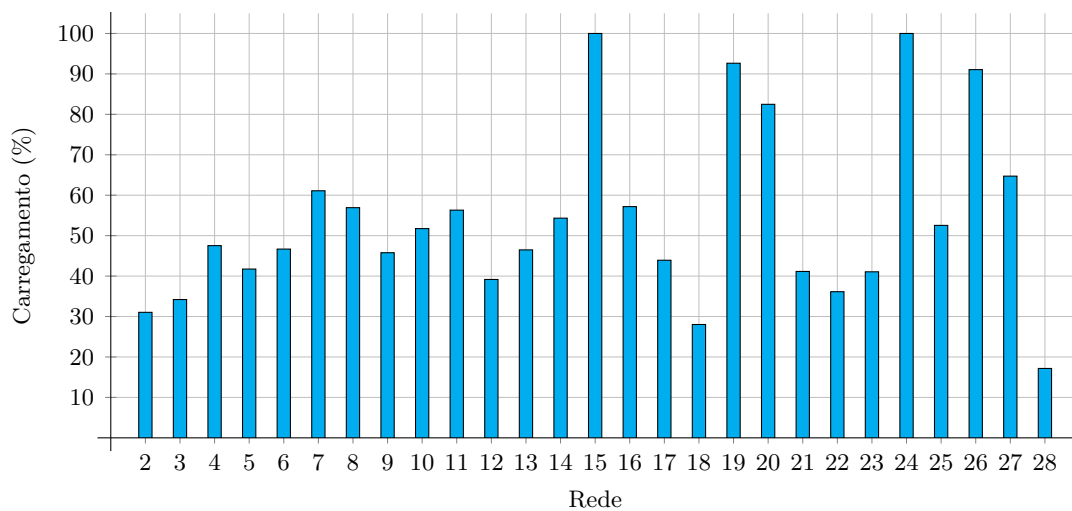


Figura 35: Carregamento de Transformadores Secundários Resultante da Otimização na Etapa de Validação da Formulação.



Dos três transformadores que apresentavam sobrecarga, redes 15, 19 e 24, apenas aquelas das redes 15 e 24 apresentam um carregamento de 100% , após o contingenciamento.

No caso da rede 19, isso pode ser explicado pelo fato de que o carregamento do transformado secundário era de 100,63% e a mesma apresentava sobretensões com valores acima de 1,06 pu. A solução ótima levou a tensão nodal máxima dessa rede a 1,05pu e o mínimo contingenciamento necessário para tal também levou à redução do carregamento do transformador para 92,64%. Em outras palavras, para esse rede, o nível de tensão é mais restritivo que o de carregamento do transformador.

Já para a rede 24, os níveis de tensão e carregamento do transformador são simultaneamente restritivos, pois a solução ótima encontrada apresenta a tensão máxima de 1,05pu e carregamento de 100%.

Finalmente, para a rede 15, como o nível de tensão máximo já se encontrava um pouco abaixo do limite superior antes da execução da otimização, a solução ótima local resultou no contingenciamento mínimo necessário para limitar o carregamento do transformador em 100%.

O carregamento de todos os trechos não é apresentado aqui pois o maior valor encontrado para essa condição de carga e geração foi de 86%. Por fim, verificou-se que a restrição de contingenciamento máximo também é satisfeita, porém, pela melhor visualização dessa restrição na simulação ao longo de um dia, ela é apresentada para alguns consumidores específicos somente nos próximos capítulos, onde a técnica de GRA é aplicada.

Aplicação da Estratégia de GRA

5.1 Dados da Simulação

Para a aplicação da estratégia de GRA na rede apresentada no capítulo 4, adotou-se os seguintes parâmetros de simulação:

□ Passo de Tempo:

A simulação foi realizada em passos de tempo, Δt , de 1 minuto, conforme a resolução da curva de irradiância solar, Figura 24. Para os outros parâmetros variáveis no tempo como as curvas de carga das diferentes tipologias de consumidores, Figura 20, e a temperatura da célula fotovoltaica, Figura 27, que possuem uma resolução temporal horária, realizou-se a interpolação entre dois valores consecutivos.

□ Período do Ciclo de Controle, ΔT_{ciclo} :

Para o ciclo de controle da aplicação centralizada, adotou-se um período de 10 minutos, isto é, à cada 10 passos de simulação faz-se uma amostragem do estado da rede através das medições de tensões nodais, demanda das unidades consumidoras e potência disponível em cada um dos 788 SFVs presentes na rede.

□ Tempo de atraso, Δt_d :

Adotou-se 2 minutos como o tempo necessário para a obtenção de todos os dados de medição pertinentes, execução da otimização e envio dos níveis de contingenciamento ótimo para cada um dos elementos de controle da rede.

Para reduzir o tempo total de simulação e, como os elementos de controle são constituídos unicamente por SFVs, tendo somente o nível de contingenciamento de cada elemento como variável de controle, estabeleceu-se que a estratégia de GRA autônoma é ativada automaticamente somente das 5:30hr às 18:30hr, intervalo de tempo em que se espera que haja geração fotovoltaica.

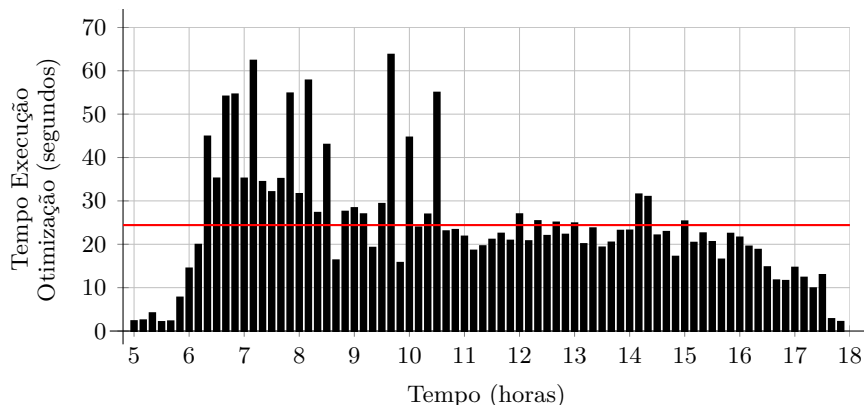
5.2 Resultados

5.2.1 Tempo de Simulação

A simulação diária levou um tempo total de cerca de 62,8 minutos em um computador com sistema operacional Windows 10, processador Intel Core i7-7500 de 2,9 GHz e 16 GB de memória RAM. Esse tempo total inclui a execução do fluxo de potência em cada um dos 1440 instantes de tempo, a obtenção das medições oriundas da solução do fluxo de potência e a execução da otimização à cada 10 passos de simulação, no intervalo de tempo em que a estratégia de GRA se encontra ativa. Além disso, ele também contabiliza etapas de armazenamento de dados como potência gerada, potência disponível, cálculo do contingenciamento percentual, tensão em todos nós e carregamento em todos os transformadores.

A Figura 36 mostra o tempo de duração da otimização reportado pelo núcleo do solver CONOPT 4.0, ao longo do dia simulado. Note que, como foi adotado um ciclo de controle de 10 minutos, são executadas 6 otimizações à cada hora. A duração média da execução de cada otimização foi de 24,4 segundos sendo que, em geral, as otimizações executadas pelo período da manhã, mais especificamente das 6:30hr às 10:30hr, levaram um tempo de execução maior, com várias execuções atingindo um tempo superior à 50 segundos. Essa constatação pode estar relacionada ao fato de que durante grande parte do período da manhã, o estado inicial da rede é tal que há violações de restrições da formulação matemática. Em outras palavras, o solver inicia seu processo iterativo em uma solução não viável. Essa fato ficará evidente nas próximas seções.

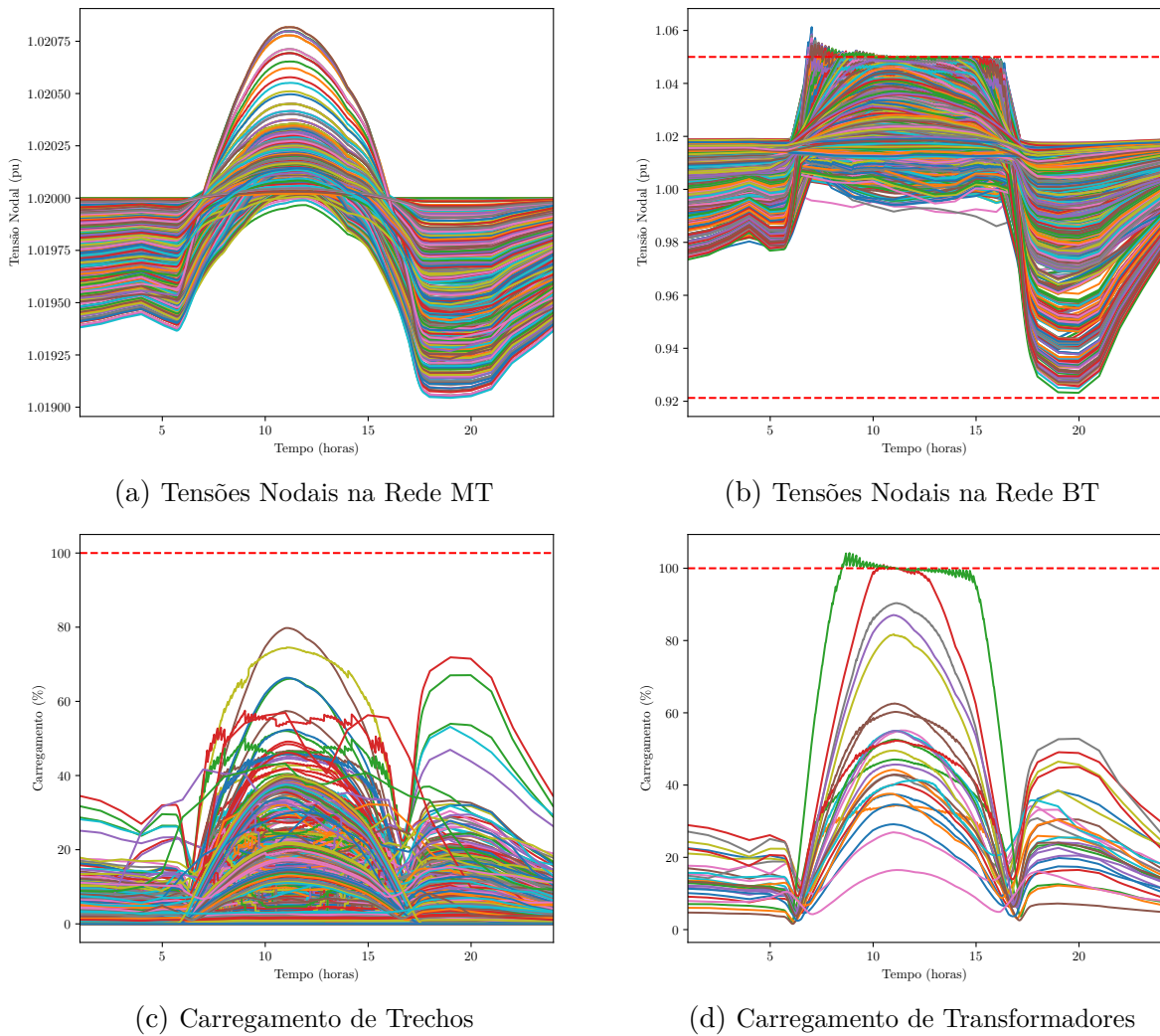
Figura 36: Tempo de Execução da Otimização.



5.2.2 Estado da Rede

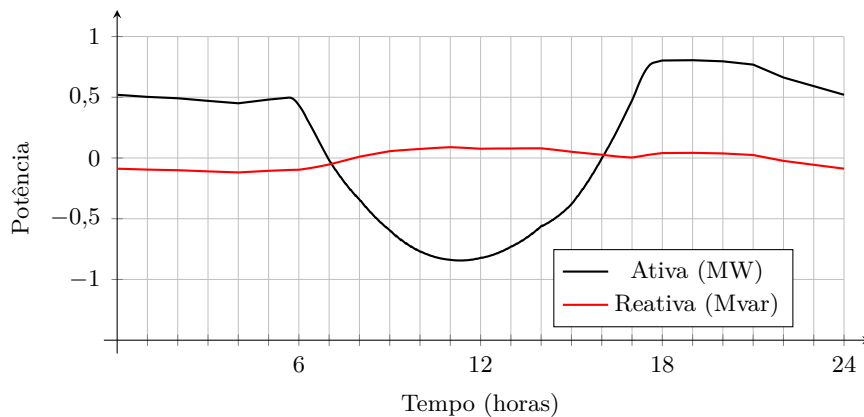
A Figura 37 apresenta o estado da rede em termos de tensões nodais nas redes MT e BT e carregamento de transformadores e trechos.

Figura 37: Tensões Nodais e Carregamento de Trechos.



Nota-se que a execução da aplicação DMS praticamente não influencia o nível de tensão da rede MT. Há uma ínfima redução da máxima tensão, de menos de $0,01 pu$, que pode ser atribuída à redução do fluxo de potência reverso, Figura 38, devido ao contingenciamento aplicado em algumas das redes BT, que será apresentado mais adiante.

Figura 38: Potência na Saída do Alimentador.



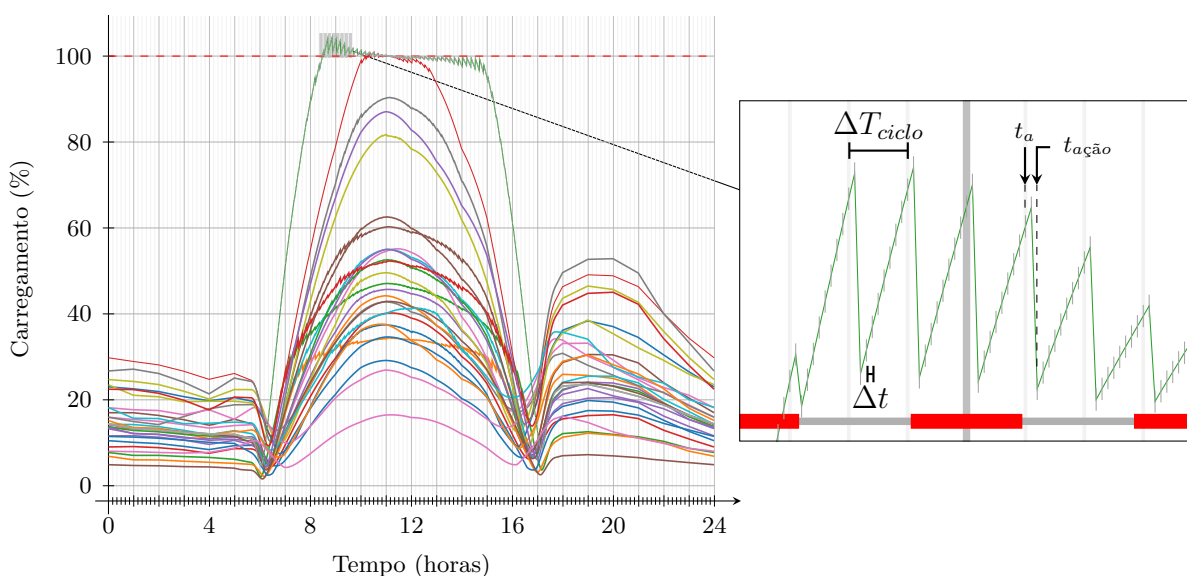
Já nas redes BT, é possível verificar que a aplicação consegue limitar a tensão máxima próximo ao limite regulatório de $1,05 pu$, porém, existe uma certa oscilação de tensão um pouco acima do limite superior durante o período da manhã, especificamente entre 6:40hr e 11:00hr. Durante esse período de oscilação, há um pico de tensão que leva a uma violação máxima maior que $1,06 pu$. Após esse pico, as oscilações se reduzem à medida em que a simulação se aproxima do instante de máxima irradiância, entre 11 horas e meio-dia. Nesse intervalo de tempo, elas são praticamente nulas. No período da tarde, essas oscilações também estão presentes, até aproximadamente 16 horas, porém elas se encontram ligeiramente abaixo do limite superior de tensão.

Da Figura 37c, nota-se que a solução de GRA é capaz de eliminar todas as violações de carregamento de trechos. O carregamento máximo verificado ao longo do dia simulado é de apenas 80 %.

Oscilações com as mesmas características percebidas nas tensões nodais de redes BT também estão presentes no carregamento dos dois transformadores que atingem o limite superior de carregamento, 100 %, conforme a Figura 37d. As curvas em verde e em vermelho representam o carregamento dos transformadores das redes 24 e 15, respectivamente, o que já era esperado, conforme os resultados obtidos na etapa de validação da formulação matemática.

Essa oscilação em torno dos limites operacionais considerados na formulação matemática estão associadas às temporizações envolvidas na aplicação DMS. Para elucidar isso, a Figura 39 apresenta o carregamento dos transformadores da rede com ênfase na oscilação existente durante o período da manhã, entre 8:20hr e 9:40hr.

Figura 39: Carregamento de Transformadores.



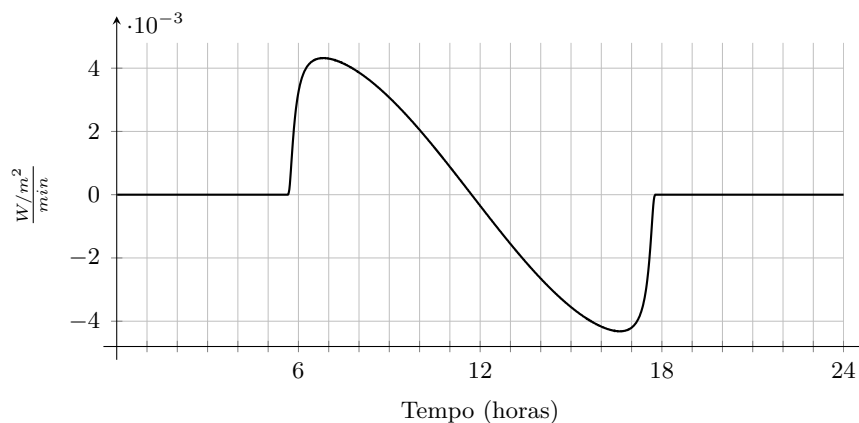
Cada marcador sobre a curva representa um instante específico de simulação, sendo instantes sucessivos espaçados pelo passo de tempo, Δt , de 1 minuto. A cada ciclo de controle, ΔT_{ciclo} , de 10 minutos há um salto no carregamento, no qual o mesmo é reduzido

devido a aplicação dos níveis de contingenciamento ótimos calculados pela aplicação DMS à cada SFV da rede.

Note que, durante um ciclo de controle, logo após a execução dos níveis de contingenciamento ótimos, o carregamento desse transformador cresce novamente. Isso se deve ao fato de que, durante o período da manhã, a irradiância solar é crescente, e, portanto, a geração fotovoltaica também, de tal modo que, entre ações de controle sucessivas, o fluxo reverso nos transformadores aumenta. Obviamente, o aumento da geração nesse período não é o único fator para esse aumento do carregamento. A variação na demanda local de cada unidade consumidora com SFV pertencente à respectiva rede também o influencia.

Percebe-se também que a inclinação da primeira reta de crescimento do carregamento após a violação do limite de 100% é a maior de todas. Isso está diretamente associado à derivada da curva de irradiância solar, Figura 40, que é decrescente no período de tempo em questão. Quanto menor a derivada, menor o aumento no fluxo reverso entre o período de tempo entre ciclos de controle. É por esse mesmo motivo que, próximo ao instante de máxima geração, as oscilações são praticamente inexistentes.

Figura 40: Derivada da Curva de irradiância.



É importante destacar que, mesmo após a aplicação do nível de contingenciamento ótimo em cada SFV, ainda há violações dos níveis de tensão e carregamento durante o período da manhã. O motivo para isso é o atraso de 2 minutos adotado entre o instante de amostragem dos dados de campo, t_a , transmissão desses dados para o ambiente corporativo centralizado, execução da aplicação e envio das ações ótimas para cada um dos elementos controlados, recebidas e executadas no instante $t_{ação}$. Esse atraso leva à aplicação do nível de contingenciamento ótimo em um estado da rede diferente daquele para o qual ele foi originalmente calculado. No período da manhã, como a irradiância solar é crescente, isso significa que o contingenciamento aplicado é menor que o contingenciamento necessário no instante da execução dos mesmos e, conseqüentemente, as violações operacionais não são evitadas. Note que, assim como discutido a respeito da inclinação da reta de aumento do carregamento dentro de um ciclo de controle, a derivada da irradiância solar também influencia o quão distante do limite superior se encontra o carregamento

no instante de execução das ações de controle ótimas. Fica evidente na Figura 39 que a aplicação das ações de controle tende a levar o carregamento cada vez mais próximo à 100%.

No período da tarde, o fato da derivada da curva de irradiância solar ser negativa leva à uma situação oposta ao que ocorre durante o período da manhã tanto para o comportamento do carregamento de transformadores quanto para os níveis de tensão durante os ciclos de controle com respeito à proximidade dessas grandezas aos seus respectivos limites superiores no instante da aplicação das ações ótimas. Isto é, as oscilações ficam abaixo do limite superior, pois, nesse período, a geração fotovoltaica se reduz e, conseqüentemente, o fluxo reverso nos transformadores e os níveis de tensão também. Já o atraso para execução das ações de controle leva a um contingenciamento maior que o ótimo para o instante de execução das ações, e conseqüentemente, carregamento e níveis de tensão menores que os seus limites superiores.

Na prática, esse atraso inerente ao processo pode ser compensado por meio de uma folga adicional nos limites superiores e inferiores utilizados na solução do problema matemático. Outra opção é utilizar um CMP, com valores estimados para a demanda de todas as unidades consumidoras e geração de todos os microgeradores fotovoltaicos e solução de uma otimização multi-período. Em ambos os casos, as violações tendem a ser extintas, às custas de um maior contingenciamento.

As simetrias verificadas nos níveis de tensão dos nós de redes BT com violação de tensão e do nível de carregamento dos transformadores das redes 25 e 14 durante o período da manhã e da tarde e em torno do limite operacional superior podem ser justificadas por dois motivos. Primeiro, porque a variação entre a potência gerada pelos SFVs entre dois instantes de tempo consecutivos é relativamente maior que a variação da demanda nas cargas no mesmo intervalo e, segundo, porque a curva de irradiância utilizada também é simétrica em relação ao seu instante de pico. No caso de curva de irradiância com elevado sombreamento ou na consideração de microgeração eólica, cuja intermitência é mais elevada, é bem provável que essa simetria não exista.

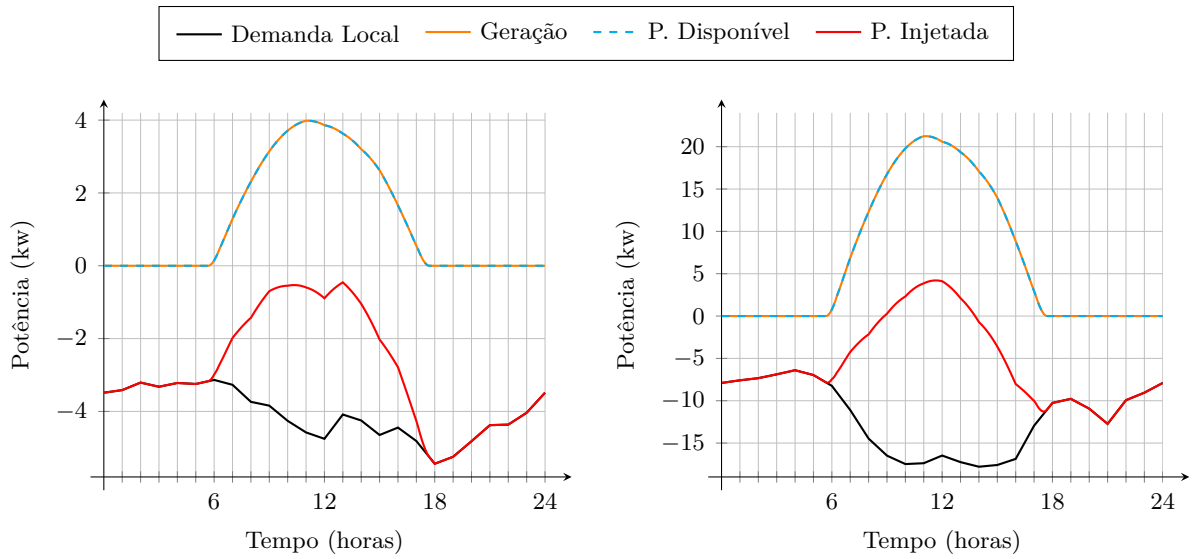
5.2.3 Análise de Geração e Demanda Local de Algumas Unidades Consumidoras

A seguir, apresenta-se as curvas de geração e demanda local para algumas unidades consumidoras com microgeração fotovoltaica, evidenciando a potência injetada líquida na rede e a potência disponibilizada pelo recurso solar.

5.2.3.1 Unidades Consumidoras com Nenhum Contingenciamento

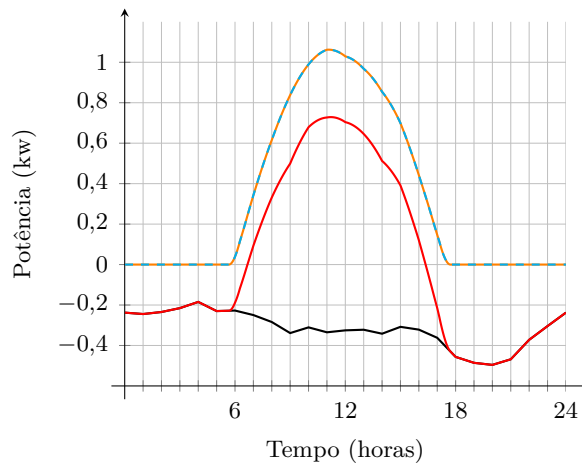
Nos três casos da Figura 41, toda a energia gerada pela microgeração é aproveitada.

Figura 41: Potências em Unidades Consumidoras Seleccionadas.



(a) Unidade Consumidora Residencial Trifásica da Rede 9

(b) Unidade Consumidora A4 da Rede 1 (MT)



(c) Unidade Consumidora Residencial Monofásica da Rede 8

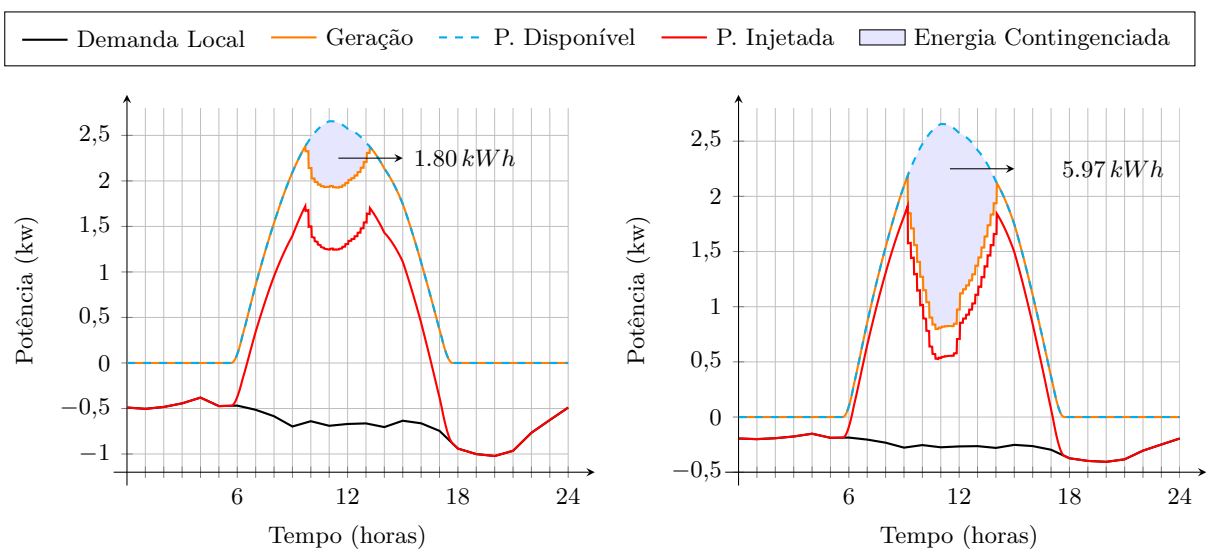
No caso da Figura 41a, uma unidade consumidora residencial trifásica da rede 9, nota-se que a capacidade instalada da microgeração é tal que em nenhum momento do dia há injeção de potência na rede, isto é, a geração é menor que a demanda local em todos os instantes. Já na Figura 41b, um consumidor do grupo A4, nota-se que há injeção de potência ativa na rede das 9hrs às 14hrs, período em que a geração fotovoltaica é mais elevada. Na Figura 41c, tem-se uma unidade consumidora residencial monofásica pertencente à rede 8. Nesse caso, a capacidade instalada da microgeração é aproximadamente o dobro da demanda de pico da unidade consumidora, que possui ainda uma curva de carga com fator de carga alto. Nesse caso, há injeção de potência na rede das 6:30hrs às 16:30hrs, praticamente durante todo o período de irradiância solar.

5.2.3.2 Unidades Consumidoras com Contingenciamento

Na Figura 42, apresenta-se dois casos de unidades consumidoras em que há contingenciamento de geração, sendo ambas bifásicas e pertencentes à classe de consumo residencial. A primeira, Figura 42a, pertence à rede 19 enquanto que a segunda, Figura 42b, pertence à rede 25. Em ambos os casos, a capacidade instalada da microgeração é maior que o dobro da demanda local de pico. Há injeção de potência na rede praticamente ao longo de todas as horas de sol, havendo contingenciamento em torno do instante de máxima geração. Na unidade consumidora da rede 19, o contingenciamento máximo é de aproximadamente $0,6\text{ kW}$, ou 24% , sendo a energia não aproveitada igual a $1,8\text{ kWh}$.

Já na unidade consumidora da rede 25, o contingenciamento máximo é de $1,8\text{ kW}$, ou 69% , valor já considerado elevado, podendo aumentar significativamente o tempo de retorno do investimento no SFV, a depender da frequência da ocorrência das condições que levam ao contingenciamento. A energia contingenciada nesse consumidor é de $5,97\text{ kWh}$.

Figura 42: Potências em Unidades Consumidoras Selecionadas.



(a) Unidade Consumidora Residencial Bifásica da Rede 19

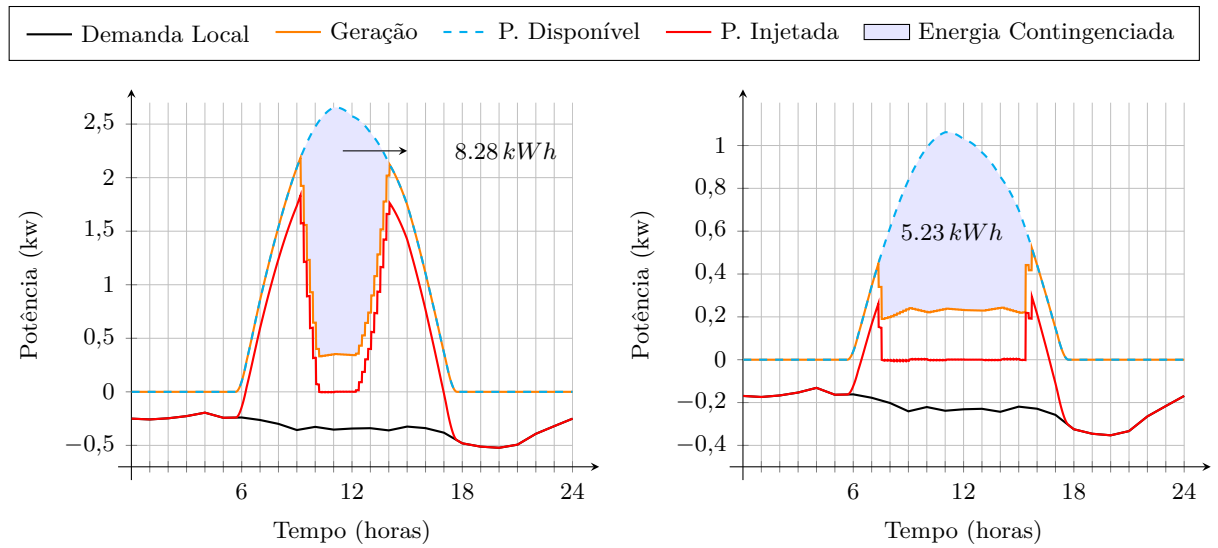
(b) Unidade Consumidora Residencial Bifásica da Rede 25

5.2.3.3 Unidades Consumidoras com Contingenciamento Máximo

Na Figura 43 são apresentados três casos de unidades consumidoras em que há contingenciamento máximo em pelo menos um instante do dia. Conforme as restrições da formulação matemática apresentadas na seção 3.3.3.4, o máximo nível de contingenciamento permitido é aquele no qual a injeção de potência líquida na rede é nula, ou seja, a condição em que toda a geração supre unicamente a demanda local, sem injeção de potência na rede da concessionária de energia.

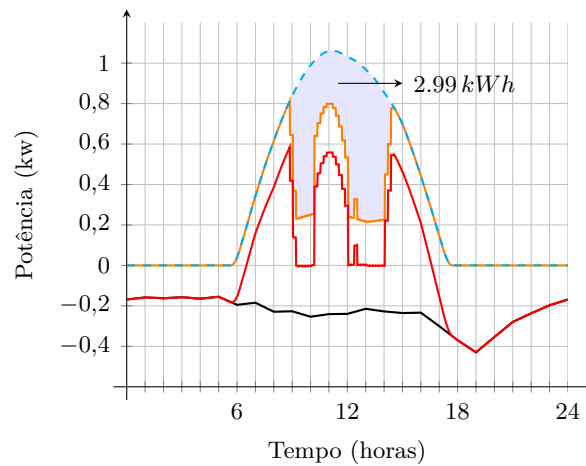
Na unidade consumidora apresentada na Figura 43a, essa condição ocorre por um período de aproximadamente duas horas e trinta minutos, durante o instante de máxima

Figura 43: Potências em Unidades Consumidoras Seleccionadas.



(a) Unidade Consumidora Residencial Bifásica da Rede 25

(b) Unidade Consumidora Residencial Monofásica da Rede 3



(c) Unidade Consumidora Residencial Monofásica da Rede 10

geração fotovoltaica e horas adjacentes. O contingenciamento máximo chega a aproximadamente 85% e a energia não aproveitada total de $8,28 \text{ kWh}$.

O caso apresentado na Figura 43b tem um contingenciamento máximo próximo ao primeiro, cerca de 82%, porém, com contingenciamento por um período muito maior, aproximadamente das 7:30hr às 15:30hr. O contingenciamento em termos de energia é igual a $5,23 \text{ kWh}$.

A Figura 43c apresenta um caso de uma unidade consumidora em que o contingenciamento máximo resultante da aplicação DMS não ocorre durante o instante de máxima geração. De fato, pode-se verificar que ele ocorre em dois instantes distintos, o primeiro, próximo às 10hrs e, o segundo, ao meio-dia, ambos variando de aproximadamente 74% a 77%, conforme a variação da demanda local. Durante esses dois instantes, o contingen-

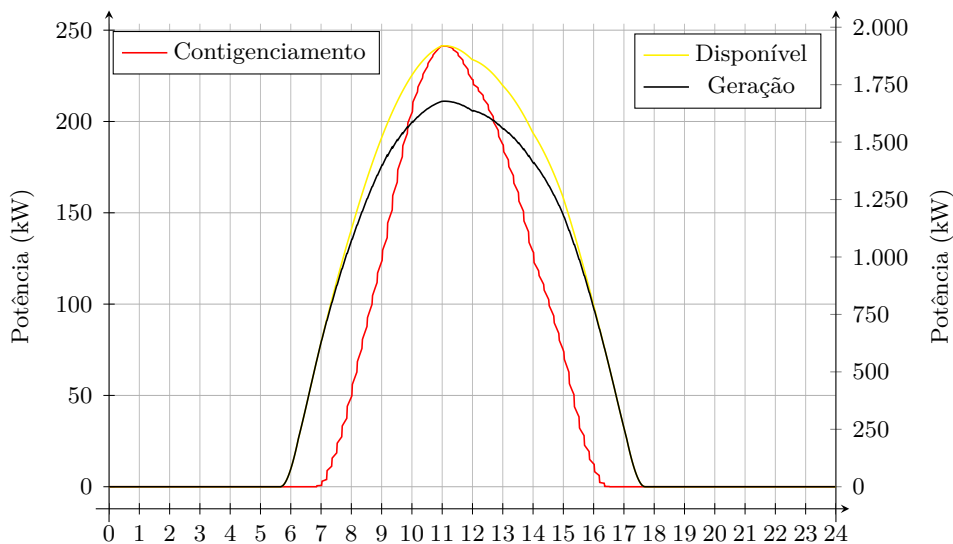
ciamento é reduzido para até 74 %. Esse fato é contra-intuitivo quando se leva em conta unicamente o fato de a potência disponível pelo recurso solar ser maior nesse intervalo. Porém, ele é perfeitamente factível quando se analisa a rede como um todo, isto é, quando se leva em conta a existência de múltiplas unidades consumidoras com diferentes perfis de carga, com diferentes capacidades instaladas de geração e em diferentes pontos da rede, todas contribuindo para os níveis de tensão e carregamento da rede simultaneamente. O fluxo de potência ótimo analisa a situação da rede em cada instante específico e ajusta o nível de contingenciamento de cada SFV de acordo com a variação desses parâmetros de tal modo a maximizar a geração solar fotovoltaica.

5.2.4 Nível de Contingenciamento

A Figura 44 apresenta o contingenciamento, a potência disponível e a geração de todos os SFVs presentes na rede ao longo do dia. O contingenciamento começa às 7hrs e dura até aproximadamente 16hrs. Assim como verificado com as tensões nodais e o carregamento de transformadores, nota-se a existência de pequenas oscilações no nível de contingenciamento total, que ocorrem devido às temporizações associadas ao ciclo de controle da estratégia de GRA adotada.

Conforme esperado, o contingenciamento máximo é coincidente com o instante de máxima geração fotovoltaica e totaliza 240 kW para uma potência disponível de 1920 kW . Isso representa um contingenciamento percentual máximo de apenas $12,5\%$. A energia contingenciada total ao longo do dia simulado foi de 1249 kWh .

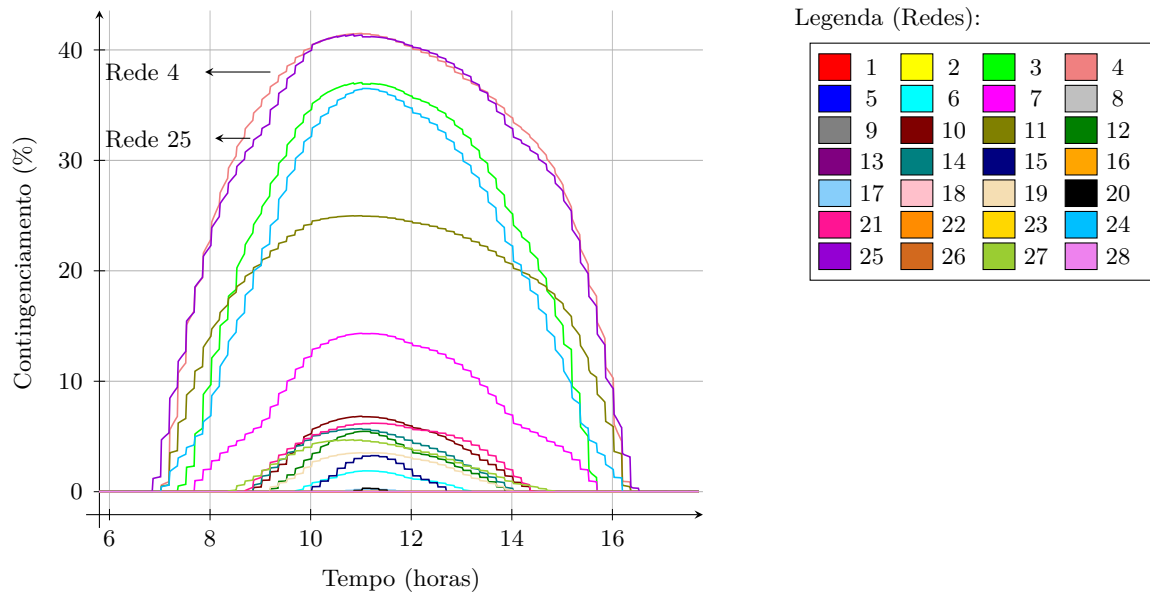
Figura 44: Contingenciamento, Potência Disponível e Geradas Totais.



Porém, o contingenciamento total não reflete o estado de algumas redes específicas. Nesse sentido, a Figura 45 apresenta o contingenciamento para cada uma das 28 redes que constituem o circuito analisado. Verifica-se que, na realidade, há redes que chegam a ter um contingenciamento máximo acima de 40% , como é o caso das redes 25 e 4. Nota-se também que só há contingenciamento significativo em apenas metade das redes do circuito, e que as redes com maior nível de contingenciamento seguem a ordem das redes com maiores violações de níveis de tensão, apresentadas na etapa de validação da formulação matemática, Figura 32.

Esse tipo de análise pode direcionar as concessionárias a identificarem as redes que mais necessitam de reforço ou a instalação de equipamentos que possam auxiliar na regulação dos níveis de tensão e carregamento, tais como a utilização de transformadores secundários com OLTC e/ou instalação de baterias. Obviamente, faz-se necessário a avaliação de outras alternativas menos custosas, como a utilização de geração e/ou absorção de reativos pelos inversores dos SFVs, podendo as mesmas serem incluídas na estratégia de GRA

Figura 45: Contingenciamento por Rede



adotada. Para isso, seria necessário incluir dados e restrições adicionais na formulação matemática que garantam que o despacho de reativos obedeça à curva de capacidade dos inversores.

Conclusão

Elevados níveis de penetração de RED, como a GD, exigem novas estratégias de operação de redes de distribuição ativas para mitigação dos impactos adversos que a rede pode presenciar, tais como violações de tensão e sobrecarregamento de ativos. Corroboradas por normas nacionais e internacionais, a disponibilidade de novas funcionalidades nos equipamentos de interface desses recursos com a rede e de uma infraestrutura de medição e comunicação que permita uma observabilidade completa da rede e controle dos elementos de controle disponíveis permite que esses recursos sejam integrados aos COD, permitindo um melhor aproveitamento da flexibilidade oferecidas pelos mesmos.

Nesse trabalho, apresentou-se uma estratégia de GRA de arquitetura de controle centralizada com base em FPO não-linear e trifásico cujo objetivo é minimizar o nível de contingenciamento de potência ativa de microgeradores fotovoltaicos respeitando limites de contingenciamento para cada microgerador e, ao mesmo tempo, mitigando simultaneamente violações de níveis de tensão e carregamento em todos os nós e transformadores e linhas da rede, respectivamente. Um estudo de caso analisou uma rede de distribuição real brasileira com modelagem completa da rede desde a saída de um alimentador MT, na subestação primária, até as unidades consumidoras em nível BT. Considerou-se um cenário realista de alocação de microgeradores fotovoltaicos em termos de capacidade instalada de microgeração por classe de consumo e tipo de conexão através da utilização de dados oficiais do regulador. O cenário analisado contou com 788 microgeradores fotovoltaicos dispersos nos níveis de MT e BT.

A contribuição desse trabalho se deve tanto aos aspectos de metodologia de geração de cenários de simulação quanto à modelagem e escala do problema tratado. Quanto à metodologia de geração de cenários, realizou-se uma alocação aleatória de microgeradores fotovoltaicos conforme a classe de consumo e o tipo de conexão de cada unidade consumidora, com base em dados públicos de unidades consumidoras com microgeração disponibilizados pela ANEEL. Quanto à modelagem, poucos trabalhos verificados na literatura consideram a aplicação de uma estratégia de GRA de modo simultâneo em redes MT e BT. Normalmente, as estratégias se concentram em apenas um único nível de

tensão. Além disso, comumente e, principalmente, no caso das redes MT, as redes são consideradas equilibradas. Nesse trabalho, considerou-se cargas monofásicas, trifásicas e bifásicas, sendo estas últimas, típicas nas redes de distribuição no Brasil, tendo um tratamento diferenciado na formulação matemática utilizada.

Ainda quanto à modelagem, considerou-se uma distinção clara entre a rede emulada e o modelo dessa rede na aplicação DMS da solução de GRA. Isso permite uma modelagem adequada das temporizações envolvidas em uma implementação real, como os atrasos na comunicação dos dados de medição do campo até o COD, a execução do algoritmo de controle, no caso, o FPO, e a execução das ações na ótimas por cada elemento controlado. Por fim, a modelagem adotada também levou em conta o nível de contingenciamento máximo de microgeradores, de tal modo que a geração local, na pior das hipóteses, só pode ser limitada à demanda local, aspecto prático não verificado nas estratégias de GRA com esquema de contingenciamento de geração verificadas na literatura.

Já quanto à robustez e escalabilidade da solução, o trabalho considerou um cenário de 50% de alocação de microgeração fotovoltaica, o que representou um total de 788 elementos de controle na formulação, quantidade superior à todos as soluções de GRA verificadas na literatura com base em FPO.

Os resultados mostraram que a estratégia proposta é capaz de satisfazer os objetivos primários da GRA, que é a manutenção dos níveis operacionais de tensão e carregamento de ativos. Porém, as temporizações envolvidas na prática podem reduzir a efetividade da solução, levando a violações dos limites operacionais no intervalo de tempo entre a execução de ações de controle ótimas consecutivas. Em especial, notou-se a existência de violações de níveis de tensão e carregamento através de oscilações das mesmas ligeiramente acima dos respectivos limites superiores, durante o período da manhã, devido ao fato da irradiância ser crescente nesse período. Verificou-se ainda que a severidade de tais oscilações são fortemente dependentes da duração do ciclo de controle adotado, dos atrasos envolvidos e, obviamente, do nível de penetração de GD. Assim, é possível limitar tais violações reduzindo-se tanto a duração do ciclo de controle quanto os atrasos de comunicação, porém, cabe salientar que tais atrasos são inerentes ao processo e existe um limite prático imposto pela robustez da infraestrutura de comunicação quanto ao volume de dados trafegados e à velocidade de transmissão dos mesmos.

Portanto, na prática, faz-se necessário utilizar outros meios como, por exemplo, a incorporação do efeito desses atrasos na formulação matemática ou a utilização de limites de tensão mais restritivos durante o período em que as oscilações tendem a ser maiores.

Quanto à robustez da solução, os resultados mostraram que a formulação utilizada na solução de GRA é robusta o suficiente para obtenção de soluções ótimas em tempos adequados em redes de distribuição reais, com tempo de solução médio de 24,4 segundos.

Por fim, o estudo de caso analisado mostra que os objetivos do trabalho foram plenamente realizados. Além disso, as aplicações desenvolvidas bem como o aprendizado

obtido na utilização das ferramentas computacionais empregadas na arquitetura da solução proposta são um marco inicial para o desenvolvimento e avaliação da performance de novas estratégias de GRA bem como a investigação de diversos aspectos na solução baseada em FPO, conforme apresentado na seção a seguir.

6.1 Trabalhos Futuros

- Inclusão de novos elementos e variáveis de controle e restrições:

Nesse trabalho, considerou-se como elementos de controle os sistemas fotovoltaicos e o seu nível de contingenciamento foi adotado como variável de controle. Como intenção de desenvolvimento futuro decorrente desse trabalho, pretende-se aumentar o conjunto de elementos e variáveis controladas. Em um primeiro momento, quanto aos elementos de controle, pretende-se adicionar dispositivos de regulação de tensão tradicionais como reguladores de tensão, OLTC e banco de capacitores, o que mudará a formulação matemática para um problema não-linear com variáveis inteiras e contínuas. Em seguida, pretende-se explorar a aplicação de armazenamento de energia, tanto em nível de distribuidora quanto no nível de consumidor, e veículos elétricos como recursos para aumento da flexibilidade operacional da rede, o que poderia minimizar a energia total não aproveitada da rede dado que tais elementos contrabalanceiam a geração quando estão no estado de carregamento. Já quanto as variáveis de controle, é importante incluir a capacidade de geração de reativos dos inversores inteligentes e investigar a aplicação de diferentes métodos como a utilização de curvas Volt-Var, controle direto ou fator de potência constante. Outra variável de controle a ser investigada corresponde ao estado de chaves capazes de alterar a topologia da rede. Além disso, é necessário fazer a inclusão de desequilíbrios de tensão como restrição operacional devido tanto aos desequilíbrios inerentes às redes de distribuição como também ao fato da micro e minigeração poderem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

- Investigação do efeito de erros nos dados da rede:

A distinção entre rede emulada e rede modelada para aplicações de soluções de GRA existente no ambiente de simulação desenvolvido permite explorar o efeito de erros nos dados da rede. Na prática, erros nos dados utilizados para modelar a rede são muito comuns e podem impactar negativamente na efetividade da solução proposta. É necessário levantar os tipos de erros mais comuns na base de dados das concessionárias e quais desses mais impactam no cálculo das ações ótimas da solução de GRA proposta com base em FPO.

- Exploração do desempenho do algoritmo em redes maiores:

A estratégia de GRA investigada neste trabalho foi simulada em uma rede composta por um alimentador MT e 27 alimentadores BT, com um total de 788 elementos de controle. Um desmembramento imediato deste estudo refere-se à consideração de redes maiores em termos de quantidade de ativos e unidades consumidoras a fim de se investigar os limites práticos da formulação matemática utilizada em termos de performance.

- Estimação de estados com utilização de pseudo-medidas, medições e estimativas de potência disponível:

Neste trabalho, adotou-se que uma etapa de estimação de estados é realizada antes da execução do algoritmo de otimização e que essa estimação é perfeita, isto é, os dados de entrada dos parâmetros e variáveis do problema matemático representam fielmente o estado da rede. Além disso, também adotou-se que a medição de potência disponível pelo recurso solar também é perfeita. Em ambos os casos, sabe-se que essas suposições ainda estão distantes das estratégias de operação da rede em prática hoje. Sendo assim, faz-se necessário investigar situações mais próximas da realidade atual, como a utilização de pseudo-medidas de demanda de unidades consumidoras com base em curvas típicas, estimativas de potência disponível com base nas horas do dia e estimação de estados com base em um conjunto de medidores e sensores espalhados ao longo da rede.

- Utilização de FPO distribuído:

Há uma grande preocupação quanto a escalabilidade de soluções de GRA centralizadas, haja vista que o problema matemático se torna mais complexo à medida em que se aumenta a extensão e o nível de detalhamento da modelagem da rede e a quantidade de elementos controlados. A solução também precisa ser robusta o suficiente para encontrar ações ótimas seguras e exequíveis mesmo durante uma possível falha de algum dos canais de comunicação. Nesse sentido, a aplicação de métodos de otimização distribuída no contexto da operação de redes de distribuição é uma área a ser investigada.

Publicações

- ❑ ROCHA, C. et al. OPF-based Active Network Management Strategy for Distribution Networks with High Penetration of Distributed Generation. In: **2020 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–8.

Referências

- ABATE, S. R. et al. Smart inverter settings for improving distribution feeder performance. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2015. v. 2015-Septe, 2015. ISSN 19449933.
- ABB. **Ability Network Manager**. 2019. Disponível em: <<https://new.abb.com/network-management/network-management/network-manager-adms>>.
- ABNT. **Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição**. 2013.
- ALNASER, S. W.; OCHOA, L. F. Advanced network management systems: A risk-based AC OPF approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2015. IEEE, v. 30, n. 1, p. 409–418, 2015. ISSN 08858950.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. 2012. No Pages p. _____. **Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório**. 2016. 76 p. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-10>>.
- _____. **Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**. 2018.
- _____. **Geração Distribuída**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>.
- _____. **Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. 2019. 76 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo8_-Revisao_-8-/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058>.
- _____. **Outorgas e Registros de Geração**. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/>>.
- ANEEL-SAD. **Tarifa Média por Classe de Consumo e por Região**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>.
- ANTONIADOU-PLYTARIA, K. E. et al. Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2017. v. 8, n. 6, p. 2999–3008, 2017. ISSN 19493053.
- Argonne National Laboratory. **DMS Functions**. [S.l.], 2015. September p.

_____. **Requirements for Implementing Advanced Distribution Management Systems**. [S.l.], 2015.

AULT, G. S. G. S.; CURRIE, R. S. G. S. Active Network Management. In: **Smart Grid Handbook**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2016. p. 1–28. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/9781118755471.sgd060>>.

BAGHERI, A. et al. Voltage and reactive power control in distribution systems in the presence of distributed generation. **International Review on Modelling and Simulations**, 2012. Praise Worthy Prize S.r.l, v. 5, n. 2, p. 528–536, 2012. ISSN 19749821.

BARAN, M. E.; EL-MARKABI, I. M. A multiagent-based dispatching scheme for distributed generators for voltage support on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2007. v. 22, n. 1, p. 52–59, 2007. ISSN 08858950.

BIDGOLI, H. S.; Van Cutsem, T. Combined Local and Centralized Voltage Control in Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2018. IEEE, v. 33, n. 2, p. 1374–1384, 2018. ISSN 08858950.

BISSCHOP, J. **Aimms Optimization Modeling**. Paragon Decision Technology, 2006. ISBN 9781847539120. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=oHR8vSZFMvgC>>.

BLONDEL, A. Measurement of the Energy of Polyphase Currents. In: **Proceedings of the International Electrical Congress**. American Institute of Electrical Engineers, 1894. ISBN 9291271195. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=ORFLAAAAMAAJ>>.

BOPP, T. et al. Commercial and Technical Integration of Distributed Generation Into Distribution Networks. In: **17th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2003)**. [S.l.: s.n.], 2003. p. 12–15.

BRENNA, M. et al. Automatic distributed voltage control algorithm in smart grids applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2013. IEEE, v. 4, n. 2, p. 877–885, 2013. ISSN 19493053.

BRUENDLINGER, R. Review and Assessment of Latest Grid Code Developments in Europe and Selected International Markets with Respect to High Penetration PV. **6th Solar Integration Workshop**, 2016. n. December, 2016.

CALDERARO, V. et al. Active management of renewable energy sources for maximizing power production. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2014. Elsevier Ltd, v. 57, p. 64–72, 2014. ISSN 01420615. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.11.040>>.

CANADIANSOLAR. **MAXPOWER CS6U-325|330|335P**. 2019. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/upload/db6510218c769393/7434ad71443f89b8.pdf>>.

CAPITANESCU, F.; BILIBIN, I.; Romero Ramos, E. A comprehensive centralized approach for voltage constraints management in active distribution grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2014. IEEE, v. 29, n. 2, p. 933–942, 2014. ISSN 08858950.

CARVALHO, P. M.; CORREIA, P. F.; FERREIRA, L. A. Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2008. v. 23, n. 2, p. 766–772, 2008. ISSN 08858950.

CHEN, T.-H. et al. Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1991. v. 6, n. 4, p. 1671–1681, 1991. ISSN 08858977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/97706/>>.

CHISTYAKOV, Y. et al. Combined central and local control of reactive power in electrical grids with distributed generation. **2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012**, 2012. IEEE, p. 325–330, 2012.

CURRIE, R. S. G. S. et al. Active power-flow management utilising operating margins for the increased connection of distributed generation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 2007. v. 1, n. 1, p. 197, 2007. ISSN 17518687. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd\20060>>.

_____. Actively managing wind farm power output. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2008. v. 23, n. 3, p. 1523–1524, 2008. ISSN 08858950.

DALL'ANESE, E.; SIMONETTO, A. Optimal power flow pursuit. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2018. IEEE, v. 9, n. 2, p. 942–952, 2018. ISSN 19493053.

Di Fazio, A. R.; FUSCO, G.; RUSSO, M. Decentralized control of distributed generation for voltage profile optimization in smart feeders. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2013. v. 4, n. 3, p. 1586–1596, 2013. ISSN 19493053.

Di Fazio, A. R.; RUSSO, M.; De Santis, M. Decentralized Voltage Optimization based on Network Partitioning in Distribution Systems with DGs. In: **2019 1st International Conference on Energy Transition in the Mediterranean Area (SyNERGY MED)**. IEEE, 2019. p. 1–6. ISBN 978-1-7281-3087-3. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8764102/>>.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2011. p. 1–7. ISBN 978-1-4577-1000-1. ISSN 1932-5517. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6039829/>>.

EIA. **Average Retail Price of Electricity, United States, Annual**. 2019. Disponível em: <<https://www.eia.gov/electricity/data/browser/>>.

ELKHATIB, M. E.; EL-SHATSHAT, R.; SALAMA, M. M. Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2011. IEEE, v. 2, n. 4, p. 598–605, 2011. ISSN 19493053.

Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. [S.l.], 2018. 20 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND - Recursos Energeticos Distribuídos.pdf>>.

ENBALA. **Concerto**. 2019. Disponível em: <<https://www.enbala.com/technology-products-solutions/>>.

Energy Networks Association; Baringa Partners. Active Network Management Good Practice Guide. 2015. p. 10 – 12, 2015. Disponível em: <http://www.energynetworks.org/modx/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_A>.

EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** [S.l.], 2012.

EUROSTAT. **Electricity prices for household and non-household consumers.** 2019. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>>.

EVANGELOPOULOS, V. A.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal operation of smart distribution networks: A review of models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, 2016. Elsevier B.V., v. 140, p. 95–106, 2016. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.035>>.

FAIRLEY, P. Steady as she blows. **IEEE Spectrum**, 2003. v. 40, n. 8, p. 35–39, aug 2003. ISSN 0018-9235. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1222046/>>.

FAKHAM, H. et al. Multi-agent system for distributed voltage regulation of wind generators connected to distribution network. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe**, 2010. IEEE, p. 1–6, 2010.

FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E. F.; SEETHAPATHY, R. A two ways communication-based distributed control for voltage regulation in smart distribution feeders. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2012. IEEE, v. 3, n. 1, p. 271–281, 2012. ISSN 19493053.

FRONIUS. **Fronius.** 2019. Disponível em: <<https://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/inverters/fronius-primo/fronius-primo-4-0-1>>.

FU, R. N.; FELDMAN, D. N.; MARGOLIS, R. N. **U . S . Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2018.** [S.l.], 2018. 1–47 p. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf>>.

HUBERT, T. E.; HUQUE, A. E. Technical Update, **Advanced Grid Support Functions for Smart Inverters: Toward a Unified Regulatory Framework in Europe.** 2016.

IEA PVPS. **2019 Snapshot of Global PV Markets.** [S.l.], 2019. 18 p.

IEEE. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547-2003**, 2003. p. 1–28, 2003.

_____. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Amendment 1. **IEEE Std 1547a-2014 (Amendment to IEEE Std 1547-2003)**, 2014. p. 1–16, 2014.

_____. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, 2018. p. 1–138, 2018.

JADUN, P. et al. Electrification Futures Study : End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050. **NREL**, 2017. p. 94, 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70485.pdf>>.

- JAHANGIRI, P.; ALIPRANTIS, D. C. Distributed Volt/VAR control by PV inverters. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2013. IEEE, v. 28, n. 3, p. 3429–3439, 2013. ISSN 08858950.
- JARDINI, J. A. et al. Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2000. v. 15, n. 1, p. 375–380, 2000. ISSN 08858977.
- KARAGIANNPOULOS, S.; ARISTIDOU, P.; HUG, G. Data-Driven Local Control Design for Active Distribution Grids Using Off-Line Optimal Power Flow and Machine Learning Techniques. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2019. IEEE, v. 10, n. 6, p. 6461–6471, 2019. ISSN 1949-3053.
- KOTSAMPOPOULOS, P. et al. Review, analysis and recommendations on recent guidelines for the provision of ancillary services by Distributed Generation. **Proceedings - 2013 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems, IWIES 2013**, 2013. p. 185–190, 2013.
- KULMALA, A. et al. Hierarchical and distributed control concept for distribution network congestion management. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 2016. v. 11, n. 3, p. 665–675, 2016. ISSN 1751-8687.
- KULMALA, A.; REPO, S.; JARVENTAUSTA, P. Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2014. v. 5, n. 4, p. 2010–2020, 2014. ISSN 19493053.
- LIEW, S.; MOORE, T. Design and commissioning of active generator constraint for an offshore windfarm. In: **18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005)**. IEE, 2005. v. 2005, n. 4, p. v4-5–v4-5. ISBN 0 86341 529 6. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp\20051>>.
- LIEW, S.; STRBAC, G. Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, 2002. v. 149, n. 3, p. 256, 2002. ISSN 13502360.
- MOLZAHN, D. K. et al. A Survey of Distributed Optimization and Control Algorithms for Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2017. v. 8, n. 6, p. 2941–2962, 2017. ISSN 19493053.
- OCHOA, N.; DENT, C.; HARRISON, G. P. Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2010. v. 25, n. 1, p. 87–95, 2010. ISSN 08858950.
- OLIVIER, F. et al. Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016. v. 7, n. 2, p. 926–936, 2016. ISSN 19493053.
- PETERSON, Z. N. et al. **An Overview of Distributed Energy Resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solutions**. [S.l.], 2019. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.

- QUIROZ, J. E. S. N. L. et al. Communication requirements for hierarchical control of volt-Var function for steady-state voltage. In: **2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. IEEE, 2017. p. 1–5. ISBN 978-1-5386-2890-4. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8086007/>>.
- RADATZ, P.; ROCHA, C. **OpenDSS PVSystem2 and InvControl2 Element Models**. 2019. 1–26 p.
- REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. [S.l.], 2019.
- RICHARDSON, I.; THOMSON, M. Integrated simulation of photovoltaic micro-generation and domestic electricity demand: A one-minute resolution open-source model. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, 2013. v. 227, n. 1, p. 73–81, 2013. ISSN 09576509.
- SANSAWATT, T.; OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation. **IEEE PES General Meeting, PES 2010**, 2010. p. 1–6, 2010.
- SANSAWATT, T.; OCHOA, N.; HARRISON, G. P. Smart decentralized control of DG for voltage and thermal constraint management. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2012. IEEE, v. 27, n. 3, p. 1637–1645, 2012. ISSN 08858950.
- Schneider Electric. **EcoStruxure ADMS**. 2019. Disponível em: <<https://www.se.com/au/en/product-range-presentation/61751-ecostruxure-adms/?parent-subcategory-id=6110>>.
- SEAL, B. E.; EALEY, B. E. **Common Functions for Smart Inverters: 4th Edition**. [S.l.], 2016. 170 p.
- SEAL, B. E.; RENJIT, A. E.; DEEVER, B. E. **Understanding DERMS**. [S.l.], 2018.
- SEUSS, J. et al. Improving distribution network PV hosting capacity via smart inverter reactive power support. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2015. IEEE, v. 2015-Septe, n. 1, p. 1–5, 2015. ISSN 19449933.
- SHI, Y.; SHEN, Z.; BARAN, M. E. A decentralized Volt/Var Optimization scheme for smart distribution systems. **2016 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2016**, 2016. IEEE, p. 1–5, 2016.
- SIEMENS. **Spectrum Power ADMS**. 2019. Disponível em: <<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-control/advanced-distribution-management.html>>.
- SINAPSIS. **Sinapsis - Inovação em Energia**. 2019. Disponível em: <<http://www.sinapsisenergia.com/>>.
- Smarter Grid Solutions. **ANM Strata**. 2019. Disponível em: <<https://www.smartergridsolutions.com/products/anm-strata/>>.
- SMITH, J. E. et al. **Alternatives to the 15% Rule - Modeling and Hosting Capacity Analysis of 16 Feeders**. [S.l.], 2015.

SPIRAE. **Wave DERMS**. 2019. Disponível em: <<https://www.spirae.com/introducing-wave-derms/>>.

TONKOSKI, R.; LOPES, L. A. C.; EL-FOULY, T. H. M. Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2011. v. 2, n. 2, p. 139–147, apr 2011. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5664808/>>.

VACCARO, A.; ZOBAA, A. F. **Voltage regulation in active networks by distributed and cooperative meta-heuristic optimizers**. 2013. 9–17 p.

VALVERDE, G.; Van Cutsem, T. Model predictive control of voltages in active distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2013. IEEE, v. 4, n. 4, p. 2152–2161, 2013. ISSN 19493053.

XU, T. et al. Case-based reasoning for coordinated voltage control on distribution networks. **Electric Power Systems Research**, 2011. v. 81, n. 12, p. 2088–2098, 2011. ISSN 03787796.

ZHAO, J. et al. A review of active management for distribution networks: Current status and future development trends. **Electric Power Components and Systems**, 2014. v. 42, n. 3-4, p. 280–293, 2014. ISSN 15325008.