

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERADORES DISTRIBUÍDOS

Luis Fernando Ochoa Pizzali

Antonio Padilha Feltrin
Orientador

Tese submetida à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Ilha Solteira – SP, Novembro de 2006

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação/Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP-Ilha Solteira

O16d	Ochoa Pizzali, Luis Fernando Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos / Luis Fernando Ochoa Pizzali. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2006 xiii, 158 p. : il. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2006 Orientador: Antonio Padilha Feltrin Bibliografia: p. 147-158 1. Geração distribuída. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Algoritmos genéticos. 4. Programação multiobjetivo.
------	--

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos

AUTOR: LUIS FERNANDO OCHOA PIZZALI

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovada com parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR em ENGENHARIA ELÉTRICA pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. RUBÉN AUGUSTO ROMERO LÁZARO

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. DIONÍZIO PASCHOARELI JÚNIOR

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

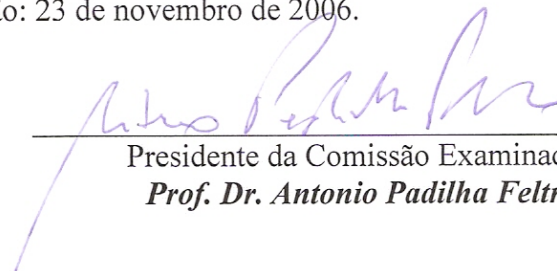
Prof. Dr. GARETH HARRISON

School of Engineering & Electronics/University of Edinburgh

Prof^a Dr^a CARMEN LUCIA TANCREDO BORGES

Programa de Engenharia Elétrica/Universidade Federal do Rio de Janeiro

Data da realização: 23 de novembro de 2006.



Presidente da Comissão Examinadora
Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

*A Martha y Ramón, mis papás,
quienes, aún en la distancia, siempre fueron presentes.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus que me deu força e vontade para superar os obstáculos e me fez chegar até o final deste trabalho.

Agradeço aos meus pais, Ramón e Martha, pelo esforço, amor, carinho, compressão e por acreditarem em mim em todos os momentos da minha vida. Ficam guardados os exemplos de vida, paciência, compreensão e trabalho que eles inculcaram em mim.

Ao professor Antonio Padilha Feltrin, pela orientação, confiança, amizade e por contribuir pela minha formação profissional e realização deste trabalho.

Aos professores Rubén Romero Lázaro e José Roberto Sanches Mantovani, pelo apoio, como profissionais e como amigos, durante estes anos.

Ao professor Gareth P. Harrison, quem apoiou, desde um início, meu projeto de Doutorado Sanduíche na *University of Edinburgh*, como profissional e amigo.

A Dona Lucila Romero, que tem sido uma segunda mãe nesta parte do mundo.

A Fernanda, que ao longo destes anos de doutorando tem sido uma grande companheira.

Aos meus companheiros da pós-graduação do DEE, especialmente aos membros e ex-membros do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE), cuja amizade foi um grande suporte a todo momento.

Aos funcionários do DEE, do PPGE, e da FEPISA, pela sua paciência e apoio.

Finalmente, agradeço à FEPISA – Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira, e ao Programa Alban, da União Européia, pelo apóio financeiro.

Resumo

No mundo inteiro, hoje em dia as políticas energéticas apóiam a conexão, nos sistemas de transmissão e distribuição, da geração de energia elétrica através de tecnologias pouco poluentes, principalmente aquelas baseadas em fontes renováveis. Isto se deve essencialmente a interesses ambientais, assim como à busca da diversificação da matriz energética de cada país. Na última década, várias iniciativas da indústria e dos governos foram executadas visando acelerar projetos de geração eólica, resultando atualmente em uma tecnologia com ampla capacidade comercial. Neste contexto, espera-se que a geração eólica tenha uma crescente participação na infra-estrutura e nos mercados dos sistemas de potência.

Por outro lado, as redes de distribuição, tradicionalmente passivas, ou seja, projetadas para um fluxo unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não são geralmente concebidas para suportar a inserção de unidades de geração, ou Geração Distribuída (GD). Assim, vários estudos têm indicado que esta integração pode acarretar problemas técnicos e de segurança, abrindo caminho para a busca dos arranjos da GD onde a localização e modo de operação dos geradores minimizem os possíveis impactos negativos no gerenciamento da distribuição. Adicionalmente, deve ser prestada uma atenção especial à intermitência que as tecnologias da GD podem apresentar, especialmente aquelas baseadas em fontes renováveis.

Neste trabalho, é apresentada uma análise em regime permanente que considera a avaliação de impactos técnicos tais como perdas elétricas, queda de tensão e níveis de curto-circuito, entre outros; utilizando dados de demanda e geração variáveis no tempo ao longo de um horizonte determinado. O objetivo é encontrar um conjunto de arranjos da GD

(configurações) que levem ao melhor desempenho da rede de distribuição analisada, minimizando ou maximizando cada aspecto técnico segundo o interesse da empresa de distribuição. Dada a natureza combinatória deste problema, que requer uma ferramenta de otimização capaz de manipular múltiplos objetivos, os impactos técnicos serão avaliados simultaneamente utilizando uma metodologia baseada no conceito do *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA), conduzindo a soluções mais reais e diversificadas para a tomada de decisões, conhecidas como soluções ótimas de Pareto.

A atual legislação, em geral, desaprova que a geração seja propriedade das concessionárias de energia elétrica e/ou outorga livre acesso aos proprietários de unidades geradoras. Portanto, na prática, os engenheiros da distribuição têm limitações na hora de especificar o ponto de conexão para uma determinada unidade geradora. No entanto, as soluções ótimas de Pareto permitem conhecer as configurações que mais se ajustam aos interesses da concessionária. O conhecimento de onde a GD poderia ser mais benéfica ao sistema de distribuição ajuda ao engenheiro da distribuição na tomada de decisões, e, ainda, poderia definir o contrato (com incentivos ou penalidades) a ser estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído.

Abstract

Current energy policies are encouraging the connection of power generation based on low-polluting technologies, mainly those using renewable sources, to both transmission and distribution networks. This responds essentially to environmental concerns as well as to the encouragement of energy diversification. In the last decade, several initiatives from industry and governments were taken to accelerate wind power projects resulting in successful commercial development of the technology. Consequently, wind power is expected to play an increasingly important role in the electric power system infrastructure and market.

On the other hand, given that distribution networks, traditionally passive, i.e., designed to have unidirectional flows from the substation to the end consumers, are not generally planned to support insertion of power generation units, or Distributed Generation (DG). Thus, various studies have reported that such integration may create technical and safety problems. The main issues include where to locate and how to operate distributed generation to minimize the impact on distribution management. Moreover, special attention should be paid to the intermittency DG technologies may present, especially those based in renewable sources.

In this work a steady-state analysis considering the assessment of technical impacts such as losses, voltage drop and short-circuit levels, among others; utilizing time-variant loads and generation within a specified horizon. The objective is to find a set of configurations that lead to the best performance of the distribution network under analysis, minimizing or maximizing each technical aspect according to the utility's concerns. Given the combinatorial nature of this problem, which requires an optimization tool able to

handle multiple objectives, technical impacts will be assessed simultaneously through a methodology based on the non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA). This approach leads to a more realistic and diversified set of solutions for taking decisions, known as Pareto-optimal solutions.

With current legislation generally disallowing utility-owned generation and/or granting open access to generation units' owners, in practice, distribution engineers are limited in their ability to specify the connection point of a generation unit. Nevertheless, the Pareto-optimal solutions allow knowing those configurations that best suit the utility's concerns. Knowledge of where DG could be beneficial for the distribution network helps distribution engineers take decisions and even may shape the nature of the contract (with incentives or penalties) that might be established between the utility and the distributed generator owner.

Resumen

En el mundo entero, hoy en día las políticas energéticas apoyan la conexión, en los sistemas de transmisión y distribución, de la generación de energía eléctrica a través de tecnologías poco contaminantes, principalmente aquellas basadas en fuentes renovables. Esto se debe esencialmente a intereses medio ambientales, así como a la busca por la diversificación de la matriz energética de cada país. En la última década, varias iniciativas de la industria y de los gobiernos fueron ejecutadas con el objetivo de acelerar proyectos de generación eólica, resultando en una tecnología con amplia capacidad comercial. En este contexto, se espera que la generación eólica tenga una mayor participación en la infraestructura y en los mercados de los sistemas de potencia.

Por otro lado, las redes de distribución, tradicionalmente pasivas, o sea, diseñadas para un flujo unidireccional desde la subestación hasta los consumidores finales, no son generalmente concebidas para soportar la inserción de unidades de generación, o Generación Distribuida (GD). De esta manera, varios estudios han indicado que esta integración puede traer problemas técnicos y de seguridad, abriendo camino para la búsqueda de las disposiciones de la GD donde la localización y modo de operación de los generadores minimicen los posibles impactos negativos en el manejo de la distribución. Además, se debe prestar atención especial a la variabilidad que pueden presentar las fuentes primarias de la GD, especialmente aquellas basadas en fuentes renovables.

En este trabajo es presentado un análisis en estado estable, que considera la evaluación de impactos técnicos tales como pérdidas eléctricas, caída de tensión y niveles de corto-circuito, entre otros; utilizando datos de demanda y generación que varían a lo largo de un horizonte determinado. El objetivo es encontrar un conjunto de disposiciones

de la GD (configuraciones) que lleven al mejor desempeño de la red de distribución analizada, minimizando o maximizando cada aspecto técnico según el interés de la empresa de distribución. Dada la naturaleza combinatoria de este problema, necesitando una herramienta de optimización capaz de manipular múltiples objetivos, los impactos técnicos serán evaluados simultáneamente utilizando una metodología basada en el *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA), conduciendo a soluciones más reales y diversificadas para la toma de decisiones, conocidas como soluciones óptimas de Pareto.

Considerando que la actual legislación, en general, desaprueba que la generación sea propiedad de las concesionarias de energía eléctrica y/o otorga libre acceso a los propietarios de unidades generadoras, en la práctica, los ingenieros de la distribución tienen limitaciones para la especificación del punto de conexión para una determinada unidad generadora. Sin embargo, las soluciones óptimas de Pareto permiten conocer las configuraciones que más se ajustan a los intereses de la concesionaria. El conocimiento de donde la GD podría ser más beneficiosa para el sistema de distribución, ayuda al ingeniero de la distribución en la toma de decisiones, y aún podría definir el contrato (con incentivos o penalidades) que será establecido entre la concesionaria y el propietario del generador distribuido.

Conteúdo

AGRADECIMENTOS	IV
RESUMO	V
ABSTRACT	VII
RESUMEN	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	1
ÍNDICE DE TABELAS	3
LISTA DE ABREVIATURAS	5
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	6
1.1. O problema	6
1.2. A proposta	7
CAPÍTULO 2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	10
Introdução	10
2.1. Motivação da Geração Distribuída	13
2.1.1. Visão Européia	14
2.1.2. Visão Brasileira	15
2.2. Extensão da Geração Distribuída	16
2.2.1. Co-geração	17
2.2.2. Geração Eólica	19
2.3. Impactos Técnicos da Geração Distribuída	23
2.3.1. Mudanças nas Tensões da Rede	24
2.3.2. Níveis de Falta da Rede e Efeitos na Proteção	26
2.3.3. Estabilidade	30

2.3.4.	Perdas Elétricas	30
2.3.5.	Impacto da Geração Distribuída no Sistema de Transmissão	33
2.3.6.	Impacto da Geração Distribuída na Geração Centralizada	33
CAPÍTULO 3. FERRAMENTAS PARA A ANÁLISE DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO		34
Introdução		34
3.1.	Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição	35
3.1.1.	O Algoritmo de Fluxo de Potência	36
3.1.2.	Compensação para Barras PV	39
3.2.	Análise de Curto-Circuito	42
3.3.	O Algoritmo Evolutivo	43
3.3.1.	Codificação	44
3.3.2.	População Inicial	45
3.3.3.	Operadores Genéticos	46
3.3.4.	Elitismo e a Nova População	47
3.3.5.	Critério de Parada	48
3.4.	O método de Alocação de Perdas Zbus	48
CAPÍTULO 4. ANÁLISE DE UM ÚNICO CENÁRIO DE OPERAÇÃO		50
Introdução		50
4.1.	Índices de Impacto na Análise UCO	51
	Perdas de Potência Ativa e Reativa	51
	Tensão	52
	Capacidade de Reserva de Corrente dos Condutores	53
	Curto-Circuitos Trifásico e Fase-Terra	54
4.2.	Índice Multiobjetivo de Desempenho	55
CAPÍTULO 5. ANÁLISE DE DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO		57
Introdução		57
5.1.	Análise DCO Mono-objetivo	59
5.1.1.	Índices de Impacto na Análise DCO Mono-Objetivo	59
	Perdas de Potência Ativa e Reativa	60
	Tensão	60
	Capacidade de Reserva de Corrente dos Condutores	61
	Curto-Circuitos Trifásico e Fase-Terra	62
5.1.2.	Índice Multiobjetivo de Desempenho	63
5.2.	Análise DCO Multiobjetivo	63
5.2.1.	A Programação Multiobjetivo utilizando AGs	65
5.2.2.	Otimização Multiobjetivo baseada no NSGA	67

5.2.3. Índices de Impacto na Análise DCO Multiobjetivo	70
Perdas Ativas	71
Exportação de Energia	71
Níveis de Curto-Circuito Fase-Terra	72
CAPÍTULO 6. TESTES E RESULTADOS	74
Introdução	74
6.1. Dados e Considerações Gerais	75
6.1.1. Rede Teste e Demanda	75
6.1.2. Geração Eólica	78
6.1.3. Outras Considerações	83
6.2. Análise UCO	84
6.2.1. Abordagem Exaustiva Usando o IMO	84
6.2.2. Abordagem Otimizada Usando o IMO	95
6.3. Análise DCO	99
6.3.1. Abordagem Exaustiva Usando o IMO	100
6.3.2. Abordagem Otimizada Usando a Programação Multiobjetivo	107
Análise com Dois Objetivos	108
Análise com Três Objetivos	112
CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES	117
Discussão	119
Sugestões de Trabalhos Futuros	120
APÊNDICE I	
Cálculo do IVD Considerando Múltiplos Alimentadores	121
APÊNDICE II	
Base de Conhecimento para Classificar os Indivíduos Não Dominados	124
APÊNDICE III	
Dados do Alimentador Teste IEEE-34	128
Curvas de Carga	132
APÊNDICE IV	
Soluções Ótimas de Pareto – Análise com Três Objetivos	133
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	147

Índice de Figuras

2.1 - Sistemas de Potência Convencionais.	11
2.2 - Participação da geração descentralizada na capacidade total instalada no 2005.	17
2.3 - Porcentagem da produção de energia elétrica através da co-geração respeito de geração total de cada país.	18
2.4 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica no setor sucroalcooleiro.	19
2.5 - Desenvolvimento da capacidade eólica instalada nos EUA, na Europa e no mundo.	20
2.6 - Os 10 países com maior capacidade instalada de turbinas eólicas no mundo no final de 2005.	21
2.7 - Velocidade média anual do vento a 50m de altura.	22
2.8 - Sistema de Distribuição Convencional.	23
2.9 - Sistema de Distribuição com Geração Distribuída.	24
2.10 - Variação da tensão a jusante de um alimentador radial.	25
2.11 - Contribuição das unidades de geração distribuída 1, 2 e 3 nas correntes de falta.	26
2.12 - O gerador reduz o alcance dos relés da rede.	29
2.13 - Ilustração do problema de zonas ilhadas.	29
2.14 - Rede de distribuição simples.	31
2.15 - Fluxos de potência sem funcionamento da GD.	31
2.16 - Fluxos de potência com GD produzindo 200 kW.	32
3.1 - Diagrama de blocos do AE proposto.	45
3.2 - Exemplo de Cromossomo.	45
3.3 - Exemplo de Recombinação e Mutação: (a) Escolha do ponto de recombinação nos cromossomos progenitores (b) Descendentes indicando os pontos escolhidos para mutação (c) Cromossomos resultantes da recombinação e da mutação.	47
5.1 - Diagrama de blocos do algoritmo NSGA.	68
5.2 - Diagrama de blocos do AE proposto utilizando Otimização Multiobjetivo.	69
6.1 - Alimentador teste IEEE-34 com numeração original.	76
6.2 - Alimentador teste IEEE-34 após renumeração - Configuração original (sem GD).	77
6.3 - Curvas de carga diária sazonais.	78
6.4 - Zonas com diferentes velocidades de ventos no alimentador teste IEEE-34.	79
6.5 - Curva de potência para uma turbina eólica de 500 kW.	80
6.6 - Velocidades horárias dos ventos – Zona 1 da Figura 6.4.	81
6.7 - Velocidades horárias dos ventos – Zona 2 da Figura 6.4.	81
6.8 - Velocidades horárias dos ventos – Zona 3 da Figura 6.4.	82
6.9 - Potência de saída para a turbina eólica da Figura 6.5 – Zona 1 da Figura 6.4.	82
6.10 - Índices de impacto (ILp e ILq) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 300 kW em cada nó do circuito.	85
6.11 - Índices de impacto (IVD , IVR e IC) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 300 kW em cada nó do circuito.	85
6.12 - Índices de impacto ($ISC3$ e $ISC1$) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 300 kW em cada nó do circuito.	86
6.13 - Índices de impacto (ILp e ILq) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 1200 kW em cada nó do circuito.	87

6.14 - Índices de impacto (<i>IVD</i> , <i>IVR</i> e <i>IC</i>) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 1200 kW em cada nó do circuito.	88
6.15 - Índices de impacto (<i>ISC3</i> e <i>ISC1</i>) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 1200 kW em cada nó do circuito.	88
6.16 - <i>IMO</i> (fatores de ponderação iguais) para o alimentador teste IEEE-34 com diferentes unidades geradoras posicionadas exaustivamente no circuito.	89
6.17 - <i>IMO</i> para o alimentador teste IEEE-34 com diferentes unidades geradoras posicionadas exaustivamente no circuito.	91
6.18 - Melhores e piores valores <i>IMO</i> no alimentador teste IEEE-34 com um gerador de 300 kW.	92
6.19 - Melhores e piores valores <i>IMO</i> no alimentador teste IEEE-34 com um gerador de 600 kW.	92
6.20 - <i>IMO</i> e perdas elétricas totais para o alimentador teste IEEE-34 variando a potência de saída de uma unidade geradora inserida no nó 19.	94
6.21 - <i>IMO</i> para o alimentador teste IEEE-34 considerando um gerador de 600 kW com diferentes fatores de potência.	95
6.22 - Melhores valores <i>IMO</i> no alimentador teste IEEE-34 com dois geradores (300 e 600 kW).	97
6.23 - Índices de impacto (<i>ILp</i> e <i>ILq</i>) para o alimentador teste IEEE-34 localizando uma turbina eólica de 500 kW em cada nó do circuito – carga e geração analisadas dinamicamente.	100
6.24 - Índices de impacto (<i>IVD</i> e <i>IC</i>) para o alimentador teste IEEE-34 localizando uma turbina eólica de 500 kW em cada nó do circuito – carga e geração analisadas dinamicamente.	101
6.25 - Índices de impacto (<i>ISC3</i> e <i>ISC1</i>) para o alimentador teste IEEE-34 localizando uma turbina eólica de 500 kW em cada nó do circuito – carga e geração analisadas dinamicamente.	101
6.26 - <i>IMO</i> para as abordagens UCO (demanda 1,0 p.u. e geração de 500 kW) e DCO para o alimentador teste IEEE-34.	104
6.27 - <i>IMO</i> para as abordagens UCO (potências médias de demanda e geração) e DCO para o alimentador teste IEEE-34.	105
6.28 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e minimização da energia exportada.	108
6.29 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e maximização da energia exportada.	109
6.30 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 1.	113
6.31 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 2.	113
6.32 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 3.	114
6.33 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Tridimensional.	115
A.1 - Sistema teste radial de 9 barras.	121
A.2 - <i>IVD</i> para o sistema de 9 barras com GD de 18 MW.	123

Índice de Tabelas

2.1 - Níveis de curto-circuito típicos de geradores distribuídos.	27
2.2 - Perdas totais variando a geração na Figura 2.14.	32
6.1 - Fatores de ponderação – Análise UCO.	90
6.2 - Comparação dos índices de impacto para o alimentador teste IEEE-34 considerando diferentes unidades geradoras.	93
6.3 - Comparação dos índices de impacto para o alimentador teste IEEE-34 considerando um gerador de 600 kW com diferentes fatores de potência.	94
6.4 - Possíveis nós de conexão no alimentador teste IEEE-34 em ordem decrescente de acordo com os valores de alocação de perdas considerando a rede original balanceada (sem GD).	96
6.5 - Melhores 20 configurações para o alimentador teste IEEE-34 considerando duas unidades de GD de diferente capacidade e usando o AE proposto.	98
6.6 - Comparação dos índices de impacto não normalizados para a 1ª e 20ª configurações com maior <i>IMO</i> do alimentador teste IEEE-34 considerando duas unidades de GD.	98
6.7 - Índices de impacto não normalizados – inserção da GD próxima (nó 1) e distante (nó 33) da subestação.	103
6.8 - Fatores de ponderação – Análise DCO.	103
6.9 - Índice de impacto não normalizado para a “melhor” e “pior” localização da GD através da análise DCO.	106
6.10 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e minimização da energia exportada.	110
6.11 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e maximização da energia exportada.	111
6.12 - Configurações nos limites das regiões mostradas na Figura 6.28.	112
6.13 - Configurações com os valores mínimos e máximos das três funções objetivos apresentadas na Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32.	115
A.1 - Dados de carga por fase e comprimentos das linhas do sistema 9 barras.	122
A.2 - Cálculo do <i>IVD</i> para o sistema de 9 barras com múltiplos alimentadores.	122
A.3 - Base de conhecimento não ordenada para dois objetivos a serem minimizados.	125
A.4 - Base de conhecimento para dois objetivos a serem minimizados.	126
A.5 - Base de conhecimento para três objetivos a serem minimizados.	126
A.6 - Exemplo de avaliação da dominância.	127
A.7 - Dados de carga da Rede IEEE-34.	129
A.8 - Dados de capacitores da Rede IEEE-34.	129
A.9 - Dados de linha da Rede IEEE-34 – Parte 1.	130
A.10 - Dados de linha da Rede IEEE-34 – Parte 2.	131
A.11 - Valores em p.u. das curvas de carga diária sazonais.	132
A.12 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 1.	133
A.13 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 2.	134

A.14 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 3.	135
A.15 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 4.	136
A.16 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 5.	137
A.17 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 6.	138
A.18 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 7.	139
A.19 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 8.	140
A.20 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 9.	141
A.21 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 10.	142
A.22 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 11.	143
A.23 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 12.	144
A.24 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 13.	145
A.25 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 14.	146

Lista de Abreviaturas

ACSR	: <i>All Aluminum Conductor Steel Reinforced Cable.</i>
AE	: Algoritmo Evolutivo.
AG	: Algoritmo Genético.
ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica.
AWEA	: <i>American Wind Energy Association.</i>
BT	: Baixa Tensão.
CHP	: <i>Combined Heat and Power.</i>
CIGRE	: <i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques.</i>
CIREN	: <i>Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution.</i>
DCO	: Diferentes Cenários de Operação.
EPRI	: <i>Electrical Power Research Institute.</i>
EUROSTAT	: <i>Statistical Office of the European Communities.</i>
EWEA	: <i>European Wind Energy Association.</i>
GD	: Geração Distribuída.
GWEC	: <i>Global Wind Energy Council.</i>
IEEE	: <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
IMO	: Índice de Desempenho Multiobjetivo.
MT	: Média Tensão.
ONS	: Operador Nacional do Sistema.
PRODIST	: Procedimentos da Distribuição.
UCO	: Único Cenário de Operação.
UE	: União Européia.
WADE	: <i>World Alliance for Decentralized Energy.</i>

Capítulo 1. Introdução

Os sistemas elétricos de potência, principalmente operados de forma centralizada e onde a geração está conectada na rede de transmissão, tendem a um cenário em que, cada vez mais, unidades geradoras são conectadas diretamente às redes de distribuição, perto da demanda. Esta geração é conhecida atualmente como Geração Distribuída (GD) [1-3]. Os motivos para esta tendência, produto de diversas políticas energéticas internacionais que apóiam a conexão da geração de energia elétrica baseada em fontes alternativas ou em tecnologias de alta eficiência, nos sistemas de transmissão e distribuição, são vários, e incluem: a redução na emissão de gases poluentes; a busca pela eficiência energética; a desverticalização dos sistemas elétricos; a diversificação das fontes energéticas; e, as necessidades de energia de cada país [3-6].

1.1. O problema

As redes de distribuição, tradicionalmente passivas, normalmente projetadas para um fluxo unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não são geralmente concebidas para suportar a inserção de unidades de geração. Conseqüentemente, inúmeros estudos têm demonstrado que a integração da GD nestas redes, cria desafios técnicos e econômicos, tanto nas redes de distribuição como nos sistemas de transmissão [3-67]. Assim, neste novo cenário é crítico avaliar os impactos técnicos da GD nos sistemas de potência, visando à aplicação das unidades geradoras de forma a evitar a degradação da qualidade e confiabilidade da energia fornecida. Neste sentido, o problema da localização

da GD tem sido pesquisado por vários autores, considerando diversos impactos (ou objetivos) tais como perdas de potência, perfil de tensão, regulação da tensão, níveis de curto-circuito, dispositivos de proteção, critérios ambientais e aspectos econômicos [6, 9, 16, 22, 23, 44, 49-51, 53, 59-63, 66, 68-82].

Na literatura, o problema de localização da GD apresenta análises exaustivas e otimizadas [16, 49, 59-62, 66, 69, 75, 77-83]. No entanto, os comportamentos variáveis no tempo inerentes das cargas e dos padrões de geração de algumas tecnologias utilizadas pela GD, como, por exemplo, a energia eólica, não são considerados na grande maioria dos trabalhos existentes. Wang e Nehrir apresentaram em [78] uma abordagem analítica para a alocação otimizada da GD, desconsiderando e considerando a intermitência da demanda e da geração através da utilização de curvas com valores diários médios. Em [60], Zhu *et al.*, visando identificar as relações existentes entre a localização da GD e a confiabilidade e eficiência da rede, incluem curvas de carga para modelar a variabilidade da demanda, mas ainda mantêm a geração constante. Curvas de carga sazonais também são utilizadas por Greatbanks *et al.* em [49]. Já Méndez Quezada *et al.* consideram em [61] a intermitência da demanda e de várias tecnologias da GD, com o objetivo de avaliar as perdas de energia em diferentes cenários de penetração. Em [62], El-Khattam *et al.* consideraram, através de uma análise determinística e estocástica, a variabilidade da GD, juntamente com curvas de carga, visando a máxima inserção dentro de determinados níveis de penetração. Certamente, análises que descartam tais características podem levar a resultados mascarados ou simplesmente limitar sua aplicação aos cenários considerados [84].

1.2. A proposta

Com o intuito de colocar em evidência as fraquezas e vantagens das metodologias que podem ser aplicadas na avaliação em estado quase-estacionário do desempenho de redes de distribuição com GD, serão apresentados neste trabalho dois tipos de análises, considerando: um Único Cenário de Operação (UCO) e Diferentes Cenários de Operação (DCO). A análise UCO leva em consideração cenários específicos de demanda e geração, enquanto que a análise DCO contempla um horizonte de análise em que intervalos definidos de tempo apresentam diferentes características de carregamento e geração. Dependendo do tamanho da rede sob análise, qualquer uma das duas abordagens, UCO ou DCO, pode ser efetuada exaustivamente, ou seja, avaliando todos os pontos possíveis para

a inserção da GD. No entanto, com o aumento de possíveis arranjos das unidades geradoras (configurações) a serem avaliadas, uma ferramenta de otimização se faz necessária.

A avaliação do desempenho de uma configuração do sistema de distribuição incluindo GD em relação a outra pode ser efetuada através da análise de diversos aspectos: impactos técnicos; impactos ambientais; custos de investimento; lucratividade; interesses sócio-políticos; etc. A utilização de índices de desempenho, baseados na soma ponderada de diversos impactos técnicos, é uma metodologia flexível no sentido que permite ao engenheiro da distribuição dar ênfase nos impactos técnicos que a concessionária considere – no momento da análise – prioritários [51, 59]. No entanto, o grande problema reside na apropriada calibração de tais coeficientes de ponderação. Neste trabalho destaca-se o uso da programação multiobjetivo, baseada no *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA) [85], que oferece um conjunto de configurações mais reais e diversificadas para a tomada de decisões, conhecidas como as soluções ótimas de Pareto. Estas soluções correspondem a configurações onde os impactos técnicos (objetivos) são tratados independentemente, nenhum deles prejudicando os outros como acontece quando os coeficientes de ponderação são utilizados [51, 59, 68, 69, 75].

De acordo com a legislação atual em diversos países, em geral, as empresas de distribuição não podem possuir unidades de geração e/ou devem garantir livre acesso a produtores independentes de energia. Portanto, na prática, os engenheiros de distribuição estão limitados na sua capacidade de especificar pontos de conexão para a GD. No entanto, conhecer o conjunto de soluções que visam o melhor desempenho da rede, saber onde a GD poderia trazer mais benefícios (ou menos prejuízos) à rede, permite certamente tomar as decisões mais adequadas em relação aos principais interesses da concessionária, sejam eles técnicos ou econômicos. Neste último caso, tal informação poderia ainda mudar a natureza ou parâmetros do contrato que poderia ser estabelecido entre a concessionária e o proprietário da unidade de GD.

Este trabalho está organizado da seguinte maneira: o Capítulo 2 introduz o conceito de Geração Distribuída, relata brevemente o seu status nos últimos anos na matriz energética internacional e no Brasil, assim como os desafios que traz para o novo cenário dos sistemas de potência. No Capítulo 3 serão apresentadas as ferramentas computacionais necessárias para a análise proposta. A análise UCO é delineada no Capítulo 4, onde vários

impactos técnicos são modelados para serem utilizados através do Índice Multiobjetivo de Desempenho (*IMO*). No Capítulo 5 apresenta-se a análise DCO, considerando diferentes impactos técnicos adaptados para seu uso no *IMO*, assim como também para a programação multiobjetivo. Na sequência, o Capítulo 6 detalha os dados e as considerações adotadas para as análises realizadas. Utilizando a rede teste de distribuição de média tensão IEEE-34 [86, 87], quatro abordagens são examinadas neste capítulo: a análise UCO considerando a localização exaustiva e otimizada da GD através do cálculo do *IMO*; e, a análise DCO utilizando exaustivamente o *IMO* (com os índices de impacto adaptados), assim como a programação multiobjetivo baseada no *NSGA*. As conclusões e a discussão do trabalho são apresentadas no Capítulo 7. Finalmente, procurou-se incluir nos apêndices a maior quantidade de informação necessária para um completo entendimento do trabalho.

Capítulo 2. A Geração Distribuída (GD)

Introdução

No começo da era da eletrificação, pequenas usinas elétricas eram utilizadas para a iluminação de extensões limitadas através de corrente contínua. Em pouco tempo, a corrente alternada foi utilizada, podendo transmitir potência a lugares distantes, o que levou à geração em grande escala. Os benefícios da economia de escala, assim como da abrangência das grandes redes implementadas, fizeram com que os sistemas elétricos de potência modernos tenham sido desenvolvidos nos últimos 50 anos principalmente seguindo a estrutura da Figura 2.1. Os grandes centros de geração elétrica elevam os níveis de tensão para a interconexão com a rede de transmissão. O sistema de transmissão é usado para transportar a potência, muitas vezes através de grandes distâncias, a qual é depois extraída da rede de transmissão – subestações – e passada por uma série de transformadores de distribuição às redes finais para ser distribuída aos consumidores residências, comerciais e industriais.

No entanto, tem surgido na última década um considerável interesse em conectar a geração diretamente à rede de distribuição, chamada de geração distribuída, embutida ou dispersa. O termo “Geração Embutida” vem do conceito da geração embutida na rede de distribuição enquanto que os termos “Geração Distribuída” (GD) ou “Geração Dispersa” são usados para distingui-la da geração centralizada [3]. Os três termos podem ser considerados como sendo sinônimos e permutáveis.

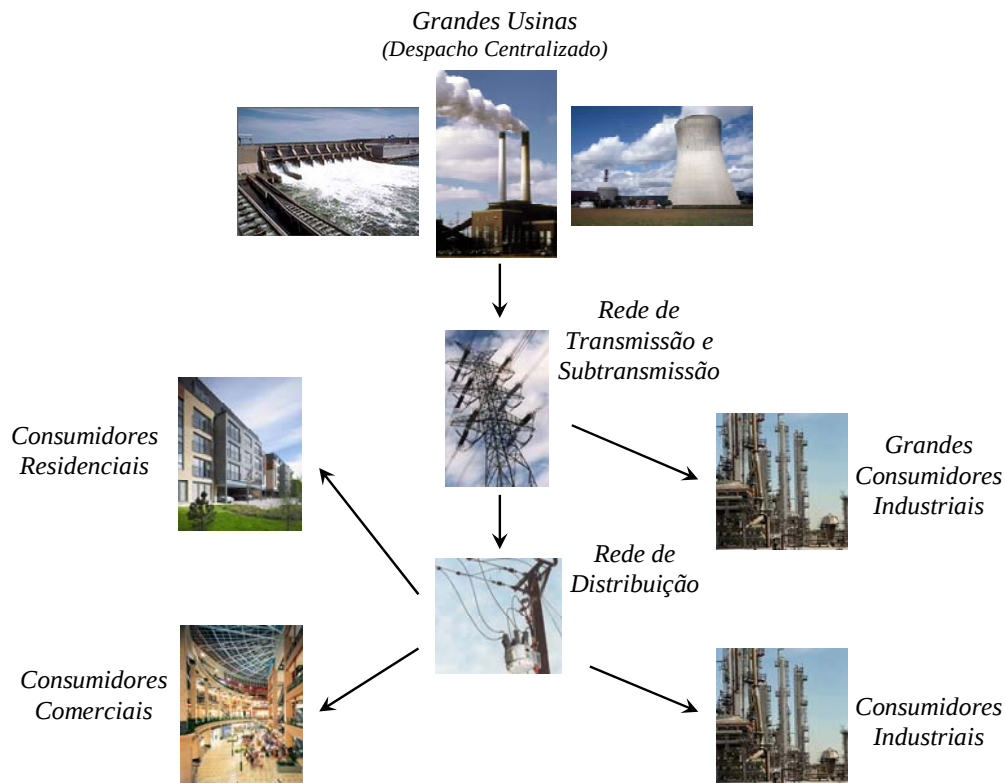


Figura 2.1 - Sistemas de Potência Convencionais.

É difícil afirmar que existe, atualmente, um acordo na definição do que constitui a GD e de como ela difere da geração convencional ou centralizada, originando amplas variações entre o que pode ser encontrado na literatura especializada [22]. Em alguns países uma definição estrita da geração distribuída é feita baseada na potência da unidade geradora ou no nível de tensão ao qual o gerador é conectado. No entanto, essas definições normalmente seguem aspectos técnicos usados para especificar a conexão ou operação da geração distribuída e não alguma consideração básica do seu impacto no sistema de potência.

A Comissão de Energia da Califórnia (*California Energy Commission*) define a geração distribuída da seguinte maneira: “as fontes de energia distribuída (*Distributed Energy Resources – DER*) são tecnologias de geração de energia de pequena escala (tipicamente na faixa de 3 a 10000 kW) localizadas perto de onde a eletricidade é usada (um lar ou um negócio, por exemplo) para fornecer uma alternativa ou incrementar o sistemas de potência tradicional” [88].

O Departamento de Energia dos EUA (*Department of Energy*) considera que: “as fontes de energia distribuídas referem-se a uma variedade de tecnologias de geração de energia pequenas e modulares. Os sistemas DER têm uma capacidade que varia desde poucos quilowatts até 50 MW. Eles compreendem uma variedade de tecnologias, em ambos os lados, fornecimento e demanda, que podem estar localizados em ou perto da locação onde a energia é usada” [89].

A EPRI (*Electrical Power Research Institute* – Instituto de Pesquisas em Energia Elétrica) define sucintamente que: “as fontes distribuídas são pequenas gerações (1 kW a 50 MW) e/ou dispositivos de armazenamento de energia tipicamente localizados perto das cargas dos consumidores ou das subestações de distribuição ou subtransmissão” [90].

O CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Electriques* – Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos de Potência) apresentava, em 2004, uma definição mais abrangente, similar à proposta em 2001 por Ackermann *et al.* [2]. Esta definição levava em conta critérios como propósito, locação, capacidade de geração, área de fornecimento, tecnologia, impacto ambiental, modo de operação, posse e penetração da geração distribuída, concluindo que a GD é a “geração de energia elétrica dentro das redes de distribuição ou desde um ponto considerado como consumidor”.

No Brasil, para a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) os Procedimentos da Distribuição – PRODIST – definem a geração distribuída como a “a geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (Operador Nacional do Sistema)” [91]. Esta definição, similar àquela utilizada pelo CIGRE, será adotada no presente trabalho.

As fontes primárias de energia da geração distribuída podem ser categorizadas como renováveis e não-renováveis. As tecnologias renováveis incluem: solar, fotovoltaica ou térmica; eólica; biomassa; geotérmica (podendo ser considerada estritamente como não-renovável); e, oceânica. As tecnologias não-renováveis incluem: motores de combustão interna; ciclo combinado; turbina de combustão; microturbinas; e, células combustíveis (dependendo da fonte primária, estas duas últimas podem ser consideradas no primeiro grupo).

Sem dúvida, existe uma grande diversidade de tópicos que podem ser tratados visando dar um amplo conhecimento da GD, como por exemplo: as características das possíveis fontes primárias, o funcionamento de cada uma das tecnologias aplicáveis, os efeitos operacionais nas redes de distribuição e transmissão, os benefícios sócio-ambientais, a viabilidade econômica, os efeitos econômicos no mercado elétrico, a legislação correspondente, etc. No entanto, inúmeros trabalhos de pesquisa, assim como relatórios técnicos, têm sido realizados no mundo todo, gerando um grande acervo relacionado com a GD. Portanto, este capítulo estará focado em apresentar sucintamente aspectos gerais que terão por objetivo criar um marco introdutório à situação da GD no mundo e no Brasil.

2.1. Motivação da Geração Distribuída

Numa pesquisa efetuada pelo CIRED (*Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution* – Conferência Internacional das Redes Elétricas de Distribuição) em 1997 e divulgada em 1999 [4], foram obtidos os seguintes aspectos que fortaleciam empreendimentos na geração distribuída: redução na emissão de gases poluentes (principalmente CO₂); eficiência energética ou uso racional da energia; desverticalização ou políticas de competição; diversificação das fontes energéticas; e, requerimentos de energia do país. A esta lista podem ser somados outros pontos identificados pelo CIGRE WG 37-23 [4]: disponibilidade de usinas modulares; facilidade para alocar pequenos geradores; curtos tempos de construção e menor capital para pequenas usinas; e, a geração pode ser colocada perto da carga, reduzindo custos de transmissão.

Certamente, o interesse e manejo da GD apresentam diferentes matizes em cada país. No entanto, o impacto ambiental é, hoje em dia, um dos principais fatores na consideração de qualquer projeto de energia elétrica. Assim, atualmente existe uma preocupação geral sobre as emissões gasosas de usinas que utilizam combustíveis fósseis. Como parte do Protocolo de Kyoto [92], os países industrializados que o ratificaram deverão reduzir substancialmente as emissões de CO₂ para ajudar a conter as mudanças climáticas.

Nesse cenário mundial, muitos governos têm programas para apoiar as chamadas fontes alternativas ou renováveis, que incluem energia eólica, micro-hidráulica (pequenas centrais hidrelétricas – PCH), fotovoltaica, energia de lixo municipal e a partir de

biomassa. As fontes primárias de energia renovável têm muito menor densidade energética do que os combustíveis fósseis e, portanto, as usinas são menores e geograficamente dispersas.

Tecnologias consideradas como altamente eficientes e pouco poluentes, como, por exemplo, a co-geração, também têm recebido incentivos pelos governos. Os projetos de co-geração ou *Combined Heat and Power* (CHP) fazem uso do calor residual de usinas térmicas para processos industriais ou aquecimento, e são caminhos bem estabelecidos para incrementar a eficiência energética total. Transportar o calor residual de baixa temperatura desde a usina térmica até longas distâncias não é econômico e, portanto, é necessário alocar uma usina de co-geração perto da carga de calor. Isto leva a unidades de geração pequenas, geograficamente distribuídas e com sua conexão elétrica feita normalmente nas redes de distribuição. Estas unidades, em geral, operam mais em função das necessidades da carga de calor ou da carga elétrica da instalação onde está, do que das necessidades do sistema de potência.

A estrutura comercial da indústria do fornecimento de eletricidade também tem um papel importante no desenvolvimento da GD. Em geral, um ambiente desregulamentado e de livre acesso à rede de distribuição tem chances de criar grandes oportunidades para a GD. Por outro lado, hoje em dia, a geração distribuída é vista quase exclusivamente como produtora de energia, sem fazer contribuição alguma em outras funções do sistema de potência, como, por exemplo, controle da tensão, confiabilidade da rede, capacidade de reserva, etc. Embora isso seja em parte devido às características técnicas das unidades de GD, esse papel restrito é predominantemente causado pelos cenários administrativos e comerciais sob os quais opera.

2.1.1. Visão Européia

Políticas energéticas envolvendo energias renováveis começaram oficialmente a serem integradas com as publicações efetuadas pela Comissão Européia, em 1996 e 1997, do *Green Paper* [93] e do *White Paper* [94], respectivamente. O objetivo do *White Paper* em energias renováveis é assegurar que até o 2010, 12% da energia consumida na Europa seja fornecida fontes primárias renováveis. Neste contexto, para a energia eólica, por exemplo, significaria aumentar a capacidade instalada de aproximadamente 3,5 GW em 1996 (época destas publicações) para 40 GW em 2010 em toda a UE.

Estas publicações tinham por objetivo apresentar uma estratégia e plano de ação comunitários para promover as energias renováveis na UE. Desde a publicação do *White Paper*, a Comissão Europeia tem estabelecido uma série de iniciativas visando estabelecer um marco Europeu para o incentivo e desenvolvimento destas fontes primárias. Em 2001, a Diretiva 2001/77/EC [95] fixou objetivos em relação à eletricidade gerada no mercado interno através de fontes renováveis de energia, visando uma participação de 22% do consumo bruto de eletricidade até o 2010. Dados registrados pelo Eurostat [96] indicam que até o 2002, esta participação ascendia a 13,5% na UE-15.

2.1.2. Visão Brasileira

Historicamente, até a década de 60, a autoprodução era praticamente proibida pela regulamentação vigente. Já nas décadas de 70 e 80, e parte da década de 90, a autoprodução se expandiu, mas era predominantemente geração não interligada. Em 1995, a lei 9.074/1995 criou a figura do produtor independente, sendo permitida a comercialização da energia elétrica diretamente com o consumidor, independentemente da classe. A partir de 1999, a ANEEL emitiu diversas regulamentações visando movimentar a comercialização de excedentes de energia elétrica:

- Res. 112/99. Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
- Res. 281/99. Regulamenta o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Res. 371/99. Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.
- Res. 021/00. Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais co-geradoras de energia e dá outras providências.

Em 2002, a lei 10.438/2002 dispunha a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O PROINFA, revisado pela lei 10.762/2003, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia. O Programa promove a implantação de 3300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, sendo assegurada, pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A – ELETROBRÁS, a compra da energia a ser produzida, no período de 20 anos [97].

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA será um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90% da geração do país. Na região Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana de açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

2.2. Extensão da Geração Distribuída

Uma pesquisa divulgada este ano pela WADE (*World Alliance for Decentralized Energy* – Aliança Mundial para a Energia Descentralizada) [98], abrangendo toda geração não despachada centralmente, perto ou no ponto de consumo – independente da tecnologia, fonte primária de energia, e se está ou não conectada à rede elétrica – em diversos países do mundo no ano de 2005, é apresentada na Figura 2.2.

A geração descentralizada, como definida pela WADE, não corresponde à definição de GD utilizada neste trabalho. No entanto, instalações que podem ser consideradas como GD, assim como outras que têm o potencial, estão incluídas nesta pesquisa.

O rápido crescimento que a GD tem apresentado nos últimos anos, as diversas fontes primárias de energia utilizadas, o contínuo aprimoramento tecnológico, e as várias abordagens dadas por cada país, entre outros fatores, dificultam a avaliação detalhada e constante da capacidade instalada no mundo. Portanto, nesta seção serão mostradas pesquisas a nível internacional relativas às duas tecnologias da GD líderes no mundo: a co-geração e a energia eólica.

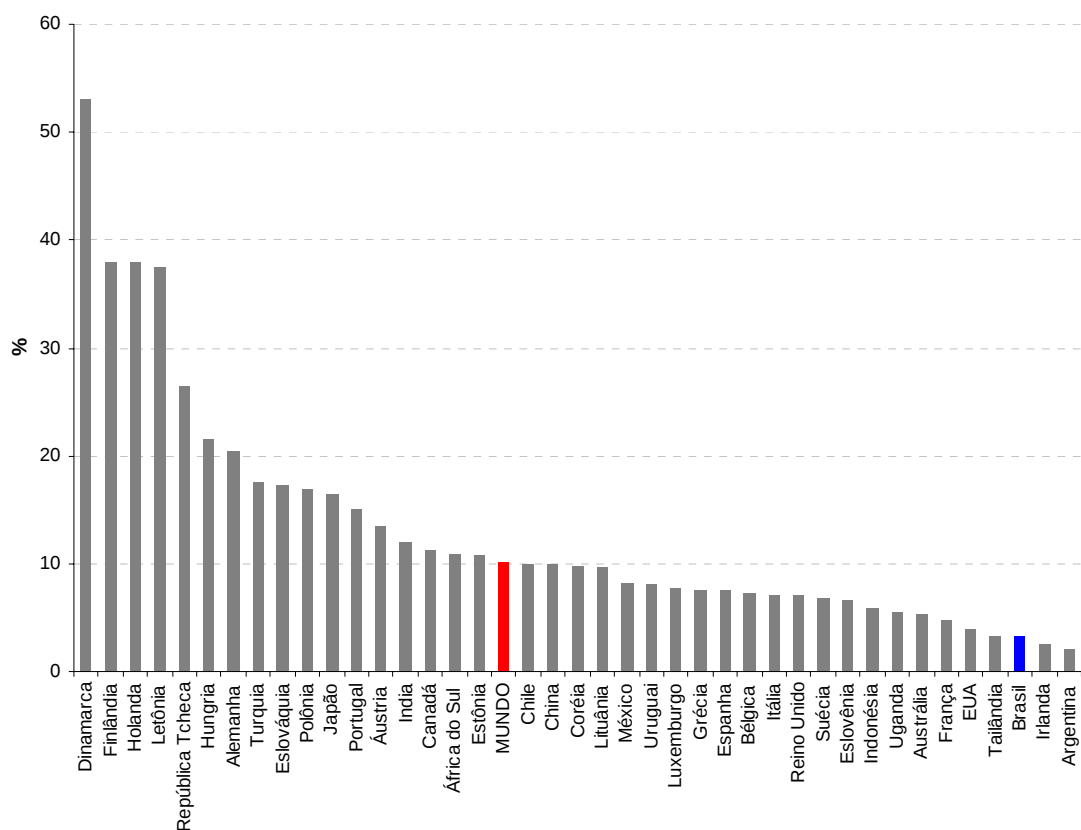


Figura 2.2 - Participação da geração descentralizada na capacidade total instalada no 2005 [98].

2.2.1. Co-geração

Através do Eurostat (*Statistical Office of the European Communities* – Escritório de Estatística das Comunidades Europeias) [96], diversas informações na área de energia podem ser encontradas. Enquanto à co-geração, que pode ser normalmente caracterizada como GD, no ano 2000 [99], a União Europeia (UE-15) totalizou 248,7 TWh de energia elétrica produzida através de unidades CHP, 9,6% da geração total, apresentando 75,5 GW de capacidade elétrica instalada. O país com maior produção e capacidade instalada de CHP foi a Alemanha, com 60,8 TWh e 18,7 GW, respectivamente. O segundo colocado na produção foi a Holanda, com 33,7 TWh, mas na capacidade instalada foi a Itália, com 11,9 GW. A geração de eletricidade com a co-geração representou 52,6, 37,6 e 36,4% na Dinamarca, na Holanda e na Finlândia, respectivamente, da geração de eletricidade total de cada país.

De acordo com estatísticas do ano 2002 [100], considerando a UE-25, a Alemanha continuou sendo o maior produtor de eletricidade através da co-geração com 56,2 TWh

(19% da produção total da UE-25), e a Dinamarca manteve a maior participação desta tecnologia na geração total, com 49,1%. A capacidade instalada elétrica totalizava em 2002, 92 GW, sendo que a Alemanha respondia por 26,4 GW, seguida pela Dinamarca com 6,7 GW. Nas duas pesquisas, 2000 [99] e 2002 [100], o gás natural mostrou-se como a principal fonte primária de energia, sendo responsável por 47 e 40%, respectivamente, dos combustíveis utilizados.

A Figura 2.3 mostra a participação da produção de energia elétrica através da co-geração respeito de geração total dos países da UE.

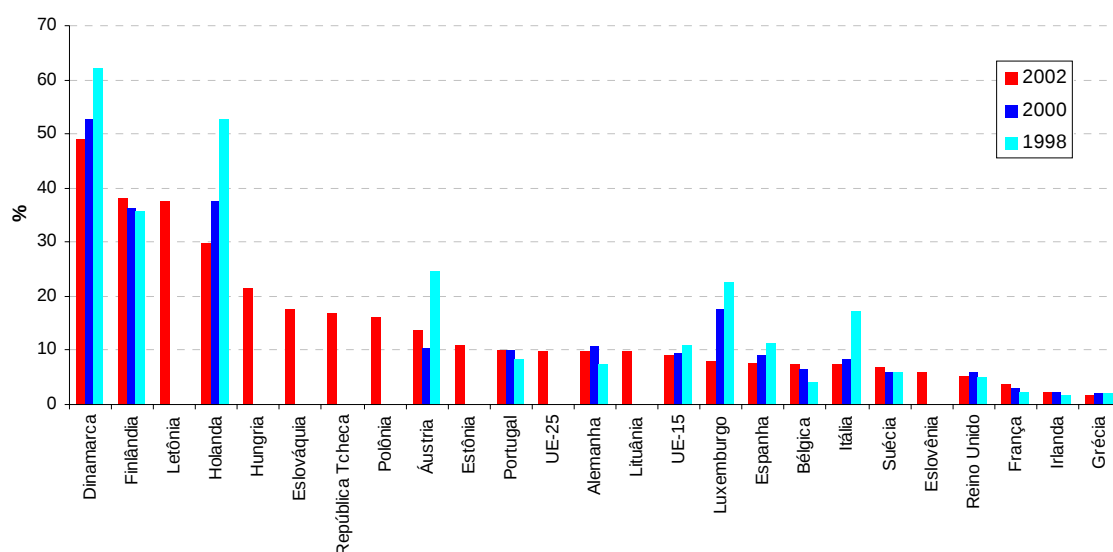


Figura 2.3 - Porcentagem da produção de energia elétrica através da co-geração respeito de geração total de cada país [101].

No Brasil, segundo reporta a ANEEL [102], existem atualmente operando 56 usinas de co-geração, totalizando 1206,6 MW. A biomassa é a fonte primária de 55,8% desta capacidade instalada, sendo o bagaço de cana de açúcar a forma mais comum. Com 31,5%, os combustíveis fósseis seguem no ranking, onde o gás natural tem a maior participação.

O setor sucroalcooleiro gera uma grande quantidade de resíduos, que pode ser aproveitada na geração de eletricidade. Ao contrário da produção de madeira, o cultivo e o beneficiamento da cana são realizados em grandes e contínuas extensões, e o aproveitamento de resíduos (bagaço, palha, etc.) é facilitado pela centralização dos

processos de produção. A Figura 2.4 mostra o potencial de aproveitamento desses resíduos para geração excedente de energia elétrica, segundo cada Estado da Federação [103].

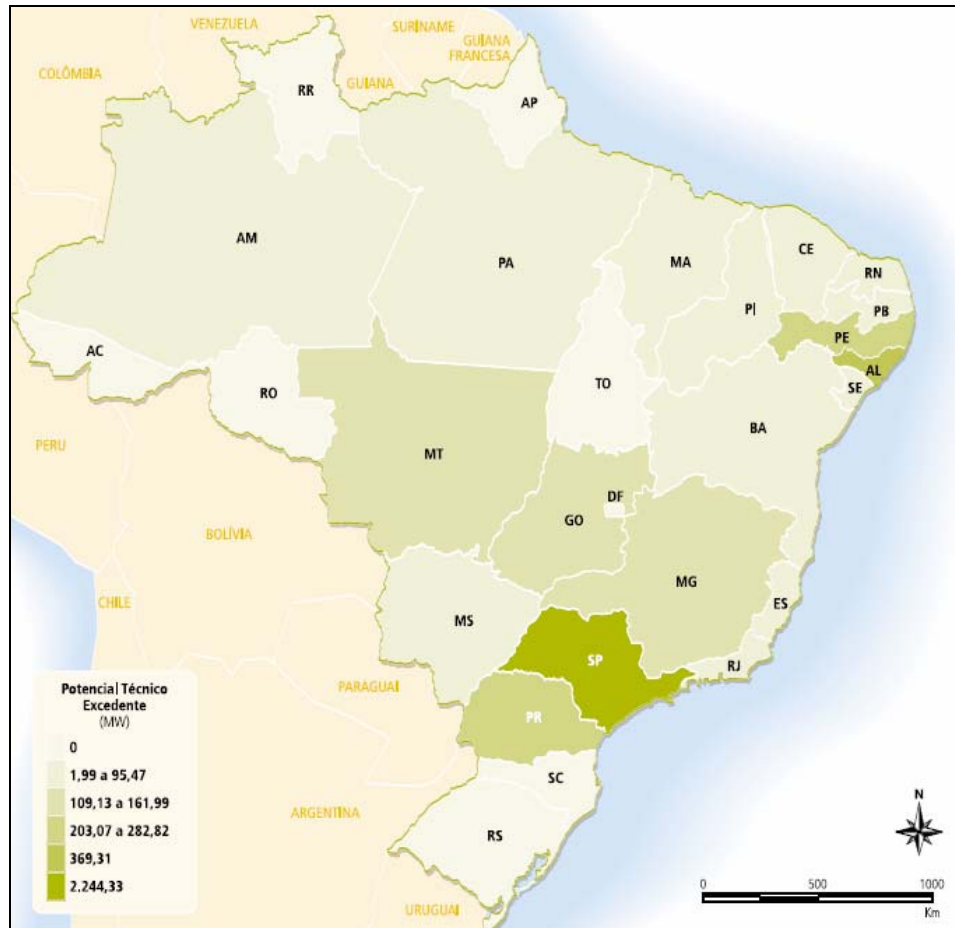


Figura 2.4 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica no setor sucroalcooleiro [103].

2.2.2. Geração Eólica

As políticas energéticas internacionais dos últimos anos, principalmente na Europa e nos EUA, têm incentivado o estabelecimento tecnológico e comercial da geração de energia elétrica através de fontes alternativas, destacando-se a geração eólica.

Assim, o desenvolvimento da geração eólica no mundo nos últimos 15 anos, como é apresentado na Figura 2.5, teve passos agigantados, tendo seu foco na Europa. De fato, em 2002, a distribuição da capacidade instalada da energia eólica no mundo tinha a Europa

com detentora de três quartos da capacidade total, seguida pela América do Norte com 16%, Ásia com 8% e o resto do mundo com 1% [104].

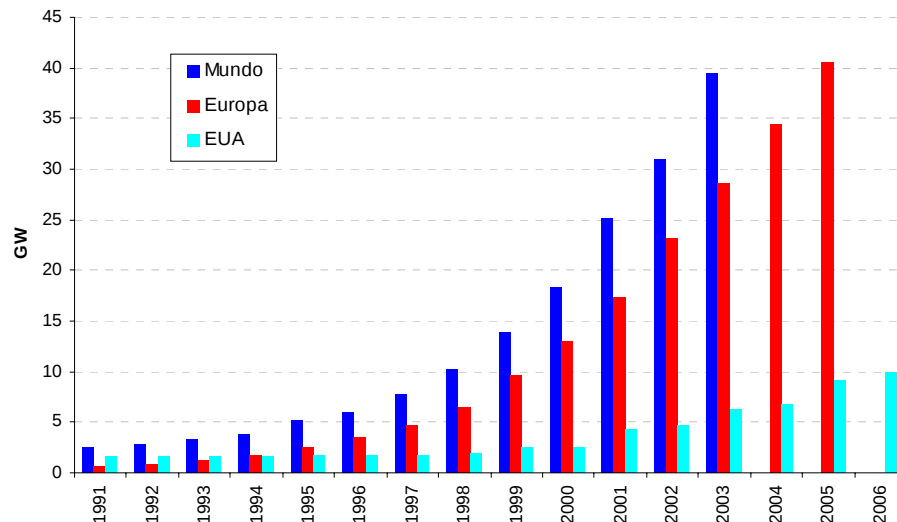


Figura 2.5 - Desenvolvimento da capacidade eólica instalada nos EUA, na Europa e no mundo [105-107].

Como reportado em [108], em 2004, a capacidade instalada de turbinas eólicas na UE-25 incrementou-se em 154% desde o ano 2000, sendo responsável por mais da metade da nova capacidade de geração. No entanto, no final de 2005, a marca de 40 GW, estabelecida pelo *White Paper* da Comissão Europeia para o 2010 [94], foi ultrapassada, atingindo 40504 MW de capacidade instalada, segundo informa a *European Wind Energy Association* – EWEA (Associação Europeia de Energia Eólica) [106].

Nos EUA, depois de alcançar uma capacidade de 1000 MW em 1985, levou mais de uma década para superar a marca dos 2000 MW, em 1999. Porém, desde esse ano a capacidade instalada tem se quintuplicado, atingindo os 10 GW em Agosto de 2006, segundo afirmou a *American Wind Energy Association* – AWEA (Associação Americana de Energia Eólica) [107].

A Figura 2.6 os 10 países com maior capacidade instalada de turbinas eólicas no mundo no final de 2005, de acordo com o *Global Wind Energy Council* – GWEC (Conselho Global de Energia Eólica) [109].

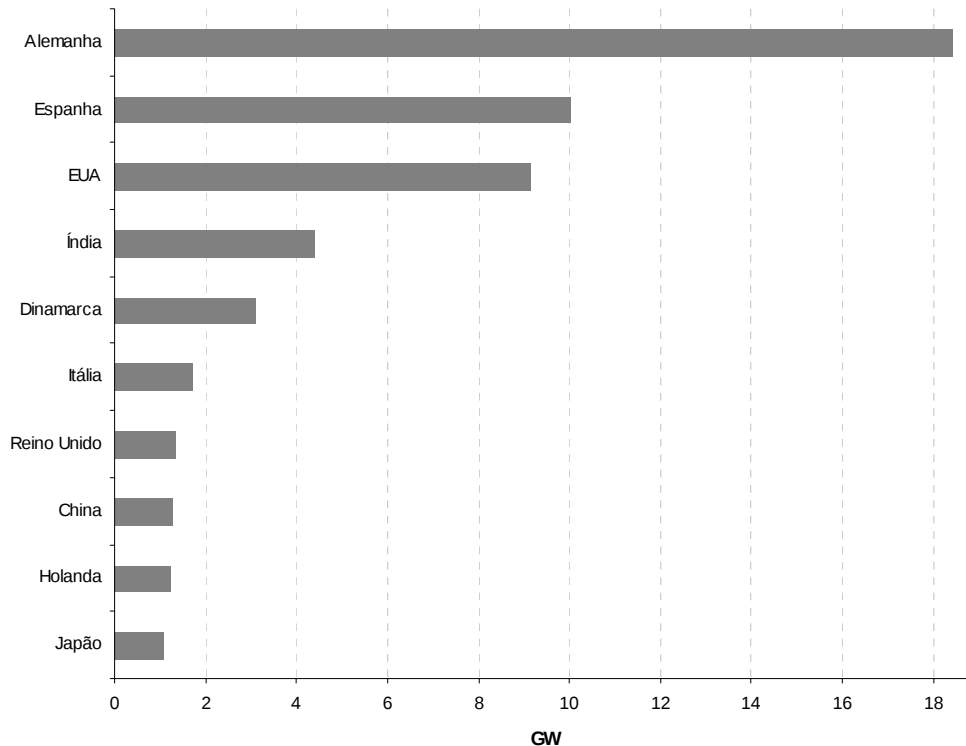


Figura 2.6 - Os 10 países com maior capacidade instalada de turbinas eólicas no mundo no final de 2005 [109].

No Brasil, a ANEEL informa que existem atualmente 186,9 MW de capacidade instalada em geração eólica [102]. 50 MW encontram-se em fase de construção, o que incrementará a capacidade em 26,8%. No entanto, os empreendimentos “outorgados” constituem o grande impulso desta tecnologia no Brasil. São 4691,9 MW a serem instalados num futuro próximo.

Os recursos apresentados na legenda da Figura 2.7 referem-se à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50 m acima da superfície para 5 condições topográficas distintas: zona costeira – áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia, onde o vento incide predominantemente do sentido mar-terra; campo aberto – áreas planas de pastagens, plantações e /ou vegetação baixa sem muitas árvores altas; mata – áreas de vegetação nativa com arbustos e árvores altas, mas de baixa densidade, tipo de terreno que causa mais obstruções ao fluxo de vento; morro – áreas de relevo levemente ondulado, relativamente complexo, com pouca vegetação ou pasto; montanha – áreas de relevo complexo, com altas montanhas [103].

Ainda na legenda da Figura 2.7, a classe 1 representa regiões de baixo potencial eólico, de pouco ou nenhum interesse para o aproveitamento da energia eólica. A classe 4 corresponde aos melhores locais para aproveitamento dos ventos no Brasil. As classes 2 e 3 podem ou não ser favoráveis, dependendo das condições topográficas. Por exemplo: um local de classe 3 na costa do Nordeste (zona costeira) pode apresentar velocidades médias anuais entre 6,5 e 8 m/s, enquanto que um local de classe 3 no interior do Maranhão (mata) apresentará apenas valores entre 4,5 e 6 m/s.

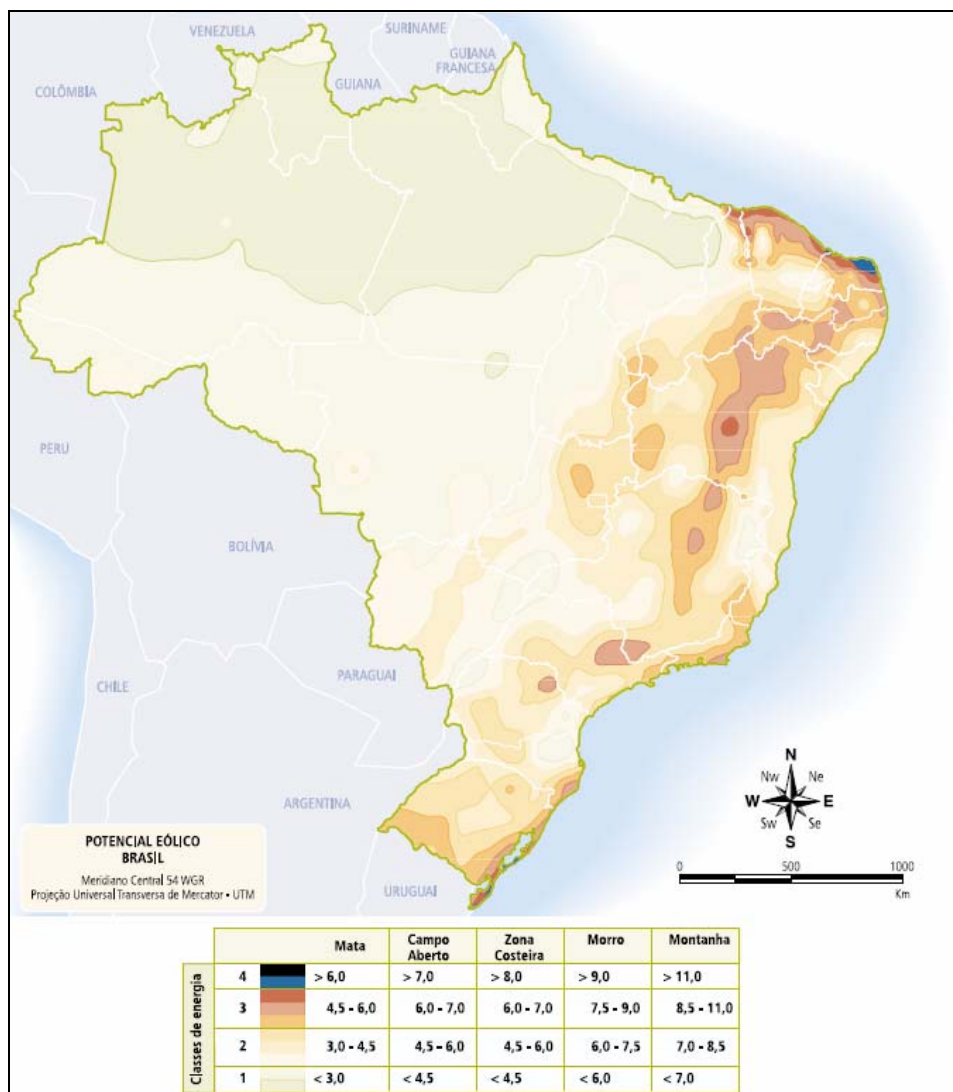


Figura 2.7 - Velocidade média anual do vento a 50m de altura [103].

2.3. Impactos Técnicos da Geração Distribuída

Os sistemas de distribuição modernos foram planejados para captar a potência da subestação e distribuí-la para os consumidores. Assim, como mostrado na Figura 2.8, os fluxos de potência ativa (P) e reativa (Q) fluem sempre dos altos níveis de tensão para os baixos, ou seja, unidirecionalmente, desde a subestação até as cargas, os consumidores finais.

No entanto, dependendo da capacidade de geração de uma unidade de GD, certos fluxos de potência podem chegar a ser reversos e a rede de distribuição não ser mais um circuito passivo fornecendo energia às cargas, mas um sistema ativo com fluxos de potência e tensões determinadas pela geração e as cargas. Isto é mostrado esquematicamente na Figura 2.9. Por exemplo, as unidades de co-geração com gerador síncrono (S) exportará potência ativa quando a carga elétrica do usuário for menor do que a saída do gerador, mas absorverá ou exportará potência reativa dependendo do ajuste do sistema de excitação do gerador. A turbina eólica exportará potência ativa mas provavelmente absorverá potência reativa já que seu gerador de indução (A), conhecido também como assíncrono, necessita uma fonte de potência reativa para operar. A fonte de tensão do conversor do sistema fotovoltaico (fv) permitirá exportar potência ativa num fator de potência determinado, mas poderia introduzir correntes harmônicas, como indicado na Figura 2.9. Portanto, os fluxos de potência através do circuito podem estar em qualquer direção dependendo das magnitudes relativas das cargas ativas e reativas da rede comparadas com as saídas dos geradores e as perdas da rede.

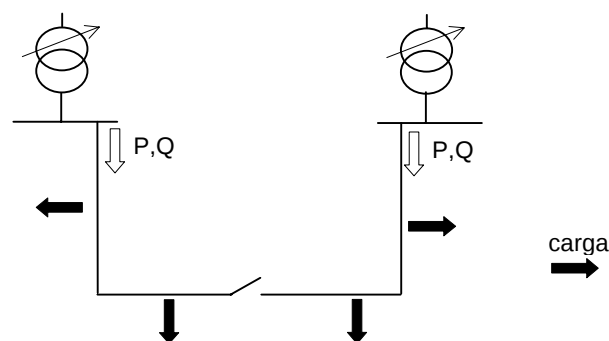


Figura 2.8 - Sistema de Distribuição Convencional.

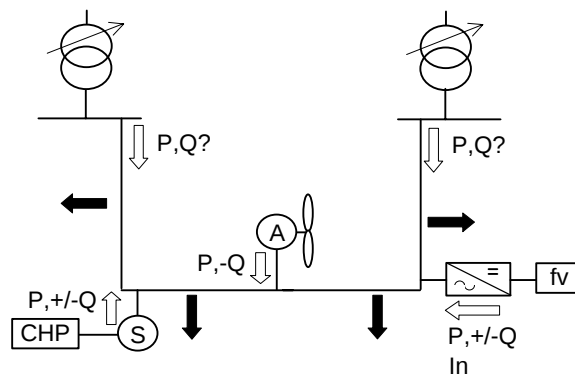


Figura 2.9 - Sistema de Distribuição com Geração Distribuída.

A mudança nos fluxos de potências ativa e reativa causados pela geração distribuída tem importantes implicações técnicas e econômicas no sistema de potência. Atualmente, a maior parte da atenção é dada aos problemas técnicos imediatos na conexão e operação da geração em um sistema de distribuição, e a maioria dos países tem desenvolvido padrões e práticas para enfrentar esses problemas. Em geral, a abordagem adotada tem sido assegurar que qualquer geração distribuída não reduza a qualidade do fornecimento de outros consumidores e considerar os geradores como “cargas negativas”.

Os problemas dos impactos técnicos da geração distribuída nos sistemas de distribuição são geralmente bem conhecidos, sendo que as técnicas de cálculo e planejamento são bem estabelecidas. Os problemas emergentes são aqueles vinculados com a magnitude total da penetração da geração distribuída e as dificuldades particulares de projetos muito grandes conectados a redes muito fracas. Em contraste, o impacto econômico da geração distribuída nos sistemas de distribuição só agora está sendo analisado.

Na sequência, serão analisados os principais impactos técnicos da geração distribuída nos sistemas de distribuição, com o intuito de fornecer uma visão geral dos problemas. Finalmente, os efeitos na transmissão e na geração centralizada são comentados.

2.3.1. Mudanças nas Tensões da Rede

Cada concessionária tem a obrigação de fornecer energia aos seus consumidores com uma tensão dentro de limites especificados. Esta exigência muitas vezes determina o

planejamento e o custo do circuito de distribuição e, portanto, com o transcorrer dos anos, diferentes técnicas têm sido desenvolvidas para aproveitar o máximo dos circuitos de distribuição fornecendo uma tensão dentro dos limites. O perfil da tensão de um alimentador radial é mostrado na Figura 2.10.

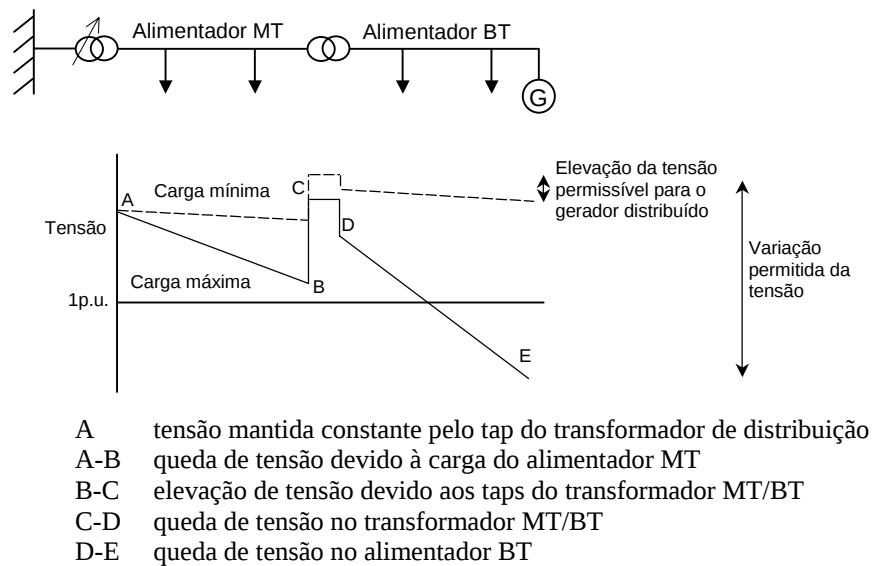


Figura 2.10 - Variação da tensão a jusante de um alimentador radial.

A Figura 2.10 mostra que a relação do transformador de MT/BT tem sido ajustada usando taps, assim em momentos de demanda máxima o consumidor mais remoto receberá tensões aceitáveis. Durante carga mínima a tensão recebida por todos os consumidores é só um pouco abaixo da máxima permitida. Se um gerador distribuído for conectado no final do circuito, os fluxos no circuito mudarão, e também o perfil de tensão. O caso mais crítico é aquele quando a carga do consumidor da rede está no mínimo e a saída do gerador distribuído deve fluir em direção à subestação [3, 30].

Algumas concessionárias usam um controle mais sofisticado dos taps sob condições de carga dos transformadores de distribuição incluindo o uso de sinais de corrente combinada com medição da tensão. Uma técnica usada é a compensação de queda de tensão nas linhas, e como depende de um fator de potência assumido da carga, a introdução da geração distribuída e as mudanças subseqüentes no fator de potência podem levar à

operação incorreta se o gerador distribuído for comparado com a carga do consumidor. Assim, os efeitos da DG na regulação da tensão podem ser utilizados como fatores limitantes da sua inserção [10, 23, 30-32, 40, 58, 64-66].

2.3.2. Níveis de Falta da Rede e Efeitos na Proteção

A contribuição de um pequeno gerador distribuído nos níveis de falta não é grande, no entanto, as contribuições agregadas de várias unidades pequenas, ou poucas unidades grandes, podem alterar os níveis de curto-circuito de maneira suficiente para causar a perda da coordenação dos fusíveis. Isto pode afetar a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição [13, 17, 19-21, 29, 32, 42, 47, 49, 50, 52, 54, 60, 63, 65-67, 110]. Por exemplo, a Figura 2.11 mostra um lateral típico com fusível de um alimentador. Se adicionarmos unidades de geração distribuída, a corrente de falta pode chegar a ser o suficientemente grande para que o fusível lateral não esteja mais coordenado com o disjuntor do alimentador durante a falta.

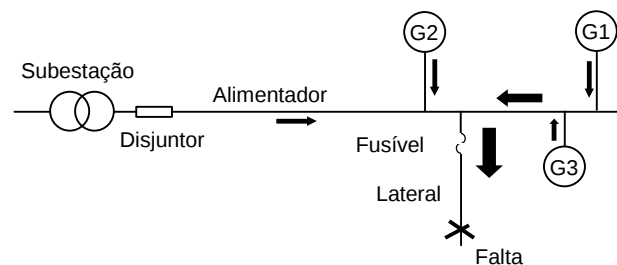


Figura 2.11 - Contribuição das unidades de geração distribuída 1, 2 e 3 nas correntes de falta.

Valores típicos de níveis de curto-circuito de geradores distribuídos estão caracterizados na Tabela 2.1. Para tecnologias que utilizam inversores de corrente, a contribuição de falta dependerá do máximo nível de corrente e da duração para a qual o limitador de corrente do fabricante foi ajustado. Para geradores síncronos, a contribuição da corrente depende da tensão de pré-falta, reatâncias transitória e subtransitória da máquina, e das características da excitatriz. Para a maioria dos geradores de indução, uma corrente significativa duraria só uns poucos ciclos e seria determinada dividindo a tensão de pré-falta pela reatância transitória da máquina. Embora poucos ciclos constituam um

curto tempo, pode ser o suficiente para ter um impacto na coordenação dos fusíveis e dos disjuntores em alguns casos.

Tabela 2.1 - Níveis de curto-circuito típicos de geradores distribuídos [19].

Tipo de Gerador	% da Corrente de Falta relativa da Corrente Nominal
Inversor	100 - 400 % (a duração dependerá do ajuste do controlador, a corrente pode ser menos de 100% para alguns inversores)
Gerador Síncrono com excitação separada	Começando desde 500 - 1000 % nos primeiros ciclos, diminuindo para 200 - 400 %
Gerador de Indução ou Gerador Síncrono com auto-excitação	500 - 1000 % nos primeiros ciclos, diminuindo para valores desprezíveis em 10 ciclos

Na Tabela 2.1, um gerador síncrono de 1000 kW teria uma contribuição de corrente de falta de pico em um alimentador primário de 13,2 kV de aproximadamente 218 a 437 A nos primeiros ciclos. Isto, comparado com um circuito de distribuição típico que apresenta correntes de falta primárias variando entre 1000 A (áreas remotas) até mais de 10000 A perto da subestação. Assim, a contribuição da corrente das unidades de geração distribuída é suficiente para ter impacto na coordenação dos fusíveis em alguns casos, especialmente nas partes mais fracas do sistema. As contribuições diminuirão com a distância do gerador à falta. A configuração e a impedância do transformador do gerador distribuído terão também um efeito importante.

Numerosos aspectos da proteção da geração distribuída podem ser identificados: proteção do equipamento de geração das faltas internas; proteção da rede de distribuição com falta das correntes de falta fornecidas pelo gerador distribuído; proteção anti-ilhamento; e, impacto dos geradores distribuídos na proteção existente do sistema de distribuição.

A proteção do gerador distribuído das faltas internas é um procedimento normal. A corrente de falta que flui desde a rede de distribuição é usada para detectar a falta, e diversas técnicas visam proteger qualquer motor de grande porte. Em áreas rurais, um problema comum é assegurar que haverá correntes de falta adequadas para uma rápida operação dos relés ou fusíveis.

A proteção da rede de distribuição para curto-circuito com geradores distribuídos instalados é geralmente mais difícil. Os geradores de indução não podem fornecer correntes de falta para faltas trifásicas, além da limitação da contribuição para correntes assimétricas. Pequenos geradores síncronos requerem circuitos robustos e excitatrizes sofisticadas, se tiverem de fornecer correntes de falta significativamente maiores do que a corrente de demanda máxima. Assim, para algumas instalações, é necessário confiar na proteção da distribuição para eliminar qualquer falta do circuito de distribuição, isolando a usina de geração distribuída em condições de sobre ou subtensão, sobre ou subfreqüência. Esta técnica de proteção sequencial não é usual, porém é necessária devido a que alguns geradores distribuídos não proporcionam correntes de falta adequadas para a maioria dos esquemas de proteção convencionais.

A proteção em caso de perda da conexão com a concessionária é um problema particular em vários países, particularmente onde são usados os auto-religadores. Por várias razões técnicas e administrativas, a operação prolongada de uma zona ilhada alimentada por um gerador distribuído, porém não conectada à rede principal de distribuição é na maioria dos casos considerada inaceitável. Assim, será necessário um relé que detecte e dispare caso um gerador distribuído e, talvez, parte próxima da rede, estejam sendo ilhados.

O aterramento do neutro do gerador é um outro problema, pois em vários países é considerada como inaceitável a operação de um sistema sem aterramento. Portanto, precisa-se saber onde devem ser feitos a conexão do neutro e o respectivo aterramento.

A Figura 2.12 ilustra o impacto que o gerador distribuído pode ter nos dispositivos de proteção. Os disjuntores e religadores são ajustados para “ver” certa distância à jusante do alimentador radial. Isto é, às vezes, referido como o “alcance” do dispositivo. O alcance é determinado pela corrente de falta mínima que o dispositivo detectará. Na demanda máxima, onde o gerador distribuído pode ser interligado, a proteção tem bastante sensibilidade (o alcance é grande). Não precisa de muita corrente adicional para acionar o disjuntor. O gerador distribuído em funcionamento, como mostrado, pode cortar acentuadamente esse alcance. Isto é, existe um significativo aumento no risco de que faltas com alta resistência possam não ser detectadas até elas se converterem em faltas maiores. O resultado óbvio será que haverá mais danos físicos à concessionária do que sem o

gerador distribuído. Também existe maior risco de interrupções mantidas para os consumidores.

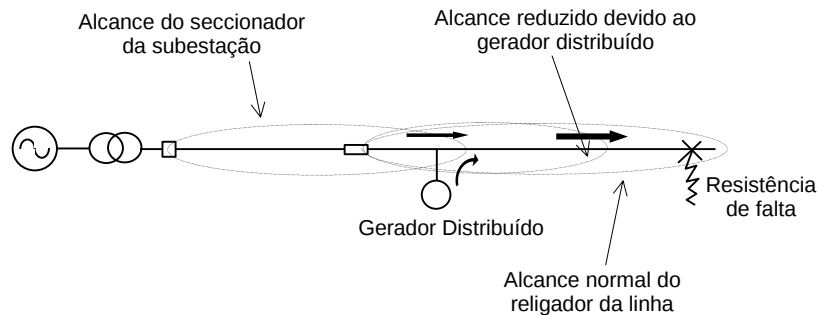


Figura 2.12 - O gerador reduz o alcance dos relés da rede.

Os problemas de perda de cargas ou zonas ilhadas são ilustrados na Figura 2.13. Se a chave seccionalizadora A abrir, talvez em uma falta transitória, não haverá corrente de falta suficiente para operar o dispositivo de proteção da chave seccionalizadora B. Neste caso o gerador poderia continuar alimentando a carga. Se a saída do gerador tiver a capacidade para atingir as demandas de potência ativa e reativa com precisão, então, não haverá mudanças na frequência ou tensão da zona ilhada da rede. Assim, é muito difícil detectar confiantemente se a chave seccionalizadora A está aberta usando só as medições locais em B. No caso extremo, se não houver corrente através de A (o gerador está alimentando toda a carga) então as condições da rede em B não são afetadas pela abertura ou fechamento de A. Nota-se também que se a carga está sendo alimentada através da conexão em delta do transformador, então não há neutro aterrado nessa seção da rede.

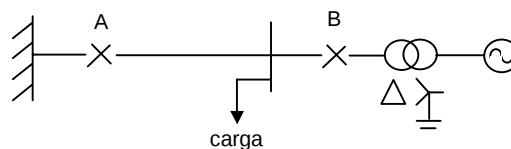


Figura 2.13 - Ilustração do problema de zonas ilhadas.

Por outro lado, embora as concessionárias muitas vezes evitem situações de ilhamento, o problema vem sendo tratado na literatura especializada como um evento que pode ajudar a aumentar os índices de confiabilidade da rede de distribuição [29, 42, 50, 60, 63, 65, 66].

2.3.3. Estabilidade

Para os projetos de geração distribuída, cujo objetivo é gerar kWh de fontes de energias renováveis, problemas relacionados com a estabilidade da tensão tendem a não ser considerados como de grande significância, no entanto, dependerão do tipo de gerador, interface com a rede e do nível de penetração da GD [39]. Se uma falta acontecer em algum lugar da rede de distribuição, diminuindo a tensão da rede e fazendo atuar a proteção do gerador distribuído, então o que é perdido é só um curto tempo de geração. O gerador distribuído tenderá a aumentar sua velocidade e a acionar sua proteção interna. O sistema de controle do gerador distribuído esperará então que as condições da rede sejam restauradas automaticamente.

2.3.4. Perdas Elétricas

A geração distribuída altera os fluxos de potência nas redes e, portanto, altera as perdas da rede. Se um pequeno gerador é alocado perto de uma grande carga, então, as perdas da rede serão reduzidas já que as potências ativas e reativas podem ser fornecidas para a carga desde o gerador adjacente. No entanto, se um grande gerador distribuído é alocado longe das cargas da rede é provável que aumente as perdas no sistema de distribuição. Em geral, existe uma correlação entre elevadas cargas na rede de distribuição e o uso de usinas geradoras caras. Portanto, qualquer gerador que opere nesse período e que reduza as perdas na rede de distribuição fará um impacto significativo nos custos de operação da rede.

Atualmente, a geração distribuída geralmente não toma parte no controle da tensão das redes de distribuição. Assim, os geradores distribuídos são geralmente operados com fator de potência unitário para minimizar suas perdas elétricas e evitar qualquer taxa por consumo de reativos, independente das necessidades da rede de distribuição. Em alguns países existem incentivos para que a GD opere com diferentes fatores de potência de acordo com o período do dia [61].

A redução das perdas que pode provocar a conexão de um gerador distribuído à rede de distribuição é mostrada com o seguinte exemplo, similar a um outro encontrado em [111]. A Figura 2.14 mostra uma rede de distribuição simples que consiste de um alimentador radial que tem cargas nos pontos B e C, além de e um gerador conectado no ponto D. A potência demandada por cada carga é assumida como constante, sendo no ponto B igual a 400 kW e no ponto C, 200 kW. A distância do trecho AB, assim como do trecho CD, é duas vezes a distância do trecho BC, como indicado no diagrama.

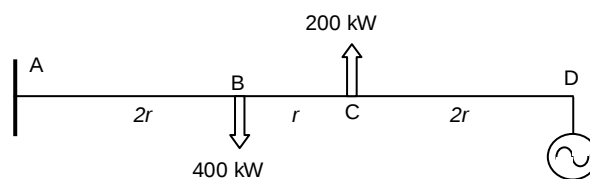


Figura 2.14 - Rede de distribuição simples.

Para simplificar os cálculos, as seguintes hipóteses são consideradas: todas as magnitudes de tensão são iguais a 1,0 p.u.; as quedas de tensão são desprezíveis; e as perdas não têm impacto nos cálculos de fluxo de potência. São usadas uma potência base de 100 kW e uma de resistência $r=0,001$ p.u. Da hipótese feita, as perdas da linha podem ser calculadas multiplicando o valor da resistência da linha pelo quadrado do fluxo de potência ativa (equivalente à corrente em p.u.) através da linha.

Assim, a Figura 2.15 mostra os fluxos de potência considerando o gerador inativo. As perdas totais neste caso seriam: $0,001 \cdot 2 \cdot 6^2 + 0,001 \cdot 2^2 = 0,076$ p.u. ou 7,6 kW.

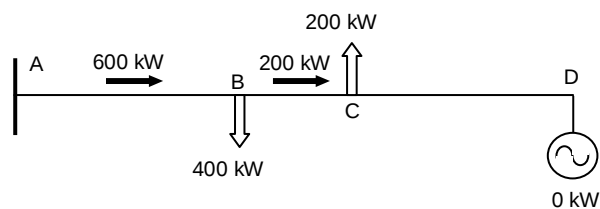


Figura 2.15 - Fluxos de potência sem funcionamento da GD.

A geração de 200 kW no nó D produziria os fluxos de potência mostrados na Figura 2.16, e perdas totais nas linhas de $0,001 \cdot 2 \cdot 4^2 + 0,001 \cdot 2 \cdot 2^2 = 0,040 \text{ p.u.}$ ou $4,0 \text{ kW}$, ou seja, 52% das perdas obtidas sem a GD. Além disso, também reduz as perdas elétricas na rede de transmissão desde que o fluxo de potência no trecho AB diminuiu de 600 kW para 400 kW.

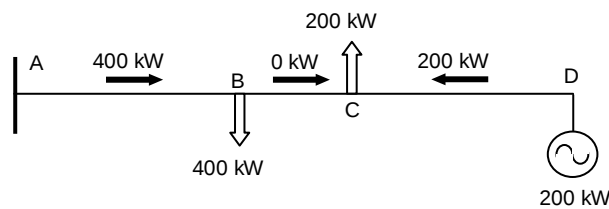


Figura 2.16 - Fluxos de potência com GD produzindo 200 kW.

A Tabela 2.2 mostra os resultados das perdas totais para diversos cenários de geração. Para 200 e 400 kW, as perdas totais foram menores que as obtidas no sistema original. No entanto, para 600 kW, valor da demanda total do sistema, as perdas elétricas foram maiores.

Tabela 2.2 - Perdas totais variando a geração na Figura 2.14.

		Fluxos de Potência nos Trechos (kW)			Perdas nos Trechos (p.u.)			Perdas Totais (kW)
		AB	BC	CD	AB	BC	CD	
sem GD		600	200	0	0,072	0,004	0,000	7,6
GD (kW)	200	400	0	200	0,032	0,000	0,008	4,0
	400	200	200	400	0,008	0,004	0,032	4,4
	600	0	400	600	0,000	0,016	0,072	8,8

Conseqüentemente, na operação e no planejamento dos sistemas de distribuição é importante avaliar os efeitos que a capacidade de geração e a localização dos geradores distribuídos têm nas perdas elétricas da rede. Assim, considerando que as concessionárias visam aumentar o lucro através da diminuição das perdas do sistema, diversos estudos têm

pesquisado a sua minimização, localizando e dimensionando estrategicamente a GD [3, 4, 15, 59, 61, 65, 66, 68, 69, 75, 112-116].

2.3.5. Impacto da Geração Distribuída no Sistema de Transmissão

De maneira similar ao sistema de distribuição, a geração distribuída alterará os fluxos no sistema de transmissão. Assim, as perdas na transmissão serão alteradas, geralmente reduzidas, enquanto que em redes de transmissão altamente malhadas é possível demonstrar que a redução de fluxos leva a menor necessidade de investimentos. Diferentes aspectos técnicos e econômicos existentes, entre a geração distribuída e a transmissão, são analisados em [33, 70].

2.3.6. Impacto da Geração Distribuída na Geração Centralizada

O principal impacto da geração distribuída na geração central é a redução da potência fornecida pelos geradores centralizados. Em um sistema de potência de grande porte, a demanda dos consumidores pode ser estimada quase com precisão pela autoridade despachante dos geradores. A variabilidade das fontes primárias de algumas tecnologias da GD introduzirá uma incerteza adicional nessas estimativas e, portanto, poderá requerer unidades de reserva adicionais. Além disso, no caso da geração eólica, essas unidades de reserva, segundo reportado em [76], podem diminuir o potencial que esta fonte primária de energia tem na diminuição de poluentes.

Capítulo 3. Ferramentas para a Análise dos Sistemas de Distribuição

Introdução

O estudo mais freqüente de um sistema elétrico, seja este de transmissão ou distribuição, é o cálculo das condições de operação em regime permanente. Nestes cálculos, as grandezas de interesse são as tensões nas diferentes barras da rede, fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas, perdas nas linhas e nos transformadores, etc. Como o intuito deste trabalho é avaliar diversos aspectos técnicos, tais como perdas de potência, perfil de tensão, correntes, etc., o fluxo de potência – também chamado comumente de fluxo de carga – torna-se uma ferramenta fundamental. Além disso, considerando o grande número de configurações a serem analisadas, seja em cenários específicos de demanda e geração ou com condições variantes no tempo, o fluxo de potência a ser implementado deve cumprir certas exigências, tais como robustez, eficiência e rapidez.

Embora a localização ótima da GD possa ser avaliada exaustivamente em pequenas redes de distribuição, ou até em redes de médio ou grande porte, o gasto de tempo pode inviabilizar esses estudos. Assim, outro recurso computacional necessário neste trabalho é um algoritmo de otimização para o problema de localização da GD visando o melhor desempenho da rede de distribuição. Diversas técnicas de otimização podem ser implementadas. Conseqüentemente, embora a técnica utilizada tenha requerido

conhecimentos específicos para sua adequação ao problema, este trabalho se limitará a comentar as características e/ou parâmetros envolvidos de uma maneira geral.

Na seção 3.1 é descrito o algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios implementado para o desenvolvimento do trabalho. A metodologia para a análise de curto-circuito é brevemente descrita na subseção 3.2. A estrutura do algoritmo evolutivo (AE), proposto para a análise otimizada, é apresentada na subseção 3.3. Na técnica de otimização escolhida, faz-se necessária a criação de uma população inicial (conjunto de indivíduos dos quais surgirão as futuras gerações); assim, optou-se por incluir aqueles pontos de conexão onde a inserção da GD poderia ser mais benéfica em termos da redução das perdas do sistema. Esses pontos são obtidos utilizando um método de alocação de perdas na configuração original (sem GD). Neste trabalho foi empregado o método Zbus adaptado para sistemas de distribuição, como apresentado na seção 3.4.

3.1. Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição

Certamente, as redes de distribuição apresentam características muito particulares e que as diferenciam das redes de transmissão. Entre estas características distinguem-se: a topologia radial (ou fracamente malhadas), as múltiplas conexões (monofásica, bifásica, etc.), as cargas de distinta natureza, as linhas com resistências muitas vezes comparáveis à reatância, e na maioria das vezes sem transposições. Assim, algoritmos criados para a transmissão utilizados na análise de sistemas de distribuição podem não oferecer bons resultados e muitas vezes apresentar dificuldades de convergência.

Uma análise da literatura especializada mostra que são duas as técnicas mais utilizadas para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição: uma baseada no método de Newton envolvendo formação de matrizes Jacobianas e cálculo do erro no fim do alimentador e dos ramais laterais [117], e outra baseada em varreduras à montante e à jusante envolvendo cálculo das correntes nos ramos [118, 119]. Além disso, um estudo apresentado em [120] onde ambos os métodos são comparados, demonstra que a sensibilidade para diferentes cenários de cargas e variação da relação X/R é menor no método em [118].

Conseqüentemente, lembrando que o fluxo de potência é uma ferramenta essencial e de uso intensivo na análise proposta, considerando fatores como rapidez de convergência, tempo de processamento, precisão, robustez e a facilidade de incluir novos modelos de componentes foi escolhido, neste trabalho, o algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios baseado no método de soma de correntes com varredura *backward-forward* [121, 122], uma extensão do algoritmo formulado em [119]. Além dos fatores mencionados, o algoritmo escolhido condiz com os atuais requerimentos para a análise de redes de distribuição com GD [44].

Este método, pertencente à família dos métodos orientados a ramos (*branch-oriented methods*), tem como principal característica o aproveitamento da topologia radial dos sistemas de distribuição. Ele consta de dois processos: à montante (*backward*) e à jusante (*forward*). No processo à montante, previamente suposto um perfil de tensão, calculam-se as correntes. No processo à jusante obtêm-se novos valores para as tensões, a partir do cálculo anterior. Estes valores de tensão são os que serão utilizados na próxima iteração. Finalmente, a convergência é checada com potência especificada.

Embora o algoritmo escolhido possa ser adaptado para resolver fluxos de potência em redes de distribuição com presença de geradores distribuídos sendo considerados como barras PV (potência ativa gerada e tensão de saída conhecidas) [119, 123], a modelagem adotada desses elementos será de barras cujos valores de potência ativa e reativa injetadas na rede são conhecidas a priori, ou seja, como se fossem “cargas negativas”. Cabe sinalar que a consideração dos geradores distribuídos como barras PV, terá influência nos resultados finais [48, 61, 124].

A seguir é apresentado detalhadamente o algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios. No final desta seção, o método de compensação para modelar barras PV é descrito.

3.1.1. O Algoritmo de Fluxo de Potência

Neste trabalho foi considerada uma modelagem matricial 4x4 (fases *a*, *b*, *c* e neutro) das linhas de distribuição, sem incluir explicitamente a terra como condutor. Prévio ao algoritmo, cada nó ou ramo na rede é numerado por um único índice, sem considerar o

número de fases desse nó ou ramo. Esta renumeração, que leva a um ordenamento por camadas [118], diminui o esforço computacional do algoritmo.

Seja o nó principal a referência com a magnitude e ângulo da tensão conhecidos. O algoritmo iterativo 4x4 utilizado para resolução de sistemas radiais consiste de três passos.

Na iteração k:

1. Cálculo nodal da corrente para todos os nós

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \\ I_{in} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} (S_{ia}/V_{ia})^{*(k-1)} \\ (S_{ib}/V_{ib})^{*(k-1)} \\ (S_{ic}/V_{ic})^{*(k-1)} \\ -(I_{ia}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} + I_{ic}^{(k)}) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{iaa} & Y_{iab} & Y_{iac} & Y_{ian} \\ Y_{iba} & Y_{ibb} & Y_{ibc} & Y_{ibn} \\ Y_{ica} & Y_{icb} & Y_{icc} & Y_{icn} \\ Y_{ina} & Y_{inb} & Y_{inc} & Y_{inn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad 3.1$$

Sendo

$I_{ia}, I_{ib}, I_{ic}, I_{in}$: Injeções de correntes no nó i;

S_{ia}, S_{ib}, S_{ic} : Injeções de potência conhecidas (dados) no nó i;

$V_{ia}, V_{ib}, V_{ic},$: Tensões no nó i;

V_{in}

$Y_{iaa}, Y_{ibb}, Y_{icc},$: Admitâncias próprias dos elementos shunt no nó i; e,

Y_{inn}

Y_{ixy} : Admitância mútua entre os elementos shunt x e y no nó i ($x = a, b, c, n$; $y = a, b, c, n$; $\forall x \neq y$).

A matriz de admitância dos elementos shunts é simétrica. As admitâncias mútuas na maioria das redes de distribuição são desprezíveis.

2. Etapa *Backward* – cálculo da corrente em todos os ramos

Começando a partir do ramo na última camada e se movimentando em direção do nó principal, a corrente no ramo l é:

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \\ I_{jn} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \\ J_{mn} \end{bmatrix}^{(k)} \quad 3.2$$

Sendo

$J_{la}, J_{lb}, J_{lc},$: Correntes no ramo l ; e,

J_{ln}

M : Conjunto de ramos ligados à jusante ao nó j .

3. Etapa Forward – cálculo da tensão para todos os nós

Começando da primeira camada e se movimentando em direção da última camada, a tensão do nó j , à jusante do nó i , é:

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \\ V_{jn} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \end{bmatrix}^{(k)} \quad 3.3$$

Sendo

$Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc},$: Impedâncias próprias da linha no ramo l ;

Z_{nn}

Z_{xy} : Impedância mútua entre os condutores x e y da linha no ramo l ($x = a, b, c, n ; y = a, b, c, n ; \forall x \neq y$).

Critério de Convergência

Após esses passos serem executados numa iteração, os erros entre as potências calculadas e as conhecidas de cada nó para todas as fases são calculados:

$$\begin{aligned}
\Delta S_{ia}^{(k)} &= V_{ia}^{(k)} \left(I_{ia}^{(k)} \right)^* + Y_{ia}^* |V_{ia}|^2 - S_{ia}^{(k)} \\
\Delta S_{ib}^{(k)} &= V_{ib}^{(k)} \left(I_{ib}^{(k)} \right)^* + Y_{ib}^* |V_{ib}|^2 - S_{ib}^{(k)} \\
\Delta S_{ic}^{(k)} &= V_{ic}^{(k)} \left(I_{ic}^{(k)} \right)^* + Y_{ic}^* |V_{ic}|^2 - S_{ic}^{(k)}
\end{aligned} \tag{3.4}$$

Se a parte real ou imaginária de qualquer erro de potência é maior que o critério de convergência, os passos 1, 2 e 3 são repetidos até alcançar a convergência.

Valores Iniciais

Um bom procedimento de inicialização dos valores das tensões é:

$$\begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \end{bmatrix}^{(0)} = \begin{bmatrix} V_{ref} \\ a^2 \cdot V_{ref} \\ a \cdot V_{ref} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \tag{3.5}$$

3.1.2. Compensação para Barras PV

A capacidade que a GD tem para controlar a tensão de saída e fornecer potência reativa depende da tecnologia utilizada no gerador. Algumas tecnologias da GD não podem controlar a potência reativa, por exemplo, parques eólicos baseados em geradores assíncronos. Outras tecnologias podem ter esse controle, no entanto, seja por motivos de regulamentação ou econômicos, às vezes as unidades de geração não são incentivadas a utilizá-lo. São exemplos destas tecnologias, usinas de co-geração com geradores síncronos; ou, sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, microturbinas, células de combustíveis, etc. que são conectados com a rede através de interfaces de eletrônica de potência (conversores ca-cc, dispositivos IGBT) [61].

Assim, os geradores distribuídos podem operar considerando valores de potência ativa e potência reativa fixos, ou mantendo um determinado valor de fator de potência. Nestes dois casos, a barra de conexão, é representada como PQ, sendo desnecessária qualquer importante mudança no algoritmo de fluxo de potência apresentado. No entanto, quando uma unidade geradora é operada especificando sua potência ativa e tensão de saída, certos procedimentos devem ser implementados para manter essa tensão, assim como para monitorar os níveis da potência reativa.

Neste algoritmo de fluxo de potência pode ser utilizada a proposta de Cheng e Shirmohammadi [119], onde após uma iteração do fluxo de potência, as diferenças encontradas entre as tensões obtidas e as especificadas pelas barras PV são minimizadas através do ajuste da injeção de corrente reativa da unidade geradora, dentro das limitações correspondentes de geração reativa.

Assim, na iteração k , a injeção de corrente reativa necessária será calculada através da seguinte expressão:

$$[Z_{PV}][I_q]^{(k)} = [\Delta V_{PV}]^{(k)} \quad 3.6$$

sendo $[\Delta V_{PV}]$ o vetor do erro das tensões trifásicas para todos as barras PV (diferença entre os valores calculados e especificados) e $[Z_{PV}]$ a matriz de sensibilidade PV. Os valores finais da injeção de corrente reativa serão aqueles obtidos quando os valores de $[\Delta V_{PV}]$ são menores que uma determinada tolerância.

A matriz de sensibilidade $[Z_{PV}]$ é constante e real cuja dimensão é igual ao número de nós PV da rede. A coluna j de $[Z_{PV}]$ pode ser determinada aplicando uma corrente $I_j = 1,0 \angle 90^\circ$ ao nó PV j , com todas as cargas e geradores removidos, e obtendo as quedas de tensão através de uma varredura à montante e à jusante na rede de sequência positiva. Os valores de impedância serão numericamente iguais a essas quedas de tensão. No algoritmo, dependendo de conversões de barras PV a PQ, a matriz $[Z_{PV}]$ deverá ser atualizada.

Considerando npv barras PV, na iteração k , o processo para corrigir as tensões é o seguinte:

1. Calcular a magnitude do erro das tensões de sequência positiva para todas as barras PV.

$$\Delta V_{PV,i}^{(k)} = |V_i^E| - |V_i^{(k)}| \quad i = 1, 2, \dots, npv \quad 3.7$$

Sendo V_i^E magnitude da tensão especificada para o nó i . Se qualquer destes erros é maior que a tolerância especificada, ir no seguinte passo.

2. Calcular através da equação 3.6 as correntes reativas a serem injetadas nas barras PV. Se a capacidade de geração de potência reativa for ilimitada serão injetadas as correntes $I_{q,ia}^{(k)}$, $I_{q,ib}^{(k)}$, $I_{q,ic}^{(k)}$, a 90 graus adiantados da correspondente tensão $V_{ia}^{(k)}$, $V_{ib}^{(k)}$, $V_{ic}^{(k)}$ de cada barra PV.

$$\begin{aligned} I_{q,ia}^{(k)} &= |I_{q,i}^{(k)}| e^{j(90^\circ + \delta_{V_{ia}}^{(k)})} \\ I_{q,ib}^{(k)} &= |I_{q,i}^{(k)}| e^{j(90^\circ + \delta_{V_{ib}}^{(k)})} \\ I_{q,ic}^{(k)} &= |I_{q,i}^{(k)}| e^{j(90^\circ + \delta_{V_{ic}}^{(k)})} \end{aligned} \quad 3.8$$

sendo $\delta_{V_{ia}}^{(k)}$, $\delta_{V_{ib}}^{(k)}$ e $\delta_{V_{ic}}^{(k)}$ os ângulos das tensões trifásicas das barras PV. Dado que sempre existem restrições na capacidade de geração de potência reativa, no seguinte passo, esses limites são verificados para determinar se as injeções de correntes reativas necessárias são efetivamente disponíveis.

3. A geração de potência reativa requerida $Q_{R,i}^{(k)}$ é calculada para todas as barras PV.

$$Q_{R,i}^{(k)} = Q_i'^{(k)} + Q_{C,i} \quad i = 1, 2, \dots, npv \quad 3.9$$

sendo $Q_i'^{(k)}$ a nova injeção de potência reativa no nó i , e $Q_{C,i}$ a carga reativa especificada no nó i . $Q_i'^{(k)}$ é calculada usando as magnitudes das tensões das barras PV e as novas injeções de corrente (equação 3.10).

A nova injeção de corrente na barra PV i é uma combinação da injeção de corrente reativa requerida e aquela correspondente à carga (equação 3.11).

$$Q_i^{(k)} = \text{Im}\left\{V_{ia}^{(k)}(I_{ia}^{(k)})^*\right\} + \text{Im}\left\{V_{ib}^{(k)}(I_{ib}^{(k)})^*\right\} + \text{Im}\left\{V_{ic}^{(k)}(I_{ic}^{(k)})^*\right\} \quad 3.10$$

$$\begin{aligned} I_{ia}^{(k)} &= I_{q,ia}^{(k)} + I_{ia}^{(k)} \\ I_{ib}^{(k)} &= I_{q,ib}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} \\ I_{ic}^{(k)} &= I_{q,ic}^{(k)} + I_{ic}^{(k)} \end{aligned} \quad 3.11$$

4. $Q_{R,i}^{(k)}$ é comparada com os limites de potência reativa de cada unidade geradora.

$$Q_{R,i}^{\min} < Q_{R,i}^{(k)} < Q_{R,i}^{\max} \quad 3.12$$

Se $Q_{R,i}^{(k)}$ estiver dentro dos limites as correspondentes correntes reativas serão injetadas no nó PV de acordo com a equação 3.8. Caso $Q_{R,i}^{(k)}$ esteja fora de algum limite, o valor será ajustado ao limite violado, dividido por três para cada uma das fases. A linha e coluna deste nó PV i na matriz de sensibilidade $[Z_{PV}]$, são eliminadas, sendo que a matriz deve ser atualizada.

Este processo iterativo, passos 1 ao 4, continua até que os valores de $[\Delta V_{PV}]$ (equação 3.6) sejam todos menores que a tolerância especificada.

Este método de compensação, utilizado também em [123], apresentou em [125] sugestões para aumentar sua robustez.

3.2. Análise de Curto-Circuito

O processo de cálculo de correntes de curto-circuito, requerido na avaliação de alguns aspectos técnicos que serão introduzidos no Capítulo 4 e no Capítulo 5, foi implementado baseado em componentes simétricas e utilizando uma formulação matricial – métodos amplamente divulgados na literatura (por exemplo: [126]) –, incluindo também os valores de corrente pré-falta.

Assim, conhecendo-se as impedâncias de seqüência de todos os elementos do sistema pode-se construir um circuito de seqüência positiva, um de seqüência negativa e um de seqüência zero para um sistema determinado, obtendo a matriz de admitância de barra para cada uma das seqüências. Invertendo estas matrizes, obtêm-se as matrizes de impedância nodal correspondentes. Para sistemas de distribuição radiais as matrizes de seqüência positiva e negativa são idênticas.

Dada a esparsidade da matriz de admitância nodal, métodos que aproveitam tal característica podem ser utilizados para o cálculo explícito ou implícito da matriz de impedância. Neste trabalho foi utilizado o método de bifatorização apresentado por Zollenkopf em [127].

No cálculo das correntes de curto-circuito não foram empregadas resistências de falta (curto-circuito sólido).

3.3. O Algoritmo Evolutivo

Achar o ponto ou os pontos de conexão para que determinada GD traga o máximo de benefícios para uma rede de distribuição, é uma tarefa de natureza combinatória. Dependendo do número de unidades geradoras e de possíveis nós de conexão, a busca do arranjo da GD (configuração) que produza o melhor desempenho do sistema, pode apresentar a denominada explosão combinatória. Nestes casos, o grande número de possibilidades (espaço de busca) faz inviável uma análise exaustiva de cada possível configuração, requerendo de ferramentas que gerenciem de maneira estratégica o número de arranjos da GD a serem avaliados.

Problemas de natureza combinatória podem ser resolvidos através de diversas técnicas de otimização. No entanto, as características de determinados problemas dificultam sua modelagem através de abordagens clássicas. Assim, nas últimas décadas as técnicas metaheurísticas têm ganhado espaço. Em essência, elas são “métodos de solução que coordenam uma interação entre procedimentos de melhoramento local e estratégias de alto nível para criar um processo capaz de escapar do ótimo local e realizar uma busca robusta no espaço de solução” [128]. Dentre estas técnicas, os algoritmos genéticos (AGs) – termo cunhado em 1975 por John Holland [129] – têm-se popularizado em inúmeras aplicações reais, apresentando atualmente um desenvolvimento sustentável da sua teoria. As várias sofisticações que paulatinamente foram incorporadas nos AGs fizeram com que o termo “algoritmos evolutivos” (AEs) seja hoje em dia muito utilizado por pesquisadores.

Portanto, considerando a necessidade de representar o desempenho da rede através de um ou mais objetivos (seja usando índice de desempenho multiobjetivo ou a programação multiobjetivo) e a fácil adequação do problema nos critérios de codificação através de cromossomos, os AEs têm se apresentado como técnica de solução escolhida em diversos estudos [16, 68, 69, 75, 112, 115, 116]. Neste trabalho optou-se também por esta estratégia de otimização.

Nos AEs, baseados nos conceitos de seleção natural, os descendentes devem exibir certas características desejáveis, características que são determinadas a nível genético pela

forma em que os cromossomos dos pais são combinados. Assim, uma *população* de cadeias de caracteres – comumente denominadas como *cromossomos* – é utilizada. O rearranjo destas cadeias é realizada usando analogias simples de processos genéticos conhecidos como *recombinação* e *mutação*, e a busca é guiada pelos resultados da avaliação da função objetivo de cada cromossomo na população. Uma melhor função de adaptação (*fitness*), que considera a função objetivo acrescida de outros parâmetros (penalidades, por exemplo), representa uma melhor solução, levando a uma probabilidade maior do cromossomo se reproduzir.

O diagrama de blocos do AE proposto é apresentado na Figura 3.1. Cada etapa envolvida na implementação deste algoritmo é descrita a seguir. É importante salientar que a proposta utiliza conceitos tradicionais dos AEs, sendo que outras sofisticacões poderiam ser incorporadas [128].

3.3.1. Codificação

O problema de localização de unidades de GD vem a ser uma busca de configurações nas quais as únicas variantes são os pontos de inserção dos geradores, mantendo sempre a mesma topologia da rede de distribuição sob análise. A codificação de uma determinada configuração, ou seja, o cromossomo que a identifica, pode ser representado por um vetor constituído pelos “n” nós do sistema. A inserção de uma unidade de GD em um determinado nó faria com que a posição correspondente no cromossomo seja igual a um caractere que identifique o tipo de gerador, seja de acordo a sua capacidade nominal de geração, tipo de tecnologia, etc. Um outro caractere específico identificaria quando um nó não tem um gerador conectado. A Figura 3.2 mostra um exemplo de cromossomo, no qual os elementos iguais a zero seriam os nós sem GD, enquanto que aqueles elementos diferentes de zero indicariam a capacidade nominal (por exemplo: “1” para 300 kW e “2” para 600 kW) do gerador inserido no nó correspondente.

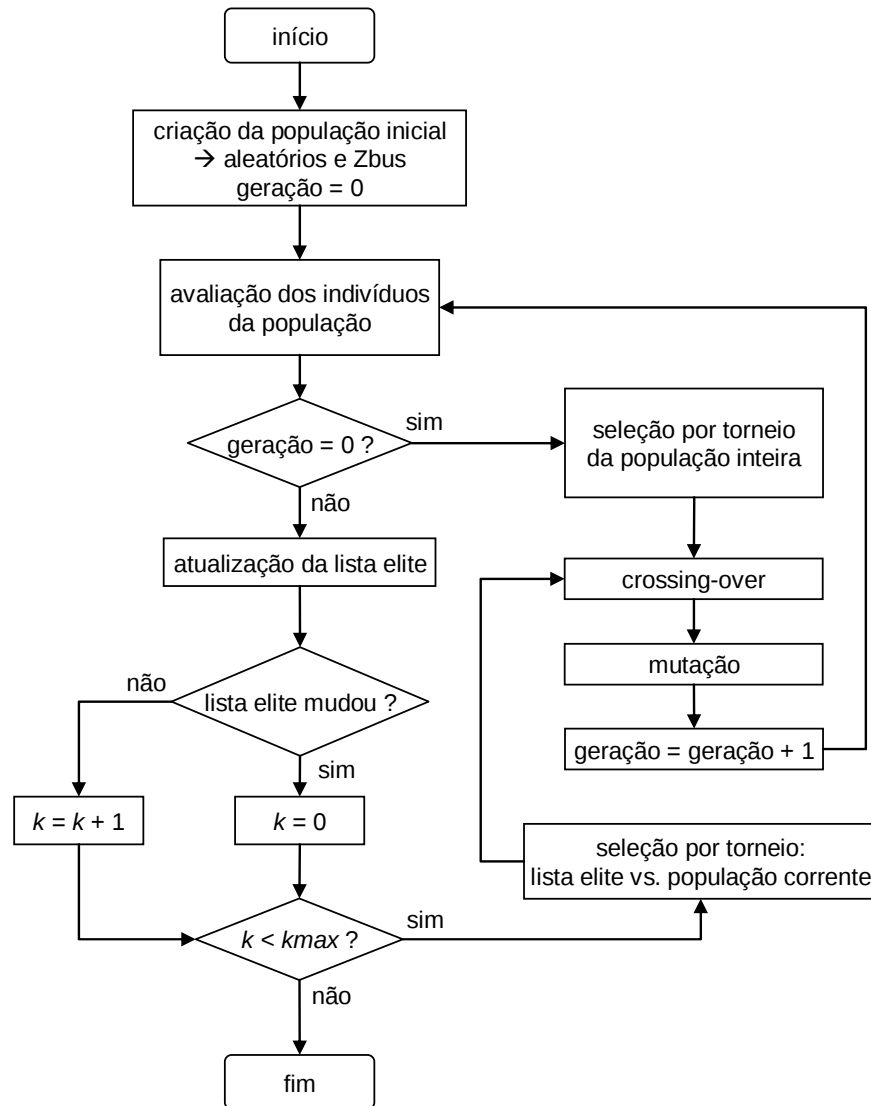


Figura 3.1 - Diagrama de blocos do AE proposto.

0	0	...	1	...	0	0	...	0	2	0	0
---	---	-----	---	-----	---	---	-----	---	---	---	---

Figura 3.2 - Exemplo de Cromossomo.

3.3.2. População Inicial

O tamanho da população inicial (número de cromossomos a serem considerados) e o método pelo qual o primeiro conjunto de configurações é elaborado são duas questões importantes que dependem da estratégia a ser utilizada. O tamanho da população dependerá certamente do tamanho da rede a ser analisada; assim, o método para escolher

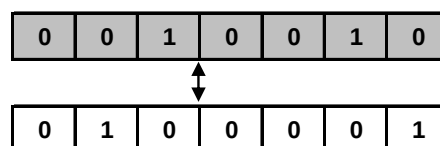
os indivíduos para a população inicial pode ter um caráter aleatório ou incluir algum procedimento inteligente.

Neste trabalho, metade da população inicial foi criada colocando, aleatoriamente, geradores num conjunto de nós que apresentavam a maior alocação de perdas durante a configuração original, ou seja, sem GD. O conjunto de nós com essas características são aqueles que normalmente se encontram no centro de carga e/ou são cargas expressivas na rede de distribuição. A outra metade das configurações foi aleatoriamente escolhida, ou seja, unidades de GD eram aleatoriamente inseridas nos nós factíveis da rede de distribuição estudada. Portanto, esta estratégia visa apresentar desde o começo do AE configurações de boa qualidade (desde o ponto de vista da diminuição das perdas do sistema) e com alto potencial de gerar descendência ainda melhor, mantendo ao mesmo tempo, diversidade através das configurações criadas de forma totalmente aleatória.

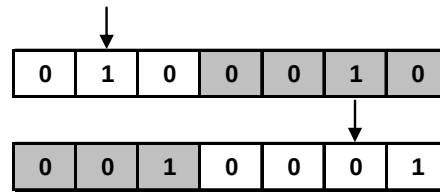
O método de alocação de perdas em sistemas de distribuição utilizado na criação da população inicial, foi proposto em [130], e é baseado no método denominado *Zbus*, elaborado para sistemas de transmissão [131]. Detalhes da implementação do método são apresentados na seção 3.4.

3.3.3. Operadores Genéticos

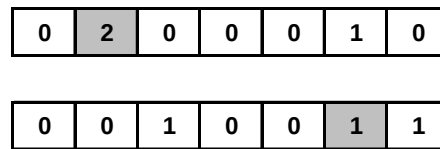
O processo de seleção é o primeiro a ser executado. Nele, cromossomos são selecionados para depois assumir a posição de “paternidade” através da recombinação, onde parte das características genéticas de um indivíduo substitui a correspondente parte de um outro. Finalmente, ainda mais simples que a recombinação, a mutação ocorre, mudando genes da recentemente criada descendência. A Figura 3.3 mostra um exemplo de recombinação e mutação, os dois considerando um único ponto. A descendência é constituída pela troca de características genéticas dos progenitores.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.3 - Exemplo de Recombinação e Mutação: (a) Escolha do ponto de recombinação nos cromossomos progenitores (b) Descendentes indicando os pontos escolhidos para mutação (c) Cromossomos resultantes da recombinação e da mutação.

Neste trabalho foi utilizada na primeira geração a seleção por torneio, onde um par de cromossomos é escolhido aleatoriamente, sendo selecionado aquele com melhor função de adaptação. Nas seguintes gerações continua sendo utilizada a seleção por torneio, mas é escolhido aleatoriamente um indivíduo da lista elite (o conceito de elitismo é explicado na seguinte subseção) e outro da população corrente. A recombinação e a mutação apresentam taxas, ou seja, probabilidades que indicam que estes operadores genéticos possam de fato acontecer. Caso a recombinação acontecer, ele primeiro escolhe um único ponto no par de cromossomos selecionados, identificando as partes da informação genética que irá ser trocada. Caso a mutação acontecer, um único gene do cromossomo analisado será afetado e assumirá uma característica diferente da corrente.

3.3.4. Elitismo e a Nova População

Se o conjunto de configurações obtidas após a recombinação e a mutação constituíssem a nova população em cada geração, estar-se-ia muito provavelmente arriscando perder os bons indivíduos obtidos. Para garantir a sobrevivência daqueles cromossomos com as melhores características, cria-se uma lista elite. Assim, o processo de seleção considera ambos os conjuntos: a lista elite e os cromossomos resultantes da mutação. A seleção é efetuada por torneio comparando dois indivíduos, um de cada

conjunto, selecionados aleatoriamente. O grupo de configurações resultantes passa posteriormente pelos operadores de recombinação e mutação.

3.3.5. Critério de Parada

Os AEs são métodos estocásticos que poderiam ser executados indefinidamente, precisando, portanto, de algum critério de parada. Aqui o critério foi considerar um número específico de gerações (k_{max} na Figura 3.1) no qual a lista de configurações elite não apresentasse mudanças.

3.4. O método de Alocação de Perdas Zbus

O método de alocação de perdas Zbus proposto por Conejo *et al.* [131], que será aplicado em sistemas de distribuição, foi escolhido principalmente pelo uso das equações exatas da rede, pelo fato de não precisar de aproximações, e por ser de fácil implementação.

Proposto em 2001, o método de alocação de perdas Zbus é utilizado nos sistemas de transmissão. Considera-se primeiramente a matriz de admitância de rede $Y = G + jB$, tipicamente grande, esparsa e não singular. Conhecendo os valores complexos das injeções de corrente nodais I e das tensões nodais V , as perdas ativas do sistema podem ser escritas em termos de Y e V , ou de Z e I sendo $Z = Y^{-1} = R + jX$ a matriz de impedância da rede.

Assim, as perdas totais do sistema L serão distribuídas sistematicamente entre as n barras do sistema:

$$L = \sum_{i=1}^n L_i \quad 3.13$$

em que L é calculado da seguinte maneira:

$$L = \text{Re} \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \right) \right\} \quad 3.14$$

A impedância Z_{kj} pode ser decomposta na sua resistência e reatância. No entanto, o somatório vinculado à reatância representa a agregação dos fluxos de potência das barras

conectadas através da matriz Z à barra k , que é igual a zero. Conseqüentemente, a equação 3.14 pode ser reescrita como sendo:

$$L = \text{Re} \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad 3.15$$

Finalmente, as perdas totais podem ser decompostas em n parcelas, que representam as perdas atribuídas a cada barra:

$$L_i = \text{Re} \left\{ I_i^* \left(\sum_{j=1}^n R_{ij} I_j \right) \right\} \quad 3.16$$

Neste ponto, devem ser consideradas duas particularidades dos sistemas de distribuição: a matriz de admitância da rede Y pode ser singular, pois o efeito capacitivo das linhas não é normalmente considerado; e, a alocação de perdas deve ser efetuada entre os agentes que utilizam a rede. Conseqüentemente, visando eliminar a singularidade da matriz Y e manter coerência na alocação das perdas, é necessário excluir a participação do nó de referência, i.e. a subestação. É importante remarcar que esta consideração não afeta a justa alocação, nem a obtenção do valor total das perdas do sistema, como discutido por Denis em [130].

O método aqui apresentado considera apenas uma fase. Portanto, sistemas desequilibrados devem passar por uma adaptação para poder calcular a alocação de perdas correspondente, ou simplesmente considerar a fase mais representativa.

Da mesma maneira como foi aproveitada a esparsidade da matriz Y para a obtenção da matriz de impedância nodal dentro do cálculo das correntes de curto-circuito, aqui o método de bifatorização [127] também é utilizado.

Capítulo 4. Análise de um Único Cenário de Operação

Introdução

Uma avaliação rápida, em termos de tempo computacional, dos efeitos da GD em uma determinada configuração de um sistema de distribuição pode ser efetuada levando em consideração cenários de operação críticos [30], onde para os níveis de carga e geração, a rede e os consumidores podem ser afetados adversamente. Assim, enquanto o cenário de máxima demanda/máxima geração permite observar os potenciais benefícios da GD, por exemplo, na redução das perdas e no melhoramento do perfil de tensão, o cenário de mínima demanda/máxima geração coloca em evidência os problemas de contra fluxos ou fluxos reversos, como também a elevação excessiva dos níveis de tensão.

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia para a avaliação do desempenho de sistemas de distribuição com GD, inicialmente utilizada no desenvolvimento deste trabalho [59]. Ela considera o cálculo de vários aspectos técnicos, durante cenários específicos de demanda e geração. Estes valores, apresentados de forma normalizada, são chamados de Índices de Impacto, e utilizam como “referência” a configuração original da rede de distribuição, i.e. a configuração sem unidades geradoras. O desempenho de uma configuração dada é determinado através de um único objetivo,

chamado aqui de Índice Multiobjetivo de Desempenho (*IMO*), o qual relaciona os valores normalizados de que cada Índice de Impacto usando fatores de ponderação.

Embora o *IMO* utilize o termo “multiobjetivo” devido à inclusão de diversos índices de impacto (objetivos) através da soma ponderada, a análise de um Único Cenário de Operação (UCO) aqui proposta é na verdade mono-objetivo, sendo o *IMO* esse único objetivo. Esta análise pode ser abordada de duas formas: exaustivamente, analisando cada uma das possíveis configurações da GD numa determinada rede de distribuição [59]; ou, utilizando o *IMO* como função objetivo em técnicas de otimização [68, 75].

4.1. Índices de Impacto na Análise UCO

Os índices a serem apresentados a seguir consideram os geradores distribuídos durante o momento de máxima geração. A demanda máxima da rede sob análise será o cenário utilizado para a avaliação de todos os índices, incluindo o índice vinculado à regulação da tensão que também usa a demanda mínima para capturar a variação de tensão entre os dois cenários de carga.

Para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando GD, os índices propostos são:

Perdas de Potência Ativa e Reativa

Embora a confiabilidade seja para muitas concessionárias o principal interesse, as perdas elétricas da rede têm sem dúvida uma consideração especial, particularmente devido às exigências econômicas e ambientais. A GD pode aliviar linhas e conseqüentemente reduzir as perdas, no entanto, contra fluxos de potência produzidos por unidades com capacidades consideráveis poderiam levar a elevados valores de perdas no sistema. Assim, o primeiro e segundo índices (ILp e ILq) expressam as perdas ativas e reativas nas linhas, respectivamente. Desta maneira, uma localização benéfica da GD diminuiria as perdas totais da rede, o que significaria valores de ILp e ILq mais pertos da unidade.

$$ILp^k = 1 - \frac{\text{Re}\{Perdas^k\}}{\text{Re}\{Perdas^0\}} \quad 4.1$$

$$ILq^k = 1 - \frac{\text{Im}\{Perdas^k\}}{\text{Im}\{Perdas^0\}} \quad 4.2$$

Sendo

- $Perdas^k$: Perdas de potência complexa totais da k -ésima configuração do sistema de distribuição;
- $Perdas^0$: Perdas de potência complexa totais da configuração do sistema de distribuição sem GD.

Tensão

Uma vantagem de uma localização e dimensionamento criteriosos da GD é a melhoria do perfil de tensão. O terceiro índice (IVD) é vinculado com a máxima queda de tensão, a qual, nesta abordagem trifásica, será considerada como a máxima queda de tensão entre cada fase de cada nó e o nó de referência. Este índice pode ser também utilizado para encontrar localizações proibitivas para unidades de geração quando limites de tensão preestabelecidos são considerados.

Desta maneira, de acordo com a equação 4.3, quanto mais perto da unidade está o valor do índice IVD , melhor é o desempenho da rede.

$$IVD^k = 1 - \max \left(\frac{|\bar{V}\phi_0| - |\bar{V}\phi_i^k|}{|\bar{V}\phi_0|} \right)_{i=1}^{NN-1} \quad 4.3$$

Sendo

- ϕ : Fases a , b e c ;
- $\bar{V}\phi_0$: Tensões no nó de referência (iguais em magnitude para as três fases);
- $\bar{V}\phi_i^k$: Tensões no nó i para a k -ésima configuração do sistema de distribuição;
- NN : Número de nós na rede analisada.

Esta formulação para calcular a máxima queda de tensão é adequada para a análise de um único alimentador. Em sistemas de distribuição com mais de um alimentador, a GD alivia a demanda e modifica o perfil de tensão do(s) alimentador(es) onde se encontra inserida. Portanto, o índice *IVD* deve considerar primeiramente o máximo melhoramento da queda de tensão nos alimentadores com GD, para depois normalizar aqueles valores em relação ao maior *IVD*. Desta forma, uma determinada configuração com GD que apresenta a maior melhoria receberá um *IVD* igual à unidade sendo que as outras a serem analisadas terão valores proporcionais (vide exemplo deste caso no Apêndice I).

Para assegurar que as tensões da rede não sejam afetadas adversamente, o caso da mínima demanda durante máxima geração de potência é também analisado desde que representa um caso de operação crítica [30]. Conseqüentemente, o quarto índice, relacionado com a regulação de tensão, mostra a diferença entre as tensões nodais durante as demandas máxima e mínima. É desejável ter esta variação o menor possível, ou seja, valores do índice *IVR* perto da unidade.

$$IVR^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NN-1} \max \left(\left| \frac{|\bar{V}\phi_i^k| - |\bar{V}\phi_i^{k\min}|}{|\bar{V}\phi_i^{k\min}|} \right| \right)}{NN - 1} \quad 4.4$$

Sendo

$\bar{V}\phi_i^{k\min}$: Tensões no nó i para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando demanda mínima.

Capacidade de Reserva de Corrente dos Condutores

Como resultado do fornecimento de energia perto das cargas, os fluxos de corrente podem diminuir em alguns trechos da rede, liberando assim mais capacidade. No entanto, poderia também incrementar os níveis além dos limites das linhas de distribuição. O quinto índice (*IC*) contempla informação importante sobre o nível das correntes que fluem na rede com relação à capacidade máxima dos condutores. Já que o recondutoramento está fora do escopo deste trabalho, de acordo com a equação 4.5, só aquelas configurações com valores positivos de *IC* (valores calculados de correntes que não ultrapassam os limites dos

condutores) serão analisadas. Entre aquelas configurações, valores perto da unidade para este índice, significam capacidade de reserva para o crescimento da demanda.

$$IC^k = 1 - \max \left(\frac{|\bar{J}\phi_m^k|}{CC\phi_m}, \frac{|\bar{J}n_m^k|}{CCn_m} \right)_{m=1}^{NL} \quad 4.5$$

Sendo

$\bar{J}\phi_m^k, \bar{J}n_m^k$: Correntes calculadas (fases e neutro) através do ramo m para a k -ésima configuração do sistema de distribuição;

$CC\phi_m, CCn_m$: Capacidade nominal de corrente dos condutores (fases e neutro);
e,

NL : Número de ramais na rede de distribuição.

Curto-Circuitos Trifásico e Fase-Terra

O sexto e sétimo índices ($ISC3$ e $ISC1$) estão relacionados com problemas da proteção e seletividade posto que avaliam a máxima taxa da corrente de curto-circuito entre os cenários com e sem GD. Estes índices passam ao engenheiro da distribuição uma noção de quanto a inserção da GD está impactando nos dispositivos de proteção que foram planejados para uma rede sem tais unidades de geração. Além disso, são afetados também o resto dos equipamentos, de um modo geral, que foram dimensionados considerando um nível máximo de curto-circuito sem GD. Portanto, utilizando as equações 4.6 e 4.7, um baixo impacto nestes quesitos é traduzido em valores dos índices $ISC3$ e $ISC1$ perto da unidade.

$$ISC3^k = 1 - \frac{\max \left(\frac{I_{SC} abc_i^k}{I_{SC} abc_i^0} \right)}{\frac{I_{SC} abc_*^k}{I_{SC} abc_*^0}} \quad 4.6$$

$$ISC1^k = 1 - \frac{\max\left(\frac{I_{SC}\phi_i^k}{I_{SC}\phi_i^0}\right)}{\frac{I_{SC*}^k}{I_{SC*}^0}} \quad 4.7$$

Sendo

- $I_{SC}abc_i^k$: Valor da corrente de falta trifásica no nó i para a k -ésima configuração do sistema de distribuição;
- $I_{SC}abc_i^0$: Valor da corrente de falta trifásica no nó i para a configuração do sistema de distribuição sem GD;
- $I_{SC}abc_*^k, I_{SC}abc_*^0$: Maior valor de corrente de falta trifásica na rede para a k -ésima configuração e seu correspondente para o sistema de distribuição sem GD;
- $I_{SC}\phi_i^k$: Valor da corrente de falta fase-terra no nó i para a k -ésima configuração do sistema de distribuição;
- $I_{SC}\phi_i^0$: Valor da corrente de falta fase-terra no nó i para a configuração do sistema de distribuição sem GD; e,
- I_{SC*}^k, I_{SC*}^0 : Maior valor de corrente de falta fase-terra na rede para a k -ésima configuração e seu correspondente para o sistema de distribuição sem GD.

Todos os sete índices apresentados dão sinais do desempenho da rede de distribuição sob análise. No entanto, estes índices não fornecem uma idéia global do desempenho do sistema pois não existe um elemento que os inter-relacione. Assim, o Índice Multiobjetivo de Desempenho, descrito na seguinte seção, é proposto para satisfazer esta necessidade.

4.2. Índice Multiobjetivo de Desempenho

O Índice Multiobjetivo para a avaliação do desempenho dos sistemas de distribuição com GD leva em consideração todos os Índices de Impacto apresentados na seção anterior, e os inter-relaciona estrategicamente através de fatores de ponderação. Portanto, o *IMO* é

essencialmente a soma ponderada de índices que mostram o desempenho da rede considerando aspectos técnicos específicos. Esta soma pode ser efetuada diretamente, tendo em vista que os Índices de Impacto encontram-se normalizados, ou seja, apresentam valores adimensionais.

O IMO , obtido de acordo com a equação 4.8, resultará conseqüentemente em valores compreendidos entre zero e a unidade. Valores perto da unidade identificarão configurações com GD que trazem mais benefícios à rede (baseados nos fatores de ponderação considerados).

$$IMO^k = w_1 ILp^k + w_2 ILq^k + w_3 IVD^k + w_4 IVR^k + w_5 IC^k + w_6 ISC3^k + w_7 ISC1^k \quad 4.8$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{i=1}^7 w_i = 1.0 \wedge w_i \in [0,1].$$

Sendo

w_i : O fator de ponderação para o i -ésimo Índice de Impacto.

Os fatores de ponderação têm por objetivo outorgar a importância correspondente a cada aspecto técnico analisado devido à presença da GD, e dependerão do tipo de estudo requerido (por exemplo: planejamento, operação em condições normais, operação em condições de emergência, etc.).

Em geral, é difícil determinar os valores mais adequados para estes fatores de ponderação. Aqui, a experiência dos engenheiros da distribuição deve ser explorada para obter valores apropriados. Além disto, os fatores de ponderação devem ser flexíveis posto que as concessionárias de energia elétrica apresentam diferentes interesses frente a aspectos técnicos como perdas, tensões, esquemas de proteção, etc. Esta flexibilidade faz com que a metodologia proposta seja atrativa como ferramenta para achar os pontos de inserção para a GD mais benéficos, considerando a perspectiva técnica da companhia distribuidora. Definitivamente, ao mesmo tempo, o conhecimento de tais locais poderia ter uma repercussão econômica no proprietário das unidades geradoras, dado que, através dos contratos, as concessionárias poderiam incentivar (ou o contrário) pontos de conexão determinados.

Capítulo 5. Análise de Diferentes Cenários de Operação

Introdução

A análise de um Único Cenário de Operação (UCO) é limitada no sentido que considera cenários específicos de demanda e geração. Embora ela permita detectar os impactos da GD em situações críticas, o consumo e a produção de energia elétrica têm, inerentemente, comportamentos variantes no tempo. Conseqüentemente, esta análise poderia levar a resultados que ofusquem os benefícios ou mascarem as desvantagens da GD. Assim, dependendo do nível das variações de geração ao longo do tempo de determinado tipo de tecnologia, faz-se necessário considerar as variações da produção de energia elétrica conjuntamente com as variações da demanda [84].

É definida a análise de Diferentes Cenários de Operação (DCO), neste trabalho, como aquela que considera em um horizonte de estudo determinado, os valores de demanda e geração que uma rede de distribuição com GD apresenta em cada um dos intervalos de tempo que conformam esse horizonte. Assim, a avaliação de uma configuração dada consiste em calcular o estado da rede correspondente a cada intervalo de tempo. Por exemplo, analisar uma configuração com GD de forma horária, ou seja, 24 horas por dia, para um horizonte anual (365 dias), resultaria em $24 \times 365 = 8760$ estados da rede, ou seja, 8760 fluxos de potência a serem executados. Conseqüentemente, é natural a

importância de ter neste tipo de análise o respaldo de um algoritmo de fluxo de potência eficiente, robusto e rápido, como o apresentado na seção 3.1.

O comportamento da demanda de energia elétrica é normalmente estimado pelas empresas de distribuição. Comumente chamados de *curvas de carga*, estes padrões definem, de acordo a determinados períodos que apresentam características particulares (por exemplo: dia útil/final de semana, estação do ano, etc.), a demanda horária diária de cada um dos tipos de consumidores encontrados nas redes de distribuição (por exemplo: residenciais, comerciais, industriais, etc.). Assim, conhecendo as curvas de carga predominantes dos consumidores de uma determinada rede de distribuição, pode-se criar a base de dados para os intervalos definidos no horizonte especificado pela análise DCO.

Dependendo da tecnologia utilizada pela GD inserida no sistema de distribuição analisado, a geração de energia elétrica pode ter um caráter muito variável. Esse é o caso da maioria das tecnologias que utilizam as chamadas fontes renováveis ou alternativas. As turbinas eólicas, além de precisar que as velocidades dos ventos estejam entre valores mínimos e máximos que dependem do tamanho e tipo do equipamento, elas produzem energia elétrica de uma maneira tão variável quanto o fluxo dos ventos. Na conversão dos raios solares em energia elétrica, também fatores sazonais e horários (dia e noite) afetam significativamente a uniformidade do produto final. A produção de energia elétrica aproveitando a energia cinética dos mares, é da mesma maneira regida por fatores naturais. No caso da biomassa, como por exemplo, as usinas sucroalcooleiras brasileiras que abraçaram a idéia de “exportar” energia elétrica para as redes de distribuição, durante o tempo de safra a energia exportada não apresenta grande intermitência. Já na época fora de safra, a falta de combustível faz com que, dependendo do gerenciamento da usina, a exportação fique restringida a poucos dias. Pequenas usinas hidráulicas apresentam também pouca variação na produção de energia elétrica em meses de chuvas, no entanto, este cenário muda drasticamente em épocas de seca.

Enquanto que a demanda pode ser caracterizada por períodos e classes de consumidores através das curvas de carga, a intermitência que apresenta a energia elétrica fornecida por certas tecnologias utilizadas na GD faz com que seja difícil sua caracterização periódica ou sazonal. Atualmente existem avançadas metodologias para prever, por exemplo, as velocidades dos ventos [132], o que leva, conseqüentemente, à

previsão da geração de um determinado parque eólico. No entanto, essa abordagem foge do escopo deste trabalho. Para a criação da base de dados da GD, aqui é proposta a utilização de dados históricos de geração ou do parâmetro meteorológico que leva ao cálculo respectivo. O intervalo de análise, assim como o horizonte, deve manter, logicamente, concordância com os dados dos consumidores.

Definidos o intervalo e o horizonte para a análise DCO, e criada a base de dados dos consumidores e da geração, é necessário avaliar, através dos Índices de Impacto, como uma determinada configuração da GD está afetando cada um dos aspectos técnicos considerados. Para isso, os índices apresentados na seção 4.1 não são mais válidos, posto que avaliam só um instante dado. Assim, eles precisam ser adaptados para a análise DCO. Além disso, dependendo da abordagem utilizada, seja usando o *IMO* ou a programação multiobjetivo, os Índices de Impacto estarão na forma normalizada ou como funções objetivo em valores reais, respectivamente.

Na seção a seguir são apresentados os Índices de Impacto adaptados para a análise DCO mono-objetivo, assim como o correspondente cálculo do *IMO*. Na sequência, a filosofia e estrutura da programação multiobjetivo proposta neste trabalho, é descrita.

5.1. Análise DCO Mono-objetivo

Dadas as limitações da análise UCO, apresenta-se como opção a análise de intervalos específicos de tempo durante um determinado horizonte, chamada neste trabalho como análise DCO. Uma abordagem desta análise é tratando os objetivos (índices de impacto) como um único objetivo, através da soma ponderada dos seus valores normalizados, ou seja, calculando o *IMO*, como apresentado na seção 4.2. No entanto, a consideração do horizonte de análise faz necessária a adaptação dos índices de impacto apresentados na análise UCO.

A seguir são apresentados os índices de impacto adaptados à análise DCO e, posteriormente, o correspondente cálculo do *IMO*.

5.1.1. Índices de Impacto na Análise DCO Mono-Objetivo

Os Índices de Impacto formulados na seção 4.1 devem ser adequados para harmonizar com a análise DCO. Assim, considerando um horizonte de um ano e intervalos

de análise horários, para a k -ésima configuração do sistema de distribuição com GD, os índices são:

Perdas de Potência Ativa e Reativa

A somatória das perdas de potência de cada intervalo horário conduz a uma análise não de potência e sim de energia. Portanto, os índices ILp e ILq expressam a energia ativa e reativa “perdidas” no horizonte de análise, respectivamente.

$$ILp^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} \text{Re}\{Perdas_i^k\}}{\sum_{i=1}^{NH} \text{Re}\{Perdas_i^0\}} \quad 5.1$$

$$ILq^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} \text{Im}\{Perdas_i^k\}}{\sum_{i=1}^{NH} \text{Im}\{Perdas_i^0\}} \quad 5.2$$

Sendo

- $Perdas_i^k$: Perdas de potência complexa totais da k -ésima configuração do sistema de distribuição durante a hora i ;
- $Perdas_i^0$: Perdas de potência complexa totais da configuração do sistema de distribuição sem GD durante a hora i ;
- NH : Número total de horas no horizonte considerado.

Tensão

O índice IVD está vinculado com o valor médio da máxima queda de tensão entre cada nó e o nó de referência no horário de ponta (máxima demanda) do dia analisado.

$$IVD^k = 1 - \frac{\sum_{l=1}^{ND} \max_{j=1}^{NN-1} \left| \frac{|\bar{V}\phi_0| - |\bar{V}\phi_j^{k,l}|}{|\bar{V}\phi_0|} \right|}{ND} \quad 5.3$$

Sendo

- ϕ : Fases a, b e c ;
- $\bar{V}\phi_0$: Tensões no nó de referência (iguais em magnitude para as três fases e para todos os horários);
- $\bar{V}\phi_j^{k,l}$: Tensões no nó j para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando o horário de ponta do dia l ;
- NN : Número de nós na rede; e,
- ND : Número de dias do horizonte analisado.

Capacidade de Reserva de Corrente dos Condutores

O índice IC utiliza o valor médio das máximas taxas das correntes fluindo através da rede com relação à capacidade nominal dos condutores correspondentes. Não foi considerado o momento da carga máxima, como ocorreu na equação 5.3, dado que a geração poderia ter uma participação expressiva – em termos de correntes – em outros cenários de carga.

$$IC^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} \max \left(\frac{|\bar{J}\phi_m^{k,i}|}{CC\phi_m}, \frac{|\bar{J}n_m^{k,i}|}{CCn_m} \right)_{m=1}^{NL}}{NH} \quad 5.4$$

Sendo

- $\bar{J}\phi_m^{k,i}, \bar{J}n_m^{k,i}$: Correntes calculadas (fases e neutro) através do ramo m para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando a hora i ;
- $CC\phi_m, CCn_m$: Capacidade nominal de corrente dos condutores (fases e neutro); e,
- NL : Número de ramais na rede de distribuição.

Curto-Circuitos Trifásico e Fase-Terra

Os índices $ISC3$ e $ISC1$ proporcionam o valor da máxima taxa da corrente de curto-circuito entre os cenários com e sem GD, no horário de ponta dos dias analisados.

$$ISC3^k = 1 - \max_{l=1} \left(\frac{\max_{j=1}^{NN} \left(\frac{I_{SC} abc_j^{k,l}}{I_{SC} abc_j^{0,l}} \right)^{NN}}{\frac{I_{SC} abc_*^{k,l}}{I_{SC} abc_*^{0,l}}} \right)^{ND} \quad 5.5$$

$$ISC1^k = 1 - \max_{l=1} \left(\frac{\max_{j=1}^{NN} \left(\frac{I_{SC} \phi_j^{k,l}}{I_{SC} \phi_j^{0,l}} \right)^{NN}}{\frac{I_{SC} \phi_*^{k,l}}{I_{SC} \phi_*^{0,l}}} \right)^{ND} \quad 5.6$$

Sendo

- $I_{SC} abc_j^{k,l}$: Valor da corrente de falta trifásica no nó j para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando o horário de ponta do dia l ;
- $I_{SC} abc_j^{0,l}$: Valor da corrente de falta trifásica no nó j para a configuração do sistema de distribuição sem GD considerando o horário de ponta do dia l ;
- $I_{SC} abc_*^{k,l}$,
 $I_{SC} abc_*^{0,l}$: Maior valor de corrente de falta trifásica na rede para a k -ésima configuração e seu correspondente para o sistema de distribuição sem GD, ambos considerando o horário de ponta do dia l ;
- $I_{SC} \phi_j^{k,l}$: Valor da corrente de falta fase-terra no nó j para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando o horário de ponta do dia l ;

$I_{SC\phi_j^{0,l}}$: Valor da corrente de falta fase-terra no nó j para a configuração do sistema de distribuição sem GD considerando o horário de ponta do dia l ; e,

$I_{SC*}^{k,l}, I_{SC*}^{0,l}$: Maior valor de corrente de falta fase-terra na rede para a k -ésima configuração e seu correspondente para o sistema de distribuição sem GD, ambos considerando o horário de ponta do dia l .

Como na análise UCO, os índices de impacto foram normalizados, tendo como referência a configuração sem GD. Estes índices atingirão valores adimensionais entre zero e um, sendo que valores perto da unidade indicam um melhor desempenho do aspecto técnico avaliado.

O índice IVR, utilizado na análise UCO, é desconsiderado na análise DCO dado que todos os diferentes estados de carregamento da rede já estão contemplados.

5.1.2. Índice Multiobjetivo de Desempenho

Mantendo a idéia exposta na equação 4.8 e, tratando-se de seis índices a serem inter-relacionados através dos fatores de ponderação, o cálculo do *IMO* muda para:

$$IMO^k = w_1 ILp^k + w_2 ILq^k + w_3 IVD^k + w_4 IC^k + w_5 ISC3^k + w_6 ISC1^k \quad 5.7$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{i=1}^6 w_i = 1.0 \wedge w_i \in [0,1].$$

Sendo

w_i : O fator de ponderação para o i -ésimo Índice de Impacto.

Os comentários apresentados na seção 4.2, referentes aos fatores de ponderação, continuam sendo válidos nesta abordagem.

5.2. Análise DCO Multiobjetivo

O Índice Multiobjetivo para a avaliação do desempenho dos sistemas de distribuição com GD, quando utilizado em técnicas de otimização, é na verdade um único objetivo,

calculado através de fatores de ponderação correspondentes a cada índice de impacto. Neste caso, visando a maximização dos benefícios da GD, procura-se obter o melhor *IMO* possível, ou seja, o máximo global do problema. A maior fraqueza desta metodologia está na dificuldade que existe em determinar os apropriados valores dos fatores de ponderação que possam escalar cada impacto técnico quando não se tem suficiente informação do problema. A calibração destes fatores torna-se ainda mais crítica desde que o *IMO* resultante, e conseqüentemente o máximo global, é sensível a qualquer variação deles.

A otimização multiobjetivo é diferente nesse aspecto, pois pode acontecer de não existir uma solução que seja a melhor (o máximo global) em relação a todos os objetivos. De fato, não existe uma definição universal de “ótimo”, como acontece na otimização mono-objetivo, o que gera dificuldade na hora de comparar resultados entre um método e outro, dado que a decisão em relação à “melhor” solução corresponde ao chamado *decision maker* [133]. Em um problema típico de otimização multiobjetivo, existe um conjunto de soluções que são “superiores” quando todos os k objetivos são considerados. No entanto, quando 1 ou $k-1$ objetivos são analisados, elas podem ser “inferiores” às demais. Estas soluções são conhecidas como soluções *ótimas de Pareto* ou soluções *não dominadas*. As soluções restantes são conhecidas como soluções dominadas. Dado que nenhuma das soluções no conjunto de não dominadas é estritamente melhor que qualquer outra, qualquer uma delas é uma solução aceitável. No entanto, a escolha de uma solução em particular requer conhecimento profundo do problema sob análise, assim como um número de fatores vinculados a ele. Conseqüentemente, uma solução escolhida por alguém em um momento dado, pode não ser apropriada para outra pessoa, ou em um cenário com outras condições. Portanto, na programação multiobjetivo é útil fornecer as diversas soluções ótimas de Pareto [85].

Os algoritmos evolutivos têm-se apresentado particularmente adequados na solução de problemas de otimização multiobjetivo posto que gerenciam simultaneamente um conjunto de possíveis soluções (população) o que permite encontrar várias das soluções ótimas de Pareto na execução do algoritmo, fato que não aconteceria usando técnicas tradicionais de programação matemática.

A subseção seguinte apresentará os principais métodos que originaram a ampla literatura existente sobre as técnicas de otimização multiobjetivo baseadas nos AEs. Na

seqüência, é apresentado o método utilizado neste trabalho, baseado no NSGA. Finalmente, os índices de impacto na análise DCO apresentados na seção anterior são colocados na sua forma não normalizada para serem utilizados como funções objetivo.

5.2.1. A Programação Multiobjetivo utilizando AGs

Em 1985, Schaffer [134] apresentou uma abordagem que pavimentou o caminho da pesquisa da otimização multiobjetivo usando AGs. Chamada de *Vector Evaluated Genetic Algorithm* (VEGA), uma extensão do programa GENESIS [135] para incluir múltiplas funções objetivo, diferencia-se do AG simples somente na forma em que a seleção era realizada. Esse operador genético foi modificado de modo a que em cada geração um número de subpopulações era gerado, fazendo uma seleção proporcional de acordo a cada função objetivo. Assim, um problema com k objetivos, seriam geradas k subpopulações de tamanho N/k (sendo N o tamanho da população total). Estas subpopulações seriam misturadas para obter a nova população de tamanho N , para logo aplicar os operadores de recombinação e mutação. As soluções geradas por este processo eram não dominadas no espaço local já que a não dominância era limitada à população corrente. Além disso, sendo um indivíduo dominado localmente, ele também é dominado globalmente, mas o conceito inverso não é sempre válido. Notou-se o problema da “evolução da espécie” (*speciation*), que basicamente é a aparição de indivíduos com um desempenho “moderadamente bom” de todas as funções, mas com nenhuma função sendo a “melhor”. Esta situação é indesejável desde que a meta não é procurar soluções que correspondam ao compromisso das funções objetivo, e sim aquelas que são as melhores em pelo menos uma função. Enquanto que a sua principal vantagem era a simplicidade de implementação, a grande desvantagem, além de existir certa propensão para algumas soluções ótimas de Pareto, era a inabilidade em produzir as soluções ótimas de Pareto na presença de espaços de busca não convexos [133].

O método MOGA (*Multiple Objective Genetic Algorithm*) [136] proposto por Fonseca e Fleming em 1993, sugeria a atribuição a todo cromossomo de um número (*rank*) que identifique a quantidade de indivíduos, na população corrente, que dominam ele somado da unidade. Assim, os indivíduos não dominados recebem rank igual a 1, sendo que os outros são penalizados. O cálculo da função de adaptação depende do rank, fazendo uma interpolação entre o melhor e o pior. Para manter a mesma função de adaptação entre

indivíduos com mesmo rank, é computada a média correspondente. Dado que este cálculo da função de adaptação pode levar à convergência prematura, utilizou-se o conceito de *sharing* nos valores das funções objetivo. No *sharing* é realizada a operação de seleção usando valores degradados, neste caso, das funções objetivo, obtidos dividindo o valor da função de adaptação original de um indivíduo por uma quantidade proporcional ao número de indivíduos ao redor dele. Isto causa a co-existência de múltiplos pontos ótimos na população. Relativamente fácil de implementar, o MOGA tem como ponto fraco o uso do rank, sendo seu desempenho muito dependente da adequada escolha dos fatores de *sharing*, pois é aplicado no espaço. No entanto, a proposta é completa e apresenta uma boa metodologia para computar apropriadamente os fatores [133].

O *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA) [85], apresentado em 1994 por Srinivas e Deb (trabalho original apresentado em 1993 [137]), baseia-se na classificação dos indivíduos através de várias camadas ou fronteiras (*fronts*). Antes da seleção, os elementos da população que são não dominados formam a primeira fronteira não dominada, e um valor de função de adaptação provisória (*dummy fitness function*), proporcional ao tamanho da população, lhes é atribuído. Para manter a diversidade da população, utiliza-se o *sharing* nas funções de adaptação provisórias. Logo, estes indivíduos não dominados são ignorados temporariamente para processar o resto da população da mesma maneira, para assim identificar os indivíduos da segunda fronteira não dominada. A este novo conjunto de pontos atribuem-se novos valores de função de adaptação provisória a qual é mantida menor do que o menor valor após o *sharing* da fronteira prévia. Este processo é efetuado até que a população inteira é classificada em várias fronteiras. Posteriormente, a nova população é gerada de acordo aos valores das funções de adaptação provisórias. A seleção proporcional estocástica é utilizada. Pelo fato que os indivíduos da primeira fronteira têm os maiores valores de função de adaptação, eles sempre geram mais cópias que o resto da população. A intenção é a procura de regiões não dominadas ou fronteiras ótimas de Pareto. A eficiência do NSGA está na forma em que múltiplos objetivos são reduzidos à função de adaptação provisória usando o processo de classificação por não dominância (*non-dominated sorting*), ou seja, pode utilizar qualquer número de objetivos. A utilização do *sharing* na função de adaptação provisória, em lugar dos valores das funções objetivo, assegura uma melhor distribuição dos

indivíduos, permitindo a existência de múltiplas soluções equivalentes. Isto leva a ter uma melhor cobertura das fronteiras de Pareto [133].

Uma técnica de seleção por torneio utilizando a dominância de Pareto foi proposta em 1993 por Horn e Nafpliotis [138] e divulgada mais amplamente em 1994 [139]. Neste método, um “conjunto de comparação” é composto por um número específico de indivíduos escolhidos aleatoriamente na população no começo de cada processo de seleção. Dois indivíduos aleatórios são escolhidos da população para selecionar o ganhador da seleção por torneio de acordo com o seguinte procedimento. Os dois indivíduos são comparados com os membros do conjunto de comparação para verificar a dominância em relação às funções objetivo. Se um deles é não dominado e o outro dominado, então, o ponto não dominado é selecionado. Caso os dois forem não dominados ou dominados, um parâmetro chamado de “estimação de nicho” (*nich count*) é avaliado para cada um deles na população inteira. A estimação de nicho é calculada simplesmente computando o número de pontos na população dentro de uma “distância” dada desde um indivíduo. O indivíduo com menor estimação de nicho é selecionado. O efeito dos múltiplos objetivos é levado em conta no cálculo da dominância. Dado que a dominância é obtida por comparação de um indivíduo com um grupo aleatoriamente selecionado (conjunto de comparação), o sucesso deste método depende principalmente do número de indivíduos a serem inseridos nesse grupo. Se o tamanho do grupo não é escolhido apropriadamente, verdadeiros pontos não dominados podem não ser encontrados. Um tamanho pequeno do conjunto pode levar à obtenção de poucos pontos não dominados, enquanto que um tamanho grande levaria à convergência prematura. No entanto, o conceito de formação de nichos entre os pontos não dominados é um dos aspectos importantes do trabalho [85].

5.2.2. Otimização Multiobjetivo baseada no NSGA

O algoritmo implementado neste trabalho é baseado no método NSGA devido à vantagem que ele apresenta: a implementação de uma classificação de rank de acordo à não dominância dos indivíduos na população e a distribuição dos pontos não dominados através da formação de nichos, causam que diferentes pontos não dominados possam ser encontrados na população [85]. O diagrama de blocos do algoritmo é mostrado na Figura 5.1.

Nesta proposta, foi resgatada principalmente a idéia das fronteiras de soluções ótimas de Pareto. Assim, embora não seja mantida a contagem e classificação das fronteiras, uma lista com as configurações não dominadas é criada e conservada como lista elite (vide subseção 3.3.4). O sharing é descartado posto que a técnica de elitismo cumpre, de certa forma, a função dele. Assim, as adequações feitas no AE apresentado na subseção 3.3 foram menores, dado que o conceito de elitismo já estava incorporado.

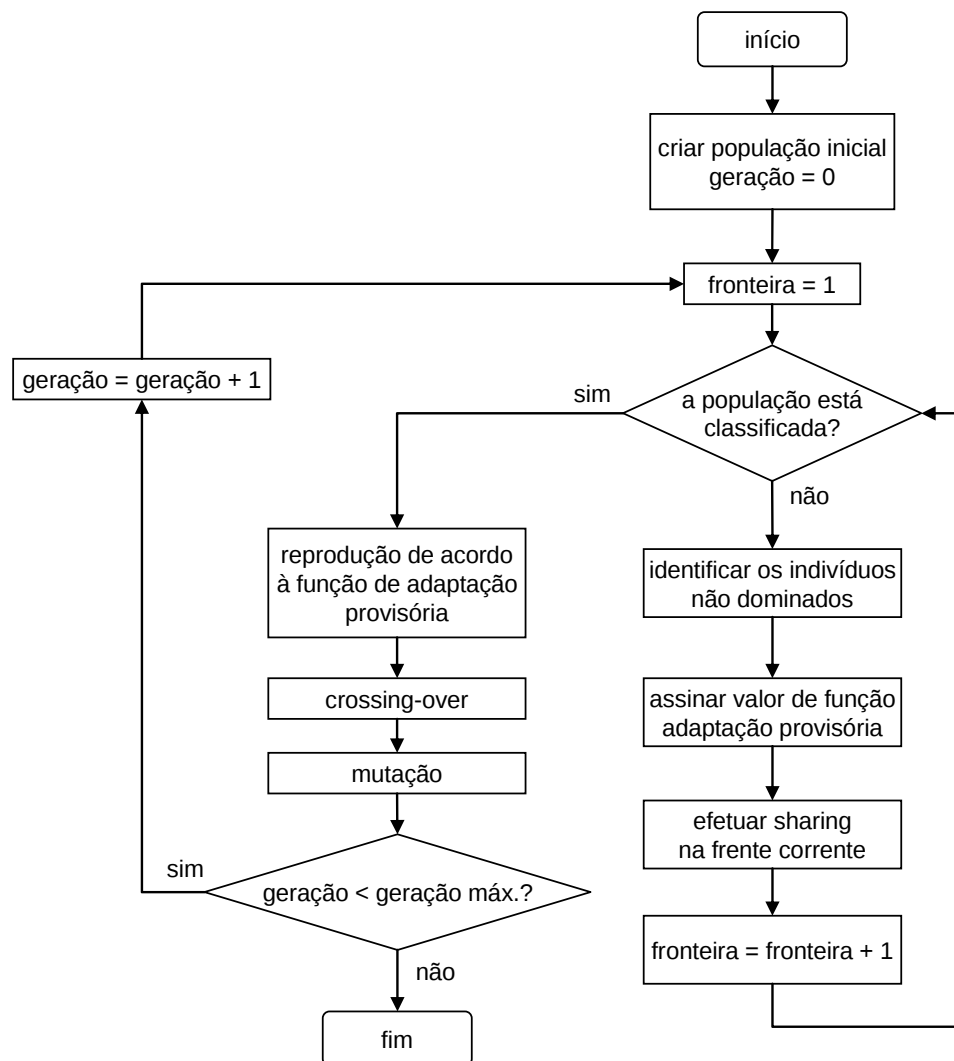


Figura 5.1 - Diagrama de blocos do algoritmo NSGA [85].

No diagrama de blocos apresentado na Figura 5.2 destacam-se as etapas em que o AE da Figura 3.1 deve considerar a abordagem de otimização multiobjetivo. O principal conceito na hora de avaliar um conjunto de configurações (formação da lista de soluções

ótimas de Pareto), ou simplesmente duas configurações (processo de seleção por torneio), é a não dominância.

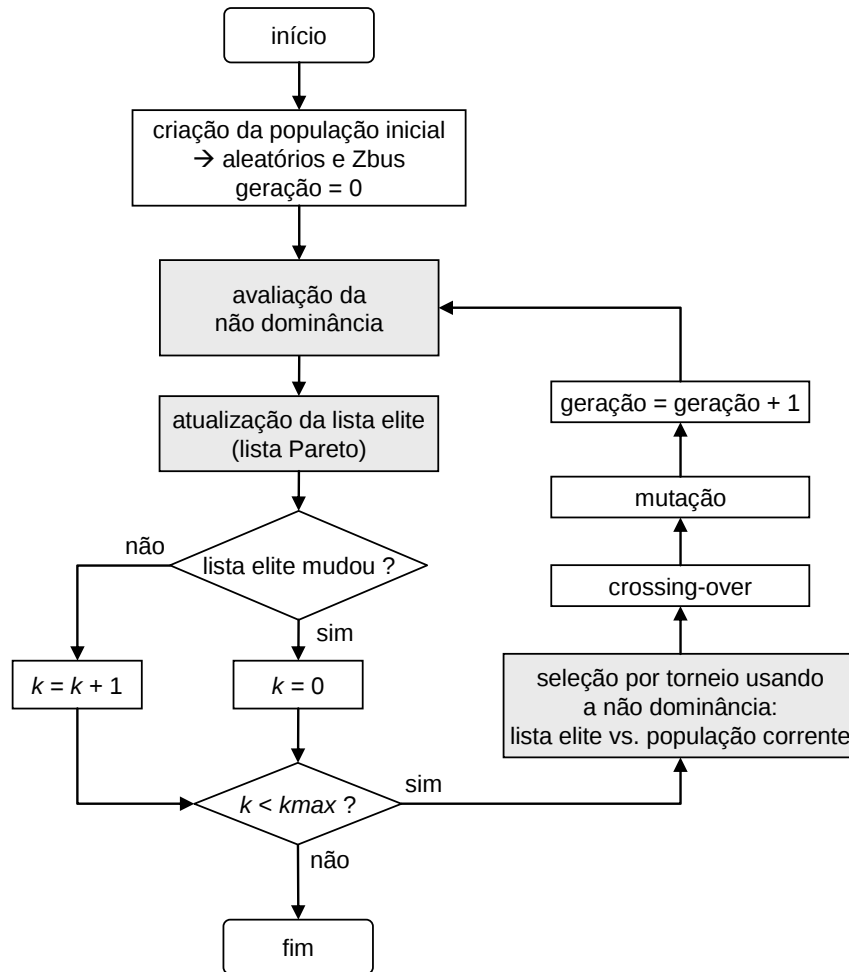


Figura 5.2 - Diagrama de blocos do AE proposto utilizando Otimização Multiobjetivo.

Para definir o conceito de não dominância, precisa-se ao mesmo tempo definir a dominância.

Dominância: Dado um problema multiobjetivo com k funções objetivo a serem simultaneamente minimizadas. A solução x_1 domina a solução x_2 se x_1 é melhor que x_2 em pelo menos um objetivo f_i e não é pior em nenhum outro objetivo f_j , sendo $j, i=1,2,...,k$ e $j \neq i$.

Não Dominância: Uma solução $x_1 \in P$ ($P \subset S$, sendo S o espaço de busca completo do problema), que domina qualquer outra solução $x_2 \in P$ é chamada de solução não dominada

em P . Soluções que são não dominadas no espaço de busca completo S são chamadas de soluções ótimas de Pareto (critério de otimalidade de Pareto).

O processo a ser utilizado na análise da dominância ou não dominância de cada solução em relação às outras em uma geração dada, deve ser eficiente de tal maneira que todas as soluções não dominantes sejam levadas em consideração, assegurando assim uma diversificada lista de soluções ótimas de Pareto. No Apêndice II é detalhado o procedimento implementado neste trabalho para identificar os indivíduos não dominados através de bases de conhecimento.

5.2.3. Índices de Impacto na Análise DCO Multiobjetivo

Os índices de impacto na abordagem da otimização multiobjetivo convertem-se em funções objetivo. A escolha dos aspectos técnicos a serem considerados deve, além de refletir os interesses da concessionária, procurar que as características deles sejam contraproducentes entre si, ou seja, que a minimização de um provoque a degradação de outro. Este “conflito de interesses” leva a obtenção de uma ampla gama de soluções ótimas de Pareto.

Três funções objetivo são consideradas nesta análise: perdas ativas de energia; exportação de energia através da subestação, ou seja, para o sistema de subtransmissão ou transmissão à montante da subestação; e, níveis de curto-circuito fase-terra. Dado que na análise DCO são consideradas as variações da demanda e da geração em um horizonte dado, as perdas e a exportação variarão consideravelmente entre os intervalos estudados. Conseqüentemente, estas duas funções objetivo avaliaram o valor total da energia “perdida” no sistema e “exportada” pelo sistema, respectivamente, em um horizonte anual dividido por intervalos horários. Por outro lado, os níveis de curto-circuito estão mais relacionados com a configuração da GD na rede estudada do que com a intermitência da demanda e da geração. Assim, dependendo do tamanho da rede, esta abordagem faz com que a análise seja mais complexa e com alta demanda de tempo de processamento.

É importante salientar que, visando atender a contraproducência dos objetivos, o número aqui considerado é reduzido comparado com os impactos técnicos da análise UCO (vide seção 4.1) ou da análise DCO mono-objetivo (vide subseção 5.1.1). As perdas reativas, assim como a queda de tensão, estão muito vinculadas com as perdas ativas,

portanto, não diversificariam a fronteira de soluções ótimas de Pareto. Da mesma maneira ocorre com os níveis de curto-circuito trifásico, com tendências muito similares aos níveis de falta fase-terra. Assim, foram escolhidas as funções objetivo baseadas nas perdas ativas e a falta fase-terra, dada seu constante emprego no estudo dos efeitos da GD nos sistemas de distribuição [3, 15, 19, 59, 68, 75]. Pensando nos efeitos negativos que um excesso de geração pode causar, e, ao mesmo tempo, seguindo a visão da geração de energia elétrica – o máximo aproveitamento dos recursos – é que foi incluída a função objetivo relacionada com a exportação de energia no sistema à montante. Esta função é também contraproducente com as outras duas, o que resulta em uma maior diversificação de soluções ótimas de Pareto.

Para a k -ésima configuração do sistema de distribuição com GD, as funções objetivo consideradas são apresentadas a seguir:

Perdas Ativas

Toda empresa de distribuição visa minimizar os custos de operação, e entre os principais alvos encontram-se as perdas técnicas. Somando as perdas intervalo a intervalo, é obtido, para o horizonte analisado, as perdas de energia totais do sistema, como apresentado na equação 5.8.

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^{NH} \text{Re}\{Perdas_i^k\} \quad 5.8$$

Sendo

$Perdas_i^k$: Perdas de potência complexa totais da k -ésima configuração do sistema de distribuição durante a hora i ;

NH : Número total de horas no horizonte considerado.

Exportação de Energia

Dependendo da localização das unidades de GD e a diferença entre a potência gerada e a demanda em um instante dado, as cargas à jusante dos pontos de conexão ou ainda a demanda total do sistema poderiam ser menores que a geração total. Portanto, os chamados contra fluxos ou fluxos reversos aparecerão na medida em que a produção de energia

excedente é exportada à montante. As mudanças nos perfis de tensão induzidos pelos contra fluxos serão capturadas pela função objetivo anterior, dado o vínculo direto que existe com as perdas nas linhas. No entanto, os efeitos negativos permanecem sem ser avaliados, em particular, os relacionados com a capacidade do transformador para controlar a tensão sob condições de contra fluxos, assim como a interferência com a seletividade dos sistemas de proteção da rede. Para este efeito, a seguinte equação expressa a correspondente função objetivo:

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^{NH} \text{Re}\{EE_i^k\} \quad 5.9$$

Sendo

EE_i^k : Potência complexa total exportada através da subestação para a k -ésima configuração do sistema de distribuição durante a hora i .

Por outro lado, dadas as vantagens para o meio-ambiente e o constante melhoramento da relação custo-benefício das tecnologias da GD, sua geração não deve ser limitada, conseqüentemente, a energia exportada deve ser maximizada:

$$\text{Maximizar } \sum_{i=1}^{NH} \text{Re}\{EE_i^k\} \quad 5.10$$

Ambas as abordagens, minimização ou maximização, para a energia exportada dependem das políticas da concessionária. Portanto, as duas serão estudadas neste trabalho.

Níveis de Curto-Circuito Fase-Terra

A máxima relação de curto-circuito fase-terra encontrada em uma configuração com GD e a configuração original, considerando o horário de ponta dos dias analisados, é obtida através da equação 5.11. Por causa do impacto direto que as correntes de falta têm num sistema de proteção não planejado para atuar com unidades de geração, este valor deve ser minimizado.

$$\text{Minimizar } \max \left(\max \left(\frac{I_{SC} \phi_j^{k,l}}{I_{SC} \phi_j^{0,l}} \right)_{j=1}^{NN} \right)_{l=1}^{ND} \quad 5.11$$

Sendo

- ϕ : Fases a , b e c ;
- $I_{sc}\phi_j^{k,l}$: Valor da corrente de falta fase-terra no nó j para a k -ésima configuração do sistema de distribuição considerando o horário de ponta do dia l ;
- $I_{sc}\phi_j^{0,l}$: Valor da corrente de falta fase-terra no nó j para a configuração do sistema de distribuição sem GD considerando o horário de ponta do dia l ;
- NN : Número de nós na rede; e,
- ND : Número de dias do horizonte analisado.

Capítulo 6. Testes e Resultados

Introdução

O Capítulo 4 e o Capítulo 5 mostraram a “evolução” das técnicas propostas neste trabalho para a avaliação do desempenho de redes de distribuição com Geração Distribuída (GD). A análise de um Único Cenário de Operação (UCO), atrativa pela sua simplicidade, utiliza o Índice Multiobjetivo de Desempenho (*IMO*) – calculado através da soma ponderada de outros índices – para avaliar diversas configurações. A rede a ser analisada pode ter os arranjos da GD avaliados exaustivamente (todas as configurações possíveis), ou através de uma técnica de otimização, neste caso, um Algoritmo Evolutivo (AE). A intermitência que algumas tecnologias da GD apresentam na geração de energia elétrica, principalmente aquelas que utilizam fontes renováveis, faz necessário incluir múltiplos cenários e/ou as incertezas envolvidas, aumentando a complexidade do problema. A análise de Diferentes Cenários de Operação (DCO) requer, desta maneira, a solução do fluxo de potência para cada intervalo considerado no horizonte sob estudo. Após adaptações correspondentes à análise DCO, o *IMO* pode ainda ser utilizado, seja considerando configurações exaustivamente ou de forma otimizada. No entanto, visando uma avaliação otimizada com resultados mais diversificados, é introduzida a técnica de programação multiobjetivo, que aproveita a estrutura do AE proposto.

Esta evolução na complexidade e na melhoria dos resultados será demonstrada, neste capítulo, através da comparação dos resultados obtidos utilizando cada uma das técnicas

descritas. Para isto, será utilizada a rede de distribuição teste de média tensão chamada de IEEE-34 [86, 87]. Neste alimentador, originalmente passivo, ou seja, sem nenhum gerador distribuído, serão conectadas unidades de geração. O objetivo é verificar, levando em conta certas considerações, qual ou quais são as configurações que apresentam melhor desempenho, sob o ponto de vista da rede de distribuição. Enquanto que na abordagem UCO é utilizado um cenário de carga e geração, na abordagem DCO é necessária uma base de dados que contemple cada intervalo a ser analisado no horizonte sob análise. Assim, visando avaliar o impacto que a intermitência da GD pode exibir, foi escolhida a forma de geração que atualmente apresenta uma crescente penetração nos sistemas de potência no mundo inteiro: a geração eólica [56]. Foram utilizados dados horários de ventos ao longo de um ano, sendo que a carga foi descrita por curvas de demanda diárias sazonais.

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira: a seção 6.1 descreve a rede teste utilizada, assim como as curvas de carga, dados de geração, e demais considerações. Na seção 6.2 e na seção 6.3, são abordadas as análises UCO e DCO, respectivamente, cada uma subdividida em avaliação exaustiva e otimizada.

6.1. Dados e Considerações Gerais

6.1.1. Rede Teste e Demanda

Com o intuito de disponibilizar um conjunto de dados comuns para que desenvolvedores e usuários de programas computacionais possam verificar a exatidão das suas soluções, o Subcomitê de Análise de Sistemas de Distribuição do IEEE disponibilizou, em 1991, o artigo [86], cujos dados atualizados encontram-se em [87]. Desta última referência, foram utilizados os dados correspondentes ao alimentador radial de média tensão, nomeado de IEEE-34. Diferentemente do que normalmente é pensado das redes testes disponíveis na literatura especializada, a rede IEEE-34 é, casualmente, um alimentador real localizado no estado de Arizona, EUA.

O alimentador, trifásico a quatro fios (fase *a*, *b*, *c* e cabo neutro), caracteriza-se por apresentar baixo carregamento, mas distante da subestação. O perfil de tensão é mantido em valores adequados através de dois reguladores, no entanto, eles não são incluídos na análise devido à presença da GD e a conseqüente incompatibilidade [23, 40]. No entanto, um estudo mais detalhado precisaria incluí-los. Da mesma maneira, o transformador

abaixador que atua em um pequeno trecho do sistema, é desconsiderado. Os capacitores shunt, assim como a admitância shunt das linhas, são levados em conta. Como comentado em [87], devido às distâncias dos trechos e ao desequilíbrio das cargas, problemas de convergência podem aparecer. Contudo, o uso do algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios, apresentado na seção 3.1, garante a convergência e a obtenção de resultados confiáveis [121, 122]. Utilizando a numeração original, o sistema IEEE-34 é apresentado na Figura 6.1. Para facilitar a rápida localização dos nós, neste trabalho será utilizada a rede mostrada na Figura 6.2, que apresenta a renumeração produzida internamente pelo algoritmo de fluxo de potência utilizado.

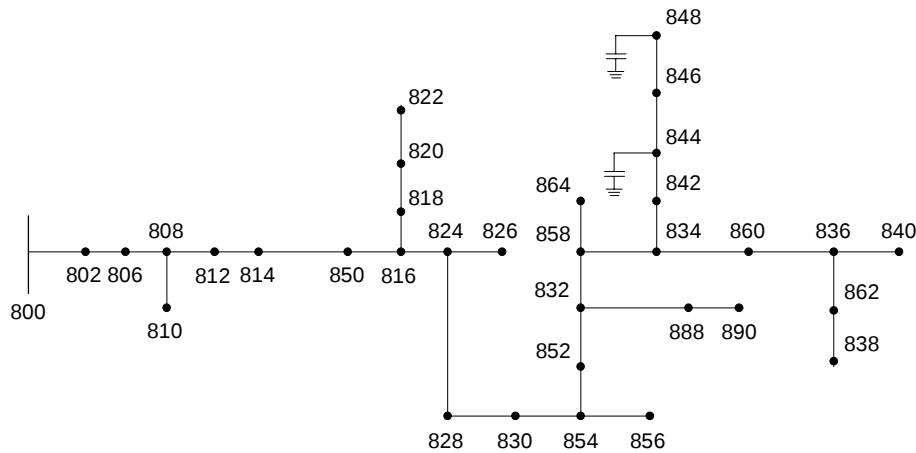


Figura 6.1 - Alimentador teste IEEE-34 com numeração original [86, 87].

A tensão nominal do alimentador é de 24,9 kV fase-fase. A demanda total – considerada aqui, para fins da análise UCO, como demanda máxima – soma 1769 kW, sendo que 72% das cargas estão concentradas a 56 km da subestação. A relação X/R vai desde 0,91 até 2,25. O alimentador apresenta cabos ACSR 1/0, 2 e 4. O transformador abaixador 24,9 kV/4,16 kV (trecho 19-20 na Figura 6.2) é substituído por uma configuração e tamanho de linha igual ao trecho 20-22. Os dados de carga e de linha utilizados são apresentados em detalhe no Apêndice III.

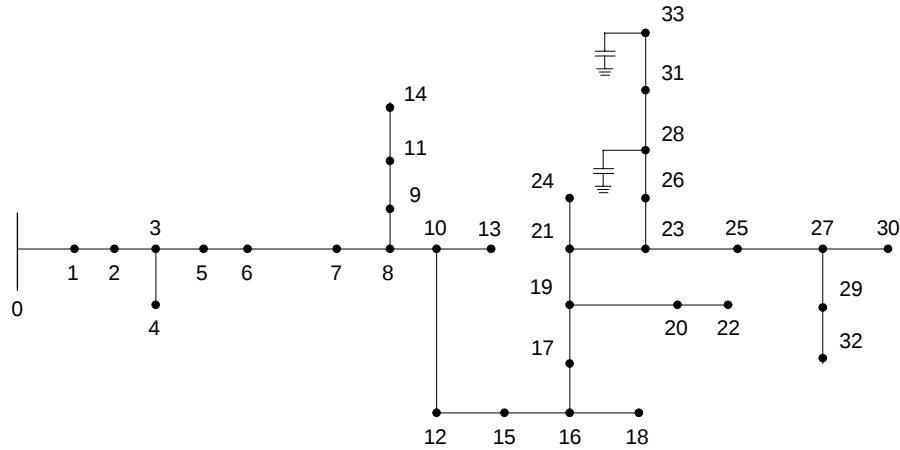


Figura 6.2 - Alimentador teste IEEE-34 após renumeração - Configuração original (sem GD).

Para a análise UCO, considerando um único cenário de carga, a rede teste IEEE-34 pode ser utilizada diretamente. No entanto, para seu uso na análise DCO, dados que exibam a intermitência da demanda são necessários. Os intervalos para a medição da demanda variam entre as concessionárias, sendo os mais comuns 15, 30 e 60 minutos [6]. Neste trabalho, foram empregadas curvas de carga diária sazonais, as quais representam o comportamento típico hora a hora do consumidor durante determinada estação do ano. O intervalo horário foi escolhido devido à disponibilidade das curvas de carga, assim como a concordância com os dados da geração que serão apresentados posteriormente. Consideraram-se as curvas de carga para a classe residencial apresentadas em [140], as quais foram adaptadas para os valores médios da demanda pico no inverno e da demanda mínima no verão, de acordo com a Associação de Eletricidade (*Electricity Association*) do Reino Unido. Estas curvas, transportadas para valores em p.u., são mostradas na Figura 6.3. Na análise proposta, o período de Inverno considera os meses de dezembro, janeiro e fevereiro, e o Verão os meses de junho, julho e agosto. Os meses restantes conformam a curva Outono-Primavera. Assim, considerando como 1,0 p.u. os valores de demanda apresentados no Apêndice III para a rede teste IEEE-34, a criação dos dados de demanda anual seria realizada através do escalonamento desses valores de carga de acordo com os valores horários em p.u. da curva de demanda diária correspondente. Com estas considerações, o valor da demanda de energia para o 2003, excluindo as perdas, ascenderia a 7709 MWh, sendo a demanda média horária igual a 880 kW.

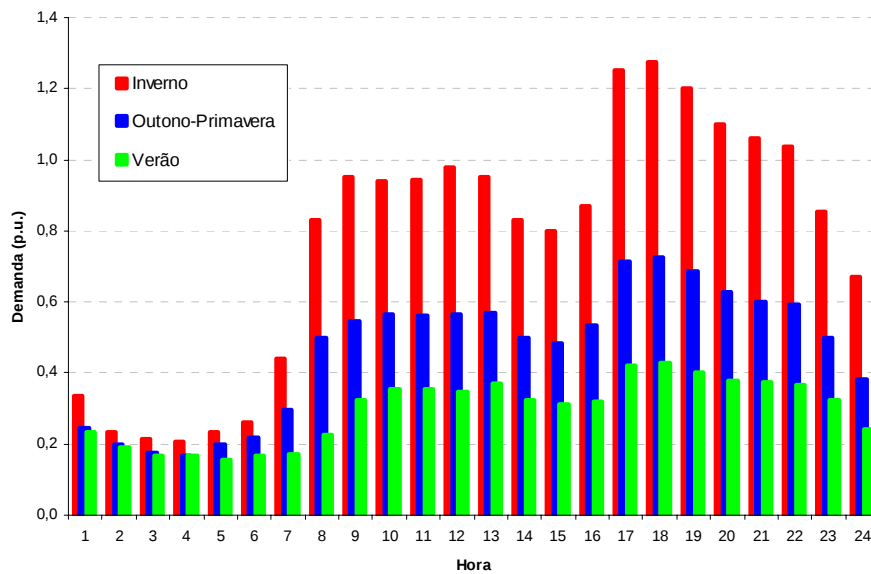


Figura 6.3 - Curvas de carga diária sazonais [140].

6.1.2. Geração Eólica

Embora a demanda consiga ser caracterizada através de curvas de carga, mantendo certo grau de precisão, a técnica não é aplicável em unidades geradoras com elevada intermitência. Esse é o caso da geração eólica, onde é crítico considerar as variações dos ventos conjuntamente com as variações da demanda [84]. Deste modo, medições horárias dos ventos, realizadas pelo *Meteorological Office* (Escritório de Meteorologia) do Reino Unido para a região central da Escócia no ano de 2003, serão empregadas para computar os correspondentes valores de geração eólica.

As características geográficas da região em que se localiza uma determinada rede de distribuição, a topologia e o tamanho do sistema sob análise, assim como a disponibilidade de dados históricos dos ventos, serão fatores importantes para determinar a quantidade e a abrangência de zonas com similares características de ventos. Para o alimentador teste IEEE-34 foram selecionados três anemômetros (três registros diferentes) para poder criar áreas com distintas características. Estas três zonas são identificadas na Figura 6.4, sendo que os nós trifásicos são os únicos considerados como possíveis pontos de conexão. Assim, embora a utilização de três zonas distintas neste alimentador, cujo nó mais distante se encontra a 59 km da subestação, possa parecer desnecessária numa geografia pouco acidentada, em outros cenários poderia ser considerada pouco detalhada. Adicionalmente,

o uso de zonas que caracterizam o comportamento da fonte primária de energia pode ser aplicado para a representação da disponibilidade de diversas tecnologias de DG numa mesma rede.

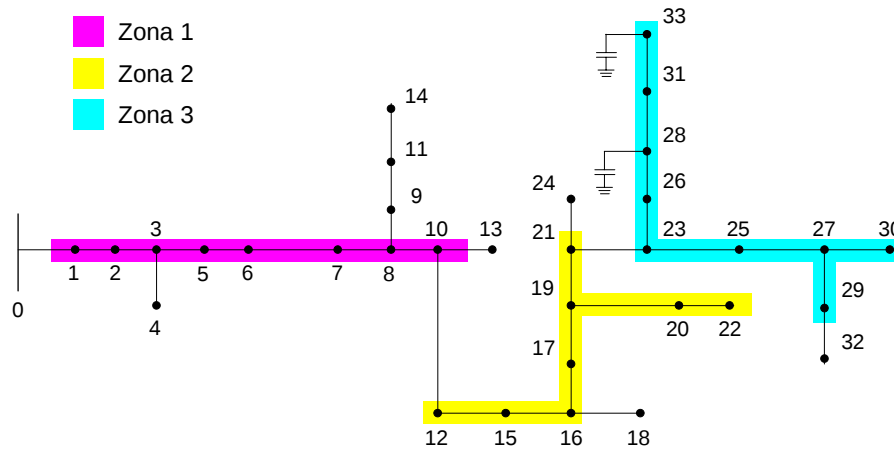


Figura 6.4 - Zonas com diferentes velocidades de ventos no alimentador teste IEEE-34.

As velocidades dos ventos de cada zona serão traduzidas em geração de energia elétrica através de turbinas eólicas, as quais, dependendo da capacidade, tecnologia e fabricante, apresentarão diferentes curvas de potência. A curva de potência é um gráfico que indica basicamente quão grande será a potência elétrica de saída de gerador a partir de uma turbina para diferentes velocidades do vento. A Figura 6.5 apresenta a curva de potência da turbina eólica que será utilizada neste trabalho, com capacidade nominal trifásica de 500 kW (eixo horizontal aproximadamente a 50 m de altura). Neste caso, a turbina eólica não é capaz de produzir energia elétrica com velocidades do vento inferiores a 4 m/s. Por outro lado, por razões de segurança, a unidade geradora paralisa seu funcionamento com velocidades do vento superiores a 25 m/s.

Na Figura 6.6, Figura 6.7 e Figura 6.8 são mostradas as velocidades horárias dos ventos, correspondentes para cada uma das zonas identificadas na Figura 6.4. As velocidades médias horárias para o ano de 2003 são de 9,2, 9,18 e 10,06 m/s, para as zonas 1, 2 e 3, respectivamente. Os valores máximos, registrados nos meses de janeiro e dezembro, chegam a 36,53, 30,54 e 31,9 m/s. Assim, considerando a turbina da Figura 6.5, para a zona 1, 14,6% das velocidades horárias registradas não poderão ser transformadas

em energia elétrica, no entanto, nas zonas 2 e 3, esse valor cai para 5,1 e 4,5%, respectivamente.

A Figura 6.9 mostra a geração de potência ativa horária ao longo do ano 2003 que a turbina eólica apresentaria considerando as medições dos ventos da zona 1. A somatória destas potências horárias ao longo do ano corresponde a 1796 MWh. Para as zonas 2 e 3, os valores ascendem a 1515 e 2103 MWh, respectivamente. As correspondentes potências horárias médias e os fatores de capacidade seriam 205, 173 e 240 kW, e 0,41, 0,35, e 0,48, respectivamente. Isto demonstra a grande variabilidade existente.

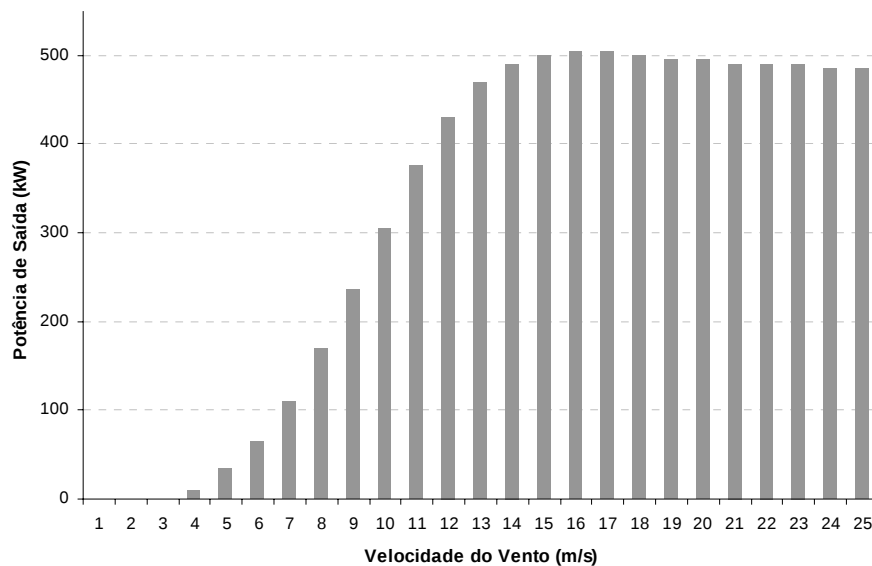


Figura 6.5 - Curva de potência para uma turbina eólica de 500 kW.

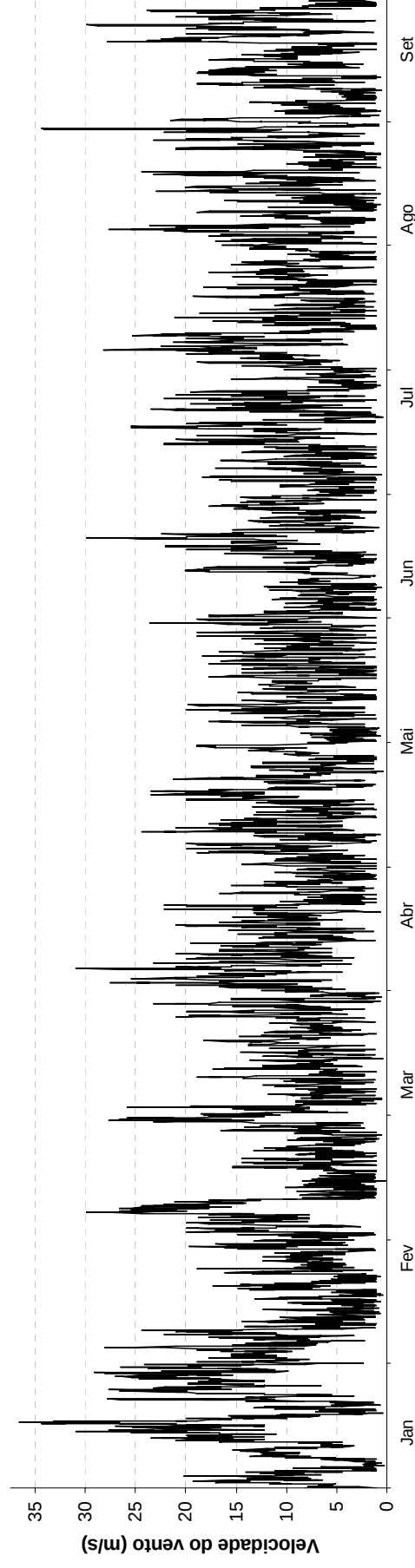


Figura 6.6 - Velocidades horárias dos ventos – Zona 1 da Figura 6.4.

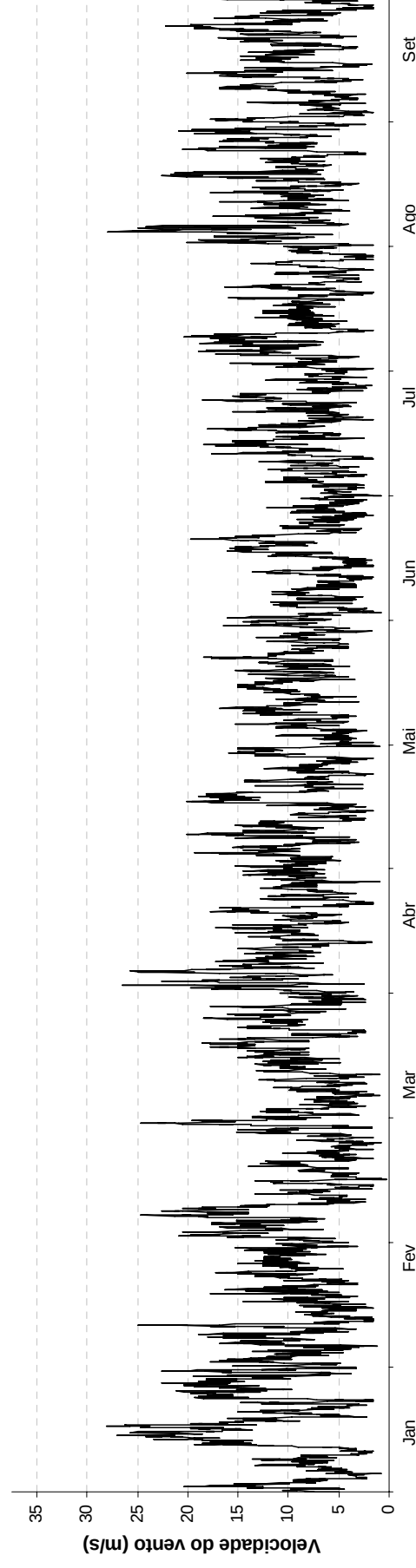


Figura 6.7 - Velocidades horárias dos ventos – Zona 2 da Figura 6.4.

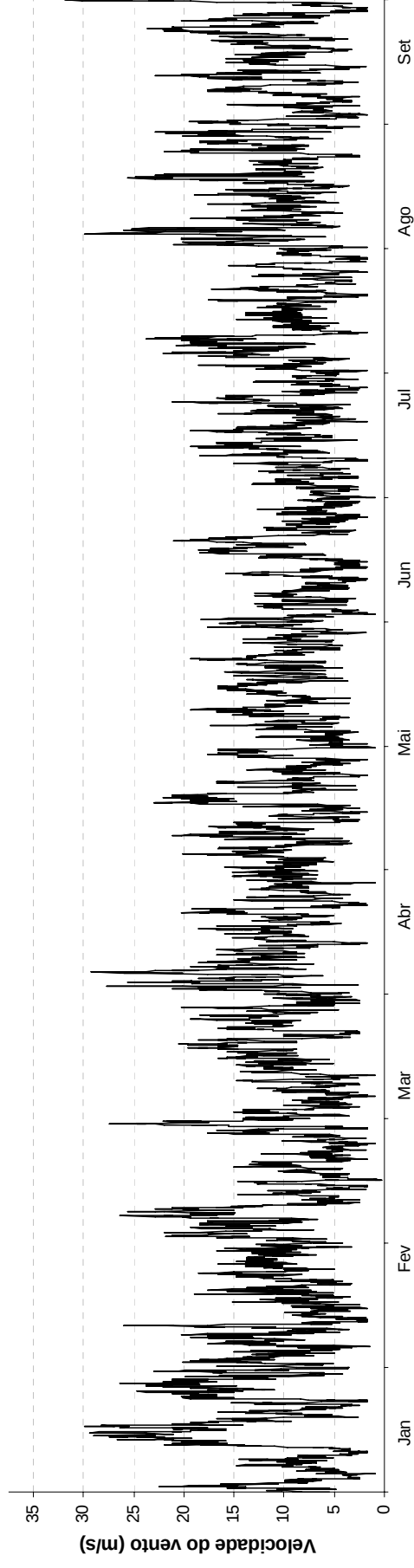


Figura 6.8 - Velocidades horárias dos ventos – Zona 3 da Figura 6.4.

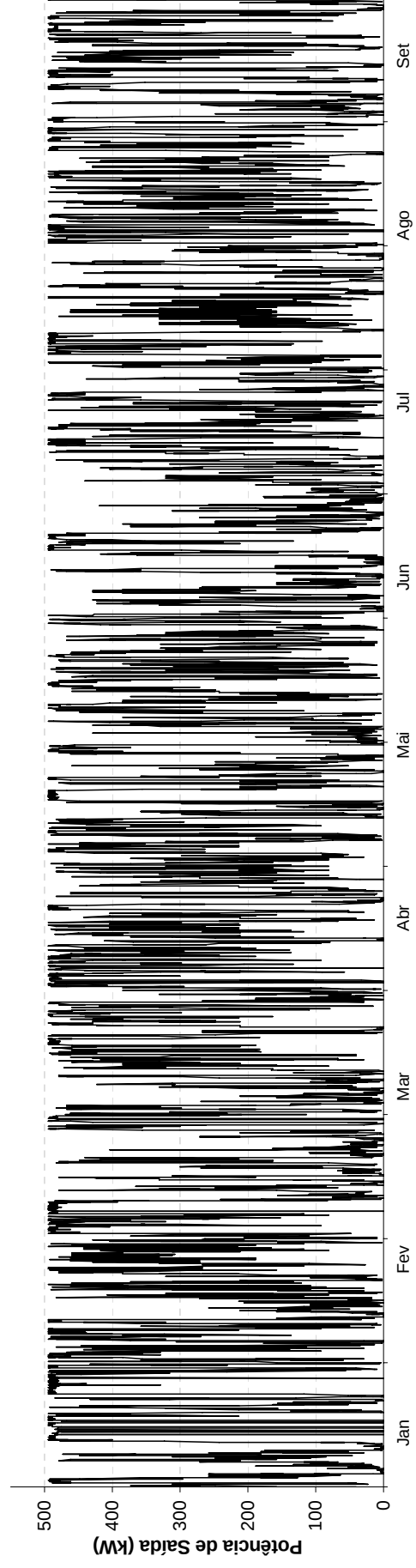


Figura 6.9 - Potência de saída para a turbina eólica da Figura 6.5 – Zona 1 da Figura 6.4.

6.1.3. Outras Considerações

Quanto à modelagem das cargas, utilizou-se sempre o modelo de potência constante. No cálculo de perdas, foram consideradas somente as perdas das linhas ($I^2 R$) cujo cálculo inclui, além das fases, o cabo neutro. É importante lembrar o papel do cabo neutro na obtenção das perdas totais de linha [141], no entanto, o cálculo das perdas totais deve ser realizado de acordo com os procedimentos adotados pela concessionária (por exemplo: abordagem trifásica a três fios, consideração das perdas nos transformadores, etc.). Para a análise de curto-circuito – baseada em componentes simétricas e utilizando a formulação matricial – foram empregadas como impedâncias de sequência zero e sequência positiva do sistema (na subestação) os valores $Z_{sys0} = j10,7\Omega$ e $Z_{sys1} = 2,9 + j2,7\Omega$, respectivamente. Para as unidades geradoras consideraram-se os valores $Z_{gen0} = j1,6758\Omega$, $Z_{gen1} = j6,2972\Omega$ e $Z_{gen2} = j3,7837\Omega$, como impedâncias de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente. Na análise UCO, adotou-se para o cálculo do IVR (seção 4.1) uma demanda mínima igual a 10% da demanda máxima.

É importante indicar que, embora a escolha de intervalos horários num horizonte anual (neste caso, 8760 intervalos para o 2003) possa representar com maior fidelidade, principalmente, os efeitos da variabilidade da geração, o número de intervalos poderia ser reduzido através de uma apropriada seleção de cenários de carga e geração, considerando parâmetros sazonais e econômicos, assim com aqueles dados com comportamento repetitivo. Assim, por exemplo, desde o ponto de vista das cargas, poderiam ser agrupados aqueles períodos fora de ponta e períodos de ponta, cada um dos quais poderia ter três níveis de carregamento. Os parâmetros sazonais considerariam os períodos mais representativos, influenciando tanto a carga como a fonte primária de energia sob análise. Enquanto aos parâmetros econômicos (ou tarifários), no Brasil, por exemplo, são diferenciados os períodos seco e úmido, devido a influência dos recursos hídricos na matriz energética. Entretanto, dependendo da regulamentação ou estrutura tarifária específica para a GD, poderiam existir períodos somente diferenciados pelo carregamento do sistema (carga máxima, média e mínima) e pelo valor do fator de potência aplicado pelo gerador distribuído [61].

Finalmente, salienta-se que o AE proposto, seja para a análise UCO, como para a análise DCO, foi utilizado como uma ferramenta que se adaptou às características do problema, sendo que outras técnicas de otimização poderiam ser utilizadas.

6.2. Análise UCO

Como detalhado no Capítulo 4, na análise UCO procura-se avaliar os cenários de carga e geração críticos. Assim, utilizando a rede teste IEEE-34 apresentada na seção anterior, serão avaliados os impactos técnicos (descritos na seção 4.1) produzidos pela inserção de unidades geradoras na sua capacidade nominal. Finalmente, para cada configuração analisada será atribuído o *IMO*, o qual resumirá o desempenho global da rede de acordo aos fatores de ponderação adotados. Na sequência, duas subseções abordarão o problema de localização da GD: uma de maneira exaustiva e outra de forma otimizada.

6.2.1. Abordagem Exaustiva Usando o IMO

Alguns autores definem a penetração da GD em um determinado sistema de distribuição como a porcentagem que a capacidade nominal das unidades de geração representa com relação à demanda total da rede [39, 116]. Embora discutível – devido a inerente intermitência da demanda, assim como de algumas tecnologias da GD – nesta seção, este conceito será utilizado.

Considerando a rede teste IEEE-34, a inserção de uma unidade geradora com capacidade nominal de 300 kW, leva a uma penetração de 16,9%. Já uma geração cuja capacidade nominal seja 1200 kW, significaria que a GD apresenta uma penetração de 67,8%. O distanciamento desses dois valores de penetração da GD possibilita a melhor visualização dos efeitos que o nível de penetração tem nos índices de impacto ILp , ILq , IVD , IVR , IC , $ISC3$ e $ISC1$, apresentados na seção 4.1. Localizando exaustivamente estas unidades geradoras (fator de potência unitário), uma de cada vez, nos possíveis nós de conexão (trifásicos) do alimentador teste IEEE-34, obtém-se os valores dos índices de impacto representados na Figura 6.10 a Figura 6.12, para 300 kW de geração, e na Figura 6.13 a Figura 6.15, para 1200 kW.

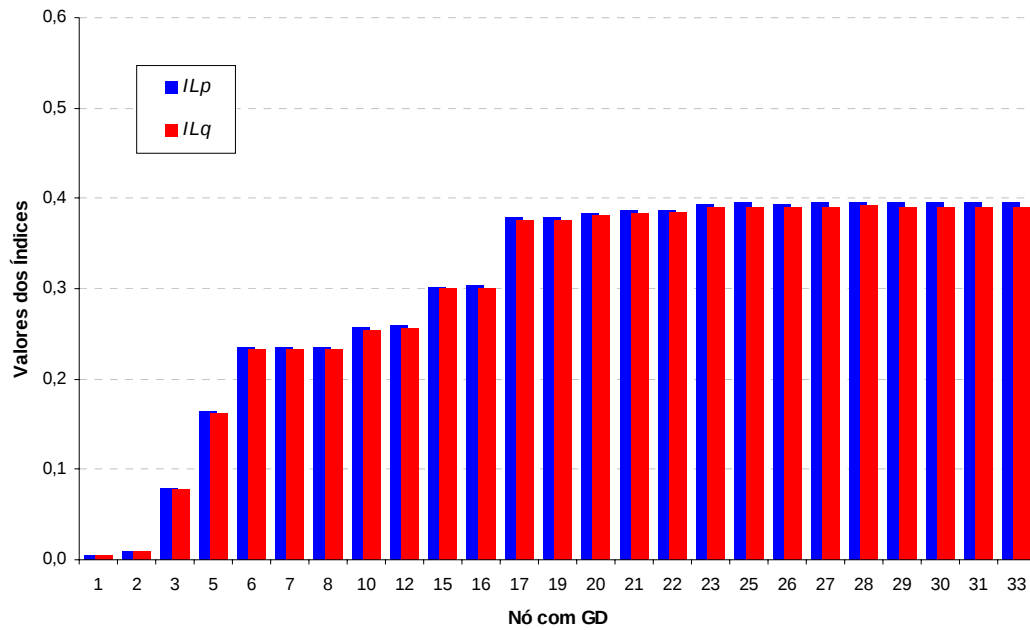


Figura 6.10 - Índices de impacto (ILp e ILq) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 300 kW em cada nó do circuito.

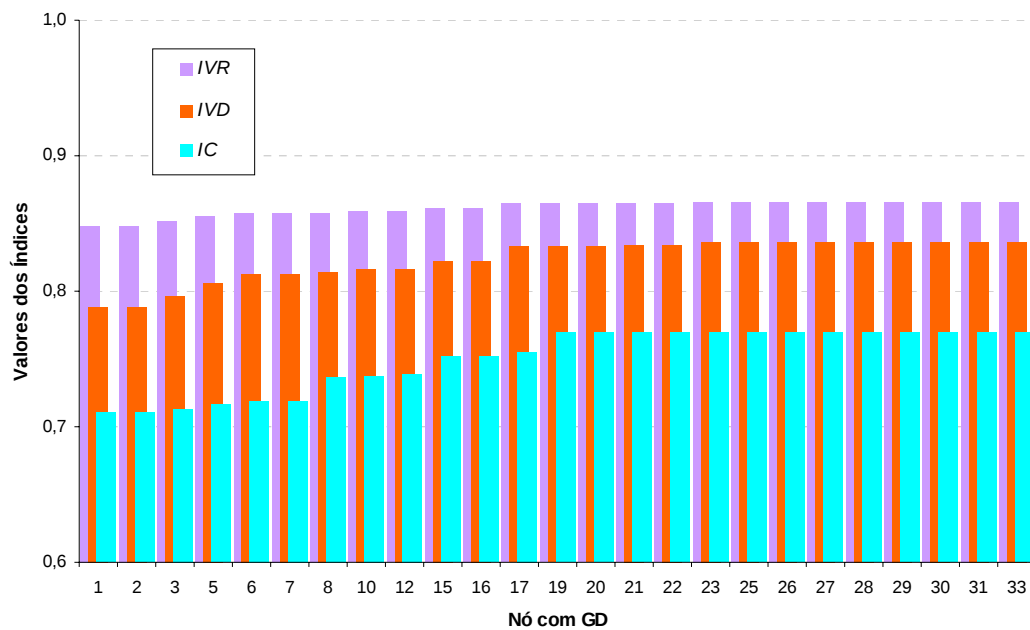


Figura 6.11 - Índices de impacto (IVD , IVR e IC) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 300 kW em cada nó do circuito.

Os índices vinculados com as perdas elétricas, queda de tensão, regulação de tensão e capacidade de reserva dos condutores – ILp , ILq , IVD , IVR e IC – mostraram na Figura 6.10, Figura 6.11, Figura 6.13, e na Figura 6.14 valores mais altos quando o gerador era posicionado perto da concentração da carga, i.e. afastado da subestação. Isto indica claramente a importância da localização da GD próxima da carga. Os valores de ILp e ILq foram bastante similares, no entanto, na presença de um gerador com fator de potência diferente da unidade, estes índices precisam ser analisados separadamente.

Como esperado, ambas as perdas ativas e reativas totais diminuíram com o aumento da geração, produzindo maiores valores de ILp e ILq para o caso de 1200 kW. Esta e outras comparações entre os índices podem ser efetuadas diretamente dado que a referência para a normalização dos índices é a configuração original da rede (sem GD). Da mesma maneira, o índice relacionado com a queda de tensão, o IVD , obteve maiores valores com maior penetração da GD. Além disso, dado o melhor perfil de tensão com uma geração superior, ou seja, menores quedas de tensão, as diferenças existentes entre as tensões com máxima e mínima demanda foram também menores. Conseqüentemente, foram atribuídos maiores valores ao índice IVR .

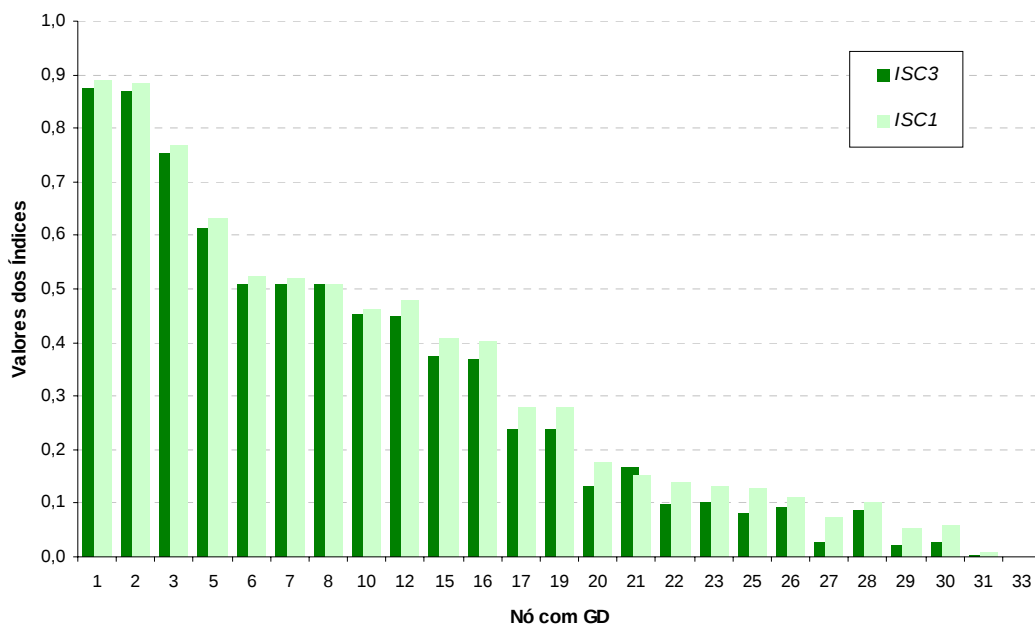


Figura 6.12 - Índices de impacto ($ISC3$ e $ISC1$) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 300 kW em cada nó do circuito.

Outra consequência direta do posicionamento da GD perto da concentração de cargas é a diminuição dos fluxos de potência vindos da subestação, dando maior capacidade de reserva aos condutores. Na Figura 6.11e na Figura 6.14, o índice IC exibe esse comportamento.

Os índices relacionados com os níveis de curto-circuito, $ISC3$ e $ISC1$, mostrados na Figura 6.12 e na Figura 6.15, consideraram a máxima taxa da corrente de curto-circuito entre os cenários com e sem GD, após ter simulado faltas em todos os nós da rede. Os máximos valores para essas taxas, para o gerador analisado, apareceram quando a falta acontecia no ponto de conexão do gerador. Portanto, quanto maior a distância entre a subestação e a GD, menores os valores de $ISC3$ e $ISC1$. É importante salientar também que ambos os índices $ISC3$ e $ISC1$ apresentam similares tendências devido à normalização. Porém, as taxas “falta com GD/falta sem GD” são diferentes, como será detalhado posteriormente.

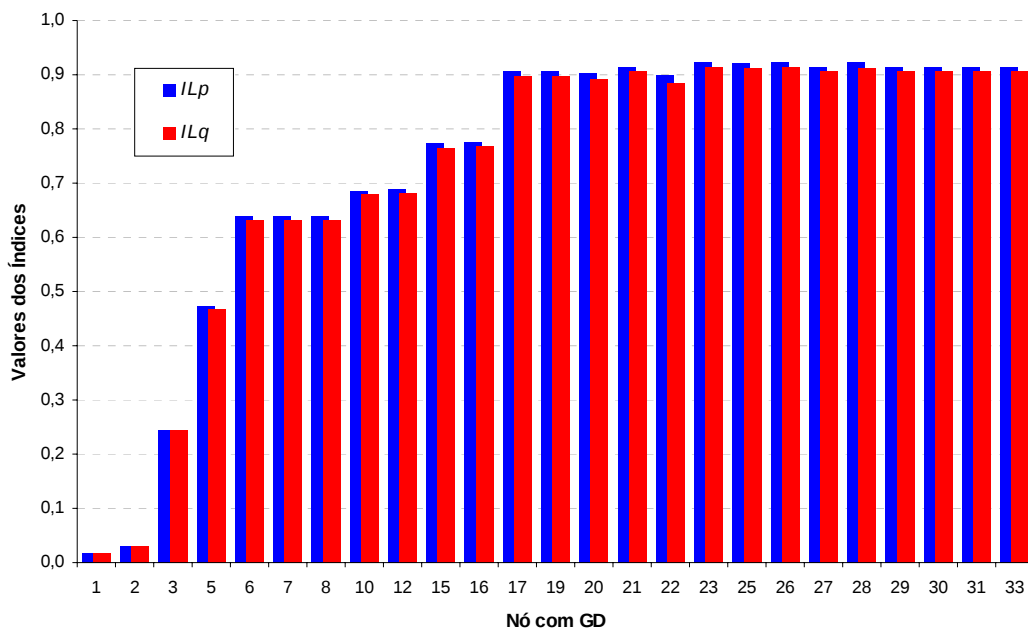


Figura 6.13 - Índices de impacto (ILp e ILq) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 1200 kW em cada nó do circuito.

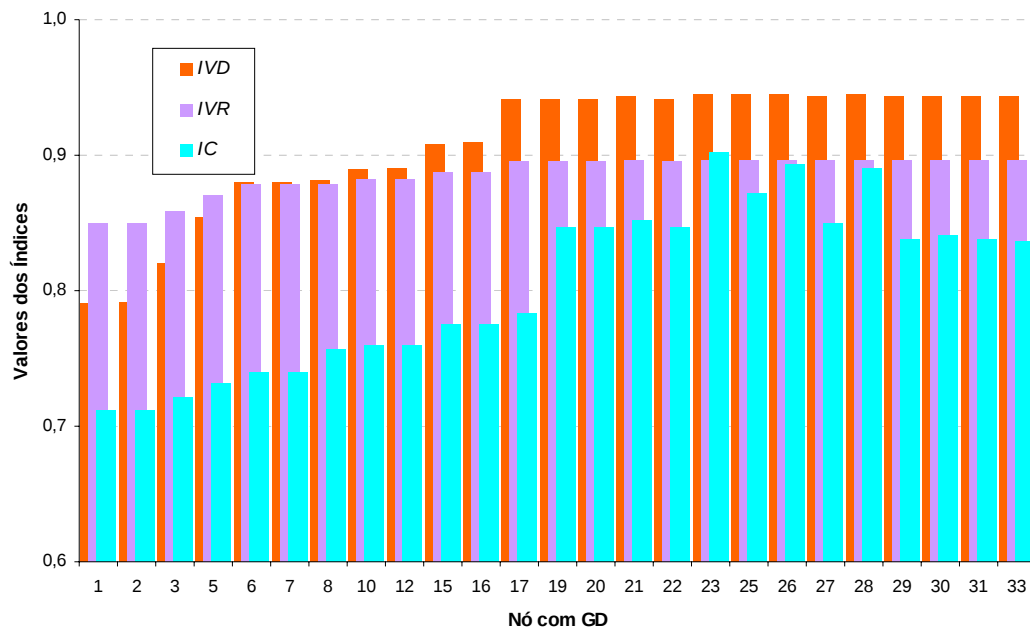


Figura 6.14 - Índices de impacto (IVD, IVR e IC) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 1200 kW em cada nó do circuito.

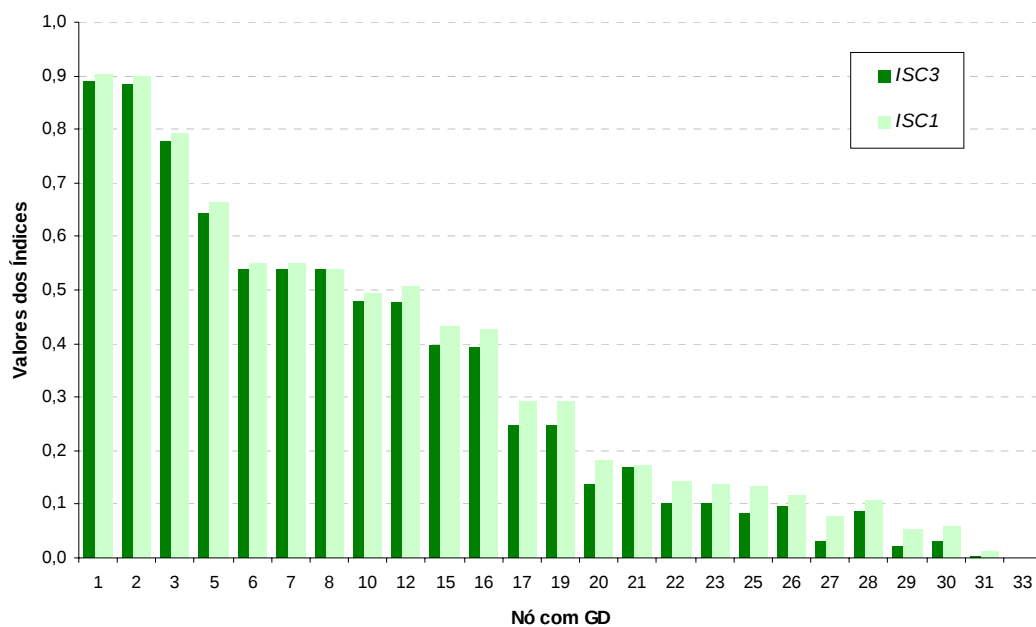


Figura 6.15 - Índices de impacto (ISC3 e ISC1) para o alimentador teste IEEE-34 localizando um gerador de 1200 kW em cada nó do circuito.

Resumindo, a avaliação dos índices de impacto mostra que cada índice é capaz de apontar quanto ou como uma unidade de GD está beneficiando ou danificando a rede de distribuição. Contudo, a utilização isolada destes valores faz difícil sua aplicação como uma ferramenta na tomada de decisões. Portanto, o índice de desempenho multiobjetivo se torna essencial para avaliar os impactos técnicos de uma maneira global, considerando os interesses específicos da concessionária.

Consideremos primeiramente uma avaliação em que todos os impactos técnicos têm igual importância, ou seja, com os fatores de ponderação apresentando valores iguais. Os valores do *IMO* correspondente a cada configuração da GD seriam computados simplesmente utilizando a equação 4.8. Incluindo uma unidade geradora intermediária de 600 kW de capacidade nominal, a Figura 6.16 mostra o comportamento do *IMO* para cada cenário de geração. Os valores apresentados pelos índices de curto-circuito *ISC3* e *ISC1* têm uma grande influência na inserção de um GD de 300 kW, desde que a redução nas perdas totais do sistema não é significativa. No entanto, para 600 e 1200 kW, onde a redução nas perdas é considerável, houve um compromisso entre os valores dos níveis de curto-circuito (nós afastados da subestação) e aqueles relativamente perto da concentração das cargas.

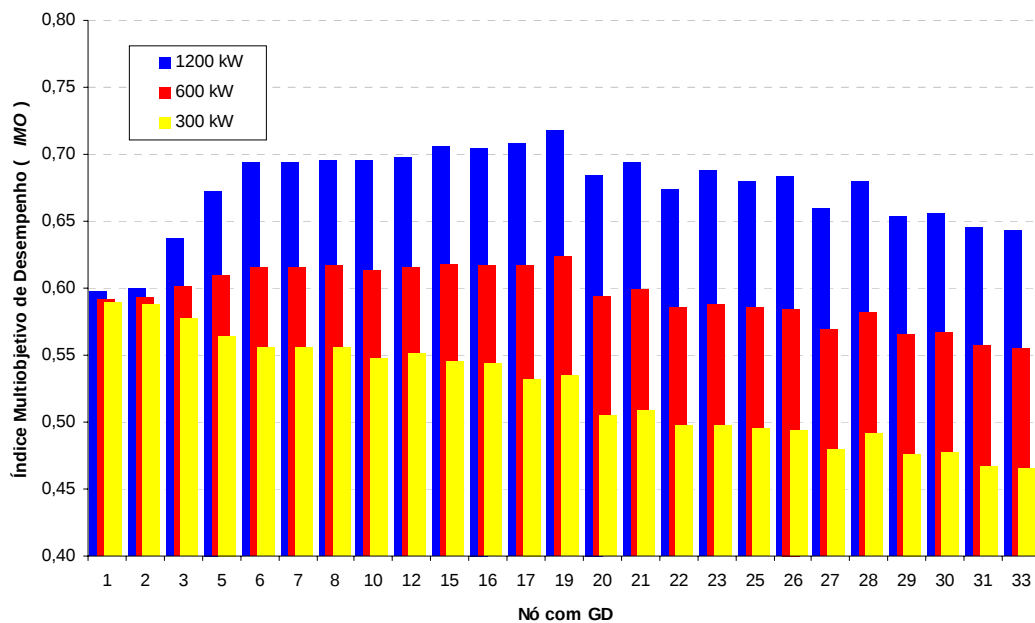


Figura 6.16 - *IMO* (fatores de ponderação iguais) para o alimentador teste IEEE-34 com diferentes unidades geradoras posicionadas exaustivamente no circuito.

No entanto, a vantagem desta metodologia está na versatilidade de poder atribuir a cada fator de ponderação um valor que represente a relativa importância de cada índice impacto.

Os fatores de ponderação utilizados são mostrados na Tabela 6.1. Estes valores consideram um cenário de operação normal e podem, certamente, variar de acordo com os objetivos técnico-econômicos do operador da rede. Nesta fase de análise foi atribuída uma significativa relevância às perdas ativas (0,33) desde que pode ser importante em muitas aplicações da GD. O comportamento do perfil de tensão (*IVD* e *IVR*), como consequência da redução total de perdas, também recebeu um peso importante (0,25) devido aos consideráveis impactos na qualidade da energia fornecida aos consumidores. Os impactos na proteção e na seletividade (*ISC3* e *ISC1*), em soma, 0,22 nos fatores de ponderação, dado que avaliam significativos problemas de confiabilidade que a GD pode trazer nas redes de distribuição. A ênfase dada nas perdas elétricas reflete o impacto econômico que elas têm na lucratividade da empresa de distribuição. Se a GD consegue diminuir as perdas de uma rede determinada respeito da configuração original, o lucro da concessionária aumentará. Caso contrário, os benefícios diminuirão.

Tabela 6.1 - Fatores de ponderação – Análise UCO.

<i>ILp</i> w_1	<i>ILq</i> w_2	<i>IVD</i> w_3	<i>IVR</i> w_4	<i>IC</i> w_5	<i>ISC3</i> w_6	<i>ISC1</i> w_7
0,33	0,10	0,15	0,10	0,10	0,07	0,15

Considerando estes fatores de ponderação, os valores do *IMO* correspondente a cada configuração da GD podem ser computados simplesmente utilizando a equação 4.8. Incluindo uma unidade geradora intermediária de 600 kW de capacidade nominal, a Figura 6.17 mostra o comportamento do *IMO* para cada cenário. É notória a tendência quase plana do *IMO* para 300 kW de geração, enquanto que para o 1200 kW, a maioria das configurações apresenta os maiores valores dos três cenários de geração. Coincidentemente, é na vizinhança do nó 19 onde a inserção de uma unidade geradora, seja 300, 600 ou 1200 kW de capacidade nominal, produz, de acordo com o *IMO*, os maiores benefícios para a rede de distribuição. Da Figura 6.17 pode ser inferido também que os

valores do *IMO* aumentam diretamente com a potência da GD inserida no sistema, isto, principalmente, devido ao impacto nas perdas elétricas totais.

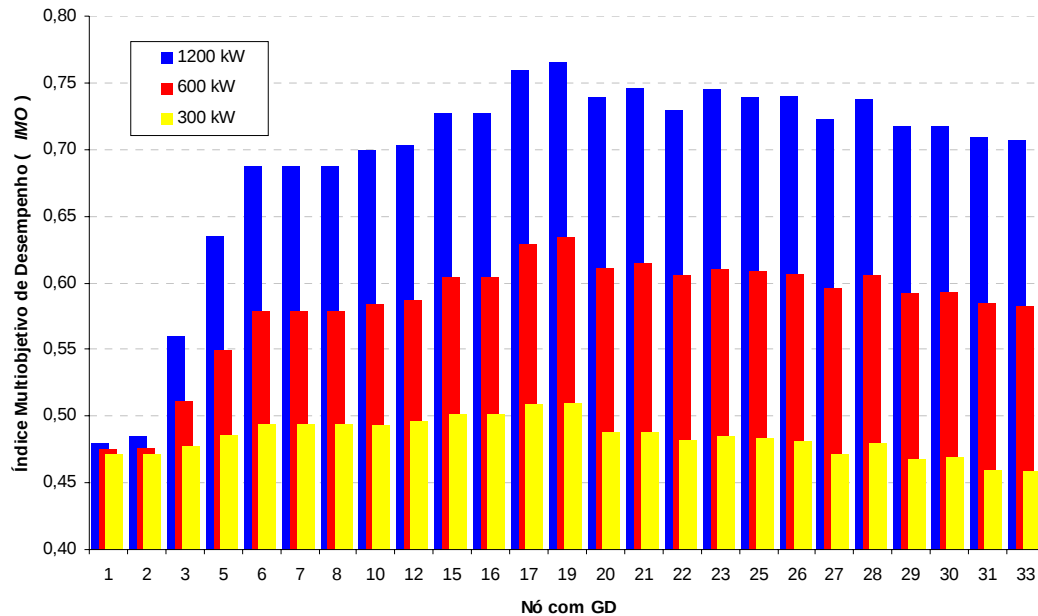


Figura 6.17 - *IMO* para o alimentador teste IEEE-34 com diferentes unidades geradoras posicionadas exaustivamente no circuito.

Dependendo do tamanho da rede é útil mostrar resultados, como os mostrados na Figura 6.17, de forma “geográfica”, ressaltando os melhores e piores pontos de inserção da GD de acordo com o *IMO*. Considerando os resultados da Figura 6.17 para as unidades geradoras de 300 e 600 kW, a Figura 6.18 e a Figura 6.19 apresentam os resultados “geográficos” correspondentes.

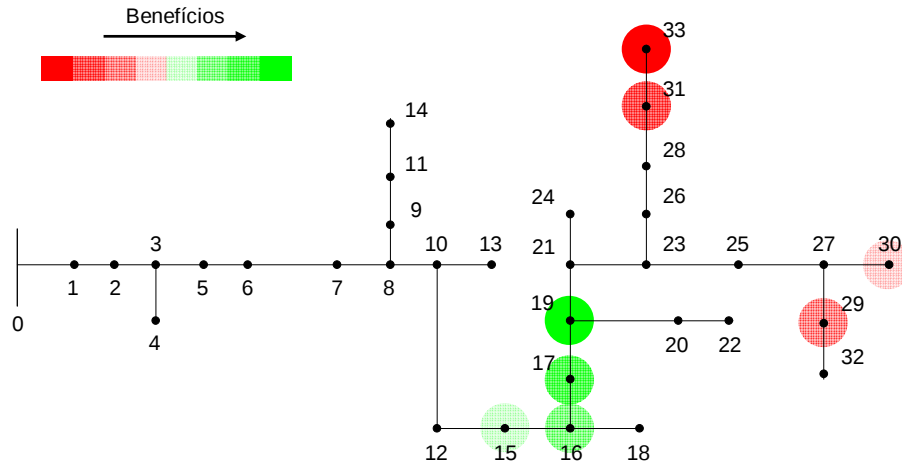


Figura 6.18 - Melhores e piores valores *IMO* no alimentador teste IEEE-34 com um gerador de 300 kW.

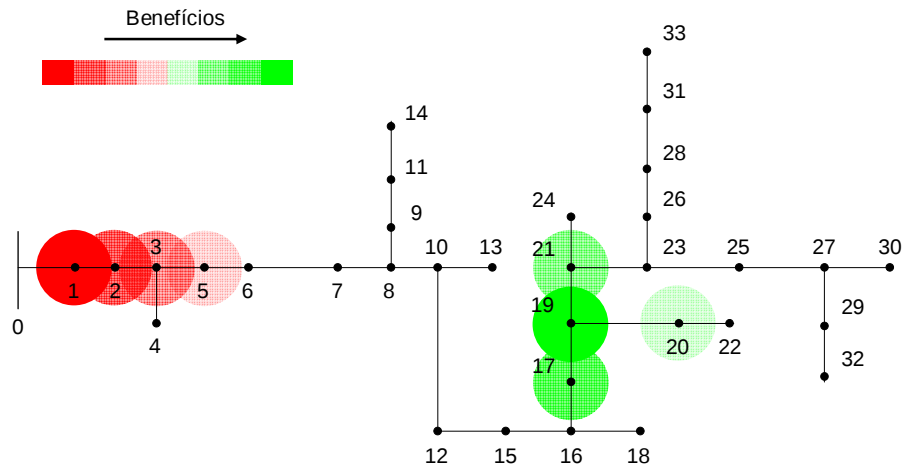


Figura 6.19 - Melhores e piores valores *IMO* no alimentador teste IEEE-34 com um gerador de 600 kW.

As figuras apresentadas até este ponto conseguem mostrar as tendências dos impactos técnicos, assim como do *IMO*, no entanto, são limitadas a valores não dimensionais devido à normalização utilizada. Para mostrar efetivamente o impacto que a inserção da GD produz nas redes de distribuição é necessário utilizar os valores não normalizados destes índices. Considerando a melhor configuração para cada cenário de geração, os índices não normalizados correspondentes são apresentados na Tabela 6.2. As perdas diminuíram 38, 64 e 91%, para 300, 600 e 1200 kW, respectivamente. Mesmo considerando a inserção mais tímida (300 kW, alimentando 16,9% da demanda da rede), benefícios significativos são alcançados quando a unidade de GD é adequadamente

inserida no alimentador: a queda de tensão e a utilização dos condutores foram reduzidas em até 20%, comparado com a configuração original. Por outro lado, a localização do gerador no nó 19 fez com que os valores máximos de correntes de curto-circuito trifásico e fase-terra sejam 9 e 19 vezes os valores originais (sem GD). Neste caso, os valores $ISC3$ e $ISC1$ demandam uma atenção especial na parte de ajuste e seleção dos dispositivos de proteção.

Tabela 6.2 - Comparação dos índices de impacto para o alimentador teste IEEE-34 considerando diferentes unidades geradoras.

Índice de Impacto	sem DG	Capacidade Nominal de Geração		
		300 kW	600 kW	1200 kW
ILp (kW)	397,32	246,35	143,75	36,93
ILq (kVAr)	366,91	228,97	135,17	37,39
IVD (%)	21,21	16,67	12,70	5,90
IVR (%)	15,15	13,51	12,27	10,46
IC (%)	28,94	23,11	17,94	15,29
$ISC3$	com GD	9,69	10,12	10,86
	sem GD	(2037,6 A/210,3 A)	(2127,2 A/210,3 A)	(2283,2 A/210,3 A)
$ISC1$	com GD	19,44	20,30	21,80
	sem GD	(3236,2 A/166,5 A)	(3379,5 A/166,5 A)	(3628,7 A/166,5 A)
IMO		0,51026	0,63434	0,76559
Melhor desempenho no nó		19	19	19

Dada a importância atribuída às perdas totais nesta análise, a Figura 6.20 mostra as curvas do IMO e as perdas ativas totais para uma unidade de GD localizada no nó 19, considerando vários cenários de geração, incluindo os três já apresentados. Pode-se perceber a relação existente entre o IMO e as perdas totais: quanto menores as perdas, maior o valor do IMO . A figura também indica que a partir do momento em que a potência de saída do gerador atinge níveis próximos da demanda da rede, as perdas totais assumem uma tendência crescente. Ultrapassando essa região, o valor do IMO segue um padrão decrescente. Aqui, o menor valor de perdas foi atingido com uma geração de 1650 kW, produzindo, ao mesmo tempo, o máximo valor de IMO .

Embora as análises realizadas neste trabalho considerem um fator de potência unitário para as unidades de geração, é importante salientar que a injeção ou consumo de

potência reativa afeta os índices de impacto. A Figura 6.21 mostra as curvas do *IMO* calculado considerando um gerador com potência de saída de 600 kW utilizando três diferentes fatores de potência: 0,95 em atraso (injetando potência reativa); unitário; e, 0,95 adiantado (absorvendo potência reativa). A Tabela 6.3 mostra os índices de impacto não normalizados para as configurações com melhor desempenho do *IMO*.

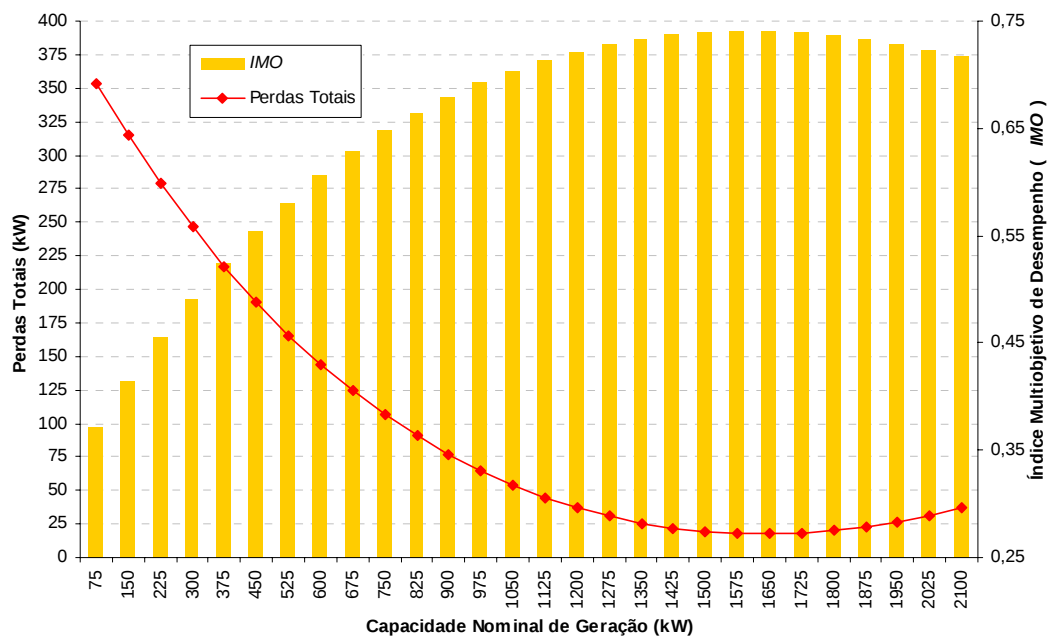


Figura 6.20 - *IMO* e perdas elétricas totais para o alimentador teste IEEE-34 variando a potência de saída de uma unidade geradora inserida no nó 19.

Tabela 6.3 - Comparação dos índices de impacto para o alimentador teste IEEE-34 considerando um gerador de 600 kW com diferentes fatores de potência.

Índice de Impacto	Fator de Potência		
	0,95 em atraso	unitário	0,95 adiantado
IL_p (kW)	138,87	143,75	158,77
IL_q (kVAr)	130,65	135,17	148,93
IVD (%)	11,61	12,70	13,87
IVR (%)	12,04	12,27	12,54
IC (%)	17,49	17,94	18,87
$ISC3$	com GD	10,20	10,12
	sem GD	(2145,1 A/210,3 A)	(2127,2 A/210,3 A)
$ISC1$	com GD	20,49	20,30
	sem GD	(3411,0 A/166,5 A)	(3379,5 A/166,5 A)
IMO	0,64223	0,63434	0,61482
Melhor desempenho no nó	19	19	19

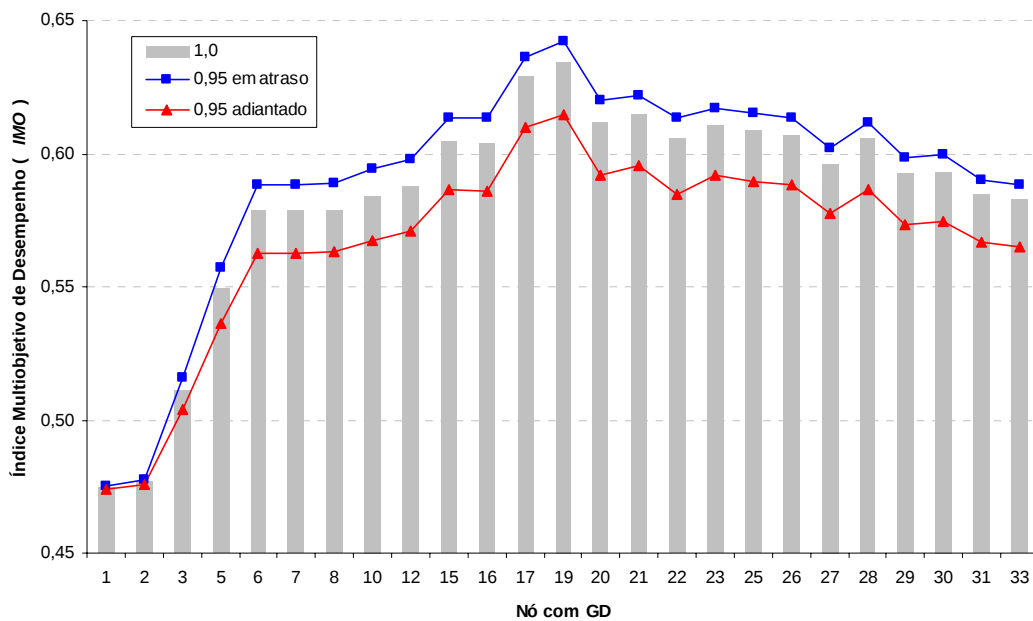


Figura 6.21 - IMO para o alimentador teste IEEE-34 considerando um gerador de 600 kW com diferentes fatores de potência.

Normalmente, redes de distribuição diferentes apresentarão as mesmas tendências nos índices de impacto, mesmo utilizando similares condições de penetração e fator de potência da GD. Não seria necessariamente uma surpresa encontrar que um alto nível de penetração não produza mais benefícios, devido a que isso dependerá principalmente da distribuição das cargas e da localização da unidade geradora.

A análise UCO, utilizada exaustivamente, tem sua aplicação limitada ao tempo disponível que existe para avaliar as configurações que sejam necessárias. O tamanho da rede, o número de geradores distribuídos a serem inseridos, e demais considerações fazem com que o problema adquira dimensões muito grandes, inviabilizando, conseqüentemente, este tipo de análise. Nestes casos, requer-se uma abordagem que aplique alguma técnica de otimização, visando diminuir a avaliação de configurações de baixa qualidade e focando os esforços nas configurações mais promissoras, como apresentado na subseção a seguir.

6.2.2. Abordagem Otimizada Usando o IMO

Utilizando o AE apresentado na subseção 3.1.2, tendo como função objetivo o IMO, consegue-se driblar a avaliação de uma considerável porcentagem de configurações não promissoras, as quais aparecem devido ao grande espaço de busca, que, neste caso, ocorre

quando existe um elevado número de geradores e pontos de inserção (explosão combinatória). Sendo o *IMO* um valor adimensional entre 0 e 1, onde valores perto da unidade revelam um elevado benefício da GD no sistema de distribuição sob análise, o AE procurará maximizar esta função objetivo. Quanto aos operadores genéticos, para o alimentador teste IEEE-34, consideraram-se para a recombinação e mutação as probabilidades em torno de 0,7 e 0,005, respectivamente. De acordo com o número de unidades de GD a serem inseridas, algumas configurações poderiam ser ineficazes após aplicar os operadores genéticos, portanto, aquelas configurações serão penalizadas.

A população inicial foi criada em parte de forma aleatória e em parte com os possíveis nós de conexão (trifásicos) com maior alocação de perdas para a configuração original (sem GD). A Tabela 6.4 mostra os 25 nós factíveis (uma unidade de GD precisa das três fases no ponto de inserção) em ordem decrescente de acordo com o valor de alocação de perdas obtido utilizando o método Zbus (seção 3.4) e considerando a configuração inicial (sem GD) da rede.

Tabela 6.4 - Possíveis nós de conexão no alimentador teste IEEE-34 em ordem decrescente de acordo com os valores de alocação de perdas considerando a rede original balanceada (sem GD).

<i>ranking</i>	nó	Alocação de Perdas (kW)	<i>ranking</i>	nó	Alocação de Perdas (kW)
1	22	112,93	14	26	1,13
2	28	104,89	15	12	0,85
3	25	45,80	16	8	0,31
4	23	23,41	17	3	0,31
5	27	15,57	18	16	0,27
6	30	11,86	19	2	0,14
7	15	9,17	20	1	0,09
8	33	8,68	21	5	0,00
9	31	8,33	22	6	0,00
10	21	6,03	23	7	0,00
11	10	3,57	24	17	0,00
12	29	3,27	25	20	0,00
13	19	1,77			

Duas unidades geradoras, com capacidades de 300 e 600 kW (penetração de 51%), e fator de potência unitário, serão utilizadas simultaneamente no problema de otimização. Para o cálculo da função objetivo (o *IMO*), serão empregados os valores de fatores de ponderação apresentados na Tabela 6.1. Após a execução do AE proposto, foi encontrado

que os melhores pontos de inserção para os geradores analisados são os nós 15 e 19, para as capacidades de 300 e 600 kW, respectivamente. Junto com os seguintes três melhores valores de *IMO*, estas quatro configurações são apresentadas na Figura 6.22.

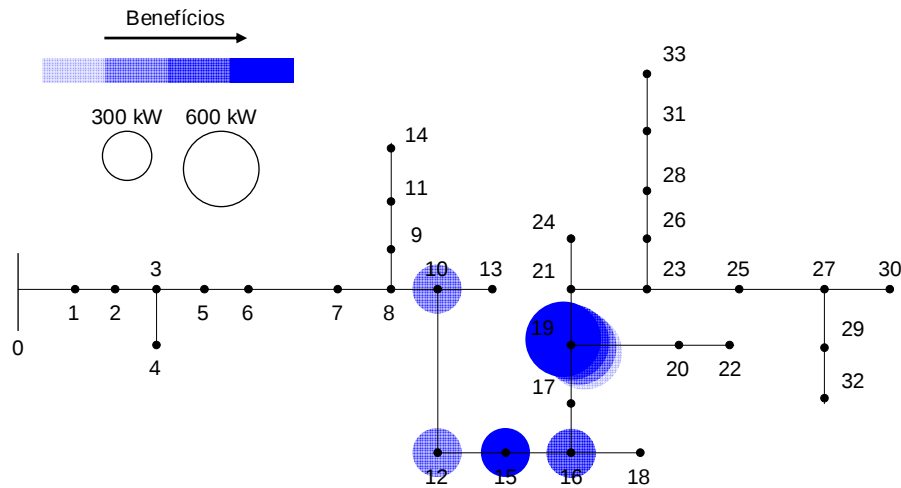


Figura 6.22 - Melhores valores *IMO* no alimentador teste IEEE-34 com dois geradores (300 e 600 kW).

A Tabela 6.5 apresenta as 20 configurações com os maiores valores do índice multiobjetivo de desempenho (*IMO*). Observa-se na Tabela 6.4 que nenhum dos nós, 15 ou 19, apresentou altos valores de alocação de perdas, no entanto devido aos índices *ISC3* e *ISC1* relacionados com os níveis de curto-circuito, os pontos com altos valores de alocação de perdas e ao mesmo tempo afastadas da subestação tornam-se soluções não ótimas de acordo com os fatores de ponderação especificados. Uma comparação entre a primeira e vigésima configurações apresentadas na Tabela 6.5, é feita na Tabela 6.6. Pode-se verificar que a seleção dos nós 15 e 21 (nó 21 com maior valor de alocação de perdas do que o nó 19) proporciona um melhor desempenho em termos de perdas e queda de tensão, no entanto, considerando os níveis de curto-circuito o *IMO* é menor.

A solução com melhor valor de *IMO* encontrado, seguindo as considerações mencionadas, apresenta uma redução de 77% das perdas ativas e reativas totais da rede, e de 53% na queda de tensão (Tabela 6.6). No entanto, a melhor solução aumentou as correntes de curto-circuito para as faltas trifásica e fase-terra, obtidas na configuração

original, em 12,7 e 24,4 vezes, respectivamente (maiores valores encontrados no nó 17 para ambos os casos).

Tabela 6.5 - Melhores 20 configurações para o alimentador teste IEEE-34 considerando duas unidades de GD de diferente capacidade e usando o AE proposto.

configuração	nós com GD		IMO
	300 kW	600 kW	
1	15	19	0,76417
2	16	19	0,76411
3	12	19	0,76282
4	10	19	0,76267
5	22	25	0,76048
6	22	23	0,76040
7	8	19	0,76032
8	15	23	0,75920
9	16	23	0,75919
10	6	19	0,75878
11	7	19	0,75878
12	15	25	0,75844
13	16	25	0,75844
14	22	28	0,75790
15	25	22	0,75781
16	23	22	0,75751
17	15	17	0,75740
18	22	26	0,75736
19	16	17	0,75735
20	15	21	0,75707

Tabela 6.6 - Comparação dos índices de impacto não normalizados para a 1ª e 20ª configurações com maior IMO do alimentador teste IEEE-34 considerando duas unidades de GD.

Índice de Impacto	sem DG	Configuração no. 1	Configuração no. 20
IL_p (kW)	397,32	88,47	85,33
IL_q (kVAr)	366,91	84,58	81,71
IVD (%)	21,21	9,96	9,74
IVR (%)	15,15	11,49	11,44
IC (%)	71,06	84,03	84,46
$ISC3$ $\frac{\text{com GD}}{\text{sem GD}}$	---	12,72 (2674,9 A/210,2 A)	13,65 (2600,7 A/190,4 A)
$ISC1$ $\frac{\text{com GD}}{\text{sem GD}}$	---	24,37 (4052,9 A/166,3 A)	27,76 (3828,1 A/137,9 A)
IMO		0,76417	0,75707
Nós com GD (300 ; 600 kW)		15 ; 19	15 ; 21

A Tabela 6.5 apresenta diferentes opções de pontos de inserção para os dois geradores analisados, levando em consideração os impactos técnicos descritos e os respectivos fatores de ponderação adotados. No entanto, na prática, a decisão de onde inserir as unidades de GD tem várias limitações. De fato, muitas vezes a fonte de energia primária utilizada na GD é que define o local da instalação (por exemplo: usina de cogeração, turbina eólica, etc.). Portanto, os resultados apresentados devem ser utilizados para serem comparados com os pontos de inserção reais (ou planejados) de uma determinada rede de distribuição na qual serão inseridas unidades de GD. Desta maneira, o conhecimento de onde a geração poderia ser mais benéfica, ajudará aos engenheiros da distribuição na tomada de decisões ou ainda na delineação do contrato que seria estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído.

Finalmente, embora mais eficiente em termos de busca das melhores configurações através do AE, é imprescindível lembrar que a análise UCO obtém resultados que não refletem, necessariamente, o comportamento inerentemente variável de ambos, os consumidores e unidades geradoras. Na seção seguinte será apresentada a análise DCO, a qual considera para um período de tempo específico a avaliação dos diversos cenários de demanda e geração.

6.3. Análise DCO

A crescente inserção de geradores que utilizam fontes renováveis intermitentes, dos quais a energia eólica é atualmente a mais significativa [56], faz com que seja fundamental levar em consideração as características variantes no tempo da geração e demanda. De outra forma, os resultados de abordagens que somente utilizam cenários específicos de carregamentos e geração, poderiam mascarar desafios ou oportunidades da GD.

Nesta seção será utilizada a metodologia descrita no Capítulo 5, considerando as duas abordagens: mono-objetivo (ainda utilizando o *IMO*) e multiobjetivo (através do critério de otimalidade de Pareto). A rede teste IEEE-34 terá a demanda, caracterizada através de curvas de carga sazonais (Figura 6.3), e a geração, calculada com os dados dos ventos e a curva de potência de uma turbina eólica de 500 kW de capacidade nominal (Figura 6.4 e Figura 6.5, respectivamente), avaliadas horariamente durante um ano. Sendo 8760 fluxos de potência por configuração analisada, é relevante ressaltar a necessidade de

um algoritmo de fluxo de potência robusto, eficiente e rápido. Como indicado no Capítulo 3, tanto para a análise UCO como DCO, foi implementado o algoritmo proposto em [121].

6.3.1. Abordagem Exaustiva Usando o IMO

Os índices de impacto adaptados para a análise DCO utilizando o *IMO* (subseção 5.1.1), serão calculados inserindo uma turbina eólica em cada um dos nós de conexão trifásica na rede teste IEEE-34. Os resultados destes seis índices, perdas ativas (ILp), perdas reativas (ILq), máxima queda de tensão (IVD), capacidade de reserva dos condutores (IC), curto-circuito trifásico ($ISC3$) e curto-circuito fase-terra ($ISC1$), são mostrados na Figura 6.23, Figura 6.24 e Figura 6.25. Assim como na análise UCO, a redução das perdas ativas e reativas se torna significativa quando a geração é posicionada perto da concentração das cargas, no caso da rede teste IEEE-34, afastada da subestação.

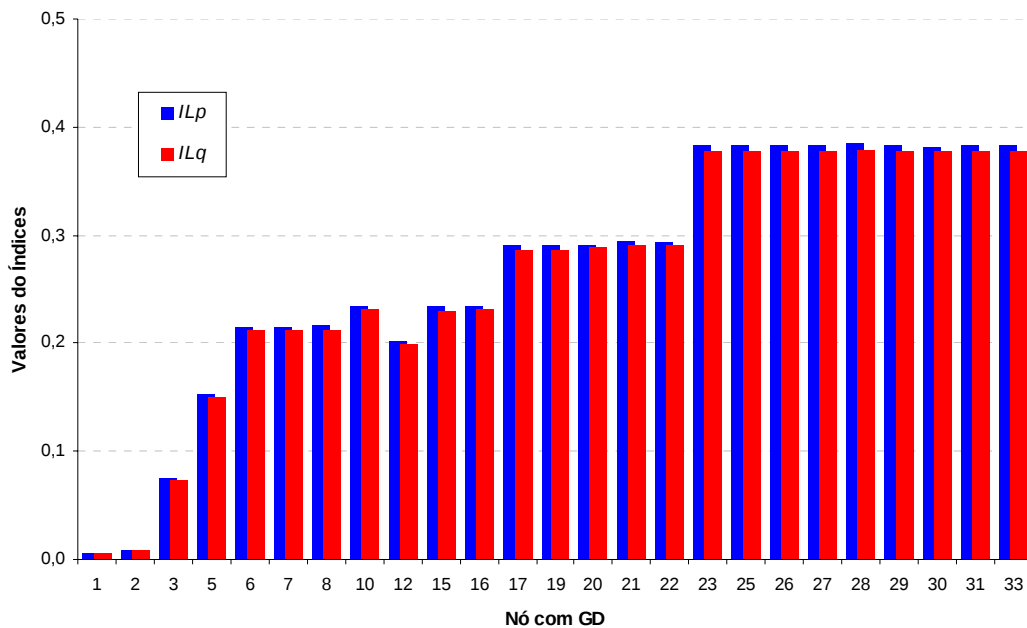


Figura 6.23 - Índices de impacto (ILp e ILq) para o alimentador teste IEEE-34 localizando uma turbina eólica de 500 kW em cada nó do circuito – carga e geração analisadas dinamicamente.

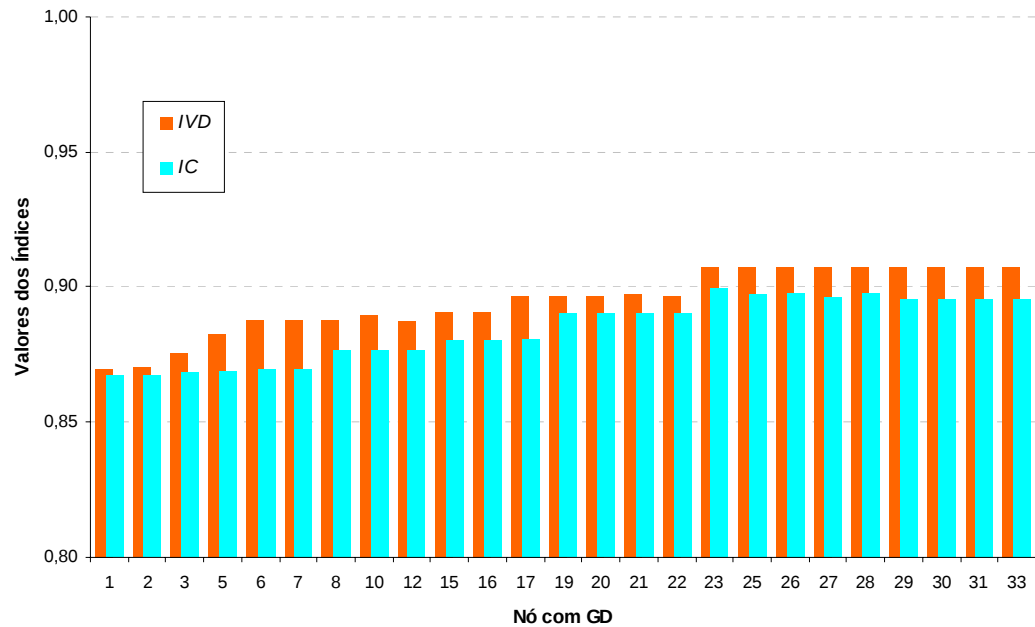


Figura 6.24 - Índices de impacto (*IVD* e *IC*) para o alimentador teste IEEE-34 localizando uma turbina eólica de 500 kW em cada nó do circuito – carga e geração analisadas dinamicamente.

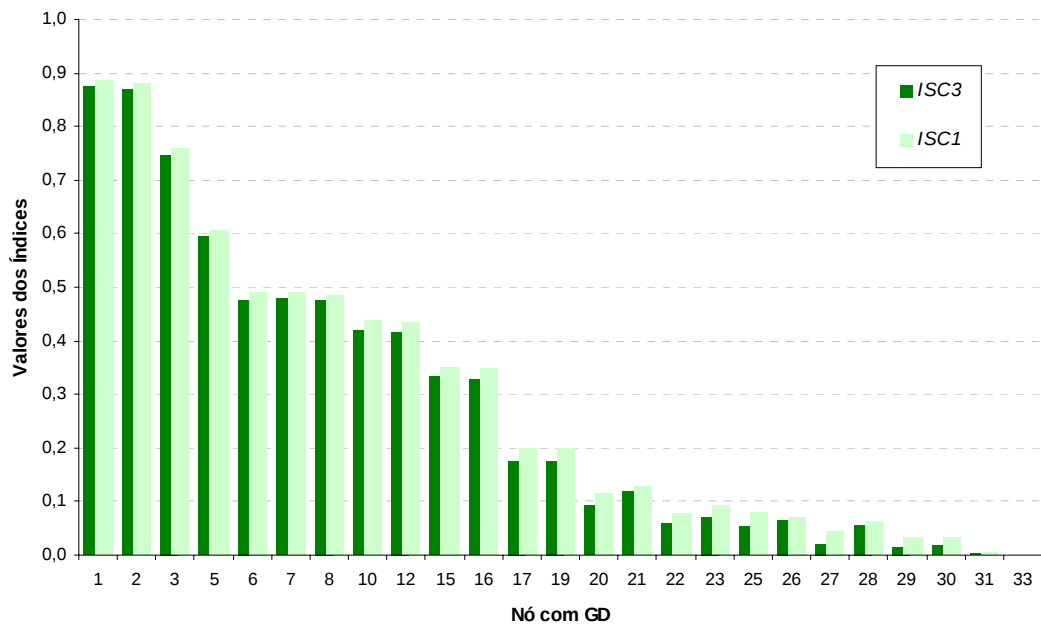


Figura 6.25 - Índices de impacto (*ISC3* e *ISC1*) para o alimentador teste IEEE-34 localizando uma turbina eólica de 500 kW em cada nó do circuito – carga e geração analisadas dinamicamente.

As tendências dos índices relativos às perdas elétricas, conseqüentemente, são seguidas pelos índices *IVD* e *IC*, dada a redução dos fluxos de correntes nos condutores que atendiam desde o nó de referência à concentração de cargas. Ao mesmo tempo, o distanciamento da subestação também produziu maiores taxas de correntes de falta máximas com GD em relação à configuração sem GD, e, portanto, menores valores para os índices *ISC3* e *ISC1*.

Após a avaliação de qualquer configuração, pode ser concluído que o conceito da penetração, apresentado na subseção 6.2.1, é superficial. Quando as intermitências da geração e da demanda são levadas em consideração, observa-se que o cenário em que a potência nominal da GD e a demanda representativa da rede pode não existir ou simplesmente não ser constante no horizonte especificado. Portanto, seu uso pode não necessariamente descrever a verdadeira penetração da GD. No caso estudado, a inserção da turbina eólica com 500 kW de capacidade nominal representaria uma penetração de 28,3% segundo a definição inicial. No entanto, se a penetração é definida em termos da energia produzida e a energia demandada, esse valor cai para 19,7% considerando a Zona 2 da Figura 6.4. Nas zonas 1 e 3, os ventos levaram a uma maior produção de energia elétrica, atingindo 23,3 e 27,3% de penetração. Assumindo uma geração sempre constante, a valor da penetração baseada em energia se elevaria para 56,8%. Estes valores revelam que o conceito inicial da penetração apresenta limitações e deve ser considerado com um simples indicativo. Uma definição similar, baseada em energia, é apresentada em [61].

Os resultados não normalizados dos índices de impacto, para duas configurações extremas, turbina eólica inserida no nó 1 e no nó 33, são apresentados na Tabela 6.7. Comparando estes resultados com aqueles obtidos com a configuração original (sem GD), é notória a expressiva diminuição das perdas de energia quando a geração é posicionada próxima da carga. As perdas totais de energia caíram 38% com turbina eólica inserida no nó 33. Também, enquanto não houve grandes variações na máxima queda de tensão e na capacidade de reserva dos condutores com o gerador perto da subestação, ganhos substanciais foram atingidos pela configuração mais distante: o *IVD* diminuiu em 29% e o *IC* cresceu 3%. Estes valores demonstram os potenciais benefícios da localização apropriada da geração variante no tempo. No entanto, um incremento significativo dos níveis de correntes de falta, para os dois tipos de curto-circuito (trifásico e fase-terra), ocorreu no ponto de inserção longe do nó de referência. Para o nó 33, a corrente de curto-

circuito trifásico máxima foi 12 vezes maior que a correspondente sem GD. Já para o curto-circuito fase-terra, a proporção foi 26 vezes maior. Assim, enquanto que o distanciamento da subestação pode oferecer – neste caso – diversas vantagens no desempenho geral da rede, também leva a um cenário onde os esquemas de proteção precisam de uma atenção especial. Desta maneira, os benefícios econômicos que uma determinada configuração de GD pode trazer à concessionária (devido à redução de perdas de energia, por exemplo) devem ser contrastados com os custos “profundos” (*deep costs*) [3] associados com o aprimoramento da proteção.

Tabela 6.7 - Índices de impacto não normalizados – inserção da GD próxima (nó 1) e distante (nó 33) da subestação.

Índices de Impacto	sem GD	Turbina no nó 1	Turbina no nó 33
ILp (MWh)	974,08	968,82	601,16
ILq (MVarh)	954,58	949,49	594,48
IVD (%)	13,06	13,01	9,24
IC (%)	86,73	86,74	89,53
$ISC3$ $\frac{\text{com GD}}{\text{sem GD}}$	---	1,60 (4765,9 A/2982,5 A)	12,76 (2231,7 A/174,9 A)
$ISC1$ $\frac{\text{com GD}}{\text{sem GD}}$	---	3,01 (6419,6 A/2134,9 A)	26,59 (3532,8 A/132,9 A)

Os fatores de ponderação da Tabela 6.8 foram aplicados aos índices computados para a demanda e geração variantes no tempo, produzindo o *IMO* para cada configuração de GD analisada. Na Figura 6.26, estes valores do *IMO* são comparados com aqueles obtidos usando a abordagem UCO descrita no Capítulo 4, considerando demanda de 1,0 p.u., geração de 500 kW de capacidade nominal, e utilizando os mesmos fatores de ponderação (índice *IVR* não é levado em conta). Os valores das duas séries de *IMOs* não podem ser comparados devido a que foram calculados de forma diferente, portanto, o foco deve ser dado nas tendências que, como esperado, exibem uma pronunciada discrepância.

Tabela 6.8 - Fatores de ponderação – Análise DCO.

ILp w_1	ILq w_2	IVD w_3	IC w_4	$ISC3$ w_5	$ISC1$ w_6
0,33	0,10	0,15	0,20	0,07	0,15

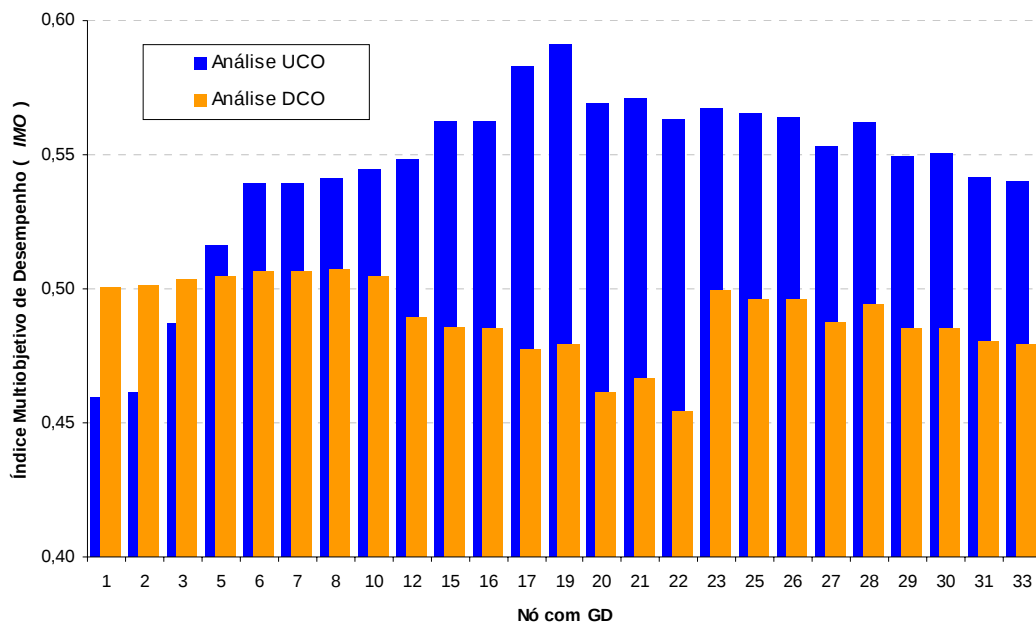


Figura 6.26 - IMO para as abordagens UCO (demanda 1,0 p.u. e geração de 500 kW) e DCO para o alimentador teste IEEE-34.

Mesmo com os mesmos fatores de ponderação, ou seja, com a mesma ênfase em cada aspecto técnico avaliado, a análise UCO indica como melhor ponto de inserção para um gerador de 500 kW, o nó 19, sendo que após a abordagem DCO, o nó 8 é sugerido. O ponto de conexão com menor *IMO* analisando os parâmetros variantes no tempo, foi o nó 22, o qual é eletricamente próximo do nó 19, considerado como o melhor para a abordagem UCO. Esta última, também infere que o nó 1 seria uma escolha pobre. Provavelmente a maior diferença geral entre os resultados destas duas metodologias é que o desempenho da análise DCO é quase universalmente menor do que considerando um único cenário de carga e geração. Isto indicaria que a análise UCO superestima os benefícios da conexão da GD para a maioria dos locais, enquanto que os subestima quando o gerador é conectado na vizinhança da subestação. Esta diferença entre os pontos de inserção mais e menos “adequados” de acordo com os valores dos *IMOs* obtidos, deve-se à grande variabilidade dos ventos, e, conseqüentemente, à variabilidade da geração. Além disso, as características das zonas de ventos consideradas também tiveram uma influencia significativa. A zona 1, segunda colocada em geração de energia, e com nós perto da subestação teve vantagem sobre as outras já que apresentou elevados índices de perdas e baixos índices de níveis de curto-circuito.

No entanto, comparar um cenário que considera a capacidade nominal da turbina eólica utilizada (500 kW) e 1,0 p.u. de demanda não é o reflexo do comportamento médio da geração nem da demanda. De fato, como indicado nas subseções 6.1.1 e 6.1.2, a potência média da demanda é de 880 kW (0,498 p.u.), e da geração de uma turbina eólica nas zonas 1, 2 e 3 da Figura 6.4, 205, 173 e 240 kW, respectivamente. A Figura 6.27 mostra uma comparação similar à realizada na Figura 6.26, mas utilizando, para a análise UCO, os valores médios de demanda e geração. Neste caso, o comportamento do *IMO* apresentado pela análise UCO é semelhante ao do DCO, indicando em ambos os casos o nó 22 como aquele com menor *IMO*. Já para o melhor desempenho, a análise UCO, considerando as potências médias de demanda e geração, sugere o nó 23, o qual se encontra distante do nó 8, apontado pela análise DCO como aquele que apresenta maior *IMO*.

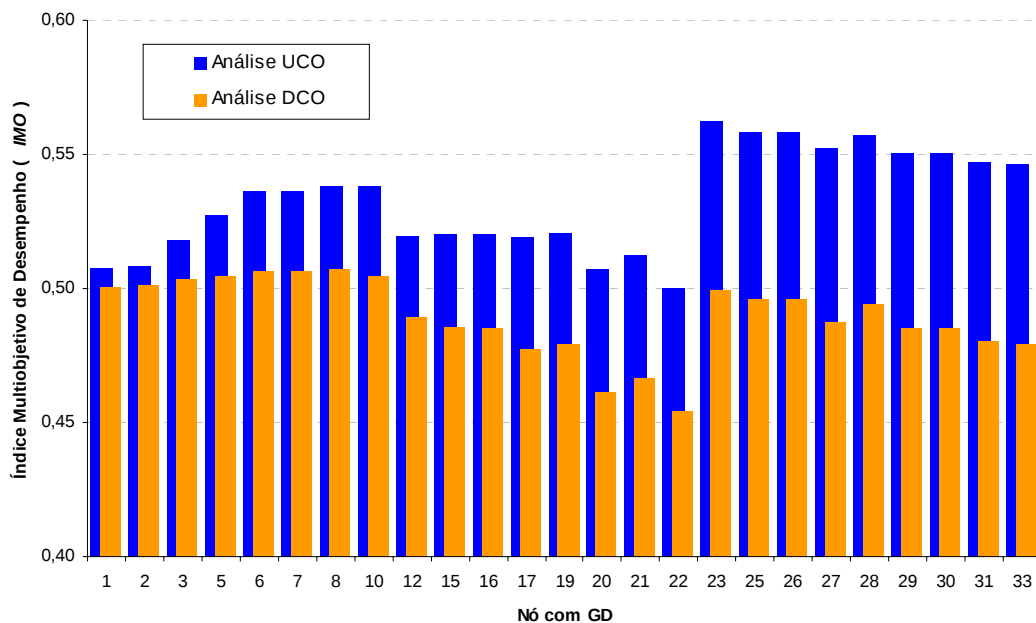


Figura 6.27 - *IMO* para as abordagens UCO (potências médias de demanda e geração) e DCO para o alimentador teste IEEE-34.

A Tabela 6.9 mostra os valores não normalizados dos índices computados pela análise DCO, para aqueles pontos de conexão que levaram aos valores máximo e mínimo do *IMO*, nó 8 e nó 22, respectivamente. Pode ser verificado que os primeiros quatro

índices, relacionados com a aproximação que o gerador tem da concentração das cargas, encorajam a conexão no nó 22 mais do que no nó 8. Certamente, a inserção da turbina eólica no nó 22 atingiu uma redução das perdas de 29%, enquanto que no nó 8 teve uma diminuição de 22%, comparados com a configuração original. No entanto, os valores substanciais dos fatores de ponderação dados aos índices *ISC3* e *ISC1* fizeram com que os valores finais de *IMO* atingissem um nível de compromisso entre todos os índices considerados. Desta forma, enquanto alguns índices foram um pouco melhores quando o gerador era inserido no nó 22, os níveis de curto-circuito foram drasticamente diferentes no nó 8 (ao redor da metade das taxas correspondentes ao nó 22).

Tabela 6.9 - Índice de impacto não normalizado para a “melhor” e “pior” localização da GD através da análise DCO.

Índices de Impacto	sem GD	Turbina no nó 8	Turbina no nó 22
<i>ILp</i> (MWh)	974,08	763,55	688,84
<i>ILq</i> (MVArh)	954,58	751,16	676,91
<i>IVD</i> (%)	13,06	11,20	10,31
<i>IC</i> (%)	86,73	87,64	89,01
<i>ISC3</i> $\frac{\text{com GD}}{\text{sem GD}}$	---	6,68 (2354,1 A/352,5 A)	12,02 (2244,1 A/186,8 A)
<i>ISC1</i> $\frac{\text{com GD}}{\text{sem GD}}$	---	13,69 (3542,5 A/258,8 A)	24,50 (3550,9 A/144,9 A)
<i>IMO</i>	---	0,5069	0,4866

Os resultados mostram, sem dúvida, quão importante é considerar a intermitência da geração e da demanda, especialmente quando a geração não pode ser caracterizada sazonalmente, como é o caso da energia eólica. Embora os resultados a serem encontrados dependam do horizonte e dos intervalos analisados, a análise UCO leva a configurações cujos benefícios ou desvantagens podem ser super ou subestimadas. Neste sentido, desconsiderar os parâmetros variantes no tempo, pode fazer com que propostas realmente atrativas para a concessionária sejam inviabilizadas, ou, que investimentos pouco vantajosos sejam executados.

O fator de ponderação correspondente às perdas ativas, mostrado na Tabela 6.8, teve uma ênfase maior em relação aos outros impactos técnicos, tal como ocorreu na análise UCO apresentada na seção anterior. Isto se deve aos incentivos econômicos que a

concessionária poderia ter com a diminuição das perdas totais do sistema. No entanto, assim como mostrado na Figura 6.20 da análise UCO, dado um arranjo da GD numa rede de distribuição, as perdas de energia num horizonte dado também decrescem com o aumento da penetração da produção de energia elétrica, sendo que após atingir um valor mínimo, começam a aumentar com maiores valores de penetração [61].

A análise DCO utilizando o *IMO*, apesar de ter flexibilidade no ajuste dos fatores de ponderação, requer que esses valores constituam o reflexo das prioridades que a concessionária gostaria de colocar na análise. A calibração de tais valores é difícil, sendo que a experiência dos engenheiros da distribuição deve ser explorada para obter valores adequados. Assim, visando evitar este obstáculo, e considerando que os problemas da vida real não são mono-objetivos, na seguinte subseção é apresentada a metodologia utilizando a programação multiobjetivo.

6.3.2. Abordagem Otimizada Usando a Programação Multiobjetivo

Como apresentado na subseção 5.2.3, os índices de impacto transformam-se na programação multiobjetivo, em funções objetivo. Assim, nesta análise serão considerados os principais aspectos técnicos empregados anteriormente, e que, ao mesmo tempo, mantêm características contraproducentes: perdas ativas de energia; exportação de energia através da subestação; e, níveis de curto-circuito fase-terra. Este “conflito de interesses” resultará, através da técnica baseada no método NSGA [85], em um conjunto de configurações conhecidas como soluções ótimas de Pareto, as quais apresentam compromisso entre cada objetivo.

O algoritmo proposto será aplicado no alimentador teste IEEE-34 considerando a intermitência da demanda e geração. Será permitida a inserção de no máximo 8 turbinas eólicas, cada uma com capacidade nominal de 500 kW, e cujas potências de saída dependerão das velocidades dos ventos correspondentes à zona em que o ponto de conexão se encontra (vide Figura 6.4). Primeiramente, duas funções objetivo serão analisadas: perdas e exportação de energia. Na sequência, a função objetivo dos níveis de curto-circuito será incluída na análise.

Análise com Dois Objetivos

A minimização de ambos os objetivos de perdas e exportação de energia resultaram em um conjunto de soluções ótimas de Pareto (também chamado de fronteira não dominada) composta por 76 configurações, mostradas na Figura 6.28 e na Tabela 6.10. As regiões indicam as configurações com o mesmo número de unidades de GD (turbinas eólicas).

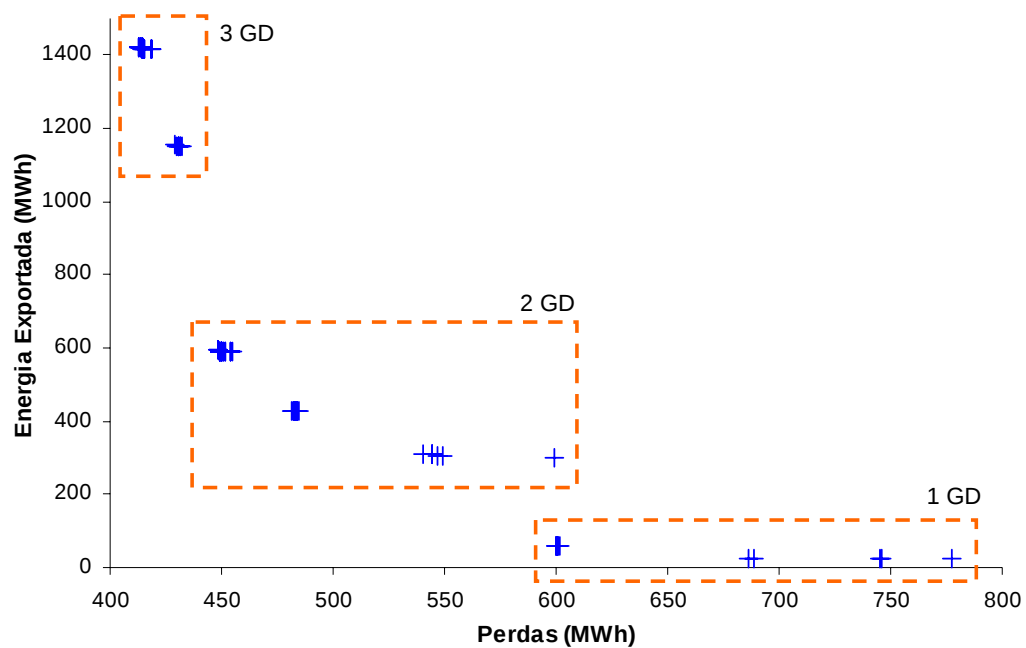


Figura 6.28 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e minimização da energia exportada.

A Figura 6.29 e a Tabela 6.11 mostram os resultados obtidos quando se requiere a maximização da energia exportada, 24 configurações foram encontradas neste caso.

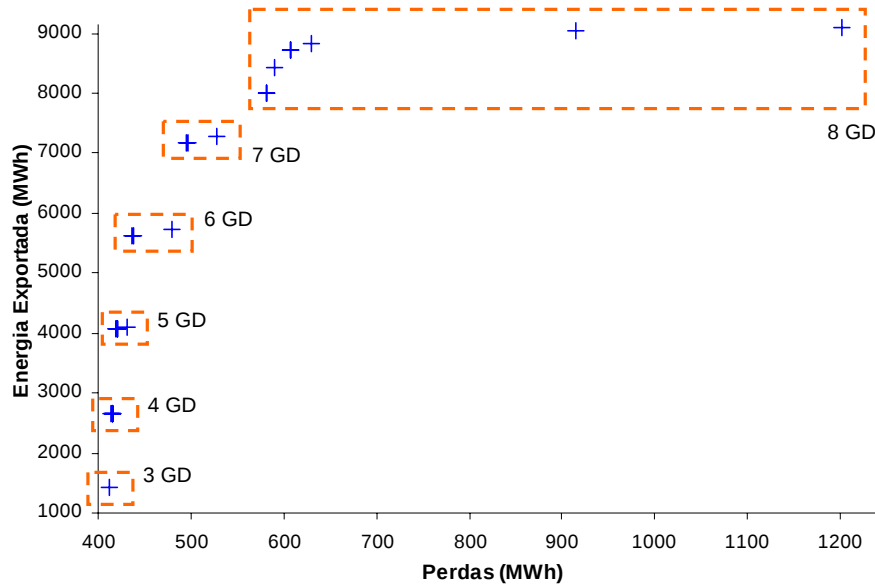


Figura 6.29 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e maximização da energia exportada.

Quando a exportação de energia à montante da subestação, ou seja, ao sistema de subtransmissão ou transmissão, é minimizada (Figura 6.28), como era de se esperar, a maior número de turbinas eólicas, menores os valores de perdas e maior a energia exportada. Neste caso, nenhuma configuração com mais de três turbinas conseguiu ser não dominada devido a que com maior exportação de energia, maiores também serão as perdas. O compromisso entre os dois objetivos minimizados não seria mais mantido.

Quanto ao caso de maximização (Figura 6.29), mais turbinas eólicas foram claramente benéficas para a função objetivo da energia exportada. Pode ser observado que ambos os resultados, Figura 6.28 e Figura 6.29, são complementares no sentido que cada fronteira não dominada pode ser facilmente identificada (curva convexa e curva côncava, respectivamente) devido à bidimensionalidade existente. Além disso, estas duas “curvas” apresentam um ápice comum: três turbinas eólicas conectadas nos nós 10, 23 e 28.

Tabela 6.10 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e minimização da energia exportada.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	1 GD	2 GD	3 GD	Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	1 GD	2 GD	3 GD
1	25,07	777,20	12	---	---	41	591,72	450,09	29	31	---
2	25,30	746,01	15	---	---	42	591,64	450,27	29	33	---
3	25,30	745,25	16	---	---	43	591,63	450,29	30	31	---
4	25,63	686,63	21	---	---	44	591,55	450,47	30	33	---
5	25,53	688,84	22	---	---	45	589,91	454,50	31	33	---
6	57,42	600,30	25	---	---	46	1152,31	431,01	10	21	25
7	57,46	599,69	28	---	---	47	1152,50	430,52	10	21	28
8	57,23	601,47	30	---	---	48	1151,68	431,93	10	21	30
9	57,26	600,95	31	---	---	49	1151,84	431,52	10	21	31
10	57,23	601,16	33	---	---	50	1151,74	431,69	10	21	33
11	299,56	599,39	10	16	---	51	1153,26	429,78	10	22	25
12	303,66	546,97	10	21	---	52	1153,44	429,28	10	22	28
13	303,27	549,02	10	22	---	53	1152,78	430,29	10	22	31
14	311,59	544,41	19	22	---	54	1152,67	430,46	10	22	33
15	311,68	544,30	20	22	---	55	1420,16	413,22	10	23	25
16	311,79	540,70	21	22	---	56	1420,36	412,75	10	23	28
17	425,85	483,27	21	25	---	57	1420,16	413,14	10	25	26
18	425,95	482,74	21	28	---	58	1418,52	415,42	10	25	27
19	425,42	484,28	21	30	---	59	1420,16	412,76	10	25	28
20	425,50	483,82	21	31	---	60	1418,46	415,52	10	25	29
21	425,43	484,01	21	33	---	61	1418,33	415,71	10	25	30
22	426,55	481,89	22	25	---	62	1419,47	413,72	10	25	31
23	426,65	481,35	22	28	---	63	1419,36	413,88	10	25	33
24	426,20	482,45	22	31	---	64	1419,69	413,36	10	27	28
25	426,13	482,63	22	33	---	65	1416,71	418,23	10	27	29
26	592,81	448,28	23	28	---	66	1416,59	418,41	10	27	30
27	591,48	451,17	25	27	---	67	1418,99	414,32	10	27	31
28	592,63	448,29	25	28	---	68	1418,88	414,49	10	27	33
29	591,43	451,28	25	29	---	69	1419,62	413,46	10	28	29
30	591,34	451,48	25	30	---	70	1419,50	413,65	10	28	30
31	592,12	449,33	25	31	---	71	1418,78	414,70	10	28	33
32	592,04	449,51	25	33	---	72	1418,93	414,42	10	29	31
33	592,27	448,94	27	28	---	73	1418,82	414,59	10	29	33
34	590,19	454,20	27	29	---	74	1418,80	414,61	10	30	31
35	590,10	454,40	27	30	---	75	1418,70	414,77	10	30	33
36	591,76	449,98	27	31	---	76	1416,37	418,51	10	31	33
37	591,68	450,16	27	33	---						
38	592,23	449,05	28	29	---						
39	592,14	449,25	28	30	---						
40	591,62	450,39	28	33	---						

Tabela 6.11 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas e maximização da energia exportada.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
1	1420,36	412,75	10	23	28	---	---	---	---	---
2	2650,54	415,48	1	6	23	28	---	---	---	---
3	2650,54	415,47	1	7	23	28	---	---	---	---
4	2650,48	415,37	1	8	23	28	---	---	---	---
5	2647,41	413,74	1	10	23	28	---	---	---	---
6	4083,08	419,26	1	2	10	30	33	---	---	---
7	4085,10	420,90	1	2	8	30	33	---	---	---
8	4085,12	421,01	1	2	7	30	33	---	---	---
9	4085,13	421,01	1	2	6	30	33	---	---	---
10	4087,14	431,16	1	2	5	30	33	---	---	---
11	5623,04	438,51	1	2	3	8	23	28	---	---
12	5621,88	436,94	1	2	3	10	23	28	---	---
13	5742,73	478,69	1	2	3	23	25	28	---	---
14	7184,42	496,15	1	2	3	5	8	23	28	---
15	7183,94	494,70	1	2	3	5	10	23	28	---
16	7286,40	527,94	1	2	3	5	23	25	28	---
17	8732,72	608,13	1	2	3	5	6	8	23	28
18	8732,54	606,81	1	2	3	5	6	10	23	28
19	8418,92	589,32	1	2	3	5	6	12	23	28
20	7987,96	580,57	1	2	3	5	6	15	22	28
21	8833,14	629,39	1	2	3	5	6	23	25	28
22	7990,81	580,59	1	2	3	5	7	12	22	28
23	9106,37	1201,79	1	2	23	26	29	30	31	33
24	9056,36	914,56	1	2	3	26	29	30	31	33

Resultados detalhados das configurações que se encontram nos limites de cada uma das três regiões demarcadas na Figura 6.28, 3 GD, 2 GD e 1 GD, são apresentados na Tabela 6.12. Na configuração original sem turbinas eólicas conectadas, as perdas de energia somaram 974 MWh. Na solução não dominada com 3 geradoras nos nós 10, 23 e 28 (extremo esquerdo da curva), as perdas foram 58% menores. A solução que se encontra no extremo direito da fronteira não dominada (uma turbina no nó 12) teve somente uma redução de 20% das perdas. A principal diferença entre estas duas configurações está em que, enquanto a última exhibe 25 MWh de energia exportada, a primeira exporta quase 57 vezes esse valor. Além disso, da Tabela 6.12 pode ser concluído que, dadas as características originais da rede teste IEEE-34, o perfil de tensão teve uma melhora quando mais geradores foram inseridos. Por outro lado, como indicado nas análises anteriores, o maior número de turbinas impactou consideravelmente nos níveis de curto-circuito fase-terra.

Tabela 6.12 - Configurações nos limites das regiões mostradas na Figura 6.28.

Número de Turbinas	Nós de Conexão	Perdas (MWh)	Energia Exportada (MWh)	Queda de Tensão ¹ (%)	Nível de Curto Circuito Fase-Terra ² (A/A)
3	10, 23, 28	412,75	1420,36	5,73	51,26
	10, 21, 30	431,93	1151,68	6,26	41,10
2	23, 28	448,28	592,81	6,79	48,43
	10, 16	599,39	299,56	9,12	22,87
1	28	599,69	57,46	9,24	24,90
	12	777,20	25,07	11,26	15,04

¹ Média da máxima queda de tensão calculada diariamente na hora pico (18:00).

² Máxima taxa entre um curto-circuito fase-terra considerando uma determinada configuração com GD e a configuração original (sem GD).

Economicamente, e avaliando as perdas em US\$ 0,10/kWh, a redução das perdas da solução com menos energia exportada (um turbina no nó 12), representaria uma economia de US\$ 19700 por ano. Já a inserção de três unidades geradoras nos nós 10, 23 e 28 economizariam para a concessionária até US\$ 56100 por ano. Além disso, a exportação de energia poderia representar outra fonte de ingressos para a empresa de distribuição, o que justificaria sua maximização apesar de não existir uma diminuição significativa (ou ainda aumento) das perdas. No entanto, com o incremento dos níveis de penetração da energia eólica, o operador do sistema de transmissão poderia perder a visão que tem dos ativos de geração, requerendo um aumento na cooperação entre o operador do sistema de distribuição no diz respeito a projetos na geração [56]. Adicionalmente, os esquemas de proteção em tais cenários poderiam necessitar de investimentos, representando custos extras que, dependendo do sistema, poderiam fazer proibitivas determinadas configurações.

Análise com Três Objetivos

A inclusão dos níveis de curto-circuito fase-terra como terceiro objetivo no algoritmo proposto, resultou em 645 configurações não dominadas quando procurou-se minimizar as perdas e os níveis de curto-circuito, e maximizar a energia exportada. A Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32 mostram as relações bilaterais entre os objetivos. A Figura 6.33 mostra os três objetivos em uma vista tridimensional. Os valores de cada objetivo do conjunto de soluções obtidas, encontram-se no Apêndice IV.

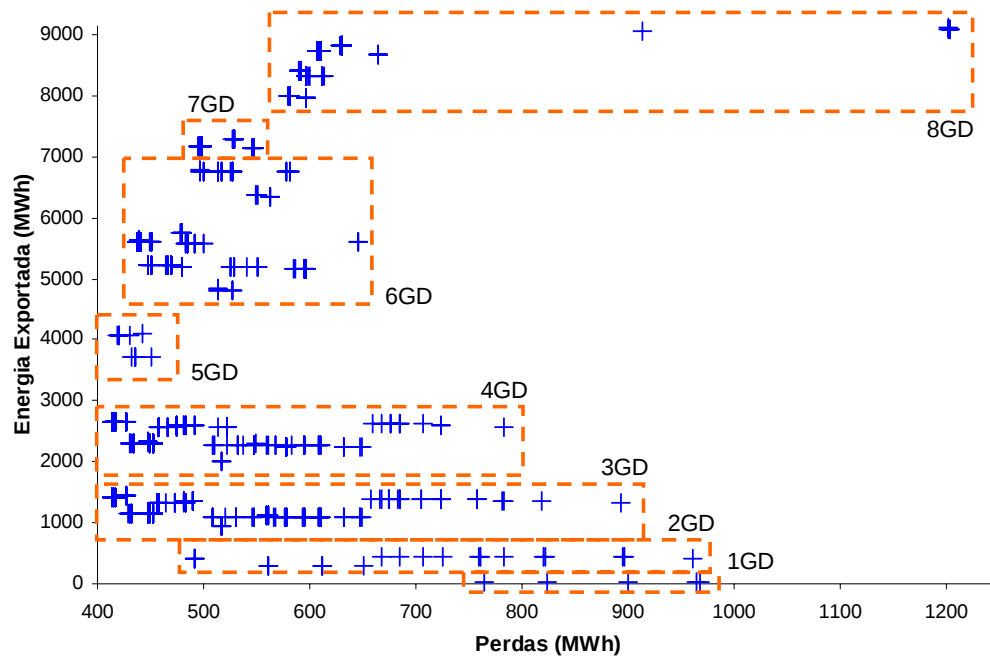


Figura 6.30 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 1.

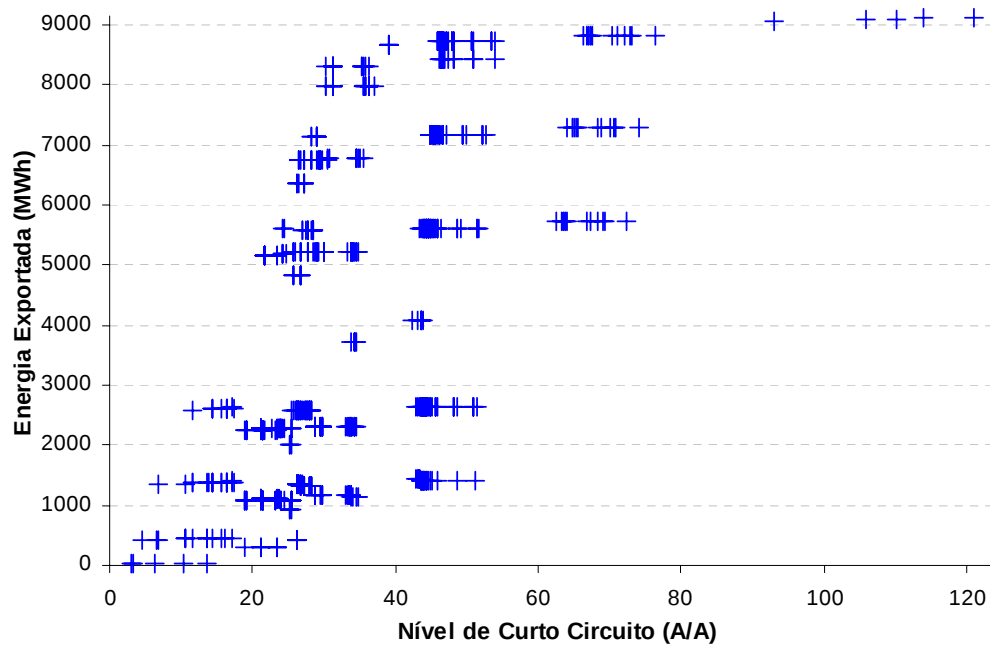


Figura 6.31 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 2.

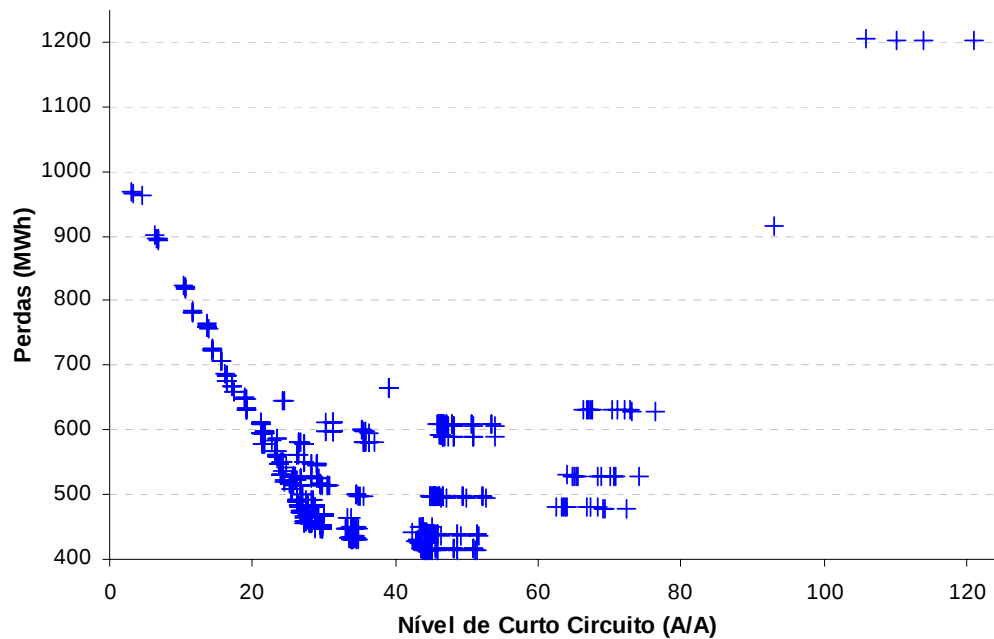


Figura 6.32 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 3.

Na Figura 6.30 é possível identificar claramente as regiões onde as configurações apresentam o mesmo número de turbinas eólicas. Porém, reconhecer tais regiões quando o nível de curto-circuito é um parâmetro (Figura 6.31 e Figura 6.32) é difícil dada a grande variedade de resultados obtidos. Conseqüentemente, a presença de um terceiro objetivo, neste caso, o nível de curto-circuito, não relacionado diretamente com os dois primeiros, aumenta o número e diversifica os resultados.

Várias configurações poderiam ser apresentadas para descrever a fronteira não dominada obtida. No entanto, o conjunto a ser apresentado para a tomada de decisões deverá satisfazer os interesses da concessionária. A Tabela 6.13 apresenta as configurações que atingiram os valores mínimos e máximos para cada uma das funções objetivo.

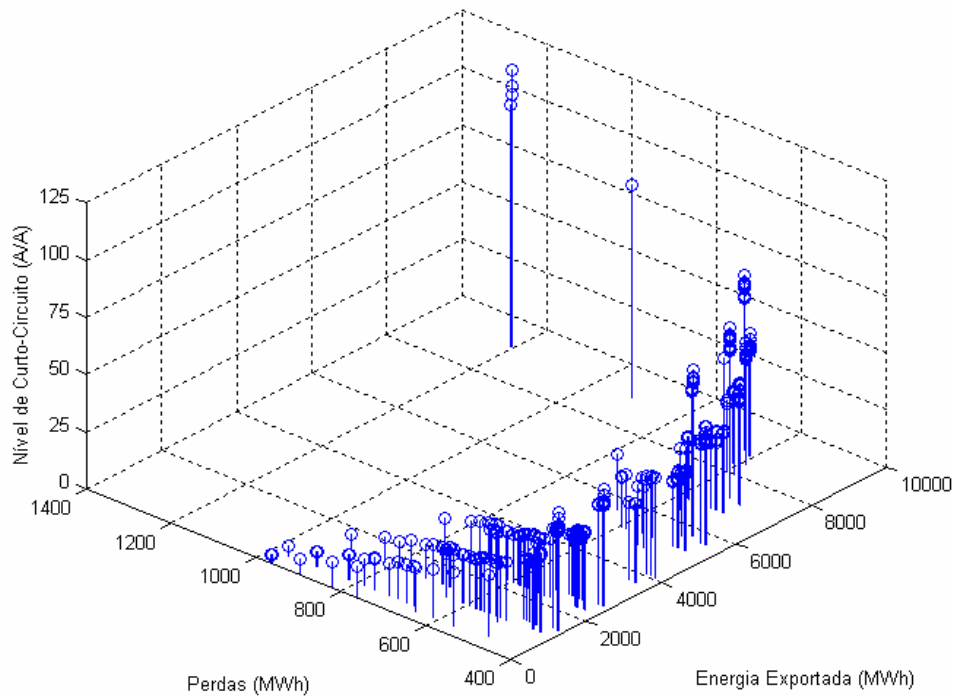


Figura 6.33 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Tridimensional.

Tabela 6.13 - Configurações com os valores mínimos e máximos das três funções objetivos apresentadas na Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32.

Número de Turbinas	Nós de Conexão	Perdas (MWh)	Energia Exportada (MWh)	Nível de Curto Circuito Fase-Terra ¹ (A/A)	Queda de Tensão ² (%)
8	1, 2, 23, 26, 29, 30, 31, 33	1201,79	9106,37	120,96	3,50
8	1, 2, 25, 28, 29, 30, 31, 33	1204,98	9103,14	105,76	3,50
3	10, 23, 28	412,75	1420,36	51,26	5,73
1	1	968,82	33,40	3,01	13,01

¹ Máxima taxa entre um curto-circuito fase-terra considerando uma determinada configuração com GD e a configuração original (sem GD).

² Média da máxima queda de tensão calculada diariamente na hora pico (18:00).

Enquanto que o cenário de máxima exportação (8 turbinas, cada uma nos nós 1, 2, 23, 26, 29, 30, 31 e 33) incrementou as perdas em 23,4% comparadas com aquelas obtidas pela configuração original, o nível de curto-circuito elevou-se para 120%. Apesar da melhoria no perfil de tensão, a receita que poderia ser obtida através destas novas unidades de geração deve também considerar os custos envolvidos devido ao reforço do sistema.

Por outro lado, o cenário mais conservador – em termos de exportação de energia – apresentado pela inserção de uma turbina eólica no nó 1, não seria benéfico para a rede de distribuição desde que o valor de energia exportada não exibe um potencial econômico.

Analisando as relações bilaterais entre os objetivos das Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32, algumas fronteiras (curvas côncavas e convexas) poder ser observadas, as quais são construídas basicamente pela maximização ou minimização de um determinado par de objetivos.

Cabe salientar que, como as técnicas metaheurísticas não asseguram encontrar a solução ótima global, a abordagem multiobjetivo baseada no *NSGA* não garante obter todas as soluções não dominadas. No entanto, como apresentado nas análises realizadas, as soluções ótimas de Pareto são diversificadas.

Num estágio de planejamento da operação e da expansão de um sistema de distribuição, estes tempos de processamento computacional não são proibitivos. Adicionalmente, o problema da localização da GD não pode ser considerado, como proposto neste trabalho, como um problema cuja solução é necessária na tomada de decisões imediatas do operador de sistema. A precisão da programação multiobjetivo, juntamente com o espaço de busca envolvido são fatores poderiam inviabilizar um procedimento *online*. Para estes casos, alternativas baseadas no conhecimento de dados históricos podem ser utilizadas [64].

Capítulo 7. Conclusões

A análise de um Único Cenário de Operação (UCO), apesar de efetiva na avaliação dos cenários críticos de operação, é limitada desde que os comportamentos inerentemente intermitentes da demanda e de certas tecnologias da GD não são considerados. Conseqüentemente, esta análise poderia levar a resultados que ofusquem os benefícios ou mascarem as desvantagens da GD.

A análise de Diferentes Cenários de Operação (DCO) foi definida neste trabalho como aquela em estado quase-estacionário que considera, em um horizonte de estudo determinado, os valores de demanda e geração que uma rede de distribuição com GD apresenta em cada um dos intervalos de tempo que formam esse horizonte. Apesar do intenso uso do algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios escolhido, ele manteve sua eficiência, robustez e rapidez. As comparações efetuadas entre as análises UCO e DCO demonstraram a importância de considerar a intermitência da geração e da demanda, especialmente quando a geração não pode ser caracterizada sazonalmente, como é o caso da energia eólica. A análise UCO levou a arranjos da GD cujos benefícios ou desvantagens foram super ou subestimados. Neste sentido, desconsiderar os parâmetros variantes no tempo, pode fazer com que propostas realmente atrativas para a concessionária sejam inviabilizadas, ou, que investimentos pouco vantajosos sejam executados.

A adequada utilização do índice multiobjetivo de desempenho (*IMO*), ou qualquer outro índice que seja obtido através da ponderação de diversos indicadores que representem numericamente impactos técnicos, econômicos, sociais, ambientais, etc., dependerá definitivamente da correta calibração dos fatores de ponderação. Embora os valores utilizados para os fatores de ponderação tenham sido solucionados, de uma forma satisfatória e coerente, o problema da localização da GD para a rede teste IEEE-34, eles deverão considerar a experiência dos engenheiros da distribuição, assim como refletir os interesses técnico-econômicos da concessionária. Num contexto em que existe o conhecimento apropriado para a calibração dos fatores de ponderação, a flexibilidade para ajustar cada um deles torna-se uma vantagem desta ferramenta.

O Algoritmo Evolutivo (AE) proposto mostrou-se adequado para o problema da localização da GD em redes de distribuição através do *IMO*. Sua adaptação para a programação multiobjetivo foi simples. No entanto, como toda técnica metaheurística, a obtenção da solução ótima global (abordagem mono-objetivo – *IMO*) não é assegurada, nem se pode garantir alcançar o conjunto completo das soluções não dominadas (abordagem multiobjetivo – método baseado no *NSGA*). Contudo, como apresentado nas análises realizadas, o AE atingiu, nas duas abordagens, soluções de boa qualidade e diversificadas.

O algoritmo de otimização multiobjetivo, proposto neste trabalho, visou encontrar um conjunto de arranjos da GD onde cada um deles represente um único compromisso (soluções ótimas de Pareto) entre os objetivos considerados – perdas de energia, exportação de energia e níveis de curto-circuito – incluindo, ao mesmo tempo, a variabilidade da demanda e a geração (análise DCO). A contraprodução destes objetivos resultou em soluções diversificadas. Certamente, mais objetivos, como a confiabilidade, índices econômicos, fatores ambientais, etc. podem ser incluídos nesta abordagem, porém, o aumento da complexidade do problema requer a observação detalhada de cada objetivo desde que nenhum deles deve exibir o mesmo comportamento dos outros.

Discussão

Na prática, a decisão de onde inserir as unidades de GD tem várias limitações. De fato, muitas vezes a fonte de energia primária utilizada na GD é que define o local da instalação (por exemplo: usina de co-geração, turbina eólica, etc.). Portanto, os resultados obtidos por qualquer análise devem ser utilizados para serem comparados com os pontos de inserção reais (ou planejados) de uma determinada rede de distribuição na qual serão inseridas unidades de GD. Desta maneira, o conhecimento de onde a geração poderia ser mais benéfica, ajudará aos engenheiros da distribuição na tomada de decisões, ou ainda na delineação do contrato (com incentivos ou penalidades) a ser estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído. Para isto, seja utilizando o *IMO* ou as soluções ótimas de Pareto, os aspectos técnicos a serem considerados devem refletir os interesses técnico-econômicos da empresa de distribuição.

As simulações realizadas para a análise DCO foram baseadas em medições das velocidades dos ventos. Na prática, para poder verificar os impactos que a inserção de turbinas eólicas tem nas redes de distribuição, é importante a disponibilidade de registros históricos específicos para o local sob análise. Metodologias modernas para a previsão das velocidades dos ventos, existem já na literatura, mas ainda incluem certo grau de incerteza [132]. A variabilidade da geração eólica também eleva os custos de operação do sistema, no entanto, estudos recentes apontam que na maioria dos casos estes custos são relativamente moderados: menor que 10% do preço atacadista da energia [84].

Sugestões de Trabalhos Futuros

A confiabilidade, considerada muitas vezes como sendo o principal interesse das concessionárias, tem sido o foco de vários estudos da GD [21, 29, 42, 47, 49, 50, 60, 63, 65-67]. O aumento da confiabilidade pode ser atingido através da apropriada alocação dos dispositivos de proteção, assim como também permitindo o ilhamento (*islanding*) da GD. Neste último caso, devido a questões vinculadas com a qualidade da energia, na maioria de países esta opção não existe. No Brasil, os Procedimentos da Distribuição (PRODIST) [91], concede às concessionárias o direito de permitir, ou não, a operação em ilhamento de unidades geradoras. Conseqüentemente, como trabalho futuro sugere-se uma análise apurada em que, além de levar em conta a intermitência da demanda e da geração, sejam considerados o sistema de proteção (coordenação e seletividade) e os índices de confiabilidade envolvidos.

Estudar a maximização da geração de energia elétrica através dos recursos existentes (fontes renováveis, co-geração, etc.) em uma determinada área, considerando as restrições técnicas e legislativas, assim como o comportamento da demanda.

Apêndice I

Cálculo do *IVD* Considerando Múltiplos Alimentadores

O *IVD*, índice de impacto vinculado com o perfil de tensão de uma determinada rede, como apresentado na seção 4.1, é apropriado para a análise de um único alimentador. Na presença de múltiplos alimentadores, o índice *IVD* deve considerar primeiramente o máximo melhoramento da queda de tensão nos alimentadores com GD, para depois normalizar aqueles valores com relação ao maior *IVD*. Desta forma, uma determinada configuração com GD que apresenta a maior melhoria receberá um *IVD* igual à unidade sendo que as outras a serem analisadas terão valores proporcionais. A seguir, um exemplo é desenvolvido para entender esta metodologia.

Consideremos as seguintes características do sistema de distribuição radial teste de 9 barras proposto por Chiradeja e Ramakumar [51] (Figura A.1): tensão nominal de 135 kV fase-fase; sistema trifásico a três fios balanceado; impedância de linha igual a $0,1156+j0,2312 \Omega/\text{km}$; demanda total de 311,352 MW; e, cargas modeladas como potência constante. Os dados de cargas e comprimento das linhas (numeração igual ao nó de incidência) são mostrados na Tabela A.1.

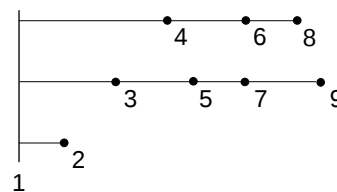


Figura A.1 - Sistema teste radial de 9 barras [51].

Tabela A.1 - Dados de carga por fase e comprimentos das linhas do sistema 9 barras.

nó / linha	kW	kVAr	km
2	36400	16584	10
3	12400	4901	20
4	15667	5686	30
5	9400	3412	15
6	9400	3412	15
7	7917	2602	10
8	6267	2274	10
9	6333	2082	15

Analisando oito configurações, localizando uma unidade geradora nos nós 2 a 9, com uma geração de 18 MW (fator de potência 0,9 em atraso), é obtida para cada configuração a maior queda tensão no alimentador onde a GD foi inserida (vide Tabela A.2). O passo seguinte é o cálculo do benefício (melhoramento da tensão) em relação à configuração original. Finalmente, aquela configuração com GD que obteve o máximo benefício assume a posição de liderança do *IVD*, ou seja, é atribuído o valor unitário (barra número 9). As barras restantes recebem um valor de *IVD* proporcional ao melhoramento da tensão.

Tabela A.2 - Cálculo do *IVD* para o sistema de 9 barras com múltiplos alimentadores.

GD no nó	Máx Queda de Tensão (p.u.)	Ganho com relação a config. sem GD (p.u.)	<i>IVD</i>
2	0,01116	0,00232	0,20874
3	0,03991	0,00489	0,43984
4	0,03550	0,00740	0,66481
5	0,03616	0,00864	0,77703
6	0,03181	0,01109	0,99686
7	0,03370	0,01110	0,99783
8	0,02964	0,01111	0,99828
9	0,03054	0,01112	1,00000

A Figura A.2 apresenta o resultado gráfico do *IVD* calculado na Tabela A.2. Devido às características deste exemplo, a inserção do gerador nas barras 6, 7, 8 e 9, leva a similares ganhos no melhoramento do perfil de tensão nos alimentadores correspondentes. Ao mesmo tempo, verifica-se que os maiores benefícios aparecem nos nós mais distantes da subestação.

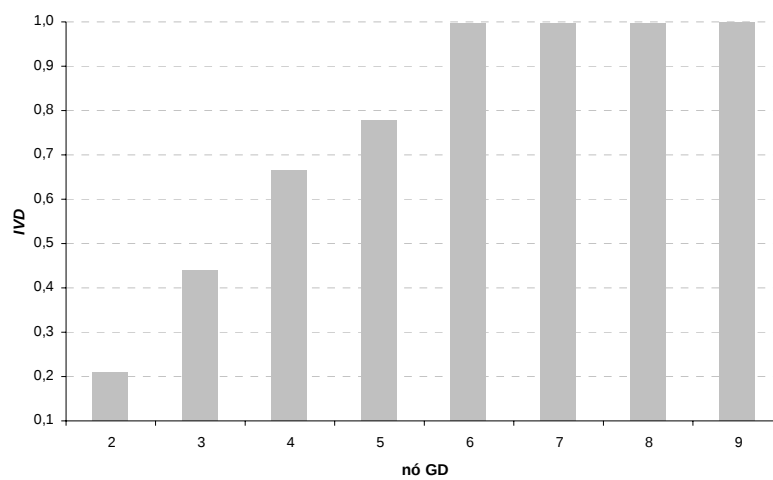


Figura A.2 - IVD para o sistema de 9 barras com GD de 18 MW.

Apêndice II

Base de Conhecimento para Classificar os Indivíduos Não Dominados

Como comentado na subseção 5.2.2, o processo a ser utilizado na análise da dominância ou não dominância de cada solução em relação às outras em uma geração dada, deve ser eficiente de tal maneira que todas as soluções não dominantes sejam levadas em consideração, assegurando assim uma diversificada lista de soluções ótimas de Pareto. A seguir será detalhado o procedimento implementado neste trabalho para identificar os indivíduos não dominados através de bases de conhecimento.

Todas as configurações de um determinado conjunto ou população onde seja necessária a identificação dos indivíduos não dominados e, conseqüentemente, os dominados, devem ser avaliadas par a par. Em uma avaliação dada, o indivíduo dominado é identificado e descartado para os próximos pares. Já o indivíduo não dominado é ainda utilizado. Caso, em um par determinado, não aparecer dominância de um ou de outro, ambos os indivíduos continuam o processo. Finalmente, após terem sido analisados todos os pares possíveis, aqueles indivíduos que não foram catalogados como dominados, correspondem ao conjunto dos não dominados.

Para contrastar um par de indivíduos, ou seja, para verificar a dominância de um sobre outro, basta seguir as definições apresentadas na subseção 5.2.2. No entanto, embora este procedimento seja simples de implementar considerando dois objetivos, com três ou mais objetivos, o procedimento se torna mais complexo. Assim, para fazer mais eficiente a correspondente implementação computacional, foram identificadas as possíveis combinações que um par de indivíduos com dois, três ou mais objetivos possam ter no

momento deles serem contrastados. Estas possíveis combinações são chamadas aqui de bases de conhecimento.

O primeiro passo é identificar e descartar aqueles indivíduos cujos valores de função objetivo (ou de função de adaptação) sejam todos iguais, ou seja, elementos repetidos. Para fins didáticos, consideremos o par de indivíduos i e j , dois objetivos ($f(x)$ e $f(y)$) a serem minimizados, e um vetor de dimensão igual ao número de objetivos que resume o resultado da comparação seguindo a seguinte lógica:

- Se $f(x_i) = f(x_j)$, o primeiro elemento do vetor recebe o valor de 0.
- Se $f(x_i) < f(x_j)$, o primeiro elemento do vetor recebe o valor de 1.
- Se $f(x_i) > f(x_j)$, o primeiro elemento do vetor recebe o valor de 2.
- Se $f(y_i) = f(y_j)$, o segundo elemento do vetor recebe o valor de 0.
- Se $f(y_i) < f(y_j)$, o segundo elemento do vetor recebe o valor de 1.
- Se $f(y_i) > f(y_j)$, o segundo elemento do vetor recebe o valor de 2.

A Tabela A.3 relaciona os possíveis resultados encontrados nesse vetor e inclui a ação a ser tomada: “D” para identificar o indivíduo como dominado e “A” para fazer com que o indivíduo continue no processo de comparação.

Tabela A.3 - Base de conhecimento não ordenada para dois objetivos a serem minimizados.

vetor de resultado		ação	
$f(x_i)$ vs. $f(x_j)$	$f(y_i)$ vs. $f(y_j)$	i	j
0	1	A	D
0	2	D	A
1	0	A	D
1	1	A	D
1	2	A	A
2	0	D	A
2	1	A	A
2	2	D	A

Para determinar a dominância não importa saber em qual objetivo, x ou y , o vetor de resultado recebeu o valor de 0, 1 ou 2. Assim, a base de conhecimento para dois objetivos pode ser ordenada e compactada, como mostrado na Tabela A.4. O vetor de resultados, conseqüentemente, deverá passar por um processo de ordenamento antes de procurar na base de conhecimento a ação a ser efetuada.

Tabela A.4 - Base de conhecimento para dois objetivos a serem minimizados.

vetor de resultado ordenado		ação	
		i	j
0	1	A	D
0	2	D	A
1	1	A	D
1	2	A	A
2	2	D	A

Analogamente, as bases de conhecimento para mais objetivos podem ser criadas. A Tabela A.5 mostra a base de conhecimento para três objetivos a serem minimizados. De acordo com o problema sob análise, a lógica utilizada para a criação do vetor de resultados pode ser adaptada para maximização ou uma mistura das duas abordagens.

Tabela A.5 - Base de conhecimento para três objetivos a serem minimizados.

vetor de resultado ordenado			ação	
			i	j
0	0	1	A	D
0	0	2	D	A
0	1	1	A	D
0	1	2	A	A
0	2	2	D	A
1	1	1	A	D
1	1	2	A	A
1	2	2	A	A
2	2	2	D	A

O seguinte exemplo mostra passo a passo o processo proposta para a avaliação da dominância. Considere o conjunto de três indivíduos mostrado na Tabela A.6. Dois objetivos devem ser minimizados.

Tabela A.6 - Exemplo de avaliação da dominância.

IND.	$f(x)$	$f(y)$
1	150	100
2	130	90
3	100	200

Analisando o par formado com o primeiro e segundo indivíduos, obtém-se o vetor de resultado $[2 \ 2]$. De acordo com a base de conhecimento da Tabela A.4, este vetor leva a descartar o primeiro indivíduo dado que é dominado pelo segundo. Analisando o par formado com o segundo e terceiro indivíduos, obtém-se o vetor $[2 \ 1]$, que ordenado seria $[1 \ 2]$. Utilizando a base de conhecimento, a ação correspondente seria classificar os dois como “A”, ou seja, para continuarem sendo avaliados. No entanto, como não existem mais pares a serem avaliados, dado que foi finalizado o processo, o segundo e terceiro indivíduos correspondem às configurações não dominadas.

Apêndice III

Dados do Alimentador Teste IEEE-34

A Tabela A.7 e a Tabela A.8 mostram os dados de carga e capacitores, respectivamente, daqueles nós na rede IEEE-34 que apresentam em pelo menos uma fase valores diferentes de zero.

É importante salientar que para a obtenção da Tabela A.7 foram somadas as cargas nodais (*spot*) e as cargas distribuídas nas linhas que aparecem em [87]. Estas últimas foram adaptadas para serem cargas nodais atribuindo metade do valor para cada nó do trecho correspondente.

Na Tabela A.9 e na Tabela A.10 são mostrados os dados de linha: comprimento dos trechos; impedâncias de linha próprias e mútuas das fases e do cabo neutro; admitâncias shunt das fases; e, as correntes nominais, assim como as resistências, dos cabos de fase e neutro.

Os valores das impedâncias de linha foram calculados através da metodologia apresentada em [121, 122], considerando uma frequência de 60 Hz e resistividade do solo igual a $100 \Omega\text{-m}$.

Tabela A.7 - Dados de carga da Rede IEEE-34.

nó	P _a (kW)	Q _a (kVAr)	P _b (kW)	Q _b (kVAr)	P _c (kW)	Q _c (kVAr)
1	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
2	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
3	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	2,5	1,0	0,0	0,0
9	17,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	22,5	11,0	2,0	1,0
11	84,5	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0
12	3,5	1,5	0,0	0,0	2,0	1,0
13	0,0	0,0	20,0	10,0	0,0	0,0
14	67,5	35,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	13,5	6,5	10,0	5,0	25,0	10,0
16	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
19	3,5	1,5	1,0	0,5	3,0	1,5
21	6,5	3,0	8,5	4,5	9,5	5,0
22	150,0	75,0	150,0	75,0	150,0	75,0
23	10,0	5,0	17,5	9,0	61,5	31,0
24	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
25	43,0	27,5	35,0	24,0	96,0	54,5
26	4,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
27	24,0	12,0	16,0	8,5	21,0	11,0
28	139,5	107,5	147,5	111,0	145,0	110,5
29	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
30	18,0	11,5	20,0	12,5	9,0	7,0
31	0,0	0,0	24,0	11,5	10,0	5,5
32	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
33	20,0	16,0	31,5	21,5	20,0	16,0

Tabela A.8 - Dados de capacitores da Rede IEEE-34.

nó	Q _{Ca} (kVAr)	Q _{Cb} (kVAr)	Q _{Cc} (kVAr)
28	100,0	100,0	100,0
33	150,0	150,0	150,0

Tabela A.9 - Dados de linha da Rede IEEE-34 – Parte 1.

nó inicial	nó final	Comp. (km)	Zaa (Ω/km)	Zab (Ω/km)	Zac (Ω/km)	Zan (Ω/km)	Zbb (Ω/km)	Zbc (Ω/km)	Zbn (Ω/km)	Zcc (Ω/km)
0	1	0,7864	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
1	2	0,5273	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
2	3	9,8237	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
3	4	1,7691	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000
3	5	11,4300	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
5	6	9,0617	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
6	7	0,0030	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
7	8	0,0945	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
8	9	0,5212	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000
8	10	3,1120	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
9	11	14,6761	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000
10	12	0,2560	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
10	13	0,9235	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000
11	14	4,1880	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000
12	15	6,2301	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
15	16	0,1585	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
16	17	11,2258	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
16	18	7,1110	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000
17	19	0,0030	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
19	20	3,2187	0,7552 +j 1,0063	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	0,7552 +j 1,0063	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	0,7552 +j 1,0063
19	21	1,4935	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
20	22	3,2187	0,7552 +j 1,0063	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	0,7552 +j 1,0063	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	0,7552 +j 1,0063
21	23	1,7770	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
21	24	0,4938	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000
23	25	0,6157	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
23	26	0,0853	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
25	27	0,8169	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
26	28	0,4115	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
27	29	0,0853	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
27	30	0,2621	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
28	31	1,1095	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112
29	32	1,4813	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	0,0000 +j 0,0000	1,1093 +j 1,0112	0,0000 +j 0,0000	0,0592 +j 0,4768	0,0000 +j 0,0000
31	33	0,1615	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,5292	0,0592 +j 0,4851	0,0592 +j 0,4890	1,1093 +j 1,0112	0,0592 +j 0,4521	0,0592 +j 0,4680	1,1093 +j 1,0112

Tabela A.10 – Dados de linha da Rede IEEE-34 – Parte 2.

nó inicial	nó final	Zcn (Ω/km)	Znn (Ω/km)	Yaa (Ω/km)	Yab (Ω/km)	Yac (Ω/km)	Ybb (Ω/km)	Ybc (Ω/km)	Ycc (Ω/km)	Corr. Nom. Fase (A)	Corr. Nom. Neutro (A)	Resist. Cabo Fase (Ω/km)	Resist. Cabo Neutro (Ω/km)
0	1	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	230	230	1,0501	1,0501
1	2	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	230	230	1,0501	1,0501
2	3	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	230	230	1,0501	1,0501
3	4	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
3	5	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	230	230	1,0501	1,0501
5	6	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	230	230	1,0501	1,0501
6	7	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
7	8	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
8	9	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
8	10	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
9	11	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
10	12	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
10	13	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
11	14	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
12	15	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
15	16	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
16	17	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
16	18	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
17	19	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
19	20	0,0592 +j 0,4772	0,7552 +j 1,0063	j 3,3536	-j 0,4338	-j 0,7235	j 3,5272	-j 1,1382	j 3,7163	230	230	0,6959	0,6959
19	21	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
20	22	0,0592 +j 0,4772	0,7552 +j 1,0063	j 3,3536	-j 0,4338	-j 0,7235	j 3,5272	-j 1,1382	j 3,7163	230	230	0,6959	0,6959
21	23	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
21	24	0,0000 +j 0,0000	0,4271 +j 0,9610	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 2,6253	j 0,0000	j 0,0000	140	140	0,3678	0,3678
23	25	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
23	26	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
25	27	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
26	28	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
27	29	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
27	30	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
28	31	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501
29	32	0,0000 +j 0,0000	1,1093 +j 1,0112	j 0,0000	j 0,0000	j 0,0000	j 2,7114	j 0,0000	j 0,0000	180	180	1,0501	1,0501
31	33	0,0592 +j 0,4772	1,1093 +j 1,0112	j 3,1818	-j 0,8925	-j 0,5842	j 3,0481	-j 0,3697	j 2,9300	180	180	1,0501	1,0501

Curvas de Carga

Os valores em por unidade utilizados para a formação das curvas de carga apresentadas na Figura 6.3, são mostrados na Tabela A.11.

Tabela A.11 - Valores em p.u. das curvas de carga diária sazonais.

Hora	Verão	Outono- Primavera	Inverno
1	0,233	0,246	0,334
2	0,191	0,198	0,233
3	0,166	0,175	0,215
4	0,166	0,167	0,208
5	0,155	0,200	0,235
6	0,166	0,218	0,260
7	0,172	0,297	0,442
8	0,225	0,500	0,830
9	0,325	0,546	0,950
10	0,354	0,567	0,938
11	0,354	0,560	0,942
12	0,348	0,564	0,980
13	0,370	0,570	0,950
14	0,325	0,500	0,830
15	0,312	0,484	0,800
16	0,321	0,533	0,870
17	0,422	0,715	1,252
18	0,428	0,725	1,275
19	0,400	0,688	1,200
20	0,380	0,627	1,098
21	0,375	0,600	1,060
22	0,367	0,592	1,037
23	0,325	0,500	0,853
24	0,241	0,384	0,670

Apêndice IV

Soluções Ótimas de Pareto – Análise com Três Objetivos

A seguir são mostrados os valores obtidos para cada objetivo das soluções ótimas de Pareto na rede teste IEEE-34, considerando a minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito fase-terra.

Tabela A.12 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 1.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
1	33,40	968,82	3,01	1	---	---	---	---	---	---	---
2	33,45	965,34	3,15	2	---	---	---	---	---	---	---
3	34,23	900,64	6,42	3	---	---	---	---	---	---	---
4	35,09	824,93	10,41	5	---	---	---	---	---	---	---
5	35,75	764,19	13,52	7	---	---	---	---	---	---	---
6	425,53	961,92	4,44	1	2	---	---	---	---	---	---
7	433,64	897,41	6,65	1	3	---	---	---	---	---	---
8	442,97	821,91	10,53	1	5	---	---	---	---	---	---
9	450,34	761,34	13,60	1	7	---	---	---	---	---	---
10	433,57	895,28	6,72	2	3	---	---	---	---	---	---
11	442,89	819,93	10,56	2	5	---	---	---	---	---	---
12	450,25	759,47	13,62	2	7	---	---	---	---	---	---
13	441,20	783,72	11,59	3	5	---	---	---	---	---	---
14	448,45	725,37	14,25	3	7	---	---	---	---	---	---
15	450,61	706,95	15,64	3	10	---	---	---	---	---	---
16	446,28	685,79	16,25	5	7	---	---	---	---	---	---
17	448,40	668,13	17,21	5	10	---	---	---	---	---	---
18	300,77	650,41	18,90	5	15	---	---	---	---	---	---
19	300,03	611,65	21,06	6	15	---	---	---	---	---	---
20	304,00	561,97	23,49	6	19	---	---	---	---	---	---
21	427,70	491,32	26,21	6	23	---	---	---	---	---	---
22	300,03	611,64	21,06	7	15	---	---	---	---	---	---
23	304,00	561,95	23,49	7	19	---	---	---	---	---	---
24	427,70	491,31	26,21	7	23	---	---	---	---	---	---
25	427,68	490,98	26,22	8	23	---	---	---	---	---	---

Tabela A.13 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 2.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
26	1339,19	893,89	6,78	1	2	3	---	---	---	---	---
27	1363,22	818,75	10,58	1	2	5	---	---	---	---	---
28	1382,18	758,45	13,64	1	2	7	---	---	---	---	---
29	1382,37	757,82	13,81	1	2	8	---	---	---	---	---
30	1367,48	782,64	11,59	1	3	5	---	---	---	---	---
31	1385,87	724,44	14,25	1	3	7	---	---	---	---	---
32	1386,06	723,84	14,42	1	3	8	---	---	---	---	---
33	1391,47	706,08	15,65	1	3	10	---	---	---	---	---
34	1389,84	684,97	16,26	1	5	7	---	---	---	---	---
35	1390,02	684,38	16,33	1	5	8	---	---	---	---	---
36	1395,26	667,35	17,22	1	5	10	---	---	---	---	---
37	1093,19	649,04	18,91	1	5	15	---	---	---	---	---
38	1093,36	648,33	19,01	1	5	16	---	---	---	---	---
39	1098,55	610,38	21,07	1	6	15	---	---	---	---	---
40	1098,72	609,70	21,15	1	6	16	---	---	---	---	---
41	1110,62	560,80	23,51	1	6	19	---	---	---	---	---
42	1347,72	490,60	26,22	1	6	23	---	---	---	---	---
43	1098,55	610,37	21,08	1	7	15	---	---	---	---	---
44	1098,72	609,68	21,15	1	7	16	---	---	---	---	---
45	1110,63	560,79	23,51	1	7	19	---	---	---	---	---
46	1347,72	490,59	26,22	1	7	23	---	---	---	---	---
47	1098,61	609,96	21,11	1	8	15	---	---	---	---	---
48	1098,78	609,28	21,19	1	8	16	---	---	---	---	---
49	1110,68	560,40	23,52	1	8	19	---	---	---	---	---
50	1347,76	490,26	26,24	1	8	23	---	---	---	---	---
51	1348,22	481,58	26,66	1	10	23	---	---	---	---	---
52	1366,88	781,95	11,59	2	3	5	---	---	---	---	---
53	1385,24	723,87	14,26	2	3	7	---	---	---	---	---
54	1385,43	723,26	14,42	2	3	8	---	---	---	---	---
55	1390,83	705,54	15,65	2	3	10	---	---	---	---	---
56	1389,21	684,46	16,27	2	5	7	---	---	---	---	---
57	1389,39	683,88	16,34	2	5	8	---	---	---	---	---
58	1394,62	666,87	17,22	2	5	10	---	---	---	---	---
59	1092,74	648,16	18,92	2	5	15	---	---	---	---	---
60	1092,91	647,46	19,02	2	5	16	---	---	---	---	---
61	1098,10	609,58	21,08	2	6	15	---	---	---	---	---
62	1098,27	608,89	21,16	2	6	16	---	---	---	---	---
63	1110,16	560,07	23,52	2	6	19	---	---	---	---	---
64	1347,12	490,16	26,24	2	6	23	---	---	---	---	---
65	1098,10	609,56	21,08	2	7	15	---	---	---	---	---
66	1098,27	608,88	21,16	2	7	16	---	---	---	---	---
67	1110,16	560,05	23,52	2	7	19	---	---	---	---	---
68	1347,12	490,15	26,24	2	7	23	---	---	---	---	---
69	1098,16	609,16	21,12	2	8	15	---	---	---	---	---
70	1098,32	608,47	21,20	2	8	16	---	---	---	---	---
71	1110,21	559,66	23,53	2	8	19	---	---	---	---	---
72	1347,16	489,82	26,25	2	8	23	---	---	---	---	---
73	1347,62	481,15	26,68	2	10	23	---	---	---	---	---
74	1377,24	675,54	16,38	3	5	7	---	---	---	---	---
75	1377,42	674,97	16,47	3	5	8	---	---	---	---	---

Tabela A.14 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 3.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
76	1382,51	658,51	17,35	3	5	10	---	---	---	---	---
77	1084,31	632,49	19,06	3	5	15	---	---	---	---	---
78	1084,48	631,80	19,17	3	5	16	---	---	---	---	---
79	1089,54	595,13	21,24	3	6	15	---	---	---	---	---
80	1089,70	594,47	21,32	3	6	16	---	---	---	---	---
81	1101,29	546,92	23,71	3	6	19	---	---	---	---	---
82	1335,88	482,46	26,45	3	6	23	---	---	---	---	---
83	1089,54	595,12	21,25	3	7	15	---	---	---	---	---
84	1089,70	594,45	21,32	3	7	16	---	---	---	---	---
85	1101,29	546,91	23,71	3	7	19	---	---	---	---	---
86	1335,88	482,45	26,45	3	7	23	---	---	---	---	---
87	1089,59	594,73	21,29	3	8	15	---	---	---	---	---
88	1089,76	594,06	21,36	3	8	16	---	---	---	---	---
89	1101,34	546,53	23,72	3	8	19	---	---	---	---	---
90	1335,92	482,13	26,47	3	8	23	---	---	---	---	---
91	1336,37	473,73	26,90	3	10	23	---	---	---	---	---
92	1079,76	578,21	21,43	5	6	15	---	---	---	---	---
93	1079,92	577,55	21,51	5	6	16	---	---	---	---	---
94	1091,17	531,47	23,91	5	6	19	---	---	---	---	---
95	1323,13	473,26	26,69	5	6	23	---	---	---	---	---
96	1079,76	578,19	21,43	5	7	15	---	---	---	---	---
97	1079,92	577,54	21,51	5	7	16	---	---	---	---	---
98	1091,17	531,46	23,91	5	7	19	---	---	---	---	---
99	1323,13	473,25	26,69	5	7	23	---	---	---	---	---
100	1079,82	577,82	21,47	5	8	15	---	---	---	---	---
101	1079,98	577,16	21,55	5	8	16	---	---	---	---	---
102	1091,22	531,09	23,93	5	8	19	---	---	---	---	---
103	1323,16	472,95	26,70	5	8	23	---	---	---	---	---
104	1080,85	567,46	23,26	5	10	15	---	---	---	---	---
105	1081,01	566,82	23,30	5	10	16	---	---	---	---	---
106	1092,20	521,18	24,44	5	10	19	---	---	---	---	---
107	1323,61	464,85	27,13	5	10	23	---	---	---	---	---
108	1164,17	447,43	33,32	5	22	23	---	---	---	---	---
109	1163,96	447,43	32,97	5	22	25	---	---	---	---	---
110	1431,99	426,45	43,45	5	27	33	---	---	---	---	---
111	1432,03	426,38	43,47	5	29	31	---	---	---	---	---
112	1431,92	426,55	43,27	5	29	33	---	---	---	---	---
113	1431,91	426,58	43,09	5	30	31	---	---	---	---	---
114	1431,80	426,74	42,91	5	30	33	---	---	---	---	---
115	1084,50	508,69	25,37	6	10	19	---	---	---	---	---
116	1313,89	457,20	27,33	6	10	23	---	---	---	---	---
117	1313,89	457,12	28,07	6	10	26	---	---	---	---	---
118	1313,90	456,69	28,27	6	10	28	---	---	---	---	---
119	939,84	516,59	25,24	6	12	19	---	---	---	---	---
120	1158,49	452,18	28,69	6	15	23	---	---	---	---	---
121	1158,46	451,94	28,74	6	16	23	---	---	---	---	---
122	1156,69	432,99	33,77	6	22	23	---	---	---	---	---
123	1156,49	432,99	33,50	6	22	25	---	---	---	---	---
124	1422,71	416,37	43,76	6	30	31	---	---	---	---	---
125	1422,60	416,53	43,55	6	30	33	---	---	---	---	---

Tabela A.15 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 4.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
126	1084,50	508,68	25,38	7	10	19	---	---	---	---	---
127	1313,89	457,20	27,33	7	10	23	---	---	---	---	---
128	1313,89	457,11	28,07	7	10	26	---	---	---	---	---
129	1313,90	456,68	28,27	7	10	28	---	---	---	---	---
130	939,84	516,58	25,25	7	12	19	---	---	---	---	---
131	1158,48	452,18	28,69	7	15	23	---	---	---	---	---
132	1158,46	451,93	28,74	7	16	23	---	---	---	---	---
133	1156,69	432,98	33,77	7	22	23	---	---	---	---	---
134	1156,49	432,99	33,50	7	22	25	---	---	---	---	---
135	1422,71	416,36	43,76	7	30	31	---	---	---	---	---
136	1422,60	416,53	43,55	7	30	33	---	---	---	---	---
137	1084,42	508,55	25,50	8	10	19	---	---	---	---	---
138	1313,79	457,12	27,33	8	10	23	---	---	---	---	---
139	1313,79	457,03	28,07	8	10	26	---	---	---	---	---
140	1313,79	456,60	28,27	8	10	28	---	---	---	---	---
141	939,78	516,37	25,37	8	12	19	---	---	---	---	---
142	1158,41	452,02	28,69	8	15	23	---	---	---	---	---
143	1158,38	451,77	28,74	8	16	23	---	---	---	---	---
144	1156,41	432,83	33,51	8	22	25	---	---	---	---	---
145	1423,32	415,29	44,95	8	28	30	---	---	---	---	---
146	1422,62	416,26	43,77	8	30	31	---	---	---	---	---
147	1422,50	416,42	43,56	8	30	33	---	---	---	---	---
148	1155,25	448,79	28,76	10	15	23	---	---	---	---	---
149	1155,25	448,71	29,58	10	15	26	---	---	---	---	---
150	1155,23	448,29	29,73	10	15	28	---	---	---	---	---
151	1155,22	448,54	28,80	10	16	23	---	---	---	---	---
152	1155,22	448,46	29,63	10	16	26	---	---	---	---	---
153	1155,21	448,04	29,78	10	16	28	---	---	---	---	---
154	1153,46	429,77	33,98	10	22	23	---	---	---	---	---
155	1153,26	429,78	33,75	10	22	25	---	---	---	---	---
156	1153,46	429,69	34,67	10	22	26	---	---	---	---	---
157	1153,44	429,28	34,53	10	22	28	---	---	---	---	---
158	1420,36	412,75	51,26	10	23	28	---	---	---	---	---
159	1420,16	412,76	48,53	10	25	28	---	---	---	---	---
160	1419,69	413,36	45,89	10	27	28	---	---	---	---	---
161	1418,99	414,32	44,61	10	27	31	---	---	---	---	---
162	1418,88	414,49	44,37	10	27	33	---	---	---	---	---
163	1419,50	413,65	45,20	10	28	30	---	---	---	---	---
164	1418,93	414,42	44,43	10	29	31	---	---	---	---	---
165	1418,82	414,59	44,20	10	29	33	---	---	---	---	---
166	1418,80	414,61	44,07	10	30	31	---	---	---	---	---
167	1418,70	414,77	43,85	10	30	33	---	---	---	---	---
168	2582,41	782,70	11,59	1	2	3	5	---	---	---	---
169	2611,51	724,77	14,26	1	2	3	7	---	---	---	---
170	2611,81	724,17	14,43	1	2	3	8	---	---	---	---
171	2620,58	706,49	15,66	1	2	3	10	---	---	---	---
172	2624,18	685,46	16,27	1	2	5	7	---	---	---	---
173	2624,48	684,88	16,34	1	2	5	8	---	---	---	---
174	2632,99	667,92	17,23	1	2	5	10	---	---	---	---
175	2254,11	648,63	18,93	1	2	5	15	---	---	---	---

Tabela A.16 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 5.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
176	2254,40	647,92	19,03	1	2	5	16	---	---	---	---
177	2581,10	522,50	25,39	1	2	5	23	---	---	---	---
178	2581,11	522,41	26,03	1	2	5	26	---	---	---	---
179	2581,20	521,93	26,25	1	2	5	28	---	---	---	---
180	2266,86	610,14	21,09	1	2	6	15	---	---	---	---
181	2267,14	609,45	21,17	1	2	6	16	---	---	---	---
182	2591,37	491,26	26,25	1	2	6	23	---	---	---	---
183	2266,86	610,12	21,09	1	2	7	15	---	---	---	---
184	2267,14	609,44	21,17	1	2	7	16	---	---	---	---
185	2287,05	560,72	23,53	1	2	7	19	---	---	---	---
186	2591,38	491,25	26,25	1	2	7	23	---	---	---	---
187	2266,99	609,72	21,13	1	2	8	15	---	---	---	---
188	2267,27	609,03	21,21	1	2	8	16	---	---	---	---
189	2287,18	560,33	23,55	1	2	8	19	---	---	---	---
190	2591,48	490,92	26,27	1	2	8	23	---	---	---	---
191	2290,26	549,74	24,06	1	2	10	19	---	---	---	---
192	2593,83	482,27	26,69	1	2	10	23	---	---	---	---
193	2593,84	482,18	27,41	1	2	10	26	---	---	---	---
194	2593,94	481,72	27,61	1	2	10	28	---	---	---	---
195	2616,06	676,56	16,38	1	3	5	7	---	---	---	---
196	2616,35	676,00	16,47	1	3	5	8	---	---	---	---
197	2624,62	659,58	17,36	1	3	5	10	---	---	---	---
198	2249,64	632,99	19,07	1	3	5	15	---	---	---	---
199	2249,92	632,31	19,18	1	3	5	16	---	---	---	---
200	2269,73	583,49	22,76	1	3	5	19	---	---	---	---
201	2573,37	513,86	25,60	1	3	5	23	---	---	---	---
202	2262,06	595,73	21,26	1	3	6	15	---	---	---	---
203	2262,34	595,06	21,33	1	3	6	16	---	---	---	---
204	2281,79	547,61	23,72	1	3	6	19	---	---	---	---
205	2583,52	483,58	26,47	1	3	6	23	---	---	---	---
206	2262,07	595,71	21,26	1	3	7	15	---	---	---	---
207	2262,34	595,04	21,33	1	3	7	16	---	---	---	---
208	2281,79	547,60	23,72	1	3	7	19	---	---	---	---
209	2583,53	483,57	26,47	1	3	7	23	---	---	---	---
210	2262,20	595,32	21,30	1	3	8	15	---	---	---	---
211	2262,47	594,65	21,37	1	3	8	16	---	---	---	---
212	2281,92	547,22	23,74	1	3	8	19	---	---	---	---
213	2583,64	483,25	26,48	1	3	8	23	---	---	---	---
214	2284,96	536,96	24,25	1	3	10	19	---	---	---	---
215	2585,97	474,86	26,91	1	3	10	23	---	---	---	---
216	2585,99	474,77	27,64	1	3	10	26	---	---	---	---
217	2586,08	474,32	27,83	1	3	10	28	---	---	---	---
218	2256,54	578,84	21,44	1	5	6	15	---	---	---	---
219	2256,81	578,19	21,52	1	5	6	16	---	---	---	---
220	2275,81	532,19	23,93	1	5	6	19	---	---	---	---
221	2256,55	578,82	21,44	1	5	7	15	---	---	---	---
222	2256,82	578,18	21,52	1	5	7	16	---	---	---	---
223	2275,81	532,18	23,93	1	5	7	19	---	---	---	---
224	2574,65	474,39	26,70	1	5	7	23	---	---	---	---
225	2256,67	578,45	21,48	1	5	8	15	---	---	---	---

Tabela A.17 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 6.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
226	2256,94	577,80	21,56	1	5	8	16	---	---	---	---
227	2275,94	531,82	23,94	1	5	8	19	---	---	---	---
228	2574,76	474,08	26,72	1	5	8	23	---	---	---	---
229	2259,75	568,12	23,28	1	5	10	15	---	---	---	---
230	2260,02	567,48	23,31	1	5	10	16	---	---	---	---
231	2278,92	521,92	24,46	1	5	10	19	---	---	---	---
232	2577,06	466,00	27,15	1	5	10	23	---	---	---	---
233	2577,08	465,91	27,88	1	5	10	26	---	---	---	---
234	2577,16	465,47	28,08	1	5	10	28	---	---	---	---
235	2318,69	448,03	33,34	1	5	22	23	---	---	---	---
236	2318,50	448,03	32,99	1	5	22	25	---	---	---	---
237	2318,77	447,52	33,74	1	5	22	28	---	---	---	---
238	2654,78	427,41	43,48	1	5	27	33	---	---	---	---
239	2654,84	427,34	43,49	1	5	29	31	---	---	---	---
240	2654,71	427,51	43,30	1	5	29	33	---	---	---	---
241	2654,69	427,53	43,12	1	5	30	31	---	---	---	---
242	2654,55	427,70	42,94	1	5	30	33	---	---	---	---
243	2274,48	509,46	25,40	1	6	10	19	---	---	---	---
244	2570,43	458,37	27,35	1	6	10	23	---	---	---	---
245	2570,45	458,28	28,09	1	6	10	26	---	---	---	---
246	2570,53	457,86	28,28	1	6	10	28	---	---	---	---
247	2007,73	516,76	25,27	1	6	12	19	---	---	---	---
248	2312,46	452,78	28,71	1	6	15	23	---	---	---	---
249	2312,54	452,27	29,68	1	6	15	28	---	---	---	---
250	2312,49	452,53	28,75	1	6	16	23	---	---	---	---
251	2312,51	452,45	29,58	1	6	16	26	---	---	---	---
252	2314,88	433,62	33,79	1	6	22	23	---	---	---	---
253	2314,70	433,63	33,52	1	6	22	25	---	---	---	---
254	2314,96	433,12	34,29	1	6	22	28	---	---	---	---
255	2650,54	415,48	50,80	1	6	23	28	---	---	---	---
256	2650,36	415,49	48,15	1	6	25	28	---	---	---	---
257	2649,83	416,09	45,50	1	6	27	28	---	---	---	---
258	2649,02	417,06	44,34	1	6	27	31	---	---	---	---
259	2648,88	417,22	44,11	1	6	27	33	---	---	---	---
260	2649,60	416,38	44,97	1	6	28	30	---	---	---	---
261	2648,94	417,16	44,16	1	6	29	31	---	---	---	---
262	2648,81	417,33	43,93	1	6	29	33	---	---	---	---
263	2648,79	417,35	43,79	1	6	30	31	---	---	---	---
264	2648,66	417,51	43,58	1	6	30	33	---	---	---	---
265	2274,48	509,46	25,40	1	7	10	19	---	---	---	---
266	2570,43	458,37	27,35	1	7	10	23	---	---	---	---
267	2570,44	458,28	28,09	1	7	10	26	---	---	---	---
268	2570,53	457,85	28,28	1	7	10	28	---	---	---	---
269	2007,73	516,75	25,27	1	7	12	19	---	---	---	---
270	2312,46	452,77	28,71	1	7	15	23	---	---	---	---
271	2312,54	452,27	29,68	1	7	15	28	---	---	---	---
272	2312,49	452,53	28,75	1	7	16	23	---	---	---	---
273	2312,50	452,44	29,58	1	7	16	26	---	---	---	---
274	2312,57	452,02	29,73	1	7	16	28	---	---	---	---
275	2314,88	433,62	33,79	1	7	22	23	---	---	---	---

Tabela A.18 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 7.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
276	2314,70	433,62	33,52	1	7	22	25	---	---	---	---
277	2314,96	433,11	34,29	1	7	22	28	---	---	---	---
278	2650,54	415,47	50,80	1	7	23	28	---	---	---	---
279	2650,36	415,48	48,15	1	7	25	28	---	---	---	---
280	2649,82	416,09	45,50	1	7	27	28	---	---	---	---
281	2649,02	417,06	44,34	1	7	27	31	---	---	---	---
282	2648,88	417,22	44,11	1	7	27	33	---	---	---	---
283	2649,60	416,38	44,97	1	7	28	30	---	---	---	---
284	2648,94	417,16	44,16	1	7	29	31	---	---	---	---
285	2648,81	417,32	43,93	1	7	29	33	---	---	---	---
286	2648,79	417,35	43,79	1	7	30	31	---	---	---	---
287	2648,66	417,51	43,58	1	7	30	33	---	---	---	---
288	2274,43	509,32	25,53	1	8	10	19	---	---	---	---
289	2570,37	458,28	27,35	1	8	10	23	---	---	---	---
290	2570,38	458,20	28,09	1	8	10	26	---	---	---	---
291	2570,46	457,77	28,29	1	8	10	28	---	---	---	---
292	2007,72	516,54	25,39	1	8	12	19	---	---	---	---
293	2312,43	452,61	28,71	1	8	15	23	---	---	---	---
294	2312,50	452,11	29,68	1	8	15	28	---	---	---	---
295	2312,46	452,37	28,76	1	8	16	23	---	---	---	---
296	2312,47	452,28	29,58	1	8	16	26	---	---	---	---
297	2312,54	451,86	29,73	1	8	16	28	---	---	---	---
298	2314,84	433,46	33,80	1	8	22	23	---	---	---	---
299	2314,65	433,47	33,53	1	8	22	25	---	---	---	---
300	2314,92	432,96	34,30	1	8	22	28	---	---	---	---
301	2650,48	415,37	50,81	1	8	23	28	---	---	---	---
302	2650,30	415,38	48,16	1	8	25	28	---	---	---	---
303	2649,76	415,98	45,51	1	8	27	28	---	---	---	---
304	2648,96	416,95	44,35	1	8	27	31	---	---	---	---
305	2648,83	417,11	44,12	1	8	27	33	---	---	---	---
306	2649,54	416,27	44,98	1	8	28	30	---	---	---	---
307	2648,88	417,05	44,17	1	8	29	31	---	---	---	---
308	2648,75	417,21	43,94	1	8	29	33	---	---	---	---
309	2648,73	417,24	43,80	1	8	30	31	---	---	---	---
310	2648,60	417,40	43,59	1	8	30	33	---	---	---	---
311	2310,15	449,39	28,78	1	10	15	23	---	---	---	---
312	2310,23	448,89	29,75	1	10	15	28	---	---	---	---
313	2310,18	449,15	28,82	1	10	16	23	---	---	---	---
314	2310,19	449,07	29,65	1	10	16	26	---	---	---	---
315	2310,26	448,64	29,80	1	10	16	28	---	---	---	---
316	2312,53	430,41	34,00	1	10	22	23	---	---	---	---
317	2312,34	430,42	33,77	1	10	22	25	---	---	---	---
318	2312,61	429,92	34,55	1	10	22	28	---	---	---	---
319	2647,41	413,74	51,29	1	10	23	28	---	---	---	---
320	2647,23	413,75	48,56	1	10	25	28	---	---	---	---
321	2646,69	414,35	45,92	1	10	27	28	---	---	---	---
322	2645,88	415,31	44,64	1	10	27	31	---	---	---	---
323	2645,76	415,47	44,40	1	10	27	33	---	---	---	---
324	2646,47	414,64	45,23	1	10	28	30	---	---	---	---
325	2645,81	415,41	44,46	1	10	29	31	---	---	---	---

Tabela A.19 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 8.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
326	2645,68	415,57	44,23	1	10	29	33	---	---	---	---
327	2645,66	415,60	44,10	1	10	30	31	---	---	---	---
328	2645,53	415,76	43,88	1	10	30	33	---	---	---	---
329	3705,84	432,85	34,59	1	2	10	22	28	---	---	---
330	3706,90	435,88	34,33	1	2	8	22	28	---	---	---
331	3706,17	450,38	33,77	1	2	5	22	28	---	---	---
332	3706,89	436,04	34,33	1	2	6	22	28	---	---	---
333	3706,89	436,03	34,33	1	2	7	22	28	---	---	---
334	4083,08	419,26	43,92	1	2	10	30	33	---	---	---
335	4085,10	420,90	43,63	1	2	8	30	33	---	---	---
336	4085,12	421,01	43,63	1	2	7	30	33	---	---	---
337	4085,13	421,01	43,63	1	2	6	30	33	---	---	---
338	4087,14	431,16	42,98	1	2	5	30	33	---	---	---
339	4090,16	443,17	42,36	1	2	3	30	33	---	---	---
340	5167,68	596,53	21,65	1	2	3	5	6	15	---	---
341	5168,07	595,90	21,73	1	2	3	5	6	16	---	---
342	5196,16	551,29	24,18	1	2	3	5	6	19	---	---
343	5610,19	646,62	24,26	1	2	3	5	7	10	---	---
344	5167,69	596,51	21,65	1	2	3	5	7	15	---	---
345	5168,08	595,89	21,73	1	2	3	5	7	16	---	---
346	5196,16	551,28	24,18	1	2	3	5	7	19	---	---
347	5570,36	499,84	26,99	1	2	3	5	7	23	---	---
348	5610,38	646,32	24,39	1	2	3	5	8	10	---	---
349	5167,94	596,15	21,69	1	2	3	5	8	15	---	---
350	5168,33	595,53	21,77	1	2	3	5	8	16	---	---
351	5196,41	550,93	24,19	1	2	3	5	8	19	---	---
352	5570,56	499,54	27,00	1	2	3	5	8	23	---	---
353	5174,47	586,20	23,50	1	2	3	5	10	15	---	---
354	5174,86	585,58	23,54	1	2	3	5	10	16	---	---
355	5202,64	541,39	24,71	1	2	3	5	10	19	---	---
356	5575,60	491,74	27,43	1	2	3	5	10	23	---	---
357	5575,65	491,65	28,17	1	2	3	5	10	26	---	---
358	5575,84	491,23	28,37	1	2	3	5	10	28	---	---
359	5217,54	465,21	33,67	1	2	3	5	22	23	---	---
360	5217,40	465,22	33,32	1	2	3	5	22	25	---	---
361	5621,52	449,00	45,16	1	2	3	5	27	28	---	---
362	5620,51	450,13	43,91	1	2	3	5	27	33	---	---
363	5620,56	450,06	43,93	1	2	3	5	29	31	---	---
364	5620,42	450,23	43,73	1	2	3	5	29	33	---	---
365	5620,40	450,25	43,55	1	2	3	5	30	31	---	---
366	5620,26	450,41	43,37	1	2	3	5	30	33	---	---
367	5205,74	529,34	25,73	1	2	3	6	10	19	---	---
368	5207,87	525,83	26,67	1	2	3	6	10	21	---	---
369	5575,44	484,36	27,63	1	2	3	6	10	23	---	---
370	5575,47	484,28	28,38	1	2	3	6	10	26	---	---
371	5575,66	483,86	28,57	1	2	3	6	10	28	---	---
372	4819,12	527,18	25,59	1	2	3	6	12	19	---	---
373	5207,84	480,13	27,66	1	2	3	6	12	23	---	---
374	4825,76	513,95	26,70	1	2	3	6	15	19	---	---
375	5212,86	469,90	29,00	1	2	3	6	15	23	---	---

Tabela A.20 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 9.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
376	5622,33	439,22	45,95	1	2	3	6	27	28	---	---
377	5621,39	440,26	44,59	1	2	3	6	29	31	---	---
378	5621,27	440,42	44,37	1	2	3	6	29	33	---	---
379	5621,24	440,44	44,22	1	2	3	6	30	31	---	---
380	5205,74	529,34	25,73	1	2	3	7	10	19	---	---
381	5207,87	525,83	26,67	1	2	3	7	10	21	---	---
382	5575,44	484,36	27,63	1	2	3	7	10	23	---	---
383	5575,47	484,28	28,38	1	2	3	7	10	26	---	---
384	5575,66	483,86	28,58	1	2	3	7	10	28	---	---
385	4819,12	527,18	25,59	1	2	3	7	12	19	---	---
386	5207,84	480,12	27,67	1	2	3	7	12	23	---	---
387	5208,05	479,62	28,61	1	2	3	7	12	28	---	---
388	4825,76	513,94	26,70	1	2	3	7	15	19	---	---
389	5212,86	469,90	29,00	1	2	3	7	15	23	---	---
390	4825,91	513,63	26,77	1	2	3	7	16	19	---	---
391	5212,97	469,66	29,05	1	2	3	7	16	23	---	---
392	5213,19	469,16	30,03	1	2	3	7	16	28	---	---
393	5221,52	451,31	34,13	1	2	3	7	22	23	---	---
394	5221,38	451,31	33,85	1	2	3	7	22	25	---	---
395	5221,72	450,82	34,63	1	2	3	7	22	28	---	---
396	5623,04	438,62	51,30	1	2	3	7	23	28	---	---
397	5622,90	438,62	48,62	1	2	3	7	25	28	---	---
398	5622,33	439,21	45,95	1	2	3	7	27	28	---	---
399	5621,48	440,16	44,78	1	2	3	7	27	31	---	---
400	5621,34	440,32	44,54	1	2	3	7	27	33	---	---
401	5622,08	439,50	45,41	1	2	3	7	28	30	---	---
402	5621,39	440,25	44,59	1	2	3	7	29	31	---	---
403	5621,26	440,41	44,37	1	2	3	7	29	33	---	---
404	5621,24	440,44	44,22	1	2	3	7	30	31	---	---
405	5621,10	440,60	44,01	1	2	3	7	30	33	---	---
406	5205,78	529,21	25,87	1	2	3	8	10	19	---	---
407	5207,89	525,70	26,68	1	2	3	8	10	21	---	---
408	5575,45	484,28	27,63	1	2	3	8	10	23	---	---
409	5575,48	484,20	28,38	1	2	3	8	10	26	---	---
410	5575,67	483,78	28,58	1	2	3	8	10	28	---	---
411	4819,21	526,97	25,72	1	2	3	8	12	19	---	---
412	5207,90	479,97	27,67	1	2	3	8	12	23	---	---
413	5207,93	479,88	28,42	1	2	3	8	12	26	---	---
414	5208,11	479,46	28,62	1	2	3	8	12	28	---	---
415	4825,84	513,74	26,71	1	2	3	8	15	19	---	---
416	5212,91	469,74	29,00	1	2	3	8	15	23	---	---
417	5213,12	469,25	29,99	1	2	3	8	15	28	---	---
418	4825,99	513,43	26,77	1	2	3	8	16	19	---	---
419	5213,01	469,50	29,05	1	2	3	8	16	23	---	---
420	5213,05	469,42	29,88	1	2	3	8	16	26	---	---
421	5213,22	469,01	30,03	1	2	3	8	16	28	---	---
422	5221,56	451,16	34,13	1	2	3	8	22	23	---	---
423	5221,42	451,16	33,86	1	2	3	8	22	25	---	---
424	5221,75	450,67	34,64	1	2	3	8	22	28	---	---
425	5623,04	438,51	51,31	1	2	3	8	23	28	---	---

Tabela A.21 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 10.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
426	5622,91	438,52	48,63	1	2	3	8	25	28	---	---
427	5622,35	439,11	45,96	1	2	3	8	27	28	---	---
428	5621,48	440,05	44,79	1	2	3	8	27	31	---	---
429	5621,35	440,21	44,55	1	2	3	8	27	33	---	---
430	5622,09	439,39	45,42	1	2	3	8	28	30	---	---
431	5621,40	440,15	44,60	1	2	3	8	29	31	---	---
432	5621,27	440,31	44,37	1	2	3	8	29	33	---	---
433	5621,25	440,33	44,23	1	2	3	8	30	31	---	---
434	5621,10	440,49	44,02	1	2	3	8	30	33	---	---
435	5212,93	466,64	29,07	1	2	3	10	15	23	---	---
436	5213,13	466,15	30,05	1	2	3	10	15	28	---	---
437	5213,03	466,41	29,12	1	2	3	10	16	23	---	---
438	5213,07	466,33	29,95	1	2	3	10	16	26	---	---
439	5213,24	465,92	30,10	1	2	3	10	16	28	---	---
440	5221,48	448,22	34,33	1	2	3	10	22	23	---	---
441	5221,34	448,22	34,10	1	2	3	10	22	25	---	---
442	5221,68	447,73	34,89	1	2	3	10	22	28	---	---
443	5621,88	436,94	51,78	1	2	3	10	23	28	---	---
444	5621,76	436,95	49,03	1	2	3	10	25	28	---	---
445	5621,20	437,54	46,37	1	2	3	10	27	28	---	---
446	5620,35	438,47	45,08	1	2	3	10	27	31	---	---
447	5620,21	438,63	44,83	1	2	3	10	27	33	---	---
448	5620,96	437,82	45,67	1	2	3	10	28	30	---	---
449	5620,26	438,57	44,89	1	2	3	10	29	31	---	---
450	5620,13	438,73	44,66	1	2	3	10	29	33	---	---
451	5620,10	438,75	44,53	1	2	3	10	30	31	---	---
452	5619,97	438,91	44,30	1	2	3	10	30	33	---	---
453	5742,73	478,69	72,42	1	2	3	23	25	28	---	---
454	5741,89	479,55	67,28	1	2	3	23	25	31	---	---
455	5741,75	479,70	66,71	1	2	3	23	25	33	---	---
456	5742,18	479,23	69,21	1	2	3	23	27	28	---	---
457	5741,35	480,10	63,99	1	2	3	23	27	31	---	---
458	5741,22	480,25	63,42	1	2	3	23	27	33	---	---
459	5742,10	479,32	68,93	1	2	3	23	28	29	---	---
460	5741,93	479,49	68,37	1	2	3	23	28	30	---	---
461	5741,28	480,19	63,70	1	2	3	23	29	31	---	---
462	5741,14	480,33	63,14	1	2	3	23	29	33	---	---
463	5740,97	480,50	62,58	1	2	3	23	30	33	---	---
464	6755,24	581,35	26,50	1	2	3	5	6	10	19	---
465	6757,33	578,02	27,14	1	2	3	5	6	10	21	---
466	7137,14	546,77	28,88	1	2	3	5	6	10	26	---
467	7137,31	546,38	29,08	1	2	3	5	6	10	28	---
468	6354,22	563,02	26,31	1	2	3	5	6	12	19	---
469	6758,84	526,95	28,15	1	2	3	5	6	12	23	---
470	6773,04	499,59	34,42	1	2	3	5	6	22	25	---
471	7184,39	496,25	52,16	1	2	3	5	6	23	28	---
472	7184,27	496,26	49,44	1	2	3	5	6	25	28	---
473	7183,76	496,82	46,72	1	2	3	5	6	27	28	---
474	7182,92	497,72	45,53	1	2	3	5	6	27	31	---
475	7182,78	497,88	45,29	1	2	3	5	6	27	33	---

Tabela A.22 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 11.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
476	7183,51	497,09	46,17	1	2	3	5	6	28	30	---
477	7182,84	497,82	45,35	1	2	3	5	6	29	31	---
478	7182,69	497,99	44,97	1	2	3	5	6	30	31	---
479	7182,55	498,15	44,75	1	2	3	5	6	30	33	---
480	6755,25	581,35	26,50	1	2	3	5	7	10	19	---
481	6757,34	578,01	27,14	1	2	3	5	7	10	21	---
482	7137,10	546,85	28,12	1	2	3	5	7	10	23	---
483	7137,14	546,77	28,88	1	2	3	5	7	10	26	---
484	7137,31	546,38	29,08	1	2	3	5	7	10	28	---
485	6354,23	563,01	26,31	1	2	3	5	7	12	19	---
486	6758,85	526,95	28,15	1	2	3	5	7	12	23	---
487	6759,06	526,47	29,12	1	2	3	5	7	12	28	---
488	6361,12	550,43	27,16	1	2	3	5	7	15	19	---
489	6764,06	517,23	29,51	1	2	3	5	7	15	23	---
490	6361,27	550,13	27,23	1	2	3	5	7	16	19	---
491	6764,18	517,00	29,56	1	2	3	5	7	16	23	---
492	6773,04	499,59	34,42	1	2	3	5	7	22	25	---
493	7184,39	496,25	52,16	1	2	3	5	7	23	28	---
494	7184,27	496,26	49,44	1	2	3	5	7	25	28	---
495	7183,76	496,82	46,72	1	2	3	5	7	27	28	---
496	7182,92	497,72	45,53	1	2	3	5	7	27	31	---
497	7182,78	497,87	45,29	1	2	3	5	7	27	33	---
498	7183,51	497,09	46,17	1	2	3	5	7	28	30	---
499	7182,84	497,81	45,35	1	2	3	5	7	29	31	---
500	7182,69	497,99	44,97	1	2	3	5	7	30	31	---
501	7182,55	498,14	44,75	1	2	3	5	7	30	33	---
502	6755,29	581,23	26,65	1	2	3	5	8	10	19	---
503	6757,40	577,89	27,14	1	2	3	5	8	10	21	---
504	7137,12	546,78	28,12	1	2	3	5	8	10	23	---
505	7137,15	546,70	28,88	1	2	3	5	8	10	26	---
506	7137,31	546,30	29,08	1	2	3	5	8	10	28	---
507	6354,33	562,82	26,45	1	2	3	5	8	12	19	---
508	6758,90	526,80	28,16	1	2	3	5	8	12	23	---
509	6758,94	526,72	28,92	1	2	3	5	8	12	26	---
510	6759,11	526,32	29,12	1	2	3	5	8	12	28	---
511	6361,21	550,24	27,17	1	2	3	5	8	15	19	---
512	6764,13	517,09	29,51	1	2	3	5	8	15	23	---
513	6361,37	549,94	27,24	1	2	3	5	8	16	19	---
514	6764,24	516,86	29,56	1	2	3	5	8	16	23	---
515	6773,10	499,45	34,43	1	2	3	5	8	22	25	---
516	7184,42	496,15	52,17	1	2	3	5	8	23	28	---
517	7184,31	496,16	49,45	1	2	3	5	8	25	28	---
518	7183,78	496,72	46,74	1	2	3	5	8	27	28	---
519	7182,95	497,62	45,54	1	2	3	5	8	27	31	---
520	7182,82	497,78	45,30	1	2	3	5	8	27	33	---
521	7183,54	496,99	46,18	1	2	3	5	8	28	30	---
522	7182,88	497,72	45,35	1	2	3	5	8	29	31	---
523	7182,75	497,87	45,12	1	2	3	5	8	29	33	---
524	7182,73	497,89	44,98	1	2	3	5	8	30	31	---
525	7182,58	498,05	44,76	1	2	3	5	8	30	33	---

Tabela A.23 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 12.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
526	6764,81	514,19	29,58	1	2	3	5	10	15	23	---
527	6765,04	513,72	30,58	1	2	3	5	10	15	28	---
528	6764,92	513,96	29,62	1	2	3	5	10	16	23	---
529	6764,96	513,88	30,47	1	2	3	5	10	16	26	---
530	6765,15	513,50	30,63	1	2	3	5	10	16	28	---
531	6773,79	496,68	34,91	1	2	3	5	10	22	23	---
532	6773,67	496,69	34,68	1	2	3	5	10	22	25	---
533	6773,99	496,23	35,48	1	2	3	5	10	22	28	---
534	7183,94	494,70	52,65	1	2	3	5	10	23	28	---
535	7183,83	494,71	49,85	1	2	3	5	10	25	28	---
536	7183,28	495,27	47,15	1	2	3	5	10	27	28	---
537	7182,47	496,16	45,83	1	2	3	5	10	27	31	---
538	7182,33	496,31	45,58	1	2	3	5	10	27	33	---
539	7183,06	495,53	46,43	1	2	3	5	10	28	30	---
540	7182,38	496,25	45,65	1	2	3	5	10	29	31	---
541	7182,25	496,40	45,40	1	2	3	5	10	29	33	---
542	7182,23	496,43	45,28	1	2	3	5	10	30	31	---
543	7182,09	496,58	45,05	1	2	3	5	10	30	33	---
544	7286,40	527,94	74,07	1	2	3	5	23	25	28	---
545	7285,61	528,77	68,84	1	2	3	5	23	25	31	---
546	7285,46	528,91	68,27	1	2	3	5	23	25	33	---
547	7285,88	528,46	70,82	1	2	3	5	23	27	28	---
548	7285,07	529,29	65,51	1	2	3	5	23	27	31	---
549	7284,94	529,43	64,93	1	2	3	5	23	27	33	---
550	7285,80	528,55	70,53	1	2	3	5	23	28	29	---
551	7285,66	528,71	69,96	1	2	3	5	23	28	30	---
552	7285,00	529,37	65,22	1	2	3	5	23	29	31	---
553	7284,88	529,51	64,65	1	2	3	5	23	29	33	---
554	7284,72	529,67	64,08	1	2	3	5	23	30	33	---
555	8318,20	599,44	35,22	1	2	3	5	6	7	22	25
556	8732,66	608,22	53,38	1	2	3	5	6	7	23	28
557	8732,56	608,23	50,59	1	2	3	5	6	7	25	28
558	8732,04	608,76	47,82	1	2	3	5	6	7	27	28
559	8731,26	609,60	46,58	1	2	3	5	6	7	27	31
560	8731,13	609,75	46,32	1	2	3	5	6	7	27	33
561	8731,81	609,01	47,20	1	2	3	5	6	7	28	30
562	8731,18	609,69	46,39	1	2	3	5	6	7	29	31
563	8731,03	609,86	46,00	1	2	3	5	6	7	30	31
564	8730,89	610,01	45,77	1	2	3	5	6	7	30	33
565	8676,12	664,79	39,14	1	2	3	5	6	8	10	25
566	8676,45	664,34	39,14	1	2	3	5	6	8	10	28
567	8675,65	665,27	39,13	1	2	3	5	6	8	10	31
568	8675,52	665,43	39,13	1	2	3	5	6	8	10	33
569	8318,26	599,31	35,22	1	2	3	5	6	8	22	25
570	8732,72	608,13	53,39	1	2	3	5	6	8	23	28
571	8732,60	608,14	50,60	1	2	3	5	6	8	25	28
572	8732,07	608,67	47,83	1	2	3	5	6	8	27	28
573	8731,30	609,51	46,58	1	2	3	5	6	8	27	31
574	8731,17	609,66	46,33	1	2	3	5	6	8	27	33
575	8731,86	608,92	47,21	1	2	3	5	6	8	28	30

Tabela A.24 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 13.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
576	8731,22	609,60	46,39	1	2	3	5	6	8	29	31
577	8731,09	609,74	46,14	1	2	3	5	6	8	29	33
578	8731,07	609,77	46,01	1	2	3	5	6	8	30	31
579	8730,94	609,91	45,78	1	2	3	5	6	8	30	33
580	8310,74	612,71	31,27	1	2	3	5	6	10	15	28
581	8310,63	612,94	30,31	1	2	3	5	6	10	16	23
582	8310,67	612,87	31,16	1	2	3	5	6	10	16	26
583	8310,83	612,50	31,32	1	2	3	5	6	10	16	28
584	8319,23	596,77	35,70	1	2	3	5	6	10	22	23
585	8319,11	596,78	35,45	1	2	3	5	6	10	22	25
586	8319,43	596,35	36,27	1	2	3	5	6	10	22	28
587	8732,54	606,81	53,83	1	2	3	5	6	10	23	28
588	8732,43	606,82	50,96	1	2	3	5	6	10	25	28
589	8731,92	607,35	48,21	1	2	3	5	6	10	27	28
590	8731,13	608,19	46,85	1	2	3	5	6	10	27	31
591	8731,01	608,33	46,59	1	2	3	5	6	10	27	33
592	8731,85	607,43	48,19	1	2	3	5	6	10	28	29
593	8731,70	607,60	47,46	1	2	3	5	6	10	28	30
594	8731,06	608,27	46,66	1	2	3	5	6	10	29	31
595	8730,95	608,42	46,41	1	2	3	5	6	10	29	33
596	8730,93	608,44	46,28	1	2	3	5	6	10	30	31
597	8730,79	608,59	46,04	1	2	3	5	6	10	30	33
598	7981,46	596,96	31,27	1	2	3	5	6	12	15	28
599	7981,36	597,19	30,29	1	2	3	5	6	12	16	23
600	7981,40	597,12	31,16	1	2	3	5	6	12	16	26
601	7981,58	596,75	31,32	1	2	3	5	6	12	16	28
602	7990,59	581,02	35,71	1	2	3	5	6	12	22	23
603	7990,46	581,02	35,47	1	2	3	5	6	12	22	25
604	8418,92	589,32	53,87	1	2	3	5	6	12	23	28
605	8418,82	589,33	50,99	1	2	3	5	6	12	25	28
606	8418,31	589,85	48,24	1	2	3	5	6	12	27	28
607	8417,51	590,68	46,87	1	2	3	5	6	12	27	31
608	8417,37	590,83	46,61	1	2	3	5	6	12	27	33
609	8418,24	589,93	48,21	1	2	3	5	6	12	28	29
610	8418,09	590,10	47,49	1	2	3	5	6	12	28	30
611	8417,43	590,77	46,69	1	2	3	5	6	12	29	31
612	8417,30	590,91	46,43	1	2	3	5	6	12	29	33
613	8417,28	590,93	46,31	1	2	3	5	6	12	30	31
614	8417,15	591,08	46,07	1	2	3	5	6	12	30	33
615	7987,77	580,99	36,29	1	2	3	5	6	15	22	23
616	7987,65	580,99	36,20	1	2	3	5	6	15	22	25
617	7987,96	580,57	37,06	1	2	3	5	6	15	22	28
618	8833,14	629,39	76,33	1	2	3	5	6	23	25	28
619	8832,40	630,17	71,00	1	2	3	5	6	23	25	31
620	8832,28	630,30	70,41	1	2	3	5	6	23	25	33
621	8832,66	629,88	73,03	1	2	3	5	6	23	27	28
622	8831,91	630,66	67,61	1	2	3	5	6	23	27	31
623	8831,79	630,79	67,02	1	2	3	5	6	23	27	33
624	8832,59	629,96	72,74	1	2	3	5	6	23	28	29
625	8832,44	630,12	72,16	1	2	3	5	6	23	28	30

Tabela A.25 - Soluções ótimas de Pareto para o alimentador teste IEEE-34 – minimização das perdas, maximização da energia exportada e minimização dos níveis de curto-circuito – Parte 14.

Config.	Energia Exportada (MWh)	Perdas (MWh)	ISC 1	1 GD	2 GD	3 GD	4 GD	5 GD	6 GD	7 GD	8 GD
626	8831,84	630,74	67,32	1	2	3	5	6	23	29	31
627	8831,71	630,87	66,73	1	2	3	5	6	23	29	33
628	8831,55	631,03	66,15	1	2	3	5	6	23	30	33
629	8310,66	612,87	31,16	1	2	3	5	7	10	16	26
630	8310,83	612,51	31,32	1	2	3	5	7	10	16	28
631	7981,46	596,96	31,27	1	2	3	5	7	12	15	28
632	7981,35	597,19	30,29	1	2	3	5	7	12	16	23
633	7981,39	597,12	31,16	1	2	3	5	7	12	16	26
634	7981,57	596,75	31,32	1	2	3	5	7	12	16	28
635	7990,59	581,01	35,71	1	2	3	5	7	12	22	23
636	7990,46	581,02	35,47	1	2	3	5	7	12	22	25
637	7990,81	580,59	36,29	1	2	3	5	7	12	22	28
638	8418,82	589,33	50,99	1	2	3	5	7	12	25	28
639	7987,77	580,99	36,29	1	2	3	5	7	15	22	23
640	7987,65	580,99	36,20	1	2	3	5	7	15	22	25
641	9103,14	1204,98	105,76	1	2	25	28	29	30	31	33
642	9105,22	1202,91	113,91	1	2	23	28	29	30	31	33
643	9104,31	1203,85	110,24	1	2	25	26	29	30	31	33
644	9106,37	1201,79	120,96	1	2	23	26	29	30	31	33
645	9056,36	914,56	92,95	1	2	3	26	29	30	31	33

Referências Bibliográficas

- [1] A. Invernizzi, B. Buchholz, M. Stubbe, N. Jenkins, B. Dowd, and M. Ceraolo, "Distribution systems and dispersed generation: a new focus for CIGRE," *Electra*, no. 213, pp. 17-21, Apr. 2004.
- [2] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [3] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded generation*. London: Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [4] CIRED Working Group WG 4, "*Dispersed generation - preliminary report*," June 1999.
- [5] W. Jorss, B. H. Jorgensen, P. Löffler, P. E. Morthorst, M. Uytterlinde, E. van Sambeek, and T. Wehnert, *Decentralised power generation in the liberalised EU energy markets: results from the DECENT research project*. Berlin: Springer, 2003.
- [6] H. L. Willis and W. G. Scott, *Distributed power generation: planning and evaluation*. New York: Marcel Dekker, 2000.
- [7] Y. Pourcin, J. Fourgous, and B. Battalia, "Technical and economic aspects of the connection of small generating plant to public MV and LV distribution networks operated by Electricite de France," in *Proc. 1983 7th International Conference On Electric Distribution - CIRED*, vol. a, pp. 2.
- [8] R. C. Dugan and D. Rizy, "Electric distribution protection problems associated with the interconnection of small, dispersed generation devices," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1121-1127, June 1984.

- [9] E. V. Geert, "Towards new challenges for distribution system planners," in *Proc. 1997 International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Part 1. Contributions*, vol. 6, pp. I1/1-I1/3.
- [10] N. D. Hatziargyriou, T. S. Karakatsanis, and M. Papadopoulos, "The effect of wind parks on the operation of voltage control devices," in *Proc. 1997 CIRED*, pp. 530.1-530.5.
- [11] CIGRE Working Group WG 37-23, "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system," 1997.
- [12] G. Strbac and N. Jenkins, "Calculation of cost and benefits to the distribution network of embedded generation," in *Proc. 1998 IEE Colloquium on Economics of Embedded Generation*, pp. 6/1-6/13.
- [13] G. Hodgkinson, "System implications of embedded generation and its protection and control," in *Proc. 1998 IEE Colloquium on System Implications of Embedded Generation and Its Protection and Control*, pp. 1/1-1/15.
- [14] A. S. Jhutti, "Embedded generation and the public electricity system," in *Proc. 1998 IEE Colloquium on System Implications of Embedded Generation and Its Protection and Control*, pp. 9/1-9/14.
- [15] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas, "Dispersed generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, no. 2, pp. 22-28, Apr. 1999.
- [16] A. Silvestri, A. Berizzi, and S. Buonanno, "Distributed generation planning using genetic algorithms," in *Proc. 1999 IEEE Power Tech*, pp. 257.
- [17] A. R. Wallace, "Protection of embedded generation schemes," in *Proc. 1999 IEE Colloquium on Protection and Connection of Renewable Energy Systems*, pp. 1/1-1/5.
- [18] N. M. Ijumba, A. A. Jimoh, and M. Nkabinde, "Influence of distribution generation on distribution network performance," in *Proc. 1999 IEEE AFRICON*, vol. 2, pp. 961-964.
- [19] P. P. Barker and R. W. d. Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 - radial distribution systems," in *Proc. 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 1645-1656.
- [20] S. K. Salman and I. M. Rida, "Investigating the impact of embedded generation on relay settings of utilities' electrical feeders," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, pp. 246-251, Apr. 2001.
- [21] A. Girgis and S. Brahma, "Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system," in *Proc. 2001 Large Engineering Systems Conference*, pp. 11-13.

- [22] P. A. Daily and J. Morrison, "Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems," in *Proc. 2001 Rural Electric Power Conference*, pp. A2-1-A2-13.
- [23] T. E. Kim and J. E. Kim, "A method for determining the introduction limit of distributed generation system in distribution system," in *Proc. 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 456-461.
- [24] T.-H. Chen and W. C. Yang, "Effects of a cogeneration plant on the system imbalance of a distribution feeder connected with it," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 23, no. 5, pp. 381-388, June 2001.
- [25] F. L. Alvarado, "Locational aspects of distributed generation " in *Proc. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 140.
- [26] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "Operating conflicts for distributed generation on distribution systems," in *Proc. 2001 Rural Electric Power Conference*, pp. A3/1-A3/6.
- [27] J. A. P. Lopes, "Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 323-328.
- [28] M. T. Doyle, "Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 103-105.
- [29] R. E. Brown, "Modeling the reliability impact of distributed generation," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 442-446.
- [30] C. L. Masters, "Voltage rise - the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines," *IEE Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, Feb. 2002.
- [31] N. C. Scott, D. J. Atkinson, and J. Morrell, "Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 17, no. 2, pp. 510-515, May 2002.
- [32] J. C. Gomez and M. M. Morcos, "Coordinating overcurrent protection and voltage sag in distributed generation systems," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, no. 2, pp. 16-19, Feb. 2002.
- [33] L. Dale, "Distributed generation and transmission," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 132-134.
- [34] B. Delfino, "Modeling of the integration of distributed generation into the electrical system," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 170-175.
- [35] R. C. Dugan and S. K. Price, "Issues for distributed generation in the US," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 121-126.

- [36] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "Distributed generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 19-25, Mar. 2002.
- [37] G. Strbac, "Impact of dispersed generation on distribution systems: a european perspective," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 118-120.
- [38] C. McClay and P. Litchev, "Risk management issues for distributed generation," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 127-131.
- [39] J. G. Slootweg and W. L. Kling, "Impacts of distributed generation on power system transient stability," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, pp. 862-867.
- [40] T. E. Kim and J. E. Kim, "Considerations for the feasible operating range of distributed generation interconnected to power distribution system," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 42-48.
- [41] A. Agustoni, M. Brenna, R. Faranda, E. Tironi, C. Pincella, and G. Simioli, "Constraints for the interconnection of distributed generation in radial distribution systems," in *Proc. 2002 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, vol. 1, pp. 310-315.
- [42] R. C. Dugan, "Distributed resources and reliability of distribution systems," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 106-108.
- [43] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects," in *Proc. 2002 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia Pacific*, vol. 2, pp. 1357-1362.
- [44] R. C. Dugan, "On the necessity of three-phase feeder models for DG planning analysis," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 438-441.
- [45] F. D. Kanellos and N. D. Hatziaargyriou, "The effect of variable-speed wind turbines on the operation of weak distribution networks," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 543-548, Dec. 2002.
- [46] R. M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, I. F. E. D. Denis, and L. F. Ochoa, "Integration of the dispersed generators in the distribution management system," in *Proc. 2003 IEEE Power Tech* vol. 3, pp. 8.
- [47] T. E. McDermott and R. C. Dugan, "PQ, reliability and DG," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 9, no. 5, pp. 17-23, Set. 2003.
- [48] A. R. Oliva and J. C. Balda, "A PV dispersed generator: a power quality analysis within the IEEE 519," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 18, no. 2, pp. 525-530, Apr. 2003.

- [49] J. A. Greatbanks, D. H. Popovic, M. Begovic, A. Pregelj, and T. C. Green, "On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation," in *Proc. 2003 IEEE Power Tech Conference*, vol. 1, pp. 8.
- [50] Y. Mao and K. N. Miu, "Switch placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1346-1352, Nov. 2003.
- [51] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764-773, Dec. 2004.
- [52] T. M. De Britto, D. R. Morais, M. A. Marin, J. G. Rolim, H. H. Zurn, and R. F. Buendgens, "Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks," in *Proc. 2004 IEEE Transmission and Distribution Latin America*, pp. 6.
- [53] S. Brahma and A. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, Jan. 2004.
- [54] V. Van Thong, E. Vandenbrande, J. Soens, D. Van Dommelen, J. Driesen, and R. Belmans, "Influences of large penetration of distributed generation on N-1 safety operation," in *Proc. 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 2177-2181.
- [55] L. V. L. de Abreu, F. A. S. Marques, J. Moran, W. Freitas, and L. C. P. da Silva, "Impact of distributed synchronous generators on the dynamic performance of electrical power distribution systems," in *Proc. 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America*, pp. 959-963.
- [56] P. B. Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter, and J. R. García, "System operation with high wind penetration," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no. 6, pp. 65-74, Nov.-Dec. 2005.
- [57] J. Liu, M. M. A. Salama, and R. R. Mansour, "Identify the impact of distributed resources on congestion management," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 1998-2005, July 2005.
- [58] F. Demailly, O. Ninet, and A. Even, "Numerical tools and models for monte carlo studies of the influence on embedded generation on voltage limits in LV grids," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 2343-2350, July 2005.
- [59] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. P. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1452-1458, July 2006.
- [60] D. Zhu, R. P. Broadwater, K.-S. Tam, R. Seguin, and H. Asgeirsson, "Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 419-427, Feb. 2006.

- [61] V. H. Méndez Quezada, J. Rivier Abbad, and T. Gómez San Román, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, May 2006.
- [62] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "Investigating distributed generation systems performance using monte carlo simulation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 524-532, May 2006.
- [63] A. Pregelj, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1442-1449, Aug. 2006.
- [64] D. Villacci, G. Bontempi, and A. Vaccaro, "An adaptive local learning-based methodology for voltage regulation in distribution networks with dispersed generation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1131-1140, Aug. 2006.
- [65] C. L. T. Borges and D. M. Falcao, "Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile," in *Proc. 2003 IEEE Power Tech*, vol. 2, pp. 5.
- [66] C. L. T. Borges and D. M. Falcao, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
- [67] W. S. Andrade, C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, "Modeling reliability aspects of distributed generation connected to distribution systems," in *Proc. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 6.
- [68] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. P. Harrison, "Evaluation of a multiobjective performance index for distribution systems with distributed generation," in *Proc. 2005 International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED*, pp. 1-4.
- [69] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, and F. Pilo, "A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 750-757, May 2005.
- [70] R. E. Brown, X. F. J. Pan, and K. Koutlev, "Siting distributed generation to defer T&D expansion," in *Proc. 2001 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, vol. 2, pp. 622-627.
- [71] G. W. Ault and J. R. McDonald, "Planning for distributed generation within distribution networks in restructured electricity markets," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 20, no. 2, pp. 52-54, Feb. 2000.
- [72] R. C. Dugan, T. E. McDermott, and G. J. Ball, "Planning for distributed generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 7, no. 2, pp. 80-88, Mar.-Apr. 2001.

- [73] G. P. Harrison and A. R. Wallace, "OPF evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation," *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol. 152, no. 1, pp. 115-122, Jan. 2005.
- [74] P. N. Vovos, G. P. Harrison, A. R. Wallace, and J. W. Bialek, "Optimal power flow as a tool for fault level constrained network capacity analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 734-741, May 2005.
- [75] L. F. Ochoa and A. Padilha-Feltrin, "Cálculo de um índice multiobjetivo de desempenho para sistemas de distribuição com geração distribuída," in *Proc. 2005 XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, vol. 1, pp. 1-7.
- [76] E. Denny and M. O'Malley, "Wind generation, power system operation, and emissions reduction," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 341-347, Feb. 2006.
- [77] W. Rosehart and E. Nowicki, "Optimal placement of distributed generation," in *Proc. 2002 14th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-5.
- [78] C. Wang and M. Hashem Nehrir, "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, Nov. 2004.
- [79] B. Kuri, M. A. Redfern, and F. Li, "Optimisation of rating and positioning of dispersed generation with minimum network disruption," in *Proc. 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 2074-2078.
- [80] A. P. Agalgaonkar, S. V. Kulkarni, S. A. Khaparde, and S. A. Soman, "Placement and penetration of distributed generation under standard market design," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 1-18, 2004.
- [81] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1158-1165, May 2005.
- [82] A. Keane and M. O'Malley, "Optimal allocation of embedded generation on distribution networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, Aug. 2005.
- [83] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, Aug. 2004.
- [84] E. A. DeMeo, W. Grant, M. R. Milligan, and M. J. Schuerger, "Wind plant integration," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no. 6, pp. 39-46, Nov.-Dec. 2005.
- [85] N. Srinivas and K. Deb, "Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms," *Evolutionary Computation*, vol. 2, no. 3, pp. 221-248, 1994.

- [86] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975-985, Aug. 1991.
- [87] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. (2006, Aug.). Radial test feeders. [Online]. Available: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>
- [88] California Energy Commission. (2006, Aug.). Distributed energy resource. [Online]. Available: <http://www.energy.ca.gov/distgen/index.html>
- [89] U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy. (2006, Aug.). DER basics. [Online]. Available: http://www.eere.energy.gov/femp/technologies/derchp_derbasics.cfm
- [90] EPRI. (2006, Aug.). About distributed resources. [Online]. Available: <http://www.epri.com/targetDesc.asp?program=262184&value=03T101.0&objid=287595>
- [91] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2006, June). Distribution procedures - PRODIST. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/383.htm>
- [92] United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC. (2006, Aug.). Kyoto protocol - 1997. [Online]. Available: http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/items/1678.php
- [93] European Commission - COM(96) 576, "Communication from the Commission - Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - Green Paper for a Community Strategy," Nov. 1996.
- [94] European Commission - COM(97) 599, "Communication from the Commission - Energy for the future: Renewable sources of energy - White Paper for a Community strategy and action plan," Nov. 1997.
- [95] European Commission, "Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market," 2001.
- [96] European Commission. (2006, Oct.). Eurostat - Statistical Office of the European Communities. [Online]. Available: <http://epp.eurostat.cec.eu.int>
- [97] Ministério de Minas e Energia. (2006, Sept.). PROINFA: programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica. [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5
- [98] WADE. (2006, Oct.). World survey of decentralized energy 2006. [Online]. Available: http://www.localpower.org/documents_pub/report_worldsurvey06.pdf
- [99] European Commission - Eurostat - Environment and Energy. (2006, Oct.). Statistics in focus - 12/2003. [Online]. Available: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-NQ-03-012/EN/KS-NQ-03-012-EN.PDF

- [100] European Commission - Eurostat - Environment and Energy. (2006, Oct.). Statistics in focus - 3/2006. [Online]. Available: http://epp.eurostat.cec.eu.int/cache/ITY_OFFPUB/KS-NQ-06-003/EN/KS-NQ-06-003-EN.PDF
- [101] European Commission - Eurostat - General and Regional Statistics. (2006, Oct.). Combined heat and power generation - % of gross electricity generation. [Online]. Available: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1073,46870091&_dad=portal&_schema=PORTAL&p_product_code=SDI_CC2320
- [102] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2006, Sept.). Banco de informações de geração - BIG. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=15
- [103] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2006, Oct.). Atlas de energia elétrica do Brasil - 2da edição. [Online]. Available: http://www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm
- [104] IEA - International Energy Agency. (2006, Oct.). Renewables for power generation. [Online]. Available: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/renewpower_2003.pdf
- [105] J. G. Slootweg and W. L. Kling, "Is the answer blowing in the wind?," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 1, no. 6, pp. 26-33, Nov.-Dec. 2003.
- [106] EWEA - European Wind Energy Association. (2006, Oct.). European record for wind power: over 6,000 MW installed in 2005. Wind energy has surpassed EC White Paper targets for 2010. [Online]. Available: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/press_releases/2006/060201_Statistics_2005.pdf
- [107] AWEA - American Wind Energy Association. (2006, Oct.). U.S. Wind energy installations reach new milestone. [Online]. Available: http://www.awea.org/newsroom/releases/US_Wind_Energy_Installations_Milestone_081006.html
- [108] European Commission - Eurostat - Environment and Energy. (2006, Oct.). News Release - 66/2006. [Online]. Available: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/pls/portal/docs/PAGE/PGP_PRD_CAT_PREREL/PGE_CAT_PREREL_YEAR_2006/PGE_CAT_PREREL_YEAR_2006_MONTH_05/8-22052006-EN-BP.PDF
- [109] GWEC - Global Wind Energy Council. (2006, Oct.). Global wind 2005 report. [Online]. Available: http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEC-Global_Wind_05_Report_low_res_01.pdf
- [110] R. Karki, P. Hu, and R. Billinton, "A simplified wind power generation model for reliability evaluation," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, June 2006.

- [111] J. Mutale, G. Strbac, C. S., and N. Jenkins, "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation," *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol. 147, no. 1, pp. 7-14, Jan. 2000.
- [112] G. Celli and F. Pilo, "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks," in *Proc. 2001 Power Industry Computer Applications*, pp. 81-86.
- [113] S. K. Salman, "Optimising system losses by effective communication between embedded generators and distribution networks," in *Proc. 1997 International Conference and Exhibition on Protecting Electrical Networks and Quality of Supply*.
- [114] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, J. R. S. Mantovani, and G. P. Harrison, "Multiobjective optimization model for the connection of wind power generation to distribution networks," in *Proc. 2006 X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE*, vol. 1, pp. 9.
- [115] G. Carpinelli, G. Celli, F. Pilo, and A. Russo, "Distributed generation siting and sizing under uncertainty," in *Proc. 2001 IEEE Power Tech*, pp. 7.
- [116] G. Celli and F. Pilo, "MV network planning under uncertainties on distributed generation penetration," in *Proc. 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 485-490.
- [117] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 735-743, Jan. 1989.
- [118] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753-762, May 1988.
- [119] C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis," *IEEE Trans. on Power Systems* vol. 10, no. 2, pp. 671-769, May 1995.
- [120] J. Nanda, M. L. Kothari, and M. Srinivas, "On some aspects of distribution load flow," in *Proc. 1998 TENCON Conference*, vol. 2, pp. 510-513.
- [121] R. M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, and L. F. Ochoa, "Power flow in four-wire distribution networks-general approach," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1283-1290, Nov. 2003.
- [122] L. F. Ochoa, "Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios," M.Sc. dissertation, Department of Electrical Engineering, UNESP - State University of Sao Paulo, Ilha Solteira, 2003.
- [123] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 17, no. 3, pp. 822-827, July 2002.

- [124] D. Rajicic and A. Dimitrovski, "A new method for handling PV nodes in backward/forward power flow for radial and weakly meshed networks," in *Proc. 2001 IEEE Power Tech*, vol. 3, pp. 6.
- [125] R. M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, and I. F. E. D. Denis, "Discussion of: Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 18, no. 2, pp. 647-648, Apr. 2003.
- [126] P. M. Anderson, *Analysis of faulted power systems*. New York: IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995.
- [127] K. Zollenkopf, "Bi-factorization - basic computational algorithm and programming techniques," Oxford, 1970.
- [128] F. Glover and G. A. Kochenberger, *Handbook of metaheuristics*. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 2003.
- [129] J. H. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems*. Ann Arbor: University of Michigan Press, 1975.
- [130] I. F. E. D. Denis, "Métodos de alocação de perdas em sistemas de distribuição com geradores distribuídos," Ph.D. dissertation, Department of Electrical Engineering, UNESP - State University of Sao Paulo, Ilha Solteira, 2003.
- [131] A. J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar, "Z-bus loss allocation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 16, no. 1, pp. 105-110, Feb. 2001.
- [132] M. Ahlstrom, L. Jones, R. Zavadil, and W. Grant, "The future of wind forecasting and utility operations," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no. 6, pp. 57-64, Nov.-Dec. 2005.
- [133] C. A. C. Coello, "An updated survey of evolutionary multiobjective optimization techniques: state of the art and future trends," in *Proc. 1999 Congress on Evolutionary Computation*, vol. 1, pp. 1-13.
- [134] J. D. Schaffer, "Multiple objective optimization with vector evaluated genetic algorithms," in *Proc. 1985 Genetic Algorithms and their Applications: Proceedings of the First International Conference on Genetic Algorithms*, pp. 93-100.
- [135] J. J. Grefenstette, "GENESIS: a system for using genetic search procedures," in *Proc. 1984 Conference on Intelligent Systems and Machines*, pp. 161-165.
- [136] C. M. Fonseca and P. J. Fleming, "Genetic algorithms for multiobjective optimization: formulation, discussion and generalization," in *Proc. 1993 Fifth International Conference on Genetic Algorithms*, pp. 416-423.
- [137] N. Srinivas and K. Deb, "Multiobjective optimization using non-dominated sorting in genetic algorithms," *Technical Report*, Department of Mechanical Engineering, Indian Institute of Technology, Kanpur, 1993.

- [138] J. Horn and N. Nafpliotis, "Multiobjective optimization using the niched pareto genetic algorithm," *Technical Report IlliGA1 Report 93005*, University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana, 1993.
- [139] J. Horn, N. Nafpliotis, and D. E. Goldberg, "A niched pareto genetic algorithm for multiobjective optimization," in *Proc. 1994 IEEE Conference on Evolutionary Computation*, vol. 1, pp. 82-87.
- [140] UK Department of Trade and Industry - New and Renewable Energy Programme. (2006, Aug.). System integration of additional microgeneration. [Online]. Available: <http://www.dti.gov.uk/files/file15192.pdf>
- [141] W. H. Kersting, "The computation of neutral and dirt currents and power losses," in *Proc. 2003 IEEE-PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*.