



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
Campus de Ilha Solteira

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**JOÃO VÍCTOR MARANGON DE FREITAS**

**CONTROLE ÓTIMO DE INVERSOR INTELIGENTE PARA SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS PARA MELHORAR A OPERAÇÃO DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Ilha Solteira

2022

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JOÃO VICTOR MARANGON DE FREITAS**

**CONTROLE ÓTIMO DE INVERSOR INTELIGENTE PARA SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS PARA MELHORAR A OPERAÇÃO DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Unesp como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre. Especialidade: Automação.

Nome do orientador

**Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro**

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

F866c Freitas, João Victor Marangon.  
Controle ótimo de inversor inteligente para sistemas fotovoltaicos para melhorar a operação de redes de distribuição / João Victor Marangon Freitas. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2022  
67 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2022

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro  
Inclui bibliografia

1. Controle Volt-Var. 2. Inversores inteligentes. 3. Perdas. 4. Rede de distribuição. 5. Sistemas fotovoltaicos.

*Raiane da Silva Santos*  
Raiane da Silva Santos

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO:** Controle ótimo de inversor inteligente para sistemas fotovoltaicos para melhorar a operação de redes de distribuição

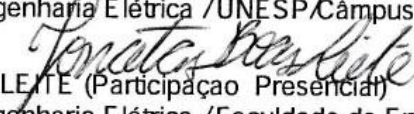
**AUTOR: JOÃO VICTOR MARANGON DE FREITAS**

**ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO**

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO (Participação Presencial)  
Departamento de Engenharia Elétrica /UNESP/Câmpus de Ilha Solteira



Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Presencial)  
Departamento de Engenharia Elétrica /Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. RENZO AMILCAR VARGAS PERALTA (Participação Presencial)  
Departamento de Engenharia de energia /Universidade Federal do ABC - UFABC

Ilha Solteira, 30 de setembro de 2022

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família e meus amigos, em especial minha mãe Célia e minha esposa Aline que nunca mediram esforços para me verem alcançar o sucesso.  
A vocês serei eternamente grato.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter me dado força e saúde para superar as dificuldades. Agradeço a ele também por ter colocado pessoas especiais em meu caminho que me ajudaram ao longo do percurso e me motivaram.

A minha família, principalmente minha mãe que sempre apoiou meu crescimento profissional, proporcionando todo amparo preciso para alcançar meus objetivos.

A minha amada esposa Aline que esteve sempre ao meu lado, me ajudando e dando todo apoio em todos os momentos. Seus cuidados foram essenciais para eu não desistir e ter forças para continuar. Te amo.

Ao meu orientador Rubén que é para mim fonte de inspiração, por ter me dado a honra de trabalhar ao seu lado, por ter me incentivado nos momentos difíceis e pela paciência e dedicação. Sua confiança e estímulos foram essenciais para meu crescimento profissional e pessoal.

Ao meu amigo Hassan (in memoriam) com quem pude adquirir muitos conhecimentos durante as aulas. Sua ajuda foi fundamental nos momentos de estudo. Agradeço por partilhar seus conhecimentos comigo e sempre estar disposto a ajudar.

Ao meu amigo Lucas David que compartilhou essa experiência ao meu lado durante um tempo, me ajudando durante os estudos e dando força nos momentos árduos.

Ao José Francisco responsável pelo tema do trabalho, que acreditou no meu potencial e me deu credibilidade e confiança para trabalhar ao seu lado.

A FEPISA que apoiou financeiramente o trabalho ao longo de toda etapa, me proporcionando condições de finalizar o trabalho.

A CAPES que financia o Programa de Pós-Graduação Unesp.

A todos que me apoiaram de forma direta ou indiretamente e contribuíram para que eu pudesse realizar meu sonho de elaborar e concluir meu mestrado na Unesp de Ilha Solteira.

*“É melhor tentar e falhar do que preocupar-se  
e ver a vida passar.*

*É melhor tentar, ainda que em vão, que sentar-se  
fazendo nada até o final”.*

**(Martin Luther King)**

## RESUMO

O presente trabalho tem por finalidade realizar o controle ótimo de potência reativa (controle Volt-VAr) em inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos com o objetivo de melhorar a operação dos sistemas de distribuição. O principal objetivo é melhorar a operação no sistema de distribuição encontrando a geração e o ajuste de controle da função Volt-VAr dos inversores inteligentes acoplados a sistemas fotovoltaicos. Serão determinadas as localizações dos sistemas fotovoltaicos nas barras do sistema de distribuição. O modelo matemático apresentado é um problema de programação não linear inteira mista que tem como finalidade otimizar a operação do sistema de distribuição. A proposta apresentada é resolvida utilizando a meta-heurística VNS e um modelo matemático de otimização. Para que seja possível demonstrar o desempenho da proposta de otimização foram utilizados os sistemas de 14 e 33 barras do IEEE. Com os testes é possível verificar que o controle de tensão foi melhorado e as perdas foram minimizadas utilizando o controle Volt-VAr, com isso, melhorando a operação da rede de distribuição.

**Palavras-chave:** Controle Volt-VAr, inversores inteligentes, perdas, rede de distribuição, sistemas fotovoltaicos.

## ABSTRACT

The present work aims to perform the optimal control of reactive power (Volt-VAr control) in smart inverters of photovoltaic systems in order to improve the operation of distribution systems. The main objective is to improve the operation in the distribution system by finding the generation and control adjustment of the Volt-VAr function of smart inverters coupled to photovoltaic systems. The locations of the photovoltaic systems on the distribution system buses will be determined. The mathematical model presented is a mixed integer nonlinear programming problem that aims to optimize the operation of the distribution system. The presented proposal is solved using the VNS meta-heuristic and a mathematical optimization model. In order to demonstrate the performance of the optimization proposal, the IEEE 14 and 33 bus systems were used. With the tests it is possible to verify that the voltage control was improved and the losses were minimized using the Volt-VAr control, thus improving the operation of the distribution network.

**Keywords:** Volt-VAr control, smart inverters, losses, distribution grid, photovoltaic systems.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	- Diagrama esquemático do sistema	27
<b>Figura 2</b>	- Curva de ajuste do controle Volt-VAr	29
<b>Figura 3</b>	- Sistema ilustrativo de três nós	47
<b>Figura 4</b>	- Curva de capacidade de um inversor inteligente	48
<b>Figura 5</b>	- Curva de controle Volt-Var dos inversores inteligentes	50
<b>Figura 6</b>	- Perdas no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com $FP = 1$	55
<b>Figura 7</b>	- Perdas no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var	55
<b>Figura 8</b>	- Perfis de tensão no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com $FP = 1$	56
<b>Figura 9</b>	- Perfis de tensão no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var	56
<b>Figura 10</b>	- Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com $FP = 1$ no sistema de 14 barras	57
<b>Figura 11</b>	- Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 14 barras	57
<b>Figura 12</b>	- Potência reativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 14 barras	58
<b>Figura 13</b>	- Perdas no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com $FP = 1$	59
<b>Figura 14</b>	- Perdas no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var	59
<b>Figura 15</b>	- Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com $FP = 1$ no sistema de 33 barras	60
<b>Figura 16</b>	- Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 33 barras	60
<b>Figura 17</b>	- Potência reativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 33 barras	61
<b>Figura 18</b>	- Perfis de tensão no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com $FP = 1$	62
<b>Figura 19</b>	- Perfis de tensão no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var	62

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	- Localizações e ajustes dos sistemas fotovoltaicos para o sistema de 14 barras	53
<b>Tabela 2</b>	- Localizações e ajustes dos sistemas fotovoltaicos para o sistema de 33 barras	54
<b>Tabela 3</b>	- Resultados considerando os sistemas fotovoltaicos operando com fator de potência unitário	54
<b>Tabela 4</b>	- Resultados considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var	55

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AG	Algoritmo Genético
AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
AMPL	A Mathematical Programming Language
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias
BT	Baixa Tensão
BVNS	Basic Variable Neighborhood Search
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DER	Distributed Energy Resources
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GRASP	Greedy Randomized Adaptive Search Procedure
GVNS	General Variable Neighborhood Search
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
OLTC	Tap do Transformador Operando com Carga
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PVHC	Capacidade de Hospedagem Fotovoltaica
RCL	Restricted Candidate List
RVNS	Reduced Variable Neighborhood Search
SA	Simulated Annealing
SDH	Steepest Descent Heuristic
TS	Tabu Search
VND	Variable Neighborhood Descent
VNS	Variable Neighborhood Search

## LISTA DE SÍMBOLOS

Função:	
$v$	Função objetivo do problema
Índices de cenários:	
$i, j$	Índices de barras
$ki, ij$	Índices de ramos
Conjuntos:	
$\Omega_B$	Conjunto de ramos
$\Omega_{DG}$	Conjunto de nós de geração distribuída
$\Omega_N$	Conjunto de nós
$\Omega_S$	Conjunto de cenários
$\Omega_{SS}$	Conjunto de nós de subestação
Parâmetros:	
$\Gamma_s^{PV}$	Fator de geração de uma unidade fotovoltaica no nó $i$ , cenário $s$
$\Delta_s$	Duração do cenário $s$
$Y_{i,s}^Z, Y_{i,s}^I, Y_{i,s}^P$	Fatores de participação de impedância/corrente/potência constante da demanda de potência ativa no nó $i$ , cenário $s$ .
$\Phi_{i,s}^Z, \Phi_{i,s}^I, \Phi_{i,s}^P$	Fatores de participação de impedância/corrente/potência constante da demanda de potência reativa no nó $i$ , cenário $s$
$\bar{I}_{ij}$	Capacidade de corrente do ramo $ij$
$P_{i,s}^D, Q_{i,s}^D$	Carga de potência ativa/reactiva em tensão nominal no nó $i$ , cenário $s$
$R_{ij}, X_{ij}, Z_{ij}$	Resistência, reatância e impedância do ramo $ij$
$\bar{P}_i^{PV}$	Capacidade de potência ativa da fonte fotovoltaica no nó $i$
$\bar{S}_i^{DG}$	Capacidade máxima de potência aparente do inversor inteligente no nó $i$
$\bar{S}_i^{SS}$	Capacidade de potência aparente da subestação no nó $i$
$V$	Tensão nominal do sistema
$\underline{V}, \bar{V}$	Limites de magnitude de tensão máxima/mínima permitidos nos nós da rede

Variáveis:

$\lambda_{i,s,k}^{DG}$	Variável utilizada para determinar o ponto de operação na curva de controle Volt-VAR do inversor inteligente no nó $i$ , cenário $s$
$a_i^{DG}, b_i^{DG}$	Variáveis utilizadas para definir a curva de controle Volt-VAR do inversor inteligente no nó $i$
$i_{ij,s}^{SQ}$	Magnitude de corrente ao quadrado do ramos $ij$ , cenário $s$
$f_{i,s}^{DG}$	Injeção pelo inversor inteligente de potência reativa normalizada no nó $i$ , cenário $s$
$p_{ij,s}, q_{ij,s}$	Potência ativa/reactiva fluindo através do ramo $ij$ , cenário $s$
$p_{i,s}^D, q_{i,s}^D$	Carga dependente de tensão ativa/reactiva no nó $i$ , cenário $s$
$p_{i,s}^{DG}, q_{i,s}^{DG}$	Potência ativa/reactiva injetada pelo gerador distribuído no nó $i$ , cenário $s$
$p_{ij,s}^L, q_{ij,s}^L$	Perda ativa/reactiva no ramo $ij$ , cenário $s$
$p_{i,s}^{SS}, q_{i,s}^{SS}$	Potência ativa/reactiva injetada pela subestação no nó $i$ , cenário $s$
$v_{i,s}$	Magnitude de tensão no nó $i$ , cenário $s$
$v_{i,s}^{SQ}$	Magnitude de tensão ao quadrado no nó $i$ , cenário $s$
$z_{i,s,k}^{DG}$	Variável binária utilizada na linearização por partes da injeção de potência reativa pelo inversor inteligente no nó $i$ , cenário $s$

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.1	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO .....	19
1.2.	OBJETIVOS .....	20
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral.....</b>	<b>20</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivo específico .....</b>	<b>20</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>21</b>
2.1	INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUIDA.....	21
2.2	IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	21
2.3	INVERSORES INTELIGENTES .....	23
2.4	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (BESS).....	25
<b>3</b>	<b>MODELAGEM DO PROBLEMA ABORDADO .....</b>	<b>27</b>
3.1	MODELAGEM DA RADIAÇÃO SOLAR .....	27
3.2	MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	28
3.3	MODELAGEM DO INVERSOR INTELIGENTE PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	28
<b>4</b>	<b>A META-HEURÍSTICA VNS.....</b>	<b>32</b>
4.1	INTRODUÇÃO.....	32
4.2	INTRODUÇÃO SOBRE AS HEURÍSTICAS .....	33
4.3	INTRODUÇÃO SOBRE AS META-HEURÍSTICAS .....	39
4.4	A META-HEURÍSTICA VNS .....	39
<b>5</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO E ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO.....</b>	<b>46</b>
5.1	AJUSTE DA CURVA VOLT-VAR DOS INVERSORES INTELIGENTES.....	46
5.2	ESTRATÉGIA DE ALOCAÇÃO DE GD NA REDE USANDO UM ALGORITMO VNS	50

<b>6</b>	<b>TESTES E RESULTADOS .....</b>	<b>53</b>
6.1	RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 14 BARRAS .....	53
6.2	RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 33 BARRAS .....	54
6.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	54
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>63</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>64</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A constante preocupação à respeito dos impactos ambientais é um tema discutido mundialmente. Os países buscam formas de promover o uso de novas tecnologias para reduzir os impactos ao meio ambiente e consecutivamente gerar maior sustentabilidade. Uma das formas de tornar o mundo mais sustentável é sem dúvidas gerando energia elétrica a partir de equipamentos que não agridam ao meio ambiente. De acordo com Ismael (2018), para minimizar os problemas técnicos, econômicos e ambientais, uma proposta no setor elétrico que ganhou força e vem crescendo constantemente ao longo dos anos é a geração de energia a partir da radiação solar com a utilização dos sistemas fotovoltaicos.

Segundo o Portal Solar, o uso de sistemas solares ao redor do mundo tem crescido exponencialmente e para 2022 a utilização de sistemas fotovoltaicos podem chegar a 30% em países com maior capacidade instalada de geração, como China, Alemanha, Japão e Estados Unidos. Países mais desenvolvidos com relação ao setor de energia fotovoltaica apresentam políticas de incentivo à tecnologia, o que facilita o acesso a mesma. Alguns exemplos de incentivos são as reduções fiscais para a indústria solar; subsídios para o financiamento de energia solar; venda da energia excedida a partir de geração distribuída em forma de créditos energéticos; diminuição do uso de combustíveis fósseis e respectivo aumento de energias renováveis; entre outras formas de incentivos.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Recursos Energéticos Distribuídos, do inglês Distributed Energy Resources (DER) representam a definição de tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, que se encontram nos limites de uma determinada concessionária de distribuição. DER estão associados com geração distribuída, armazenamento de energia, veículos elétricos e sua estrutura de recarga, eficiência energética e gerenciamento de demanda de energia. Pode-se dizer que DER permitem ao consumidor gerar sua própria energia e realizar gestão da mesma.

A presença de DER em grande escala apresenta transformações no setor elétrico, demandando novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. Embora, os DER impõem desafios, segundo a EPE apresentam benefícios como redução de perdas elétricas, confiabilidade para os operadores em situações extremas, redução de custo visto que é uma energia mais econômica em comparação as usinas hidroelétricas e termoeletricas, pois não sofre alterações de preços conforme a disponibilidade

de geração de energia, como ocorre nas hidroelétricas em períodos de seca, pois os preços aumentam muito para suprir a demanda.

Os sistemas fotovoltaicos instaladas ao longo das redes de distribuição são consideradas um DER e uma tecnologia cada vez mais atrativa no mercado brasileiro que está conquistando seu espaço na sociedade ao longo do tempo. O que antes era algo distante para todas as classes de consumidores de se realizar investimentos, hoje é uma fonte de rentabilidade em imóveis e comércios pelas facilidades de pagamentos e benefícios envolvidos.

A forte crise hídrica presente no Brasil, segundo ParMais (2021) promovida pela falta de chuvas, aumento populacional e consecutivamente maior consumo de eletricidade, fez com que os preços da energia fossem tributados de acordo com o consumo da energia e a disponibilidade de demanda da mesma, e juntamente com essa tributação, vieram alguns incentivos governamentais como linha de financiamento de energia solar com prazos prolongados e juros reduzidos.

Para Adefarati (2016) houve mudanças bruscas na demanda de energia (maior consumo) e muitas inadequações presentes nas redes de distribuição para atender esta demanda, devido principalmente a restrições técnicas e financeiras, contribuindo para o aumento da utilização de energia renovável. Devido às restrições técnicas e financeiras, as políticas governamentais facilitaram a descentralização dos sistemas de energia em unidades menores de GD que são ligadas diretamente a rede de distribuição próximos aos pontos de carga.

Segundo Tonkoski (2011) a possibilidade de gerar energia elétrica mais próximo dos consumidores residenciais tende a reduzir a demanda do sistema de distribuição e transmissão e evita perdas de energia. Este recurso certamente tem uma importância significativa para contribuir com a implementação de veículos elétricos e suas estruturas de recarga, que demandam grande quantidade de energia para o carregamento dos veículos.

A geração de energia com sistemas fotovoltaicos é atualmente uma das melhores alternativas de investimento, pois é um sistema que não necessita de manutenções constantes, é uma forma de energia renovável sendo gerada pelo sol, é uma fonte segura, possui longa vida útil, sistema silencioso e, ajuda o meio ambiente por ser uma fonte de energia limpa.

Com inúmeros benefícios elencados, o sistema fotovoltaico se apresenta em constante crescimento comercial. De acordo com a ANEEL, o mercado de energia solar nacional atingiu a marca de 2,72% de toda a matriz energética brasileira e segundo o Canal Solar, o mercado de

energia solar alcançou a marca de 4,63 GW de geração centralizada e 8,37 GW de geração distribuída em janeiro de 2022.

Ainda de acordo com o Canal Solar, é estimado um crescimento de 91,7% de geração instalada até o fim de 2022, obtendo um total de geração fotovoltaica de quase 25 GW. Sendo assim, a geração distribuída deve passar de 8,37 GW para 17,2 GW, representando 105% de crescimento. A geração centralizada por sua vez tem um índice de crescimento de 67,8%, passando de 4,63 GW para 7,8 GW.

Com base no alto índice de crescimento de sistemas fotovoltaicos, há uma preocupação sobre o impacto causado nas redes de distribuição ocasionado por esses equipamentos. De acordo com Gush (2019), restrições técnicas como sobretensões, fluxo de potência reverso, sobrecarga em alimentadores e transformadores e no sistema de proteção podem surgir.

Por estes motivos que os sistemas fotovoltaicos devem ser incorporados de maneira eficiente na rede de distribuição, podendo fornecer ao sistema estabilidade de tensão, confiabilidade, qualidade e redução de perdas. Para que um sistema fotovoltaico seja incorporado de maneira eficiente na rede de distribuição e evite restrições técnicas, a utilização em grande escala do sistema fotovoltaico é limitado na rede de distribuição.

Segundo Cho (2018) essa limitação do uso do sistema fotovoltaico na rede de distribuição é chamada de Capacidade de Hospedagem Fotovoltaica (PVHC). O PVHC é utilizado para realizar a medida da máxima quantidade de sistemas fotovoltaicos que a rede de distribuição pode acomodar sem impactar negativamente sobre a qualidade da energia e a confiabilidade da rede de distribuição.

Realizar diagnósticos do PVHC na rede de distribuição é importante tanto para o operador do sistema de distribuição quanto para os consumidores proprietários do sistema fotovoltaico. De acordo com Cho (2018) pode-se melhorar o PVHC da rede de distribuição aumentando o tamanho do sistema, reconfigurando a rede ou fazendo uso de diferentes dispositivos externos para manter as restrições técnicas dentro de limites adequados.

O aumento do módulo da tensão pelo incremento de geração fotovoltaica é um dos principais fatores que restringe e limita o PVHC de uma rede de distribuição. Portanto, é necessário a regulação ou controle ótimo da tensão nas redes de distribuição para melhorar o PVHC da mesma. Uma maneira tradicional de controlar a tensão é utilizando o Tap do Transformador Operando com Carga (OLTC), reguladores de tensão ou ligando e desligando

bancos de capacitores. Porém, estes dispositivos apresentam capacidade limitada de manobras utilizando chaves e apresentam tempo de resposta lento.

As normas do IEEE (2018) sugerem que o inversor, responsável pelo acoplamento entre os DER (sistema fotovoltaico ou armazenador de energia) e a rede elétrica, podem realizar funções adicionais para participar ativamente na melhora da operação da rede de distribuição, regulando a tensão e a frequência.

De acordo com Su (2014) os inversores inteligentes podem controlar a tensão através do controle da potência ativa e reativa que injeta ou recebe da rede de distribuição. Entretanto, quando utilizado dessa maneira o inversor produz desperdício de energia e de receita, sendo, portanto, um método utilizado quando estritamente necessário. O inversor inteligente regula o controle de potência reativa com o objetivo de controlar a tensão local quando fornece ou absorve potência reativa.

Esses inversores podem operar de diversas formas, tais como controlando a operação com fator de potência constante, operação com potência reativa constante, operar controlando a tensão e a potência ativa (Volt-Watt) e operar controlando a tensão e a potência reativa (Volt-VAr). Operando no modo Volt-VAr, o inversor inteligente fornece ou recebe potência reativa para controlar a tensão na barra local utilizando a estratégia de controle Volt-VAr previamente especificada. A geração de potência reativa e a capacidade de regulação de tensão da estratégia Volt-VAr do inversor inteligente depende do ajuste de controle. Portanto, é necessário encontrar o ajuste de controle ótimo Volt-VAr do inversor inteligente para poder melhorar a operação de um sistema de distribuição.

Segundo Mehmood (2017) e Mohammadjafari (2020) os sistemas armazenadores de energia como bancos de baterias também podem ser opções viáveis para realizar a regulação da tensão, assim como atenuar a geração intermitente de potência dos sistemas fotovoltaicos, diminuir a demanda em horários de pico, reduzir as perdas e o nível de carregamento das linhas nas redes de distribuição. Segundo Kumar (2019) os bancos de baterias se diferem do inversor inteligente, por realizarem a regulação apenas controlando a potência ativa. Os bancos de baterias podem fornecer serviços auxiliares adicionais como controlar a potência reativa dos inversores inteligentes instalados junto a esses bancos de baterias.

De acordo com Ding (2017) a capacidade de hospedagem da rede de distribuição pode ser melhorada através do gerenciamento de potência ativa e reativa do inversor inteligente. Para Capitanescu (2015) outra alternativa consiste em realizar a reconfiguração estática e dinâmica

para melhorar a capacidade de hospedagem. Para Wang (2016) outro método para melhorar a capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição é através da operação ótima robusta do OLTC e compensador estático VAr (SVC). De acordo com Divshali (2019) outra estratégia consiste em realizar um controle da potência reativa do sistema central de armazenamento de energia. Com essa estratégia é possível visualizar o efeito do tamanho do banco de bateria de armazenamento e dos inversores em relação com a capacidade de hospedagem do sistema de distribuição.

Segundo Ali (2021) uma maneira atrativa consiste em utilizar método probabilístico juntamente com técnicas meta-heurísticas para melhorar a capacidade de hospedagem de uma elevada injeção de potência do sistema fotovoltaico através do sobredimensionamento ótimo do inversor inteligente com controle Watt-Var.

Neste trabalho, a proposta apresentada consiste em melhorar a operação de um sistema de distribuição através do controle ótimo de potência reativa do inversor inteligente acoplado a um sistema fotovoltaico. Portanto a técnica de otimização deve determinar a injeção e o ajuste de controle das operações Volt-VAr dos inversores inteligentes acoplados a sistemas fotovoltaicos. Além disso, serão indicadas as localizações ótimas e a potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos.

## 1.1. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A alta injeção de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição ocasionam restrições técnicas, sendo as principais o aumento da tensão e a grande quantidade de perdas de energia. Realizar melhorias nas redes de distribuição capazes de atender a essas restrições técnicas se trata de um alto investimento para as empresas de energia elétrica. Visando sanar essas restrições e adiar novos investimentos nas redes de distribuição por parte das concessionárias de energia elétrica, surgiu a proposta do trabalho.

O trabalho consiste em estudar inversores inteligentes capazes de realizar o controle da tensão por meio da potência reativa recebida ou injetada na rede de distribuição pelos sistemas fotovoltaicos, e consecutivamente com o controle da tensão as perdas serão minimizadas.

Com a utilização dos inversores inteligentes operando com controle Volt – VAr é possível verificar melhora na operação da rede de distribuição, o que é bom para as

concessionárias que podem adiar altos investimentos nas redes de distribuição e manter o sistema operando dentro das normalidades.

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1. Objetivo geral

Promover melhoria na operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de técnicas de otimização para alocação de sistemas fotovoltaicos com ajuste do controle Volt-Var de inversores inteligentes.

### 1.2.2. Objetivo específico

Otimizar por meio de técnicas computacionais e com a utilização da meta-heurística VNS e de modelos matemáticos, a operação de redes de distribuição, controlando a operação do inversor inteligente acoplado ao sistema fotovoltaico. O objetivo é melhorar a operação do sistema de distribuição através do controle ótimo da potência reativa do inversor inteligente, conseguindo manter a tensão na rede de distribuição dentro dos limites estabelecidos, no caso 1 p.u. Com o modelo matemático desenvolvido será possível encontrar a geração e o ajuste de controle da função Volt-VAr dos inversores inteligentes, bem como suas localizações nos sistemas de 14 e 33 barras do IEE, representando o sistema de distribuição. Para que seja possível realizar comparações, foram realizados testes com os sistemas de 14 e 33 barras operando com fator de potência unitário e com a operação com controle Volt-VAr.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1. INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Para Silvaa (2019) as criteriosas avaliações públicas dos impactos ambientais para gerar eletricidade juntamente com incentivos em energia renovável, promoveram aumento da geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Um dos incentivos existentes que contribuiu para a alta adesão aos sistemas fotovoltaicos é o sistema de créditos, pois é possível utilizar a rede de distribuição como uma solução de armazenamento de energia sem custos adicionais, e esse excesso de energia gerada que é injetada na rede é utilizado como crédito que é compensado quando a produção de energia no sistema fotovoltaico for baixa.

Segundo Liu (2008) vários mecanismos de incentivos e custos mais baixos para o mercado de instalação fotovoltaica resultaram em estímulos para aplicações comerciais e residenciais. No entanto, a alta injeção fotovoltaica trará desafios para a rede elétrica existente, como aumento de tensão, questões de qualidade de energia e questões de proteção.

De acordo com Cho (2018), na Coreia do Sul, houve um aumento na implantação de fontes de energia renováveis. As preocupações com os impactos ambientais da geração tradicional de combustíveis fósseis resultaram em um aumento de 227% na energia renovável em 2015 quando comparado com 2008. O ministério do comércio, indústria e energia da Coreia do Sul planeja gerar 20% da eletricidade do país com recursos renováveis até 2030.

### 2.2. IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Carvalho (2008) devido à grande quantidade de conexões fotovoltaicas residenciais, impactos na operação da rede surgiram. Regulação de tensão e desequilíbrio de tensão são dois dos principais problemas. Estes problemas além de gerar impactos na rede de distribuição, impedem a rede de acomodar outras conexões adicionais.

Para Tanaka (2010) as abordagens comuns para a resolução de problemas técnicos fazem uso de comutador de derivação do Tap Transformador Operando com Carga (OLTC), autotransformadores, reguladores de tensão e capacitores comutados e aumento dos condutores com a adição de dispositivos de armazenamento de energia. Porém abordagens como autotransformadores, reguladores de tensão e capacitores comutados introduzem pontos de

falha adicionais no sistema durante a atualização dos condutores e as posições de derivação não podem ser alteradas com frequência.

Segundo Hung (2011) as perdas elétricas ocasionadas nos sistemas de energia fazem com que a concessionária tenham duas perdas. Em primeiro lugar as perdas originam aumento na demanda de potência e energia, o que gera aumento no custo da aquisição ou geração de energia elétrica. Em segundo, as perdas representam um aumento nas correntes de carga em componentes individuais do sistema, consecutivamente aumentando os custos para equipamentos com classificações maiores de proteção. Portanto, a minimização da perda de energia pode resultar em economia de energia, aumento da capacidade de energia, alívio da escassez de eletricidade, redução dos custos de investimentos, impactando também na redução de emissões de gases de efeito estufa e aquecimento global.

Para Liu (2012) o aumento da tensão pela alta injeção de energia fotovoltaica tem sido um dos grandes problema vivenciados. Várias iniciativas estão em desenvolvimento para melhorar a tecnologia visando permitir alta injeção de energias renováveis nas redes de distribuição, como o projeto Electric Power Research Institute (EPRI), o projeto de demonstração de rede do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), o projeto Galvin Perfect Power, entre outros.

Segundo Chua (2012) as redes elétricas convencionais foram em sua grande maioria projetadas para acomodar fluxo de energia unidirecional (da geração para a carga) e não fluxo bidirecional (receber energia fotovoltaica de volta na rede). Por este motivo muitos dos problemas como sobretensão, desequilíbrio de tensão, perda da eficiência da rede e problemas térmicos dos cabos foram originados com esse fluxo bidirecional de energia.

De acordo com Su (2014) para solucionar o problema de regulação de tensão em redes de BT com alta injeção de geração fotovoltaica envolvem o controle de potência reativa do inversor. Comparado com outros métodos já mencionados, o controle de potência reativa do inversor fotovoltaico se mostra mais eficaz, possui desempenho superior e não requer investimentos extras.

Para Ebady (2016) um problema a ser considerado é a questão da variabilidade de geração de energia fotovoltaica devido às condições climáticas no local. Os painéis fotovoltaicos geram eletricidade a partir da luz solar e com a oscilação das nuvens essa geração não é fixa. Em dias parcialmente nublados, a produção de energia nas placas solares cai de

100% para 30% de 5 a 10 segundos, sendo o contrário também válido. Portanto essas oscilações também causam impactos na rede de distribuição e devem ser considerados.

De acordo com Gaunt (2017) a maioria dos alimentadores de baixa tensão foram projetados como circuitos de distribuição passivos, atendendo a necessidade de cargas dos consumidores. O projeto inicial foi baseado prevendo aumento de cargas para o futuro, mas não a injeção de GD ao longo dos alimentadores. A variação da tensão causada pelos GD é o problema mais relevante, pois o projeto da rede de distribuição deve levar em conta não só queda de tensão, mas também o aumento da mesma.

Para Silvaa (2019) a integração entre GD renovável e sistema de distribuição está causando um aumento de impactos significativos no sistema de distribuição ao redor do mundo devido à desregulamentação do mercado de eletricidade, alta demanda de energia distribuída gerada pelos consumidores e a rápida evolução das tecnologias de GD renováveis.

Segundo Singh (2020) a regulação da tensão sempre foi um aspecto preocupante para as concessionárias para garantir que a energia elétrica esteja dentro dos padrões de qualidade para o fornecimento aos consumidores. A alta injeção de energias renováveis resulta em sobretensões nos nós do sistema, visto que as tradicionais redes de distribuição não foram projetadas para hospedar tais equipamentos. Uma alternativa proposta para minimizar o desvio de tensão é por meio da correta injeção de potência dos vários DER existentes na rede.

### 2.3. INVERSORES INTELIGENTES

Inversores inteligentes possuem maior funcionalidade quando comparado ao inversor convencional, como o controle Volt-VAr, Volt-Watt, entre outros. Apesar de avançado, este modelo de inversor ainda não possui a função de se auto adaptar a cada situação e quem deve determinar as configurações específicas para serem utilizadas em determinadas situações são técnicos especializados no equipamento.

Em razão dos vários benefícios da integração entre inversor e a rede de distribuição, a indústria de serviços públicos liberou a utilização dos recursos de controle de potência ativa e reativa de inversores para participar ativamente na regulação de tensão (IEEE STANDARD, 2014).

Segundo Smith (2011) o inversor inteligente se comporta como o esperado quando é utilizado o controle Volt-VAr, ou seja, injetando potência reativa quando a tensão da rede

estiver baixa e absorvendo da rede potência reativa quando a tensão estiver alta, ambos os casos respeitando a capacidade do inversor e de acordo com a curva de ajuste do controle Volt-VAr.

Para Ding (2017) o sistema fotovoltaico pode causar sobretensão nas redes de distribuição, o que limita a injeção fotovoltaica permitida, sendo assim, inversores inteligentes fotovoltaicos operando com o fator de potência atrasado podem absorver energia reativa e consequentemente reduzir as magnitudes de tensão.

De acordo com Sousa (2020) por meio da redução de potência ativa (controle Volt-Watt) ou compensação reativa (controle Volt-VAr), os inversores inteligentes tem a função de reduzir os efeitos do aumento da injeção fotovoltaica.

O controle Volt-Watt é utilizado em situações em que se deseja reduzir a injeção de potência ativa do sistema fotovoltaico na rede de distribuição, amenizando as sobretensões ocasionadas. De acordo com Rylander (2014) é indicada a utilização do controle Volt-Watt em situações específicas como: quando existe alta injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico e baixo carregamento da rede, ocasionando sobretensão no alimentador por um longo período de tempo; quando um número elevado de clientes é atendido por um mesmo transformador de distribuição e o mesmo possui sistema fotovoltaico. Neste caso a tensão local pode subir muito, sendo necessário reduzir a injeção ativa dos sistemas fotovoltaicos por meio do controle Volt-Watt.

Já o controle Volt-VAr tem como finalidade abaixar os altos índices de injeção fotovoltaica por meio do controle da potência reativa. Quando o sistema fotovoltaico obter altos níveis de injeção de energia na rede de distribuição, o inversor irá absorver energia reativa da rede para abaixar a tensão. Quando a rede de distribuição estiver precisando elevar a tensão, pois o consumo é muito alto, o inversor irá injetar energia reativa na rede para aumentar a tensão.

Segundo Procopiou (2017) os inversores inteligentes possuem funcionalidades adicionais que são capazes de limitar a potência ativa e realizar compensação reativa. A nível residencial, esses inversores geralmente possuem controles como: limite máximo de geração, fator de potência fixo, Volt-VAr e Volt-Watt. Esses controles atuam na regulação de tensão.

Para Ding (2017) os inversores com funções avançadas se mostram eficazes para aumentar a capacidade de hospedagem fotovoltaica na maioria dos casos. Desconsiderando alimentadores com reguladores de tensão, as funções avançadas do inversor inteligente podem aumentar de 1,5 a 3,5 vezes a capacidade de hospedagem fotovoltaica.

De acordo com Rylander (2016) para que os inversores inteligentes possam alcançar o máximo de benefícios e acomodem maiores níveis de DER, é preciso que configurações específicas personalizadas sejam utilizadas com base no tamanho do DER, saber sobre as características dos alimentadores da rede, localização da instalação do DER, desempenho DER, entre outros fatores.

#### 2.4. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (BESS)

Na literatura foi possível encontrar sobre técnicas de Armazenamento de Energia em Baterias, que associadas aos DER permitem melhorar a operação do sistema de distribuição de energia elétrica, porém essas técnicas não fazem parte do modelo matemático desenvolvido neste trabalho e servem como informações extras.

De acordo com Johnson (2013) os sistemas de armazenamento de energia em baterias são utilizados para suavizar os impactos adversos na variabilidade da geração dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica. As baterias são capazes de mitigar a saída de energia renovável para que a tensão na rede de distribuição não seja afetada.

Segundo Hashimoto (2017) estão sendo instalados grandes escalas de BESS ao redor do mundo, visando demonstrar melhoria nas flutuações ocasionadas pelas gerações fotovoltaicas em momentos de maior ou menor geração fotovoltaica. A função do BESS é atuar injetando potência reativa na rede quando a geração renovável for baixa e absorver energia quando a geração renovável for alta.

Para Kumar (2019) os avanços tecnológicos sobre o armazenamento de energia em baterias levaram a integração em larga escala do BESS em sistemas de distribuição. A implementação ideal do BESS pode oferecer vários benefícios técnico-econômicos tão bons quanto outros DERs. Unidades de armazenamento de energia são capazes de armazenar e fornecerem energia em horas críticas e melhoram a flexibilidade operacional do sistema com a utilização de algoritmos específicos e eficazes para carregamento e descarregamento.

Segundo Singh (2020) o número de ciclos de carga e descarga que realiza um BESS é limitado, portanto, é válida a preocupação com essa questão, minimizando o número de ciclos o máximo possível para aumentar o tempo de vida útil do BESS. Uma proposta é de apenas uma carga e descarga ao longo do dia para aumentar a vida útil das baterias. Outro aspecto é o dimensionamento correto do BESS para atender a demanda.

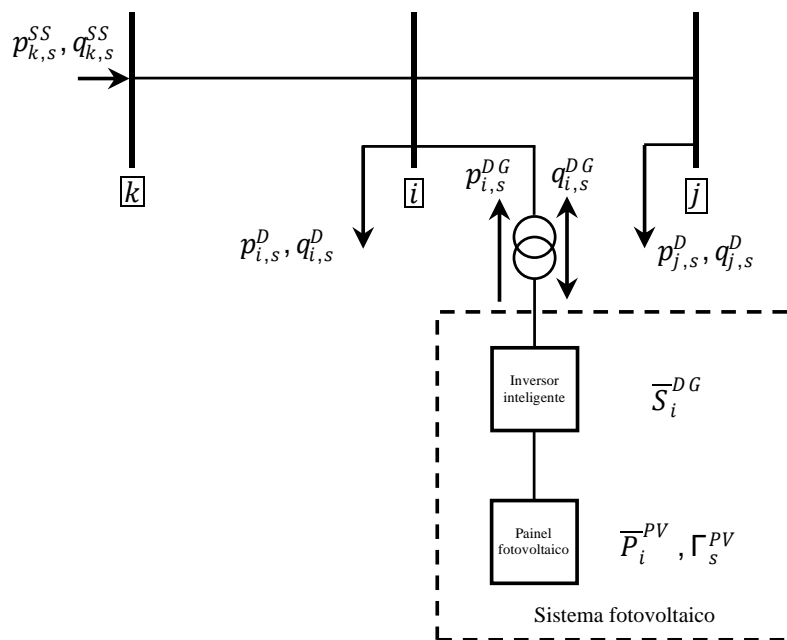
Um problema de duas etapas na otimização foi elaborado por Singh (2020), para determinar os locais ideais e as capacidades dos BESS juntamente com turbinas eólicas. A primeira etapa é responsável por determinar os locais e os tamanhos das turbinas eólicas e do BESS, enquanto a outra etapa maximiza os benefícios da energia injetada ou recebida pelos BESS implantados. O modelo de otimização comprovou o aumento efetivo na capacidade de hospedagem de energia eólica do sistema em 23,55% com a utilização de BESS.

### 3. MODELAGEM DO PROBLEMA ABORDADO

A modelagem do problema abordado foi realizada segundo Gushi (2021), onde o diagrama esquemático do sistema estudado é representado na Fig. 1. O conjunto consiste em uma combinação do sistema fotovoltaico, inversor inteligente responsável pelo acoplamento entre sistema fotovoltaico e rede de distribuição, as cargas, rede principal, subestação e transformadores. O sistema fotovoltaico é responsável por fornecer potência ativa para a rede e pode absorver ou fornecer potência reativa.

A modelagem completa do sistema será descrita nas próximas subseções, representando a modelagem de irradiância solar, modelagem dos sistemas fotovoltaicos e a modelagem dos inversores inteligentes.

Figura 1: Diagrama esquemático do sistema.



Fonte: Adaptado de (Gush, 2021).

#### 3.1. MODELAGEM DA RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é modelada utilizando a função de distribuição beta, que permite representar de forma adequada a radiação solar. A função de distribuição de probabilidade beta para  $\alpha, \beta \geq 0$  assume a seguinte forma:

$$f(S_{ird} | \alpha, \beta) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} S_{ird}^{\alpha-1} (1 - S_{ird})^{\beta-1} & \text{para } 0 \leq S_{ird} \leq 1 \\ 0 & \text{em outro caso} \end{cases} \quad (1)$$

Onde  $\Gamma$  é a função gamma e  $\alpha$  e  $\beta$  são parâmetros de ajuste da distribuição beta. Os valores de  $\alpha$  e  $\beta$  são encontrados usando dados disponíveis. Posteriormente é usada a simulação de Monte Carlo para gerar amostras da distribuição beta.

### 3.2. MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico é constituído por placas fotovoltaicas que geram energia elétrica a partir da luz solar e inversores que transformam a energia elétrica CC gerada pelo sistema fotovoltaico em energia elétrica CA. A potência de geração do sistema fotovoltaico depende da radiação solar e da temperatura do ambiente em que as placas estão instaladas. A potência  $P_{pv}$  gerada pelo sistema fotovoltaico a partir da radiação solar e a temperatura do ambiente assumem a seguinte forma:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{S_{ird}}{0,8} (NOCT - 20) \quad (2)$$

$$I_{cell} = S_{ird} (I_{sc} + K_i (T_{cell} - 25)) \quad (3)$$

$$V_{cell} = V_{oc} - K_v T_{cell} \quad (4)$$

$$P_{pv} = N_{total} \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{oc} \times I_{sc}} V_{cell} I_{cell} \quad (5)$$

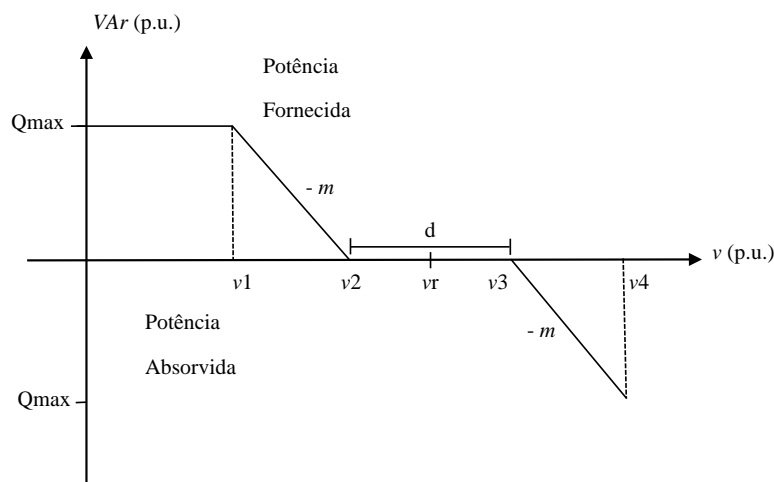
Onde  $N_{total}$  é o número total de módulos;  $S_{ird}$  é a amostragem de radiação solar;  $NOCT$  é a temperatura de operação nominal do painel solar;  $T_{cell}$  e  $T_{amb}$  representam as temperaturas do painel solar e a temperatura ambiente, respectivamente;  $V_{cell}$  e  $I_{cell}$  representam a tensão e a corrente no painel solar, respectivamente;  $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$  representam a tensão e a corrente máxima no ponto de geração, respectivamente;  $V_{oc}$  é a tensão de circuito aberto;  $I_{sc}$  é a corrente de curto circuito; e  $K_v$  e  $K_i$  são coeficientes que relacionam a temperatura com a tensão e a corrente, respectivamente.

### 3.3. MODELAGEM DO INVERSOR INTELIGENTE PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO

Inversor inteligente é utilizado como interface entre um gerador de energia elétrica CC, e.g., sistemas fotovoltaicos, e uma rede elétrica CA e realizam tarefas adicionais relacionadas com a rede elétrica. Essas tarefas incluem a adoção de suporte de potência reativa para ajudar na regulação da tensão local que varia muito pela natureza intermitente da geração do DER.

Quando um inversor inteligente realiza a função Volt-VAr, então deve fornecer uma quantidade de potência reativa que depende da tensão local de acordo com o ajuste da curva de controle como se mostra na Fig. 2. Da curva de ajuste de controle, pode-se verificar que o inversor inteligente não fornece potência reativa no intervalo de zona morta ( $d$ ). Se a tensão estiver abaixo de  $v_2$ , então o inversor inteligente opera na forma capacitiva e, portanto, fornece potência reativa. Adicionalmente, se a tensão se encontra acima de  $v_3$ , então o inversor inteligente opera na forma indutiva e, portanto, absorve potência reativa. Quando a tensão se encontra entre  $v_1$  e  $v_2$ , assim como entre  $v_3$  e  $v_4$ , o inversor inteligente fornece ou absorve potência reativa de acordo com a inclinação ( $m$ ) da curva, respectivamente. Tradicionalmente, os pontos de ajuste de controle do inversor inteligente são ajustados para valores padrão. Os pontos de ajuste da curva de controle ( $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$ ,  $v_4$ ) para sistemas fotovoltaicos e BESSs com inversores inteligentes são encontrados utilizando como informação a zona morta ( $d$ ), a inclinação ( $m$ ) e a tensão de referência ( $v_r$ ), que podem ser visualizadas na Fig. 2.

Figura 2: Curva de ajuste do controle Volt-VAr



Fonte: Adaptado de (Gush, 2021).

$$v_1 = \frac{2m v_r - dm - 2 Q_{max}}{2m}$$

$$v_2 = \frac{2 v_r - d}{2} \quad (6)$$

$$v_3 = \frac{2 v_r + d}{2}$$

$$v_4 = \frac{2m \ v_r + dm + 2 \ Q_{max}}{2m}$$

As relações anteriores podem ser facilmente deduzidas a partir dos dados mostrados na Fig. 2. Vamos deduzir apenas a relação de  $vI$ :

Encontramos a equação da reta no intervalo  $[v_1, v_2]$ . Essa reta passa pelos pontos  $(v_1, Q_{max})$  e  $(v_2, 0)$  com inclinação  $-m$ . Como  $v_2 = v_r - \frac{d}{2}$ , então, o ponto  $(v_2, 0)$  assume a forma  $(v_r - \frac{d}{2}, 0)$ . A equação da reta assume a seguinte forma:

$$Q = -mv + b \quad (7)$$

Quando passa pelo ponto  $(v_1, Q_{max})$  temos o seguinte:

$$Q_{max} = -m \ v_1 + b \quad (8)$$

Quando passa pelo ponto  $(v_r - \frac{d}{2}, 0)$  temos o seguinte:

$$0 = -m \ (v_r - \frac{d}{2}) + b \Rightarrow b = m \ (v_r - \frac{d}{2}) \quad (9)$$

Portanto, substituindo o valor de  $b$  encontrado na relação (9), na relação (8), temos o seguinte:

$$Q_{max} = -m \ v_1 + m \ (v_r - \frac{d}{2}) ; \quad (10)$$

$$m \ v_1 = -Q_{max} + m \ (v_r - \frac{d}{2}) ;$$

$$2m \ v_1 = -2Q_{max} + 2m \ v_r - md ;$$

$$v_1 = \frac{2m \ v_r - dm - 2Q_{max}}{2m}$$

Segundo Gush (2021) o modo de operação Volt-VAr de um inversor inteligente pode utilizar potência reativa por meio da prioridade Watt ou VAr. Assim, quando utiliza por meio da prioridade Watt, então geração ativa é priorizada em detrimento da geração de potência reativa. Portanto, o inversor inteligente não gera potência reativa quando se encontra fornecendo ou absorvendo potência ativa com sua capacidade plena. No modo de prioridade VAr, a potência reativa é priorizada em relação à potência ativa. Essa forma de operação pode

cortar a geração de potência ativa quando existe necessidade de que o inversor inteligente forneça ou absorva potência reativa. Nesse caso, o modo de operação com prioridade VAR produz um desperdício de potência ativa gerada. A geração (fornecendo ou absorvendo) de potência reativa de um inversor inteligente depende da geração de potência ativa e do tamanho do inversor. Portanto, sobredimensionar o inversor pode aumentar a capacidade de transferência de potência reativa de um inversor inteligente. Assim, a potência reativa máxima disponível de um inversor inteligente sobredimensionado conectado a um sistema fotovoltaico pode ser encontrada usando a seguinte relação:

$$Q_{PV}^{max} = \sqrt{S_{PV(OS)}^2 - P_{PV}^2} \quad (11)$$

Onde  $S_{PV(OS)}^2$  representa a potência aparente do inversor inteligente sobredimensionado conectado a um sistema fotovoltaico;  $P_{PV}^2$  é a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e  $Q_{PV}^{max}$  é a potência reativa máxima disponível no sistema fotovoltaico.

## 4. A META-HEURÍSTICA VNS

### 4.1. INTRODUÇÃO

As heurísticas e as meta-heurísticas são técnicas de otimização relativamente simples e que podem ser utilizadas para solucionar problemas de elevada complexidade. A vantagem das heurísticas e das meta-heurísticas, em relação com as técnicas exatas de otimização é a de representar técnicas de otimização que praticamente não exigem premissas válidas para serem utilizadas. Assim, por exemplo, a utilização das técnicas de otimização exige um conjunto de requisitos para uma adequada aplicação, tais como função objetivo convexa ou concava, restrições que formam um conjunto convexo, funções objetivos e restrições contínuas e deriváveis, entre outros. Se todas as premissas são verdadeiras, então uma técnica de otimização clássica tem capacidade de encontrar, teoricamente, a solução ótima. Entretanto, ainda existem dois problemas adicionais relacionadas com a aplicação das técnicas exatas de otimização: (1) existem muitos problemas importantes que não cumprem com os requisitos exigidos e, (2) outros problemas cumprem com os requisitos exigidos, mas o tempo de processamento é totalmente proibitivo. Finalmente, existem problemas que não tem modelo matemático conhecido.

Na aplicação das heurísticas e das meta-heurísticas não existe, em princípio, nenhum requisito para um problema complexo. Não é exigido modelo matemático, apenas precisa ser idealizada uma forma eficiente de representar uma proposta de solução do problema complexo. Nesse contexto, existem muitos problemas onde utilizar as heurísticas e as meta-heurísticas se torna mais conveniente. Uma desvantagem, das heurísticas e das meta-heurísticas é que essas técnicas não podem provar que a melhor solução encontrada seja a ótima. Entretanto, para instâncias altamente complexas de problemas complexos, os solvers de otimização clássica também não conseguem provar que a solução encontrada seja a ótima já que convergem com um gap de otimalidade muito elevado. A revisão sobre as heurísticas e as meta-heurísticas será realizada com o auxílio de Romero (2012), Glover (2003) e Michalewicz (1994).

## 4.2. INTRODUÇÃO SOBRE AS HEURÍSTICAS

As heurísticas são técnicas de otimização que geralmente encontram soluções de boa qualidade de problemas complexos. Deve-se observar que entre as décadas de 1960 e 1970, as heurísticas foram as técnicas de otimização mais usadas e com maior sucesso para resolver problemas complexos do campo da otimização matemática, especialmente para aqueles problemas não lineares, discretos e não convexos.

A maioria das heurísticas encontram soluções de boa qualidade de problemas altamente complexos em tempos computacionais relativamente rápidos. Adicionalmente, a maioria das heurísticas são simples de entender e também de implementar computacionalmente. Entretanto, as técnicas heurísticas renunciam, pelo menos do ponto de vista teórico, a encontrar a solução ótima global de um problema complexo. Em problemas de grande porte e complexos, as técnicas heurísticas raramente encontram as soluções ótimas. Uma técnica heurística pode ser muito simples como, por exemplo, o uso de bom senso ou a experiência de um especialista ou pode ser muito sofisticado, geralmente envolvendo a solução de modelos matemáticos relaxados em relação ao modelo original.

Para Romero (2012) é interessante usar técnicas heurísticas de otimização nos seguintes casos:

1. Quando não existe um método exato de otimização para resolver o problema em análise.
2. Quando a solução ótima não é muito importante do ponto de vista prático por diferentes motivos como, por exemplo, a existência de muitas soluções ótimas locais de qualidade muito próxima da solução ótima global.
3. Quando os dados usados apresentam incerteza elevada como acontece em muitos problemas relacionados com planejamento.
4. Quando existem limitações de tempo de processamento para encontrar a solução procurada e quando existem problemas de memória para armazenamento de dados. Problemas desse tipo podem aparecer em problemas de aplicação em tempo real.
5. Quando se pretende encontrar uma boa solução inicial para ser usada como ponto de partida na aplicação de uma técnica de otimização mais sofisticada como, por exemplo, quando pretendemos usar um algoritmo branch and bound.

Dentre as heurísticas existentes em otimização, duas delas foram muito usadas na otimização de sistemas de energia elétrica: (1) o algoritmo heurístico construtivo e, (2) o algoritmo heurístico de busca através de vizinhança.

O Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) é uma das técnicas heurísticas de otimização mais usadas para resolver problemas complexos e ainda é muito utilizado isoladamente ou integrado a meta-heurísticas mais sofisticadas. O mais popular dos algoritmos heurísticos construtivos é o tipo guloso. O AHC é uma técnica de otimização que, em um processo passo a passo, gera uma solução geralmente de boa qualidade de um problema complexo. Em cada passo o AHC escolhe um elemento ou componente da solução que está sendo construída e no último passo termina de gerar uma solução factível ou que atende os requisitos exigidos. O elemento ou componente da solução que é escolhido em cada passo do AHC é identificado usando um indicador de sensibilidade que identifica o componente mais interessante a ser incorporada na solução em construção. Assim, a diferença fundamental entre os AHCs usados para resolver um mesmo problema está no indicador de sensibilidade usado.

Um AHC pode assumir a seguinte forma genérica:

1. Armazenar os dados do problema e escolher o indicador de sensibilidade a ser usado.  
Escolher os componentes que podem ser incorporados na solução em construção (geralmente o processo é iniciado sem componentes).
2. Verificar se a solução em construção já representa uma solução factível. Caso seja factível então pare o processo porque foi encontrada a solução factível procurada. Em caso contrário ir ao passo 3.
3. Usando a solução em construção, resolver o problema que permite identificar o indicador de sensibilidade de todos os componentes do problema que ainda não foram incorporadas na solução em construção.
4. Usando a informação dos indicadores de sensibilidade encontrados no passo anterior identificar a componente que deve ser incorporada na solução em construção. Adicionar o componente identificado na solução em construção e voltar ao passo 2.

Em resumo, os algoritmos heurísticos construtivos do tipo guloso apresentam as seguintes características:

- É um processo iterativo onde em cada passo escolhe-se uma componente da solução em construção. O indicador de sensibilidade pode ser muito simples ou muito sofisticado como, por exemplo, resolver um problema de otimização.

- Apenas no último passo se encontra uma solução factível ou que atende os requisitos exigidos.

O Algoritmo heurístico de busca através de vizinhança é significativamente diferente do algoritmo heurístico construtivo do tipo guloso. No AHC se gera apenas uma solução factível ou que atende os requisitos exigidos através de uma sequência de passos e usando um indicador de sensibilidade. No algoritmo heurístico de busca através de vizinhança, SDH (do inglês Steepest Descent Heuristic para o problema de minimização), o processo é geralmente iniciado a partir de uma solução factível e na sequência são encontradas novas soluções factíveis percorrendo o espaço de busca e passando sempre para a melhor solução vizinha.

A terminologia usada na heurística SDH é diferente da terminologia usada na otimização clássica (programação linear, programação não linear, programação inteira, etc.) e as vezes pode ser significativamente diferente. Essa mesma terminologia é usada nas meta-heurísticas. Essa terminologia é mostrada de forma resumida após mostrar a estratégia fundamental do SDH.

A estratégia fundamental da heurística SDH pode ser resumida da seguinte forma:

- O processo de otimização é iniciado através de uma solução inicial (factível ou infactível) que passa a ser chamada de solução corrente.
- Deve-se definir uma estrutura de vizinhança. Assim, deve existir uma forma de identificar as soluções que são consideradas vizinhas da solução corrente. As soluções vizinhas podem ser factíveis ou infactíveis.
- Na heurística SDH se passa da solução corrente para a melhor solução vizinha.
- O processo termina quando todas as soluções vizinhas são de pior qualidade que a solução corrente.

Deve-se observar que para implementar a heurística SDH não necessariamente estamos obrigados a usar o modelo matemático do problema em análise. Na verdade, a heurística SDH pode resolver problemas de otimização que não tem modelagem matemática e essa característica torna a heurística SDH, assim como as meta-heurísticas, uma técnica de otimização relativamente distante da lógica de otimização usada na otimização clássica. Para uma adequada apresentação do funcionamento da heurística SDH, deve-se definir alguns conceitos importantes.

A representação de uma proposta de solução de um problema complexo representa a estratégia fundamental para entender o funcionamento da heurística SDH. Assim, a

representação de uma proposta de solução representa de forma clara um elemento do espaço de busca do problema de otimização. O espaço de busca está formado por todas as propostas de solução que podem ser identificados usando a forma de representar uma proposta de solução escolhida para um determinado problema de otimização e usando as estratégias de vizinhança usados para resolver o problema. Deve-se lembrar que um aspecto crucial na otimização clássica é a escolha adequada das variáveis de decisão. Na heurística SDH um aspecto crucial e fundamental é a escolha de uma forma eficiente de representar uma proposta de solução.

Uma representação de uma proposta de solução está adequadamente idealizada quando, a partir dessa informação, é possível encontrar o valor da função objetivo (ou seu equivalente) do problema e determinar se a proposta é factível ou infactível. Uma proposta de solução está eficientemente idealizada para sua utilização em uma heurística SDH ou em uma meta-heurística quando os operadores desse algoritmo podem ser eficientemente implementados. Deve-se observar que podem existir várias formas de representar uma proposta de solução. Para algumas meta-heurísticas como, por exemplo, nos algoritmos genéticos e evolutivos em geral a forma de representar uma proposta de solução deve permitir uma implementação eficiente dos operadores existentes na meta-heurística. No caso do algoritmo genético, uma forma adequada de representar uma proposta de solução deve permitir implementar de forma eficiente os operadores de seleção, recombinação e mutação. Resumindo, a forma de representar uma proposta de solução para resolver um problema complexo usando a heurística SDH ou uma meta-heurística deve permitir identificar de maneira única um elemento do espaço de busca, deve permitir encontrar o valor da função objetivo ou equivalente e deve permitir verificar se a proposta de solução é factível ou infactível. Adicionalmente, a proposta deve permitir definir e implementar de forma adequada as estruturas de vizinhança e/ou implementar de forma eficiente os operadores existentes na meta-heurística.

O espaço de busca está estritamente relacionado com a forma de representar uma proposta de solução. Os elementos do espaço de busca (propostas de solução) são todas as propostas de solução que podem ser encontrados implementando as estruturas de vizinhança ou os operadores existentes na heurística SDH ou nas meta-heurísticas. O espaço de busca pode compreender apenas uma parcela da região factível, exatamente a região factível ou parcelas da região factível e infactível do problema que está sendo resolvido. Os elementos do espaço de busca estão implicitamente especificados quando escolhermos a forma de representar uma proposta de solução e a forma de realizar as transições a partir de uma solução inicial (ou

conjunto de soluções iniciais). Assim, as estruturas de vizinhança ou os operadores da meta-heurística, junto com a idealização para representar uma proposta de solução, definem os elementos do espaço de busca.

Seja  $p_k$  a codificação da solução corrente de um problema complexo que está sendo resolvido pela heurística SDH. Uma solução vizinha de  $p_k$  é qualquer proposta de solução que pode ser encontrada com a implementação de um mecanismo de perturbação da solução corrente. As soluções vizinhas são armazenadas no conjunto  $N_k(p)$ . O número de soluções vizinhas de  $p_k$  é conhecida como a cardinalidade de  $N_k(p)$  e denotada através da notação  $|N_k(p)|$ . Assim, para definir a vizinhança da solução corrente apenas precisamos definir o mecanismo de perturbação.

Supor que temos disponível a solução corrente  $p_k$  e conhecemos o mecanismo de perturbação para encontrar os elementos de  $N_k(p)$ . Nesse contexto, os elementos de  $N_k(p)$  podem representar soluções factíveis ou infactíveis para o problema que está sendo resolvido. A ideia central relacionada com a definição de  $N_k(p)$  deveria ser evitar que os elementos de  $N_k(p)$  sejam factíveis e infactíveis. Assim, na medida do possível devemos usar estruturas de vizinhança em que os elementos de  $N_k(p)$  sejam apenas propostas de solução factíveis. Entretanto, esse tipo de proposta nem sempre é possível e depende de muitos fatores tais como a forma de codificação proposta, o tipo de problema que está sendo resolvido e da forma de definição de vizinhança. Quando não existe possibilidade de gerar apenas soluções vizinhas então a heurística SDH deve decidir a forma de tratamento das soluções vizinhas. Na maioria das aplicações as propostas de solução infactíveis são descartadas, mas em outras aplicações podem ser consideradas para análise e avaliadas considerando, por exemplo, uma penalização dessas soluções na função objetivo. Em resumo, as diferentes formas de definir a vizinhança da solução corrente diferem apenas no mecanismo de perturbação usado.

A heurística de busca através de vizinhança (SDH) assume a seguinte forma:

1. Passo preliminar: Montar os dados do problema. Idealizar uma forma de representar uma proposta de solução denominada de  $p$ . Identificar uma forma de avaliar a qualidade da função objetivo ou equivalente e denominada  $f(p)$ . Definir a estrutura de vizinhança a ser usada o que caracteriza o espaço de busca.
2. Encontrar uma solução inicial  $p_o$  que se transforma na solução corrente  $p_c$ .
3. Identificar e avaliar todas as soluções vizinhas da solução corrente  $p_c$  e identificar a melhor solução vizinha  $p^{best}$ .

4. Se  $f(p^{best}) < f(p)$  então a melhor solução vizinha é melhor que a solução corrente e, portanto, fazer  $p_c = p^{best}$  e voltar ao passo 3. Em caso contrário pare o processo e a solução encontrada pela heurística SDH é  $p_c$  (geralmente um ótimo local).

Em relação com a heurística SDH, deve-se realizar as seguintes observações:

- O passo 1 é muito mais importante do que normalmente é considerado por muitos pesquisadores. Uma forma eficiente de representar uma proposta de solução é crucial, assim como a caracterização da estrutura de vizinhança. Nesse passo também deve ser decidido como devem ser tratadas as propostas de solução vizinhas que são inactíveis.
- No passo 2 a heurística SDH exige apenas uma solução inicial. Assim, essa solução inicial pode ser encontrada de forma trivial escolhendo, por exemplo, uma solução gerada de forma aleatória ou pode ser gerada de forma sofisticada usando, por exemplo, um AHC conhecido e eficiente para o tipo de problema em análise (um ótimo local). Deve-se observar que em muitos problemas pode ser muito difícil encontrar uma solução inicial factível. Portanto, em geral, a solução inicial  $p_o$  pode ser factível ou inactível. Caso seja inactível então, deve-se mudar a estratégia de qualidade para avaliar as soluções vizinhas. A estratégia mais popular consiste em penalizar a função objetivo das propostas de solução inactíveis. Também, no passo 2 é exigido apenas uma solução inicial.
- No passo 3, a heurística SDH exige avaliar a qualidade de todas as soluções vizinhas e identificar a melhor solução vizinha. Esse passo pode exigir muito tempo de processamento, especialmente em determinados problemas em que avaliar a qualidade de uma solução vizinha pode exigir resolver um problema relativamente complexo como, por exemplo, um problema de fluxo de carga ou, um problema de programação linear ou não linear.
- No passo 4 a heurística SDH termina o processo se a melhor solução vizinha for de pior qualidade que a solução corrente. Assim, se a vizinhança for definida de forma inadequada então a heurística SDH pode terminar encontrando uma solução ótima local de pobre qualidade. Também, deve-se observar que quando a heurística SDH converge então a solução corrente é também a incumbente. Essa característica não acontece na maioria das meta-heurísticas, exceto na meta-heurística de busca em vizinhança variável (VNS, do inglês Variable Neighborhood Search).

O algoritmo heurístico construtivo e a heurística SDH foram analisadas com certo detalhe porque a estrutura básica da maioria das meta-heurísticas pode ser interpretada apenas como uma generalização de um AHC, uma generalização da heurística SDH ou uma generalização conjunta do AHC e da heurística SDH. Esse fato acontece especialmente na meta-heurística VNS que se pretende usar neste trabalho.

#### 4.3. INTRODUÇÃO SOBRE AS META-HEURÍSTICAS

Uma meta-heurística pode ser definida como sendo um processo de otimização representado por uma generalização e/ou integração do algoritmo heurístico construtivo de tipo guloso e a heurística de busca através de vizinhança de forma que seja possível encontrar soluções de qualidade percorrendo de forma eficiente o espaço de busca. Em outras, palavras, uma meta-heurística pode ser interpretada como uma generalização e/ou integração do AHC e da heurística SDH mostrados anteriormente. Obviamente, as meta-heurísticas foram inventadas usando princípios conceituais diferentes, mas podem ser interpretadas usando apenas os conceitos existentes na literatura de otimização matemática.

#### 4.4 A META-HEURÍSTICA VNS

A meta-heurística de busca em vizinhança variável, chamada de VNS, é apenas uma generalização da heurística SDH. A estratégia consiste em definir várias estruturas de vizinhança em contraposição de apenas uma estrutura de vizinhança como acontece no SDH. Assim, na estrutura mais simples do VNS, chamado de algoritmo VND, a busca é iniciada no primeiro nível de vizinhança e permanece nesse nível enquanto for identificado um vizinho melhor que a proposta de solução corrente. Em caso de fracasso, isto é, se o melhor vizinho for de pior qualidade que a proposta de solução corrente, então, deve-se passar ao seguinte nível de vizinhança. Dessa forma a estratégia fundamental do VNS assume a seguinte forma:

- Se a melhor solução vizinha é de melhor qualidade que a proposta de solução corrente, então, deve-se voltar ao primeiro nível de vizinhança se o processo se encontra em um nível de vizinhança superior ou deve-se permanecer no primeiro nível de vizinhança se o processo se encontra no primeiro nível de vizinhança.

- Se a melhor solução vizinha não é de melhor qualidade que a proposta de solução corrente, então, deve-se passar para o próximo nível de vizinhança superior se ainda existe um nível superior.
- Se a melhor solução vizinha não é de melhor qualidade que a proposta de solução corrente e o processo se encontra no último nível de vizinhança, então o processo de otimização termina.

Pode-se verificar que o VNS é uma generalização da heurística SDH e em todo instante a proposta de solução corrente é também a incumbente (a melhor proposta de solução encontrada no processo iterativo.) A maioria das meta-heurísticas aceitam a degradação da solução corrente ou do conjunto de soluções correntes como uma estratégia para sair de uma solução ótima local. O algoritmo VNS não aceita essa possibilidade. O algoritmo VNS muda a vizinhança como uma forma de sair de soluções ótimas locais. Nesse processo a solução corrente também é a incumbente o que não acontece nas outras meta-heurísticas. Assim, podemos afirmar que o algoritmo VNS realiza um conjunto de transições no espaço de busca de um problema e em cada passo a transição é realizada para a nova incumbente. Se o processo encontra um ótimo local então o algoritmo VNS muda de vizinhança para sair desse ótimo local e passar para a nova incumbente. Como uma consequência dessa estratégia, se o algoritmo VNS encontra o ótimo global então a busca fica estagnada nesse ponto de ótimo global sem possibilidade de sair desse ponto. Esse tipo de comportamento não acontece com as outras meta-heurísticas.

A estratégia do algoritmo VNS está inspirada em três observações importantes:

- **Fato 1:** O ótimo local em relação a uma estrutura de vizinhança não necessariamente também é ótimo local em relação com outra estrutura de vizinhança.
- **Fato 2:** O mínimo global é um ótimo local em relação com todos os tipos possíveis de estruturas de vizinhança.
- **Fato 3:** Em muitos problemas o ótimo local em relação a um tipo de vizinhança compartilha muitas características em relação a outras estruturas de vizinhança.

A última observação é particularmente importante na formulação de um algoritmo VNS. A observação de caráter empírica implica que uma solução ótima local fornece informação importante em relação ao ótimo global especialmente se a solução ótima local for de excelente qualidade. Existe também a observação empírica de que as soluções ótimas locais geralmente estão concentradas em regiões específicas do espaço de busca. Se as soluções ótimas locais

estivessem uniformemente distribuídas no espaço de busca todas as meta-heurísticas se tornariam ineficientes. Portanto, se for encontrado um ótimo local da região em que se encontra o ótimo global, então, uma meta-heurística tipo VNS tem grande chance de encontrar esse ótimo global. Por outro lado, se o ótimo global se encontra em outra região então a única possibilidade de encontrar o ótimo global é implementar um processo de diversificação. Por esse motivo o equilíbrio entre intensificação e diversificação no processo de busca pode ser importante em uma meta-heurística.

Existe um outro aspecto importante que deve formar parte da lógica de implementação de um algoritmo VNS que está relacionado com a qualidade de um ótimo local. Um ótimo local de função objetivo de melhor qualidade não necessariamente pode ser mais adequado para tentar encontrar um ótimo global. Supor que existem duas soluções ótimas locais  $x_a$  e  $x_b$  em que  $f(x_a) < f(x_b)$  para o problema de minimização. Na análise tradicional podemos concluir que  $x_a$  é um ótimo local de melhor qualidade que  $x_b$ . Entretanto, se essas soluções devem ser usadas para iniciar (ou reiniciar) o processo de busca então podemos afirmar que aquela solução com características internas mais próximas da solução ótima global é a mais adequada para iniciar (ou reiniciar) a busca e, portanto, não necessariamente a solução  $x_a$  deve ser escolhida. Logicamente, em condições normais não conhecemos a solução ótima.

Entretanto, existem problemas onde a solução ótima é conhecida e existem vários algoritmos heurísticos para encontrar soluções ótimas locais para esse problema. Nesse contexto, podemos usar a observação anterior para identificar o algoritmo heurístico que produz soluções ótimas locais de melhor qualidade para iniciar a busca usando o algoritmo VNS. Esse tipo de comportamento acontece em vários problemas de otimização de sistemas de energia elétrica, cujas soluções ótimas são conhecidas em muitos algoritmos heurísticos construtivos para encontrar excelentes soluções ótimas locais. Assim, pode-se identificar o melhor algoritmo heurístico construtivo para ser incorporado na estrutura de solução de um algoritmo VNS.

Existem várias formas de implementar o algoritmo VNS e, portanto, podem ser implementados uma família de algoritmos VNS. Denotemos por  $N_k$ , ( $k = 1; \dots, kmax$ ), um conjunto finito de estruturas de vizinhança pré-selecionadas e seja  $N_k(x)$  o conjunto de soluções ou vizinhos na  $k$ -ésima vizinhança de  $x$ . Uma solução ótima  $x_{opt}$  (ou mínimo global) é uma solução onde o mínimo é alcançado. Dizemos que  $x'$  é um mínimo local com relação a  $N_k$ , se não existir solução  $x \in N_k(x) \subseteq X$  tal que  $f(x) < f(x')$ . Assim, a ideia é definir um conjunto de estruturas de vizinhança que podem ser usadas de forma determinística, de forma aleatória ou

determinística e aleatória. Essas formas de usar a estrutura de vizinhança produzem algoritmos VNS de desempenhos diferentes.

Existem várias propostas de algoritmos VNS que podem ser usados de forma independente ou integradas em estruturas VNS mais complexas. A forma mais simples de um algoritmo tipo VNS é o algoritmo Variable Neighborhood Descent (VND). O algoritmo VND é baseado no fato 1 mencionado anteriormente, isto é, o ótimo local em relação a uma estrutura de vizinhança não necessariamente também é ótimo local em relação com outra estrutura de vizinhança. Assim, o ótimo local  $x'$  de  $x$  na vizinhança  $N_1(x)$  não necessariamente é igual ao ótimo local  $x''$  de  $x$  para a vizinhança  $N_2(x)$ . O algoritmo VND assume a forma mostrada na estrutura abaixo.

- **Inicialização:** Escolha um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_s, s = 1; \dots, s_{max}$ , que devem ser usadas de forma hierarquizada; escolher ou encontrar uma proposta de solução inicial  $x$ .
- **Repetir** a seguinte sequência sempre que for encontrada uma melhoria:
  1. Fazer  $s \leftarrow 1$ ;
  2. Repetir os seguintes passos até que  $s = s_{max}$ :
    - (a) Identifique e avalie todas as propostas de solução vizinhas. Identificar a melhor proposta de solução vizinha  $x'$  de  $x$ , ( $x' \in N_s(x)$ );
    - (b) Tentativa de realizar uma transição: se a melhor proposta de solução vizinha  $x'$  é melhor que a proposta de solução corrente  $x$ , fazer  $x \leftarrow x'$  e  $s \leftarrow s + 1$ ; caso contrário fazer  $s \leftarrow s + 1$ ;

O algoritmo VND representa a forma mais simples de formular um algoritmo VNS. Entretanto, esse tipo de algoritmo básico pode ser integrado em uma estrutura mais complexa de algoritmo VNS. Quando o algoritmo VND for usado de forma independente deve-se priorizar a busca de soluções de excelente qualidade. Por outro lado, se o algoritmo VND é usado em estruturas mais complexas pode ser mais importante encontrar uma boa solução mais rapidamente.

O segundo tipo de algoritmo VNS é o chamado Reduced Variable Neighborhood Search (RVNS). Este tipo de algoritmo está inspirado em dois aspectos fundamentais no processo de busca relacionados com a intensificação e a diversificação. Por um lado, temos o fato 3 que afirma que na região de um ótimo local normalmente existem outras soluções ótimas locais que podem ser encontradas a partir de um ótimo local inicial e, portanto, deve-se montar uma

estratégia de intensificação para tentar encontrar esses ótimos locais. Em contrapartida, sair de um ótimo local para encontrar outro ótimo local de uma região mais distante exige uma estratégia que implique em uma mudança mais radical na caracterização da vizinhança, especialmente em problemas com ótimos locais relativamente distantes. Assim, uma busca que contemple ambos aspectos (intensificação e diversificação) pode permitir encontrar ótimos locais de uma mesma região e pode permitir ao processo de busca sair para ótimos locais de regiões mais distantes do ponto de ótimo local corrente. Esse tipo de trabalho foi incorporado no algoritmo RVNS cuja estrutura é mostrada abaixo.

- **Inicialização:** Escolha um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k$ ,  $k = 1; \dots, k_{max}$ , que devem ser usados no processo de busca; encontre uma solução inicial  $x$ ; escolha um critério de parada;
- **Repetir** a seguinte sequência até encontrar um critério de parada:
  - 1) Fazer  $k \leftarrow 1$ ;
  - 2) Repetir os seguintes passos até que  $k = k_{max}$ :
    - (a) Avaliação: Escolha uma proposta de solução vizinha  $x'$  de forma aleatória na  $k^{th}$  vizinhança da solução corrente  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ );
    - (b) Tentativa de transição: Se a proposta de solução escolhida é melhor que a proposta de solução corrente (incumbente), realizar a transição  $x \leftarrow x'$  e continuar a busca com  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; em outro caso, fazer  $k \leftarrow k + 1$ ;

Deve-se observar que o algoritmo RVNS produz uma escolha de vizinhos mais dinâmica escolhendo vizinhos de todas as estruturas de vizinhança (diversificação) e priorizando a primeira estrutura de vizinhança (intensificação) nas fases iniciais da busca. Entretanto, uma componente importante da estrutura RVNS é a capacidade de encontrar novas regiões promissoras a partir de um ótimo local. O algoritmo RVNS também pode ser usado de forma independente ou pode ser integrado em uma estrutura mais complexa de algoritmo VNS.

Algoritmos VNS mais eficientes podem ser formulados integrando as características do algoritmo VND, que permite encontrar ótimos locais de qualidade, e do algoritmo RVNS que permite encontrar novas regiões promissoras a partir de um ótimo local. Assim, juntando as características de ambos algoritmos podem ser formulados dois tipos de algoritmos VNS que geralmente apresentam excelente desempenho. Esses algoritmos são chamados de Basic Variable Neighborhood Search (BVNS) e General Variable Neighborhood Search (GVNS).

O algoritmo BVNS combina a busca local com mudanças sistemáticas da vizinhança em torno do ótimo local encontrado. A estrutura do algoritmo BVNS é mostrada abaixo.

- **Inicialização:** Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k, k = 1; \dots, k_{max}$ , que devem ser usadas no processo de busca; encontrar uma solução inicial  $x$ ; escolher um critério de parada;
- **Repetir** a seguinte sequência até cumprir com o critério de parada:
  1. Fazer  $k \leftarrow 1$ ;
  2. Repetir os seguintes passos até que  $k = k_{max}$ :
    - (a) Escolhendo: Gerar uma proposta de solução  $x'$  de forma aleatória da  $k^{th}$  vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ );
    - (b) Busca local: usar um método de busca local usando  $x'$  como proposta de solução inicial; considere que  $x''$  é a melhor proposta de solução encontrada na busca local.
    - (c) Tentativa de transição: Se o ótimo local  $x''$  é melhor que a proposta de solução corrente (incumbente)  $x$ , realizar a transição ( $x \leftarrow x''$ ), e continuar a busca com  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; em outro caso fazer  $k \leftarrow k + 1$ ;

A lógica de trabalho do algoritmo BVNS é muito interessante. Inicialmente, deve-se escolher as  $k$  estruturas de vizinhança. O processo de otimização é iniciado de uma solução  $x$  e na vizinhança  $N_1(x)$ . Na sequência, escolhe-se de forma aleatória um vizinho  $x'$  de  $x$  em  $N_1(x)$ . A partir de  $x'$  é iniciado um processo de busca local para encontrar um ótimo local  $x''$ . Nesse contexto podem acontecer 3 casos: (1) se  $x'' = x$  significa que  $x$  já era o ótimo local da região de busca e, portanto, devemos mudar para outra região aumentando a cardinalidade da vizinhança ( $N_2(x)$  neste caso); (2) se  $x''$  é de pior qualidade que  $x$  então foi encontrado um ótimo local de pior qualidade que a incumbente  $x$  e também deve-se mudar de vizinhança; e (3) se  $x''$  é de melhor qualidade que  $x$ , que significa que foi encontrada uma solução melhor que a incumbente e, portanto, devemos atualizar a incumbente e reiniciar a busca a partir da nova incumbente e permanecendo na vizinhança  $N_1(x)$ .

Em qualquer iteração do processo sempre que a busca local encontra uma nova incumbente voltamos para a vizinhança  $N_1(x)$  e sempre que a busca local encontra uma solução de igual ou pior qualidade que a incumbente então mudamos para uma vizinhança mais complexa. Essa estratégia é a escolha aleatória do vizinho da incumbente  $x$  evita ciclagem e permite encontrar ótimos locais distantes da incumbente corrente.

A busca local no algoritmo BVNS pode ser qualquer estratégia heurística. Entretanto, a busca local também pode usar uma estratégia do algoritmo VNS. Assim, o algoritmo BVNS pode ser transformado em um algoritmo mais geral chamado General Variable Neighborhood Search (GVNS). O algoritmo GVNS é obtido generalizando o algoritmo BVNS simplesmente usando um algoritmo VND na busca local e usando um algoritmo RVNS para melhorar a solução inicial usada para iniciar a busca. O algoritmo GVNS é mostrado na estrutura abaixo.

- **Inicialização:** Escolher um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k$ ,  $k = 1; \dots, k_{max}$ , que deve ser usado na escolha do vizinho para iniciar a busca local no processo global, o conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_s$  para  $s = 1; \dots, s_{max}$  que deve ser usada na busca local do VND; encontrar uma solução inicial  $x$  e melhorar a qualidade dessa solução inicial usando um algoritmo RVNS; escolha um critério de parada.
- **Repetir** a seguinte sequência até que seja satisfeita o critério de parada:
  1. Fazer  $k \leftarrow 1$ ;
  2. Repetir os seguintes passos até que  $k = k_{max}$ :
    - (a) Escolha da solução vizinha: Escolha uma proposta de solução vizinha  $x'$  de forma aleatória da  $k^{th}$  vizinhança  $N_k(x)$  da solução corrente  $x$ ;
    - (b) Realizar a busca local usando o VND:
      - I. Fazer  $s \leftarrow 1$ ;
      - II. Repetir os seguintes passos até que  $s = s_{max}$ :
        - Avaliação da vizinhança: Encontrar a melhor proposta de solução vizinha  $x''$  de  $x'$  na vizinhança  $N_s(x')$ ;
        - Tentativa de transição local: Se  $f(x'') < f(x')$  fazer  $x' \leftarrow x''$  e  $s \leftarrow 1$ ; em outro caso fazer  $s \leftarrow s + 1$ ;
    - (c) Tentativa de transição global: Se o ótimo local (melhor vizinho encontrado) é melhor que a proposta de solução corrente (incumbente), então realizar a transição ( $x \leftarrow x''$ ), e continuar a busca com  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; em outro caso, fazer  $k \leftarrow k + 1$ .

Todas as observações realizadas para o algoritmo BVNS permanecem validas no algoritmo GVNS. Como foi mencionado anteriormente, a mudança fundamental está na fase de melhoria inicial da solução inicial usando um algoritmo RVNS e na fase de busca local que é realizado usando um algoritmo VND. Existem outros algoritmos ou estruturas mais complexas baseadas na lógica do algoritmo VNS que não foram revisados neste trabalho.

## 5 MODELO MATEMÁTICO E ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO

Neste capítulo será apresentado o modelo matemático de otimização para controle ótimo de inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos para melhorar a operação de redes de distribuição. Além disso, apresenta-se a estratégia para alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição.

### 5.1. AJUSTE DA CURVA VOLT-VAR DOS INVERSORES INTELIGENTES

Para o ajuste da curva da função Volt-Var dos inversores inteligentes, a função objetivo considerada é a minimização das perdas de potência ativa, sendo que, outros objetivos como melhorar a regulação de tensão ou aumentar a capacidade de hospedagem do sistema, também podem ser considerados.

Na equação (12), a função objetivo minimiza as perdas de potência ativa na rede de distribuição. As restrições (13)–(21) representam a operação em regime permanente de sistemas de distribuição.

$$\text{minimizar } v = \sum_{ij \in \Omega_B} \sum_{s \in \Omega_S} \Delta_s R_{ij} i_{ij,s}^{SQ} \quad (12)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in \Omega_B} p_{ki,s} - \sum_{ij \in \Omega_B} (p_{ij,s} + R_{ij} i_{ij,s}^{SQ}) + p_{i,s}^{SS} + p_{i,s}^{DG} = p_{i,s}^D \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (13)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B} q_{ki,s} - \sum_{ij \in \Omega_B} (q_{ij,s} + X_{ij} i_{ij,s}^{SQ}) + q_{i,s}^{SS} + q_{i,s}^{DG} = q_{i,s}^D \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (14)$$

$$p_{i,s}^D = P_{i,s}^D \left( Y_{i,s}^Z \frac{v_{i,s}^{SQ}}{V^2} + Y_{i,s}^I \frac{v_{i,s}}{V} + Y_{i,s}^P \right) \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (15)$$

$$q_{i,s}^D = Q_{i,s}^D \left( \Phi_{i,s}^Z \frac{v_{i,s}^{SQ}}{V^2} + \Phi_{i,s}^I \frac{v_{i,s}}{V} + \Phi_{i,s}^P \right) \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (16)$$

$$v_{i,s}^2 = v_{i,s}^{SQ} \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (17)$$

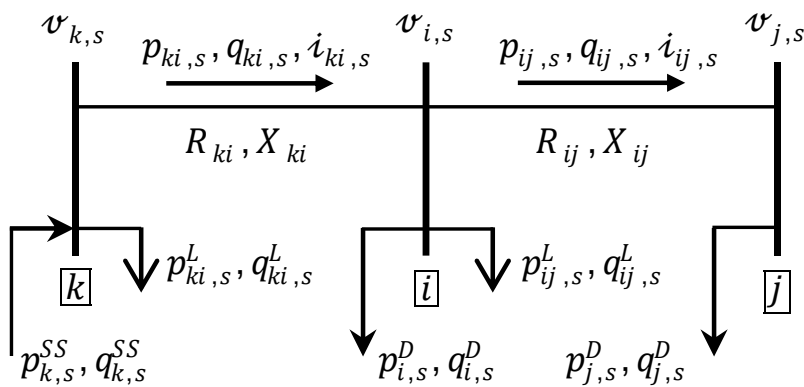
$$v_{i,s}^{SQ} - v_{j,s}^{SQ} = 2(R_{ij} p_{ij,s} + X_{ij} q_{ij,s}) + Z_{ij}^2 i_{ij,s}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega_B, s \in \Omega_S \quad (18)$$

$$v_{j,s}^{SQ} i_{ij,s}^{SQ} = p_{ij,s}^2 + q_{ij,s}^2 \quad \forall ij \in \Omega_B, s \in \Omega_S \quad (19)$$

As equações de balanço de potência ativa e reativa são representadas por (13) e (14), respectivamente, em que as demandas ativa e reativa dependentes da tensão são calculadas por (15) e (16), que representam a aplicação da primeira lei de Kirchhoff à rede. A equação (17) representa o cálculo da tensão ao quadrado nas barras do sistema. As equações (18) e (19) representam a aplicação sistemática da lei das tensões de Kirchhoff ao sistema. A equação (18) relaciona a diferença das magnitudes de tensão ao quadrado no ramo  $ij$  e os fluxos de potência ativa e reativa, a magnitude da corrente e dos parâmetros elétricos do ramo, enquanto que a equação (19) calcula a magnitude de corrente no ramo  $ij$  em termos dos fluxos de potência ativa e reativa e a magnitude de tensão no nó terminal  $j$  do ramo.

A Fig. 3 ilustra um sistema de três nós onde são verificadas os principais parâmetros e variáveis apresentados nas restrições (13)–(19).

Figura 3: Sistema ilustrativo de três nós.



Fonte: Elaboração própria.

As equações (20)–(25) são os limites operacionais da rede. Os limites de magnitude de tensão nos nós da rede são considerados em (20), enquanto que (21) é o limite de magnitude de corrente nos ramos. A capacidade da subestação é representada por (22), enquanto (23) não permite fluxo reverso de potência ativa na subestação. Por fim, (24) e (25) são utilizadas para fixar as injeções de potência ativa e reativa em zero nos nós de demanda.

$$\underline{V}^2 \leq v_{i,s}^{SQ} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (20)$$

$$0 \leq i_{ij,s}^{SQ} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_B, s \in \Omega_S \quad (21)$$

$$(p_{i,s}^{SS})^2 + (q_{i,s}^{SS})^2 \leq (\bar{S}_i^{SS})^2 \quad \forall i \in \Omega_{SS}, s \in \Omega_S \quad (22)$$

$$p_{i,s}^{SS} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{SS}, s \in \Omega_S \quad (23)$$

$$p_{i,s}^{SS} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS}, s \in \Omega_S \quad (24)$$

$$q_{i,s}^{SS} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS}, s \in \Omega_S \quad (25)$$

A geração de potência ativa do sistema fotovoltaico é limitada por (26), enquanto que (27) é a capacidade de potência aparente do inversor inteligente. A restrição (28) impõe que a potência ativa só pode ser injetada na rede de distribuição pelo inversor inteligente. Por fim, (29) e (30) garantem que não existam injeções de potência ativa e reativa nos nós da rede que não possuem geração distribuída instalada.

$$0 \leq p_{i,s}^{DG} \leq \Gamma_s^{PV} \bar{P}_i^{PV} \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (26)$$

$$(p_{i,s}^{DG})^2 + (q_{i,s}^{DG})^2 \leq (\bar{S}_i^{DG})^2 \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (27)$$

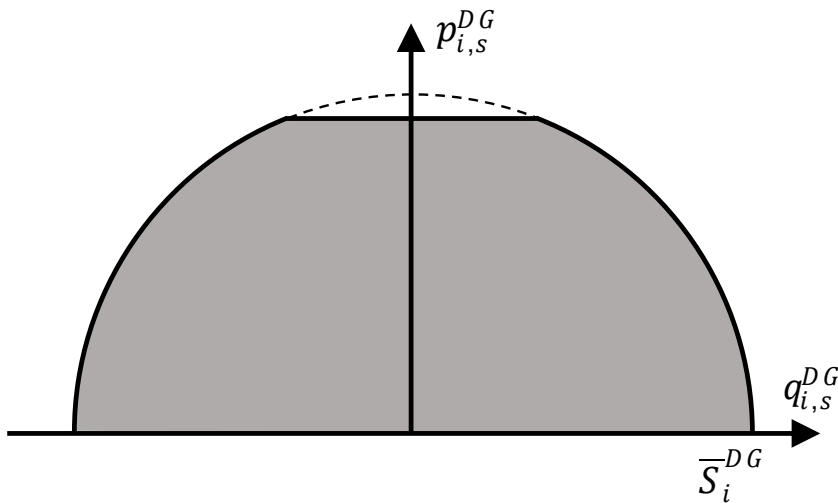
$$p_{i,s}^{DG} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (28)$$

$$p_i^{DG} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (29)$$

$$q_i^{DG} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (30)$$

A Fig. 4 apresenta a curva de capacidade do inversor inteligente definida por (26)–(30).

Figura 4: Curva de capacidade de um inversor inteligente.



Fonte: Elaboração própria.

As restrições (31) e (32) definem a injeção de potência reativa de acordo com a capacidade disponível do inversor inteligente.

$$q_{i,s}^{DG} = f_{i,s}^{DG} \bar{q}_{i,s}^{DG} \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (31)$$

$$(\bar{q}_{i,s}^{DG})^2 = (\bar{S}_i^{DG})^2 - (p_{i,s}^{DG})^2 \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (32)$$

As restrições de (33)–(43) definem a curva de controle Volt-VAr e, conseqüentemente, a injeção de potência reativa de um inversor inteligente em função da magnitude da tensão.

As equações (33) e (34) definem a injeção de potência reativa do inversor inteligente. As restrições (35) e (36) são necessárias para realizar a combinação convexa existente em (33) e (34). As restrições (37) e (38) são os limites de  $a_i^{DG}$  e  $b_i^{DG}$ . O conjunto de restrições (39)–(43) é utilizado para garantir que no máximo dois  $\lambda_{i,s,k}^{DG}$  adjacentes sejam diferentes de zero. Alternativamente, pode-se retirar as restrições (39)–(43) do modelo se for garantido que  $\lambda_{i,s,k}^{DG}$  pertençam a conjuntos ordenados especiais do tipo 2 (SOS2).

$$f_{i,s}^{DG} = \lambda_{i,s,0}^{DG} + \lambda_{i,s,1}^{DG} - \lambda_{i,s,4}^{DG} - \lambda_{i,s,5}^{DG} \quad (33)$$

$$\frac{v_{i,s}}{V} = (\underline{V}/V)\lambda_{i,s,0}^{DG} + a_i^{DG}\lambda_{i,s,1}^{DG} + b_i^{DG}\lambda_{i,s,2}^{DG} + (2 - b_i^{DG})\lambda_{i,s,3}^{DG} + \left(\frac{\bar{V} + V}{V} - a_i^{DG}\right)\lambda_{i,s,4}^{DG} + (\bar{V}/V)\lambda_{i,s,5}^{DG} \quad (34)$$

$$\lambda_{i,s,0}^{DG} + \lambda_{i,s,1}^{DG} + \lambda_{i,s,2}^{DG} + \lambda_{i,s,3}^{DG} + \lambda_{i,s,4}^{DG} + \lambda_{i,s,5}^{DG} = 1 \quad (35)$$

$$\forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S$$

$$0 \leq \lambda_{i,s,k}^{DG} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S, k \in \{0, \dots, 5\} \quad (36)$$

$$(\underline{V}/V) \leq a_i^{DG} \leq b_i^{DG} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (37)$$

$$b_i^{DG} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (38)$$

$$z_{i,s,1}^{DG} + z_{i,s,2}^{DG} + z_{i,s,3}^{DG} + z_{i,s,4}^{DG} + z_{i,s,5}^{DG} = 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (39)$$

$$\lambda_{i,s,0}^{DG} \leq z_{i,s,1}^{DG} \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (40)$$

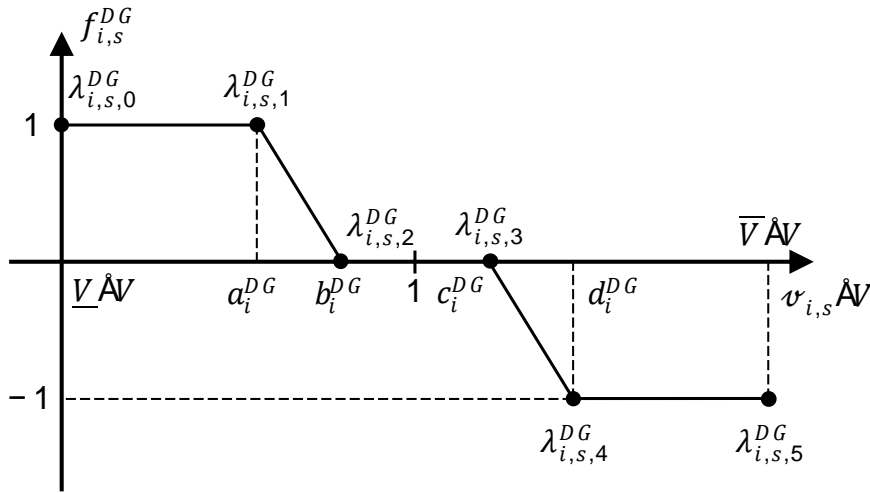
$$\lambda_{i,s,5}^{DG} \leq z_{i,s,5}^{DG} \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S \quad (41)$$

$$\lambda_{i,s,k}^{DG} \leq z_{i,s,k}^{DG} + z_{i,s,k+1}^{DG} \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S, k \in \{1, \dots, 4\} \quad (42)$$

$$z_{i,s,1}^{DG} \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_{DG}, s \in \Omega_S, k \in \{1, \dots, 4\} \quad (43)$$

A Fig. 5 ilustra a curva de controle Volt-Var de um inversor inteligente, de acordo com as restrições (33)–(43). No modelo considera-se que a curva é simétrica em relação ao ponto (1,0), portanto,  $c_i^{DG}$  e  $d_i^{DG}$  podem ser escritos em função de  $a_i^{DG}$  e  $b_i^{DG}$ .

Figura 5: Curva de controle Volt-Var dos inversores inteligentes.



Fonte: Elaboração própria.

O modelo resultante é um problema de programação quadrática inteira mista não convexo no qual a função objetivo (12) é linear. Esse tipo de problema pode ser resolvido utilizando-se o solver Gurobi.

## 5.2. ESTRATÉGIA DE ALOCAÇÃO DE GD NA REDE USANDO UM ALGORITMO VNS

O modelo (12)–(43) considera que os geradores distribuídos (sistemas fotovoltaicos) já se encontrem instalados no sistema de distribuição. Nesta seção será apresentado o algoritmo VNS (VND) utilizado para obter a alocação dos geradores distribuídos.

Para implementar o algoritmo VND apresentado no capítulo anterior, os seguintes aspectos devem ser definidos: (i) forma de representação de uma proposta de solução; (ii) forma de avaliar uma proposta de solução; (iii) vizinhanças; (iv) como lidar com soluções infactíveis.

Em relação ao aspecto (i), a representação de uma proposta de solução pode ser feita de maneira muito simples para o problema de alocação de sistemas fotovoltaicos. Considera-se que a capacidade do conversor,  $\bar{S}_i^{DG}$ , e dos painéis,  $\bar{P}_i^{PV}$ , sejam conhecidas. Assim, um vetor binário de comprimento  $|\Omega_N|$  representa uma proposta de solução. Cada posição desse vetor representa um nó do sistema elétrico, e um valor 0 em uma posição indica que o nó não possui sistema fotovoltaico alocado, enquanto um valor 1 indica a instalação de um sistema fotovoltaico no nó correspondente.

Para avaliar uma proposta de solução, no aspecto (ii), deve-se resolver um problema de fluxo de potência ótimo. No caso, o modelo (12)–(30) pode ser adaptado para esse propósito. Note que considerando apenas (12)–(30), o controle Volt-Var pelas curvas dos inversores inteligentes não é considerada. Dessa forma, na etapa de alocação considera-se que qualquer ponto de operação apresentado na Fig. 4 pode ser considerado para os sistemas fotovoltaicos. Para cada solução que é avaliada, devem ser considerados que os sistemas fotovoltaicos identificados pela solução foram instalados no sistema e deve-se resolver o modelo (12)–(30). Com isso pode-se verificar os valores de perdas da proposta de solução.

Para o aspecto (iii) foram definidas duas estruturas de vizinhança. A primeira considera trocar um sistema fotovoltaico de nó. Assim, devem ser resolvidos  $|\Omega_{DG}| \times (|\Omega_N| - |\Omega_{DG}|)$  problemas de fluxo de potência ótimo (12)–(30) nessa vizinhança. A vizinhança de nível 2 considera todas as trocas simultâneas de dois sistemas fotovoltaicos, sendo necessário resolver  $(|\Omega_{DG}| \times (|\Omega_{DG}| - 1)/2) \times ((|\Omega_N| - |\Omega_{DG}|) \times (|\Omega_N| - |\Omega_{DG}| - 1))/2$  problemas de fluxo de potência ótimo (12)–(30) nessa vizinhança.

Por fim, no aspecto (iv), para lidar com soluções infactíveis, pode-se modificar o modelo (12)–(30) de forma que as soluções geradas sempre sejam factíveis. Para isso, uma forma simples consiste em considerar injeções artificiais de potência ativa e reativa nos nós do sistema e penalizá-las na função objetivo, como apresentado em (44)–(51).

$$\text{minimizar } v = \sum_{ij \in \Omega_B} \sum_{s \in \Omega_S} \Delta_s R_{ij} i_{ij,s}^{SQ} + \Lambda \sum_{i \in \Omega_N} \sum_{s \in \Omega_S} (\alpha_{i,s}^{DG} + \beta_{i,s}^{DG} + \gamma_{i,s}^{DG}) \quad (44)$$

Sujeito a: (15)–(30)

$$\sum_{ki \in \Omega_B} p_{ki,s} - \sum_{ij \in \Omega_B} (p_{ij,s} + R_{ij} i_{ij,s}^{SQ}) + p_{i,s}^{SS} + p_{i,s}^{DG} + \alpha_{i,s}^{DG} = p_{i,s}^D \quad (45)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_B} q_{ki,s} - \sum_{ij \in \Omega_B} (q_{ij,s} + X_{ij} i_{ij,s}^{SQ}) + q_{i,s}^{SS} + q_{i,s}^{DG} + \beta_{i,s}^{DG} - \gamma_{i,s}^{DG} = q_{i,s}^D \quad (46)$$

$$\forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S$$

$$0 \leq \alpha_{i,s}^{DG} \leq p_{i,s}^D \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S \quad (47)$$

$$0 \leq \beta_{i,s}^{DG} \leq q_{i,s}^D \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S | Q_{i,s}^D \geq 0 \quad (48)$$

$$0 \leq \gamma_{i,s}^{DG} \leq -q_{i,s}^D \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S | Q_{i,s}^D < 0 \quad (49)$$

$$\beta_{i,s}^{DG} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S | Q_{i,s}^D < 0 \quad (50)$$

$$\gamma_{i,s}^{DG} = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, s \in \Omega_S | Q_{i,s}^D \geq 0 \quad (51)$$

No modelo (44)–(51) a variável  $\alpha_{i,s}^{DG}$  representa a geração artificial de potência ativa no nó  $i$ , cenário  $s$ , enquanto  $\beta_{i,s}^{DG}$  e  $\gamma_{i,s}^{DG}$  representam injeções de potência reativa no nó  $i$ , cenário  $s$ . Essas injeções são penalizadas na função objetivo utilizando-se um valor suficientemente grande  $\Lambda$ . Nos testes foi considerado  $\Lambda = 10^7$ . As restrições (47)–(51) garantem que as injeções artificiais tenham valores não negativos e menores (em módulo) que as demandas das barras.

## 6. TESTES E RESULTADOS

Os modelos e a meta-heurística propostos foram escritos em linguagem de modelagem matemática AMPL. Os problemas de otimização foram resolvidos utilizando-se o *solver* Gurobi v 9.5.

Foram realizados testes com os sistemas de 14 e 33 barras, sendo que para ambos foram considerados dois casos de estudo: no caso 1 foi considerando fator de potência unitário e caso 2 tensão controlada utilizando a curva Volt-Var dos inversores inteligentes.

### 6.1. RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 14 BARRAS

Na etapa de alocação foram considerados que três geradores distribuídos de 15.000,00 kVA poderiam ser instalados no sistema de 14 barras, atendendo a demanda do sistema. O algoritmo VNS indica que esses geradores devem ser instalados nas barras 2, 8 e 11.

Na Tabela 1 é possível verificar a localização ótima dos sistemas fotovoltaicos para o sistema de 14 barras. Os valores de  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$  e  $v_4$  referem-se aos ajustes das curvas de controle Volt-VAr e podem ser melhor visualizados na Fig. 2.

Na barra 11, o inversor estará operando em modo capacitivo quando a tensão for inferior a 0,9972 p.u., elevando o nível da tensão e, em modo indutivo quando a tensão for superior à 1,0028 p.u. para abaixar o nível da tensão. Os níveis de tensão entre 0,9972 p.u. e 1,0028 p.u. representam a zona morta, portanto o inversor não fornece nem absorve potência reativa. Caso a tensão atinja o valor de 0,9807 p.u., o inversor irá fornecer o máximo de reativo possível para elevar a tensão da rede, e caso a tensão atinja 1,0193 p.u., o inversor irá absorver da rede a capacidade máxima por ele suportada de potência reativa para abaixar o valor de tensão. Os casos para os inversores das barras 8 e 2 são análogos.

Tabela 1 – Localizações e ajustes dos sistemas fotovoltaicos para o sistema de 14 barras

BARRA	SGD (kVA)	$v_1$	$v_2$	$v_2$	$v_4$
11	15.000,00	0,9807	0,9972	1,0028	1,0193
8	15.000,00	0,9723	0,9891	1,0109	1,0277
2	15.000,00	0,9849	0,9979	1,0021	1,0151

Fonte: Elaboração própria.

## 6.2. RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 33 BARRAS

Na etapa de alocação foram considerados que três geradores distribuídos de 5.000,00 kVA poderiam ser instalados no sistema de 33 barras, atendendo a demanda do sistema. O algoritmo VNS indica que esses geradores devem ser instalados nas barras 14, 24 e 30.

Na Tabela 2 é possível verificar a localização ótima dos sistemas fotovoltaicos para o sistema de 33 barras. Os valores de  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$  e  $v_4$  referem-se aos ajustes das curvas de controle Volt-VAr e podem ser melhor visualizados na Fig. 2.

Na barra 14, o inversor estará operando em modo capacitivo quando a tensão for inferior a 0,9846 p.u., elevando o nível da tensão e, em modo indutivo quando a tensão for superior à 1,0154 p.u. para abaixar o nível da tensão. Os níveis de tensão entre 0,9846 p.u. e 1,0154 p.u. representam a zona morta, portanto o inversor não fornece nem absorve potência reativa. Caso a tensão atinja o valor de 0,9500 p.u., o inversor irá fornecer o máximo de reativo possível para elevar a tensão da rede, e caso a tensão atinja 1,0500 p.u., o inversor irá absorver da rede a capacidade máxima por ele suportada de potência reativa para abaixar o valor de tensão. Os casos para os inversores das barras 24 e 30 são análogos.

Tabela 2 – Localizações e ajustes dos sistemas fotovoltaicos para o sistema de 33 barras

<b>BARRA</b>	<b>SGD (kVA)</b>	<b>v1</b>	<b>v2</b>	<b>v3</b>	<b>v4</b>
14	5.000,00	0,9500	0,9846	1,0154	1,0500
24	5.000,00	0,9507	0,9946	1,0054	1,0493
30	5.000,00	0,9506	0,9881	1,0119	1,0494

Fonte: Elaboração própria.

## 6.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Na Tabela 3 é possível verificar os valores das perdas e da geração renovável total para os sistemas de 14 e 33 barras ao longo de 24 horas considerando os sistemas fotovoltaicos operando com fator de potência unitário.

Tabela 3 – Resultados considerando os sistemas fotovoltaicos operando com fator de potência unitário

<b>Sistema</b>	<b>Perdas (kWh)</b>	<b>Geração Renovável Total (kWh)</b>
14 barras	6.846,21	145.568,67
33 barras	1.302,63	23.626,80

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 4 é possível verificar os valores das perdas e da geração renovável total para os sistemas de 14 e 33 barras no período de 24 horas considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var.

Tabela 4 – Resultados considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var

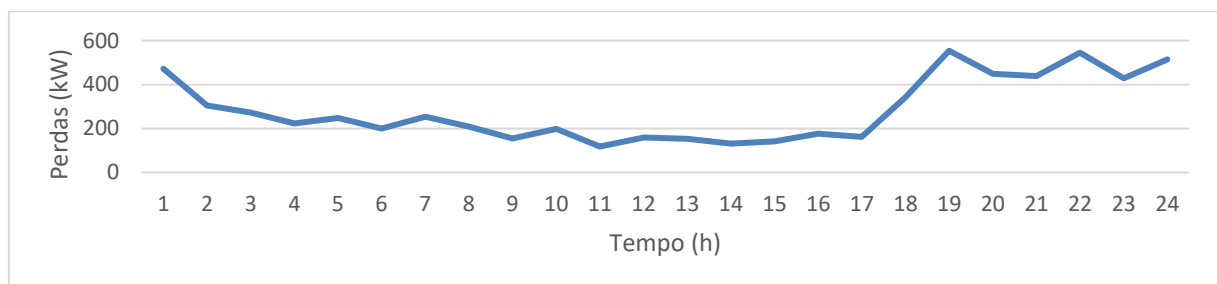
<b>Sistema</b>	<b>Perdas (kWh)</b>	<b>Geração Renovável Total (kWh)</b>
14 barras	6.072,61	132.658,33
33 barras	1.094,36	17.397,46

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com os resultados apresentados nas Tabela 3 e 4 é possível notar que as perdas nos sistemas são menores para o caso em que os sistemas fotovoltaicos operam com controle Volt-Var. Além disso, a geração renovável total diminuiu no segundo caso, pois é feito o controle Volt-VAR e com isso a injeção de potência ativa diminuiu a medida que é compensada com a injeção de potência reativa.

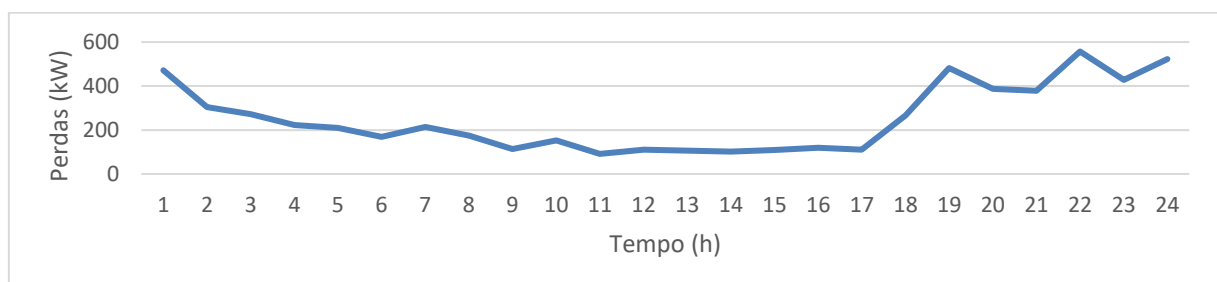
Nas Fig. 6 e 7 são mostradas as perdas de potência ativa no sistema de 14 barras em um período de 24 horas, sendo possível notar que as perdas maiores se passam no período noturno, após as 18 horas e perduram até as 23 horas, horário em que a energia elétrica é mais utilizada pelos consumidores. A soma das perdas para o fator de potência unitário são de 6.846,21 kWh enquanto que com o controle Volt – VAR as perdas somam 6.072,61 kWh, provando que o controle Volt – VAR diminuiu as perdas no sistema.

Figura 6: Perdas no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com FP = 1



Fonte: Elaboração própria.

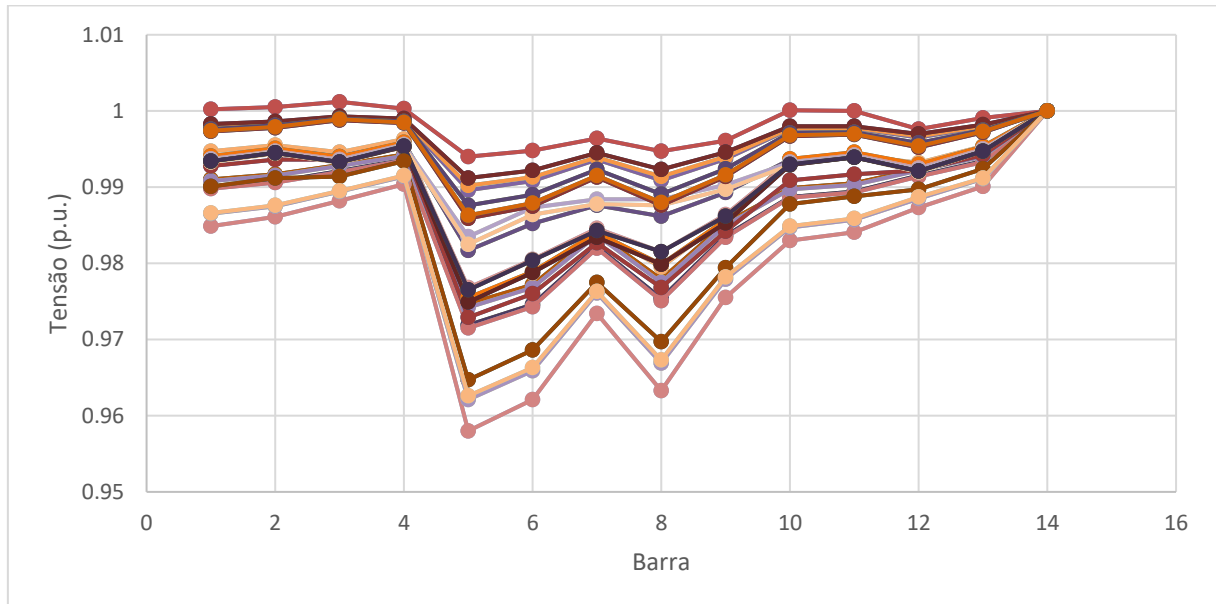
Figura 7: Perdas no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var



Fonte: Elaboração própria.

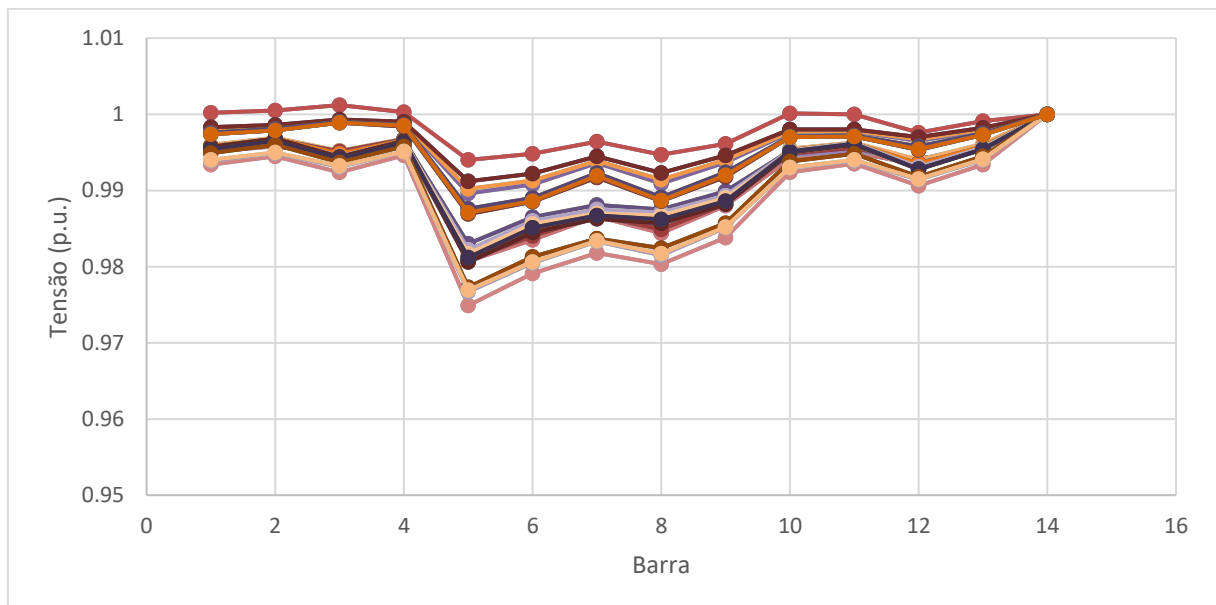
Nas Fig. 8 e 9 é possível analisar os perfis de tensão no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com  $FP = 1$  e com controle Volt-Var, respectivamente. Pode-se concluir que as quedas de tensão no sistema são menores quando o controle Volt-Var é considerado, mantendo a tensão mais próximo de 1 p.u.

Figura 8: Perfis de tensão no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com  $FP = 1$



Fonte: Elaboração própria.

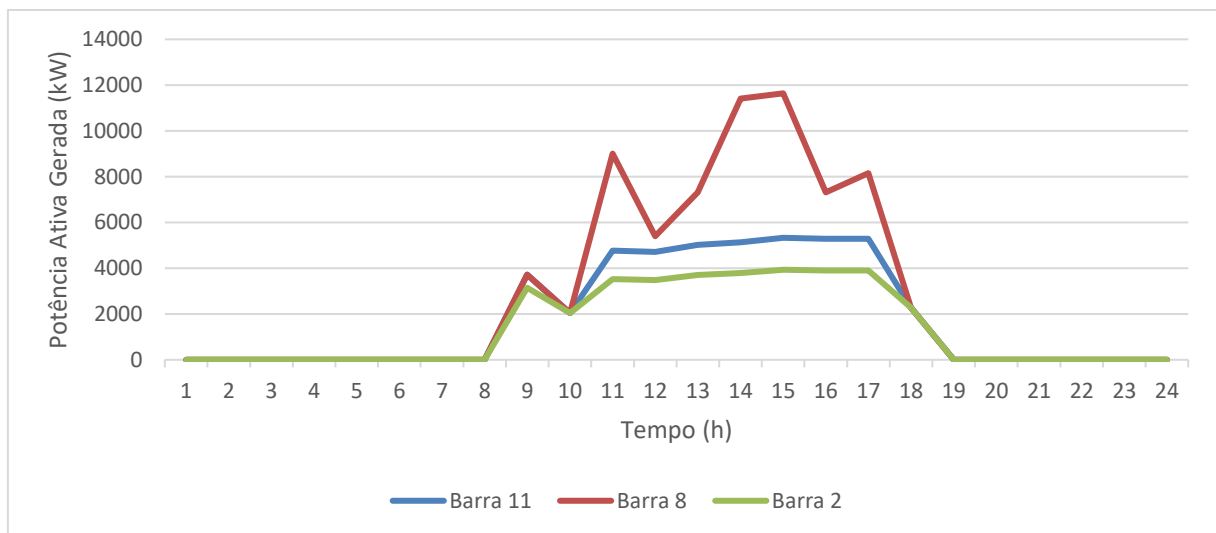
Figura 9: Perfis de tensão no sistema de 14 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var



Fonte: Elaboração própria.

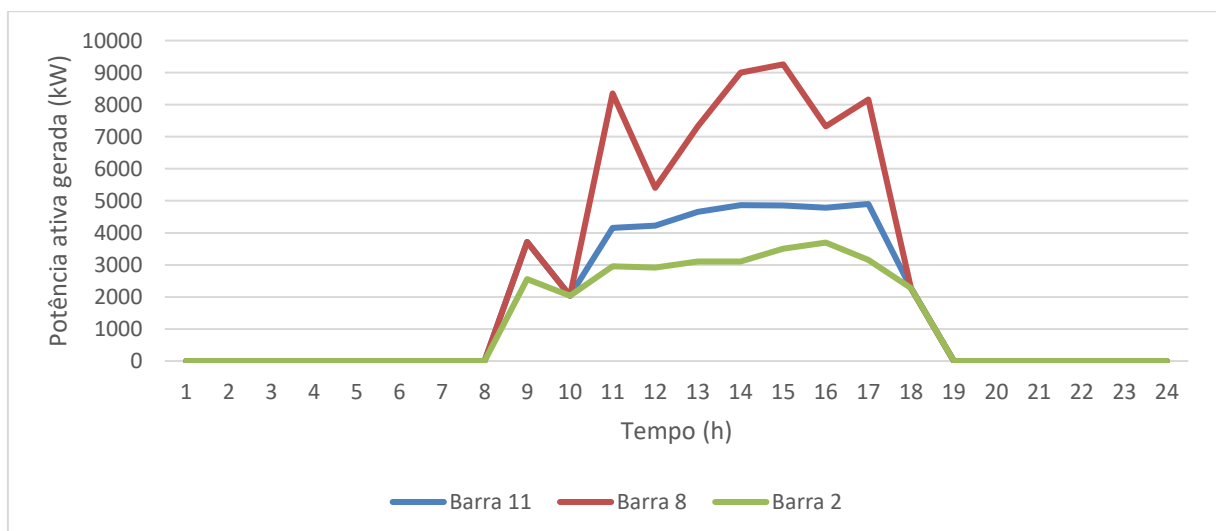
As Fig. 9 e 10 mostram as curvas da potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos operando com  $FP = 1$  e com controle Volt-Var, respectivamente. É possível verificar que a injeção de potência ativa é maior durante as horas de luz solar, ou seja, ao longo de todo o dia em que ocorre geração pelos sistemas fotovoltaicos. Nesse caso está sendo considerado que o dia começa às 08:00 h e termina às 19:00 h. Comparando as duas figuras é possível verificar que a geração de potência ativa é maior quando se considera fator de potência unitário, pois no caso do controle Volt-VAr é feito um controle de injeção de potência ativa na rede de distribuição, que é compensada pela injeção de potência reativa.

Figura 10: Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com  $FP = 1$  no sistema de 14 barras



Fonte: Elaboração própria.

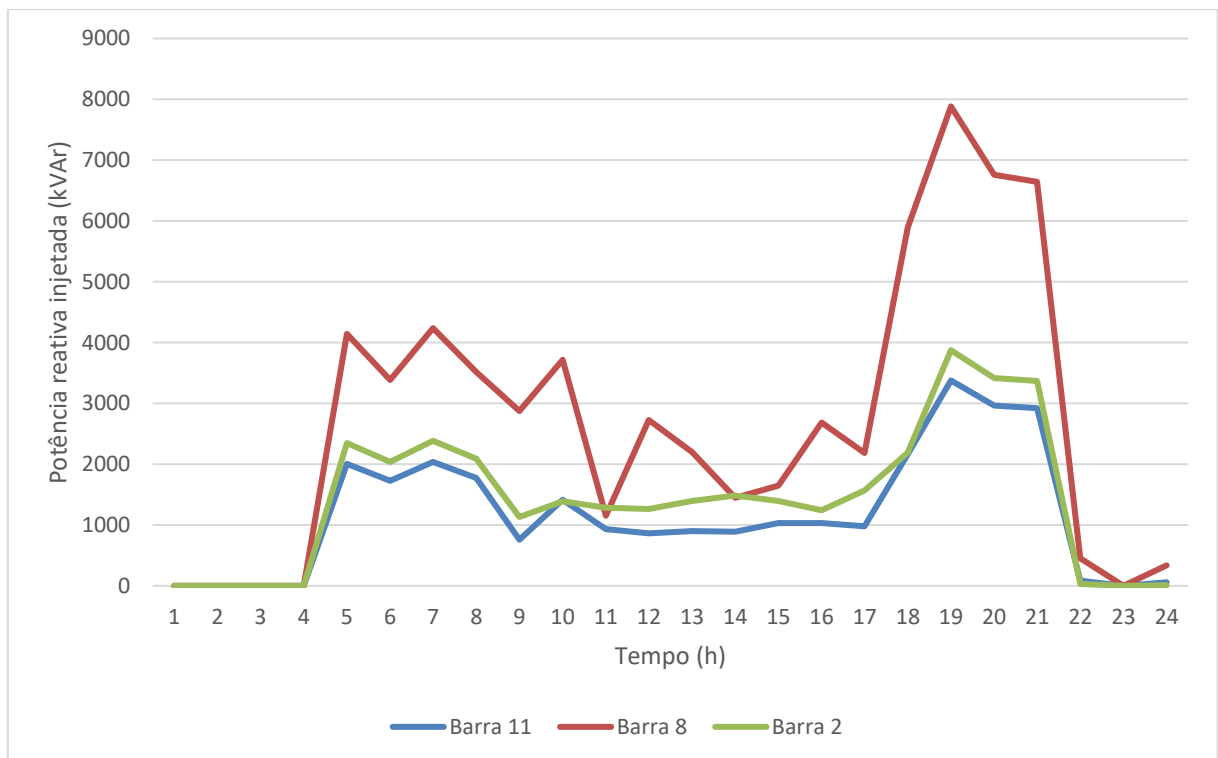
Figura 11: Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 14 barras



Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a Fig. 11 pode-se ver que a potência reativa é injetada em maior quantidade durante a madrugada e em horários de pico noturnos, onde a demanda de energia é maior e a rede necessita de um suporte de potência reativa para elevar a tensão e fazer com que ela fique dentro dos limites estabelecidos, no caso 1 p.u. A injeção de potência reativa é menor quando há geração de potência ativa do sistema fotovoltaico, ou seja, ao longo do dia, abrangendo o período das 08:00h às 17:00h, após este período vem o horário de pico das 17:00h até 21:00h, que a energia é mais utilizada pelos consumidores, tendendo a abaixar o valor da tensão na rede de distribuição. Por este motivo é feito altas quantidades de injeção de potência reativa, de modo que a tensão na rede de distribuição eleve para 1 p.u. novamente.

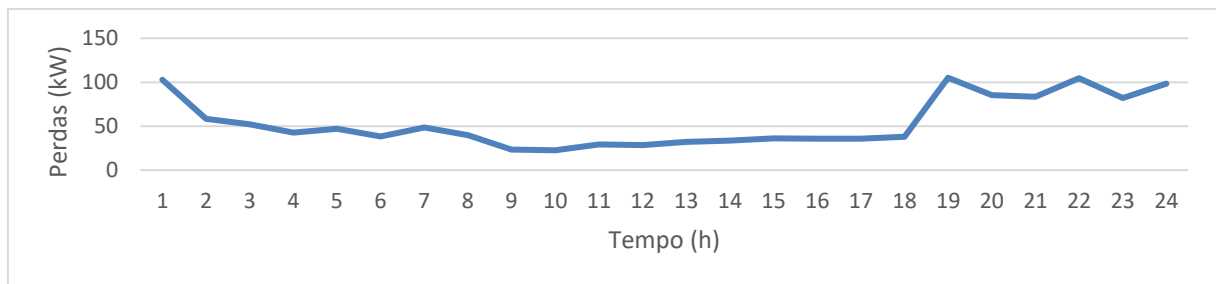
Figura 12: Potência reativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 14 barras



Fonte: Elaboração própria.

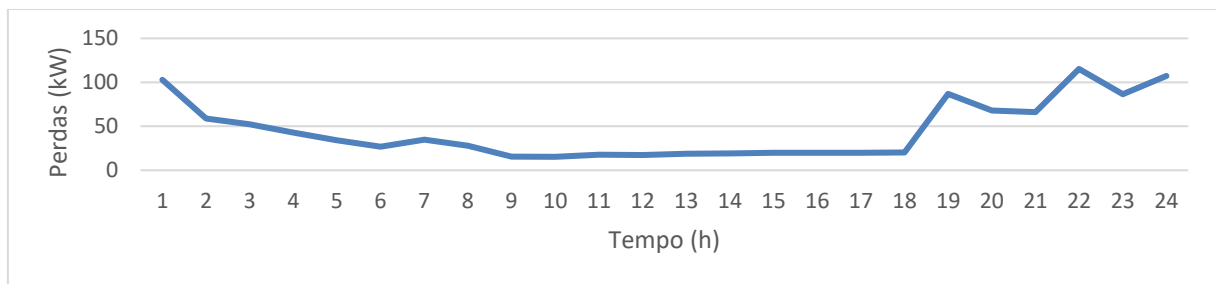
Nas Fig. 13 e 14 são mostradas as perdas de potência ativa no sistema de 33 barras em um período de 24 horas, sendo possível notar que as perdas maiores também ocorrem no período noturno, após as 18 horas e perduram até as 24 horas, horário em que a energia elétrica é mais utilizada pelos consumidores. A soma das perdas para o fator de potência unitário são de 1.302,63 kWh enquanto que com o controle Volt – VAr as perdas somam 1.094,36 kWh, provando que o controle Volt – VAr diminuiu as perdas no sistema.

Figura 13: Perdas no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com FP = 1



Fonte: Elaboração própria.

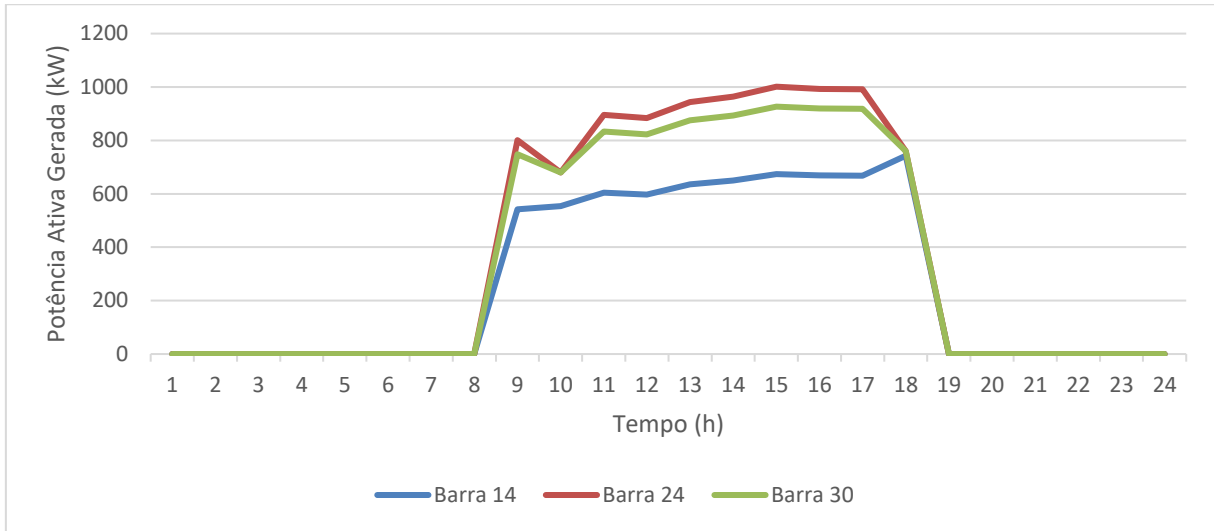
Figura 14: Perdas no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var



Fonte: Elaboração própria.

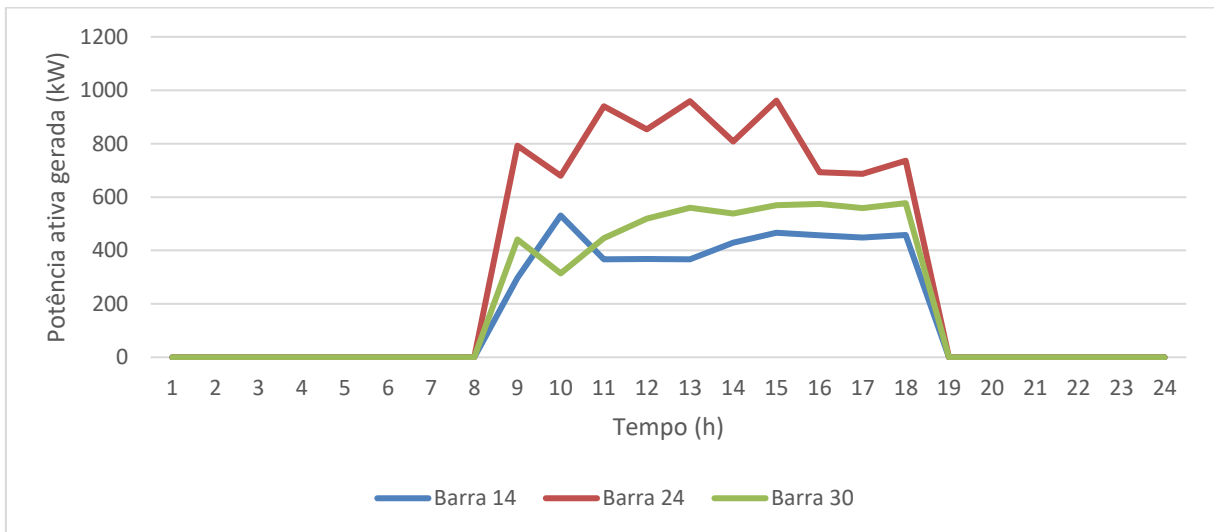
As Fig. 15 e 16 mostram as curvas da potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos operando com FP = 1 e com controle Volt-Var, respectivamente. É possível verificar novamente que a injeção de potência ativa é maior durante as horas de luz solar. Nesse caso está sendo considerado que o dia começa às 08:00h e termina às 19:00h. Comparando as duas figuras é possível verificar que a geração é maior quando se considera fator de potência unitário, pois com o controle Volt-Var a injeção de potência ativa é controlada de acordo com a injeção de potência reativa.

Figura 15: Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com FP = 1 no sistema de 33 barras



Fonte: Elaboração própria.

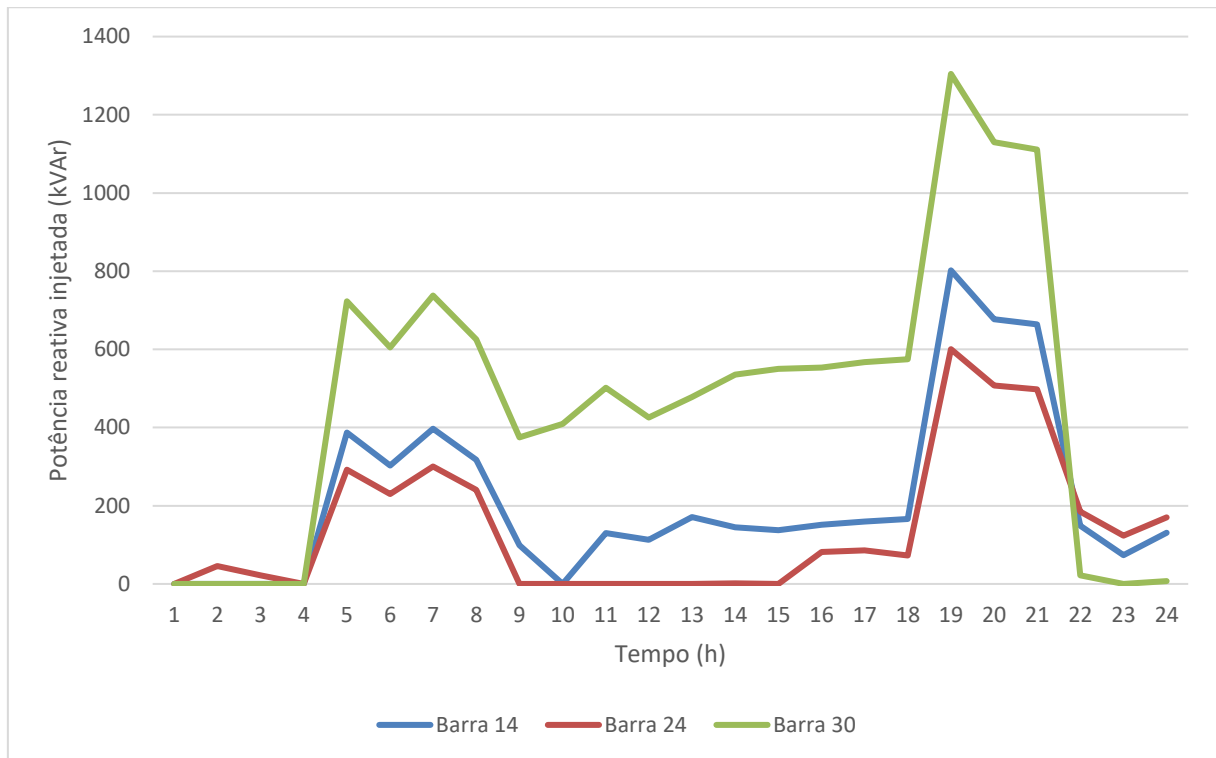
Figura 16: Potência ativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 33 barras



Fonte: Elaboração própria.

Na Fig. 17 pode-se ver que a potência reativa é injetada em maior quantidade ao longo da madrugada e em horários de pico na parte noturna, onde a demanda de energia é maior e a rede necessita de um suporte de potência reativa para elevar a tensão e fazer com que ela fique dentro dos limites de 1 p.u. A injeção de potência reativa é menor quando há geração de potência ativa do sistema fotovoltaico, que é ao longo do dia. No caso da barra 24 por exemplo não há injeção de potência reativa no período das 09:00h às 15:00h, pois o sistema fotovoltaico está injetando potência ativa na rede de distribuição.

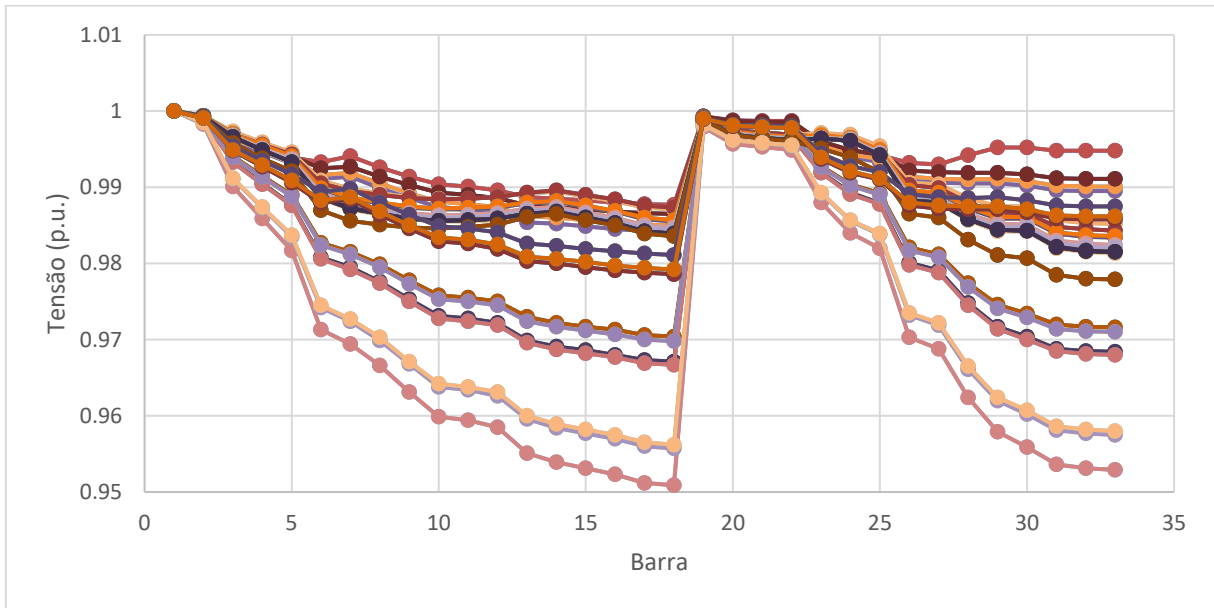
Figura 17: Potência reativa injetada pelos inversores dos sistemas fotovoltaicos com controle Volt-Var no sistema de 33 barras



Fonte: Elaboração própria.

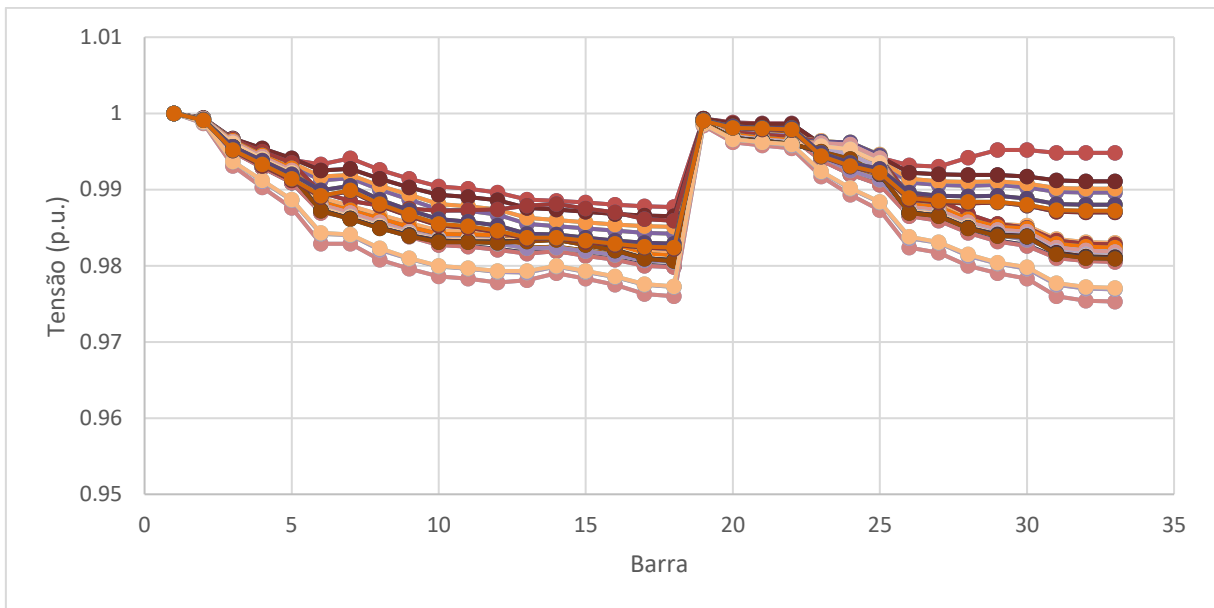
Nas Fig. 18 e 19 é possível analisar os perfis de tensão no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com  $FP = 1$  e com controle Volt-Var, respectivamente. Pode-se concluir que as quedas de tensão no sistema são menores quando o controle Volt-Var é considerado, mantendo a tensão o mais próximo possível de 1 p.u., enquanto que sem o controle Volt-Var as quedas de tensões são maiores e a tensão chega a atingir 0,95 p.u.

Figura 18: Perfis de tensão no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com FP = 1



Fonte: Elaboração própria.

Figura 19: Perfis de tensão no sistema de 33 barras considerando os sistemas fotovoltaicos operando com controle Volt-Var



Fonte: Elaboração própria.

## 7. CONCLUSÕES

Tendo como objetivo melhorar a operação das redes de distribuição, devido ao grande aumento de geração distribuída sendo instalada, foi proposto o controle de tensão e potência reativa (Volt-VAr) agregado em inversores inteligentes, visto que, essa estratégia proporciona benefícios a rede de distribuição, atendendo aos requisitos desejados de melhorar as perdas e efetuar o controle de tensão dentro de 1 p.u. nas redes de distribuição de acordo com as altas injeções de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição.

Foi formulado um modelo matemático que atendeu às condições de encontrar a geração e o ajuste de controle da função Volt-VAr dos inversores inteligentes bem como suas localizações nos sistemas de 14 e 33 barras do IEE. O modelo possibilitou verificar as injeções de potência ativa bem como as perdas com controle Volt-VAr e operando com fator de potência unitário. O modelo matemático desenvolvido permitiu realizar testes consistentes, realizando de forma adequada o controle de tensão do inversor inteligente do sistema fotovoltaico, melhorando a operação das redes de distribuição.

Portanto, com o controle Volt-VAr operando em inversores inteligentes, pode-se ter maior quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados ao longo do sistema de distribuição, com isso, mais fontes de energia renováveis e limpa estarão presentes na sociedade, contribuindo com a sustentabilidade, gerando energia sem prejudicar o meio ambiente.

Outro fator a ser considerado é que melhorando a operação das redes de distribuição com a utilização de inversores inteligentes com controle Volt-VAr, não é necessário realizar melhorias nas redes de distribuição à curto prazo, o que é bom para as concessionárias de energia elétrica, que podem adiar altos investimentos nas redes de distribuição e com isso aumentar seus lucros ou até mesmo realizar outros investimentos necessários com maior urgência.

## REFERÊNCIAS

- A ENERGIA solar no mundo. [S. l.]: Portal Solar, 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-mundo>. Acesso em: 24 ago. 2021.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R.C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 10, n. 7, p. 873-884, fev. 2016.
- ALI, A.; MAHMOUD, K.; RAISZ, D.; LEHTONEN, M. Probabilistic approach for hosting high PV penetration in distribution systems via optimal oversized inverter with watt-var functions. **IEEE Systems Journal**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 684-693, mar. 2021.
- CAPITANESCU, Florin.; OCHOA, Luis.; MARGOSSIAN, Harag.; HATZIARGYRIOU, Nikos. Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**. Piscataway, v. 30, n. 1, p. 346-356, jan. 2015.
- CARVALHO, P. M. S.; CORREIA, P. F.; FERREIRA, L. A. F. Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 766-772, maio 2008.
- CHO, Gyu-Jung.; KIM, Chul-Hwan.; OH, Yun-Sik.; KIM, Min-Sung.; KIM, Ji-Soo. Planning for the future. **IEEE Power e Energy Magazine**, Piscataway, p. 77-87, dez. 2018.
- CHUA, K. H.; LIM, Y.S.; TAYLOR, P.; MORRIS, S.; WONG, S. Energy storage system for mitigating voltage unbalance on low-voltage networks with photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 27, n. 4, p. 1783-1790, out. 2012.
- CRISE hídrica no Brasil: quais os impactos na economia? PARMAIS, setembro de 2021. Disponível em: <https://www.parmais.com.br/blog/crise-hidrica-no-brasil/>. Acesso em: 11 de outubro de 2021.
- DANTZIG, G. B. On the significance of solving linear programming problems with some integer variables. **Journal of the Econometric Society**, [s. l.], p. 30-44, 1960.
- DING, Fei.; MATHER, Barry. On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 3, p. 1010-1020, jul. 2017.
- DIVSHALI, Poria Hasanpor.; SODER, Lennart. Improving Hosting Capacity of Rooftop PVs by Quadratic Control of an LV-Central BSS. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n.1, p. 919-927, jan. 2019.
- EBADY, M.; GRADY, W. M. An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, p. 347-354, 2016.

SILVAA, P. P.; DANTAS, G.; PERERA, G. I.; CÂMARA, L.; CASTRO, N. Photovoltaic distributed generation: an international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. Amsterdam: Elsevier, 2019. p. 30-39.

EXPANSÃO na matriz elétrica foi de 200 MW em abril, com acréscimos em cinco estados. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/expansao-na-matriz-eletrica-foi-de-200-mw-em-abril-com-acrescimos-em-cinco-estados>. Acesso em: 09 de junho de 2022.

GAUNT, C.T.; NAMANYA, E.; HERMAN, R. Voltage modelling of LV feeders with dispersed generation: limits of penetration of randomly connected photovoltaic Generation. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 143, p. 1-6, fev. 2017.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. **Handbook of metaheuristics**. [S. l.]: Kluwer Academic, 2003.

GUSH, T.; BUKHARI, S. B. A.; MEHMOOD, K. K.; ADMASIE, S.; KIM, J. S.; KIM, C. H. Intelligent fault classification and location identification method for microgrids using discrete orthonormal stockwell transformbased optimized multi-kernel extreme learning machine. **Energies**, Basel, v. 12, n. 23, p. 1-16, nov. 2019.

GUSH, Teke.; KIM, Chul-Hwan.; ADMASIE, Samuel.; KIM, Ji-Soo.; SONG, Jin-Sol. Optimal Smart Inverter Control for PV and BESS to Improve PV Hosting Capacity of Distribution Networks Using Slime Mould Algorithm. **IEEE Access**, Piscataway, v. 9, p. 52164-52176, abr. 2021.

HEIN, Henrique. Brasil atingirá quase 25 GW de capacidade instalada solar ao final de 2022. [S. l.]: CANAL SOLAR, 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/brasil-atingira-quase-25-gw-de-capacidade-instalada-solar-ao-final-de-2022/>. Acesso em: 09 jun. 2022.

HASHIMOTO, J.; USTUN, Taha Selim.; OTANI, Kenji. Smart Inverter Functionality Testing for Battery Energy Storage Systems. **Scientific Research Publishing**, Selangor, v. 8, p. 337-350, nov. 2017.

HUNG, D.Q.; MITHULANANTHAN, N. DG allocation in primary distribution systems considering loss reduction, in A.F. Zobaa and R.C. Bansal. Handbook of renewable energy technology. **World Scientific Publishers**, Singapore, p. 587-628, 2011.

IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1, IEEE Standard 1547.1a, 2014.

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

ISMAEL, Sherif.; SHADY, H.E Abdel Aleem.; ALMOATAZ, Y. Abdelaziz.; ZOBAA, Ahmed. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, Amsterdam, v. 130, p. 1002-1020, jul. 2018.

JOHNSON, J.; ELLIS, A.; DENDA, A.; MORINO, K.; SHINJI, T.; OGATA, T.; *et al.* PV Output Smoothing using a Battery and Natural Gas Engine-Generator. [*S. l.*], 2013.

KUMAR, A.; MEENA, N. K.; SINGH, A. R.; DENG, Y.; HE, X.; BANSAL R.; KUMAR, P. Strategic integration of battery energy storage systems with the provision of distributed ancillary services in active distribution systems. **Applied Energy**, Oxford, v. 253, nov. 2019.

LIU, X.; AICHHORN, A.; LIU, L.; LI, H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. **IEEE Trans. Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 897-906, jun. 2012.

LIU, Y.; BEBIC, J.; KROPOSKI, B.; BEDOUT, J.; REN, W. Distribution system voltage performance analysis for high-penetration PV. **IEEE Energy 2030 Conf.**, Piscataway, p. 1-8, nov. 2008.

MEHMOOD, K. K.; KHAN, S. U.; LEE, S.; HEIDER, Z. M.; RAFIQUE, M. K.; KIM, C. Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 11, n. 10, p. 1305-1315, ago. 2017.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic algorithm + data structure = evolution programs**. London: Springer Verlag, 1994.

MOHAMMADJAFARI, M.; EBRAHIMI, R.; DARABAD, V. P. Optimal energy management of a microgrid incorporating a novel efficient demand response and battery storage system. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, Heidelberg, v. 15, n. 2, p. 571-590, mar. 2020.

PROCOPIOU, A.T. **Active Management of PV-Rich Low Voltage Networks**. 2017. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia e Ciências Físicas, Universidade de Manchester, 2017.

Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no planejamento energético. **EPE, Empresa de Pesquisa Energética**, p. 1-18, julho de 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>. Acesso em: 22 de agosto de 2021.

ROMERO, R.; LAVORATO, M. Introdução a meta-heurísticas aplicadas a sistemas elétricos de potência. Minicurso, **IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. Goiânia, Brasil, 2012.

RYLANDER, Matthew.; LI, Huijuan.; SMITH, Jeff; SUNDERMAN, Wes. Default Volt-Var Inverter Settings to Improve Distribution System Performance. **IEEE Xplore**. Electric Power Research Institute, Knoxville – Tennessee, p. 1-5, julho de 2016.

RYLANDER, M.; SMITH, J.; LI, H. **Determination of Advanced Inverter Settings to Improve Distribution System Performance**. Berlin: Solar Integration Workshop, nov. 2014.

SINGH, Pushpendra.; MEENA, K. Nand.; SLOWIK, Adam.; BISHNOI, Shree Krishna. Modified African Buffalo Optimization for Strategic Integration of Battery Energy Storage in Distribution Networks. **IEEE Access**. Department of Electrical Engineering, Government Women Engineering College, v. 8 p. 14289-14301, jan. 2020.

SMITH, J.; SUNDERMAN, W.; DUGAN, R.; SEAL, B. Smart Inverter Volt/Var Control Functions for High Penetration of PV on Distribution Systems. **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**. Phoenix, AZ, 2011.

SOUSA, Jader.; BORGES, Carmen. PV Hosting Capacity of LV Distribution Networks using Smart Inverters and Storage Systems: A Practical Margin. **IET Renewable Power Generation**, Rio de Janeiro, v. 14, p. 1332-1339, fev. 2020.

SU, Xiangjing.; MASOUM, MOHAMMAD A. S.; WOLFS, Peter. Optimal PV Inverter Reactive Power Control and Real Power Curtailment to Improve Performance of Unbalanced Four-Wire LV Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 5, n. 3, p. 967-977, jul. 2014.

TANAKA, Kojima.; OSHIRO, M.; TOMA, S.; YONA, A.; SENJYU, T.; FUNABASHI, T.; KIM, C. H. Decentralised control of voltage in distribution systems by distributed generators. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 4, p. 1251-1260, nov. 2010.

TONKOSKI, R.; LOPES, L.; EL-FOULY, T. H. M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 2, n. 2, p. 139-147, abr. 2011.

WANG, Shouxiang.; CHEN, Sijia.; GE, LEIJIAO.; WU, Lei. Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Considering the Robust Optimal. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 1111-1123, jul. 2016.