



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

PEDRO GABRIEL RUBIRA CALSAVARA

**ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA SOB INCERTEZA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E REPOTENCIAÇÃO DA SUBESTAÇÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Campinas
2019**

PEDRO GABRIEL RUBIRA CALSAVARA

**ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA SOB INCERTEZA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E REPOTENCIAÇÃO DA SUBESTAÇÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

Co-orientadora: Prof. Dra. Marina Lavorato de Oliveira

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL
DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO
PEDRO GABRIEL RUBIRA CALSAVARA, E ORIENTADA PELO
PROF. DR. CARLOS ALBERTO DE CASTRO JUNIOR.

**Campinas
2019**

Agência de fomento: CAPES - Código de Financiamento 001

nº do processo: 1573340

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Calsavara, Pedro Gabriel Rubira, 1987-

C138a Alocação e operação ótima sob incerteza de geração distribuída e repotenciação da subestação em sistemas de distribuição de energia elétrica / Pedro Gabriel Rubira Calsavara. – Campinas, SP : [s.n.], 2019.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Junior.

Coorientador: Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia renovável. 2. Geração distribuída de energia. 3. Programação linear inteira mista. 4. Programação estocástica. I. Castro Junior, Carlos Alberto de, 1960-. II. Oliveira, Marina Lavorato de. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Optimal allocation and operation under uncertainty of distributed generation and substation repowering in distribution systems

Palavras-chave em inglês:

Renewable energy

Distributed power generation

Mixed integer linear programming

Stochastic programming

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Carlos Alberto de Castro Junior [Orientador]

José Carlos de Melo Vieira Júnior

Tiago Rodarte Ricciardi

Data de defesa: 01-08-2019

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-0878-225X>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/1308599448377769>

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Pedro Gabriel Rubira Calsavara RA: 073592

Data da Defesa: 1º de agosto de 2019

Título da Dissertação: “Alocação e operação ótima sob incerteza de geração distribuída e repotenciação da subestação em sistemas de distribuição de energia elétrica”

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior (EESC/USP São Carlos)

Dr. Tiago Rodarte Ricciardi (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

AGRADECIMENTOS

Gratidão aos meus pais e minha esposa pelo incentivo e apoio para concluir este trabalho.

Meus agradecimentos aos professores da FEEC pelo ensino proporcionado e principalmente aos professores Dr. Carlos Alberto de Castro Junior e Dra. Marina Lavorato de Oliveira, que me orientaram durante a pós-graduação.

Aos meus amigos e colegas, pelo companheirismo e parceria em momentos bons e difíceis.

Agradeço também aos funcionários da FEEC, que viabilizam condições para a realização dos nossos trabalhos acadêmicos.

À agência de fomento, o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

Este trabalho apresenta a implementação de um modelo matemático de múltiplos estágios, com a alocação ótima da geração distribuída renovável, considerando repotenciação da subestação como suporte para o fornecimento de energia elétrica sob incerteza, em um ambiente de planejamento da operação e expansão de sistemas de distribuição.

O problema é formulado usando um modelo estocástico de programação linear inteiro misto (PLIM) de dois estágios, onde as decisões de investimento são feitas na primeira etapa e as variáveis de operação dependentes do cenário são resolvidas na segunda etapa. O modelo visa minimizar os custos de investimento de geração distribuída renovável (energia fotovoltaica e eólica), custo de investimento de expansão da subestação, custos de operação e manutenção, custo das perdas de energia e o custo da energia adquirida no sistema de transmissão. As equações de fluxo de potência são linearizadas e as demais restrições incluem limites de tensão, capacidade da subestação e alimentadores, limites de geração renovável e restrições de investimento.

O modelo foi testado e avaliado usando um sistema IEEE de 34 barras modificado e foi implementado na linguagem AMPL. O problema foi resolvido usando o *solver* comercial de otimização CPLEX. Os resultados obtidos mostram que a incorporação de uma subestação auxiliar resulta em substancial redução no custo final do plano ótimo de expansão.

Palavras-chave: Planejamento, operação, geração distribuída, programação linear inteiro mista, energia renovável, programação estocástica de dois estágios

ABSTRACT

A model for the multi-stage, optimal allocation of renewable distributed generation considering the substation repowering as support for energy supply under uncertainty is proposed in this paper, as part of the distribution expansion planning. The problem is formulated using a stochastic two-stage multiperiod mixed-integer linear programming (MILP) model, where investment decisions are made in the first stage and scenario-dependent operation variables are solved in the second stage. The model aims to minimize renewable distributed generation (photovoltaic and wind) investment costs, substation expansion investment cost, operation and maintenance costs, energy losses cost, and the cost of the power purchased from the transmission system. The power flow equations are linearized, and the remaining constraints include voltage limits, substation and feeders capacities, renewable generation limits, and investment constraints.

The model is tested and evaluated using a modified 34-bus IEEE network and was implemented in AMPL language. The results show that the incorporation of an auxiliary substation results in a substantial reduction in the final cost of the optimal expansion plan.

Keywords – Planning, operation, distributed generation, mixed-integer linear programming, renewable energy, two-stage stochastic programming

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASUB	Subestação auxiliar
BC	Banco de capacitores fixos
FR	Fonte renovável não despachável
FV	Fotovoltaica
GD	Geração distribuída
GDD	Gerador distribuído despachável
MSUB	Subestação principal
PLIM	Programação linear inteira mista
PNL	Programação não linear
PNLIM	Programação não linear inteira mista
SDEE	Sistemas de distribuição de energia elétrica
SAE	Sistema de armazenamento de energia
SE	Subestação

LISTA DE SÍMBOLOS

Índices e conjuntos:

Ω^K	Conjunto de índices de blocos de tempo
Ω^L	Conjunto de índices de barras de carga
Ω^N	Conjunto de índices de linhas
Ω^R	Conjunto de índices de blocos utilizados na linearização
Ω^{MS}	Conjunto de índices das barras de SE principal
Ω^{AS}	Conjunto de índices das barras de SE auxiliar
Ω^T	Conjunto de índices de anos
Ψ_k^w	Conjunto de índices de cenários w para o bloco de tempo k
i, j	Índices das barras
r	Índice utilizado na linearização
t	Índice de anos
k	Índice dos blocos de tempo
w	Índice de cenários

Constantes e parâmetros:

$\tan(\varphi^{AS})$	Tangente do ângulo do fator de potência da SE auxiliar
$\tan(\varphi^{MS})$	Tangente do ângulo do fator de potência da SE principal
$\tan(\varphi^{pv})$	Tangente do ângulo do fator de potência dos geradores fotovoltaicos
$\tan(\varphi^{wd})$	Tangente do ângulo do fator de potência dos geradores eólicos
B_{BC}^i	Susceptância do BC instalado na barra de carga i (pu $_{\Omega}$)

$C^{pv,i}$	Vetor binário que define se uma barra i é candidata a receber geração fotovoltaica
$C^{wd,i}$	Vetor binário que define se uma barra i é candidata a receber geração eólica
$I_{max}^{i,j}$	Corrente máxima da linha i, j (pu _A)
LC^{AS}	Ciclo de vida de transformador da SE auxiliar (anos)
LC^{MS}	Ciclo de vida de transformador da SE principal (anos)
LC^{pv}	Ciclo de vida de um gerador fotovoltaico (anos)
LC^{wd}	Ciclo de vida de um gerador eólico (anos)
N_k^h	Número de horas em um bloco de tempo k (horas)
$P^{ld,i}$	Potência ativa na barra de carga i (pu _{MW})
P_{max}^{rDG}	Valor máximo de potência de FR a ser instalado anualmente (pu _{MW})
P_{min}^{rDG}	Valor mínimo de potência de FR a ser instalado anualmente (pu _{MW})
$p_{node,max}$	Define o limite máximo de potência ativa proveniente de fontes renováveis que pode ser instalada em um barramento do sistema (pu _{MW})
$p^{pv,max}$	Potência máxima de um módulo de geração fotovoltaica (pu _{MW})
$p^{wd,max}$	Potência máxima de um módulo de geração eólica (pu _{MW})
$Q^{ld,i}$	Potência reativa na barra de carga i (pu _{MVar})
$R^{i,j}$	Resistência da linha i, j (pu _Ω)
R^{lin}	Número de blocos utilizados na linearização
S^{base}	Potência de base (MVA)
$S_{max}^{nAS,i}$	Limite de potência máxima de transformação a ser instalado na SE auxiliar na barra i e ano t (pu _{MVA})
$S_{max}^{nMS,i}$	Limite de potência máxima de transformação a ser instalado na SE principal na barra i e ano t (pu _{MVA})

S_{upg}^{AS}	Potência do transformador candidato a ser instalado na SE auxiliar (pu_{MVA})
S_{upg}^{MS}	Potência do transformador candidato a ser instalado na SE principal (pu_{MVA})
V_{max}	Maior magnitude de tensão permitida (pu_{kV})
V_{min}	Menor magnitude de tensão permitida (pu_{kV})
V^{nom}	Magnitude de tensão nominal (pu_{kV})
$X^{i,j}$	Reatância da linha i, j (pu_{Ω})
$\Gamma_i^{pv,max}$	Máximo número de geradores fotovoltaicos que podem ser instalados na barra i
$\Gamma_i^{wd,max}$	Máximo número de geradores eólicos que podem ser instalados na barra i
$\Gamma_{total}^{wd,max}$	Máximo número de geradores eólicos que podem ser instalados em toda a rede
$Z^{i,j}$	Impedância da linha i, j (pu_{Ω})
c_{LC}^{bgt}	Orçamento para investimento em portfólio a longo prazo (\$)
ca^{AS}	Custo de anualizado de investimento de transformador da SE auxiliar (\$)
ca^{MS}	Custo de anualizado de investimento de transformador da SE principal (\$)
ca^{pv}	Custo de anualizado de investimento em geradores fotovoltaicos (\$)
ca^{wd}	Custo de anualizado de investimento em geradores eólicos (\$)
ci^{AS}	Custo de investimento de transformador da SE auxiliar (\$)
ci^{MS}	Custo de investimento de transformador da SE principal (\$)
ci^{bgt}	Orçamento anual para pagamento das parcelas de investimento (\$)
ci^{pv}	Custo de investimento em geradores fotovoltaicos (\$)
ci^{wd}	Custo de investimento em geradores eólicos (\$)
$C_{k,w}^{AS}$	Custo da energia comprada pela SE auxiliar no bloco de tempo k e cenário w ($\$/pu_{MWh}$)

$c_{k,w}^{MS}$	Custo da energia comprada pela SE principal no bloco de tempo k e cenário w (\$/pu _{MWh})
c^{loss}	Custo das perdas (\$/pu _{MWh})
c^{ns}	Custo da energia não suprida (\$/pu _{MWh})
$f_{k,w}^{ld}$	Fator de demanda das cargas do bloco de tempo k e cenário w
$f_{k,w}^{pv}$	Fator de produção fotovoltaico do bloco de tempo k e cenário w
$f_{k,w}^{wd}$	Fator de produção eólico do bloco de tempo k e cenário w
f_s^t	Fator de aumento do custo da energia comprado na SE
f_t	Fator de aumento de carga
$m_{t,k,w}^{i,j,r}$	Inclinação do segmento de reta do r ésimo bloco da linearização para a linha i, j no ano t , bloco de tempo k e cenário w
$\Delta P_{t,k,w}^{i,j,r}$	Valor do r ésimo bloco associado com a potência ativa através da linha i, j , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu _{MW})
$\Delta Q_{t,k,w}^{i,j,r}$	Valor do r ésimo bloco associado com a potência reativa através da linha i, j , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu _{MW})
$\Delta S_{t,k,w}^{i,j,r}$	Limite superior de cada r ésimo bloco de fluxo de potência através da linha i, j , no ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu _{MVA})
$\gamma_{k,w}$	Probabilidade de ocorrência do cenário w no bloco de tempo k
μ_t	Fator de valor presente no ano t
M	Constante inteira com valor muito grande
α	Taxa de juros
ρ	Taxa de depreciação

Variáveis:

$I_{t,k,w}^{sqr,i,j}$	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente através da linha i, j , no ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_A^2)
$PT_t^{pv,i}$	Potência total máxima disponível da geração fotovoltaica na barra i e ano t (pu_{MW})
$PT_t^{wd,i}$	Potência total máxima disponível da geração eólica na barra i e ano t (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{-,i,j}$	Fluxo de potência ativa através da linha i, j , na direção negativa (j para i), no ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{+,i,j}$	Fluxo de potência ativa através da linha i, j , na direção positiva (i para j), no ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{AS,i}$	Potência ativa injetada pela SE auxiliar na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{MS,i}$	Potência ativa injetada pela SE principal na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{ld,i}$	Potência ativa demandada na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{ns,i}$	Potência ativa não suprida na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{pv,i}$	Potência ativa gerada pelo gerador fotovoltaico barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$P_{t,k,w}^{wd,i}$	Potência ativa gerada pelo gerador eólico barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{MW})
$Q_{t,k,w}^{-,i,j}$	Fluxo de potência reativa através da linha i, j , na direção negativa (j para i), no ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{Mvar})
$Q_{t,k,w}^{+,i,j}$	Fluxo de potência reativa através da linha i, j , na direção positiva (i para j), no ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{Mvar})
$Q_{t,k,w}^{AS,i}$	Potência reativa injetada pela SE auxiliar na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w (pu_{Mvar})

$Q_{t,k,w}^{BC,i}$	Potência reativa injetada pelo BC na barra n , ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_{M\text{var}}$)
$Q_{t,k,w}^{MS,i}$	Potência reativa injetada pela SE principal na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_{M\text{var}}$)
$Q_{t,k,w}^{ld,i}$	Potência reativa demandada na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_{M\text{var}}$)
$Q_{t,k,w}^{ns,i}$	Potência reativa não suprida na barra i no ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_{M\text{var}}$)
$Q_{t,k,w}^{pv,i}$	Potência reativa gerada pelo gerador fotovoltaico na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_{M\text{var}}$)
$Q_{t,k,w}^{wd,i}$	Potência reativa gerada pelo gerador eólico na barra i , ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_{M\text{var}}$)
$S^{AS,i}$	Capacidade atual de transformação instalada na SE auxiliar na barra i (pu_{MVA})
$S^{MS,i}$	Capacidade atual de transformação instalada na SE principal na barra i (pu_{MVA})
$ST_t^{AS,i}$	Potência total disponível na SE auxiliar na barra i e ano t (pu_{MVA})
$ST_t^{AS,i}$	Potência de transformação total na SE auxiliar na barra i e ano t (pu_{MVA})
$ST_t^{MS,i}$	Potência total disponível na SE principal na barra i e ano t (pu_{MVA})
$ST_t^{MS,i}$	Potência de transformação total na SE principal na barra i e ano t (pu_{MVA})
$S^{nAS,i}$	Capacidade adicional de transformação a ser instalada na SE auxiliar na barra i (pu_{MVA})
$S^{nMS,i}$	Capacidade adicional de transformação a ser instalada na SE principal na barra i (pu_{MVA})
$S_t^{nAS,i}$	Potência de um novo módulo de transformação a ser instalado na SE auxiliar na barra i e ano t (pu_{MVA})
$S_t^{nMS,i}$	Potência de um novo módulo de transformação a ser instalado na SE principal na barra i e ano t (pu_{MVA})

$V_{t,k,w}^{sqr,i}$	Quadrado da magnitude da tensão positiva na barra i , no ano t , bloco de tempo k e cenário w ($\text{pu}_k \text{V}^2$)
$\Gamma_{t,k,w}^{AS,op}$	Variável binária que define se a SE auxiliar opera ano t , bloco de tempo k e cenário w
$\Gamma_{t,k,w}^{P-,i,j}$	Variável binária que define se o fluxo de potência ativa através da linha i,j , é na direção negativa (j para i) no ano t , bloco de tempo k e cenário w
$\Gamma_{t,k,w}^{P+,i,j}$	Variável binária que define se o fluxo de potência ativa através da linha i,j , é na direção positiva (i para j) no ano t , bloco de tempo k e cenário w
$\Gamma_{t,k,w}^{Q-,i,j}$	Variável binária que define se o fluxo de potência reativa através da linha i,j , é na direção negativa (j para i) no ano t , bloco de tempo k e cenário w
$\Gamma_{t,k,w}^{Q+,i,j}$	Variável binária que define se o fluxo de potência reativa através da linha i,j , é na direção positiva (i para j) no ano t , bloco de tempo k e cenário w
$\Gamma_t^{AS,i}$	Variável inteira que define o número de transformadores da SE auxiliar a serem instalados na barra i e ano t
$\Gamma_t^{MS,i}$	Variável inteira que define o número de transformadores da SE principal a serem instalados na barra i e ano t
$\Gamma_t^{pv,i}$	Variável inteira que define o número de geradores fotovoltaicos a serem instalados na barra i e ano t
$\Gamma_t^{wd,i}$	Variável inteira que define o número de geradores eólicos a serem instalados na barra i e ano t
ci_t	Custo de investimento no ano t (\$)
$com_{t,k,w}$	Custos de manutenção e operação no ano t , bloco de tempo k e cenário w (\$/h)
$c_{t,k,w}^{AS}$	Custo da energia comprada pela SE auxiliar no ano t , bloco de tempo k e cenário w (\$/h)
$c_{t,k,w}^{MS}$	Custo da energia comprada pela SE principal no ano t , bloco de tempo k e cenário w (\$/h)
$c_{t,k,w}^{loss}$	Custo das perdas no ano t , bloco de tempo k e cenário w (\$/h)

$c_{t,k,w}^{new}$	Custos de operação e manutenção de FR no ano t , bloco de tempo k e cenário w (\$/h)
$c_{t,k,w}^{ns}$	Penalidade para energia não suprida no ano t , bloco de tempo k e cenário w (\$/h)
$\Delta P_{t,k,w}^{dem}$	Diferença entre a potência demandada com relação a potência injetada pelas fontes renováveis e a potência injetada pela subestação principal

SUMÁRIO

1. Introdução	18
1.1 Objetivo.....	21
1.2 Contribuições	21
1.3 Estruturação	22
2. Revisão bibliográfica	23
3. Modelo Matemático	26
3.1 Operação de SDEE radiais em regime permanente.....	26
3.2 Modelos dos equipamentos	27
3.2.1 Geradores distribuídos despacháveis	27
3.2.2 Geradores distribuídos não despacháveis: fontes renováveis intermitentes	29
3.2.3 Bancos de Capacitores	30
3.2.4 Transformadores	30
3.3 Modelo de programação linear inteira mista.....	31
3.3.1 Função objetivo.....	31
3.3.2 Restrições	36
3.4 Discussão sobre modelos matemáticos de otimização e técnicas de linearização	44
4. Resultados computacionais	47
4.1 Origem dos parâmetros	47
4.2 Sistema teste de 5 barras	48
4.2.1 Rede em estudo	48
4.2.2 Resultados das simulações	51
4.3 Sistema teste de 34 barras	57
4.3.1 Rede em estudo	57
4.3.2 Dados	60
4.3.3 Resultados das simulações	62
4.3.4 Análise e comparação	65
5. Conclusões	67
Trabalhos futuros	68
Referências bibliográficas	69

1. Introdução

Vários eventos ocorridos nos últimos anos estabeleceram um novo cenário relacionado com a infraestrutura do setor elétrico. Alguns destes eventos são [1]: (a) desregulamentação e a quebra da estrutura vertical do setor elétrico; (b) oposição da sociedade à construção de novas linhas de transmissão com base em argumentação ambiental; (c) aumento da consciência da sociedade acerca dos impactos ambientais da geração de energia elétrica; (d) aumento sustentado da demanda por energia elétrica no mundo todo, e no Brasil em particular, mesmo em momentos de queda de crescimento econômico; (e) avanços significativos em várias tecnologias de geração que são mais sustentáveis como geração eólica, energia fotovoltaica, microturbinas, células combustíveis, do que as tecnologias convencionais como usinas a carvão, óleo e gás.

A geração distribuída (GD), definida em [2] como “a produção de eletricidade junto ao centro de carga e conectada ao sistema de distribuição”, pode ocorrer com a utilização de fontes convencionais ou renováveis.

Conforme mencionado anteriormente, preocupações ambientais como as mudanças climáticas, efeito estufa e a qualidade do meio ambiente promoveram um crescente interesse nos sistemas de geração de energia renovável para a GD. Os avanços tecnológicos tornaram algumas das fontes de energia renovável economicamente competitivas frente às convencionais [3,4]. Na Fig 1.1 mostra-se um gráfico comparativo entre os custos da energia de fontes renováveis e de fontes convencionais para o mercado norte americano no ano de 2018.

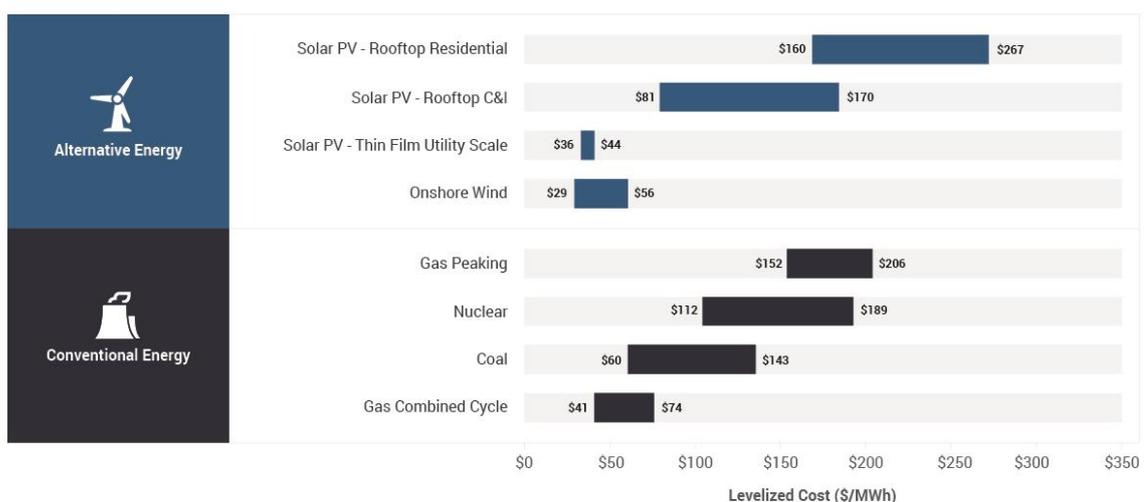


Fig. 1.1: Custo nivelado da energia oriunda das diferentes fontes. Fonte: [5].

O custo nivelado da energia [6] é uma medida de uma fonte de energia realizada em

uma base consistente que permite a comparação de diferentes métodos de geração de eletricidade. Em outras palavras, é uma avaliação econômica do custo total médio para construir e operar um gerador de energia ao longo de sua vida útil dividida pela produção total de energia produzida durante essa vida útil. Também pode ser considerado como o preço mínimo médio no qual a eletricidade deve ser vendida para compensar o tempo de vida útil do projeto.

A evolução tecnológica faz com que o preço da energia gerada por fontes renováveis diminua, porém, o valor da tarifa de energia não segue necessariamente a mesma tendência, dependendo de fatores associados ao mercado e ao modelo adotado no país [7], podendo inclusive aumentar em função da fonte renovável mais cara [8].

Atualmente algumas tecnologias já estão se consolidando no mercado, como a energia solar e eólica; enquanto outras têm se mostrado bastante promissoras, como sistemas geotérmicos, sistemas combinados solar-térmico-elétrico e células combustíveis.

No Brasil, em 2017, houve um aumento de 245% na geração distribuída em relação a 2016: 104 GWh para 359 GWh [9]. Deste montante, a fonte eólica e a solar respondem por respectivamente 5% e 46,2%. Também é importante salientar o significativo aumento de 3836% da capacidade instalada das fontes solares de 2016 para 2017, passando de 24 MW para 935 MW instalados.

Outro destaque é o projeto P&D ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [10,11] realizado no distrito de Barão Geraldo, Campinas, em que houve a instalação massiva de 231 sistemas fotovoltaicos em consumidores conectados a um determinado alimentador da subestação, de forma a se ter um laboratório de pesquisa em escala real. Os participantes deste projeto são a UNICAMP, CPqD e CPFL e foram estudados os impactos causados por geradores a fim de aprimorar o planejamento, operação e manutenção da empresa concessionária de energia elétrica.

Ainda discorrendo sobre o cenário brasileiro, a ANEEL e a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica) publicam boletins mensais de geração solar fotovoltaica [12] conectados na modalidade de geração distribuída e, conforme ilustra a Fig. 1.2, a partir de 2016 é possível observar um forte crescimento desta fonte na matriz energética brasileira.

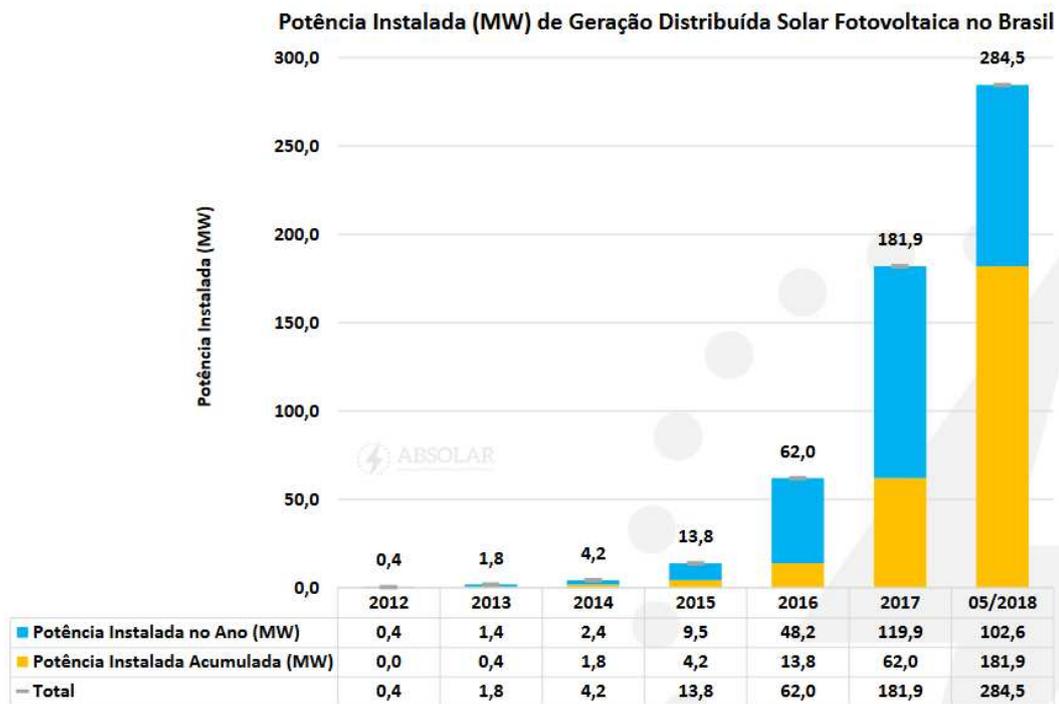


Fig. 1.2: Evolução da potência instalada de sistemas FV em GD no Brasil.

Fonte: [12], página 11.

A conexão de GD em sistemas de distribuição existentes pode oferecer vários benefícios às empresas do setor elétrico, aos consumidores e à sociedade. As empresas do setor elétrico podem receber benefícios na forma de redução das perdas de potência em linhas e transformadores, alívio de sobrecargas na transmissão e distribuição, aumento da confiabilidade do sistema, aumento da qualidade do serviço, redução dos picos de demanda, aumento de produtividade e aumento geral da eficiência [13,14]. Os consumidores podem ter benefícios ao receberem energia com melhor qualidade a custos menores. A sociedade como um todo pode se beneficiar em termos de redução do impacto ambiental e uso eficiente das fontes de energia existentes.

Conforme a conjuntura exposta acima, decidiu-se então realizar o trabalho nesta área de conhecimento. Entretanto por se tratar de um assunto muito amplo, optou-se por focar o escopo no estudo de GD em redes de distribuição de energia, e em especial nas fontes renováveis. Realizando a pesquisa bibliográfica acerca do tema, encontrou-se destaque na referência [15], que propõe e explora um modelo para a alocação ótima de geração distribuída em SDEE (Sistemas de distribuição de energia elétrica).

Avaliando o modelo descrito em [15], observou-se que a alocação ótima de FR (Fonte renovável não despachável) surge como uma necessidade, à medida que a carga aumenta anualmente. Entretanto, por possuírem natureza imprevisível, em certos momentos essas fontes não geram energia suficiente para suprir a demanda. Do ponto de vista matemático, e para

viabilizar a obtenção de uma solução do problema de otimização, a variável de folga fictícia referente à potência não suprida (análoga a um corte de carga) passa a ser utilizada, resultando num aumento do custo final de operação do modelo proposto.

No modelo proposto em [15], prevê-se a expansão da subestação pela adição de novos módulos de transformação, contudo nos resultados lá expostos, a solução ótima resulta em uma significativa parcela de energia não suprida, que possui um alto custo de penalidade e que na prática significa uma incapacidade em suprir energia. Do ponto de vista prático, a solução ótima implica na conclusão de que seria economicamente mais vantajoso deixar de atender parte da demanda em certos períodos do que investir no reforço da rede.

Sendo assim, o ponto de partida deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo matemático de programação linear inteiro misto de dois estágios, estocástico e multiperíodo, com o diferencial de adição da subestação auxiliar, com o objetivo de analisar os impactos positivos e negativos desta implementação.

A subestação auxiliar aumenta a disponibilidade de energia em momentos que a subestação principal e GD não conseguem suprir a demanda, e espera-se que a sua introdução diminua a quantidade de energia não suprida, assim reduzindo-se o custo final.

Entretanto, a finalidade proposta para esta subestação, é suprir as pontuais deficiências de suprimento da demanda, ou seja, deseja-se que seja instalada no tempo certo e que opere de forma intermitente uma vez que existem custos associados à sua instalação e operação. Em outras palavras, pretende-se instalá-la e utilizá-la apenas quando for necessário de forma a não concorrer com a geração distribuída.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo matemático de PLIM (Programação linear inteira mista) para solucionar o problema de alocação ótima de GD e subestação auxiliar em SDEE levando em consideração objetivos técnicos e econômicos. Neste contexto, esse trabalho busca a minimização do custo de operação do sistema considerando reduzir também o custo de investimento em novos elementos de rede. Usando ferramentas de otimização comerciais existentes, o emprego deste tipo de modelo garante a convergência para uma solução ótima global do problema de otimização.

1.2 Contribuições

A principal contribuição deste trabalho consiste na proposta da incorporação, no modelo matemático descrito em [15], de uma subestação auxiliar, a ser alocada no instante de tempo

adequado e condições de operação ótimas, com o objetivo de reduzir o custo final total do sistema e, pela característica inerente este tipo de equipamento, proporcionar uma maior segurança de suprimento de energia, uma vez que não há incerteza no fornecimento da energia por esta fonte. Ressalta-se que na pesquisa bibliográfica realizada não foi encontrada a utilização de subestações auxiliares no planejamento de expansão de SDEE.

Há de se salientar que o custo de investimento de um novo transformador, o principal elemento de uma subestação, é elevado. Portanto, é fundamental realizar um adequado planejamento da alocação e operação deste tipo de dispositivo, de forma a atender aos critérios econômicos.

1.3 Estruturação

No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica e abordam-se os modelos matemáticos e técnicas de otimização usados para resolver o problema alocação e operação de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica.

No Capítulo 3, são expostos modelos matemáticos dos elementos que compõem um SDEE: linhas de distribuição, cargas, geradores distribuídos, bancos de capacitores e transformadores. Logo após se apresenta o modelo de programação linear inteira mista desenvolvido durante este trabalho, e ao final se faz uma breve discussão sobre modelos matemáticos.

No Capítulo 4, são demonstrados resultados de estudos de caso que foram obtidos através de diversas simulações computacionais, explorando diferentes situações. Inicialmente, com objetivo didático de facilitar a posterior compreensão da rede completa, se apresenta uma rede simplificada de pequeno porte, e discute-se os resultados dos impactos individuais de cada equipamento. Posteriormente, mostram-se os resultados da rede completa aliado ao modelo completo de alocação ótima de GD e subestação auxiliar em SDEE radiais.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões desta pesquisa.

2. Revisão bibliográfica

Neste capítulo é feita uma revisão bibliográfica resumida sobre os modelos matemáticos e metodologias utilizadas para solucionar o problema de alocação e operação de GD em SDEE, que são encontrados na literatura especializada. Como o tema é bastante atual, foi dada maior ênfase aos trabalhos publicados recentemente.

Chiradeja e Ramakumar em [16] apresentam uma discussão no sentido de quantificar os benefícios da conexão de GD. Em particular, os benefícios do ponto de vista técnico são: diminuição das perdas de energia nas linhas [17] e [18]; melhoria do perfil de tensões [19]; redução na emissão de poluentes; aumento global da eficiência energética; aumento da confiabilidade e segurança do sistema; aumento da qualidade da energia; e alívio de sobrecargas na transmissão e na distribuição. Do ponto de vista econômico, os benefícios são: redução de custos de algumas tecnologias de GD; adiamento de investimentos de reforço da rede; aumento da produtividade; redução dos custos com a saúde pública devido ao melhor ambiente; redução dos custos de combustíveis convencionais; redução das necessidades de reservas de energia; redução dos custos operacionais devido à redução de demanda de pico; e aumento da segurança de cargas críticas. Em [2] foi realizado este tipo de avaliação da conexão de GD. Há que se lembrar também do tempo reduzido de implantação de unidades de GD quando comparado com o tempo necessário para a construção e entrada em funcionamento de grandes projetos de geração [20].

Apesar deste cenário aparentemente muito positivo, que pode levar à uma conclusão equivocada de que a instalação de GD em redes de energia elétrica é a resposta a todos os problemas atualmente enfrentados pelos sistemas de energia elétrica [21], esta não se constitui um simples problema do tipo *plug-and-play* [22]. Para que todos os agentes envolvidos possam tirar pleno proveito dos ganhos discutidos anteriormente, aspectos como o número e a capacidade das unidades de GD, a localização e a tecnologia destas unidades, a capacidade do sistema, e os esquemas de proteção, dentre outros, são fundamentais. Em particular, a instalação de GD em locais não apropriados pode de fato resultar em aumento das perdas de energia, problemas de perfil de tensão, e outros aumentos de custos, ou seja, são consequências opostas às desejadas [23].

Por isso, várias metodologias têm sido desenvolvidas e propostas para a identificação dos locais ótimos de conexão de GD. Estas metodologias são baseadas em problemas de otimização, resolvidos através de técnicas de programação, heurísticas ou metaheurísticas. Restrições técnicas levadas em consideração são, por exemplo, o balanço de potências da rede, confiabilidade, níveis de tensão, esquemas de proteção, dentre outros.

Em [24] foi proposto um algoritmo genético para a maximização de uma função que expressa a razão custo/benefício da empresa de distribuição. Em [21] também foi utilizado um algoritmo genético com o objetivo de alocar unidades de GD minimizando as perdas de potência ativa na rede e os custos de investimentos destas unidades.

Um modelo híbrido eficiente baseado em busca tabu e algoritmos genéticos é exposto em [25], utilizado para a alocação simultânea de banco de capacitores e GD. A proposta de otimização em [26] envolve um algoritmo de *Crow Search* (CSA) para determinar a localização e tamanho ideal de GD. Sookananta e outros [27] utilizaram um algoritmo baseado em colônia de formigas para alocar GD minimizando as perdas de potência na rede. A evolução diferencial (*differential evolution – DE*) foi utilizada em [28] para a alocação ótima de GD. Em [29] e [30], os autores propõem a aplicação da técnica de otimização por enxame de partículas para encontrar a localização ideal e o tamanho ótimo de GD em SDEE.

As técnicas de programação não linear em [31] são utilizadas para minimizar uma função objetivo baseada nas perdas de potência ativa e no perfil de tensões da rede. Uma metodologia baseada em programação não linear inteira mista foi proposta em [32]. Nesta abordagem, inicialmente são determinadas regiões de alocação baseadas em critérios econômicos e operacionais. Em seguida é realizada a alocação da GD de forma a minimizar o custo total dos combustíveis usados na geração convencional e as perdas de potência na rede. Em [22] a alocação de GD foi determinada através de algoritmo baseado em filtro de Kalman, com o objetivo de reduzir as perdas de potência da rede. Em [33] Tanaka e outros, basearam-se em [15] e propuseram a inclusão de banco de capacitores, e análises econômicas das emissões de CO₂ e incentivos fiscais. Já em [34] expõe-se um modelo de planejamento de investimento baseado em PLIM estocástica multiestágio que explora a gestão de incertezas da geração distribuída renovável.

Da mesma forma, em [35] o problema foi formulado a partir de um ponto de vista do planejamento do sistema coordenado e simultaneamente minimiza o valor atual líquido dos custos classificados como perdas, emissão, operação, e manutenção, bem como o custo da energia não suprida. A formulação está ancorada em um horizonte de planejamento de dois períodos, e múltiplos estágios. Em [36], um modelo de planejamento de investimento em GD é formulado como um problema de otimização multiestágio e multicenário. Além disso, para garantir a tratabilidade e fazer uso de métodos exatos de solução, o problema é modelado como um PLIM. Os artigos [37,38] descrevem a incorporação de resposta à demanda e armazenamento de energia em sistemas de distribuição na conjuntura da expansão da distribuição e geração envolvendo planejamento para sistemas isolados. O problema é formulado como um modelo de programação estocástica baseado na maximização do benefício

social líquido.

Em [15], é proposto um modelo de planejamento de expansão em SDEE com geração distribuída sob incerteza, e tem como objetivo obter a alocação e o tempo ideal de alocação dos GDs. O problema é formulado usando um modelo estocástico multiperíodo de dois estágios de programação linear inteira mista (PLIM), onde as decisões de investimento são feitas no primeiro estágio e as variáveis de operação dependentes dos cenários são resolvidas no segundo estágio. O modelo visa minimizar os custos de investimento feitos pela concessionária de energia em geração distribuída renovável (fotovoltaica e eólica), custo de investimento na expansão da subestação, operação e manutenção.

A Tabela 2.1 faz uma síntese comparativa das principais referências e pontos estudados. Adicionalmente, na última coluna são mostradas as principais características do modelo proposto nesta dissertação, e que serão descritas em detalhe no capítulo 3.

Tabela 2.1: Principais referências e pontos estudados.

Referência	[15]	[25]	[34]	[35]	[36]	[33]	[37, 38]	Proposto
Ano de publicação	2015	2016	2016	2017	2017	2017	2018	2019
Incerteza	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Variável de decisão	Local	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Tamanho	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Tempo	✓		✓	✓	✓	✓	✓
GD não-despachável	Eólica	✓		✓	✓	✓	✓	✓
	FV ¹	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GD despachável								
BC ²		✓				✓		✓
SAE ⁴							✓	
Resposta da demanda							✓	
Horizonte de planejamento	20 anos	4 anos	20 anos	2 períodos	2 períodos	20 anos	2 períodos	20 anos
Método de otimização	PLIM de dois estágios	PNL ³	PLIM de dois estágios	PLIM de múltiplos estágios	PLIM de múltiplos estágios	PLIM de dois estágios	PLIM de múltiplos estágios	PLIM de dois estágios
Subestação auxiliar								✓
Custo emissão de CO ₂				✓	✓	✓		

¹ FV: Fotovoltaica

² BC: Banco de capacitores fixos

³ PNL: Programação não linear

⁴ SAE: Sistema de armazenamento de energia

3. Modelo Matemático

Neste capítulo, é proposto um modelo para a alocação ótima de geração distribuída em SDEE. Simultaneamente, são obtidas informações sobre a alocação, despacho e custos desses geradores distribuídos, com o objetivo de se ter uma operação ótima do ponto de vista econômico, além de minimizar as perdas de potência ativa na rede. Neste trabalho propõem-se alterações no modelo matemático de [15] com o intuito de também realizar a alocação e operação ótima de uma subestação auxiliar. Estas contribuições serão destacadas durante a apresentação do modelo de PLIM na seção 3.3, onde foram inclusas as equações referentes à subestação auxiliar.

Antes de aprofundar a descrição do modelo proposto, na seção 3.1 será apresentado um modelo matemático básico de uma rede SDEE radial operando em regime permanente. E na seção 3.2, será feita uma descrição resumida dos modelos matemáticos dos principais elementos que compõem uma rede de distribuição de energia elétrica.

3.1 Operação de SDEE radiais em regime permanente

Para representar um SDEE radial faz-se as seguintes considerações [39]:

- 1) O SDEE está equilibrado e representado pelo equivalente monofásico.
- 2) Para cada instante, a carga é representada por um valor constante de potência ativa e reativa.
- 3) As perdas de potência ativa e reativa de um ramo ij são concentradas no nó i .

Estas considerações são ilustradas na Fig. 3.1 para um determinado nível de carga d .

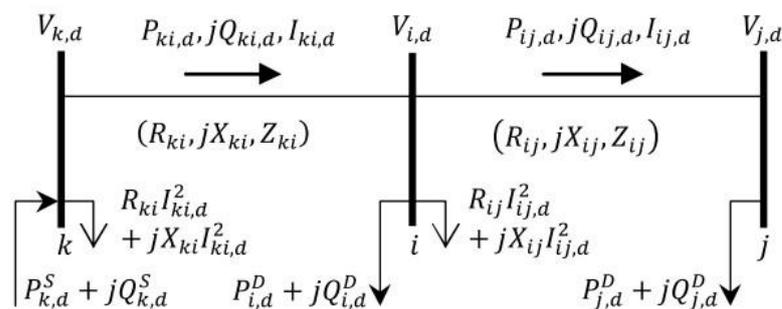


Fig. 3.1. Sistema de distribuição de 3 nós.

Fonte: [39].

Na Fig. 3.1, $V_{i,d}$ e $I_{ij,d}$ representam, respectivamente, a magnitude da tensão da barra i e o fluxo de corrente do circuito ij , para cada nível de carga d . A barra i possui demandas de potência ativa e reativa iguais a, respectivamente, $P_{i,d}^D$ e $Q_{i,d}^D$. Além disso, para cada nível de carga d ,

na barra i , existem as injeções de fluxo de potência ativa $P_{ki,d}$ e $P_{ij,d}$, e fluxos de potência reativa $Q_{ki,d}$ e $Q_{ij,d}$ oriundos, respectivamente, das barras adjacentes k e j . $P_{i,d}^S$ e $Q_{i,d}^S$ representam a potência ativa e reativa gerada (se existirem) na barra i . R_{ij} , X_{ij} e Z_{ij} representam, respectivamente, a resistência, reatância e impedância do ramo ij . As perdas de potência ativa, $R_{ij}I_{ij,d}^2$, e reativa, $X_{ij}I_{ij,d}^2$, do ramo ij são concentradas no nó i .

As equações (1) – (4) garantem que a primeira e a segunda leis de Kirchoff sejam satisfeitas para um SDEE radial.

$$\sum_{ki \in \Omega_b} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (P_{ij,d} + R_{ij}I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^S = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_b} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (Q_{ij,d} + X_{ij}I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^S = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$$V_{i,d}^2 - V_{j,d}^2 = 2(R_{ij}P_{ij,d} + X_{ij}Q_{ij,d}) + Z_{ij}I_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$$I_{ij,d}^2 V_{j,d}^2 = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (4)$$

Os conjuntos Ω_b , Ω_r e Ω_d representam, respectivamente, o conjunto de barras do sistema, o conjunto de ramos do sistema e o conjunto de níveis de carga do horizonte de planejamento.

Estas equações são usadas na resolução do problema de fluxo de carga para redes de distribuição, pelo método *Backward and Forward Sweep*, como em [40] e [41]. As equações (1) e (2) representam respectivamente os balanços de potência ativa e reativa. A equação (3) representa a magnitude da queda de tensão entre as barras i e j , e depende dos fluxos de potência, da magnitude da corrente e dos parâmetros elétricos do ramo ij . A equação (4) representa o cálculo da magnitude da corrente ao quadrado.

3.2 Modelos dos equipamentos

3.2.1 Geradores distribuídos despacháveis

No processo de evolução das redes de distribuição pode-se destacar a instalação de geração distribuída de pequeno porte. No contexto brasileiro, estas iniciativas estão diretamente relacionadas com a Resolução Normativa nº 482/2012 [42], que define as condições gerais de

acesso à micro (potência instalada de até 75 kW) e minigeração (potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW) nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Neste trabalho, considera-se que os GD despacháveis (GDD) são máquinas síncronas que servem como fonte de potência ativa e reativa. Assume-se que estes equipamentos operam com o fator de potência dentro de uma faixa especificada e tensão terminal livre.

Contudo, o GDD não será utilizado no modelo proposto na seção 3.3, pois o escopo do trabalho envolve os geradores distribuídos não despacháveis. Este modelo foi descrito aqui pois julga-se que é importante evidenciar este tipo de GD e mostrar suas diferenças em relação aos sistemas de GD não despacháveis.

As equações (5) – (7) a seguir representam o modelo da operação do GDD.

$$(P_{i,d}^{GD})^2 + (Q_{i,d}^{GD})^2 = (S_i^{GD})^2 \quad \forall i \in \Omega_{GD}, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$P_{i,d}^{GD} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{GD}, \forall d \in \Omega_d \quad (6)$$

$$-P_{i,d}^{GD} \tan(\cos^{-1}(pf_{min})) \leq Q_{i,d}^{GD} \leq P_{i,d}^{GD} \tan(\cos^{-1}(pf_{max})) \quad \forall i \in \Omega_{GD}, \forall d \in \Omega_d \quad (7)$$

O conjunto Ω_{GD} contém todos os GDDs do sistema. $P_{i,d}^{GD}$ e $Q_{i,d}^{GD}$ representam, respectivamente, as potências ativas e reativas fornecidas pelo GDD da barra i no nível de carga d . S_i^{GD} representa a potência aparente máxima fornecida pelo GDD do nó i . Os parâmetros pf_{min} e pf_{max} representam, respectivamente, o limite inferior do fator de potência capacitivo e o limite superior do fator de potência indutivo do GDD na barra i .

A Fig. 3.2 representa o esquema de um GDD e a Fig. 3.3 mostra sua curva de capacidade.

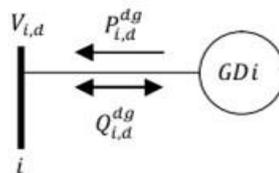


Fig. 3.2 – Esquema de um GDD. Fonte: [39].

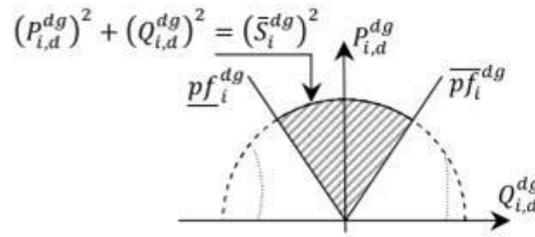


Fig. 3.3 – Curva de capacidade de um GDD.

Fonte: [39].

A Fig. 3.2 aponta que um GDD somente pode injetar potência ativa na barra em que está alocado. Também, mostra que o GDD pode tanto injetar quanto absorver potência reativa na barra em que está conectado. A Fig. 3.3 ilustra os limites operacionais de um GDD referentes à sua máxima potência aparente fornecida e ao fator de potência de sua operação.

3.2.2 Geradores distribuídos não despacháveis: fontes renováveis intermitentes

A expansão dos sistemas de energia baseados em unidades geradoras de grande porte tem aberto espaço para novas propostas baseadas na iminência de novas tecnologias na área de geração. Nesse contexto, a geração distribuída representa uma proposta complementar ao mercado de energia, que é usualmente conectada em SDEE. Estas unidades de pequeno porte são geralmente caracterizadas por fontes renováveis (FR), como turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos.

Devido ao comportamento intermitente, as fontes eólica e fotovoltaica são consideradas unidades de geração distribuída não despacháveis. No modelo proposto, para cada FR alocada na barra i , em cada nível de carga d , sua respectiva geração é representada na equações (8) e (9) por uma injeção de potência ativa $P_{i,d}^{FR}$ (kW) e reativa $Q_{i,d}^{FR}$ (kVAr). Enfatiza-se que os valores dessas injeções são considerados neste trabalho como parâmetros e não variáveis do modelo (explicação em detalhes na seção 3.3). As incertezas são introduzidas no modelo através de fatores de produção relacionadas a cada cenário, conforme mostrado em [15].

$$0 \leq P_{i,d}^{FR} \quad \forall i \in \Omega_{FR}, \forall d \in \Omega_d \quad (8)$$

$$0 \leq Q_{i,d}^{FR} \leq P \cdot \max_{i,d}^{FR} \cdot \tan(\cos^{-1}(pf_{max})) \quad \forall i \in \Omega_{FR}, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

3.2.3 Bancos de Capacitores

Existem dois tipos de bancos de capacitores: bancos de capacitores fixos (BC) e bancos de capacitores controlados.

Neste trabalho, vamos utilizar somente o do tipo fixo e a operação do BC foi modelada como uma injeção de potência reativa proporcional ao quadrado da magnitude da tensão da barra na qual está conectado conforme mostra a equação (10).

$$Q_{i,d}^{BC} = V_{i,d}^{qdr} B_i^{BC} \quad (10)$$

$$\forall i \in \Omega_{BC}, \forall d \in \Omega_d$$

Ω_{BC} representa o conjunto de BCs presentes no sistema. A variável $Q_{i,d}^{BC}$ representa a injeção de potência reativa do BC na barra i , no nível de carga d . B_i^{BC} representa a susceptância do BC da barra i .

3.2.4 Transformadores

O modelo adotado para os transformadores neste trabalho é o do transformador ideal uma vez que suas perdas são consideradas na sub-transmissão (lado de alta tensão da subestação), ou seja, todas as perdas de energia são desprezadas, e a potência de entrada (no enrolamento primário) é igual à potência de saída (no enrolamento secundário). Naturalmente, prevê-se a possibilidade de os fluxos de potência pelo transformador ocorrerem em ambas as direções.

As equações (11) – (13) a seguir representam o modelo da operação do transformador.

$$S_{i,d}^{SS} \geq 0 \quad (11)$$

$$\forall i \in \Omega_{SS}, \forall d \in \Omega_d$$

$$P_{i,d}^{SS} \leq S_{i,d}^{SS} / \sqrt{(1 + \tan(\varphi^{SS})^2)} \quad (12)$$

$$\forall i \in \Omega_{SS}, \forall d \in \Omega_d$$

$$Q_{i,d}^{SS} \leq \tan(\varphi^{SS}) P_{i,d}^{SS} \quad (13)$$

$$\forall i \in \Omega_{SS}, \forall d \in \Omega_d$$

O conjunto Ω_{SS} contém os transformadores. $P_{i,d}^{SS}$ e $Q_{i,d}^{SS}$ representam, respectivamente, as

potências ativas e reativas fornecidas pelo transformador da barra i no nível de carga d . S_i^{SS} representa a potência aparente máxima fornecida pelo transformador alocado no nó i . O parâmetro $\tan(\varphi^{SS})$ representa o fator de potência do transformador.

3.3 Modelo de programação linear inteira mista

A seguir descreve-se o modelo estocástico de programação linear inteiro misto (PLIM) estocástico de dois estágios e multiperíodo. Na seção III de [15] é descrito em detalhe o processo de geração dos cenários.

3.3.1 Função objetivo

Vários aspectos técnicos e econômicos podem ser considerados na função objetivo do problema de alocação de FR e SE (Subestação) em SDEE. Na literatura especializada são encontradas diversas abordagens para elaboração da função objetivo do problema. A mais comum corresponde à minimização de custos, como apresentado em (14).

$$\text{Min TSC} = \sum_{t \in \Omega^T} \mu_t \left(ci_t + \sum_{k \in \Omega^K} N_k^h \sum_{w \in \Psi_k^w} \gamma_{k,w} \cdot com_{t,k,w} \right) \quad (14)$$

Em que μ_t representa o fator de valor presente, ci_t o custo de investimento no ano t , N_k^h o número de horas em um bloco de tempo k , $\gamma_{k,w}$ a probabilidade de ocorrência do cenário w no bloco de tempo k e $com_{t,k,w}$ os custos de operação e manutenção. Estes termos que compõem a função objetivo serão explicados nos subitens a seguir.

Contudo, antes disso, faz-se uma breve descrição sobre o problema de PLIM estocástico de dois estágios. Na Fig. 3.4, mostra-se uma árvore de cenários para um período de tempo e nela pode-se identificar dois conjuntos de variáveis.

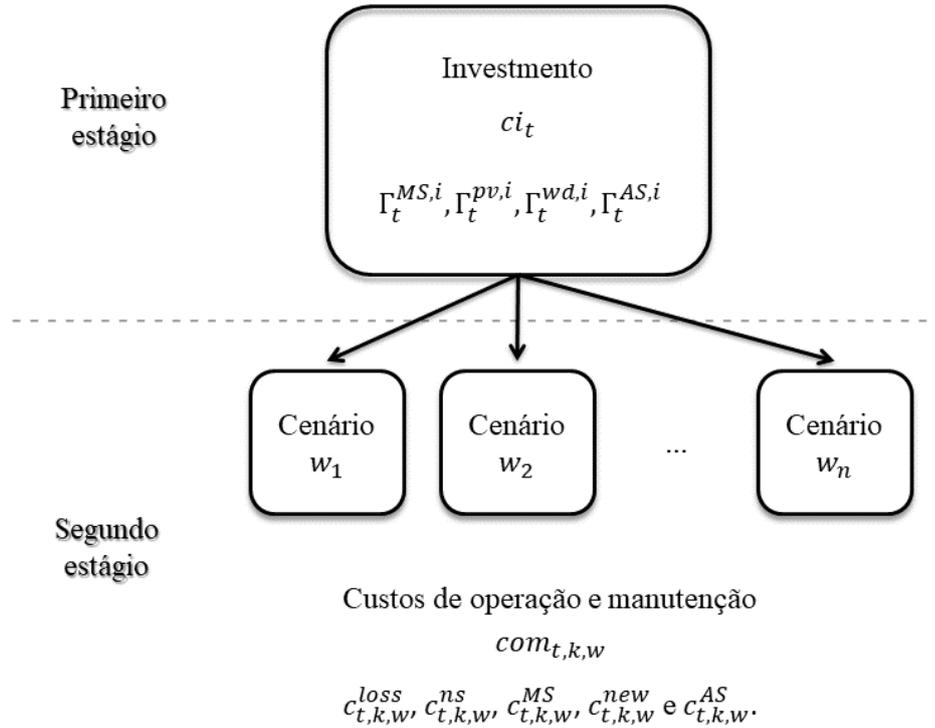


Fig. 3.4: Árvores de demanda dos cenários, FR e SE. Fonte: [15]

Há uma linha tracejada dividindo o primeiro do segundo estágio, e a seguir discorre-se sobre cada estágio.

No primeiro estágio, com base nos parâmetros e restrições impostos, as variáveis que determinam a quantidade de novos equipamentos são calculadas: transformadores da SE principal, módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas e transformadores da SE auxiliar ($\Gamma_t^{MS,i}, \Gamma_t^{pv,i}, \Gamma_t^{wd,i}, \Gamma_t^{AS,i}$). Estas são definidas antes que as variáveis estocásticas do segundo estágio sejam calculadas. Ou seja, neste estágio define-se o investimento a ser realizado.

Já no segundo estágio, são calculadas as variáveis que representam o custos das perdas, energia não suprida, energia gerada por FR, energia comprada da subestação principal e a energia comprada da subestação auxiliar ($c_{t,k,w}^{loss}, c_{t,k,w}^{ns}, c_{t,k,w}^{MS}, c_{t,k,w}^{new}, c_{t,k,w}^{MS}$ e $c_{t,k,w}^{AS}$). Estas variáveis estão diretamente associadas com cada cenário, uma vez que dependem da probabilidade da ocorrência relacionada a cada evento $\gamma_{k,w}$. Em suma, neste estágio calcula-se o custo de operação do sistema estimado no estágio anterior.

Desta forma o modelo proposto, em um período de tempo t , realiza uma alocação ótima dos equipamentos (primeiro estágio), visando também a minimização dos custos de operação (segundo estágio), levando em conta as incertezas relacionadas à demanda, e fatores de produção das FR.

Uma explicação mais didática sobre otimização sob incerteza é encontrada em [43].

Agora retoma-se a explicação sobre os termos da função objetivo.

Os custos totais do sistema (TSC) são atualizados pelo fator de valor presente μ_t na equação (15) [44]:

$$\mu_t = (1 + \rho)^{-(t-1)} \quad \forall t \quad (15)$$

No qual ρ representa a taxa anual de depreciação e t o tempo em anos. Esta correção do custo é fundamental no modelo, uma vez que os ativos vão perdendo valor com o passar do tempo.

Taxa de pagamento anual dos custos de investimento: Os custos de investimento para uma dada tecnologia X é representado por ci^X [45]. A fim de se representar no modelo a forma mais comum com que as empresas compram estes ativos (através de um financiamento), analiza-se este custo. A equação (16) a seguir possibilita o cálculo de parcelas fixas (ca^X) a partir do preço cheio de compra (ci^X) a serem pagas ao longo de um período LC com uma taxa de juros fixa α . Também, o parâmetro LC representa o ciclo de vida máximo de uma dada tecnologia.

$$ca^X = \frac{ci^X \alpha}{1 - (1 + \alpha)^{-LC^X}} \quad (16)$$

Como existem quatro tipos de tecnologias possíveis (SE principal, FV, eólica e SE auxiliar), as equações (17) – (20) são formuladas pela substituição de X pelos respectivos índices MS , pv , wd e AS , resultando em quatro equações.

$$ca^{MS} = \frac{ci^{MS} \alpha}{1 - (1 + \alpha)^{-LC^{MS}}} \quad (17)$$

$$ca^{pv} = \frac{ci^{pv} \alpha}{1 - (1 + \alpha)^{-LC^{pv}}} \quad (18)$$

$$ca^{wd} = \frac{ci^{wd}\alpha}{1 - (1 + \alpha)^{-LC^{wd}}} \quad (19)$$

$$ca^{AS} = \frac{ci^{AS}\alpha}{1 - (1 + \alpha)^{-LC^{AS}}} \quad (20)$$

Custo de investimento: Representado por ci_t , compreende os custos anualizados de investimento feito pela concessionária em fontes renováveis (fotovoltaica e eólica), e custos de expansão da subestação principal e auxiliar. Os novos pagamentos anuais devidos a novos investimentos em cada período e os pagamentos anuais (parcelas) devidos a investimentos anteriores (ci_{t-1}) devem atender (equação 21), exceto no primeiro ano ($t = 1$), ver equação (22).

Nesta formulação, os custos anualizados de investimento de cada tecnologia são multiplicados pela respectiva variável de decisão (de forma genérica: $\Gamma_t^{X,i}$) e são somados dentro de seu conjunto Ω^X . Posteriormente os diferentes custos de investimento são somados, resultando no custo total de investimento daquele período (equação 22). Porém, ao calcular o ci_t em um dado ano, há de se considerar os custos de investimento feitos em períodos anteriores, pois se continua pagando as parcelas. Desta forma, a adição do termo ci_{t-1} se faz necessário nos períodos posteriores ao ano 1 (equação 21).

$$ci_t = ci_{t-1} + \sum_{i \in \Omega^{MS}} ca^{MS}\Gamma_t^{MS,i} + \sum_{i \in \Omega^L} (ca^{pv}\Gamma_t^{pv,i} + ca^{wd}\Gamma_t^{wd,i}) + \sum_{i \in \Omega^{AS}} ca^{AS}\Gamma_t^{AS,i} \quad (21)$$

$; t > 1; \forall t \in \Omega^T$

$$ci_t = \sum_{i \in \Omega^{MS}} ca^{MS}\Gamma_t^{MS,i} + \sum_{i \in \Omega^L} (ca^{pv}\Gamma_t^{pv,i} + ca^{wd}\Gamma_t^{wd,i}) + \sum_{i \in \Omega^{AS}} ca^{AS}\Gamma_t^{AS,i} \quad (22)$$

$; t = 1; \forall t \in \Omega^T$

Custos de operação e manutenção: as equações (23) – (27) representam a soma dos custos associados às perdas de energia, a energia não suprida, a energia comprada na subestação principal, os custos de operação e manutenção de FR e a energia comprada na subestação auxiliar, respectivamente. Para cada um destes custos listados, tem-se um parâmetro de custo

unitário associado, como por exemplo na equação (23), em que o termo c^{loss} cumpre este papel. E uma vez que no modelo proposto se têm potências ativas que dependem de (t, k, w) , estes custos são calculados para cada cenário w , bloco de tempo k e ano t . De forma a representar o aumento do custo da energia comprada por uma SE, as equações (25) e (27) contêm um fator anual de aumento (f_s^t). Além disso, o parâmetro de custo base desta energia depende do bloco de tempo k e cenário w .

$$c_{t,k,w}^{loss} = c^{loss} \sum_{i,j \in \Omega^B} S^{base} R^{i,j} I_{t,k,w}^{sqr,i,j} \quad \forall (t, k, w) \quad (23)$$

$$c_{t,k,w}^{ns} = c^{ns} \sum_{i \in \Omega^L} S^{base} P_{t,k,w}^{ns,i} \quad \forall (t, k, w) \quad (24)$$

$$c_{t,k,w}^{MS} = c_{k,w}^{MS} f_s^t \sum_{i \in \Omega^{MS}} S^{base} P_{t,k,w}^{MS,i} \quad \forall (t, k, w) \quad (25)$$

$$c_{t,k,w}^{new} = S^{base} \sum_{i \in \Omega^L} (c^{pv} P_{t,k,w}^{pv,i} + c^{wd} P_{t,k,w}^{wd,i}) \quad \forall (t, k, w) \quad (26)$$

$$c_{t,k,w}^{AS} = c_{k,w}^{AS} f_s^t \sum_{i \in \Omega^{AS}} S^{base} P_{t,k,w}^{AS,i} \quad \forall (t, k, w) \quad (27)$$

A equação (28) representa a soma destes cinco custos listados anteriormente.

$$com_{t,k,w} = c_{t,k,w}^{loss} + c_{t,k,w}^{ns} + c_{t,k,w}^{MS} + c_{t,k,w}^{new} + c_{t,k,w}^{AS} \quad \forall (t, k, w) \quad (28)$$

3.3.2 Restrições

A seguir serão apresentadas e descritas as restrições do modelo proposto, e estão subdivididos em dez itens.

1) **Limites das Subestações:** As potências ativa $P_{t,k,w}^{MS,i}$ e reativa $Q_{t,k,w}^{MS,i}$ injetadas pela subestação principal são calculadas a partir das Eqs. (29) e (30). O parâmetro $ST_t^{MS,i}$, representa a máxima potência aparente da subestação principal no ano t . Primeiro, na equação (29) se calcula a variável associada à potência ativa $P_{t,k,w}^{MS,i}$. Em seguida, em (30) se calcula a variável associada à potência reativa $Q_{t,k,w}^{MS,i}$, que possui um limite máximo proporcional à variável de potência ativa. O termo $\tan(\varphi^{MS})$ é um parâmetro do problema. A origem das equações se encontra em [46].

$$P_{t,k,w}^{MS,i} \leq ST_t^{MS,i} / \sqrt{(1 + \tan(\varphi^{MS})^2)} \quad \forall (i \in \Omega^{MS}, t, k, w) \quad (29)$$

$$Q_{t,k,w}^{MS,i} \leq \tan(\varphi^{MS}) P_{t,k,w}^{MS,i} \quad \forall (i \in \Omega^{MS}, t, k, w) \quad (30)$$

Analogamente, o conjunto de restrições (31) – (32) relacionadas à subestação auxiliar é semelhante ao da subestação principal, com uma única diferença: a presença da variável binária ($\Gamma_{t,k,w}^{AS,op}$) que será descrita em detalhe após a apresentação das equações (41) – (45).

$$P_{t,k,w}^{AS,i} \leq \Gamma_{t,k,w}^{AS,op} ST_t^{AS,i} / \sqrt{(1 + \tan(\varphi^{AS})^2)} \quad \forall (i \in \Omega^{AS}, t, k, w) \quad (31)$$

$$Q_{t,k,w}^{AS,i} \leq \tan(\varphi^{AS}) P_{t,k,w}^{AS,i} \quad \forall (i \in \Omega^{AS}, t, k, w) \quad (32)$$

Na subestação principal, a potência máxima de novos módulos de transformação ($S_t^{nMS,i}$) é definida em (33), e não pode ser maior que o parâmetro $S_{max}^{nMS,i}$, que impõe um limite máximo de potência. A cada ano, a energia disponível da subestação $ST_t^{MS,i}$ é atualizada através de (34),

onde $S^{MS,i}$ representa a capacidade já existente e $S_t^{nMS,i}$ a potência do equipamento candidato. O investimento de novos transformadores é feito considerando a capacidade instalada e a capacidade dos transformadores candidatos (35), (36). Nestas equações os termos são: a variável de decisão de alocação $\Gamma_t^{MS,i}$ e o parâmetro S_{upg}^{MS} , que representa a valor de potência do transformador candidato. Analogamente ao que ocorre nas equações (21) – (22), é necessário herdar a possível potência alocada no barramento em anos anteriores no cálculo de $S_t^{nMS,i}$.

$$S_t^{nMS,i} \leq S_{max}^{nMS,i} \quad \forall (i \in \Omega^{MS}, t, k, w) \quad (33)$$

$$ST_t^{MS,i} = S^{MS,i} + S_t^{nMS,i} \quad \forall (i \in \Omega^{MS}, t, k, w) \quad (34)$$

$$S_t^{nMS,i} = \Gamma_t^{MS,i} S_{upg}^{MS} \quad \forall (i \in \Omega^{MS}, t, k, w) \quad ; t = 1 \quad (35)$$

$$S_t^{nMS,i} = S_{t-1}^{nMS,i} + \Gamma_t^{MS,i} S_{upg}^{MS} \quad \forall (i \in \Omega^{MS}, t, k, w) \quad ; t > 1 \quad (36)$$

Da mesma forma, para a subestação auxiliar, apenas trocando-se o índice e conjunto, formulam-se as equações (37) – (40).

$$S_t^{nAS,i} \leq S_{max}^{nAS,i} \quad \forall (i \in \Omega^{AS}, t, k, w) \quad (37)$$

$$ST_t^{AS,i} = S^{AS,i} + S_t^{nAS,i} \quad \forall (i \in \Omega^{AS}, t, k, w) \quad (38)$$

$$S_t^{nAS,i} = \Gamma_t^{AS,i} S_{upg}^{AS} \quad \forall (i \in \Omega^{AS}, t, k, w) \quad ; t = 1 \quad (39)$$

$$S_t^{nAS,i} = S_{t-1}^{nAS,i} + \Gamma_t^{AS,i} S_{upg}^{AS} \quad \forall (i \in \Omega^{AS}, t, k, w) \quad ; t > 1 \quad (40)$$

As restrições (41) – (45) mostradas a seguir correspondem à principal contribuição deste trabalho e permitem a operação da subestação auxiliar da forma almejada. A desigualdade (41) limita a potência injetada pela subestação auxiliar a um valor menor ou igual da subestação principal, de modo a priorizar a energia injetada por esta última. A equação (42) impõe um teto ao número de novas unidades de transformação auxiliar a serem instaladas ao longo de todo o período (uma, no caso deste trabalho). A Equação (43) corresponde à diferença entre a potência demandada com relação à potência injetada pelas fontes renováveis e a potência injetada pela subestação principal. As Equações (44) – (45) são as principais restrições para a operação da subestação auxiliar e nelas emprega-se o método do *Big M*. O método *Big M* amplia o poder do algoritmo simplex para problemas que contêm restrições “maior que”. Ele faz isso associando as restrições a grandes constantes que não seriam parte de qualquer solução ótima, se existir. Desta forma, torna-se possível a implantação da variável binária $\Gamma_{t,k,w}^{AS,op}$, que passa a funcionar após a alocação da subestação auxiliar, e possui a função de permitir ou não a operação da mesma, de forma a limitar a sua injeção de energia para evitar a concorrência com FR.

$$\sum_{i \in \Omega^{MS}} P_{t,k,w}^{MS,i} \geq \sum_{i \in \Omega^{AS}} P_{t,k,w}^{AS,i} \quad (41)$$

$$\sum_{i \in \Omega^{AS}} \sum_{t \in \Omega^T} \Gamma_t^{AS,i} \leq 1 \quad (42)$$

$$\Delta P_{t,k,w}^{dem} = f_t f_{k,w}^{ld} \left[\sum_{i \in \Omega^L} P^{ld,i} \right] - \left[\sum_{i \in \Omega^L} (P_{t,k,w}^{pv,i} + P_{t,k,w}^{wd,i}) \right] - \sum_{i \in \Omega^{MS}} P_{t,k,w}^{MS,i} \quad (43)$$

$$-M(1 - \Gamma_{t,k,w}^{AS,op}) \leq \Delta P_{t,k,w}^{dem} \quad (44)$$

$$\Delta P_{t,k,w}^{dem} \leq M \cdot \Gamma_{t,k,w}^{AS,op} \quad (45)$$

2) **Limites de geração:** As gerações máximas disponíveis $P_{t,k,w}^{wd,i}$ e $P_{t,k,w}^{pv,i}$ são definidas de acordo com os níveis de geração para turbinas eólicas (46) e módulos fotovoltaicos (47). Nestas restrições, os termos $PT_t^{wd,i}$ e $PT_t^{pv,i}$ representam a máxima potência disponível daquele tipo de fonte em um dado ano, e são multiplicados pelos respectivos fatores de produção, que são parâmetros do problema. O investimento em unidades eólicas e módulos fotovoltaicos a serem alocados em cada barra candidata i é limitado, em todo o período, como em (48), (49). Além

disso, equação (50) limita o máximo de turbinas eólicas que podem ser instaladas durante todo o período de simulação. As restrições (51) e (52) também são contribuições deste trabalho e lidam com a meta de investimento anual em FR, impondo assim, pelos parâmetros P_{min}^{rDG} e P_{max}^{rDG} , valores mínimos e máximos de potência que devem ser instaladas a cada ano.

$$0 \leq P_{t,k,w}^{wd,i} \leq f_{k,w}^{wd} PT_t^{wd,i} \quad \forall (i \in \Omega^L, t, k, w) \quad (46)$$

$$0 \leq P_{t,k,w}^{pv,i} \leq f_{k,w}^{pv} PT_t^{pv,i} \quad \forall (i \in \Omega^L, t, k, w) \quad (47)$$

$$\sum_{t \in \Omega^T} Y_t^{wd,i} \leq Y_i^{wd,max} \quad \forall i \in \Omega^L \quad (48)$$

$$\sum_{t \in \Omega^T} Y_t^{pv,i} \leq Y_i^{pv,max} \quad \forall i \in \Omega^L \quad (49)$$

$$\sum_{i \in \Omega^B} \sum_{t \in \Omega^T} Y_t^{wd,i} \leq Y_{total}^{wd,max} \quad \forall i \in \Omega^L \quad (50)$$

$$P_{min}^{rDG} \leq \sum_{n \in \Omega^B} (P_{pv,max}^{pv,i} Y_t^{pv,i} + P_{wd,max}^{wd,i} Y_t^{wd,i}) \quad \forall i \in \Omega^L \quad (51)$$

$$\sum_{n \in \Omega^B} (P_{pv,max}^{pv,i} Y_t^{pv,i} + P_{wd,max}^{wd,i} Y_t^{wd,i}) \leq P_{max}^{rDG} \quad \forall i \in \Omega^L \quad (52)$$

A potência das fontes eólica $PT_t^{wd,i}$ e fotovoltaica $PT_t^{pv,i}$ disponíveis são atualizadas anualmente como exposto nas equações (53)–(56). Os parâmetros em forma de vetores binários $C^{wd,i}$ e $C^{pv,i}$, definem se o nó i é um candidato para instalar um novo equipamento, e os associados às variáveis de decisão $\Gamma_t^{wd,i}$ e $\Gamma_t^{pv,i}$ e aos parâmetros de potência $P_{wd,max}$ e $P_{pv,max}$ possibilitam este cálculo. Mais uma vez, analogamente ao que ocorre nas equações (21)–(22), é necessário herdar a possível potência alocada em anos anteriores no cálculo de $PT_t^{wd,i}$ e $PT_t^{pv,i}$.

$$PT_t^{wd,i} = P^{wd,max} \Gamma_t^{wd,i} C^{wd,i} \quad \forall i \in \Omega^L, t = 1 \quad (53)$$

$$PT_t^{wd,i} = PT_{t-1}^{wd,i} + P^{wd,max} \Gamma_t^{wd,i} C^{wd,i} \quad \forall i \in \Omega^L, t > 1 \quad (54)$$

$$PT_t^{pv,i} = P^{pv,max} \Gamma_t^{pv,i} C^{pv,i} \quad \forall i \in \Omega^L, t = 1 \quad (55)$$

$$PT_t^{pv,i} = PT_{t-1}^{pv,i} + P^{pv,max} \Gamma_t^{pv,i} C^{pv,i} \quad \forall i \in \Omega^L, t > 1 \quad (56)$$

Os limites das potências reativas injetadas por ambas as fontes renováveis (57)–(58) dependem do fator de potência (parâmetro inicial), e da variável de potência ativa. Neste modelo considera-se que as FRs operam de forma capacitiva tal como em [15].

$$0 \leq Q_{t,k,w}^{wd,i} \leq P_{t,k,w}^{wd,i} \tan(\varphi^{wd}) \quad \forall (i \in \Omega^L, t, k, w) \quad (57)$$

$$0 \leq Q_{t,k,w}^{pv,i} \leq P_{t,k,w}^{pv,i} \tan(\varphi^{pv}) \quad \forall (i \in \Omega^L, t, k, w) \quad (58)$$

3) **Máxima potência ativa instalada:** O parâmetro $P^{node,max}$ descrito em (59) define o limite máximo de potência ativa provindo de fontes renováveis que podem ser instaladas em cada barramento do sistema durante todo o período [47], em poucas palavras, restringe a potência nodal instalada oriunda das FRs.

$$P^{node,max} \geq \sum_{t \in \Omega^t} (P^{wd,max} \Gamma_t^{wd,i} + P^{pv,max} \Gamma_t^{pv,i}) \quad (59)$$

4) **Limites de energia não suprida:** uma técnica interessante e muito utilizada na resolução de problemas de otimização consiste na inserção de variáveis de folga, de forma a possibilitar a obtenção de uma solução. Desta forma, introduz-se o conceito de energia não suprida, que é análogo a uma fonte fictícia presente em cada nó do sistema. Configura-se nos parâmetros de entrada um alto custo associado a esta energia, de forma a penalizar este custo, guiando o problema a preferir as outras fontes de energia. A potência ativa oriunda da fonte de energia não suprida deve ser menor que a potência ativa demandada (60). O limite de potência ativa que pode ser injetada pela fonte de energia não suprida é atualizada em cada período usando um fator anual de aumento f_t . O termo $f_{k,w}^{ld}$ expressa o fator de demanda da carga em um dado bloco

de tempo k e cenário w . O mesmo é válido para a potência reativa (61).

$$f_t f_{k,w}^{ld} P^{ld,i} \geq P_{t,k,w}^{ns,i} \geq 0 \quad \forall (i \in \Omega^L, t, k, w) \quad (60)$$

$$f_t f_{k,w}^{ld} Q^{ld,i} \geq Q_{t,k,w}^{ns,i} \geq 0 \quad \forall (i \in \Omega^L, t, k, w) \quad (61)$$

5) **Balço de potências:** Este balanço é o núcleo central do fluxo de carga e compreende duas restrições, uma para potência ativa (62) e outra para potência reativa (63). A origem destas equações está em [15]. Ambas expressões foram alteradas de forma a incluir as variáveis referentes a subestação auxiliar. Em (63) também foi incluído a variável referente a injeção de potência reativa do BC.

$$\begin{aligned} \sum_{n \in \Omega^B} (P_{t,k,w}^{+,i,j} - P_{t,k,w}^{-,i,j}) - \sum_{n \in \Omega^B} (P_{t,k,w}^{+,j,i} - P_{t,k,w}^{-,j,i} + R^{i,j} I_{t,k,w}^{sqr,i,j}) + P_{t,k,w}^{ns,j} + P_{t,k,w}^{pv,j} \\ + P_{t,k,w}^{wd,j} + P_{t,k,w}^{MS,j} + P_{t,k,w}^{AS,j} = f_t f_{k,w}^{ld} P^{ld,j} \end{aligned} \quad (62)$$

$$\forall (j \in \Omega^N, t, k, w)$$

$$\begin{aligned} \sum_{n \in \Omega^B} (Q_{t,k,w}^{+,i,j} - Q_{t,k,w}^{-,i,j}) - \sum_{n \in \Omega^B} (Q_{t,k,w}^{+,j,i} - Q_{t,k,w}^{-,j,i} + X^{i,j} I_{t,k,w}^{sqr,i,j}) + Q_{t,k,w}^{ns,j} + Q_{t,k,w}^{pv,j} \\ + Q_{t,k,w}^{wd,j} + Q_{t,k,w}^{MS,j} + Q_{t,k,w}^{AS,j} + Q_{t,k,w}^{BC,j} = f_t f_{k,w}^{ld} Q^{ld,j} \end{aligned} \quad (63)$$

$$\forall (j \in \Omega^N, t, k, w)$$

6) **Equações de tensão:** A equação (64) expressa a queda de tensão entre dois barramentos i, j conectados entre si [15]. Por se tratar de um problema linearizado, as variáveis que expressam a magnitude da tensão e da corrente são representadas pelo quadrado de seu valor real. Os limites inferiores e superiores de tensão para cada nó são dados por (65).

$$V_{t,k,w}^{sqr,i} - 2 \left(R^{i,j} (P_{t,k,w}^{+,i,j} - P_{t,k,w}^{-,i,j}) + X^{i,j} (Q_{t,k,w}^{+,i,j} - Q_{t,k,w}^{-,i,j}) \right) - Z^{i,j^2} I_{t,k,w}^{sqr,i,j} - V_{t,k,w}^{sqr,j} = 0 \quad (64)$$

$$\forall (i, j \in \Omega^N, t, k, w)$$

$$V_{min}^2 \leq V_{t,k,w}^{sqr,i} \leq V_{max}^2 \quad \forall (i \in \Omega^N, t, k, w) \quad (65)$$

7) **Limites de corrente e sentido dos fluxos de potência:** Equação (66) define a corrente máxima que pode fluir através de uma linha de distribuição do sistema. Pelo mesmo motivo das equações anteriores, a variável de corrente $I_{t,k,w}^{sqr,i,j}$ representa o quadrado do valor real de corrente e $I_{max}^{i,j}$ é um parâmetro que define a sua máxima magnitude. Os limites dos fluxos das potências ativa (67), (68) e reativa (69), (70) pelas linhas também são definidos. Nelas pode-se observar a presença de variáveis binárias que, aliadas à Equações (71) e (72), têm como objetivo definir o fluxo de cada tipo de potência em um único sentido da linha.

$$0 \leq I_{t,k,w}^{sqr,i,j} \leq I_{max}^{i,j^2} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (66)$$

$$P_{t,k,w}^{+,j,i} \leq V^{nom} I_{max}^{i,j} \Gamma_{t,k,w}^{P+,j,i} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (67)$$

$$P_{t,k,w}^{-,j,i} \leq V^{nom} I_{max}^{i,j} \Gamma_{t,k,w}^{P-,j,i} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (68)$$

$$Q_{t,k,w}^{+,j,i} \leq V^{nom} I_{max}^{i,j} \Gamma_{t,k,w}^{Q+,j,i} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (69)$$

$$Q_{t,k,w}^{-,j,i} \leq V^{nom} I_{max}^{i,j} \Gamma_{t,k,w}^{Q-,j,i} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (70)$$

$$\Gamma_{t,k,w}^{P+,j,i} + \Gamma_{t,k,w}^{P-,j,i} = 1 \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (71)$$

$$\Gamma_{t,k,w}^{Q+,j,i} + \Gamma_{t,k,w}^{Q-,j,i} = 1 \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (72)$$

8) **Limites de investimento:** o pagamento anual de investimentos (73) descreve o montante do orçamento disponível (ci^{bgt}) para cada período de investimento. O objetivo dessa restrição é impor um limite máximo ao pagamento das parcelas que a concessionária está disposta a pagar, em cada ano. Em outras palavras, há um limite orçamentário de pagamentos dos empréstimos, que deve ser respeitado. Em seguida, o investimento de portfólio (74) refere-se aos recursos disponíveis (ci_{LC}^{bgt}) para investimento a longo prazo. Nesse caso, os valores investidos em novos equipamentos são atualizados usando o fator de valor presente μ_t .

$$ci_t \leq ci^{bgt} \quad \forall t \quad (73)$$

$$\sum_{t \in \Omega^T} \mu_t \left[\sum_{i \in \Omega^{MS}} c_i^{MS} \Gamma_t^{MS,i} + \sum_{i \in \Omega^L} (c_i^{wd} \Gamma_t^{wd,i} + c_i^{pv} \Gamma_t^{pv,i}) + \sum_{i \in \Omega^{AS}} c_i^{AS} \Gamma_t^{AS,i} \right] \leq c_{LC}^{bgt} \quad (74)$$

$$\forall i \in \Omega^L$$

9) **Banco de capacitores:** A operação de BCs foi modelada como uma injeção de potência reativa proporcional à magnitude da tensão da barra na qual está conectado conforme mostra a equação (75). Sua função no SDEE é fornecer um suporte de reativos, e por comumente estar próximo às cargas, provoca a diminuição das correntes nas linhas, e conseqüentemente, as perdas de potência na rede.

$$Q_{t,k,w}^{BC,i} = V_{t,k,w}^{sqr,i} B_{BC}^i \quad (75)$$

$$(\forall i \in \Omega^L, t, k, w)$$

10) **Parâmetros da linearização:** Em (76) – (82) são apresentadas as equações e limites necessários para solucionar o problema de fluxo de carga linearizado, uma vez que se aproximam as curvas oriundas das equações não-lineares, por segmentos de reta. A quantidade de segmentos utilizada (parâmetro r) é diretamente proporcional à fidelidade com o modelo não linear. O processo de linearização é descrito no apêndice de [15] e discutido também na seção 3.4.

$$\Delta S_{t,k,w}^{i,j,r} = \frac{V^{nom} I_{max}^{i,j}}{R^{lin}} \quad \forall (i, j \in \Omega^N, r \in \Omega^R, t, k, w) \quad (76)$$

$$m_{t,k,w}^{i,j,r} = (2r - 1) \Delta S_{t,k,w}^{i,j,r} \quad \forall (i, j \in \Omega^N, r \in \Omega^R, t, k, w) \quad (77)$$

$$0 \leq \Delta P_{t,k,w}^{i,j,r} \leq \Delta S_{t,k,w}^{i,j,r} \quad \forall (i, j \in \Omega^N, r \in \Omega^R, t, k, w) \quad (78)$$

$$0 \leq \Delta Q_{t,k,w}^{i,j,r} \leq \Delta S_{t,k,w}^{i,j,r} \quad \forall (i, j \in \Omega^N, r \in \Omega^R, t, k, w) \quad (79)$$

$$V^{nom2} I_{t,k,w}^{sqr,i,j} = \sum_{r \in \Omega^R} m_{t,k,w}^{i,j,r} (\Delta P_{t,k,w}^{i,j,r} + \Delta Q_{t,k,w}^{i,j,r}) \quad \forall (i, j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (80)$$

$$P_{t,k,w}^{+,i,j} + P_{t,k,w}^{-,i,j} = \sum_{r \in \Omega^R} \Delta P_{t,k,w}^{i,j,r} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (81)$$

$$Q_{t,k,w}^{+,i,j} + Q_{t,k,w}^{-,i,j} = \sum_{r \in \Omega^R} \Delta Q_{t,k,w}^{i,j,r} \quad \forall (i,j \in \Omega^N, t, k, w) \quad (82)$$

3.4 Discussão sobre modelos matemáticos de otimização e técnicas de linearização

Em um modelo matemático de otimização, a presença de restrições com variáveis inteiras e/ou binárias torna a resolução do problema bastante complexa, de modo que as metodologias computacionais existentes podem encontrar uma solução matemática ótima, porém não é garantido que esta solução faça sentido no mundo real. As soluções obtidas por qualquer modelo matemático devem ser interpretadas e avaliadas com atenção.

Segundo [49] os modelos matemáticos podem ser formulados de acordo com a natureza dos fenômenos ou situações, analisados e classificados conforme o tipo de matemática utilizada, em linear ou não linear, estático ou dinâmico e educacional ou aplicativo. Então, um modelo matemático é uma interpretação da realidade, usado para expressar fenômenos naturais ou sociais, e a modelagem matemática em uma situação problema real engloba a compreensão desses fenômenos ou não.

No escopo deste trabalho, as linearizações aplicadas às equações originalmente não-lineares do fluxo de carga e dos equipamentos elétricos introduzem imprecisões nos resultados matemáticos. O modelo de PLIM possui uma elaboração mais trabalhosa se comparado ao PNLIM (Programação não linear inteira mista), conquanto o deferido esforço é recompensado pela típica menor dificuldade computacional e aumento da probabilidade de obtenção da solução do modelo. Neste trabalho, foi utilizada a técnica de linearização por partes de funções não lineares. A Fig. 3.5 ilustra esta técnica de forma genérica.

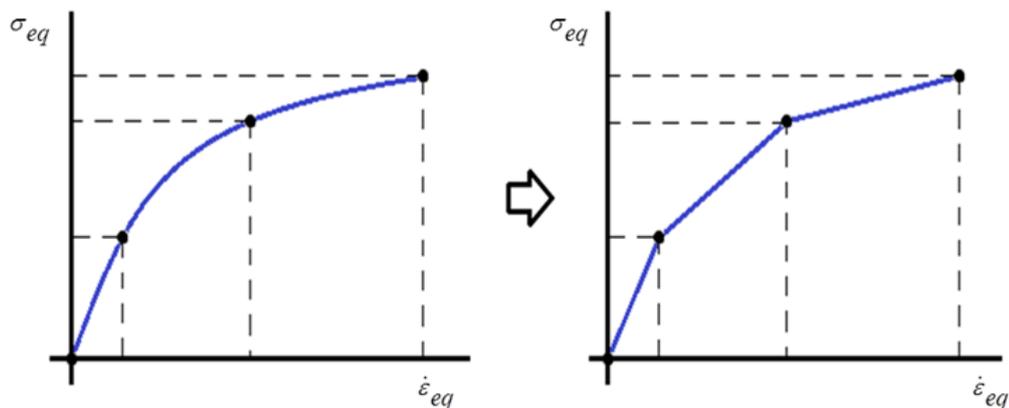


Fig. 3.5 – Ilustração da técnica de linearização por partes. Fonte: [48]

Na etapa de linearização, a escolha de um valor muito pequeno da quantidade de blocos de linearização (parâmetro r na equação (76)) pode aproximar de forma grosseira o comportamento dos elementos não-lineares, acarretando resultados aquém dos esperados. Já um valor muito alto aproxima os resultados em relação ao modelo não-linear, porém, pode tornar o problema muito complexo (ou infactível), à medida que demandará mais recursos computacionais. Portanto, é necessário adotar um valor adequado para a quantidade de blocos de linearização, de forma a atender estes critérios. Nas referências [15] e [33], os autores atingem resultados confiáveis para um modelo correlato utilizando dois blocos de linearização, e este trabalho seguirá na mesma linha.

A Figura 3.6 ilustra o processo de linearização da função quadrática $f(x) = x^2$.

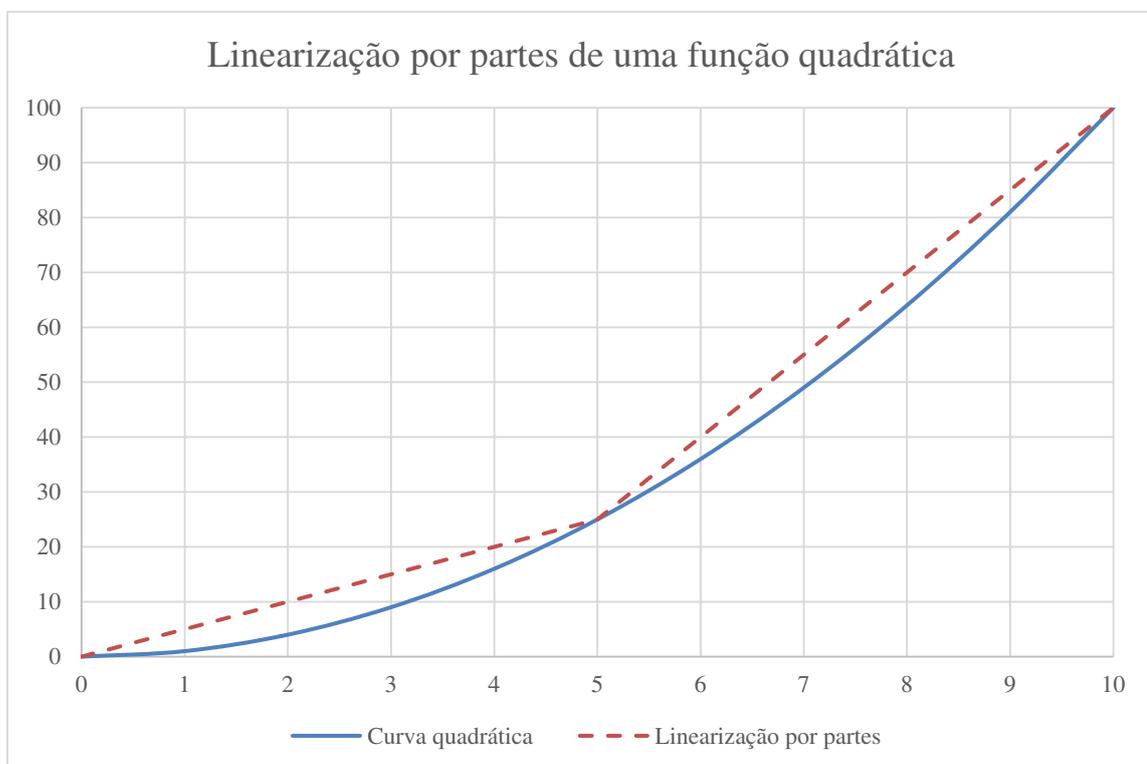


Figura 3.6: Linearização por partes de uma função quadrática.

Neste exemplo, optou-se por linearizar a curva em dois segmentos (ou dois blocos). Os intervalos de 0 a 5 e de 5 a 10 são representados por segmentos de reta distintos para representar a curva $f(x) = x^2$ de maneira linearizada por partes. Estes segmentos de reta são: para $x \in [0,5]$, $f_{\text{lin}}(x) = 5x$, e para $x \in (5,10]$, $f_{\text{lin}}(x) = 15x - 50$. A Tabela 3.1 mostra os valores reais e linearizados da função, assim como os erros resultantes da linearização. A última coluna expressa o erro entre o valor linearizado e o valor real da função.

Tabela 3.1: Dados referentes à Figura 3.6.

x	f(x)	f_lin(x)	Erro (%)
0	0	0	0
1	1	5	400,00
2	4	10	150,00
3	9	15	66,67
4	16	20	25,00
5	25	25	0,00
6	36	40	11,11
7	49	55	12,24
8	64	70	9,38
9	81	85	4,94
10	100	100	0,00

4. Resultados computacionais

O modelo matemático descrito no Capítulo 3 foi implementado na linguagem de modelagem matemática AMPL [50]. AMPL é uma abreviação de “*A Mathematical Programming Language*”, e é uma linguagem de programação matemática que possibilita a escrita de modelos matemáticos, em especial modelos de otimização. Ela foi desenvolvida de maneira que as equações do modelo matemático sejam inseridas de forma muito próxima à forma como são escritos os modelos matemáticos de otimização. O PLIM foi solucionado utilizando o *solver* comercial de otimização linear CPLEX [51].

Na seção 4.1 é apresentada a origem dos parâmetros que representam os fatores de demanda da carga, geração eólica e fotovoltaica utilizados no modelo. Em seguida, de forma a demonstrar a validade do modelo matemático são utilizados sistemas teste de 5 e 34 barras. O último sistema teste foi extraído de [15], e o primeiro corresponde a uma adaptação deste último.

4.1 Origem dos parâmetros

A Tabela 4.1, extraída da seção III da referência [15] de onde é explicada sua origem, lista os parâmetros para os diferentes cenários a serem calculados. Cada cenário está contido em um bloco de tempo, e os blocos de tempo somam 8760 horas, valor correspondente a um período de um ano. A probabilidade de ocorrência de um cenário contido em um determinado bloco de tempo é de 1/3 [52].

O objetivo de se agrupar os cenários em blocos de tempo é tornar o problema mais simples, tanto do ponto de vista humano, como do ponto de vista computacional. Uma vez que se utiliza uma rede com dados históricos conhecidos, os fatores de demanda se tornam passíveis a serem agrupados em blocos [15].

Os blocos de 1 a 4 apresentam os fatores de demanda que correspondem às estações mais frias do ano, já os blocos 5 a 8 correspondem às estações mais quentes da Europa. Dentro de cada bloco de tempo, existem três cenários distintos e são listados em ordem decrescente com relação ao fator de demanda.

Em cada bloco de tempo existem três níveis de demanda, produção eólica e produção fotovoltaica. Assim, esses oito blocos de tempo, associados a três níveis de demanda, resultam em 24 cenários.

Tabela 4.1: Fatores de demanda da carga, geração eólica e fotovoltaica em cada bloco de tempo. Fonte: referência [15], Table II

Bloco	Número de horas	Preço (\$/MWh)	Fator de demanda	Fator de produção eólica	Fator de produção FV
1	144	68,60	0,92	1,00	0,66
		73,34	0,89	1,00	0,07
		61,81	0,88	0,00	0,00
2	2068	52,01	0,83	1,00	0,64
		44,46	0,78	0,70	0,05
		41,91	0,72	0,00	0,00
3	2056	40,39	0,63	0,15	0,63
		33,31	0,54	0,08	0,06
		25,40	0,49	0,03	0,00
4	112	18,55	0,45	1,00	0,70
		19,72	0,44	0,54	0,08
		6,32	0,41	0,00	0,00
5	46	56,19	0,97	1,00	0,64
		55,91	0,95	0,71	0,27
		53,75	0,93	0,15	0,00
6	2167	52,10	0,86	1,00	0,65
		46,64	0,79	0,70	0,12
		46,17	0,73	0,00	0,00
7	2053	46,57	0,66	1,00	0,61
		42,02	0,57	0,66	0,13
		37,05	0,52	0,00	0,00
8	114	35,09	0,48	1,00	0,35
		36,33	0,47	0,58	0,01
		31,60	0,45	0,00	0,00

4.2 Sistema teste de 5 barras

4.2.1 Rede em estudo

O sistema de 5 barras, cujo diagrama unifilar é apresentado na Fig. 4.1, foi obtido a partir da simplificação de um sistema de 34 barras, sendo este apresentado na seção 4.3.1. O objetivo desta simplificação é de facilitar a compreensão do leitor e expor os impactos individuais da adição de cada equipamento na rede. Ao final, discutem-se os resultados das simulações para períodos de um ano e de vinte anos.

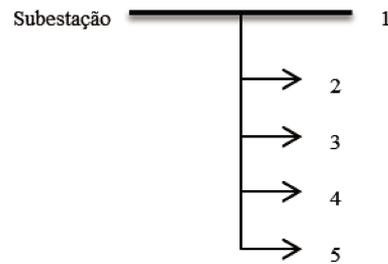


Fig. 4.1 – Sistema de 5 barras.

Nas Tabelas 4.2 e 4.3 estão apresentadas as informações referentes à demanda em cada barra e os parâmetros elétricos da rede de 5 barras.

Tabela 4.2: Demanda nodal

Barra	P (kW)	Q (kVar)
1	0	0
2	230	142,5
3	0	0
4	230	142,5
5	230	142,5

Tabela 4.3: Parâmetros elétricos da rede de 5 barras

De	Para	R (Ω)	X (Ω)
1	2	0,1170	0,0480
2	3	0,1073	0,0440
3	4	0,1645	0,0457
4	5	0,1495	0,0415

A Tabela 4.4 apresenta os custos de investimento, os ciclos de vida e os fatores de potência associados aos diferentes equipamentos.

Tabela 4.4: Dados de investimento referentes aos possíveis equipamentos serem instalados

Tecnologia	Custo de investimento (\$)	Ciclo de vida (anos)	$\tan(\varphi)$
Turbina eólica	125.155	20	0,92
Módulo FV	3.445	20	0,92
Banco de capacitores	10.000	20	-

A Tabela 4.5 a seguir apresenta um panorama dos barramentos candidatos a receber instalação de um dado equipamento.

Tabela 4.5: Barramentos candidatos para cada tipo de tecnologia

Barra	2	3	4	5
Turbinas eólicas	•	•	•	•
Módulos FV	•	•	•	•
Banco de capacitores				•

A alocação (somente a localização) de FRs serão variáveis de decisão do problema de otimização. Para este caso, a subestação auxiliar não será candidata a ser alocada, e o termo da direita da restrição (42) é definido igual a zero.

Estendendo-se o propósito didático, os estudos de caso terão somente um período, e os fatores temporais da função objetivo apresentada em 3.3.1 associados ao problema com múltiplos períodos não serão levados em consideração, como por exemplo taxa de juros e o fator depreciação anual dos custos, resultando no valor de $\mu_t = 1$. Também, as restrições financeiras associadas aos limites de investimento, não estarão ativas ocasionando em $ci_t = 0$.

Foram elaboradas quatro configurações distintas e os seguintes casos serão estudados:

- A) Rede sem elementos de GD e BC.
- B) Rede com um BC.
- C) Rede com fontes fotovoltaicas.
- D) Rede com uma fonte eólica.

Na Tabela 4.6 a seguir, estão descritas as características unitárias dos elementos presentes em cada caso. Ressalta-se que os chamados “Módulos FV” são na realidade conjuntos de painéis fotovoltaicos que resultam na potência especificada na Tabela.

Tabela 4.6: Potência unitária dos equipamentos candidatos para cada caso

Caso	A	B	C	D
Tecnologia	não se aplica	BC	FV	Eólica
Potência	-	300kVAr	2,5kW	100kW

A fim de mensurar o impacto das tecnologias, suas potências foram pré-definidas, cabendo ao problema apenas encontrar a localização ótima. No caso (B) haverá apenas um banco de capacitores, no caso (C) oito módulos de FV de 2,5kW cada serão instalados totalizando 20kW, e no caso (D) somente uma turbina eólica será instalada.

A potência de base do sistema é 10MVA e a tensão de base 11kV. A capacidade térmica de todos os alimentadores é de 9,55 MVA.

O pico de demanda das cargas é de 817 kVA e a subestação principal (MSUB) está instalada na barra 1, com potência de 3 MVA.

A tensão no nó da subestação é de 1,0 p.u. e as magnitudes de tensão mínimas e máximas permitidas são 0,95 e 1,05 p.u., respectivamente.

Os custos de operação e manutenção das FR são de \$7/MWh [47].

O preço da energia, fatores de demanda, eólicos e níveis de produção FV para cada cenário estão resumidos na Tabela 4.1. O custo das perdas é de \$73/MWh e o custo da energia não suprida é de \$15.000/MWh.

Dois blocos são usados na etapa de linearização por partes.

4.2.2 Resultados das simulações

- *Monoperíodo (somente um ano):*

Nas próximas cinco tabelas serão apresentados os resultados obtidos para cada caso e ao final será feita uma análise sobre esses resultados.

Desta forma, o problema implementado foi:

Função objetivo: (14), (23)-(28)

Restrições: (29)-(30), (46)-(72), (75)-(82)

As Tabelas 4.7 e 4.8 apontam a distribuição nodal dos equipamentos por quantidade e a potência associada.

Tabela 4.7: Alocação nodal de cada tipo de tecnologia

Barra	Caso A			Caso B			Caso C			Caso D		
	BC	FV	Eólica									
2												
3								3				
4												
5				1				5				1
Total	0			1			8			1		

Tabela 4.8: Alocação nodal de potência para cada tipo de tecnologia

Barra	Caso A			Caso B			Caso C			Caso D		
	BC	FV	Eólica	BC	FV	Eólica	BC	FV	Eólica	BC	FV	Eólica
2												
3								7,5				
4												
5				300				12,5				100
Total (kW/kVar)	0			300			20			100		

A Tabela 4.9 mostra os custos de operação e manutenção obtidos em cada caso, enquanto que a Tabela 4.10 mostra o custo de investimento feito em novos equipamentos, assim como o custo total.

Tabela 4.9: Custos de operação e manutenção envolvidos, em \$

Caso	A	B	C	D
Perdas	4.591	3.994	4.008	3.700
Energia não suprida	0	0	0	0
Energia comprada	192.615	183.659	181.701	164.585
O. & M. de GD	0	0	292	2.775
Total	197.206	187.653	186.001	171.060

Tabela 4.10: Custos totais de operação, manutenção e investimento envolvidos (\$)

Caso	A	B	C	D
Custos de O. & M.	197.206	187.653	186.001	171.060
Custos de investimento	0	10.000	27.560	125.155
Total	197.206	197.653	213.561	296.215

A Tabela 4.11 mostra um sumário da energia em forma de perdas, comprada e não suprida.

Tabela 4.11: Sumário da energia em kWh

Caso	A	B	C	D
Perdas	106.965	93.056	93.273	86.788
Energia comprada	4.392.108	4.187.889	4.146.311	3.785.207
Energia não suprida	0	0	0	0

Analisando os resultados da Tabela 4.9, é possível notar que a alocação dos equipamentos reduz o custo das perdas. Tomando o caso (A) como referência, as reduções nos custos das perdas nos casos (B) a (D) são, respectivamente, 13%, 12,7% e 19,4%.

Houve também redução na quantidade de energia comprada na MSUB. A adição do BC

impactou esse valor em 4,6%, pois, apesar deste equipamento só injetar potência reativa, reduz-se a corrente nas linhas e perdas associadas. Nos casos onde houve alocação de FR, a energia comprada na SE caiu, respectivamente, 5,7% e 14,6%. Diferentemente do BC, estas fontes injetam potência ativa no sistema, e, por estarem próximas às cargas, também há o efeito da redução das perdas nas linhas. Vale ressaltar que também podem contribuir com o aumento das perdas, dependendo da quantidade de potência injetada.

Os custos de operação e manutenção das FR são menores do que a diferença da energia comprada, elucidando assim a vantagem operacional da geração distribuída.

Com relação à Tabela 4.10, nota-se que os casos (A) e (B) têm custos finais similares, mas os casos (C) e (D) não. O aumento do custo nos casos com GD se deve ao custo de alocação destas fontes, e considerando o período de um ano somente, o investimento não se mostrou economicamente vantajoso. Ressalta-se que como as restrições de investimento estão inativas, o problema buscou minimizar apenas os custos operacionais.

Os dados na Tabela 4.11 mostram uma diminuição da energia comprada pela subestação nos casos em que houve alocação de GD.

- ***Multiperíodo (20 anos):***

De forma a testar a capacidade do modelo de alocar e dimensionar automaticamente os GDs num horizonte de vários períodos, foram realizadas novas simulações para os casos (A), (C) e (D) com horizonte de 20 anos.

Desta forma, o problema implementado foi:

Função objetivo: (14), (23)-(28)

Restrições: (29)-(30), (46)-(82)

Adicionalmente, os seguintes parâmetros são considerados:

- A demanda aumenta linearmente 2% ao ano em relação ao ano base;
- As taxas anuais de juros e de depreciação são de 8% e 12,5% [44], respectivamente;
- O preço da energia mostrado na Tabela 4.1 aumenta linearmente 1% em relação ao ano base.

Os resultados são apresentados nas Tabelas 4.12 a 4.16, a seguir.

Tabela 4.12: Alocação nodal de cada tipo de GD

(C') - Módulos fotovoltaicos					(D') - Turbinas eólicas				
Ano / Barra	2	3	4	5	Ano / Barra	2	3	4	5
1				2	1				
2			2		2				
3	1				3				
4					4				
5					5				1
6		1			6				
7					7	1			
8					8				
9					9			2	
10	1				10				
11					11				
12					12				1
13					13				
14			1		14				
15					15			2	
16					16				
17					17				
18					18				1
19					19				
20					20				
Total			8		Total			8	

Tabela 4.13: Alocação nodal de potência de cada tipo de GD

(C') - Módulos fotovoltaicos					(D') - Turbinas eólicas				
Ano / Barra	2	3	4	5	Ano / Barra	2	3	4	5
1				5	1				
2			5		2				
3	2,5				3				
4					4				
5					5				100
6		2,5			6				
7					7	100			
8					8				
9					9			200	
10	2,5				10				
11					11				
12					12				100
13					13				
14			2,5		14				
15					15			200	
16					16				
17					17				
18					18				100
19					19				
20					20				
Total	20 kW				Total	800 kW			

Tabela 4.14: Custos de operação e manutenção, em \$.

Caso	A'	C'	D'
Perdas	113.988	34.937	20.744
Energia não suprida	1.379.430	9.823	2.309
Energia comprada	1.855.500	1.777.480	902.072
O. & M. de GD	-	2.521	117.659
Total	3.348.918	1.824.761	1.042.784

Tabela 4.15: Custos totais de operação, manutenção e investimento (\$)

Caso	A'	C'	D'
Custos de O. & M.	3.348.918	1.824.761	1.042.784
Custos de investimento	-	24.161	711.575
Total	3.348.918	1.848.922	1.754.359

Tabela 4.16: Sumário da energia em kWh

Caso	A'	C'	D'
Perdas	6.560.937	2.057.968	1.236.836
Energia comprada	103.386.314	99.473.197	50.316.717
Energia não suprida	631.646	1.210	285

As Tabelas 4.12 e 4.13 evidenciam que o modelo proposto foi capaz de fazer uma alocação ótima de GD no horizonte de 20 anos. Sua distribuição ao longo dos anos ocorre como o esperado, pois há um aumento gradual da carga, ou seja, só se aloca um novo GD quando necessário.

Analisando-se os resultados da Tabela 4.14, é possível notar que a fonte eólica possui maior custo de O&M em relação à FV, mas os outros custos são relativamente menores, resultando num custo operacional total menor. Obteve-se um custo de \$1.042.784 no caso de fontes eólicas, enquanto que o custo foi de \$1.824.761 para FV. O caso (A') está presente nos resultados tal como base de comparação, de modo a mostrar como seriam os custos sem a adição de novas FRs. É possível observar que o custo é significativamente mais elevado (\$3.348.918) em comparação com os casos em que houve alocação de FRs.

Nota-se na Tabela 4.15 que o custo de investimento de fontes eólicas é muito maior do que FV, obtendo-se \$711.575 para as primeiras e \$24.161 para as últimas. Apesar disso, o custo final do caso com aero geradores é 5,11% menor, tendo-se \$1.754.359 comparado a \$1.848.922.

Por fim, os dados na Tabela 4.16 mostram que, em termos de energia (kWh), tem-se uma substancial diminuição da energia não suprida nos casos em que houve alocação de FRs, respectivamente -99,80% e -99,95% se comparada ao caso (A').

4.3 Sistema teste de 34 barras

Este sistema de teste foi estudado e adaptado pelos autores em [15] e seus parâmetros originais podem ser encontrados em [53]. Durante o período de pesquisa, concentrou-se os esforços no estudo da rede apresentada a seguir. A partir deste ponto, considera-se todas as restrições do modelo completo capítulo 3, ou seja, sem simplificações didáticas. Desta forma, o problema implementado foi:

Função objetivo: (14)-(28)

Restrições: (29)-(82)

4.3.1 Rede em estudo

O diagrama unifilar da rede em estudo é mostrada na Fig. 4.2, correspondendo a uma modificação da rede IEEE de 34 barras. Os reguladores de tensão e os bancos de capacitores foram desconsiderados. Além disso todas as cargas foram consideradas como tráfisicas equilibradas, permitindo a representação por fase no modelo.

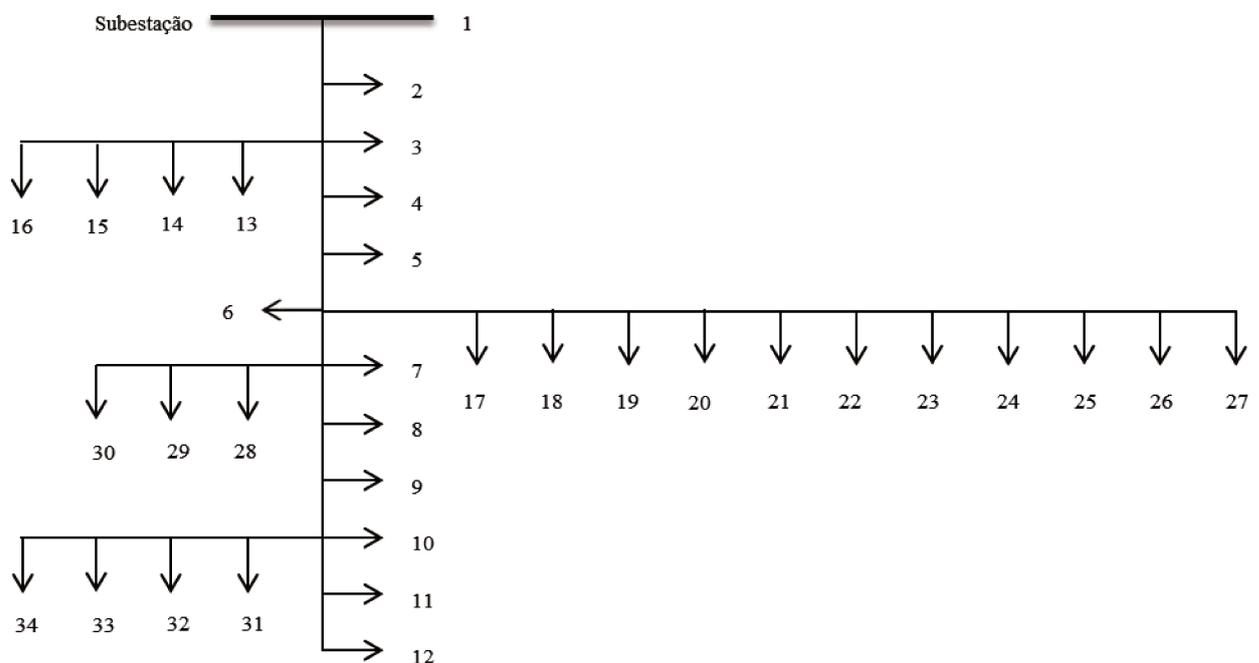


Fig. 4.2 – Sistema IEEE de 34 barras modificado.

Adaptado de [53].

Respectivamente, nas Tabelas 4.17 e 4.18 estão apresentadas as informações referentes à demanda em cada barra e os parâmetros elétricos da rede.

Tabela 4.17: Demanda em cada barra

Barra	P (kW)	Q (kVar)
1	0	0
2	230	142,5
3	0	0
4	230	142,5
5	230	142,5
6	0	0
7	0	0
8	230	142,5
9	230	142,5
10	0	0
11	230	142,5
12	137	84
13	72	45
14	72	45
15	72	45
16	3,5	7,5
17	230	142,5
18	230	142,5
19	230	142,5
20	230	142,5
21	230	142,5
22	230	142,5
23	230	142,5
24	230	142,5
25	230	142,5
26	230	142,5
27	137	85
28	75	48
29	75	48
30	75	48
31	57	34,5
32	57	34,5
33	57	34,5
34	57	34,5

Tabela 4.18: Parâmetros elétricos da rede

De	Para	R (Ω)	X (Ω)
1	2	0,1170	0,0480
2	3	0,1073	0,0440
3	4	0,1645	0,0457
4	5	0,1495	0,0415
5	6	0,1495	0,0415
6	7	0,3144	0,0540
7	8	0,2096	0,0360
8	9	0,3144	0,0540
9	10	0,2096	0,0360
10	11	0,1310	0,0225
11	12	0,1048	0,0180
3	13	0,1572	0,0270
13	14	0,2096	0,0360
14	15	0,1048	0,0180
15	16	0,0524	0,0090
6	17	0,1794	0,0498
17	18	0,1645	0,0457
18	19	0,2079	0,0473
19	20	0,1890	0,0430
20	21	0,1890	0,0430
21	22	0,2620	0,0450
22	23	0,2620	0,0450
23	24	0,3144	0,0540
24	25	0,2096	0,0360
25	26	0,1310	0,0225
26	27	0,1048	0,0180
7	28	0,1572	0,0270
28	29	0,1572	0,0270
29	30	0,1572	0,0270
10	31	0,1572	0,0270
31	32	0,2096	0,0360
32	33	0,1572	0,0270
33	34	0,1048	0,0180

A Tabela 4.19 apresenta o custo de investimento, o ciclo de vida e a tangente do ângulo do fator de potência de cada equipamento candidato.

Tabela 4.19: Dados de investimento

Unidade	Custo de Investimento (\$)	Ciclo de vida (anos)	$\tan(\varphi)$
Transformadores de 1MVA da MSUB	20.000	20	0,48
Transformador de 5,5MVA da ASUB*	90.000	20	0,48
Turbinas eólicas	125.155	20	0,92
Módulos FV	3.445	20	0,92
Banco de capacitores de 600Kvar	12.000	20	-

* ASUB: Subestação auxiliar

Os barramentos candidatos para cada tecnologia renovável estão listados na Tabela 4.20 e são os mesmos utilizados na referência [15].

Tabela 4.20: Barramentos candidatos para alocação de cada tipo de tecnologia renovável

Barra	11	12	13	14	15	16	21	22	23	24	25	26	27	31	32	33	34
Turbinas eólicas			•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				
Módulos FV	•	•								•	•	•	•	•	•	•	•

4.3.2 Dados

A potência base do sistema é 10MVA e a tensão de base 11kV. A capacidade térmica de todos os alimentadores é de 9,55 MVA.

O pico de demanda no primeiro ano é de 5,4 MVA e a potência disponível na subestação principal é de 5,5 MVA. A máxima expansão de transformação da MSUB permitida será 5 MVA, ou 5 módulos.

O transformador candidato a ser instalado na subestação auxiliar possui capacidade de 5,5 MVA. A subestação auxiliar só pode ser alocada no barramento 1, ou seja, junto à subestação principal.

A tensão na barra da subestação é de 1,0 p.u. e as magnitudes de tensão mínimas e

máximas permitidas nas demais barras são 0,95 e 1,05 p.u., respectivamente.

Os custos de operação e manutenção das FR são de \$ 7/MWh.

O preço da energia, fatores de demanda, eólicos e níveis de produção FV para cada cenário estão resumidos na Tabela 4.1. O custo das perdas é de \$ 73/MWh e o custo da energia não fornecida é de \$ 15.000/MWh.

Dois blocos são usados na etapa de linearização por partes.

Bancos de capacitores de 600 kVar cada estão instalados nos barramentos 5 e 6.

O horizonte de planejamento é de 20 anos e a demanda aumenta 2% ao ano em relação ao ano base.

As turbinas eólicas têm uma capacidade de 100 kW cada, e os módulos fotovoltaicos têm uma potência de 2,5 kW cada.

As taxas de juros e de depreciação são de 8% e 12,5%, respectivamente.

O preço da energia comprada na subestação, fatores de demanda, eólica e níveis de produção FV por bloco de tempo estão resumidos na Tabela 4.1. O preço da energia aumenta anualmente em 1% em relação ao ano base.

O orçamento anual para os pagamentos das parcelas é de \$ 350.000 e o investimento máximo em carteira (portfólio) para o tempo de vida útil dos dispositivos é de \$ 5.500.000.

A potência máxima de FR que pode ser instalada em cada barramento é de 250 kW.

O estudo do sistema de 5 barras, mostrou que a implantação de geradores eólicos é financeiramente mais vantajosa se comparada com a fotovoltaica. Portanto, com o objetivo de ponderar a alocação, limita-se o número máximo de turbinas eólicas que podem ser instaladas ao longo do período de simulação em 20 equipamentos. Um máximo global de 85 módulos fotovoltaicos por barramento é definido. As metas de potência mínima e máxima anuais a serem investidas em fontes renováveis são, respectivamente, 40kW e 250kW.

As FRs somente podem ser alocadas nos barramentos candidatos listados na Tabela 4.20.

Serão simulados e analisados dois casos:

- (A) Expansão da subestação principal e investimento em FR com meta anual.
- (B) Expansão da subestação principal, investimento em FR com meta anual e investimento em subestação auxiliar.

O primeiro tem como intuito servir como base de comparação (uma vez que a subestação auxiliar estará ausente) para avaliar o segundo caso que conta com a presença deste equipamento.

A seguir estão apresentados os resultados dos casos simulados, e posteriormente as suas análises.

4.3.3 Resultados das simulações

As Tabelas 4.21 e 4.22 apontam a distribuição nodal dos equipamentos por quantidade e a potência associada.

Tabela 4.21: Alocação nodal de cada tipo de equipamento

Caso Ano	A			B		
	MSUB	Eólica	FV	Eólica	FV	ASUB
1		27		26,27		
2		26		26,27		
3		23,24		25		
4		24,25		24		
5		23,25		23		1
6		22		22		
7		21		21		
8		16		14,15		
9		13		13		
10	1		34	14		
11			34	15		
12			25,34		34	
13			26		25,34	
14			26		25,34	
15			26		25,34	
16			25,26		25,26,34	
17			25,26		25,26,34	
18			26		25,26,34	
19			27		25,26,33	
20			26,27		25,26,34	

Tabela 4.22: Alocação nodal de potência para cada tipo de equipamento

Caso Ano	A			B		ASUB (kVA)
	MSUB (kVA)	Eólica (kW)	FV (kW)	Eólica (kW)	FV (kW)	
1		200		200		
2		200		200		
3		200		200		
4		200		200		
5		200		200		5500
6		200		200		
7		200		200		
8		200		200		
9		100		200		
10	1000		40	100		
11			40	100		
12			40		80	
13			40		80	
14			40		80	
15			40		80	
16			40		80	
17			40		80	
18			40		80	
19			40		80	
20			42,5		80	
Total	1000 kVA + 2142,5 kW			2720 kW + 5500 kVA		

A Tabela 4.23 mostra os custos de operação e manutenção obtidos em cada caso, e a Tabela 4.24 o custo de investimento feito em novos equipamentos assim como o custo total (TSC).

Tabela 4.23: Custos de operação e manutenção, em \$

Caso	A	B
Perdas	790.016	459.881
Energia não suprida	3.073.013	122.604
Energia comprada	10.349.945	10.196.152
O. & M. de GD	247.037	266.774
Total	14.460.012	11.045.430

Tabela 4.24: Custos totais de operação, manutenção e investimento (\$)

Caso	A	B
Custos de O. & M.	14.460.012	11.045.430
Custos de investimento	249.970	309.026
Total	15.615.500	12.334.470

A Tabela 4.25 mostra um sumário da energia em forma de perdas, comprada e não suprida. A Tabela 4.26 mostra os valores de carregamento do transformador auxiliar.

Tabela 4.25: Sumário da energia em kWh

Caso	A	B
Perdas	27.360.371	27.023.116
Energia comprada	568.047.270	554.195.446
Energia não suprida	91.400	23.241

Tabela 4.26: Carregamento do transformador auxiliar (kVA)

Ano	Máximo	Mínimo	Médio
5	2.071,2	1.119,0	1.754,6
6	1.938,2	1.137,8	1.707,1
7	1.834,8	1.157,0	1.630,6
8	1.849,1	1.177,4	1.694,8
9	1.894,6	1.197,5	1.700,7
10	1.972,3	1.217,9	1.765,8
11	2.053,3	1.239,7	1.791,4
12	2.106,4	1.261,5	1.854,1
13	2.159,2	1.280,1	1.908,8
14	2.207,5	1.300,5	1.948,7
15	2.258,2	1.320,8	1.989,9
16	2.308,1	1.341,2	2.030,8
17	2.360,0	1.361,5	2.072,9
18	2.412,3	1.381,9	2.115,3
19	2.464,3	1.402,3	2.157,5
20	2.514,3	1.445,5	2.211,6

A Tabela 4.27 mostra os tempos de execução para a resolução dos casos A e B em um computador com as seguintes configurações: Processador Intel Core i5 4600K (4 cores) e 16GB de memória RAM. Esses tempos tendem a aumentar com o aumento do número variáveis de decisão, que no caso deste modelo são variáveis binárias e inteiras.

Tabela 4.27: Tempo de execução em segundos

Caso	A	B
Tempo de execução (s)	185	277

As análises referentes aos resultados de cada caso são feitas a seguir.

4.3.4 Análise e comparação

A) Expansão da subestação principal e investimento em FR com meta anual

Analisando-se a Tabela 4.21, a partir do primeiro ano o investimento é feito em geradores eólicos, e este comportamento perdura até o ano 9. No ano 10 um módulo de transformador da subestação principal (MSUB) é instalado e a partir deste ano até o ano 20 os módulos fotovoltaicos são alocados.

B) Expansão da subestação principal, investimento em FR com meta anual e investimento em subestação auxiliar

De acordo com a Tabela 4.21, a partir do primeiro ano o investimento é feito em geradores eólicos, e este comportamento perdura até o ano 11, e se atinge o limite global máximo de 20 aero geradores. No ano 5 a subestação auxiliar (ASUB) é instalada e não houve investimento em transformador da MSUB.

✓ *Comparação e fatos em comum:*

A quantidade de GDs alocados é influenciada pelas restrições de investimento e pela potência máxima de alocação em cada nó candidato. Nota-se na Tabela 4.21, que houve uma maior frequência de alocação destes equipamentos no ramal compreendido pelos barramentos 6 a 27, e isso se deve ao fato que as maiores cargas estão presentes nestes barramentos.

A energia não suprida é maior que zero em ambos os casos devido à incerteza das fontes renováveis (o problema não perdeu sua característica estocástica), contudo, no caso (B) há uma queda de 74,5% – ver Tabela 4.25 – em relação ao caso (A), e isso evidencia que a subestação auxiliar impactando nos custos como o esperado.

Pela Tabela 4.23, o caso (B) apresenta benefícios em todos os aspectos financeiros em comparação com o caso (A), exceto para os custos de O & M de GD e custos de investimento em

novos equipamentos (Tabela 4.24), pois houve um maior investimento em GD no caso (B).

Embora existam essas desvantagens econômicas no caso (B), a redução dos demais custos compensa esse aumento, resultando em um custo final (TSC) menor. Também, isso mostra que a instalação e operação da subestação auxiliar é economicamente vantajosa.

5. Conclusões

Esta dissertação propôs um modelo matemático de planejamento estocástico multiperíodo de dois estágios para alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição, com a contribuição da adição de uma subestação auxiliar. Como a produção de energia renovável é incerta, o crescente aumento da demanda aliado ao máximo carregamento da subestação principal pode levar, em certos momentos, a uma falta de capacidade de suprimento. A hipótese de redução do custo total ocasionada pela incorporação da subestação auxiliar ao problema se provou correta, uma vez que houve uma grande redução na energia não suprida.

Essa redução da energia não suprida mostra uma outra vantagem técnica de sua incorporação: maior disponibilidade operacional, uma vez que a presença deste tipo de energia significa que poderia ocorrer um corte de carga.

Outrossim, devido às propriedades do modelo utilizado, pode-se garantir que a solução encontrada é um ótimo global do modelo PLIM. Contudo, como exposto em 3.4, é necessária cautela ao se analisar o resultado de qualquer modelo matemático, pois a solução ótima obtida pelo PLIM, que corresponde a uma linearização do problema não linear original, poderá guardar uma margem de erro em relação à solução ótima deste último.

No Capítulo 4, ao se analisar o impacto da adição dos diferentes equipamentos em uma rede simplificada, comprovou-se os benefícios de seus aspectos técnicos e operacionais (redução das perdas nas linhas e redução nos custos de compra de energia) e sendo assim, comprova-se que há vantagem em instalá-los em SDEE.

Ao resolver o problema para um horizonte de 20 anos, obteve-se resultados referentes a localização, dimensionamento e o tempo ótimos para alocação de FR. Além disso, ao se estudar a rede e modelos completos, comprovou-se que o investimento em FR e subestação auxiliar contribuiu largamente para a redução dos custos totais do sistema.

Ademais, o esquema de operação proposto (e apresentado nas equações (41) – (45)) garante que a subestação auxiliar não concorra com a geração distribuída, ou seja, a utilização de uma subestação auxiliar somente é considerada após a exaustão de todos os outros recursos existentes na rede.

O investimento em GD foi feito através de uma cota anual, de forma a atender as metas de expansão. O posicionamento correto e o dimensionamento de GD, associado a investimentos apropriados em reforço de rede, reduziu o custo de perdas de energia, energia comprada da rede de transmissão e os custos associados de energia não suprida.

Trabalhos futuros

Sugere-se como potenciais trabalhos futuros:

- a) A incorporação no modelo da possibilidade de realizar reconfiguração de rede;
- b) A inclusão de equipamentos de armazenamento de energia;
- c) A consideração do índice de aproveitamento de subestações (IAS) [54] no modelo matemático.

Referências bibliográficas

- [1] R. Ramakumar, P. Chiradeja, “Distributed generation and renewable energy systems”, 37th *Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (IECEC)*, 2002.
- [2] M. Rawson, “Distributed generation costs and benefits, Issue Paper”, *California Energy Commission*, disponível em: <http://www.energy.ca.gov>, 2004.
- [3] Jeremy Berke, “One simple chart shows why an energy revolution is coming — and who is likely to come out on top”, *Business Insider*, disponível em: <https://www.businessinsider.com/solar-power-cost-decrease-2018-5>, Maio de 2018.
- [4] Megan Mahajan, “Plunging Prices Mean Building New Renewable Energy Is Cheaper Than Running Existing Coal”, *Forbes*, disponível em: <https://www.forbes.com/sites/energyinnovation/2018/12/03/plunging-prices-mean-building-new-renewable-energy-is-cheaper-than-running-existing-coal/>, Dezembro de 2018.
- [5] Lazard, “Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2018”, disponível em: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2018/>, novembro de 2018.
- [6] Wikipedia, “Cost of electricity by source”, disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source, Agosto de 2018.
- [7] Michael Shellenberger, “O custo real das fontes de energia renováveis”, *Forbes*, disponível em: <https://forbes.uol.com.br/negocios/2018/05/o-custo-real-das-fontes-de-energia-renovaveis/>, maio de 2018.
- [8] Mariana Salles Rangel, Pedro Baptista Borges, Ivan Felipe Silva dos Santos, “Análise comparativa de custos e tarifas de energias renováveis no Brasil”, *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, disponível em: <https://revistas.ufpr.br/rber/article/download/48124/pdf>
- [9] Empresa de Pesquisa Energética, “Balanço Energético Nacional 2018”, disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf>, 2018.
- [10] Projeto P&D ANEEL PD-0063-3012/2014: "Aplicação massiva de geração distribuída solar em diferentes tipologias de telhados na cidade de Campinas", disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/paginas/pa3012-telhados.aspx>, 2017.
- [11] Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), “Lista de projetos P&D ANEEL executados até

2018”, disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/ped-aneel/Documents/Projetos%20PD%20Encerrados%202018.pdf>, 2018.

[12] ANEEL e ABSOLAR, “Geração distribuída solar fotovoltaica: Benefícios líquidos ao Brasil”, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/4+-+ABSOLAR+GD+Solar+Fotovoltaica.pdf/f0d41ea4-4bba-8cf8-fb02-b864dc83c293>, Junho de 2018.

[13] ANEEL, “Geração Distribuída”, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>

[14] ABSOLAR, “ANEEL reconhece os benefícios da geração fotovoltaica distribuída”, disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/aneel-reconhece-os-beneficios-da-geracao-fotovoltaica-distribuida.html>, Fevereiro de 2019.

[15] S. Montoya-Bueno, J. I. Muñoz, and J. Contreras, “A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 6, n. 4, 2015.

[16] P. Chiradeja, R. Ramakumar, “An approach to quantify the technical benefits of distributed generation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2004.

[17] P. Chiradeja, “Benefit of distributed generation: a line loss reduction analysis”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*, 2005.

[18] M.A. Kashem, A.D.T. Le, M. Negnevitsky, G. Ledwich, “Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems”, *IEEE General Meeting*, 2006.

[19] G. Celli, E. Ghiani, M. Loddo, F. Pilo, “Voltage profile optimization with distributed generation”, *Powertech St. Petersburg*, 2005.

[20] R.S. Zulpo, “Optimal allocation of distributed generation in distribution systems”, Master thesis, UFRGS, 2014.

[21] I. Pisica, C. Bulac, M. Eremia, “Optimal distributed generation location and sizing using genetic algorithms,” *Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP)*, 2009.

[22] S.-H. Lee, J.-W. Park, “Selection of optimal location and size of multiple distributed generations by using Kalman filter algorithm”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009.

[23] C. Tautiva, A. Cadena, “Optimal placement of distributed generation on distribution networks”, *IEEE Power and Energy Society: Transmission and Distribution Conference & Exhibition*, 2008.

[24] C. Tautiva, A. Cadena, F. Rodriguez, “Optimal placement of distributed generation on distribution networks”, *Universities Power Engineering Conference*, 2009.

- [25] Pereira, B.R., da Costa, G.R.M., Contreras, J., et al.: “Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7, (3), pp. 975–984.
- [26] Sherif M. Ismael, Shady H. E. Abdel Aleem, Almoataz Y. Abdelaziz: “Optimal sizing and placement of distributed generation in Egyptian radial distribution systems using crow search algorithm”, *International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering*, 2018.
- [27] B. Sookananta, P. Utaton, R. Khongsila, “Determination of the optimal location and sizing of distributed generation using ant colony search”, *International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, 2010.
- [28] I. Hussain, A.K. Roy, “Optimal size and location of distributed generations using differential evolution (DE)”, *International Congress on Image and Signal Processing*, 2012.
- [29] D.R. Prabha, R. Mageshvaran, E. Raghunath, G. Raghuram, “Determining the optimal location and sizing of distributed generation unit using particle swarm optimization algorithm”, *International Conference on Computational Collective Intelligence*, 2012.
- [30] Satish Kansal, B.B.R. Sai, Barjeev Tyagi, Vishal Kumar: “Optimal placement of distributed generation in distribution networks”, *International Journal of Engineering, Science and Technology*, Vol. 3, No. 3, 2011, pp. 47-55.
- [31] R.S. Zulpo, R.C. Leborgne, A.S. Bretas, “Optimal location and sizing of distributed generation based on power losses and voltage deviation”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition*, 2014.
- [32] A. Kumar, W. Gao, “Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets”, *IEEE Generation, Transmission & Distribution*, 2009.
- [33] Ikki Tanaka, Hirokana Yuge, Hiromitsu Ohmori: “Formulation and evaluation of long-term allocation problem for renewable distributed generations”, *IET Renewable Power Generation*, 2017.
- [34] Montoya-Bueno, S., Muñoz-Hernández, J.I., Contreras, J.: “Uncertainty management of renewable distributed generation”, *Journal of Cleaner Production*, 2016, 138, pp. 103–118.
- [35] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, A. W. Bizuayehu, M. Shafie-khah, M. Asensio, J. Contreras, C. M. Pereira Cabrita, J. P. S. Catalão: “Novel Multi-Stage Stochastic DG Investment Planning with Recourse”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 8, No. 1, Jan. 2017, pp. 164-178.
- [36] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, A. W. Bizuayehu, M. Shafie-khah, M. Asensio, J. Contreras, C.

- M. Pereira Cabrita, J. P. S. Catalão: “Impacts of Operational Variability and Uncertainty on Distributed Generation Investment Planning: A Comprehensive Sensitivity Analysis”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 8, No. 2, Apr. 2017, pp. 855-868.
- [37] M. Asensio, P. M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado, J. Contreras: “Joint Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning Considering Demand Response and Energy Storage—Part I: Stochastic Programming Model”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 2, Mar. 2018, pp. 655-666.
- [38] M. Asensio, P. M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado, J. Contreras: “Joint Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning Considering Demand Response and Energy Storage—Part II: Numerical Results”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 2, Mar. 2018, pp. 667-675.
- [39] Macedo, L. H., Franco, J. F., Rider, M. J. e Romero, R: “Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices”, *IEEE Transactions on Smart Grids*, vol. 6, No. 6, pp. 2825–2836, Nov 2015.
- [40] Cespedes, R. G., “New method for the analysis of distribution networks”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, No. 1, pp. 391–396, Jan 1990.
- [41] Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A. e Luo, G. X., “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, Pp. 753–762, Maio 1988.
- [42] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução normativa 482/2012”, disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>, Brasília, DF, 2012.
- [43] Fabrício Oliveira, “Mini-curso: Introdução à otimização sob incerteza - Aula 1 – Otimização Estocástica”, disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2013_fabricio_1.pdf, 2013.
- [44] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, “An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning”, *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1158–1165, 2005.
- [45] R. C. Lotero and J. Contreras, “Distribution system planning with reliability”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2552–2562, 2011.
- [46] J. F. Franco, M. Rider, M. Lavorato, and R. Romero, “A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems”, *Electric*

Power and Energy Systems, vol. 48, pp. 123–130, 2013.

[47] K. Zou, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, and S. Perera, “Multiobjective optimisation for distribution system planning with renewable energy resources”, *IEEE International Energy Conference Exhibition (EnergyCon)*, pp. 670–675, 2010.

[48] N. Dialami, M. Cervera, M. Chiumenti and C. Agelet de Saracibar, “A fast and accurate two-stage strategy to evaluate the effect of the pin tool profile on metal flow, torque and forces in friction stir welding”, *International Journal of Mechanical Sciences*, p. 122, Jan. 2017.

[49] BASSANEZI, R. C., “Ensino-aprendizagem com Modelagem Matemática”. São Paulo, Editora Contexto, 2002.

[50] Fourer, R., Gay, D. M. e Kernighan, B. W. AMPL, “A modeling language for mathematical programming”, CA: *Brooks/Cole-Thomson Learning*, Pacific Grove, 2nd Ed, 2003.

[51] IBM ILOG CPLEX, “IBM ILOG AMPL Version 12.2: User’s guide”, New York, 2010.

[52] E. Lorenzo, G. Araujo, A. Cuevas, M. Egido, J. Miñano, and R. Zilles, *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems*. Seville, Spain: PROGENSA, 1994, p. 316.

[53] S. Kirmani, M. Jamil, and M. Rizwan, “Optimal placement of SPV based DG system for loss reduction in radial distribution network using heuristic search strategies,” *IEEE International Conference on Power, Energy, Signals and Automation (ICEAS)*, pp. 1–4, 2011.

[54] ANEEL, “Proret: Procedimentos de regulação tarifária – Submódulo 2.3, Base de regulamentação regulatória”, disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%c3%b3dulo%202.3_V%202.0.pdf, Agosto de 2019.