

MARCIA CRISTINA DAL TOÉ

**LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO RADIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Ilha Solteira
2014



MARCIA CRISTINA DAL TOÉ

**LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO RADIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação.

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores
Orientador

Ilha Solteira
2014



FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- D136l Dal Toé, Marcia Cristina.
Localização e preço de contrato ótimo da geração distribuída em sistemas de distribuição radiais de energia elétrica / Marcia Cristina Dal Toé. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2014
210 f. : il.
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2014
- Orientador: Marcos Julio Rider Flores
Inclui bibliografia
1. Geração distribuída. 2. Alocação da geração distribuída. 3. Preços de contrato. 4. Programação binível. 5. Programação linear inteira mista. 6. Planejamento do sistema de distribuição.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Localização e preço de contrato ótimo da geração distribuída em sistemas de distribuição radiais de energia elétrica

AUTORA: MARCIA CRISTINA DAL TOÉ

ORIENTADOR: Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Profa. Dra. ANNA DIVA PLASENCIA LOTUFO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Profa. Dra. AHDA PIONKOSKI GRILO PAVANI
Centro de Engenharias e Ciências Sociais Aplicadas - Cecs / Universidade Federal do Abc



Prof. Dr. JOSE CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos-Usp

Data da realização: 10 de outubro de 2014.

Ao meu esposo **Ricardo Jorge da Cunha Fontes**,
por todo amor, apoio, confiança e incentivo.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. Marcos Rider por ter aceito trabalhar comigo, pelo exemplo de amor e dedicação ao trabalho. Muito obrigada!

A UNEMAT (Universidade do Estado de Mato Grosso) e a UNESP (Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”), Campus de Ilha Solteira-SP, pela realização do DINTER (Doutorado Interinstitucional) e a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior do Brasil) pelo apoio financeiro para a execução deste programa.

A UNEMAT e a CAPES pelo apoio financeiro.

A FEPISA (Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira) pelos recursos fornecidos para a compra do servidor, onde são processados os resultados numéricos dos modelos usados nesta tese.

Aos professores, colegas e amigos do LaPSEE (Laboratório de Planejamento de Sistema de Energia Elétrica) foi bom estar com vocês, trocar ideias e fazer parte desse grupo. Sempre que precisei de ajuda tinha um colega do LaPSEE disposto a ajudar. Sentirei saudades!

Aos colegas do DINTER, Emivan Ferreira da Silva, Maicon Sartin, Rhycardo Luiz Monteiro, Luiz Antônio Jacinto, Silvio Cesar Garcia Granja, Diego Piasson, Rogério Reis Gonçalves, Inédio Arcari, Epitácio Pedro da Silva Júnior, Milton Luiz Neri Peris, Francisco Lledo dos Santos, Marinez Cargnin-Stieler, Vera Lúcia Vieira de Camargo, Minéia Cappellari Fagundes, Suzan Grazielle Benetti, Donizete Ritter, Adriana Resende, Carlos Resende de Pádua e Robinson Lemos, pela amizade.

Aos professores do DINTER, Dr. José Roberto Sanches Mantovani, Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro, Dra. Anna Diva Plasencia Lotufo e Dr. Antonio Padilha Feltrin que foram até o Mato Grosso para ministrar as disciplinas do doutorado, obrigada!

Ao professor Dr. José Roberto Sanches Mantovani pela indicação do meu orientador, pelas palavras de incentivo e apoio. Muito obrigada!

Ao meu querido professor Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro por ter sido minha inspiração, você transmite muita luz.

As minhas amigas Vera Lúcia Vieira de Camargo, Marinez Cargnin-Stieler e Minéia Cappellari Fagundes pela convivência e companhia.

A charmosa cidade de Ilha Solteira e as pessoas especiais que aqui encontrei: Dr. Manoel dos Passos Padilha, Maria Rita dos Santos Franceze, Danielli Carvalho, Mônica Mohalem Valente, Denise Tonon e Patricia Mourão.

A Vera Lúcia Vieira de Camargo pela amizade, pela companhia nos estudos, na igreja, nos shows, nos passeios de bicicleta, no shopping, nas compras, no Dr. Padilha, na Maria Rita, nas constelações, no reiki, na cerveja, e finalmente, na defesa. Sua amizade é especial!

A Marina Lavorato de Oliveira e ao Marcos Rider pelos deliciosos almoços e jantares, obrigada pelo carinho!

Aos meus sogros José Henrique Souto Fontes e Benizia Jorge da Cunha Fontes pelo carinho, preocupação e ajuda, durante todo este tempo.

As minhas irmãs Mabel Cristina Dal Toé, Maila Cristina Dal Toé Buzanello, Maiara Cristina Dal Toé e Lidia Mara dos Santos, pelo amor que temos umas pelas outras, essa é a nossa força. Amo vocês!

Aos meus pais Enio Domingos Dal Toé (*in memória*) e Melânia Dagios Dal Toé (*in memória*) por serem responsáveis pela pessoa que me tornei. O amor dos pais por seus filhos permanecem na mais longa distância, por que eu continuo a sentir o amor de vocês. Obrigada pela vida! Obrigada pelas minhas lindas e amadas irmãs! Obrigada pelos ensinamentos que deixaram e que permanecem em mim. Tenham a certeza que cumpriram com a vossa missão.

Por último e não menos importante, a Deus, por estar sempre ao meu lado, por ter me auxiliado, ter me dado esperança, confiança, fé, amor, etc. Nosso relacionamento cresceu junto com esta tese, e hoje na verdade somos um só, por que você está em mim e eu estou em você. Obrigada por me ter feito chegar aonde jamais pude imaginar!

”O caminho não é um castigo, mas um privilégio.

Não é uma restrição, mas uma recompensa.”

Stormie Omartian

RESUMO

Neste trabalho tem-se por objetivo apresentar um modelo para determinar a localização e o preço de contrato ótimo da geração distribuída (GD) despachável em sistemas de distribuição radiais de energia. A abordagem proposta considera a interação de dois agentes: a concessionária de distribuição e o proprietário da GD. O modelo é desenvolvido sob uma estrutura de mercado em que a concessionária de distribuição é livre para comprar energia a partir do mercado atacadista de energia ou das unidades de GD dentro de sua rede. Os dois agentes, a concessionária de distribuição e o proprietário da GD, visam diferentes funções objetivos. Por um lado, a concessionária de distribuição tem o interesse de minimizar os pagamentos realizados ao atender a demanda esperada, e por outro lado, o proprietário da GD busca maximizar os lucros obtidos a partir da energia vendida para a concessionária de distribuição. Este relacionamento entre os dois agentes é modelado em um esquema de programação binível. A otimização do nível superior determina a localização e os preços de contratos das unidades da GD, enquanto o modelo de otimização do nível inferior é a reação da concessionária de distribuição, que pode optar entre comprar mais ou menos energia para minimizar seus pagamentos. Uma formulação multiestágio também é apresentada, levando em conta um horizonte de planejamento de longo prazo. O problema de programação binível é transformado em um problema de otimização linear inteiro misto de um único nível equivalente, usando as propriedades da dualidade e técnicas de linearizações. O problema é modelado usando a linguagem de modelagem AMPL e resolvida através do *solver* comercial CPLEX. Foram realizadas simulações com dois sistemas testes, IEEE de 34 e 85 barras. Os resultados obtidos mostram a qualidade e a validade do modelo proposto.

Palavras-chave: Geração distribuída. Alocação da geração distribuída. Preços de contrato. Planejamento do sistema de distribuição. Programação binível. Programação linear inteira mista.

ABSTRACT

This work aims to present a model to determine the location and the optimal contract price of dispatchable distributed generation (DG) in radial distribution power systems. The proposed approach considers the interaction of two agents: the energy distribution utility and the DG owner. The model is developed under a market structure in which the distribution utility is free to buy electricity from the wholesale energy market or the DG units within their network. The two agents, the distribution utility and the owner of DG, target different objective functions. On one hand, the distribution utility pursues to minimize payments made in order to meet the expected demand, and secondly, the DG owner seeks to maximize the profits from the energy sold to the distribution utility. This relationship between the two agents is modeled on a bi-level programming scheme. The optimization of the upper level determines the location and contract prices for the DG units, while the optimization model of the lower level is the utility reaction, which can choose to buy more or less energy to minimize its payments. A multistage formulation is also presented, taking into account a horizon of long-term planning. The bilevel programming problem is transformed into a mixed integer linear optimization problem of a single equivalent level, using the properties of duality and linearization techniques. The problem is modeled using the modeling language AMPL and solved using the commercial solver CPLEX. Simulations on two test systems, IEEE 34 bus and IEEE 85 bus, were performed. The results show the quality and validity of the proposed model.

Keywords: Distributed generation. Allocation of distributed generation. Contract price. Planning the distribution system. Bilevel programming. Mixed integer linear programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Consumo Total de Energia Mundial por Fonte (2010)	36
Figura 2	Matriz Elétrica Brasileira 2014	37
Figura 3	Painéis Fotovoltaicos	38
Figura 4	Turbinas Eólicas	39
Figura 5	Processos de conversão energética da biomassa	41
Figura 6	Usina destinada à geração de energia elétrica por meio da queima da biomassa	42
Figura 7	Esquema de uma microturbina	44
Figura 8	Comportamento do perfil de tensão em um ramal sem e com geração distribuída	46
Figura 9	Matriz Energética Brasileira 2011	49
Figura 10	Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	55
Figura 11	Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil	56
Figura 12	Monopólio em todos os níveis	57
Figura 13	Modelo de Comprador Único	58
Figura 14	Modelo de Competição no Atacado	59
Figura 15	Modelo de Competição no Varejo	60
Figura 16	Evolução dos Modelos do Setor Elétrico Brasileiro	61
Figura 17	Estrutura do Mercado	62
Figura 18	Diagrama de Programação Binível Multiestágio	64
Figura 19	Sistema de distribuição de três barras	77
Figura 20	Aproximação linear por parte da função $\Delta V_{i,t}^{sqr}$	82
Figura 21	Exemplo ilustrativo da aproximação linear por parte da função $\Delta V_{i,t}^{sqr}$	83
Figura 22	Aproximação linear por parte da função $I_{ij,t}^{sqr}$	84

Figura 23	Exemplo ilustrativo da aproximação linear por parte da função $I_{ij,t}^{sqr}$. . .	85
Figura 24	Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras	90
Figura 25	Curvas de duração de carga anual	91
Figura 26	Preços da energia no atacado	91
Figura 27	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A	94
Figura 28	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B	95
Figura 29	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C	95
Figura 30	Sistema de Distribuição 85 Barras	96
Figura 31	Curva de duração de carga anual	97
Figura 32	Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras	98
Figura 33	Fatores de Desconto dos Estágios	107
Figura 34	Curvas de Duração de Carga Anual	107
Figura 35	Preços da Energia no Atacado	108
Figura 36	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1	110
Figura 37	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2	110
Figura 38	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3	111
Figura 39	Curva de duração de carga anual para os diferentes estágios	112
Figura 40	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1	114
Figura 41	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2	114
Figura 42	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3	115
Figura 43	Sistema de distribuição de três barras	116
Figura 44	GD m instalada na barra i	119
Figura 45	Curva de capacidade de um GS	119
Figura 46	Curva de capacidade da GD	120
Figura 47	Aproximação linear por parte da função $P_{ij,t}^2$	124
Figura 48	Aproximação linear por parte da função $Q_{ij,t}^2$	124

Figura 49	Curvas de duração de carga anual para os diferentes cenários da potência ativa	130
Figura 50	Curvas de duração de carga anual para os diferentes cenários da potência reativa	130
Figura 51	Preços da energia no atacado	131
Figura 52	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A	134
Figura 53	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B	134
Figura 54	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C	135
Figura 55	Curva de duração de carga anual	135
Figura 56	Curvas de duração de carga anual	136
Figura 57	Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras	138
Figura 58	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A	147
Figura 59	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B	147
Figura 60	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C	148
Figura 61	Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras	149
Figura 62	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1	158
Figura 63	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2	158
Figura 64	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3	159
Figura 65	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1	162
Figura 66	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2	162
Figura 67	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3	163
Figura 68	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A	172
Figura 69	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B	172
Figura 70	Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C	173
Figura 71	Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras	175
Figura 72	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1	184
Figura 73	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2	185

Figura 74	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3	185
Figura 75	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1	188
Figura 76	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2	189
Figura 77	Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3	189

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Classificação das turbinas eólicas	39
Tabela 2	Lucros para os Diferentes Cenários [€]	92
Tabela 3	Preços de Contrato para Diferentes Cenários [€/MWh]	93
Tabela 4	Fatores de capacidade das unidades de GD [%]	93
Tabela 5	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	94
Tabela 6	Localização, preços dos contratos, fatores de capacidade e lucros das unidades de GD.	97
Tabela 7	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	97
Tabela 8	Lucros do Proprietário da GD [€]	108
Tabela 9	Preços de Contrato para todos os Estágios	109
Tabela 10	Fatores de Capacidade [%]	109
Tabela 11	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	109
Tabela 12	Lucros do Proprietário da GD [€]	112
Tabela 13	Preços de Contrato para todos os Estágios	113
Tabela 14	Fatores de Capacidade [%]	113
Tabela 15	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	113
Tabela 16	Lucros para os Diferentes Cenários [€]	131
Tabela 17	Preços de Contrato para Diferentes Cenários [€/MWh]	132
Tabela 18	Fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes cenários [%]	132
Tabela 19	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	133
Tabela 20	Energia ativa e reativa geradas pelas GDs	133
Tabela 21	Preços dos contratos (PC) e fatores de capacidade (FC) dos GDs	137
Tabela 22	Lucros das unidades de GDs [€]	137

Tabela 23	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	137
Tabela 24	Energia ativa e reativa geradas pelas GDs	138
Tabela 25	Lucros para os Diferentes Cenários [€].	145
Tabela 26	Localização e Preços de Contrato Ótimos [€/MWh]	146
Tabela 27	Fatores de capacidade das unidades de GD [%]	146
Tabela 28	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	146
Tabela 29	Localização, preços dos contratos, fatores de capacidade e lucros das unidades de GD.	149
Tabela 30	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	149
Tabela 31	Lucros para os Diferentes Estágios [€]	156
Tabela 32	Preços de Contrato [€/MWh]	156
Tabela 33	Localizações das unidades de GDs para todos os estágios	156
Tabela 34	Fatores de capacidade das GDs [%]	157
Tabela 35	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	157
Tabela 36	Lucros para os Diferentes Estágios [€]	160
Tabela 37	Preços de Contrato [€/MWh]	160
Tabela 38	Localizações das unidades de GDs para todos os estágios	161
Tabela 39	Fatores de capacidade das GDs [%]	161
Tabela 40	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	161
Tabela 41	Lucros para os Diferentes Cenários [€]	169
Tabela 42	Preços de Contrato [€/MWh]	170
Tabela 43	Localizações das unidades de GDs	170
Tabela 44	Fatores de capacidade das GDs [%]	170
Tabela 45	Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]	171
Tabela 46	Energia ativa e reativa geradas pelas GDs	171
Tabela 47	Localizações e Preços dos Contratos [€/MWh]	174

Tabela 48	Fatores de capacidade das GDs [%]	174
Tabela 49	Lucros das unidades de GDs [€]	174
Tabela 50	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	175
Tabela 51	Energia ativa e reativa geradas pelas GDs	175
Tabela 52	Lucros para os Diferentes Estágios [€]	182
Tabela 53	Preços de Contrato [€/MWh]	183
Tabela 54	Localizações das unidades de GDs para todos os estágios	183
Tabela 55	Fatores de capacidade das GDs [%]	183
Tabela 56	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	184
Tabela 57	Energia ativa e reativa geradas pelas GDs	184
Tabela 58	Lucros para os Diferentes Estágios [€]	186
Tabela 59	Localizações das unidades de GDs para todos os estágios	187
Tabela 60	Preços de Contrato [€/MWh]	187
Tabela 61	Fatores de capacidade das GDs [%]	187
Tabela 62	Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]	188
Tabela 63	Energia ativa e reativa gerada pelas GDs	188
Tabela 64	Dados das Linhas do Sistema de Distribuição 34 Barras	203
Tabela 65	Dados das Linhas do Sistema de Distribuição 85 Barras	204

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AG	Algoritmo Genético
AMPL	<i>A Modeling Language for Mathematical Programming</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior do Brasil
CC	Corrente Contínua
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPLEX	<i>Solver</i> do AMPL
DINTER	Doutorado Interinstitucional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPEC	<i>Equilibrium Problem with Equilibrium Constraints</i>
FC	Fator de Capacidade
FEPISA	Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
LaPSEE	Laboratório de Planejamento de Sistema de Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NSGA	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PC	Preços de Contrato
PD	Problema Dual
PIE	Produtor Independente de Energia
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteiro Misto

PM	Programação Matemática
<i>POOL</i>	Agência de Compra de Energia
PP	Problema Primal
PPB	Problema de Programação Binível
PPDN	Problema de Programação em Dois Níveis
PQ	Programação Quadrática
PRODIST	Procedimentos da Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
O&M	Operação e Manutenção
OMEL	Operador do Mercado Espanhol
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>s.a</i>	Sujeito a
SDE	Sistema de Distribuição Elétrico
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UNICA	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
UNEMAT	Universidade do Estado de Mato Grosso
UNESP	Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
KKT	Karush-Kuhn-Tucker

LISTA DE SÍMBOLOS

Geral:

e_0	Ano base.
ij	Circuito entre as barras i e j .
I	Conjunto de barras da rede.
E	Conjunto de estágios de planejamento.
T	Conjunto de intervalos de tempo.
L	Conjunto de linhas.
K	Conjunto de subestações.
J	Conjunto de unidades da geração distribuída.
Ω	Conjunto viável.
Δt	Comprimento do intervalo de tempo t em horas.
c_j	Custo da produção da unidade j da GD (€/MWh).
$c_{j,e}$	Custo da produção da unidade j da GD (€/MWh), no estágio e .
$P_{i,t}^D$	Demanda da potência ativa na barra i no período t .
$P_{i,t}^d$	Demanda da potência ativa na barra i no período t .
$P_{i,t,e}^d$	Demanda da potência ativa na barra i , no período t , no estágio e .
$Q_{i,t}^D$	Demanda da potência reativa na barra i no período t .
$Q_{i,t}^d$	Demanda da potência reativa na barra i no período t .
$Q_{i,t,e}^d$	Demanda da potência reativa na barra i , no período t , no estágio e .
$\vec{V}_{i,t}$	Fasor de tensão na barra i no período t .
$\vec{I}_{ij,t}$	Fasor do fluxo de corrente no circuito ij no período t .
ξ_e^{oper}	Fator utilizado para converter em valor presente os custos de operação no estágio e .
$P_{ij,t}$	Fluxo da potência ativa no circuito ij no período t .
$P_{ij,t,e}$	Fluxo da potência ativa no circuito ij no período t no estágio e .
$Q_{ij,t}$	Fluxo da potência reativa no circuito ij no período t .
$Q_{ij,t,e}$	Fluxo da potência reativa no circuito ij no período t no estágio e .
$P_{ij,t}^{de}$	Fluxo da potência ativa que sai da barra i em direção a barra j no período t .
$P_{ij,t,e}^{de}$	Fluxo da potência ativa que sai da barra i em direção a barra j , no período t , no estágio e .
$P_{ij,t}^{para}$	Fluxo da potência ativa que sai da barra j em direção a barra i no período t .
$P_{ij,t,e}^{para}$	Fluxo da potência ativa que sai da barra j em direção a barra i , no período t , no estágio e .
L_{gd}	Função que associa uma geração distribuída em uma barra do sistema.

$h(x, y)$	Função que representa as restrições do nível inferior.
$g(x, y)$	Função que representa as restrições do nível superior.
$f(x, y)$	Função objetivo do nível inferior.
$F(x, y)$	Função objetivo do nível superior.
Z_{ij}	Impedância do circuito ij .
$m_{ij,p}^I$	Inclinação do p -ésimo bloco da magnitude do fluxo da corrente do circuito ij .
m_p^V	Inclinação do p -ésimo bloco do desvio da magnitude de tensão.
$m_{ij,y}^S$	Inclinação do y -ésimo bloco do fluxo de potência no circuito ij .
$\frac{fp}{\bar{P}_k^{se}}$	Limite inferior do fator de potência indutivo de operação.
\bar{P}_k^{se}	Limite máximo da potência ativa na subestação k .
\bar{P}_j^{gd}	Limite máximo da potência ativa na unidade j da GD.
\underline{P}_j^{gd}	Limite mínimo da potência ativa na unidade j da GD.
$\frac{fp}{\bar{P}^{gd}}$	Limite superior do fator de potência capacitivo de operação.
\bar{P}^{gd}	Limite máximo da potência ativa da geração distribuída.
\underline{P}_k^{se}	Limite mínimo da potência ativa na subestação k .
$\underline{Q}_{m,t}^{gd}$	Limite inferior de $Q_{m,t}^{gd}$.
$\overline{Q}_{m,t}^{gd}$	Limite superior de $Q_{m,t}^{gd}$.
$\overline{\Delta}_{ij}^S$	Limite superior de cada bloco do fluxo de potência no circuito ij .
$\overline{\Delta}_{ij}^I$	Limite superior de cada bloco da magnitude do fluxo de corrente do circuito ij .
$\overline{\Delta}^V$	Limite superior de cada bloco de desvio da magnitude de tensão.
$V_{i,t}$	Magnitude de tensão na barra i no período t .
$V_{i,t,e}$	Magnitude de tensão na barra i , no período t , no estágio e .
V^{nom}	Magnitude de tensão nominal.
\bar{V}	Magnitude máxima de tensão (kV).
\underline{V}	Magnitude mínima de tensão (kV).
\bar{I}_{ij}	Magnitude máxima do fluxo de corrente do circuito ij (A).
$I_{ij,t}$	Magnitude do fluxo de corrente do circuito ij no período t .
$I_{ij,t,e}$	Magnitude do fluxo de corrente do circuito ij , no período t , no estágio e .
P	Número de blocos da linearização por partes.
Y	Número de blocos da linearização por partes.
Q	Número de discretizações do preço de contrato das unidades da GD.
w^{max}	Número máximo de unidades da GD que pode ser adicionado ao sistema.
$P_{j,i,t}^{perdas}$	Perdas de potência ativa que sai da barra i em direção a barra j no período t .
$P_{m,d}^{gd}$	Potência ativa da geração distribuída m no nível de demanda d (kW).
$P_{m,t}^{gd}$	Potência ativa fornecida pela GD m no período t .
$P_{i,t}^{se}$	Potência ativa fornecida pela subestação i no período t .
$P_{i,t,e}^{se}$	Potência ativa fornecida pela subestação i , no período t , no estágio e .
$P_{i,t}^{gd}$	Potência ativa fornecida pela unidade GD i no período t .

$P_{i,t,e}^{gd}$	Potência ativa fornecida pela unidade i da GD, no período t , no estágio e .
$P_{i,t}^S$	Potência ativa injetada na barra i no período t .
$Q_{m,d}^{gd}$	Potência reativa da geração distribuída m no nível de demanda d (kVAr).
$Q_{m,t}^{gd}$	Potência reativa fornecida pela GD m no período t .
$Q_{i,t}^{se}$	Potência reativa fornecida pela subestação i no período t .
$Q_{i,t,e}^{se}$	Potência reativa fornecida pela subestação i , no período t , no estágio e .
$Q_{i,t}^{gd}$	Potência reativa fornecida pela unidade GD i no período t .
$Q_{i,t,e}^{gd}$	Potência reativa fornecida pela unidade GD i no período t , no estágio e .
$Q_{i,t}^S$	Potência reativa injetada na barra i no período t .
$\rho_{k,t}$	Preço da energia no atacado na subestação k no período t (€/MWh).
$\rho_{k,t,e}$	Preço da energia no atacado na subestação k , no período t (€/MWh), no estágio e .
Cp_j	Preço de contrato da unidade j da GD (€/MWh).
$Cp_{j,e}$	Preço de contrato da unidade j da GD (€/MWh), no estágio e .
$V_{i,t}^{sqr}$	Quadrado da magnitude de tensão $V_{i,t}$.
$V_{i,t,e}^{sqr}$	Quadrado da magnitude de tensão $V_{i,t,e}$, no estágio e .
$\Delta V_{i,t}^{sqr}$	Quadrado de $\Delta V_{i,t}$.
$I_{i,j,t}^{sqr}$	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente $I_{i,j,t}$.
$I_{i,j,t,e}^{sqr}$	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente $I_{i,j,t,e}$, no estágio e .
C_q^{pd}	q -ésimo valor da discretização do preço de contrato de unidades da GD.
$C_{q,e}^{pd}$	q -ésimo valor da discretização do preço de contrato de unidades da GD, no estágio e .
X_{ij}	Reatância do circuito ij .
R_{ij}	Resistência do circuito ij .
$I\%$	Taxa de desconto anual.
$\Delta_{i,j,t,p}^I$	Valor do p -ésimo bloco da magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t .
$\Delta_{i,j,t,p,e}^I$	Valor do p -ésimo bloco da magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e .
$\Delta_{i,t,p}^V$	Valor do p -ésimo bloco do desvio da magnitude de tensão na barra i no período t .
$\Delta_{i,t,p,e}^V$	Valor do p -ésimo bloco do desvio da magnitude de tensão na barra i no período t , no estágio e .
$\Delta_{ij,t,y}^P$	Valor do y -ésimo bloco de $P_{ij,t}$.
$\Delta_{ij,t,y,e}^P$	Valor do y -ésimo bloco de $P_{ij,t,e}$.
$\Delta_{ij,t,y}^Q$	Valor do y -ésimo bloco de $Q_{ij,t}$.
$\Delta_{ij,t,y,e}^Q$	Valor do y -ésimo bloco de $Q_{ij,t,e}$.
$I_{ij,t}^+$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ I_{ij,t} $.

$I_{ij,t}^-$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ I_{ij,t} $.
$P_{ij,t}^+$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ P_{ij,t} $.
$P_{ij,t,e}^+$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ P_{ij,t,e} $.
$P_{ij,t}^-$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ P_{ij,t} $.
$P_{ij,t,e}^-$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ P_{ij,t,e} $.
$Q_{ij,t}^+$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ Q_{ij,t} $.
$Q_{ij,t,e}^+$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ Q_{ij,t,e} $.
$Q_{ij,t}^-$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ Q_{ij,t} $.
$Q_{ij,t,e}^-$	Variável auxiliar não negativa utilizada para modelar $ Q_{ij,t,e} $.
$CP_{j,t,q}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de Cp_j e $P_{j,t}^{gd}$.
$CP_{j,t,q,e}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de $Cp_{j,e}$ e $P_{j,t,e}^{gd}$, no estágio e .
$PB_{j,t}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de \bar{P}_j^{gd} , w_j e $\bar{\beta}_{j,t}$.
$PB_{j,t,e}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de $\bar{P}_{j,e}^{gd}$, $w_{j,e}$ e $\bar{\beta}_{j,t,e}$, no estágio e .
$PV_{j,t}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de \bar{P}_j^{gd} , w_j e $\bar{v}_{j,t}$.
$PV_{j,t,e}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de \bar{P}_j^{gd} , $w_{j,e}$ e $\bar{v}_{j,t,e}$.
$PB_{j,t}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de \underline{P}_j^{gd} , w_j e $\underline{\beta}_{j,t}$.
$PB_{j,t,e}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de $\underline{P}_{j,e}^{gd}$, $w_{j,e}$ e $\underline{\beta}_{j,t,e}$, no estágio e .
$PV_{j,t}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de \underline{P}_j^{gd} , w_j e $\underline{v}_{j,t}$.
$PV_{j,t,e}^{gd}$	Variável auxiliar usada para linearizar o produto de \underline{P}_j^{gd} , $w_{j,e}$ e $\underline{v}_{j,t,e}$.
w_j	Variável binária para alocação da unidade j da GD.
$w_{j,e}$	Variável binária para alocação da unidade j da GD, no estágio e .
$x_{j,q}$	Variável binária para seleção do q -ésimo valor do preço de contrato da unidade j da GD.
$x_{j,q,e}$	Variável binária para seleção do q -ésimo valor do preço de contrato da unidade j da GD, no estágio e .
y	Variáveis do nível inferior.
x	Variáveis do nível superior.

Capítulo 4, 5, 7 e 8:

$\pi_{i,t}$	Variável dual associada à restrição da equação do balanço de potência na barra i no período t .
$\pi_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição da equação do balanço de potência na barra i no período t , no estágio e .
$\lambda_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de perdas de potência ativa do circuito ij no período t .

$\lambda_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de perdas de potência ativa do circuito ij no período t , no estágio e .
$\alpha_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de diferença do fluxo de potência ativa do circuito ij no período t .
$\alpha_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de diferença do fluxo de potência ativa do circuito ij no período t , no estágio e .
$\varphi_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t .
$\varphi_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e .
$\bar{\phi}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição do limite máximo do fluxo da corrente do circuito ij no período t .
$\bar{\phi}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição do limite máximo do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e .
$\underline{\phi}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite mínimo do fluxo da corrente de circuito ij no período t .
$\underline{\phi}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite mínimo do fluxo da corrente de circuito ij no período t , no estágio e .
$\bar{w}_{i,t}$	Variável dual associada à restrição de tensão máxima na barra i no período t .
$\bar{w}_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição de tensão máxima na barra i no período t , no estágio e .
$\underline{w}_{i,t}$	Variável dual associada à restrição de tensão mínima na barra i no período t .
$\underline{w}_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição de tensão mínima na barra i no período t , no estágio e .
$\bar{\beta}_{j,t}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa máxima gerada pela unidade j da GD no período t .
$\bar{\beta}_{j,t,e}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa máxima gerada pela unidade j da GD no período t , no estágio e .
$\underline{\beta}_{j,t}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa mínima gerada pela unidade j da GD no período t .
$\underline{\beta}_{j,t,e}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa mínima gerada pela unidade j da GD no período t , no estágio e .
$\bar{\delta}_{k,t}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa máxima gerada pela subestação k no período t .
$\bar{\delta}_{k,t,e}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa máxima gerada pela subestação k no período t , no estágio e .
$\underline{\delta}_{k,t}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa mínima gerada pela subestação k no período t .

$\underline{\delta}_{k,t,e}$	Variável dual associada à restrição de potência ativa mínima gerada pela subestação k no período t , no estágio e .
$\rho_{i,t}$	Variável dual associada à restrição de aproximação linear do quadrado da magnitude de tensão na barra i no período t .
$\rho_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição de aproximação linear do quadrado da magnitude de tensão na barra i , no período t , no estágio e .
$\varepsilon_{i,t}$	Variável dual associada à restrição de aproximação do quadrado $\Delta V_{i,t}$, na barra i no período t .
$\varepsilon_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição de aproximação do quadrado $\Delta V_{i,t,e}$, na barra i , no período t , no estágio e .
$\sigma_{i,t}$	Variável dual associada à restrição que define a magnitude da tensão na barra i no período t igual ao somatório dos valores em cada bloco de discretização mais \underline{V} .
$\sigma_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição que define a magnitude da tensão na barra i , no período t , no estágio e , igual ao somatório dos valores em cada bloco de discretização mais \underline{V} .
$\overline{v}_{i,t,p}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior na contribuição de cada bloco na diferença entre a magnitude da tensão da barra i no período t e \underline{V} .
$\overline{v}_{i,t,p,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior na contribuição de cada bloco na diferença entre a magnitude da tensão da barra i , no período t , no estágio e e \underline{V} .
$\underline{v}_{i,t,p}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior na contribuição de cada bloco na diferença entre a magnitude da tensão da barra i no período t e \underline{V} .
$\underline{v}_{i,t,p,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior na contribuição de cada bloco na diferença entre a magnitude da tensão da barra i , no período t , no estágio e e \underline{V} .
$\eta_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição que representa a aproximação linear do quadrado da magnitude do fluxo de corrente no circuito ij no período t .
$\eta_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição que representa a aproximação linear do quadrado da magnitude do fluxo de corrente no circuito ij no período t , no estágio e .
	.
$\theta_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição do cálculo de $ I_{ij,t} $.
$\theta_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição do cálculo de $ I_{ij,t,e} $.
$\tau_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição que afirma que $ I_{ij,t} $ é igual à soma dos valores em cada bloco da discretização.
$\tau_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição que afirma que $ I_{ij,t,e} $ é igual à soma dos valores em cada bloco da discretização.
$\overline{\kappa}_{ij,t,p}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior da contribuição de cada bloco de $ I_{ij,t} $.

$\bar{\kappa}_{ij,t,p,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior da contribuição de cada bloco de $ I_{ij,t,e} $.
$\underline{\kappa}_{ij,t,p}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior da contribuição de cada bloco de $ I_{ij,t} $.
$\underline{\kappa}_{ij,t,p,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior da contribuição de cada bloco de $ I_{ij,t,e} $.
$\bar{t}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite de $I_{ij,t}^+$.
$\bar{t}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite de $I_{ij,t,e}^+$.
$\underline{t}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite de $I_{ij,t}^-$.
$\underline{t}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite de $I_{ij,t,e}^-$.

Capítulo 6, 9 e 10:

$\pi_{i,t}$	Variável dual associada à restrição da equação de balanço de potência ativa na barra i no período t .
$\pi_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição da equação de balanço de potência ativa na barra i no período t , no estágio e .
$\lambda_{i,t}$	Variável dual associada à restrição da equação de balanço de potência reativa na barra i no período t .
$\lambda_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição da equação de balanço de potência reativa na barra i no período t , no estágio e .
$\alpha_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de queda de tensão no circuito ij no período t .
$\alpha_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de queda de tensão no circuito ij no período t , no estágio e .
$\varphi_{ij,t}$	Variável dual associada com a restrição do cálculo do quadrado de magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t .
$\varphi_{ij,t,e}$	Variável dual associada com a restrição do cálculo do quadrado de magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e .
$\bar{\phi}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição do limite máximo do fluxo da corrente do circuito ij , no período t .
$\bar{\phi}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição do limite máximo do fluxo da corrente do circuito ij , no período t , no estágio e .
$\underline{\phi}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição do limite mínimo do fluxo da corrente do circuito ij , no período t .
$\underline{\phi}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição do limite mínimo do fluxo da corrente do circuito ij , no período t , no estágio e .
$\bar{w}_{i,t}$	Variável dual associada à restrição de tensão máxima na barra i no período t .
$\bar{w}_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição de tensão máxima na barra i , no período t , no estágio e .

$w_{i,t}$	Variável dual associada à restrição de tensão mínima na barra i no período t .
$w_{i,t,e}$	Variável dual associada à restrição de tensão mínima na barra i , no período t , no estágio e .
$\bar{\beta}_{j,t}$	Variável dual associada à primeira restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t .
$\bar{\beta}_{j,t,e}$	Variável dual associada à primeira restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j , no período t , no estágio e .
$\underline{\beta}_{j,t}$	Variável dual associada à segunda restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t .
$\underline{\beta}_{j,t,e}$	Variável dual associada à segunda restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j , no período t , no estágio e .
$\bar{v}_{j,t}$	Variável dual associada à terceira restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t .
$\bar{v}_{j,t,e}$	Variável dual associada à terceira restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j , no período t , no estágio e .
$\underline{v}_{j,t}$	Variável dual associada à quarta restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t .
$\underline{v}_{j,t,e}$	Variável dual associada à quarta restrição de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t , no estágio e .
$\bar{\delta}_{k,t}$	Variável dual associada à restrição de máximo da potência ativa gerada pela subestação k no período t .
$\bar{\delta}_{k,t,e}$	Variável dual associada à restrição de máximo da potência ativa gerada pela subestação k , no período t , no estágio e .
$\underline{\delta}_{k,t}$	Variável dual associada à restrição de mínimo da potência ativa gerada pela subestação k no período t .
$\underline{\delta}_{k,t,e}$	Variável dual associada à restrição de mínimo da potência ativa gerada pela subestação k , no período t , no estágio e .
$\bar{\kappa}_{k,t}$	Variável dual associada à restrição de máximo da potência reativa gerada pela subestação k no período t .
$\bar{\kappa}_{k,t,e}$	Variável dual associada à restrição de máximo da potência reativa gerada pela subestação k , no período t , no estágio e .
$\underline{\kappa}_{k,t}$	Variável dual associada à restrição de mínimo da potência reativa gerada pela subestação k no período t .
$\underline{\kappa}_{k,t,e}$	Variável dual associada à restrição de mínimo da potência reativa gerada pela subestação k no período t , no estágio e .
$\varepsilon_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição do cálculo de $ P_{ij,t} $.
$\varepsilon_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição do cálculo de $ P_{ij,t,e} $.
$\sigma_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição que afirma que $ P_{ij,t} $ é igual a soma dos valores em cada bloco da discretização.

$\sigma_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição que afirma que $ P_{ij,t,e} $ é igual a soma dos valores em cada bloco da discretização.
$\eta_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição do cálculo de $ Q_{ij,t} $.
$\eta_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição do cálculo de $ Q_{ij,t,e} $.
$\theta_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição que afirma que $ Q_{ij,t} $ é igual a soma dos valores em cada bloco da discretização.
$\theta_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição que afirma que $ Q_{ij,t,e} $ é igual a soma dos valores em cada bloco da discretização.
$\bar{\tau}_{ij,t,y}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior da contribuição de cada bloco de $P_{ij,t}$.
$\bar{\tau}_{ij,t,y,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior da contribuição de cada bloco de $P_{ij,t,e}$.
$\underline{\tau}_{ij,t,y}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior da contribuição de cada bloco de $P_{ij,t}$.
$\underline{\tau}_{ij,t,y,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior da contribuição de cada bloco de $P_{ij,t,e}$.
$\bar{\mu}_{ij,t,y}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior da contribuição de cada bloco de $Q_{ij,t}$.
$\bar{\mu}_{ij,t,y,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite superior da contribuição de cada bloco de $Q_{ij,t,e}$.
$\underline{\mu}_{ij,t,y}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior da contribuição de cada bloco de $Q_{ij,t}$.
$\underline{\mu}_{ij,t,y,e}$	Variável dual associada à restrição que define o limite inferior da contribuição de cada bloco de $Q_{ij,t,e}$.
$\bar{\gamma}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite de $P_{ij,t}^+$.
$\bar{\gamma}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite de $P_{ij,t,e}^+$.
$\underline{\gamma}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite de $P_{ij,t}^-$.
$\underline{\gamma}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite de $P_{ij,t,e}^-$.
$\bar{\tau}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite de $Q_{ij,t}^+$.
$\bar{\tau}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite de $Q_{ij,t,e}^+$.
$\underline{\tau}_{ij,t}$	Variável dual associada à restrição de limite de $Q_{ij,t}^-$.
$\underline{\tau}_{ij,t,e}$	Variável dual associada à restrição de limite de $Q_{ij,t,e}^-$.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	OBJETIVOS	30
1.2	METODOLOGIA	30
1.3	CONTRIBUIÇÕES	31
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.1	DEFINIÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	33
2.2	TECNOLOGIAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	35
2.2.1	Energia Solar Fotovoltaica	36
2.2.2	Energia Eólica	38
2.2.3	Biomassa	40
2.2.4	Motores de Combustão Interna	42
2.2.5	Microturbinas	43
2.2.6	Células a Combustível	45
2.3	BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	45
2.3.1	Melhoria do Perfil de Tensão	46
2.3.2	Redução das Perdas	46
2.3.3	Emissões Reduzidas de Poluentes	47
2.3.4	A Postergação de Investimentos	47
2.3.5	Melhoria na Confiabilidade	47
2.3.6	Baixo Impacto Ambiental	48
2.3.7	Diversificação da Matriz Energética	48
2.3.8	Menor Tempo de Implantação	49

2.3.9	Flexibilidade de Localização	49
2.3.10	Redução dos Custos de Operação e Manutenção (O&M)	49
2.4	DIFICULDADES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	50
2.5	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	50
2.6	O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	53
2.7	MODELOS DE MERCADOS DO SETOR ELÉTRICO	57
2.7.1	Modelo de Monopólio – Estrutura Vertical	57
2.7.2	Modelo de Comprador Único	58
2.7.3	Modelo de Competição no Atacado	59
2.7.4	Modelo de Competição no Varejo	59
2.7.5	Evolução dos Modelos de Mercado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)	61
2.8	ESTRUTURA DE MERCADO CONSIDERADA	62
2.8.1	O Problema de Tomada de Decisão da Concessionária de Distribuição	63
2.8.2	O Problema de Tomada de Decisão do Proprietário da GD	63
2.8.3	A Estrutura da Modelagem Binível	64
2.9	REVISÃO DA LITERATURA	65
3	REVISÃO DE PROGRAMAÇÃO BINÍVEL	68
3.1	FORMULAÇÃO GERAL	68
3.2	CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA	70
3.3	PROPRIEDADES	71
3.4	MÉTODOS DE SOLUÇÕES	72
3.5	REFORMULAÇÃO PROPOSTA NO TRABALHO	74
3.5.1	A teoria da dualidade e as Condições de Otimalidade	74
4	PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	77
4.1	APROXIMAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	77
4.2	MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR BINÍVEL	79

4.3	LINEARIZAÇÃO	81
4.3.1	Quadrado da magnitude de tensão	81
4.3.2	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente	84
4.4	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	86
4.5	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	87
4.5.1	Problema dual correspondente ao problema do nível inferior	88
4.5.2	Formulação de Programação Não-Linear	89
4.5.3	Formulação da Programação Linear Inteira Mista	89
4.6	TESTES E RESULTADOS	90
4.6.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	90
4.6.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	96
5	PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO MULTISTÁGIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	99
5.1	MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR BINÍVEL	99
5.2	LINEARIZAÇÃO	101
5.2.1	Quadrado da magnitude de tensão	101
5.2.2	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente	102
5.3	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	102
5.4	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	104
5.4.1	Problema dual correspondente ao problema do nível inferior	104
5.4.2	Formulação de Programação Não-Linear	105
5.4.3	Formulação da Programação Linear Inteira Mista	105
5.5	TESTES E RESULTADOS	106
5.5.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	107
5.5.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	111

6	PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO A PRESENÇA DA POTÊNCIA REATIVA	116
6.1	APROXIMAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL	116
6.2	MODELAGEM DOS LIMITES DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	118
6.3	MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR BINÍVEL	121
6.4	LINEARIZAÇÃO	122
6.5	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	125
6.6	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	126
6.6.1	Problema dual correspondente ao problema do nível inferior	127
6.6.2	Formulação da Programação Não-Linear	127
6.6.3	Formulação da Programação Linear Inteira Mista	128
6.7	TESTES E RESULTADOS	129
6.7.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	129
6.7.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	135
7	LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	139
7.1	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	139
7.2	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	141
7.2.1	Problema Dual correspondente ao Problema do Nível Inferior	141
7.2.2	Formulação de Programação Não-Linear	142
7.2.3	Formulação de Programação Linear Inteira Mista	143
7.3	TESTES E RESULTADOS	144
7.3.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	145
7.3.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	148
8	LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO MULTIESTÁGIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	150

8.1	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	150
8.2	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	152
8.2.1	Problema Dual Correspondente ao Problema do Nível Inferior	152
8.2.2	Formulação de Programação Não-linear	153
8.2.3	Formulação de Programação Linear Inteira Mista	153
8.3	TESTES E RESULTADOS	155
8.3.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	155
8.3.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	159
9	LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO A PRESENÇA DA POTÊNCIA REATIVA	164
9.1	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	164
9.2	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	166
9.2.1	Problema dual correspondente ao problema do nível inferior	166
9.2.2	Formulação da Programação Não-Linear	167
9.2.3	Formulação da Programação Linear Inteira Mista	167
9.3	TESTES E RESULTADOS	168
9.3.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	169
9.3.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	173
10	LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO MULTISTÁGIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO A PRESENÇA DA POTÊNCIA REATIVA	176
10.1	LINEARIZAÇÃO	176
10.2	MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL	177
10.3	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL	179
10.3.1	Problema dual correspondente ao problema do nível inferior	179
10.3.2	Formulação da Programação Não-Linear	180

10.3.3	Formulação da Programação Linear Inteira Mista	180
10.4	TESTES E RESULTADOS	181
10.4.1	Sistema de Distribuição de 34 Barras	182
10.4.2	Sistema de Distribuição de 85 Barras	186
11	CONCLUSÕES	190
11.1	PRÓXIMOS PASSOS DA PESQUISA	192
	REFERÊNCIAS	193
	APÊNDICE A - TRABALHOS PUBLICADOS	202
	ANEXO A - TABELAS E DADOS	203
A.1	Dados do Sistema de Distribuição de 34 Barras	203
A.2	Dados do Sistema de Distribuição de 85 Barras	203

1 INTRODUÇÃO

As inovações tecnológicas no setor elétrico, bem como a liberação dos mercados, onde o ambiente competitivo, especialmente na geração, trouxe ao cenário a aparição de novos agentes (os produtores independentes e os autoprodutores, vendendo ou não excedentes de energia para a rede, concorrendo livremente) constituem-se as principais forças impulsoras para a disseminação da GD, aliados ao fato de ser mais difícil o financiamento das grandes centrais de geração devido aos impactos ambientais decorrentes da sua implementação (RODRIGUEZ, 2002).

Surge então um novo interesse na GD, por ser uma geração de pequena escala e que está localizada próxima dos consumidores. Embora o uso da GD não seja tão recente, as redes de distribuição não foram planejadas para operar com GD, pois ela tornou as redes ativas e com fluxos bidirecionais, causando impactos. Diversas pesquisas começaram a ser desenvolvidas sobre o impacto da GD na rede em termos de perdas, níveis de tensão, qualidade de energia, confiabilidade, entre outros. Diferentes metodologias para calcular a penetração da GD na rede considerando os fatores técnicos e econômicos são encontrados na literatura. Muitas dessas pesquisas só levam em conta o interesse da concessionária de distribuição. Porém, nesta pesquisa levou-se em conta os interesses dos dois agentes envolvidos, o interesse da concessionária de distribuição e do proprietário da GD.

Este trabalho está inserido em uma estrutura de mercado onde o proprietário da GD vende livremente sua energia, e a concessionária de distribuição pode comprar a energia do mercado atacadista ou do proprietário da GD. Considera-se um cenário onde a concessionária de distribuição valoriza o impacto da GD em sua rede. É proposto um modelo de programação que leva em conta o interesse dos dois agentes envolvidos: a maximização dos lucros do proprietário da GD, obtidos a partir da energia vendida para a concessionária de distribuição, e a minimização dos pagamentos da concessionária de distribuição pela energia comprada do mercado atacadista e das unidades de GD. Um problema de tomada de decisão que envolve dois níveis de otimização é um Problema de Programação Binível (PPB). O modelo apresentado, é uma ferramenta, que pode ser utilizado tanto pela concessionária de distribuição quanto pelo proprietário da GD, no planejamento da distribuidora, de análise do proprietário da GD sobre oferecer serviços auxiliares (potência reativa) para a rede de distribuição, etc.

O problema da localização da GD em redes de distribuição consiste em determinar o local mais indicado para a instalação de novas unidades de geração, que resultem em um benefício para a concessionária de distribuição e para o proprietário da GD. Assume-se que as GDs já estão prontas para serem alocadas, que as redes de distribuição são radiais e as unidades de GD

podem ser modeladas como injeções de potência ativa e reativa.

1.1 OBJETIVOS

Esta tese tem por objetivos gerais:

1. Calcular o preço de contrato ótimo da GD em um mercado elétrico competitivo onde a Concessionária de Distribuição tem possibilidade de comprar energia tanto do mercado atacadista quanto da GD;
2. Determinar a localização e o preço de contrato ótimo da GD nas redes de distribuição considerando um mercado elétrico competitivo.

1.2 METODOLOGIA

Um problema de otimização binível consiste em um problema de otimização no qual uma das suas restrições é outro problema de otimização. Sendo geralmente não-convexos e não-diferenciáveis, os problemas de programação binível são intrinsecamente difíceis de resolver. Por esse motivo, a maioria das pesquisas que abordam problemas de programação binível utiliza uma modelagem linear nas funções objetivos e nas restrições. De forma geral, os problemas que envolvem relações hierárquicas entre dois níveis de decisão podem ser modelados mediante programação binível. Esses tipos de problema são encontrados em diversas áreas.

Muitos são os métodos encontrados na literatura para resolver problemas biníveis como detalhados no Capítulo 3. Sob certas condições de convexidade e diferenciabilidade, é possível converter um problema de otimização binível em um problema de Programação Matemática (PM) de um único nível. Essa transformação pode ser feita substituindo o problema do nível inferior pelas condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT). Além do mais, se o problema de otimização inferior for linear, pode-se usar também o problema dual e o conceito de dualidade forte para essa transformação (BARD, 1991).

A linguagem de modelagem matemática que será adotada para a implementação deste trabalho será o AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003). AMPL é uma linguagem de modelagem algébrica para programação matemática, capaz de expressar em notação algébrica problemas de otimização tais como os problemas de programação linear, programação não-linear e programação linear/não-linear inteira mista.

Problemas de otimização de grande porte e de difícil solução, das mais diversas áreas como engenharia, matemática, etc., podem ser implementados no AMPL. Existem outros ambientes que resolvem estes problemas como é o caso do GAMS, LINGO, etc. A principal vantagem da

decisão de se trabalhar com estes softwares se deve ao fato de que o usuário concentra a maior parte do seu esforço na formulação do problema de otimização ou modelo matemático, e na definição da entrada dos dados, e se preocupa menos com o algoritmo de solução (*solver*).

A linguagem de modelagem de problemas de otimização adotada pelo AMPL é muito próxima daquela que é utilizada para descrever um problema da forma matemática, tornando muito simples a conversão da notação matemática convencional para o formato do AMPL. Dependendo da estrutura do problema, diferentes *solvers* podem ser empregados, por exemplo, o KNITRO (solução de problemas não-lineares), o MINOS (solução de problemas lineares e não lineares), o CPLEX, etc.

O *solver* usado neste trabalho é o CPLEX, pois é um software de otimização que permite resolver problemas de Programação Linear (PL), de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), do inglês *Mixed Integer Linear Programming (MILP)*, e de Programação Quadrática (PQ)(IBM ILOG, 2012). Para resolver problemas de PL, o CPLEX usa os seguintes algoritmos: primal simplex, dual simplex, primal simplex para fluxo em redes e método de pontos interiores. Para problemas PLIM o CPLEX emprega o método de *Branch & Cut*, com algoritmos heurísticos para encontrar soluções inteiras e adição de cortes.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Neste trabalho é proposto um modelo mais abrangente para a localização e preços de contratos de unidades da GD através de um PPB. No modelo apresentado, o problema de programação do nível inferior é substituído por um conjunto de restrições usando a teoria da dualidade e técnicas de linearizações. O PPB é então reformulado como um problema de programação linear inteiro misto e resolvido através do *solver* comercialmente disponível como o *Branch & Cut*. As principais contribuições da pesquisa são:

1. Oferecer uma estrutura robusta para o proprietário da GD baseado em programação binível, que permite calcular a localização e preço de contrato ótimo.
2. Apresentar a teoria da dualidade e as técnicas de linearizações para converter um PPB em um problema PLIM.
3. Aperfeiçoamento das metodologias e modelos previamente relatados na literatura.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado da forma descrita a seguir:

No Capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica sobre a GD, definições, tecnologias, os benefícios, as dificuldades, como ela atualmente está configurada no cenário brasileiro. Apresenta um estudo sobre o mercado de energia elétrica no Brasil, assim como, sobre os modelos de mercados do setor elétrico. Traz também uma abordagem sobre a estrutura de mercado considerada no trabalho, o problema de tomada de decisão da concessionária de distribuição e do proprietário da GD, e uma revisão da literatura.

No Capítulo 3 é apresentada uma revisão de programação binível, a formulação geral de um PPB, uma contextualização histórica, propriedades, métodos de solução e a reformulação usada para resolver o PPB deste trabalho.

No Capítulo 4 apresenta-se um modelo de programação não-linear binível adaptado de Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011), para calcular o preço de contrato ótimo da GD em sistemas de distribuição radiais de energia. Com o objetivo de obter uma formulação linear inteira mista foram feitas linearizações, tanto do quadrado da magnitude de tensão, quanto do quadrado da magnitude do fluxo de corrente, para tornar o modelo linear, e a teoria da dualidade foi usada para transformar o modelo binível em um modelo de um único nível.

No Capítulo 5 é apresentado um modelo binível que tem por objetivo determinar o preço de contrato ótimo multiestágio da GD em sistemas de distribuição radiais de energia elétrica.

No Capítulo 6 é apresentado o modelo de preço de contrato ótimo da geração distribuída em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica considerando a presença da potência reativa.

No Capítulo 7 é mostrado um modelo de programação linear binível que calcula a localização e o preço de contrato ótimo das GDs despacháveis em sistemas de distribuição radiais de energia.

No Capítulo 8 é apresentado um modelo de programação linear binível que calcula a localização e o preço de contrato ótimo multiestágios da geração distribuída.

No Capítulo 9 é apresentado um modelo de programação linear binível de localização e preço de contrato ótimo da geração distribuída considerando a presença da potência reativa.

No Capítulo 10 é apresentado um modelo binível que determina a localização e preço de contrato ótimo multiestágio da geração distribuída considerando a presença da potência reativa.

Finalmente, no Capítulo 11, são apresentadas as conclusões sobre o trabalho e os próximos passos da pesquisa.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Novas alternativas de geração de eletricidade surgem para atender a necessidade cada vez maior por energia elétrica. Mudanças nos cenários regulatórios e econômicos para diminuir as construções de novas linhas de transmissão e distribuição, diminuir os impactos ambientais decorrente do uso de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica e para aumentar a qualidade dessa energia por parte das agências reguladoras começam a aparecer. Muitos são os interesses no desenvolvimento da GD no mundo inteiro, devido ao fato de ser uma geração de pequena escala e que está localizada próxima dos consumidores (MORENO et al., 2010).

As mudanças que ocorreram nos mercados de energia elétrica não só Brasil, mas em muitos países, possibilitou a reestruturação do setor elétrico. Passou do modelo de monopólio para um modelo de mercado de energia altamente competitivo sob os aspectos técnico-econômicos o que exige que as empresas concessionárias de energia elétrica desenvolvam esforços no sentido de melhorar as condições de operação de suas redes.

Neste capítulo apresenta-se uma revisão sobre a GD, suas diversas definições, sua finalidade, localização, classificação, tecnologias, os benefícios e as dificuldades da GD. Traz uma abordagem sobre o desenvolvimento da GD no Brasil. São apresentados os modelos de mercado de energia elétrica como o modelo de monopólio, o modelo de comprador único, o modelo de competição no atacado e o modelo de competição no varejo; a evolução desses modelos de mercado no setor elétrico brasileiro; a estrutura de mercado considerada no trabalho e uma revisão da literatura sobre problemas envolvendo a GD.

2.1 DEFINIÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração distribuída por si só não é um conceito novo. Um pequeno número de consumidores têm vindo a instalar sua própria geração há décadas. Recentemente, no entanto, a criação de mercados de energia elétrica competitivos no varejo e o desenvolvimento de tecnologias da nova geração, incluindo as células a combustível e microturbinas, despertaram um interesse novo e mais amplo na geração distribuída (DALY; MORRISON, 2001).

Várias são as definições para a GD encontradas na literatura especializada, pois existem divergências no que diz respeito a sua definição.

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética- INEE (2004), a GD é “*uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia.*” Outra definição parecida é a dos au-

tores Ackermann, Andersson e Söder (2001), que estabelecem que a GD pode ser amplamente definida como a energia elétrica produzida tipicamente por geradores de pequeno porte localizados dentro da rede de distribuição ou do lado do consumidor. Esses mesmos autores classificam a GD em função da sua potência como:

Geração Distribuída Micro: até 5 kW;

Geração Distribuída Pequena: de 5 kW a 5 MW;

Geração Distribuída Média: de 5 MW a 50 MW;

Geração Distribuída Grande: de 50 MW a 300 MW.

Há casos de sistemas com potências maiores que poderiam ser considerados como geração distribuída.

Em alguns países uma definição estrita da geração distribuída é feita baseada na potência da GD ou no nível de tensão da rede na 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 (PANTUZI, 2006).

No Brasil, o Decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004, publicado pela ANEEL, define a GD de forma oficial da seguinte forma:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I. hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW;

II. termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso *II* do caput.

Portanto, a GD, normalmente, é instalada no sistema de distribuição, perto dos centros de consumo, e constituída de pequenas unidades geradoras. Não é planejada de modo centralizado.

Baseado em Ackermann, Andersson e Söder (2001) e El-Khattam e Salama (2004), a GD pode também ser denominada de “*geração descentralizada*”, “*geração embutida*” ou “*geração dispersa*”, mas o termo mais recomendado pela literatura, em todo o mundo, é “*geração distribuída*”.

Por outro lado, “*A finalidade da geração distribuída é fornecer uma fonte da energia elétrica ativa*”, (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001), sem necessidade de fornecimento da potência reativa.

Segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001), “a localização da geração distribuída é definida como a instalação e a operação de unidades da geração de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou conectada à rede local do cliente consumidor.”

A definição utilizada neste trabalho é a dada pelo PRODIST¹ da ANEEL², que define a GD como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações 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 ONS³” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2008b).

2.2 TECNOLOGIAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD não está relacionada a determinada fonte específica de energia, mas verifica-se no cenário mundial um incentivo às fontes alternativas de energia, as chamadas “energias limpas” ou “energias verdes”.

No relatório intitulado “Who’s Winning the Clean Energy Race”, pelo instituto americano Pew, indicou que o Brasil, em 2011, foi o décimo país que mais investiu em energia limpa, tendo direcionado US\$ 8 bilhões para o desenvolvimento da produção alternativa - um aumento de 15% em relação a 2010 (PEW, 2011).

Algumas tecnologias da geração distribuída produzem energia elétrica quase tão eficientemente quanto grandes usinas de energia e com um custo competitivo com a geração centralizada para certas aplicações com menores impactos ambientais e flexibilidade na implantação (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004).

As tecnologias da geração distribuída podem ser categorizadas como renováveis e não-renováveis. A energia renovável é a energia que vem de recursos naturais, que são naturalmente reabastecidos. Exemplos de fontes de energia renovável são: o sol, que fornece energia solar; vento: a energia eólica; os rios: a energia hidráulica; a matéria orgânica: a biomassa; etc. Energias renováveis forneceram em 2010 uma estimativa de 16,7% do consumo global de energia, conforme Relatório Mundial de Energias Renováveis, REN21 (2012). Desse total, estimados 8,2% vieram da energia renovável moderna - hidrelétrica, eólica, solar, geotérmica, biocombustíveis e biomassa moderna. Observe a Figura 1. A biomassa tradicional, que é usada principalmente para cozinhar e aquecer em áreas rurais de países em desenvolvimento, e pode ser considerada renovável, representaram cerca de 8,5% do total da energia final. A hidre-

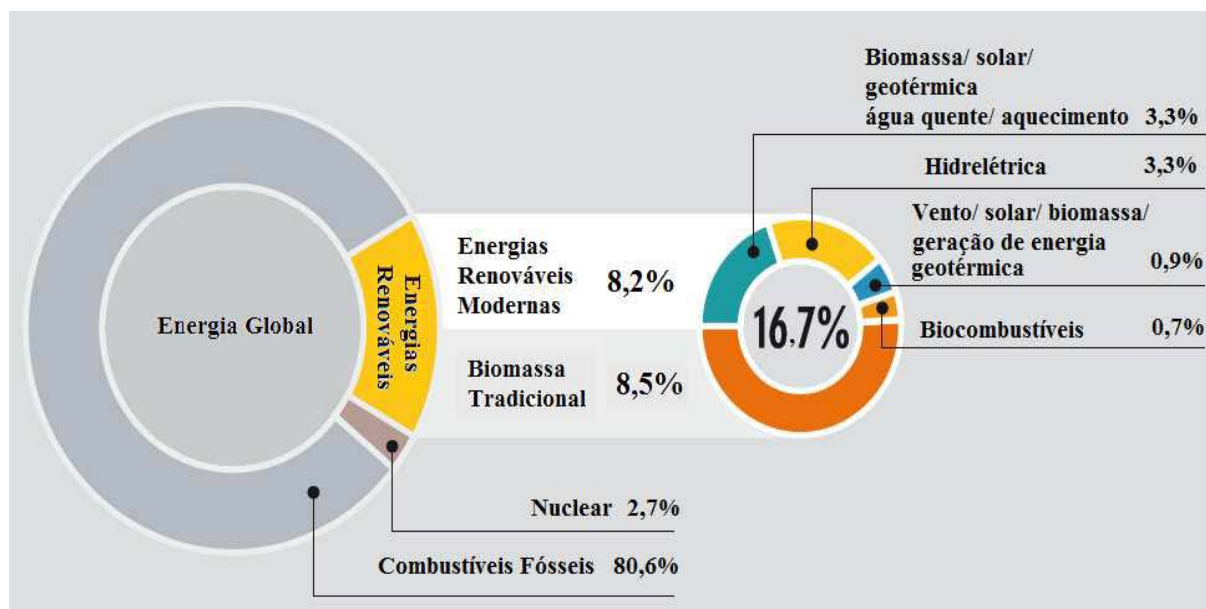
¹Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

²Orgão responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica.

³Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão responsável por coordenar e controlar a operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.

létrica forneceu cerca de 3,3% do consumo mundial de energia final, e a capacidade hídrica está crescendo de forma constante. Todas as outras energias renováveis modernas, forneceram aproximadamente 4,9% do consumo final de energia em 2010, e vêm registrando um rápido crescimento em muitos países desenvolvidos e países em desenvolvimento.

Figura 1 - Consumo Total de Energia Mundial por Fonte (2010)



Fonte: REN21 (2012)

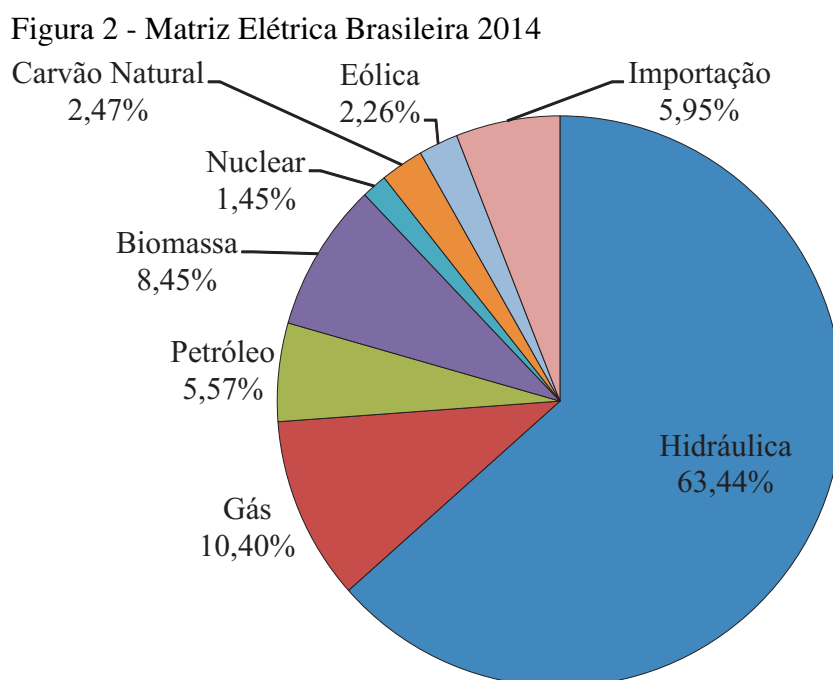
A participação de fontes renováveis de produção de eletricidade na matriz elétrica do Brasil chegou a 88,7% em 2011, segundo dados do Balanço Energético Nacional 2012, elaborado por Empresa de Pesquisa Energética- EPE (2012). Atualmente a produção das fontes renováveis no Brasil é 74,15%, a Figura 2 mostra a distribuição por fonte da matriz de energia elétrica do Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2014).

A energia não-renovável é a energia que vem de recursos naturais que, depois de utilizados, não podem ser repostos imediatamente, alguns demoram milhões de anos, como é o caso dos combustíveis fósseis. As tecnologias não renováveis são as mais utilizadas em todo o mundo, conforme se observa na Figura 1, os combustíveis fósseis representaram 80,6% do consumo final de energia em 2010.

A seguir são apresentadas algumas tecnologias da GD, renováveis e não renováveis, que utilizam essas fontes de energia.

2.2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A geração de energia elétrica a partir de células fotovoltaicas é a tecnologia renovável que mais cresceu nos últimos anos. Entre 2008 e 2011, a potência fotovoltaica instalada no Mundo



Fonte: Elaboração da própria autora

multiplicou-se por 470%, de 7,9 GW a 37,2 GW (LORENZO, 2013). A geração fotovoltaica constitui-se na conversão direta da energia luminosa em energia elétrica, o chamado efeito fotovoltaico.

É uma tecnologia de geração de energia elétrica altamente modular. Durante seu funcionamento apresenta pouco ruído, baixas emissões de poluentes e exige pouca manutenção. O gerador fotovoltaico é composto por módulos onde se encontram as células fotovoltaicas que produzem energia elétrica na forma de corrente contínua quando sobre elas incide a luz solar. Em função da sua baixa densidade energética, adapta-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada, o qual evidencia um claro espaço a ser ocupado por ela. Porém os seus elevados custos ainda constituem barreiras para sua maior participação na matriz energética mundial (LORA; HADDAD, 2006).

As células fotovoltaicas podem ser entendidas como dispositivos semicondutores que produzem uma corrente elétrica quando expostas à luz, ou seja, elas são capazes de gerar energia elétrica. A Figura 3 apresenta painéis fotovoltaicos. Vale a ressalva que painéis fotovoltaicos não são compostos somente pelas células fotovoltaicas. Outro equipamento importante pertencente ao conjunto é o Inversor. Este é responsável pela conversão desta energia, gerada em tensão contínua, em tensão alternada com níveis da rede.

Algumas aplicações segundo El-Khattam e Salama (2004) e Lora e Haddad (2006) são em projetos de iluminação de telhado de edifícios e de residências, aquecimento de água e iluminação rodoviária, utilizada durante os picos de carga, principalmente no verão.

Figura 3 - Painéis Fotovoltaicos



Fonte: REN21 (2012)

Os benefícios segundo Lora e Haddad (2006) que um sistema fotovoltaico ligado à rede traz ao setor elétrico são:

- Redução de perdas elétricas devido ao fato da geração ser junto ao consumo e na tensão de consumo, o que depende da carga e do nível de geração;
- Adiamento de investimentos na geração, transmissão e distribuição;
- Modularidade: aliada aos curtos prazos de instalação, elimina a necessidade de capacidade instalada ociosa.

2.2.2 Energia Eólica

A energia proveniente do vento ou energia eólica é um dos tipos de energia renováveis mais antigos usada pelo homem, para mover barcos, girar moinhos, moer grãos e bombear água, mas somente no século XX é que se iniciou a produção da energia elétrica através da força dos ventos. A geração da energia eólica constitui-se na conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. O custo da produção desta energia demorou a se tornar competitivo, foi nos últimos anos que o mercado deu uma aquecida graças ao incentivo dado à geração a partir de fontes renováveis (LORA; HADDAD, 2006).

O princípio de geração de energia elétrica com emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, é uma máquina elétrica (um gerador), integrada a um eixo conectado a

uma espécie de “cata-ventos” converte a energia cinética do vento em energia elétrica. A forma mais difundida dos aerogeradores é a turbinas com três pás, mas existem diferentes formas de turbinas. Os aerogeradores evoluíram em suas tecnologias, em suas características operacionais e em seus custos. Ver Figura 4.

Figura 4 - Turbinas Eólicas



Fonte: REN21 (2012)

As primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham a capacidade de geração elétrica com potências nominais entre 10 kW e 50 kW, hoje em dia existem turbinas eólicas com potência nominal superior a 1 MW. A Tabela 1, mostra a classificação das turbinas eólicas quanto ao seu tamanho.

Tabela 1 - Classificação das turbinas eólicas

Tamanho	Potência nominal
Pequenas	Menor que 500 kW.
Médias	Entre 500 kW e 1000 kW.
Grandes	Maior que 1 MW.

Fonte: Elaboração da própria autora

Os benefícios ou vantagens da geração eólica de acordo com El-Khattam e Salama (2004) e Rodriguez (2002) são:

- Contribui para o ar limpo, pois, produz energia limpa e renovável;
- Não produz lixo tóxico ou radioativo, e emissão de gases poluentes;
- Futuro sustentável, pois, depende de uma fonte inesgotável;
- Diminuição dos custos com o passar do tempo;
- Não possui custo com combustível ou matéria prima;

- Baixo custo de manutenção;
- Curto espaço de tempo necessário para a sua instalação e operação.

As desvantagens é que geradores eólicos têm impactos ambientais, incluindo morte de pássaros, o ruído, a interferência com recepção de rádio e televisão, e impacto visual (DALY; MORRISON, 2001). Graças ao desenvolvimento de inovações tecnológicas, nos últimos anos, essas desvantagens têm sido minimizadas.

As turbinas podem ser conectadas à rede elétrica ou destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados.

2.2.3 Biomassa

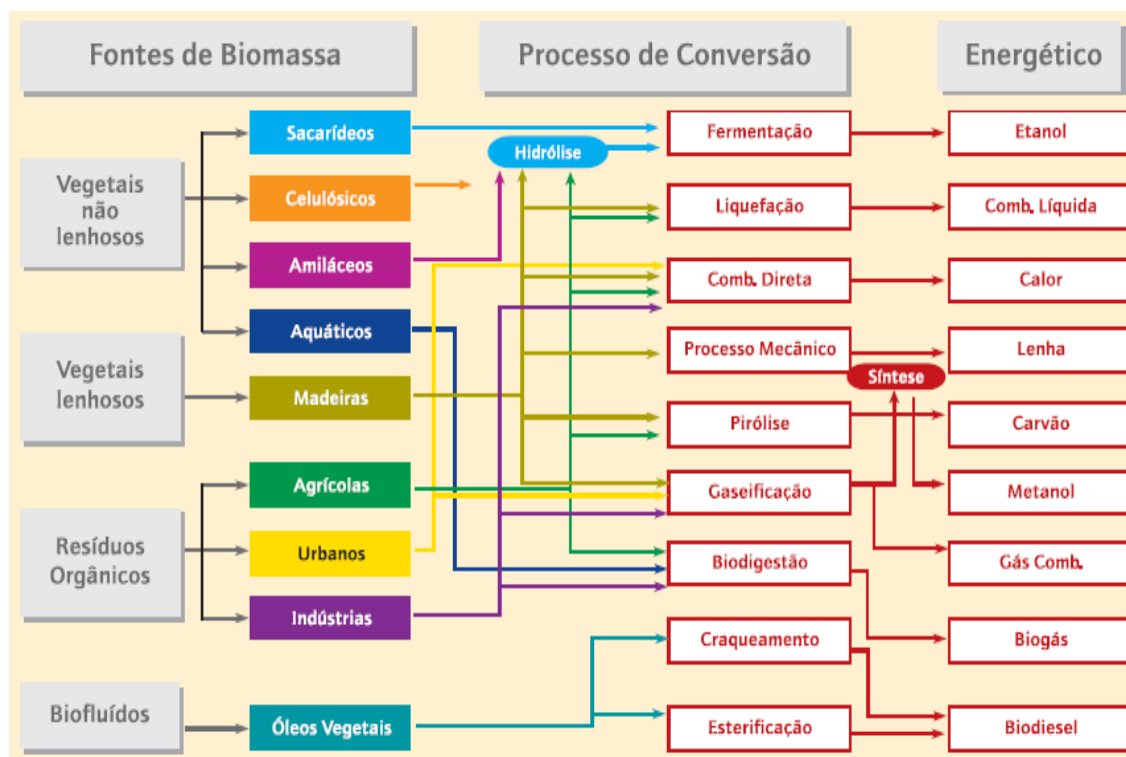
Biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia, seja ela, mecânica, térmica ou elétrica. Sua origem pode ser agrícola (cana-de-açúcar, soja, etc), florestal (madeira) ou rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). A biomassa pode ser considerada como uma forma indireta de energia solar. Essa energia é originada pela fotossíntese, base dos processos biológicos que preservam a vida das plantas e produtora da energia química que se converterá em outras formas de energia ou em produtos energéticos como carvão vegetal, etanol, gases combustíveis e óleos vegetais combustíveis, entre outros. A fotossíntese permite, também, a liberação de oxigênio e a captura de dióxido de carbono (CO_2 , principal agente do efeito estufa). Portanto, contribui para a contenção do aquecimento global (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2008a).

O aproveitamento da biomassa pode ser feito através da combustão direta (com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão, corte/quebra etc.), processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) ou processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação). A Figura 5 apresenta os principais processos de conversão da biomassa em energéticos.

A biomassa pode ser queimada diretamente para produzir eletricidade ou calor, ou pode ser convertida em combustíveis sólidos, gasosos e líquidos por meio de tecnologias de conversão como a fermentação, empregada para produzir álcoois, a digestão bacteriana, para produzir biogás, e a gaseificação, para produzir um substituto do gás natural. Os resíduos industriais, agrícolas e florestais podem ser usados como fontes de biomassa, como os de árvores e cana-de-açúcar, serem cultivados especificamente para serem convertidos em energia (ROSILLO-CALLE; BAJAY; ROTHMAN, 2005).

As três principais indústrias que produzem e convertem biomassa para o uso energético são a indústria de papel e celulose: uso de biomassa como fonte de energia; a indústria side-

Figura 5 - Processos de conversão energética da biomassa



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL (2002)

urgica - produção de ferro-gusa e aço: uso de carvão vegetal como agente térmico; e o setor sucroalcooleiro: produção de álcool combustível a partir de cana-de-açúcar.

Ela é considerada uma das principais alternativas para a diversificação da matriz energética e a consequente redução da dependência dos combustíveis fósseis. Dela é possível obter energia elétrica e biocombustíveis, como o biodiesel e o etanol, cujo consumo é crescente em substituição aos derivados de petróleo como o óleo diesel e a gasolina. A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração (pela qual é possível obter energia térmica e elétrica) dos setores industrial e de serviços (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2008a). Também é usada de forma altamente eficiente para a produção de grandes quantidades de etanol, um combustível excelente.

A Figura 6, retirada de UNICA⁴, mostra uma usina destinada à geração de energia elétrica por meio da queima da biomassa (de bagaço e palha de cana-de-açúcar).

Quando produzida de forma eficiente e sustentável, a energia da biomassa traz inúmeros benefícios ambientais e sociais em comparação com os combustíveis fósseis. Esses benefícios, segundo Rosillo-Calle, Bajay e Rothman (2005), são:

⁴É a maior organização representativa do setor de açúcar e bioetanol do Brasil.

Figura 6 - Usina destinada à geração de energia elétrica por meio da queima da biomassa



Fonte: UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇUCAR- UNICA (1997)

- Melhor manejo da terra;
- Criação de empregos;
- Uso de áreas agrícolas excedentes nos países industrializados;
- Fornecimento de vetores energéticos modernos às comunidades rurais nos países em desenvolvimento;
- Redução dos níveis de emissão de CO_2 ;
- Controle de resíduos;
- Reciclagem de nutrientes.

2.2.4 Motores de Combustão Interna

De todas as tecnologias da geração de energia distribuída, os motores de combustão interna são os mais desenvolvidos tecnicamente e os mais usados. Motor de combustão interna, mais adequadamente chamado de motor de combustão interna alternativo é um motor que converte a energia química contida no combustível em potência mecânica, por meio do conjunto biela-manivela (responsável por transformar o movimento alternativo em rotativo), que é empregada para rotacionar o eixo do motor, que por sua vez é acoplado a um gerador elétrico, a fim de converter este movimento em potência elétrica (LORA; HADDAD, 2006).

Os motores alternativos também têm sido cada vez mais utilizados em sistemas de cogeração. Eles estão disponíveis desde pequenas capacidades (potência de 5 kW) até motores de grande porte (potência de 30 MW ou maior).

As vantagens dos motores de combustão interna, conforme citado pelos autores Lopez-Lezama (2011) e Lora e Haddad (2006) são:

- baixo custo de investimento;
- boa eficiência (25-45%);
- alta confiabilidade;
- alta eficiência quando utilizada em cogeração podendo ultrapassar os 80%;
- grande disponibilidade de motores com uma ampla faixa de capacidades;
- flexibilidade de combustível;
- bom desempenho em condições de carga parcial;
- a utilização em geração na base (*base load*), no pico (*peak-shaving*), como suporte de rede (*grid support*) e geração isolada (*stand alone*).
- pode ser utilizado para fornecimento de energia de *back-up* em aplicações residenciais, comerciais e industriais.

As desvantagens são os altos custos em manutenção, as emissões não controladas de NO_x (uma das mais altas das tecnologias empregadas em GD) e os frequentes ruídos.

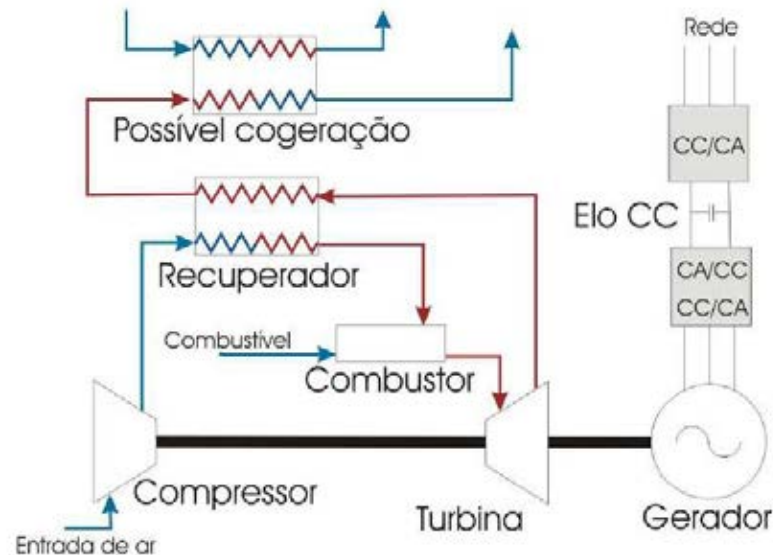
2.2.5 Microturbinas

Microturbina é o termo usado para as turbinas a gás, e refere-se em geral a um sistema de dimensões reduzidas com potência total disponível não superior a 500 kW. Uma microturbina consiste em um compressor, uma câmara de combustão, uma turbina e, acoplado ao eixo desta turbina (algumas vezes até através de um multiplicador), um gerador elétrico.

O princípio de funcionamento da microturbina baseia-se no fato de que parte da energia gerada pela turbina é utilizada para mover o compressor, já que ambos estão conectados ao mesmo eixo girante. O compressor pressiona o ar para dentro da câmara de combustão na qual se forma uma mistura de ar comprimido e combustível que alimenta um processo de combustão contínua. O gás quente e pressurizado proveniente do combustor se expande na turbina, transformando energia térmica em energia mecânica. No mesmo eixo da turbina, é conectado um gerador elétrico síncrono a imã permanente (outros geradores como geradores de corrente contínua ou geradores de indução também podem ser utilizados), que gera energia com tensão em alta frequência (até 1.600Hz, que corresponde a uma velocidade angular de 96.000rpm para um gerador de 2 pólos). A tensão terminal compatível com a rede elétrica e com os equipamentos elétricos convencionais (50 ou 60 Hz) é obtida mediante o uso de um conversor CA/CC

(retificador), um elo de corrente contínua e um conversor CC/CA (inversor) ligados em cascata nos terminais do gerador elétrico (BONA; RUPPERT FILHO, 2004). A Figura 7 mostra o funcionamento de uma microturbina bem como seus principais componentes.

Figura 7 - Esquema de uma microturbina



Fonte: Bona e Ruppert Filho (2004)

Como produzem potências que variam entre 25 kW e 500 kW, as microturbinas são bem adequadas para aplicações comerciais, como restaurantes, hotéis, além de pequenos escritórios e condomínios residenciais, entre outros.

As vantagens das microturbinas são:

- baixo nível de emissões de poluentes;
- baixos níveis de ruído e de vibração;
- flexibilidade de combustível (pode ser utilizado gás natural, diesel, propano, biogás);
- dimensões reduzidas e simplicidade na instalação;
- baixo custo e pequena necessidade de manutenção;
- elevada eficiência quando utilizada em cogeração chegando a 80%;
- pode operar em paralelo com a rede ou em sistemas isolados;
- alta confiabilidade;
- modularidade;

As principais desvantagens são a baixa eficiência elétrica e perda de potência para lugares de elevada temperatura e altitude.

2.2.6 Células a Combustível

As células a combustível têm emergido como uma das tecnologias mais promissoras para atender a demanda por energia dos países. Uma célula a combustível é um dispositivo eletroquímico capaz de converter diretamente a energia química em energia elétrica.

Uma célula a combustível é constituída por três componentes ativos: um “eletrodo combustível”, um “eletrodo oxidante” e uma membrana eletrolítica (também conhecida como membrana de troca de íons) entre os eletrodos. Elas funcionam com hidrogênio, o qual pode ser extraído a partir do gás natural, propano, ou qualquer outra fonte de outros hidrocarbonetos. O hidrogênio reage com o oxigênio do ar e a tensão é gerada entre os dois eletrodos.

Segundo Lora e Haddad (2006) os benefícios são:

- Sistemas compactos com alta confiabilidade e disponibilidade;
- Baixo ruído e vibrações, por isso podem ser usadas em residências e edifícios;
- Emissões desprezíveis;
- Altas eficiências (40-60%);
- Baixos custos de manutenção.

Elas são particularmente adaptadas para o mercado da geração distribuída devido a estas características, bem como a sua escalabilidade e modularidade.

2.3 BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Na literatura, os autores Chiradeja e Ramakumar (2004) apresentaram uma abordagem que visa quantificar os benefícios da GD, como perfil de tensão, redução de perda na linha e redução de impacto ambiental, mas ignoraram questões técnicas que possam medir os impactos negativos da GD. Já no trabalho dos autores Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison (2006) vários índices são calculados para descrever os impactos na rede devido à presença da geração distribuída durante a geração de potência máxima. Gil e Joos (2008) quantificam os benefícios econômicos da GD através do desenvolvimento de modelos.

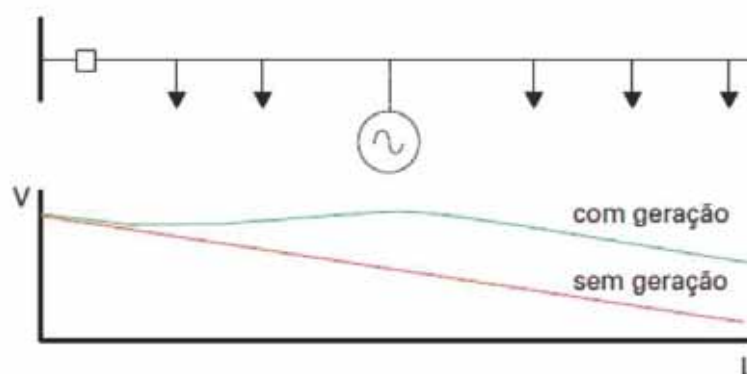
Se a GD é bem planejada e operada pode trazer muitos benefícios ao sistema de distribuição com a sua instalação. Alguns desses benefícios técnicos e econômicos são apresentados adiante.

2.3.1 Melhoria do Perfil de Tensão

Um dos motivos para a introdução da GD é o de melhorar o perfil de tensão do sistema de distribuição, e manter a tensão, fornecida pela concessionária de distribuição, no ponto de entrega da energia elétrica na unidade consumidora, dentro dos limites aceitáveis. A GD pode fornecer potência ativa e reativa para a carga ajudando a diminuir o fluxo da corrente ao longo de uma secção da linha de distribuição, o qual, por sua vez, irá resultar num aumento da magnitude de tensão nas instalações do cliente. A localização e o fator de potência de operação da GD também são fatores importantes para melhorar o perfil de tensão (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004).

A Figura 8, mostra os benefícios da interligação da geração distribuída com relação ao perfil de tensão ao longo de ramais alimentadores, em alguns casos analisados.

Figura 8 - Comportamento do perfil de tensão em um ramal sem e com geração distribuída



Fonte: Lora e Haddad (2006)

2.3.2 Redução das Perdas

As reduções das perdas de energia nas linhas elétricas se devem a uma redução nos fluxos de potência resultantes da introdução da GD. No entanto, dependendo das classificações e localizações das unidades de GD, é possível ter um aumento de perda em níveis muito elevados de penetração (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004).

Este mesmo autor, ressalta que a perda pode ser significativa em condições de carga pesada. A concessionária é forçada a passar o custo de perdas nas linhas elétricas para todos os clientes em termos de custo de energia mais elevado. Com a inclusão da GD, as perdas nas linhas do sistema de distribuição podem ser reduzidas.

É evidente que qualquer redução nas perdas elétricas é benéfica para a concessionária de distribuição, que é geralmente a entidade responsável ou encarregada de manter as perdas em

baixo nível. No final, este benefício “técnico” de redução das perdas por uma GD pode ser traduzido em um benefício econômico (GIL; JOOS, 2008).

2.3.3 Emissões Reduzidas de Poluentes

Outra grande vantagem potencial da GD é a produção de energia com emissões mínimas de gases de efeito estufa e outros poluentes, em comparação com tecnologias convencionais. Efeito estufa é o resultado do aumento do dióxido de carbono e a emissões de outros gases. Acredita-se que o efeito estufa levará ao aquecimento global e a alterações climáticas no mundo todo.

2.3.4 A Postergação de Investimentos

A utilização da capacidade da GD de adiar investimentos de atualização da rede foi reconhecida pelas concessionárias de distribuição e órgãos reguladores. Como a eletricidade é produzida perto das cargas especialmente durante as horas de carga de pico, os fluxos de alimentação são essencialmente reduzidos (desde que a capacidade da GD total não exceda a carga local), adiando assim a necessidade de melhorar alguns alimentadores sobrecarregados (GIL; JOOS, 2008).

A concessionária pode economizar custos de expansão de distribuição se um grande cliente, escolhe construir a sua geração para atender parte da carga, pois, localiza-se em um circuito fraco, em vez de apenas confiar na concessionária. Nestes casos, a concessionária não terá que construir novas linhas de distribuição, ou reforçar as instalações existentes para atender a grande demanda do cliente. Por exemplo, as concessionárias já estão instalando GD para as grandes lojas, fábricas, prisões, áreas de lazer e complexos resort, localizados remotamente. Estes geralmente são grandes geradores de combustão interna (DALY; MORRISON, 2001).

2.3.5 Melhoria na Confiabilidade

Se a concessionária pretende fornecer energia confiável, tem que ter a geração, transmissão e capacidade de distribuição adequada, e deve ser capaz de controlar a tensão e a frequência do sistema. Se ela falhar por uma pequena margem - mesmo que temporariamente - quedas de tensão ou frequência, e picos de potência poderiam danificar equipamentos. Se o sistema fica fora de equilíbrio, pode detectar falhas graves: transformadores e sistemas de controle poderiam queimar, as linhas podem cair em árvores e dar início aos incêndios e nos bairros poderia ocorrer *black-out*. Esses tipos de falhas podem ser extremamente caros e até mesmo perigosos para a concessionária e seus consumidores. Assim, a concessionária de distribuição precisa manter um equilíbrio entre a geração e a demanda de energia elétrica no sistema de distribuição. A melhoria na confiabilidade do sistema e segurança, é um dos motivos para que os

clientes façam a instalação da GD, especialmente para aqueles clientes que realizam atividades sensíveis com elevados custos de interrupção (bancos, hospitais, etc.). Se bem planejada e operada em conjunto com a concessionária de distribuição, a GD pode fornecer corte de pico, as reservas de capacidade geradora (reservas circulantes), o apoio da tensão, e de outros serviços auxiliares que melhoram a confiabilidade (DALY; MORRISON, 2001).

Portanto, a presença da GD nos índices de confiabilidade é observada pela possibilidade da mesma suprir toda ou parte da carga interrompida na indisponibilidade da alimentação principal, em decorrência de alguma falha no sistema.

2.3.6 Baixo Impacto Ambiental

Segundo Santos e Santos (2008), um motivo que contribui como fator impulsionador para o desenvolvimento da geração distribuída é a proteção do meio ambiente, em que cada vez mais o desenvolvimento sustentado passa a ser uma realidade. Um conjunto significativo de novas tecnologias da geração distribuída assenta nesta filosofia de geração sustentada e novos combustíveis. Hoje em dia, a exigência ambiental e a eficiência energética são os pilares desta nova tecnologia de geração, para aplicação distribuída.

Este mesmo autor argumenta que a diminuição dos impactos ambientais da produção de energia elétrica resultam da utilização de combustíveis menos poluentes, do melhor uso dos combustíveis tradicionais e permite, com a utilização da cogeração, a eliminação de resíduos industriais poluidores.

2.3.7 Diversificação da Matriz Energética

A matriz energética brasileira, um conjunto de fontes de energia ofertados no país, é uma das mais limpas do planeta. Segundo Balanço Energético Nacional 2012, 44,1% são renováveis. O número ganha destaque quando comparado à matriz energética mundial, que, em 2009, era constituída de 13,3% de fontes renováveis (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA- EPE, 2012).

A Figura 9 mostra a distribuição da oferta interna de energia por fonte, como, gás natural, petróleo, nuclear, biomassa, hidráulica, etc. Este segmento, inclui todos os recursos de energia disponíveis no país.

A necessidade da diversificação da matriz energética mundial é consenso no mundo todo, e a geração distribuída pode desempenhar um importante papel nesta diversificação através do desenvolvimento das suas várias tecnologias.

Figura 9 - Matriz Energética Brasileira 2011



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética- EPE (2012)

2.3.8 Menor Tempo de Implantação

A localização de unidades de GD também está associada ao tamanho de tais tecnologias, como é o caso dos painéis fotovoltaicos, as microturbinas e as células a combustível. Por se tratar de unidades modulares, com tamanho bastante reduzido e de fácil instalação, o tempo para implementação deste tipo de unidades é também bastante reduzido, quando comparado ao tempo que se leva para construir uma hidrelétrica ou PCH, por exemplo (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

2.3.9 Flexibilidade de Localização

As GDs podem ser construídas em vários lugares através de módulos (Células a Combustíveis e Microturbinas) o que tem muitas vantagens como: a) Elas podem ser instaladas num curto período em qualquer localização. Cada módulo pode ser operado de imediato e separadamente depois da instalação independente da entrada de outros módulos e não são afetados por falhas de outros módulos em operação. b) A capacidade total pode ser aumentada ou diminuída pela adição ou remoção de mais módulos, respectivamente (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

2.3.10 Redução dos Custos de Operação e Manutenção (O&M)

Em zonas rurais e isoladas, onde existem encargos fixos consideráveis de transporte e distribuição de energia e onde investimentos iniciais em sistemas de rede são muito dispendiosos

e antieconômicos, a GD pode oferecer um baixo investimento inicial, bem como baixos custos de funcionamento (SANTOS; SANTOS, 2008).

2.4 DIFICULDADES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O objetivo das redes de distribuição é fornecer energia confiável e eficiente para os usuários finais ligados às redes de média e baixa tensão. As redes de distribuição são configuradas de acordo com o esquema radial, com os fluxos de energia unidirecionais e com equipamentos de proteção simples que permitem a operação segura e econômica do sistema de energia. Com um maior nível de penetração da GD em sistemas existentes mudou completamente esse ambiente bem consolidado em um novo, onde as redes de distribuição não serão mais passivas (CELLI et al., 2005).

As mudanças ocasionadas nas redes de distribuição, com o surgimento da GD, que tornaram as redes ativas com fluxo bidirecionais, causaram impactos no sistema elétrico que nem sempre são positivos. A seguir alguns desses principais impactos:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passa a ter fluxo bidirecional de energia;
- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger as suas redes;
- Controle do nível de tensão da rede no período de carga leve;
- Alteração dos níveis de curto-circuito;
- Aumento da distorção harmônica;
- Intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade do combustível (radiação solar, vento, água, biogás) e a alta taxa de falhas dos equipamentos;
- Alto custo de implantação de algumas tecnologias da GD;
- Tempo de retorno elevado para o investimento.

2.5 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

No final de 2008, a ANEEL regulamentou a GD a partir do biogás e sua comercialização em todo o País. A Resolução Normativa ANEEL 390/2009, estabelece que qualquer distribuidora de energia elétrica pode fazer chamadas públicas para comprar eletricidade produzida por

biodigestores. Seguindo as exigências da ANEEL em relação à qualidade da energia, os produtores poderão enviar a eletricidade para a linha de distribuição, em vez de somente consumir (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2009).

A Granja São Pedro, no Paraná, onde José Carlos Colombari toca uma criação de 5,2 mil porcos é um exemplo pioneiro, no Brasil, de como promover a geração de energia elétrica a partir dos dejetos suínos para a rede. O Sr. Colombari instalou em sua propriedade biodigestores. O principal produto do biodigestor, o biogás, alimenta a mini-usina da granja. O gerador funciona ao longo do dia e a energia dos dejetos atende a todas as necessidades da granja e ainda sobra eletricidade, que é vendida para a rede. Além da energia, a matéria orgânica produz fertilizantes, que são distribuídos nas lavouras e nas pastagens. A produção do biofertilizante representa a recuperação de 85% do nitrogênio, 15% do fósforo e 43% do potássio do solo. Outra vantagem ecológica é que, ao gerar energia, a usina destrói toneladas do principal componente do biogás, o metano, um gás poluente e que contribui para elevação da temperatura da Terra. Os dejetos poderiam causar problemas ambientais, como contaminar o reservatório de Itaipu. A segurança ambiental do lago de Itaipu foi o que motivou o início da parceria entre Itaipu, Copel e a propriedade do Sr. Colombari (e de outros proprietários rurais da região). A venda de energia gerada nos biodigestores significa um avanço econômico, social e ambiental para os produtores rurais. O aproveitamento do biogás promoveu uma virada nas contas da granja. O produtor zerou a conta e luz e ainda recebe todo mês um valor aproximado de R\$ 2,5 mil com a venda de eletricidade. Somando os ganhos, a redução do gasto com óleo diesel e a economia gerada pelo biofertilizante, os produtos do biodigestor estão trazendo melhoria de renda para a família na ordem de R\$ 120 mil por ano (GLOBO RURAL, 2012).

No Relatório da ANEEL de 2011, resultado da proposta de abertura de Consulta Pública Nº 15/2010 para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição, foram recebidas 577 contribuições de 39 agentes, incluindo representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais interessados no tema. As principais conclusões das contribuições foram:

- A geração distribuída de pequeno porte deve ser caracterizada por meio da potência instalada, fonte primária de energia, nível de tensão e a localização da planta.
- A ANEEL deve estabelecer os requisitos mínimos para a conexão de pequenos geradores, por nível de tensão, definindo critérios para garantir a qualidade da energia, a segurança das pessoas e equipamentos de forma proporcional ao porte das usinas.
- Atualmente a maior parte das usinas caracterizadas como geração distribuída (PCH, eólica e biomassa) está instalada em áreas rurais com baixa densidade de carga. Desta

forma, as distribuidoras não percebem os benefícios da GD.

- Os geradores e consumidores (livres e especiais) buscam contratos de longo prazo, com baixos riscos, preços atraentes, regras claras e adaptadas para esse tipo de geração (sazonal e intermitente), mas encontram exatamente o contrário ao se depararem com as regras e condições oferecidas no mercado.
- A principal barreira regulatória apontada foi a falta de regulamentos específicos para a GD, com tratamento de questões sobre conexão, medição, contratação de energia, cálculo de garantia física e lastro para fontes intermitentes.

No Brasil, há vários incentivos para as PCH, Centrais Eólicas e a base de Biomassa que injetam até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão.

No entanto, a GD de pequeno porte que está conectada na rede de distribuição (inclusive em baixa tensão), enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e legais para conexão e comercialização da energia, assim como dificuldades para viabilizar economicamente os projetos.

Observou-se, no Brasil, um crescente aumento tanto no número de geradores independentes, quanto na quantidade de potência fornecida à rede nos últimos anos. Empresas do setor sucro-alcooleiras, fábricas de fertilizantes, empresas do setor alimentício, em geral, um grande ramo da indústria nacional começaram a ter interesse pelo mercado de energia. A partir da possibilidade dos investimentos serem facilitados pela abertura de linhas de crédito e da liberalização do mercado de energia, um número considerável de empresas passou a produzir sua própria energia através de um resíduo produzido inevitavelmente em seu processo e tornado agora em uma fonte calórica, habilitando assim tais empresas a gerarem sua própria energia e exportarem seu excedente de potência (MARQUES et al., 2004).

A ANEEL aprovou a Resolução Normativa N^o 482, de 17 de Abril de 2012. É uma nova resolução considerando as contribuições recebidas na Consulta Pública N. 15/2010 e na Audiência Pública N^o 42/2011, criando a regulamentação necessária para que os consumidores de energia elétrica possam ser também geradores de energia. Inicia-se assim, a era da microgeração e a minigeração distribuída no Brasil. Aos consumidores de eletricidade é permitido gerar parte ou todo o potencial elétrico que consomem, utilizando geradores que trabalham juntos com a rede de distribuição, em regime de troca de energia. Foi estipulado o tipo e a potência máxima dos geradores, que podem ser hidráulicos (micro hidrelétricas), eólicos (micro aerogeradores) e solares (fotovoltaicos).

Art. 2^o Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:
I. microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II. minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III. sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

A tecnologia que mais se aplica à micro e mini geração distribuída é a energia solar fotovoltaica. Os sistemas fotovoltaicos só geram eletricidade durante as horas de sol; o maior consumo residencial acontece depois das horas de sol. A regulamentação vem justamente resolver esse problema. Durante o período de geração, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede injetam potencial elétrico na rede de distribuição, criando “créditos energéticos” que podem ser “resgatados” nos períodos de pouca ou nenhuma insolação (inclusive à noite). O sistema de “troca de energia” entre consumidor e distribuidora de eletricidade não prevê a compra de energia; mas sim o armazenamento dos créditos energéticos, por um período de até 3 anos. Ou seja, o foco da regulamentação não é a criação de micro usinas de venda de energia elétrica (como aconteceu em vários países, principalmente na Europa), mas a possibilidade do consumidor ser também gerador da sua própria energia (como acontece nos Estados Unidos). Ainda assim, devida à altíssima disponibilidade solar, algumas localidades (vários estados inteiros inclusive) no Brasil se beneficiarão financeiramente de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por conta dos valores da energia elétrica praticado pelas distribuidoras locais (devido, principalmente, às dificuldades de levar a sua rede em tais localidades). Esta regulamentação é uma grande conquista do Brasil, que caminha para a eficiência energética, modernização da sua matriz energética e, principalmente, preocupação com os grandes impactos ambientais causados pela geração de eletricidade em larga escala.

2.6 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Desde a década de 90 o setor de energia elétrica brasileiro passou por duas grandes mudanças. A primeira mudança, considerada como uma fase de transição, começou com a privatização das empresas públicas do setor elétrico – companhias operadoras; a instituição da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), do Auto Produtor e dos Consumidores Livres com livre acesso as sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica existentes; a instituição da ANEEL – órgão regulador do setor elétrico brasileiro com objetivo de atuar de forma a garantir, por meio da regulamentação e fiscalização, a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio que permita, às companhias, a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e, ao consumidor, a modicidade tarifária; a exploração dos potenciais hidráulicos foi concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso

do Bem Público) determinaria o vencedor; a segmentação das atividades de geração, transmissão/distribuição e comercialização; criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – que é responsável pela coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN); instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE); regras de transição do ambiente totalmente regulado para o ambiente competitivo, estabelecendo mecanismos de proteção aos consumidores cativos; a reestruturação do setor elétrico brasileiro evolui do modelo de monopólio simples, para um modelo de concorrência no atacado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2008a; SILVA, 2009).

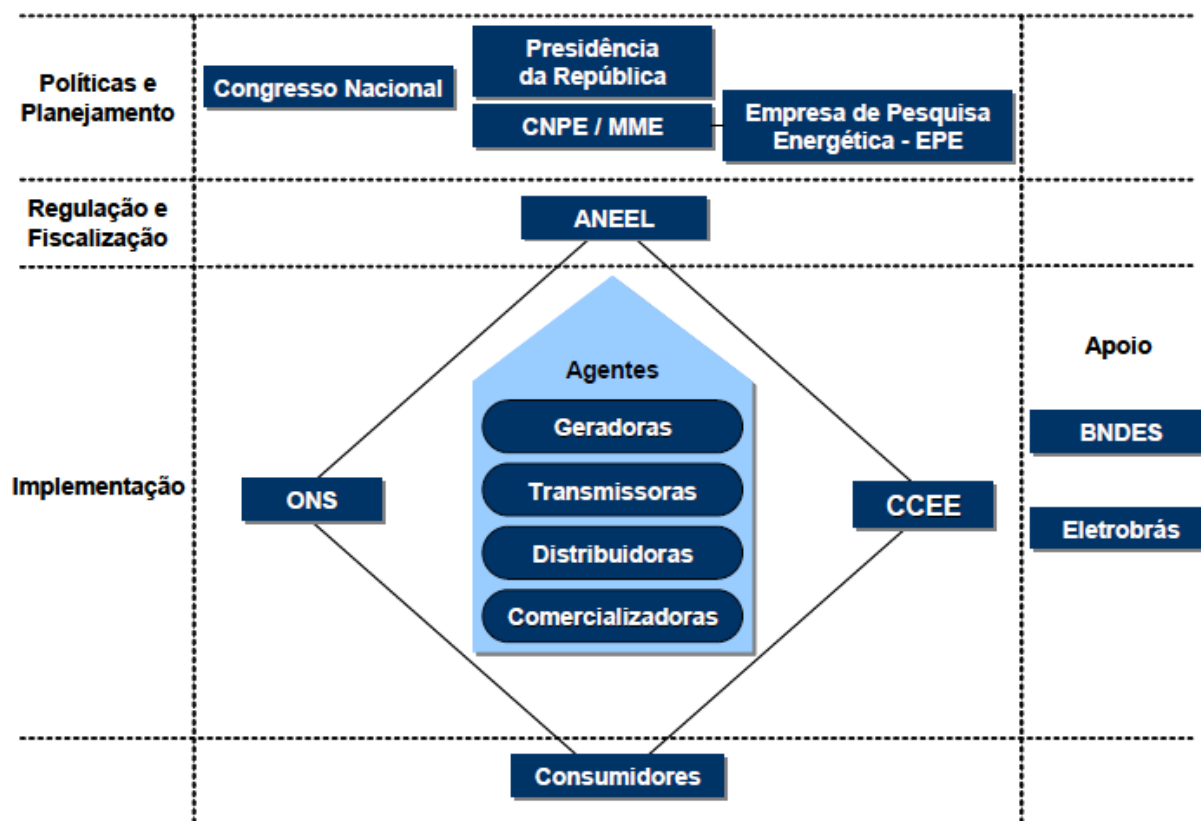
A segunda ocorreu em 2004 com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico. As principais mudanças foram: a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – com a finalidade de desenvolver os estudos e pesquisas necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico; novas regras ao SIN dividindo o mercado de energia em dois ambientes de negócios: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL); criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que administra os contratos entre agentes de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica do país, o CCEE substituiu o MAE; regulamentação da comercialização de energia elétrica; regulamentação da base para a formação dos dois ambientes de contratação livre e regulada, a base para a contratação de geração distribuída, as regras para a formação dos leilões para a compra de energia elétrica; e as condições que deverão estar previstas nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Os objetivos principais do novo modelo foram garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária; atrair investimentos privados; preços estáveis no curto prazo; confiabilidade e qualidade; e promover a inserção social (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2008a; SILVA, 2009).

A Figura 10 reproduz a atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, que manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica como atribuição federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), com assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional.

Com o objetivo de identificar as possibilidades de inserção da geração distribuída vamos estudar as relações comerciais no atual modelo do setor elétrico brasileiro. A Figura 11 mostra o modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil.

A contratação no ACR ou Mercado Cativo, é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados de CCEAR, celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (apenas os distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica (DEVIIENNE FILHO, 2011). Os leilões de compra de energia elétrica, ocupam papel essencial no ACR. Os contratos desse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais

Figura 10 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



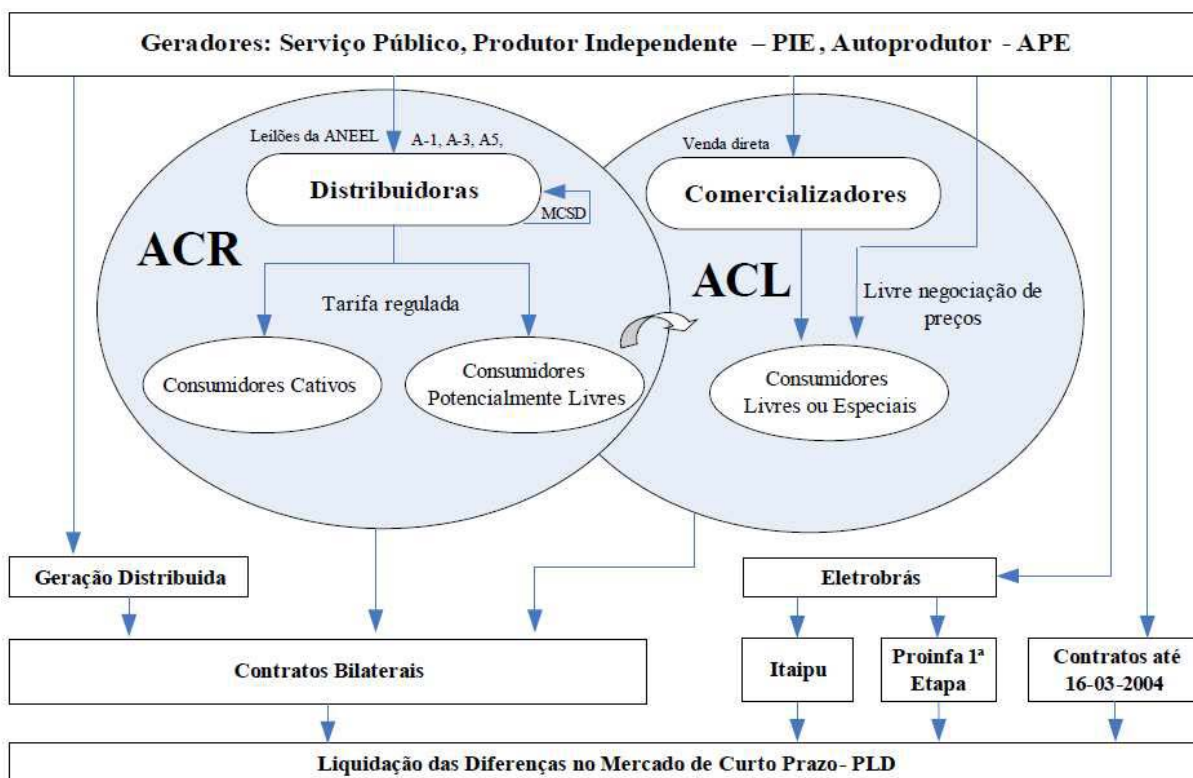
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL (2012)

por parte dos agentes. O início da entrega é previsto para ocorrer um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão (que são chamados, respectivamente, de A-1, A-3 e A-5).

No ACL ou Mercado Livre como é conhecido, impera a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais (DEVIENNE FILHO, 2011). Esses contratos devem ser, obrigatoriamente, registrados na CCEE, instituição responsável por realizar a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos.

Existe também o Mercado de Curto Prazo, onde são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos, por isso, conhecido como mercado de diferenças. Os leilões de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, constituem-se um dos principais mecanismos de comercialização no Brasil, e têm como objetivo alcançar a modicidade tarifária. Nesse modelo o produtor independente tem mais duas opções para comercializar a energia elétrica: diretamente com as distribuidoras atendendo às chamadas públicas de geração distribuída ou em contratos com a Eletrobrás que administra o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Figura 11 - Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil



Fonte: Silva (2011)

Segundo a CCEE, os Contratos de Geração Distribuída são contratos de compra e venda de energia elétrica precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor. A energia elétrica que é objeto desse tipo de contratação provém de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, com exceção da energia proveniente de empreendimentos indicados no art. 14 do Decreto n. 5.163/2004. Diferente de outros países que há bastante tempo já incentivam a GD, no Brasil, ela tem enfrentado barreiras técnicas, regulatórias e legais para a conexão e a comercialização de energia. Poucas concessionárias optaram pela contratação de energia proveniente dos mecanismos disponíveis até então – chamada pública. Ou seja, a GD não atingiu os números esperados, indicando que o modelo a ser proposto deverá ser mais atrativo tanto para os empreendimentos geradores quanto para as concessionárias distribuidoras (SILVA, 2009).

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração.

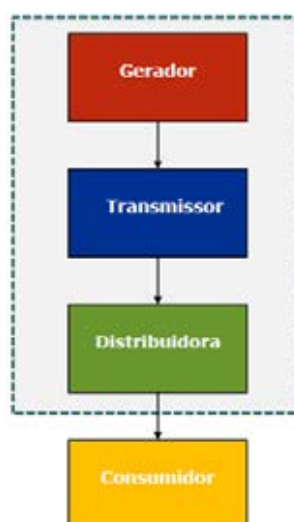
2.7 MODELOS DE MERCADOS DO SETOR ELÉTRICO

A criação dos modelos de mercados de energia elétrica regulados e liberalizados, mudou a forma de comercialização da eletricidade, e possibilitou a reestruturação do setor elétrico em diversos países, permitiu a entrada de empresas nas atividades de produção e comercialização, aumentando a competitividade e assegurando a liberdade de escolha dos consumidores na escolha de seus fornecedores. A competitividade no setor elétrico aumentou a eficiência energética e econômica dos países. Quatro são os tipos de mercados, e há variações deles, cada um com um nível de competitividade diferente. A seguir descreveremos os modelos básicos de mercado de energia elétrica.

2.7.1 Modelo de Monopólio – Estrutura Vertical

As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica comandadas por empresas estatais era a realidade do setor elétrico de muitos países até a década de 90. Essas empresas do setor elétrico eram consideradas monopólios naturais. Quando todas estas atividades são controladas por uma única empresa, chamada de empresa verticalizada, ou seja, com um único vendedor, esta estrutura é chamada de monopólio. A energia elétrica é vendida sem concorrência e o consumidor é obrigado a comprar energia desta única empresa, não há competição. É o modelo mais conhecido, mais simples e com menor custo de transação. A Figura 12 representa a estrutura verticalmente integrada do modelo monopolista.

Figura 12 - Monopólio em todos os níveis



Fonte: Zucarato (2007)

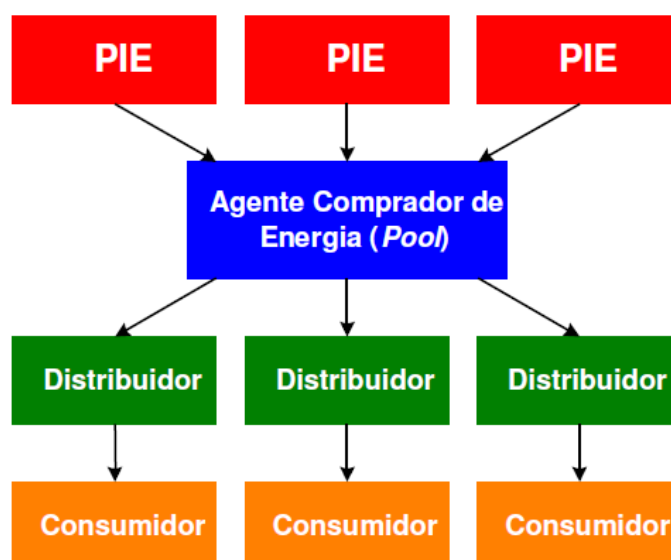
Com o objetivo de aumentar a competitividade e diminuir os custos de energia, o modelo monopolista do setor elétrico sofreu mudanças que possibilitaram a transição para modelos li-

beralizados. Essas mudanças foram a liberalização dos segmentos potencialmente competitivos como a produção e a comercialização, e na regulação dos segmentos como a transmissão e a distribuição, considerados monopólios naturais. A seguir, os novos modelos que surgiram.

2.7.2 Modelo de Comprador Único

O modelo de comprador único também chamado de monopsonio, é considerado o modelo de transição – a migração de um modelo vertical (sem concorrência) para um modelo competitivo. Neste modelo existe um único agente que compra energia dos geradores disponíveis, de tal forma que somente existe concorrência na geração. A Figura 13 ilustra a estrutura de mercado de comprador único.

Figura 13 - Modelo de Comprador Único



Fonte: Zucarato (2007)

O governo, através de uma *agência de compra de energia* (ou *pool*), define quais serão as geradoras que devem ser despachadas e, principalmente, qual deve ser a expansão do setor. Neste modelo o monopólio é exercido pelo agente comprador. A competição na geração acontece de duas formas, uma relacionada a contratos de longo prazo e a outra ao despacho pelo menor preço. Os contratos entre produtores e consumidores são de longo prazo, eles dão garantia e proteção ao investidor mesmo quando há variações elevadas nos preços durante toda a vigência do contrato, o que produz uma segurança contra oscilação de preços. O contrato é uma excelente garantia de financiamento para novos projetos, no entanto, se quem dá a garantia é o agente comprador (que representa o governo), em última análise a garantia é dada pelo governo. Em relação ao primeiro modelo, modelo de monopólio, aumentam-se as dificuldades transacionais (CAMARGO, 2006).

Um exemplo deste modelo aconteceu nos Estados Unidos, em 1979, a PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) possibilitou as concessionárias comprarem eletricidade dos produtores independentes.

2.7.3 Modelo de Competição no Atacado

O modelo de competição no atacado ou modelo de competição na comercialização como é conhecido, permite que produtores independentes acessem a rede de transmissão e ofereçam energia aos grandes consumidores e às empresas de distribuição. As distribuidoras são autorizadas a comprar do fornecedor de sua escolha, ou seja, têm liberdade para contratação de energia, diretamente do gerador. Todos os geradores podem vender para qualquer cliente (vários compradores), ao invés de somente um comprador, o que torna o mercado mais competitivo e dinâmico. A Figura 14 mostra a estrutura do modelo de competição no atacado.

Figura 14 - Modelo de Competição no Atacado



Fonte: Zucarato (2007)

As empresas de distribuição ainda têm o monopólio de venda para os pequenos consumidores, também chamados de consumidores cativos. Isto é justificável uma vez que a participação neste “mercado” não é tarefa simples, nem é barata (CAMARGO, 2006). As linhas de transmissão são operadas por um operador centralizado do sistema, que garante a otimização econômica do despacho e a prática não discriminatória de acesso à rede, mas o monopólio da transmissão precisa ser regulado. A competição no atacado aumenta os custos da transação requerendo acordos de mercado e de uso da rede elétrica, e o consumidor final ainda não é livre.

2.7.4 Modelo de Competição no Varejo

O modelo de competição no varejo ou modelo de competição no nível de consumo é um ambiente de mercado semelhante ao modelo anterior, com o aumento da competição no mercado consumidor. Neste modelo, os consumidores finais podem adquirir energia livremente

dos distribuidores, comercializadores ou diretamente dos geradores, exercendo uma participação mais ativa. A principal diferença deste modelo em relação aos outros consiste no fato de que, enquanto nos modelos de comprador único e competição no atacado a competição se dá dentro de segmentos, neste modelo a competição se dá também entre segmentos, o que tende a aumentar a eficiência de toda a indústria. Os preços de geração diminuem, e a existência da concorrência aumenta a quantidade e a qualidade dos serviços ofertados aos consumidores. A Figura 15 mostra a estrutura do modelo mencionado.

Figura 15 - Modelo de Competição no Varejo



Fonte: Zucarato (2007)

Com a separação da operação dos sistemas de energia elétrica, os varejistas surgiram para preencher a lacuna entre o mercado atacadista de energia e pequenos consumidores. Em alguns mercados, agora é comum encontrar varejistas que desempenham uma função dupla, atuando também como concessionária de distribuição. Almeida (2005) destaca a diferença entre o mercado varejista de energia e mercado atacadista de energia:

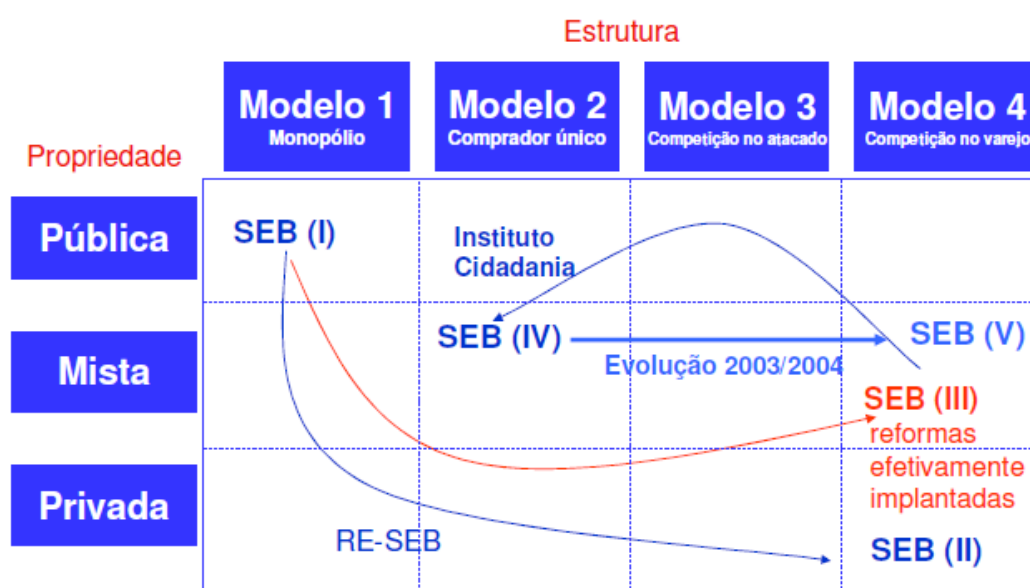
A definição de varejo e atacado no setor elétrico é um pouco arbitrária. Na prática comercial usual, os varejistas compram produtos em grandes quantidades de atacadistas ou diretamente dos produtores, e os revendem aos consumidores finais. Assim, os varejistas formariam o elo final da cadeia de suprimento. Mas também é comum que grandes empresas, na condição de consumidores finais, comprem seus insumos diretamente de atacadistas. Portanto, outra característica das operações no atacado é o elevado volume de compras. Por analogia, qualquer operação de venda de energia elétrica que tenha como destino o consumidor final seria uma operação de varejo, enquanto operações de atacado seriam aquelas realizadas entre geradores, distribuidoras e comercializadoras de energia. Contudo o montante de algumas operações de compra e venda permite que estas sejam consideradas como atacado, mesmo que tenham por destino o consumidor final. As operações de varejo, por conseguinte, seriam aquelas de pequeno montante.

A liberalização dos mercados abre o acesso à rede de distribuição, dando assim aos geradores distribuídos a oportunidade de vender a energia diretamente para os consumidores. Geradores distribuídos, portanto, têm o potencial de aumentar a concorrência no fornecimento de energia elétrica e, assim, apoiar a eficiência econômica. A liberalização do mercado aumentou muito a complexidade da estrutura do mercado, seu funcionamento, e preços para todos os produtores de energia, incluindo geradores distribuídos. Mercados atacadistas foram criados, o preço tornou-se mais dinâmico, e o âmbito geográfico dos mercados ampliou (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA, 2002).

2.7.5 Evolução dos Modelos de Mercado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Por muitos anos o Brasil permaneceu no modelo de monopólio estatal, mas o setor passou por profundas mudanças legais para tentar aumentar a eficiência através da competição. Durante a primeira tentativa de reestruturação do setor elétrico brasileiro, toda a legislação apontava para o modelo de competição no atacado. A legislação de 2004 reverte o processo e instaura o modelo de comprador único. Para respeitar contratos, parte do nosso sistema pode comprar e vender livremente energia. O modelo brasileiro aproxima-se mais do modelo de competição na comercialização, no entanto, guarda também características do modelo de um único comprador e do modelo de competição no nível do consumo. No Brasil, é forte a presença do governo no controle das grandes geradoras. É muito difícil ter competição na geração enquanto houver empresas estatais e privadas. A Figura 16 mostra a evolução dos modelos de mercados no Brasil.

Figura 16 - Evolução dos Modelos do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Zucarato (2007)

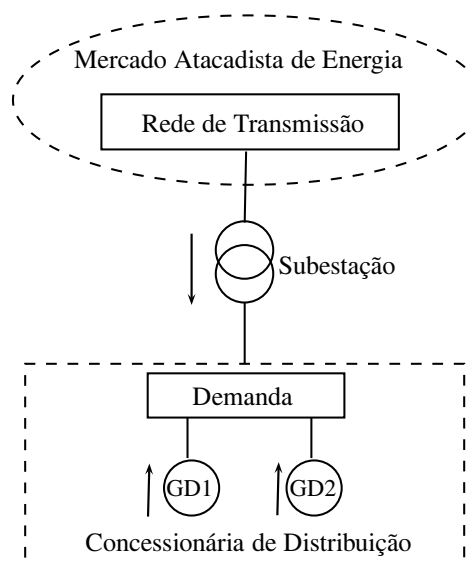
A seguir é apresentada a estrutura de mercado onde o problema deste trabalho está situado, os agentes envolvidos, no caso, a Concessionária de Distribuição e o proprietário da GD. Mostram também que os interesses desses agentes são modelados através de um problema de programação binível.

2.8 ESTRUTURA DE MERCADO CONSIDERADA

Embora a maioria das metodologias são abordadas do ponto de vista da concessionária de distribuição, visando maximizar os benefícios potenciais da GD, a abordagem proposta neste trabalho considera não apenas o ponto de vista da concessionária, mas também do proprietário da GD. Neste sentido, prevemos uma estrutura de mercado em que a concessionária de distribuição é livre para comprar energia a partir do mercado atacadista de energia e/ou das unidades de GD na sua rede.

O papel principal da concessionária de distribuição é fornecer a energia exigida pelos seus consumidores enquanto permanece dentro das restrições da rede. Para atender a demanda esperada, a concessionária de distribuição compra energia do mercado atacadista de energia. A maior parte da energia comprada pela concessionária de distribuição é negociada através de contratos bilaterais de longo prazo a um preço baseado no preço de atacado do mercado de energia. Embora seja bem conhecido que a maioria das tecnologias da GD não podem competir com a geração despachada de forma centralizada, é também verdade que GD proporciona vantagens técnicas para a rede de distribuição, conforme mostrado na Seção 2.3. A este respeito, a compra de energia a partir de uma fonte de GD pode ser uma opção atraente para a concessionária de distribuição. Esta estrutura de mercado está representada na Figura 17.

Figura 17 - Estrutura do Mercado



Fonte: Rider et al. (2013)

Além do mercado atacadista de energia, as concessionárias de distribuição também podem comprar energia das unidades de GDs de propriedade de produtores independentes. A principal vantagem desta estrutura de mercado é que ela permite à concessionária de distribuição comprar energia perto das cargas. Localizando o fornecimento de energia mais perto dos clientes consumidores pode ter efeitos desejáveis sobre o sistema de distribuição, tais como a redução das perdas de energia e da melhoria do perfil de tensão.

A estrutura de mercado acima mencionada é baseada na hipótese de que os proprietários das GDs estão interessados em participar de negócios com unidades de GDs. A concessionária de distribuição deve determinar a quantidade de energia a ser comprada, assim, a metodologia proposta é restrita às tecnologias de GDs despacháveis.

2.8.1 O Problema de Tomada de Decisão da Concessionária de Distribuição

Tendo em vista a estrutura de mercado descrita acima, à primeira vista, a solução mais fácil seria que a concessionária de distribuição comprasse energia a partir de fontes mais baratas. No entanto, a decisão não é tão simples, já que há alguns problemas relacionados aos limites físicos da rede de distribuição devem ser levados em conta, como limites mínimo e máximo de tensão para cada barra do sistema; limites de fluxo de potência através de linhas e transformadores; e perdas de energia. Consequentemente, a concessionária de distribuição deve considerar não apenas as propostas de preços das unidades de GD, mas também o impacto da potência injetada por estas unidades. Por exemplo, se a potência injetada por uma unidade de GD contribui para a aplicação de uma restrição de tensão e/ou tem um impacto positivo na redução das perdas de energia, então, comprar energia a partir desta unidade de GD pode ser uma boa opção, mesmo que custe um pouco mais do que o preço do mercado atacadista. Se uma unidade GD afeta negativamente a rede de distribuição, a compra da energia a partir desta unidade pode não ser uma boa opção, mesmo que custe menos do que o preço do mercado atacadista. Decidir o quanto de energia comprar de uma fonte ou de outra não é uma tarefa trivial, no entanto, um fluxo de potência ótimo (FPO) vai ajudar a concessionária de distribuição a decidir o quanto de energia comprar tanto do mercado atacadista de energia e das unidades de GD. Para explicar a variação de carga ao longo do tempo, a concessionária de distribuição pode ter que executar vários FPOs, levando ao que é conhecido como um FPO baseado em despacho.

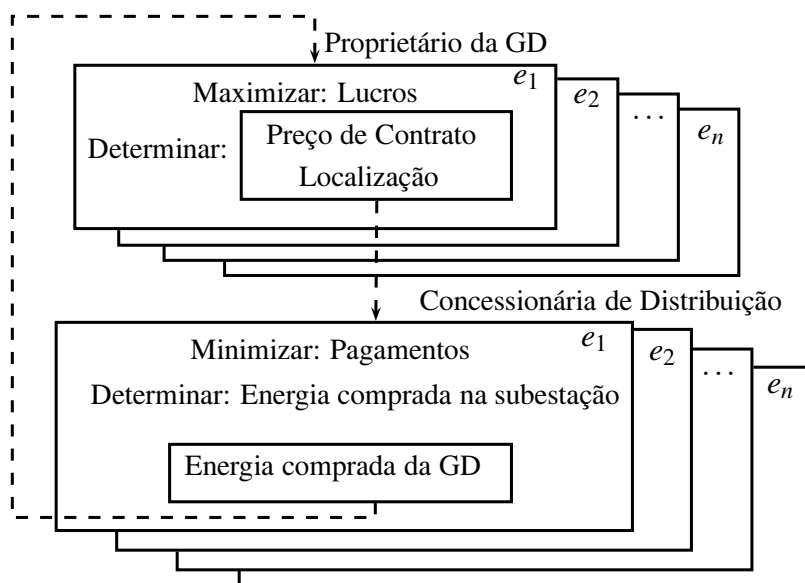
2.8.2 O Problema de Tomada de Decisão do Proprietário da GD

Na última subseção, foi descrito o problema de tomada de decisão da concessionária de distribuição em relação à minimização dos pagamentos realizados para atender a demanda esperada. No entanto, há outro problema de tomada de decisão que deve ser considerado: o do proprietário da GD. Neste caso, o modelo tem duas variáveis de decisão para o proprietário da

GD, o preço de contrato e a localização. Por conseguinte, o proprietário da GD deve decidir o preço contratual e um local que irá tornar o lucro máximo, no entanto, a reação da concessionária de distribuição tem de ser levada em consideração. Isto é, o proprietário da GD deve estar ciente do fato de que, para um determinado local e preço contratual de suas unidades, a concessionária de distribuição vai resolver um FPO baseado em despacho, a fim de determinar a quantidade de energia a ser comprada a partir dele. Se o proprietário da GD oferece a sua energia a um preço muito baixo, ele poderia vender uma grande quantidade de energia, mas isso não vai garantir o máximo de lucros. Por outro lado, se ele decidir aumentar os preços a fim de obter maiores lucros, a concessionária de distribuição pode decidir não comprar energia das unidades de GD, e em vez disso suprir toda a demanda da sua rede através do mercado atacadista de energia. Quanto à sua localização, existem algumas barras estratégicas em que o proprietário da GD pode ter maiores lucros; geralmente esses locais são, no final de alimentadores com carga pesada, medidas a partir de uma subestação.

2.8.3 A Estrutura da Modelagem Binível

Figura 18 - Diagrama de Programação Binível Multiestágio



Fonte: Elaboração da própria autora

Os problemas de tomada de decisão da concessionária de distribuição e do proprietário GD podem ser combinados em um PPB. Um PPB é um problema de tomada de decisão envolvendo dois níveis de otimização. Neste caso, o proprietário da GD está posicionado no nível de otimização superior, a escolha do preço de contrato e localização das unidades de GD para maximizar os benefícios obtidos a partir da energia vendida para a concessionária de distribuição. A concessionária de distribuição está posicionada no nível inferior de otimização e calcula a energia comprada das unidades de GD e do mercado atacadista de energia. O preço

de contrato e localização torna-se um conjunto de parâmetros do problema do nível inferior, para o qual a concessionária de distribuição reage comprando mais ou menos energia para minimizar os pagamentos totais efetuados para satisfazer a demanda esperada. Esta relação está representada na Figura 18, que mostra também a formulação do problema multiestágio, onde $E = \{e_1, e_2, \dots, e_n\}$ é o conjunto de estágios do problema de planejamento. Outro problema que foi analisado é o problema binível multiestágio onde, o horizonte de planejamento é separado em vários estágios e são determinados os investimentos necessários em cada estágio. No planejamento multiestágio as ações do planejamento são realizadas em diferentes estágios ao longo do horizonte de planejamento, de acordo com a previsão de demanda para cada período considerado.

No próximo capítulo é apresentado uma revisão da literatura sobre programação binível, definição, propriedades e métodos de solução. A seguir, uma revisão da literatura sobre problemas envolvendo GD.

2.9 REVISÃO DA LITERATURA

Há vários aspectos a serem considerados na realização dos estudos relativos à operação e planejamento da GD. A este respeito, a localização e dimensionamento de novas unidades de GD tem sido o foco de diversas pesquisas. A localização adequada da GD em sistemas de energia é importante para a obtenção de seus benefícios potenciais máximos, levando isso em conta, no trabalho de Wang e Nehrir (2004) métodos analíticos são apresentados para a localização ótima da GD tanto em redes radiais quanto malhada, em um processo complexo com base no fasor da corrente. No entanto, este método só otimiza a localização e determina a capacidade da GD como fixo. A função objetivo considera a minimização das perdas de energia.

Em Acharya, Mahat e Mithulananthan (2006) é apresentada uma expressão analítica para calcular a capacidade ótima da GD. Nesse estudo, um fator de perda de sensibilidade é usado para encontrar a localização correspondente que minimize as perdas de potência.

Em Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison (2006) uma avaliação de impactos técnicos tais como perdas elétricas, queda de tensão e níveis de curto-circuito, entre outros, foi feita com o objetivo de 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. Usaram a programação multiobjetivo, baseada no *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA)* que oferece um conjunto de configurações mais reais e diversificadas para a tomada de decisões, conhecidas como as soluções ótimas de Pareto.

Várias metaheurísticas também têm sido utilizadas para determinar a localização ótima de unidades da GD. Em Celli et al. (2005) um algoritmo evolutivo é apresentado para o dimensionamento e localização ótimos da GD: este algoritmo é baseado em uma abordagem multi-

objetivo que permite que o operador decida a melhor compensação entre o custo de perda de energia, o custo de energia não fornecida, o custo de melhoria da rede e o custo da energia exigida pelos clientes atendidos.

Em Singh e Goswami (2010) um algoritmo genético (AG) é utilizado para a localização ótima da GD, maximizar os lucros, reduzir as perdas e melhorar a tensão. A abordagem proposta em Singh e Goswami (2010) baseia-se num mecanismo de preços normalmente encontrados em sistemas de transmissão.

Em El-Ela, Allam e Shatla (2010) um AG é implementado para maximizar os benefícios potenciais da GD. A abordagem apresentada em El-Ela, Allam e Shatla (2010) pode ser utilizada de uma forma simples ou multi-objetiva. Outras aplicações do AG para a localização ótima da GD são apresentadas em Akorede et al. (2011) e Borges e Falcão (2006). Em Nara et al. (2001) uma abordagem do Busca Tabu é desenvolvida para a localização ótima das unidades de GD a partir do ponto de vista da minimização das perdas de energia. Em El-Zonkoly (2011) os autores propõem uma técnica de Otimização por Enxame de Partículas ou *Particle Swarm Optimization* (PSO) para encontrar a localização ótima e dimensionamento das unidades de GD usando um índice multiobjetivo. Questões técnicas consideradas em El-Zonkoly (2011) inclui as perdas de energia, perfil de tensão, carregamento de linha e os efeitos da GD no colapso de tensão. O PSO também tem sido proposto como uma técnica apropriada para a localização de unidades de GD em Wong et al. (2010), Prommee e Ongsakul (2008) e AlHajri, AlRashidi e El-Hawary (2007). Em Abu-Mouti e El-Hawary (2011) um algoritmo de colônias de abelhas artificiais é proposto para determinar o tamanho, a localização e o fator de potência ótimo das unidades de GD, a fim de minimizar as perdas de energia. Uma ampla revisão de técnicas de inteligência artificial aplicada à localização e dimensionamento da GD pode ser consultado em (AGHAEBRAHIMI; AMIRI, 2009).

Várias técnicas de otimização com base na programação matemática também foram aplicadas para a localização ótima da GD como mostrado em Agalgaonkar et al. (2004), Keane e O'Malley (2005) e El-Khattam, Hegazy e Salama (2005). Em Agalgaonkar et al. (2004) e Gautam e Mithulanathan (2007) a localização ótima e dimensionamento da GD é calculada utilizando técnicas convencionais de fluxo de potência ótimo e preços de localização marginal. Em Keane e O'Malley (2005) a localização ótima da GD é calculada usando o fluxo de potência e programação linear. Em El-Khattam, Hegazy e Salama (2005), os autores propõem um modelo de programação linear inteira mista para a localização ótima da GD considerando diferentes cenários.

As metodologias apresentadas não consideram explicitamente a interação entre o proprietário da GD e a concessionária de distribuição. Esta interação é indicada pelo fato de que esses agentes não têm as mesmas funções objetivo, e podem ser modeladas utilizando otimização multinível ou programação binível. Em Soroudi et al. (2011), a interação entre a concessionária

de distribuição e o proprietário da GD é levado em conta em termos de uma série de objetivos, fornecendo estratégias benéficas para ambas as partes.

Em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011), os autores utilizaram um modelo de programação binível para modelar a interação entre a concessionária de distribuição e o proprietário da GD, e determinar o preço de contrato ótimo da GD. Tal metodologia é baseada em uma aproximação não linear das equações de fluxo de potência (as expressões matemáticas utilizadas para modelar a distribuição dos fluxos de potência entre os elementos de uma rede). Neste caso, o problema do nível inferior é substituído pelas condições de otimalidade de KKT. A principal desvantagem dessa abordagem é que, sendo o modelo do nível inferior um problema de programação não-linear, as condições de KKT são necessárias, mas não suficientes para garantir a otimalidade. Como consequência, a qualidade e o tipo das soluções são sensíveis aos valores iniciais atribuídos ao estado da variável no *solver*.

Em Rueda-Medina et al. (2013), os autores apresentam uma formulação de um problema linear inteiro misto para determinar o tipo, tamanho e a localização ótima de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais. O objetivo do problema de otimização é minimizar o custo total de investimentos e operação sujeitos às restrições operacionais e físicas. Linearizações foram feitas para representar adequadamente a operação em regime permanente do sistema de distribuição radial, considerando diferentes níveis de demanda. Os diferentes tipos de GDs são representados por suas curvas de capacidade. A capacidade de corrente de curto-circuito é modelada através de expressões lineares; e diferentes topologias de rede de distribuição radial são consideradas. Os autores utilizaram um *solver* de otimização comercial PLIM, o modelo foi implementado em AMPL e resolvidos com CPLEX.

Em Rider et al. (2013), uma abordagem de programação linear inteiro misto para a localização e preço de contrato ótimo da GD em sistemas de distribuição é apresentada. A localização e o preço do contrato da GD são determinados pela interação entre a concessionária de distribuição e o proprietário da GD, e um problema binível é proposto para modelar o interesse de ambos. O problema de otimização do nível superior determina a localização e os preços dos contratos das unidades da GD. O proprietário do GD pretende maximizar os lucros obtidos a partir da energia vendida para a concessionária de distribuição. O problema de otimização do nível inferior modela a reação da concessionária de distribuição e tem a intenção de minimizar os pagamentos feitos na compra desta energia. O problema de programação binível é transformado em um problema de otimização equivalente de um único nível linear inteiro misto usando as propriedades de dualidade, que é então resolvido através de software disponível comercialmente.

Nesta tese os modelos apresentados pelos autores Rider et al. (2013) foram expandidos através de modelos multiestágios e a inclusão da potência reativa com o objetivo de obter modelagens mais realistas do problema de localização e preço de contrato ótimo da GD.

3 REVISÃO DE PROGRAMAÇÃO BINÍVEL

Um problema de programação binível (PPB), também chamado de problema de programação em dois níveis (PPDN), é um caso particular do problema da programação multinível com uma estrutura de dois níveis. Os PPBs tem sido estudados com bastante interesse na área de programação matemática. Estes problemas apresentam muitas aplicações por se tratarem de problemas que envolvem níveis hierárquicos de decisão, por exemplo, nas áreas como economia, engenharia, química, ciências ambientais, etc.

Uma característica importante dos problemas de programação multinível é que um planejador em um nível da hierarquia pode ter sua função objetivo e espaço de decisão determinado, em parte, por variáveis controladas em outros níveis. No entanto, seus instrumentos de controle podem permitir-lhe influenciar as políticas em outros níveis e, assim, melhorar a sua própria função objetivo (WEN; HSU, 1991). Devido à interação existente entre os níveis, estes problemas são, em geral, não convexos e não diferenciáveis.

3.1 FORMULAÇÃO GERAL

Em um problema binível, o objetivo é minimizar a função denominada do primeiro nível e que um subconjunto das variáveis do problema seja minimizador global de um problema de programação não linear denominado do segundo nível. Encontram-se na literatura especializada formulações diferentes para problema de programação binível.

Em Bard (1998), o PPB é definido como em (1).

$$\min_{x \in X} F(x, y) \quad (1a)$$

s.a

$$g(x, y) \leq 0 \quad (1b)$$

$$\min_{y \in Y} f(x, y) \quad (1c)$$

s.a

$$h(x, y) \leq 0 \quad (1d)$$

$$x, y \geq 0 \quad (1e)$$

O problema do primeiro nível (1a)–(1b) é também denominado de problema do nível superior ou do líder, e o problema do segundo nível (1c)–(1e) é chamado de problema do nível inferior ou do seguidor. Observe que a função objetivo do nível superior é minimizada apenas

com relação as variáveis do líder (x) e no segundo nível apenas pelas variáveis do seguidor (y).

Vicente e Calamai (1994) definem o PPB (contínuo) como (2) – (3).

$$\min_{x,y} F(x,y) \quad (2a)$$

$$\text{s.a } g(x,y) \leq 0 \quad (2b)$$

onde y , para cada valor de x , é a solução do chamado problema de nível inferior:

$$\min_y f(x,y) \quad (3a)$$

$$\text{s.a } h(x,y) \leq 0 \quad (3b)$$

com $x \in \mathfrak{R}^{nx}$, $y \in \mathfrak{R}^{ny}$, $F, f : \mathfrak{R}^{nx+ny} \rightarrow \mathfrak{R}$, $g : \mathfrak{R}^{nx+ny} \rightarrow \mathfrak{R}^{nu}$ e $h : \mathfrak{R}^{nx+ny} \rightarrow \mathfrak{R}^{nl}$. As variáveis x são chamadas de variáveis do nível superior e y variáveis do nível inferior, $g(x,y) \leq 0$ restrições do nível superior, $h(x,y) \leq 0$ restrições do nível inferior e $F(x,y)$ função objetivo do nível superior e $f(x,y)$ função objetivo do nível inferior.

O problema relaxado de (2) – (3) pode ser escrito como (4),

$$\min_{x,y} F(x,y) \quad (4a)$$

$$\text{s.a } g(x,y) \leq 0 \quad (4b)$$

$$h(x,y) \leq 0 \quad (4c)$$

e o seu valor ótimo (solução ótima) é um limite inferior para o valor ótimo do PPB original. A seguir, algumas definições importantes do PPB.

O conjunto viável do problema relaxado (ou região de restrição), é mostrado por (5).

$$\Omega = \{(x,y) : g(x,y) \leq 0, h(x,y) \leq 0\}. \quad (5)$$

Para cada valor de x , o conjunto viável do nível inferior é dado por (6).

$$\Omega(x) = \{y : h(x,y) \leq 0\}. \quad (6)$$

Para cada valor de x , o conjunto reação do nível inferior (região viável do seguidor) é apresentada pela equação (7).

$$M(x) = \{y : y \in \operatorname{argmin} \{f(x,y) : y \in \Omega(x)\}\}. \quad (7)$$

Para cada valor de x e qualquer valor de y em $M(x)$, o valor ótimo do nível inferior é dado por (8).

$$v(x) = f(x,y). \quad (8)$$

A região induzida (indutível) é mostrada por (9).

$$\mathfrak{R} = \{(x, y) : (x, y) \in \Omega, y \in M(x)\}. \quad (9)$$

A região induzida é o conjunto viável do PPB. É geralmente não-convexa e, na presença de restrições do nível superior, pode ser vazia. Um PPB pode não ter solução, se para um valor fixo de x o agente do nível inferior é indiferente com relação à sua função objetivo.

Um PPB é convexo, se $f(x, y)$ e $h(x, y)$ são funções convexas em y para todos os valores de x (isto é, se o problema de nível inferior é convexo). O PPB convexo recebeu maior atenção na literatura. A vantagem de lidar com o PPB convexo é que, sob uma apropriada restrição de qualidade, o problema do nível inferior pode ser substituído pelas suas condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para se obter um problema matemático equivalente (de um nível). No entanto, apesar da sua designação, PPBs convexas têm regiões induzidas não convexas que podem ser desconexos ou mesmo vazios na presença de restrições do nível superior.

Os PPB são classificados de acordo com as funções que os compõem. Existem três classes importantes de PPBs convexas. O PPB linear, onde todas as funções envolvidas são lineares. O PPB linear-quadrático, onde a função objetivo de nível superior é linear e a função do nível inferior é uma função quadrática convexa. O PPB quadrático, em que as funções objetivos tanto do nível superior, como do inferior são quadráticas. Quando as funções não possuem classificação, o problema é simplesmente PPB.

Alguns problemas de programação matemática muito estudados, como o min-max, o de otimização bilinear e o multi-objetivo, são casos especiais ou estão relacionados à programação binível.

3.2 CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA

A otimização multinível está intimamente relacionado com o problema econômico de Heinrich von Stackelberg no campo da teoria dos jogos. Em 1952, ele escreveu o livro *“The Theory of the Market Economy”*, no qual estudou principalmente a formação de preços de mercado. De acordo com Colson, Marcotte e Savard (2005a), considera-se um processo de planejamento econômico envolvendo agentes interagindo em dois níveis distintos: alguns dos indivíduos - chamados coletivamente de líder - emitem diretivas para os demais agentes - chamados de seguidores. No âmbito específico dos jogos de Stackelberg, ao líder é permitido antecipar as reações dos seguidores, o que lhe permite escolher a melhor - ou a ótima - estratégia nesse sentido. Problemas Stackelberg possuem uma estrutura hierárquica semelhante ao PPB, embora o programa de nível inferior é um equilíbrio em vez de um problema de otimização.

Em 1973, Bracken and McGill, com o artigo intitulado *“Mathematical Programs with Op-*

timization Problems in the Constraints”, introduzem os problemas em níveis na programação matemática os quais eram chamados de problemas de otimização nas restrições. Segundo Colson, Marcotte e Savard (2005a), a série de artigos escrita por eles, (BRACKEN; MCGILL, 1973; BRACKEN; MCGILL, 1974; BRACKEN; MCGILL, 1978), mostram aplicações no domínio militar, bem como nas áreas de produção e comercialização na tomada de decisão. No entanto, a formulação como conhecemos hoje, e os termos binível e programação multinível, foram introduzidos por (CANDLER; NORTON, 1977b).

Um número grande de autores estudaram programação binível intensamente e contribuíram para a sua proliferação na comunidade de programação matemática. Nesta fase, de acordo com Vicente e Calamai (1994), algumas referências, tais como Shimizu e Aiyoshi (1981a), Shimizu e Aiyoshi (1981b), Aiyoshi e Shimizu (1984), Bard e Falk (1982), Bialas e Karwan (1982), Bialas e Karwan (1978), Candler e Norton (1977a), Candler e Norton (1977b), Fortuny-Amat e McCarl (1981), Candler e Townsley (1982) devem ser distinguidas. Em Soroudi et al. (2011), a interação entre a concessionária de distribuição e o proprietário da GD é levado em conta em termos de uma série de objetivos, fornecendo estratégias benéficas para ambas as partes.

3.3 PROPRIEDADES

Os problemas de programação biníveis lineares são NP-difíceis, a demonstração deste teorema é encontrada em Bard (1991). Mesmo o caso mais simples, o PPB linear demonstrou ser intrinsecamente difícil pela lentidão. O que significa, do ponto de vista computacional, provavelmente não existe um algoritmo que resolva o problema em tempo de processamento polinomial, com relação ao tamanho do problema (número de variáveis, restrições e bits necessários, para representar computacionalmente os dados).

Alguns autores têm proposto condições de otimalidade para os PPB. Bard (1984) usou uma equivalência com um programa matemático de um nível, tendo um conjunto infinito e paramétrico de restrições. Segundo Vicente e Calamai (1994), um contra-exemplo para estas condições foi descoberto por Clark e Westerberg (1988) e por Haurie, Savard e White (1990). Os autores Savard e Gauvin (1994) propuseram condições de otimalidade necessárias, com base no conceito de direção de máxima descida. Vicente e Calamai (1995) propuseram de condições necessárias e suficientes de otimalidade, com base na geometria do PPB, que são generalizações das condições de otimalidade de primeira e segunda ordem bem conhecidas para os problemas matemáticos.

3.4 MÉTODOS DE SOLUÇÕES

Muitos são os métodos utilizados na literatura para encontrar soluções de problemas biníveis. Para alguns desses problemas, mais de uma técnica é usada para resolvê-los. Os métodos são: de máxima descida, métodos de pontos extremos, métodos de *branch and bound*, métodos de penalidades, técnicas de restauração inexata, regiões de confiança, entre outros. A seguir é descrita a ideia principal de alguns deles.

Os métodos baseados em *direções de descida* calculam uma direção que faz produto interno negativo com o gradiente da função objetivo do primeiro nível e em seguida escolhem o tamanho do passo que será dado nesta direção para que o novo ponto seja viável. Os passos são repetidos até que alguma condição de otimalidade seja satisfeita. Nesta classe, estão os métodos que incluem direções de descida que são projetados para calcular pontos estacionários e mínimos locais. Um exemplo clássico é o algoritmo de máxima descida estendido para problemas de programação biníveis não lineares apresentados por (SAVARD; GAUVIN, 1994).

O método dos *pontos extremos*, também conhecido como o algoritmo *K-ésimo melhor vértice* ou *Kth-best* foi introduzido por Bialas e Karwan (1978) para resolver o PPB linear. Dado que o PPB é linear, é possível mostrar que sua solução encontra-se em um dos vértices de sua região viável. O funcionamento do algoritmo consiste em caminhar pelos vértices do poliedro em busca de vértice (x^K, y^K) com menor valor de $F(x, y)$ e que pertença à região induzida \mathfrak{R} .

O método de *branch and bound* é amplamente utilizado para PPB convexos. Em Bard (1988) o algoritmo foi projetado para resolver eficientemente o PPB quando a função objetivo do nível superior e o conjunto de restrições são convexos, e o problema do nível inferior é um problema de programação quadrática. Embora esteja associado a grandes esforços computacionais ele também é capaz de calcular mínimos globais. Várias abordagens exploram a complementaridade entre os multiplicadores e as variáveis de folga que surgem a partir das condições KKT do problema de nível inferior. De acordo com Vicente e Calamai (1994), esse é o caso dos algoritmos propostos por Bard e Falk (1982) e Fortuny-Amat e McCarl (1981) para o caso linear, Bard e Moore (1990) para o caso linear-quadrático e Al-Khayyal, Horst e Pardalos (1992), Bard (1988) e Edmunds e Bard (1991) para o caso quadrático. Usando diferentes estratégias de ramificação, Hansen, Jaumard e Savard (1992) propuseram um algoritmo Branch and Bound para a solução do PPB linear que parece particularmente eficiente para a solução de problemas de médio porte. Embora tenha sido dada pouca atenção ao caso em que algumas variáveis são restritas a ter valores inteiros Moore e Bard (1990), Bard e Moore (1992) e Wen e Yang (1990), propuseram procedimentos *branch and bound* para a solução de casos lineares inteiros do PPB, e Edmunds e Bard (1992) introduziram um algoritmo *branch and bound* para a solução inteira do PPB quadrático.

No método de *penalidades*, o PPB é substituído pelo problema de minimizar uma ou mais

funções penalidades. Eles geralmente incorporam funções exatas de penalização e estão limitados a calcular pontos estacionários e mínimos locais. Shimizu e Aiyoshi (1981b) e Aiyoshi e Shimizu (1984) foram os primeiros trabalhos publicados que utilizaram este método.

Desenvolvido para resolver problemas clássicos de otimização, mais precisamente, problemas de programação não linear, o *algoritmo de restauração inexata* proposto por Martínez (2001), tem a característica de tratar a viabilidade e a otimalidade em diferentes fases a cada iteração, permitindo, que a estrutura de cada problema seja melhor explorada. O *algoritmo de restauração inexata* consiste num método iterativo onde cada iteração é composta de duas fases distintas. A primeira fase, chamada de fase da restauração, tem como objetivo melhorar a viabilidade. A segunda fase, denominada fase da minimização, consiste em reduzir o valor de uma função de mérito, baseada no Lagrangeano, em um conjunto viável aproximado. Regiões de confiança são utilizadas para reduzir o passo quando o ponto em estudo não é bom o suficiente. A região de confiança não está centrada no ponto atual, como em muitos algoritmos de programação não linear, mas no ponto intermediário mais viável. Em Andreani et al. (2009) um algoritmo baseado na *técnica de restauração inexata* foi apresentado para resolver problemas de programação binível não linear, sem a necessidade de reformulá-lo em um problema de programação de um único nível não linear, ou seja, preserva a estrutura binível do problema.

Métodos de *regiões de confiança*, segundo Colson, Marcotte e Savard (2005b), são métodos iterativos, cuja ideia subjacente é intuitiva e simples: a cada iteração, um modelo do problema proposto é construído em torno da solução incumbente e este modelo é então minimizado dentro de alguma região prevista, onde a aproximação é pensada para ser uma representação bastante precisa do problema original, o que resulta em um novo ponto e o próximo passo consiste em verificar se este ponto gera uma melhoria suficiente da verdadeira função objetivo: se este for o caso, o modelo é bom e a região de confiança pode ser ampliada, enquanto que, se a função objetivo não é melhorada a região é reduzida e um novo modelo é calculado. Algoritmos de *região de confiança* são muito eficientes para a resolução de problemas de programação não linear, de modo que alguns pesquisadores vêm tentando estudar algoritmos de região de confiança para resolver problemas de programação bíniveis não lineares. Alguns trabalhos encontrados na literatura são apresentados por (LIU; HAN; WANG, 1998; MARCOTTE; SAVARD; ZHU, 2001; COLSON; MARCOTTE; SAVARD, 2005b; LIU; XU; HAN, 2013).

Uma técnica de resolução é a *reformulação utilizando as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT)*, que consiste em substituir o problema do nível inferior pelas condições de KKT (BARD; FALK, 1982). As condições de KKT são condições de otimalidade que, sob certas hipóteses, devem ser satisfeitas pelos minimizadores do problema. Para verificar se o problema reformulado é equivalente ao original, tem-se que verificar para quais casos de problemas de programação não linear as condições KKT são necessárias e suficientes. Se um problema de otimização for tal que as suas soluções globais (e apenas elas) satisfizerem as condições KKT, encontrar sua

solução é equivalente a resolver o sistema KKT. Se a solução global do problema do nível inferior satisfazer as condições necessárias e suficientes de otimalidade, então o problema binível pode ser reformulado de forma equivalente como um problema de programação não-linear de um único nível, e resolvido por métodos conhecidos da literatura. Esta técnica é utilizada pelos autores Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011).

3.5 REFORMULAÇÃO PROPOSTA NO TRABALHO

Uma abordagem comum para tratar com PPBs é transformar o problema de otimização do nível inferior em um conjunto de restrições de modo que o PPB original torna-se um problema de otimização de um único nível. Essa transformação pode ser obtida através da aplicação das condições de otimalidade de KKT, reformulação descrita acima, ou usando teoria da dualidade. Do ponto de vista matemático, ou seja, mais rigoroso, as duas metodologias são equivalentes, no entanto, a última é mais adequada quando utilizam-se *solvers* especializados como o *branch-and-cut* disponíveis comercialmente. Isso ocorre porque o número de restrições e variáveis binárias equivalentes envolvidas na utilização da teoria da dualidade é consideravelmente menor do que a necessária quando utilizam-se as condições de otimalidade de KKT (ARROYO, 2010).

A reformulação proposta neste trabalho utiliza a teoria da dualidade para transformar o PPB em um problema de otimização de um único nível. Portanto, o problema do nível inferior é substituído pelas:

- Restrições primais do nível inferior;
- Restrições duais do nível inferior;
- Restrição de igualdade das funções objetivos dos problemas primal e dual.

Outra vantagem desta abordagem em relação as condições de KKT é que desaparecem as condições de complementaridade. Porém, aparecem não-linearidades na restrição de igualdade das funções objetivos dos problemas primal e dual. A seguir, detalhamos a reformulação utilizada.

3.5.1 A teoria da dualidade e as Condições de Otimalidade

Seja (10) o problema de programação linear primal (PP), que representa o problema de otimização do nível inferior (1c) – (1e), que aparece no problema binível descrito anteriormente.

$$\min c^T x \quad (10a)$$

s.a

$$\mathbf{A}x = b \quad : y \quad (10b)$$

$$\mathbf{D}x \leq e \quad : w \quad (10c)$$

$$x \text{ irrestrito} \quad (10d)$$

em que $\mathbf{A} \in \Re^{m \times n}$; $b \in \Re^m$; $\mathbf{D} \in \Re^{r \times n}$; $e \in \Re^r$; $c \in \Re^n$ e $x \in \Re^n$. Sendo $y \in \Re^m$ e $w \in \Re^r$ as variáveis duais das restrições (10). O problema dual (PD) de (10) é representado como:

$$\max b^T y + e^T w \quad (11a)$$

s.a

$$\mathbf{A}^T y + \mathbf{D}^T w = c \quad (11b)$$

$$w \leq 0 \quad (11c)$$

$$y \text{ irrestrito} \quad (11d)$$

Segundo Bazaraa e Jarvis (1977), pela condição de otimalidade de primeira ordem de KKT um ponto x^* cumpre com as condições necessárias e suficientes de otimalidade para o PP se existem vetores y^* e w^* tais que cumprem com:

$$\mathbf{A}x^* = b; \quad \mathbf{D}x^* \leq e; \quad x^* \text{ irrestrito}; \quad (12a)$$

$$\mathbf{A}^T y^* + \mathbf{D}^T w^* = c; \quad w^* \leq 0; \quad y^* \text{ irrestrito}; \quad (12b)$$

$$(e - \mathbf{D}x^*)^T w^* = 0. \quad (12c)$$

A condição (12a) fornece a factibilidade do problema primal e a condição (12b) fornece a factibilidade do problema dual. A condição (12c) é chamada de condição de folga complementar. Observe que a condição (12a) e a condição (12b) são lineares enquanto a condição (12c) é não linear devido à multiplicação das variáveis x^* e w^* . Da condição (12c) temos,

$$e^T w^* - (x^*)^T \mathbf{D}^T w^* = 0, \quad (13)$$

assim,

$$(x^*)^T \mathbf{D}^T w^* = e^T w^*. \quad (14)$$

Multiplicando $(x^*)^T$ pela esquerda na condição (12b) obtemos,

$$(x^*)^T \mathbf{A}^T y^* + (x^*)^T \mathbf{D}^T w^* = (x^*)^T c. \quad (15)$$

Substituindo (14) em (15),

$$(\mathbf{A}x^*)^T y^* + e^T w^* = c^T x^*. \quad (16)$$

Finalmente substituindo a condição (12a) em (16) encontramos a condição de dualidade forte em (17).

$$b^T y^* + e^T w^* = c^T x^*. \quad (17)$$

A condição de dualidade forte é uma condição linear e garante que uma solução primal factível e uma solução dual factível são soluções ótimas dos problemas primal e dual, respectivamente, se e somente se, os valores das funções objetivo de ambos os problemas são iguais (ARROYO, 2010; FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003).

Portanto, é possível substituir um problema de minimização linear do tipo (10) por um conjunto de equações lineares dado por (18).

$$c^T x - b^T y - e^T w = 0 \quad (18a)$$

$$\mathbf{A}x = b \quad (18b)$$

$$\mathbf{D}x \leq e \quad (18c)$$

$$x \text{ irrestrito} \quad (18d)$$

$$\mathbf{A}^T y + \mathbf{D}^T w = c \quad (18e)$$

$$w \leq 0 \quad (18f)$$

$$y \text{ irrestrito} \quad (18g)$$

O problema do nível inferior é substituído por um conjunto de restrições usando as propriedades de dualidade. O PPB é então reformulado como um problema de programação linear inteiro misto, como veremos no Capítulo 4.

4 PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

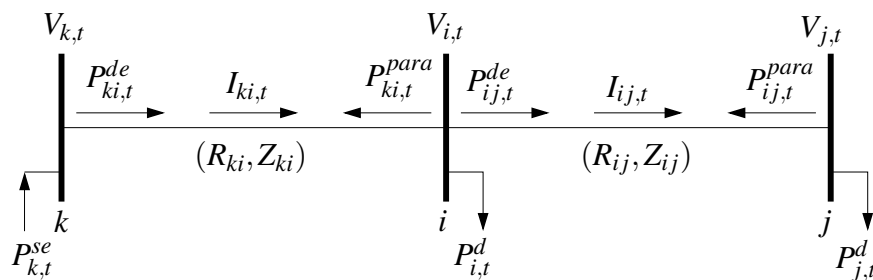
Neste capítulo é apresentado um modelo para obter o preço de contrato ótimo da geração distribuída em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica através de um PPB. O problema do nível inferior é substituído por um conjunto de restrições usando as propriedades de dualidade e técnicas de linearizações. O PPB é reformulado como um problema de programação linear inteiro misto e resolvido usando um *solver* comercial.

4.1 APROXIMAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de carga ou fluxo de potência, como também é conhecido, consiste em uma análise algébrica das condições de operação em regime permanente do sistema de energia elétrica, para a determinação das tensões complexas das barras, distribuições dos fluxos de potência que fluem pelas linhas e de outras grandezas de interesse. O problema do fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares, respectivamente, às leis de Kirchhoff são um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes (MONTICELLI, 1983).

O modelo proposto considera uma aproximação das equações de fluxo de potência para sistemas de distribuição similar às apresentadas em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011), porém com uma precisa representação das perdas de potência ativa nos circuitos. Essas aproximações são válidas para sistemas de distribuição radiais, com alto fator de potência e uma alta proporção de X/R . As simplificações são adotadas com objetivo de reduzir o esforço computacional e para evitar problemas de não-convexidade na formulação do fluxo de potência. Neste caso, somente a potência ativa, o fluxo de corrente e a magnitude de tensão são consideradas como variáveis de decisões.

Figura 19 - Sistema de distribuição de três barras



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 19 mostra estas considerações que podem ser usadas para se obter a equação do balanço de potência, dada em (19).

$$P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t}^{de} - \sum_{ji \in L} P_{ji,t}^{para} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (19)$$

Em que $P_{i,t}^{se}$, $P_{i,t}^{gd}$ e $P_{i,t}^d$ são, respectivamente, a potência ativa fornecida pela subestação, potência ativa fornecida pela unidade de GD e a demanda de potência ativa na barra i no período t . $P_{ij,t}^{de}$ e $P_{ji,t}^{para}$ são, respectivamente, os fluxos de potência ativa que deixam a barra i na direção da barra j e deixam a barra j na direção da barra i no período t , onde L é o conjunto das linhas. Os fluxos de potência ativa ($P_{ij,t}^{de}$ e $P_{ij,t}^{para}$) e a magnitude do fluxo da corrente ($I_{ij,t}$) do circuito ij no período t são calculados por (20) e (21), respectivamente.

$$P_{ij,t}^{de} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} V_{i,t} (V_{i,t} - V_{j,t}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (20a)$$

$$P_{ij,t}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} V_{j,t} (V_{j,t} - V_{i,t}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (20b)$$

$$I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (21)$$

Em que R_{ij} e Z_{ij} são, respectivamente, a resistência e a impedância do circuito ij ; e $V_{i,t}$ é a magnitude de tensão na barra i no período t . As perdas de potência ativa podem ser calculadas como a soma dos fluxos em ambas as direções, como expresso em (22).

$$P_{ij,t}^{perdas} = P_{ij,t}^{de} + P_{ij,t}^{para} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (22)$$

Substituindo (20) em (22) e simplificando-as, as perdas de potência ativa podem ser expressas como uma função da magnitude de tensão como mostrado em (23).

$$P_{ij,t}^{perdas} = R_{ij} \frac{(V_{i,t} - V_{j,t})^2}{Z_{ij}^2} = R_{ij} I_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (23)$$

Esta expressão corresponde a uma aproximação das perdas de potência ativa no circuito ij no período t . As aproximações de fluxo de potência consideradas no modelo proposto estão entre um modelo de Corrente Alternada (CA) completo e um modelo Corrente Contínua (CC). Sob uma abordagem de programação binível, uma formulação CA não linear completa do fluxo de potência pode levar a problemas de convergência. Por outro lado, um modelo CC simplifica o problema e pode deixar de informar sinais econômicos corretos, devido ao fato de que considera um perfil de tensão plano e não inclui as perdas de energia (LOPEZ-LEZAMA, 2011).

4.2 MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR BINÍVEL

O modelo de programação não-linear binível adaptado de Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011) para calcular o preço de contrato ótimo da GD é dado pelas equações (24) – (26).

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t (Cp_j - c_j) P_{j,t}^{gd} \quad (24)$$

Sujeito a:

$$\text{Min}_{\substack{P^{se}, P^{gd}, V, \\ P^{de}, P^{para}, I}} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t}^{gd} \quad (25)$$

Sujeito a:

$$P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t}^{de} - \sum_{ki \in L} P_{ki,t}^{para} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (26a)$$

$$P_{ij,t}^{de} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} V_{i,t} (V_{i,t} - V_{j,t}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (26b)$$

$$P_{ij,t}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} V_{j,t} (V_{j,t} - V_{i,t}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (26c)$$

$$I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (26d)$$

$$I_{ij,t} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (26e)$$

$$-I_{ij,t} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (26f)$$

$$V_{i,t} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (26g)$$

$$-V_{i,t} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (26h)$$

$$P_{j,t}^{gd} - \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (26i)$$

$$-P_{j,t}^{gd} + \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (26j)$$

$$P_{k,t}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (26k)$$

$$-P_{k,t}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (26l)$$

Observe que no problema (24) – (26) existem dois níveis de otimização, denominados de nível superior e nível inferior. O problema de otimização do nível superior consiste na maximização do lucro pelo proprietário da GD, como mostrado em (24) e que pode ser calculado como a receita obtida pela venda da energia menos o custo de produzi-la, durante um período de tempo. Em um mercado atacadista de energia elétrica tradicional, agentes geradores têm controle de decisão sobre ofertas, quantidades e preços de mercado. Na estrutura do mercado descrito neste trabalho, o agente GD tem apenas o controle sobre seu preço de contrato, enquanto a quantidade é decidida pela concessionária de distribuição de energia elétrica. Além

disso, a GD não é paga pelo preço do mercado atacadista de energia (o preço na subestação), em vez disso, ela é paga (se despachada pela concessionária de distribuição) ao preço de contrato previsto. Sejam J e T os conjuntos de unidades de geração distribuída e intervalos de tempo, respectivamente. Δt é o comprimento do intervalo de tempo t em horas. Cp_j e c_j são os preços de contrato e o custo de produção da unidade j da GD em €/MWh, respectivamente.

O problema de otimização do nível inferior consiste na minimização dos pagamentos efetuados pela concessionária de distribuição de energia elétrica na compra de energia, como mostrado em (25). Isso significa que o lucro do proprietário da GD está sujeito à reação da concessionária de distribuição de energia elétrica. A função objetivo (25) é dividida em dois termos. O primeiro termo corresponde à energia comprada no mercado atacadista através das subestações, e o segundo termo corresponde à energia comprada das unidades de GD. Observe que o preço de contrato no qual o proprietário da GD está disposto a vender sua energia não é variável de decisão, mas é um parâmetro do problema de nível inferior. K e L são os conjuntos de subestações e linhas, respectivamente. $\rho_{k,t}$ é o preço da energia no atacado na subestação k no período t em €/MWh.

A equação (26a) corresponde ao balanço de potência ativa em cada barra do sistema. Pode-se observar que essa equação considera de forma explícita as perdas ativas nas linhas. As equações (26e) e (26f) correspondem aos limites máximos e mínimos do fluxo da corrente nas linhas. As equações (26g) e (26h) correspondem aos limites de magnitude da tensão nas barras do sistema, e as equações (26i) a (26l) correspondem aos limites máximos e mínimos das potências fornecidas pelas unidades de GD e as subestações, respectivamente. \bar{I}_{ij} é a capacidade máxima da magnitude do fluxo de corrente do circuito ij . \bar{V} e \underline{V} representam, respectivamente, os limites máximo e mínimo da magnitude de tensão em todas as barras. \bar{P}_j^{gd} e \underline{P}_j^{gd} são os limites máximos e mínimos de potência ativa da unidade j da GD, respectivamente. \bar{P}_k^{se} e \underline{P}_k^{se} são os limites máximos e mínimos da potência ativa da subestação k .

O modelo fornece incentivos econômicos adequados para a concessionária de distribuição e para o proprietário da GD, pois considera o interesse de ambos simultaneamente em um único processo de otimização. Uma das vantagens do modelo é que permite ao proprietário da GD se adiantar à reação da concessionária de distribuição. Isso é feito considerando o problema de otimização da concessionária de distribuição como um conjunto de restrições do problema de otimização do proprietário da GD. O modelo também permite incluir facilmente restrições de venda de energia e contratos bilaterais com outros agentes. A principal limitação do modelo é o fato de que ele só pode ser implementado com tecnologias de GD despacháveis. Isto é devido ao fato de que, sob uma abordagem de programação binível, um dos agentes devem decidir sobre a quantidade de energia a ser vendida/comprada, e, no caso de tecnologias não-despacháveis, esta quantidade é determinada por fatores externos não-determinísticos.

Note que as restrições (26b) e (26c) apresentam a multiplicação das variáveis $V_{i,t}V_{j,t}$ e os

termos quadráticos $V_{i,t}^2$ e $V_{j,t}^2$, gerando um problema de programação não-linear binível. Em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011) as condições de otimalidade de KKT foram utilizadas para transformar o problema do nível inferior (25) – (26) em um conjunto de equações não lineares, com o objetivo de obter um problema equivalente de um único nível o qual é resolvido através de um software de programação não linear.

4.3 LINEARIZAÇÃO

Com o objetivo de obter uma formulação linear inteira mista do problema (24) – (26), o primeiro passo é adicionar e subtrair as equações (26b) e (26c), considerando (26d), obtendo a expressão (27).

$$P_{ij,t}^{de} + P_{ij,t}^{para} = R_{ij} I_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (27a)$$

$$P_{ij,t}^{de} - P_{ij,t}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t}^2 - V_{j,t}^2) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (27b)$$

A equação (27a) representa a perda da potência ativa no circuito ij . As restrições (26b) e (26c) são substituídas pelas restrições (27a) e (27b), respectivamente. As equações (26a), (26d) e (27) são usadas para representar a operação de regime permanente dos sistemas radiais de distribuição de energia elétrica. Observe que as equações (26a) e (26d) são lineares, enquanto (27) contém os termos quadráticos $V_{i,t}^2$, $V_{j,t}^2$ e $I_{ij,t}^2$. Esses termos quadrados podem ser linearizados usando uma abordagem de linearização por partes, como mostrado a seguir.

4.3.1 Quadrado da magnitude de tensão

Como mostrado em (26g) e (26h) a magnitude de tensão $V_{i,t}$ tem um valor mínimo \underline{V} e um valor máximo \bar{V} . Seja $V_{i,t}^{sqr}$ a variável que representa o quadrado da magnitude de tensão, e calculado como mostrado na equação (28).

$$V_{i,t}^{sqr} = -\underline{V}^2 + 2\underline{V}V_{i,t} + \Delta V_{i,t}^2 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (28)$$

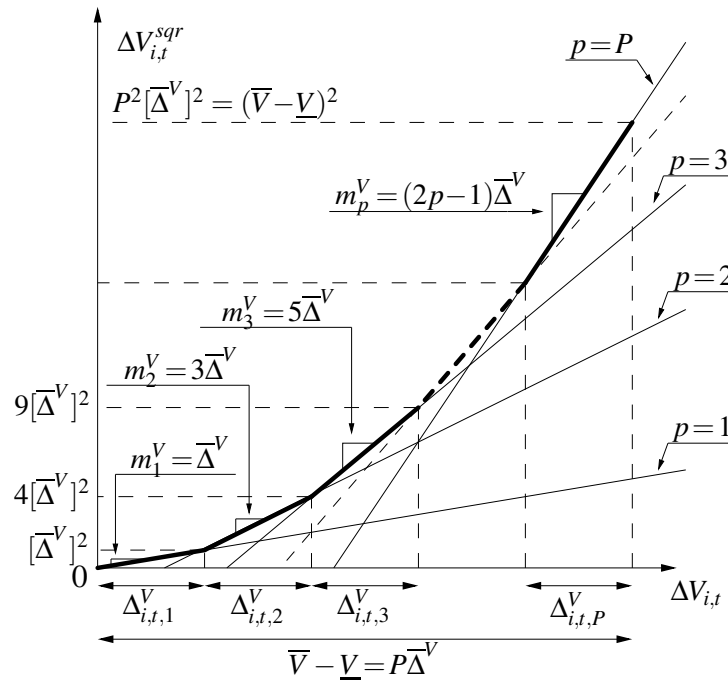
sendo $\Delta V_{i,t} = V_{i,t} - \underline{V}$ com valor mínimo zero e valor máximo $\bar{V} - \underline{V}$. I é o conjunto de barras.

Para (28), o termo quadrático $\Delta V_{i,t}^2$ é linearizado como descrito em Alguacil, Motto e Conejo (2003) e mostrado na Figura 20.

Portanto, o quadrado da magnitude de tensão $V_{i,t}^{sqr}$ é definido em (29).

$$V_{i,t}^{sqr} = -\underline{V}^2 + 2\underline{V}V_{i,t} + \Delta V_{i,t}^{sqr} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (29a)$$

$$\Delta V_{i,t}^{sqr} = \sum_{p=1}^P m_p^V \Delta V_{i,t,p}^V \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (29b)$$

Figura 20 - Aproximação linear por parte da função $\Delta V_{i,t}^{sqr}$ 

Fonte: Elaboração da própria autora

$$V_{i,t} = \underline{V} + \sum_{p=1}^P \Delta_{i,t,p}^V \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (29c)$$

$$\Delta_{i,t,p}^V - \bar{\Delta}^V \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, p = 1, \dots, P \quad (29d)$$

$$-\Delta_{i,t,p}^V \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, p = 1, \dots, P \quad (29e)$$

Sendo

$$m_p^V = (2p-1)\bar{\Delta}^V \quad p = 1, \dots, P$$

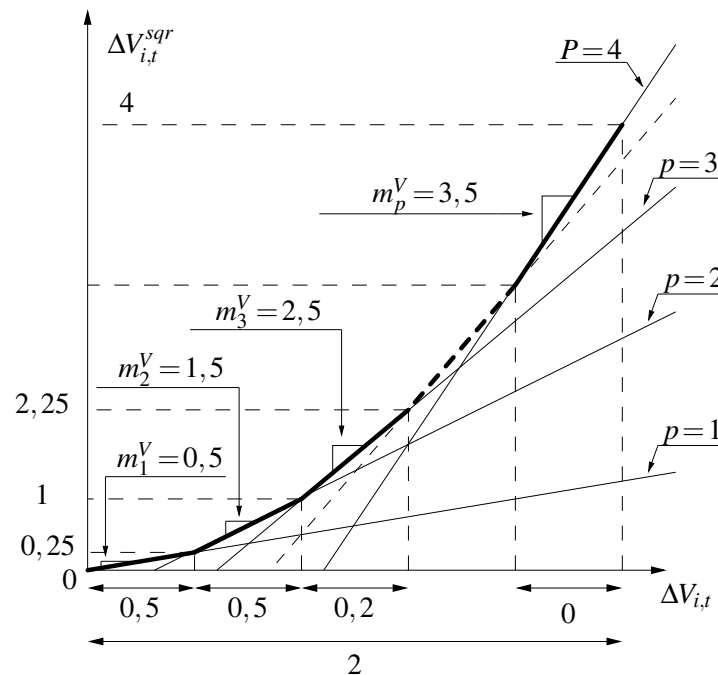
$$\bar{\Delta}^V = \frac{\bar{V} - \underline{V}}{P}.$$

As equações (29) são um conjunto de expressões lineares, em que m_p^V e $\bar{\Delta}^V$ são parâmetros constantes. A restrição (29a) é uma aproximação linear do quadrado da magnitude de tensão na barra i no período t . A restrição (29b) é uma aproximação linear do quadrado $\Delta V_{i,t}$, onde m_p^V é a inclinação do p -ésimo bloco do desvio da magnitude de tensão e $\Delta_{i,t,p}^V$ é o valor do p -ésimo bloco do desvio da magnitude de tensão. A restrição (29c) define que a magnitude da tensão na barra i no período t é igual ao somatório dos valores em cada bloco de discretização mais \underline{V} . As restrições (29d) e (29e) definem os limites superior e inferior na contribuição de cada bloco na diferença entre a magnitude da tensão da barra i no período t e \underline{V} , onde $\bar{\Delta}^V$ é o limite superior do bloco de desvio da magnitude de tensão. P é o número de blocos da linearização por partes.

Observe o seguinte exemplo ilustrativo para mostrar a aproximação linear de $V_{i,t}^{sqr}$: dados os valores de $\bar{V} = 11$, $\underline{V} = 9$, $P = 4$ e $V_{i,t} = 10,2$, queremos determinar o valor de $V_{i,t}^{sqr}$. Obtemos

então $\bar{\Delta}^V = 0,5$ e os valores de m_p^V para $p = 1, \dots, 4$, portanto, $m_1^V = 0,5$, $m_2^V = 1,5$, $m_3^V = 2,5$ e $m_4^V = 3,5$. Os valores de $\Delta_{i,t,1}^V = \Delta_{i,t,2}^V = 0,5$, $\Delta_{i,t,3}^V = 0,2$ e $\Delta_{i,t,4}^V = 0$. A Figura 21 mostra esse exemplo.

Figura 21 - Exemplo ilustrativo da aproximação linear por parte da função $\Delta V_{i,t}^{sqr}$.



Fonte: Elaboração da própria autora

Substituindo os valores acima na equação (29c) e (29b) temos

$$V_{i,t} = \underline{V} + \sum_{p=1}^P \Delta_{i,t,p}^V = 9 + (0,5 + 0,5 + 0,2 + 0) = 10,2 \quad (30)$$

$$\Delta V_{i,t}^{sqr} = \sum_{p=1}^P m_p^V \Delta_{i,t,p}^V = (0,5)(0,5) + (1,5)(0,5) + (2,5)(0,2) + (3,5)(0) = 1,5 \quad (31)$$

Substituindo (30) e (31) em (29a) encontramos

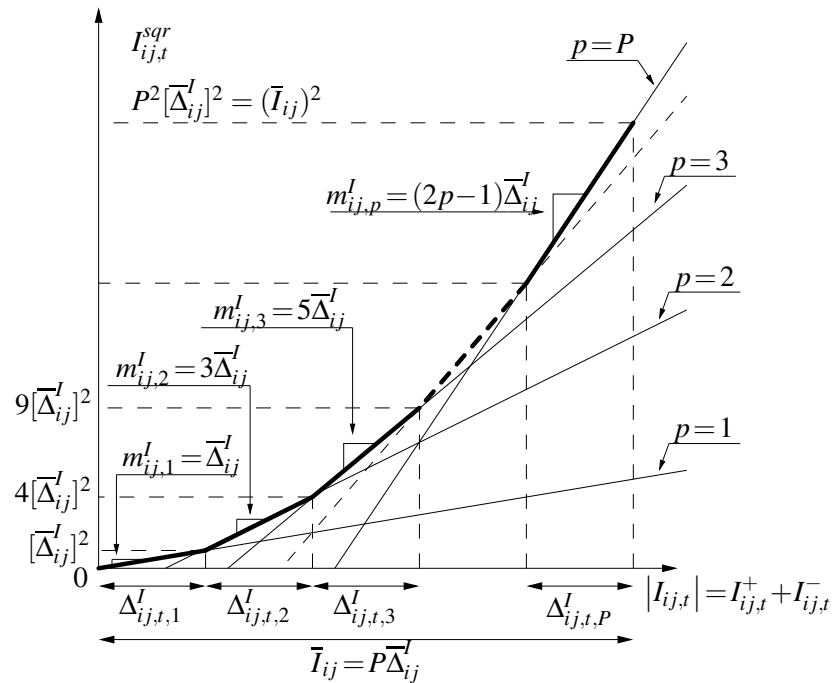
$$V_{i,t}^{sqr} = -\underline{V}^2 + 2\underline{V}V_{i,t} + \Delta V_{i,t}^{sqr} = -9^2 + 2(9)(10,2) + 1,5 = 104,1 \quad (32)$$

O valor exato de $V_{i,t}^2 = 104,04$. Assim, o resultado da aproximação de $V_{i,t}^{sqr}$ tem um erro de 0,05767% em relação ao valor exato, o que ainda pode ser reduzido aumentando o valor de P .

4.3.2 Quadrado da magnitude do fluxo de corrente

Analogamente, como mostrado em (26e) e (26f) a magnitude da corrente $I_{ij,t}$ tem um valor mínimo de $-\bar{I}_{ij}$ e um valor máximo de \bar{I}_{ij} . Seja $I_{ij,t}^{sqr}$ a variável que representa o quadrado da magnitude da corrente. Da mesma forma como para $V_{i,t}^{sqr}$, $I_{ij,t}^{sqr}$ é calculado como mostrado na Figura 22 e definido em (33).

Figura 22 - Aproximação linear por parte da função $I_{ij,t}^{sqr}$



Fonte: Elaboração da própria autora

$$I_{ij,t}^{sqr} = \sum_{p=1}^P m_{ij,p}^I \Delta_{ij,t,p}^I \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (33a)$$

$$I_{ij,t}^+ - I_{ij,t}^- = I_{ij,t} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (33b)$$

$$I_{ij,t}^+ + I_{ij,t}^- = \sum_{p=1}^P \Delta_{ij,t,p}^I \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (33c)$$

$$\Delta_{ij,t,p}^I - \bar{\Delta}_{ij}^I \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, p = 1, \dots, P \quad (33d)$$

$$-\Delta_{ij,t,p}^I \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, p = 1, \dots, P \quad (33e)$$

$$-I_{ij,t}^+ \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (33f)$$

$$-I_{ij,t}^- \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (33g)$$

em que

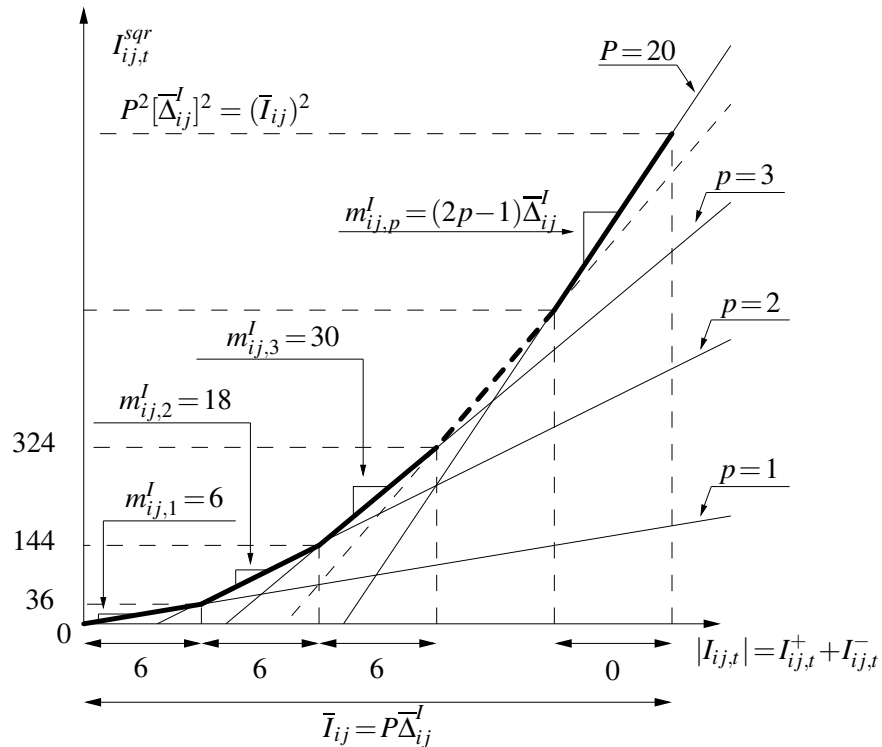
$$m_{ij,p}^I = (2p-1)\bar{\Delta}_{ij}^I \quad \forall ij \in L, p = 1, \dots, P$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^I = \frac{\bar{I}_{ij}}{P} \quad \forall ij \in L.$$

Assim como (29), observe que (33) também é um conjunto de expressões lineares, em que $m_{ij,p}^I$ e $\bar{\Delta}_{ij}^I$ são parâmetros constantes. A restrição (33a) representa a aproximação linear do quadrado da magnitude do fluxo de corrente no circuito ij no período t , onde $m_{ij,p}^I$ é a inclinação do p -ésimo bloco da magnitude do fluxo da corrente no circuito ij e $\Delta_{ij,t,p}^I$ é o valor do p -ésimo bloco de $I_{ij,t}$. $I_{ij,t}^+$ e $I_{ij,t}^-$ são as variáveis auxiliares não negativas utilizadas para calcular $|I_{ij,t}|$, como mostra (33b). A restrição (33c) afirma que $|I_{ij,t}|$ é igual à soma dos valores em cada bloco da discretização. As restrições (33d) e (33e) definem os limites superiores e inferiores da contribuição de cada bloco de $|I_{ij,t}|$, $\bar{\Delta}_{ij}^I$ é o limite superior do bloco da magnitude do fluxo de corrente no circuito ij . As restrições (33f) e (33g) são os limites de $I_{ij,t}^+$ e $I_{ij,t}^-$, respectivamente. \bar{I}_{ij} é a magnitude máxima do fluxo de corrente no circuito ij e P é o número de blocos da linearização por partes.

Observe o seguinte exemplo para mostrar a aproximação linear de $I_{ij,t}^{sqr}$: dados os valores de $\bar{I}_{ij} = 120$ e $P = 20$, pode-se determinar o valor de $\bar{\Delta}_{ij}^I = 6$. Calculamos os valores de $m_{ij,p}^I$ para $p = 1 \dots 20$, portanto $m_{ij,1}^I = 6$, $m_{ij,2}^I = 18$, $m_{ij,3}^I = 30$, $m_{ij,4}^I = 42$, \dots , $m_{ij,20}^I = 234$. Os valores de $\Delta_{ij,t,1}^I = \Delta_{ij,t,2}^I = \Delta_{ij,t,3}^I = 6$, $\Delta_{ij,t,4}^I = 3$ e $\Delta_{ij,t,5}^I = \dots = \Delta_{ij,t,20}^I = 0$. A Figura 23 mostra o exemplo ilustrativo descrito.

Figura 23 - Exemplo ilustrativo da aproximação linear por parte da função $I_{ij,t}^{sqr}$



Fonte: Elaboração da própria autora

Substituindo os valores acima na equação (29a) temos

$$I_{ij,t}^{sqr} = \sum_{p=1}^P m_{ij,p}^I \Delta_{ij,t,p}^I = (6)6 + (18)6 + (30)6 + (42)3 + \dots + (234)0 = 450 \quad (34)$$

O valor exato de $I_{ij}^2 = 441$, assim o resultado da aproximação de $I_{ij,t}^{sqr}$ tem um erro de 2,04% em relação ao valor exato, o que pode ser reduzido aumentando o valor de P .

4.4 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular o preço de contrato ótimo da GD em um sistema de distribuição elétrica é apresentada nas equações (35) – (37), onde as variáveis duais associadas com cada uma das restrições estão colocadas do lado da equação correspondente .

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t (Cp_j - c_j) P_{j,t}^{gd} \quad (35)$$

Sujeito a:

$$\text{Min}_{\substack{P_{i,t}^{se}, P_{i,t}^{gd}, V, V^{sqr}, \Delta^V, \Delta V^{sqr}, \\ P_{ij,t}^{de}, P_{ij,t}^{para}, I, I^{sqr}, \Delta^I, I^+, I^-}} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t}^{gd} \quad (36)$$

Sujeito a:

$$P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t}^{de} - \sum_{ki \in L} P_{ki,t}^{para} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \pi_{i,t} \quad (37a)$$

$$P_{ij,t}^{de} + P_{ij,t}^{para} = R_{ij} I_{ij,t}^{sqr} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \lambda_{ij,t} \quad (37b)$$

$$P_{ij,t}^{de} - P_{ij,t}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \alpha_{ij,t} \quad (37c)$$

$$I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \varphi_{ij,t} \quad (37d)$$

$$I_{ij,t} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \bar{\varphi}_{ij,t} \quad (37e)$$

$$-I_{ij,t} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \underline{\varphi}_{ij,t} \quad (37f)$$

$$V_{i,t} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \bar{w}_{i,t} \quad (37g)$$

$$-V_{i,t} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \underline{w}_{i,t} \quad (37h)$$

$$P_{j,t}^{gd} - \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \bar{\beta}_{j,t} \quad (37i)$$

$$-P_{j,t}^{gd} + \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \underline{\beta}_{j,t} \quad (37j)$$

$$P_{k,t}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \bar{\delta}_{k,t} \quad (37k)$$

$$-P_{k,t}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \underline{\delta}_{k,t} \quad (37l)$$

$$\left. \begin{array}{l}
 (29a) : \rho_{i,t} \\
 (29b) : \varepsilon_{i,t} \\
 (29c) : \sigma_{i,t} \\
 (29d) : \bar{v}_{i,t,p} \\
 (29e) : \underline{v}_{i,t,p}
 \end{array} \right| \begin{array}{l}
 (33a) : \eta_{ij,t} \\
 (33b) : \theta_{ij,t} \\
 (33c) : \tau_{ij,t} \\
 (33d) : \bar{\kappa}_{ij,t,p} \\
 (33e) : \underline{\kappa}_{ij,t,p} \\
 (33f) : \bar{l}_{ij,t} \\
 (33g) : \underline{l}_{ij,t}
 \end{array} \right\} \quad (37m)$$

Sendo $\pi_{i,t}$ a variável dual associada com a restrição da equação de equilíbrio de energia na barra i no período t . $\lambda_{ij,t}$ a variável dual associada com a restrição das perdas de potência ativa do circuito ij no período t . $\alpha_{ij,t}$ a variável dual associada à restrição da diferença dos fluxos de potência ativa do circuito ij no período t . $\varphi_{ij,t}$ a variável dual associada com a restrição da magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t . $\bar{\phi}_{ij,t}$ e $\underline{\phi}_{ij,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo dos limites do fluxo da corrente do circuito ij no período t , respectivamente. $\bar{w}_{i,t}$ e $\underline{w}_{i,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo das tensões da barra i no período t . $\bar{\beta}_{j,t}$ e $\underline{\beta}_{j,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo da potência ativa gerada pela GD unidade j no período t . $\bar{\delta}_{k,t}$ e $\underline{\delta}_{k,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo da potência ativa gerada pela subestação k no período t .

Adicionalmente, $\rho_{i,t}$, $\varepsilon_{i,t}$, $\sigma_{i,t}$, $\bar{v}_{i,t,p}$, $\underline{v}_{i,t,p}$, $\eta_{ij,t}$, $\theta_{ij,t}$, $\tau_{ij,t}$, $\bar{\kappa}_{ij,t,p}$, $\underline{\kappa}_{ij,t,p}$, $\bar{l}_{ij,t}$ e $\underline{l}_{ij,t}$ são as variáveis duais associadas as restrições (29) e (33). Observa-se que, para um determinado conjunto de variáveis de decisão Cp_j a partir do problema do nível superior, o problema do nível inferior dado por (36) - (37) é um problema de programação linear, e pode ser transformado em um conjunto de restrições que correspondem às restrições do problema primal, as restrições do problema dual e a condição de dualidade forte, segundo Motto, Arroyo e Galiana (2005).

4.5 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

O problema binível (35) – (37) pode ser transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior (36) – (37), por um conjunto de restrições que representa a solução dele e incorporando-as ao problema do nível superior, como mostrado no Capítulo 3, Seção 3.5.1.

4.5.1 Problema dual correspondente ao problema do nível inferior

O problema dual associado ao problema do nível inferior (36) – (37) é:

$$\begin{aligned}
& \text{Max} \quad \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (P_{i,t}^d \pi_{i,t} - V^2 \rho_{i,t} + \bar{V} \bar{w}_{i,t} + V(\sigma_{i,t} - \underline{w}_{i,t})) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}^V \bar{v}_{i,t,p}) + \\
& \quad \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}_{ij}^I \bar{\kappa}_{ij,t,p}) + \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} (\bar{I}_{ij} (\bar{\phi}_{ij,t} + \underline{\phi}_{ij,t})) + \\
& \quad \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (\bar{P}_j^{gd} \bar{\beta}_{j,t} - \underline{P}_j^{gd} \underline{\beta}_{j,t}) + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} (\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t})
\end{aligned} \tag{38}$$

$\pi, \lambda, \alpha, \varphi, \theta, \eta, \tau, \rho,$
 $\varepsilon, \sigma, \bar{\kappa}, \underline{\kappa}, \bar{\tau}, \underline{\tau}, \bar{v}, \underline{v},$
 $\bar{\phi}, \underline{\phi}, \bar{w}, \underline{w}, \bar{\beta}, \underline{\beta}, \bar{\delta}, \underline{\delta}.$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t} + \bar{\delta}_{k,t} - \underline{\delta}_{k,t} = \Delta t \rho_{k,t} \quad \forall k \in K, \forall t \in T \tag{39a}$$

$$\pi_{j,t} + \bar{\beta}_{j,t} - \underline{\beta}_{j,t} = \Delta t C p_j \quad \forall j \in J, \forall t \in T \tag{39b}$$

$$- \sum_{ij \in L} \frac{\varphi_{ij,t}}{Z_{ij}} + \sum_{ki \in L} \frac{\varphi_{ki,t}}{Z_{ki}} - 2V \rho_{i,t} + \sigma_{i,t} + \bar{w}_{i,t} - \underline{w}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{39c}$$

$$- \sum_{ij \in L} \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} \alpha_{ij,t} + \sum_{ki \in L} \frac{R_{ki}}{Z_{ki}^2} \alpha_{ki,t} + \rho_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{39d}$$

$$- \rho_{i,t} + \varepsilon_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{39e}$$

$$- m_p^V \varepsilon_{i,t} - \sigma_{i,t} + \bar{v}_{i,t,p} - \underline{v}_{i,t,p} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \tag{39f}$$

$$\varphi_{ij,t} + \theta_{ij,t} + \bar{\phi}_{ij,t} - \underline{\phi}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39g}$$

$$- R_{ij} \lambda_{ij,t} + \eta_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39h}$$

$$- m_{ij,p}^I \eta_{ij,t} - \tau_{ij,t} + \bar{\kappa}_{ij,t,p} - \underline{\kappa}_{ij,t,p} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \tag{39i}$$

$$- \theta_{ij,t} + \tau_{ij,t} - \bar{\tau}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39j}$$

$$\theta_{ij,t} + \tau_{ij,t} - \underline{\tau}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39k}$$

$$- \pi_{i,t} + \lambda_{ij,t} + \alpha_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39l}$$

$$- \pi_{j,t} + \lambda_{ij,t} - \alpha_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39m}$$

$$\bar{\kappa}_{ij,t,p}, \underline{\kappa}_{ij,t,p} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \tag{39n}$$

$$\bar{v}_{i,t,p}, \underline{v}_{i,t,p} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \tag{39o}$$

$$\bar{\phi}_{ij,t}, \underline{\phi}_{ij,t}, \bar{\tau}_{ij,t}, \underline{\tau}_{ij,t} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{39p}$$

$$\bar{w}_{i,t}, \underline{w}_{i,t} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{39q}$$

$$\bar{\beta}_{j,t}, \underline{\beta}_{j,t} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \tag{39r}$$

$$\bar{\delta}_{k,t}, \underline{\delta}_{k,t} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \tag{39s}$$

4.5.2 Formulação de Programação Não-Linear

O problema de um único nível equivalente de (35) – (37) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (40)$$

Sujeito a:

Restrição (37) : Restrições primais do nível inferior;

Restrição (39) : Restrições duais do nível inferior;

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} = (38) : \text{Condição da dualidade forte não-linear.} \quad (41)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão Cp_j e $P_{j,t}^{gd}$ na condição de dualidade forte. O modelo anterior é transformado em um PLIM “equivalente” com a finalidade de resolver esse modelo transformado usando um *solver* convencional PLIM (ARROYO, 2010).

4.5.3 Formulação da Programação Linear Inteira Mista

O preço de contrato da unidade GD pode ser discretizado num conjunto de passos Q , por exemplo, $[C_1^{pd}, C_2^{pd}, C_3^{pd}, \dots, C_{Q+1}^{pd}]$. Assim, o produto $Cp_j P_{j,t}^{gd}$ é linearizado pelo uso de variáveis binárias $x_{j,q}$ e variáveis auxiliares $CP_{j,t,q}^{gd}$, $\forall q = 1, \dots, Q$, como mostrado em (42).

$$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} x_{j,q} \leq CP_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \overline{P}_j^{gd} x_{j,q} \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q \quad (42a)$$

$$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q}) \leq C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} - CP_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \overline{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q}) \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q \quad (42b)$$

$$\sum_{q=1}^Q x_{j,q} = 1 \quad \forall j \in J \quad (42c)$$

$$x_{j,q} \text{ binário} \quad \forall j \in J, \forall q = 1 \dots Q \quad (42d)$$

As restrições (42a) e (42b) definem os valores de $CP_{j,t,q}^{gd}$, $\forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q$. Se $x_{j,q} = 0$, então $CP_{j,t,q}^{gd} = 0$ e $\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} \leq C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \overline{P}_j^{gd}$; caso contrário, $CP_{j,t,q}^{gd} = C_q^{pd} P_{j,t}^{gd}$ e $\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} \leq CP_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \overline{P}_j^{gd}$, onde $\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd}$ e $\max_q (C_q^{pd}) \overline{P}_j^{gd}$ fornecem um grau suficiente de liberdade para $CP_{j,t,q}^{gd}$. A equação (42c) assegura que é possível escolher apenas um preço de contrato para a unidade j da GD.

Finalmente, o problema equivalente linear de (40) – (41) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t CP_{j,t,q}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (43)$$

Sujeito a:

Restrição (37): *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (39): *Restrições duais do nível inferior;*

Restrição (42): *Linearizações;*

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t CP_{j,t,q}^{gd} = (38) : \text{Condição da dualidade forte linear.} \quad (44)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto. Este tipo de problema de otimização pode ser resolvido através de um software de otimização comercial.

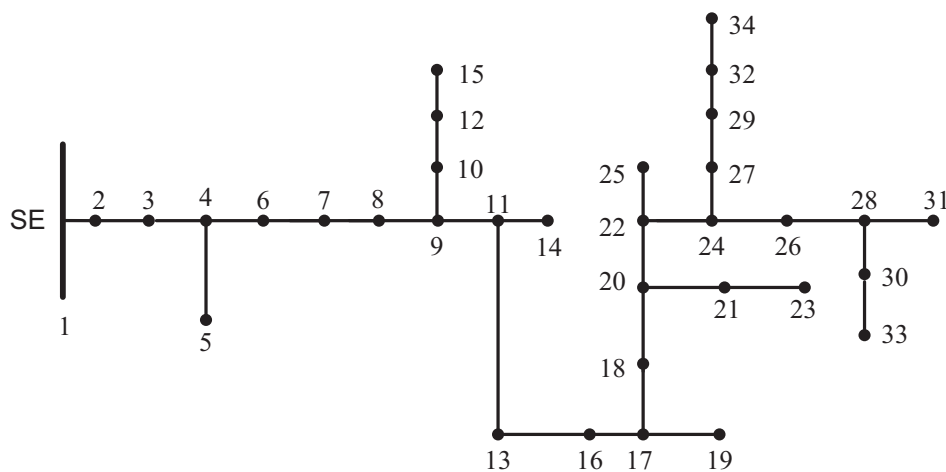
4.6 TESTES E RESULTADOS

Para demonstrar a eficácia da abordagem proposta foram realizados testes para o cálculo de preços de contratos ótimos de unidades de GD para dois sistemas de distribuição, um de 34 barras e outro de 85 barras. O modelo (43) – (44) foi implementado em AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e resolvido com o CPLEX (2008), chamado como opção padrão, para ambos os sistemas.

4.6.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

A metodologia proposta foi testada com uma versão modificada de fase única (ou monofásica) do sistema teste IEEE 34 barras mostrado na Figura 24.

Figura 24 - Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras

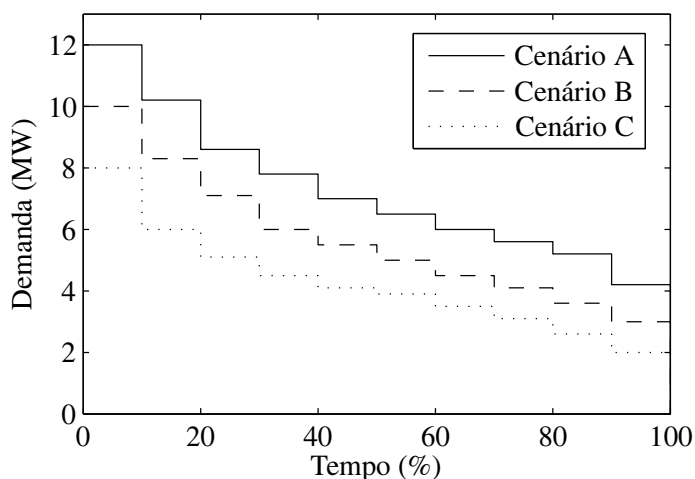


Fonte: Elaboração da própria autora

O sistema teste IEEE 34 barras é um sistema de distribuição real localizado no Arizona, que se baseia numa média tensão industrial da rede de distribuição (KERSTING, 1991).

Vamos considerar três cenários anuais diferentes (denominados A, B, e C) para alta, média e baixa demanda, respectivamente. Todos os cenários possuem duração de um ano. As curvas de duração de carga anual dos diferentes cenários são apresentadas na Figura 25.

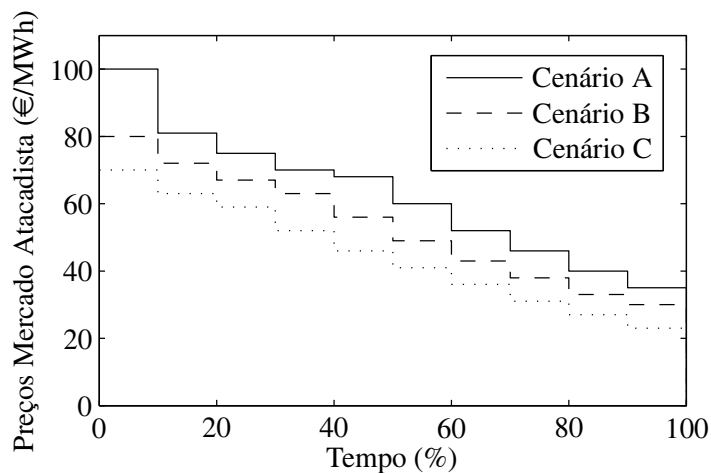
Figura 25 - Curvas de duração de carga anual



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 26 mostra os preços de energia nos mercados atacadistas correspondentes aos cenários ilustrados na Figura 25. Estes preços são baseados em dados obtidos a partir do Operador do Mercado Espanhol, OMEL (2008). As Figuras 25 e 26 estão relacionadas, pois o aumento dos preços no mercado atacadista são esperados para ocorrer durante o horário de pico, e por outro lado, preços mais baixos são esperados durante horários fora de pico.

Figura 26 - Preços da energia no atacado



Fonte: Elaboração da própria autora

Os dados utilizados neste sistema podem ser consultados em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011). O preço de contrato de cada unidade da GD é discretizado utilizando 30 passos com valor menor de 65 €/MWh e um valor maior de 95 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20.

O objetivo deste teste é o de reproduzir os resultados mostrados em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011). As localizações das unidades de GD, nestes testes, são consideradas conhecidas. Neste caso, vamos supor que existem duas unidades de GD localizadas nas barras 17 e 24 (designados por GD1 e GD2, respectivamente), com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 60 €/MWh para ambas as unidades de GD (este custo de produção corresponde no curto prazo aos custos marginais). A magnitude de tensão mínima e máxima considerada foi 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 2 são mostrados os lucros do proprietário da GD obtidos pela metodologia proposta e os lucros totais referidos em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011) para os diferentes cenários. Como é de se esperar os maiores lucros são obtidos no Cenário A. Isso porque, neste cenário, são considerados os mais elevados preços do mercado atacadista e de carga previstos, além disso, os menores lucros são obtidos no Cenário C, onde os preços do mercado atacadista deverão ser menores. Em todos os cenários, os lucros totais obtidos pela metodologia proposta são maiores do que os relatados em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011) (permitindo atingir lucros de até 41% no Cenário C) ilustrando a robustez do modelo proposto.

Tabela 2 - Lucros para os Diferentes Cenários [€]

Unidade GD	Cenário A	Cenário B	Cenário C
GD1	86.724,00	47.304,00	21.024,00
GD2	106.569,16	58.002,65	21.024,00
Total	193.293,16	105.306,65	42.048,00
Total [*]	183.152,68	91.087,33	29.895,19
Diferença	+5,54%	+15,61%	+40,65%

[*]=(LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011)

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 3 são mostrados os preços dos contratos ótimos da GD1 e GD2 para os diferentes cenários obtidos pela metodologia proposta e aqueles relatados em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011). Estes preços são fixados para contrato de um ano (o período de tempo considerado). Nos cenários A e B, os preços dos contratos ótimos da GD1 são mais elevados do que o da GD2, no entanto, para o Cenário C, o preço do contrato ótimo da GD2 é mais elevado do que o da GD1. Em todos os cenários, os preços dos contratos ótimos obtidos pela metodologia proposta são maiores do que os relatados em (LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011).

Tabela 3 - Preços de Contrato para Diferentes Cenários [€/MWh]

Unidade GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Proposto	[*]	Proposto	[*]	Proposto	[*]
GD1	82,0	75,2	78,0	71,0	68,0	65,6
GD2	79,0	76,1	75,0	71,6	76,0	66,0

[*]=(LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011)

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 4 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes cenários obtidos pela metodologia proposta e os reportados em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011). O fator de capacidade é definido como a razão entre a potência ativa gerada por uma unidade GD durante um período de tempo, e a produção que se tivesse operado com a capacidade total máxima durante todo o tempo. Pode-se observar na Tabela 4 que a maior quantidade de energia é vendida no Cenário A, em que GD1 e GD2 tem fatores de capacidade atual de 30,0% e 42,7%, respectivamente. Por outro lado, no Cenário C, os fatores de capacidade das GD1 e GD2 tem queda de 20,0% e 10,0%, respectivamente. Isto significa que as unidades de GD são utilizadas principalmente durante as horas de pico. No Cenário C considera-se os preços mais baixos do mercado atacadista de energia, assim como a demanda, do ponto de vista da concessionária de distribuição, a compra de energia das unidades de GD não são tão atraentes como no Cenário A. Verifica-se que, para todos os cenários, os fatores de capacidade obtidos pela metodologia proposta são mais baixos do que os relatados em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011), o que significa que a metodologia proposta utiliza menos as unidades de GD do que o modelo proposto em (LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011).

Tabela 4 - Fatores de capacidade das unidades de GD [%]

Unidade GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Proposto	[*]	Proposto	[*]	Proposto	[*]
GD1	30,0	41,3	20,0	30,0	20,0	19,1
GD2	42,7	47,7	29,4	31,2	10,0	20,2

[*]=(LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011)

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 5 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para diferentes cenários com e sem GD obtidos pela metodologia proposta, e as economias relatadas em Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011). Note que as maiores economias são obtidas no Cenário A, em que os preços do mercado atacadista deverão ser os mais elevados. Pode-se observar que as economias da concessionária de distribuição obtidos pela metodologia proposta

são menores do que os relatados em (LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011).

Tabela 5 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]

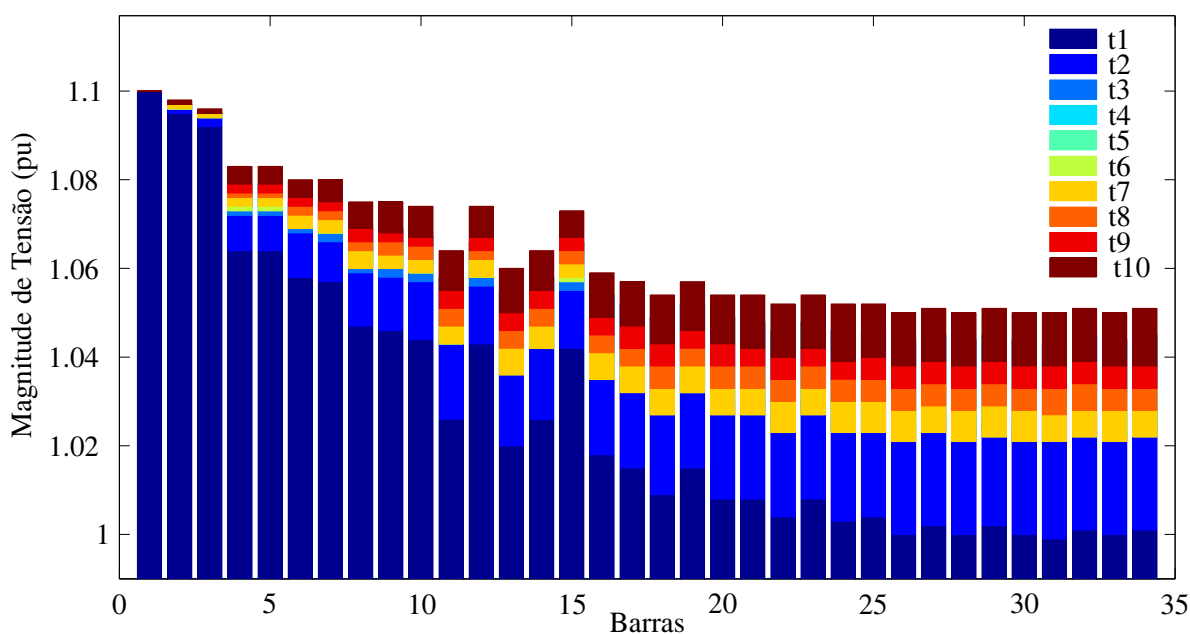
	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Sem GD	4.733.359,37	3.127.485,01	1.978.862,53
Com GD	4.547.241,78	3.058.406,18	1.956.632,26
Economia	186.117,59	69.078,84	22.230,27
Economia [*]	228.960,98	101.234,00	43.156,13
Diferença	-18,71%	-31,76%	-48,49%

[*]=(LOPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011)

Fonte: Elaboração da própria autora

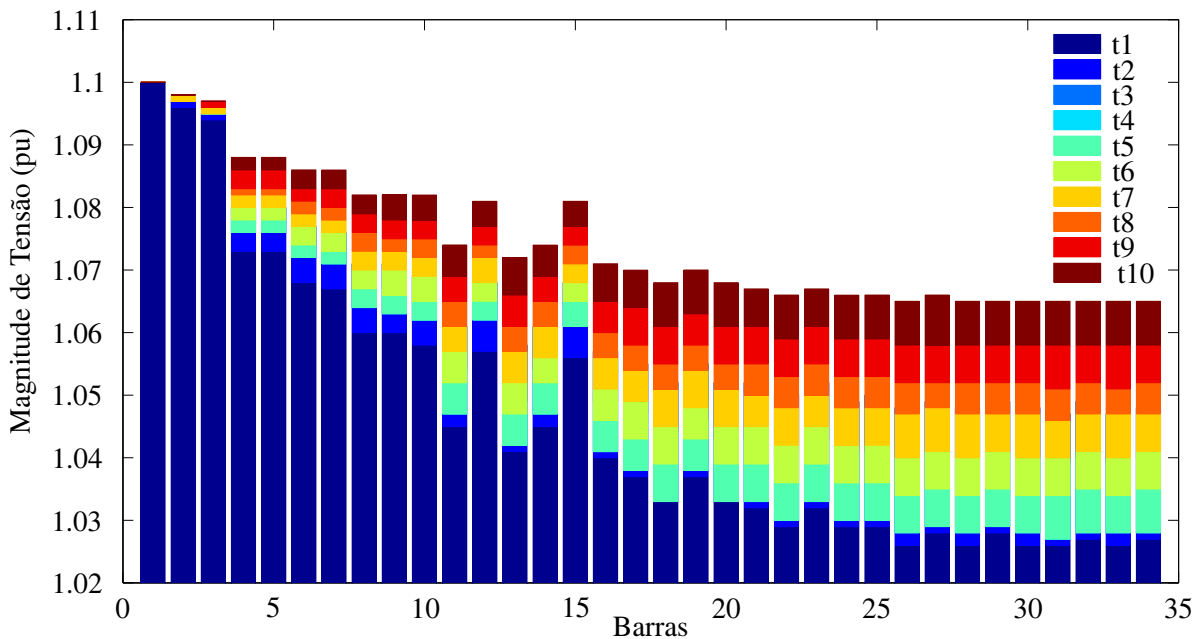
A Figura 27 mostra o perfil da magnitude de tensão no Cenário A para as 34 barras considerando os 10 períodos de tempo anual, mostrado nas Figuras 25 e 26. A Figura 28 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Cenário B. O perfil da magnitude de tensão para o Cenário C é apresentado na Figura 29.

Figura 27 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A



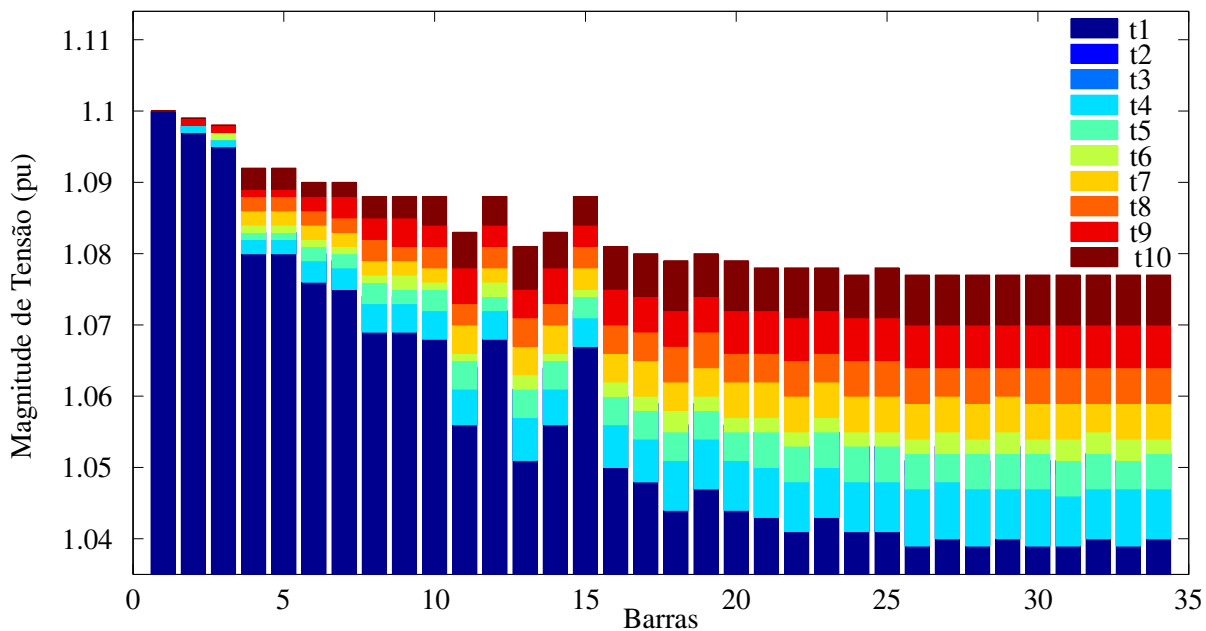
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 28 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 29 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C

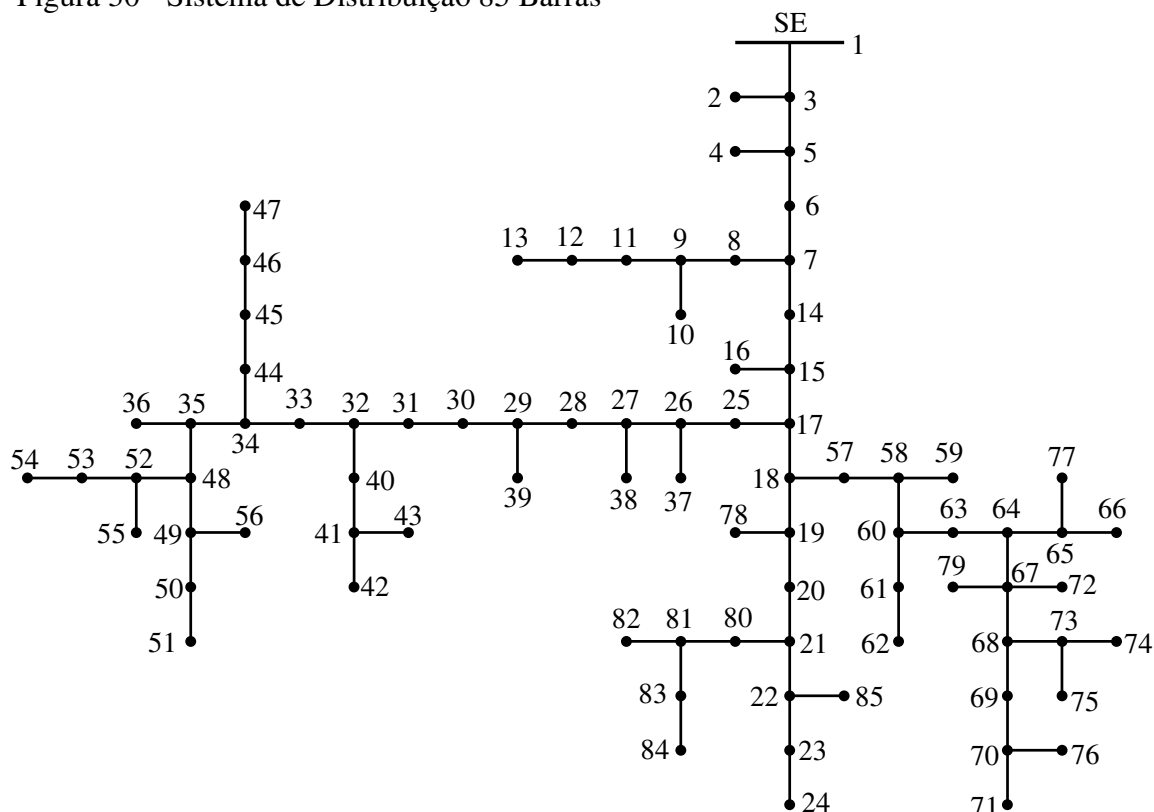


Fonte: Elaboração da própria autora

4.6.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

A metodologia proposta também foi testada para um sistema de distribuição de 85 barras. A Figura 30 representa o sistema de distribuição de 85 barras.

Figura 30 - Sistema de Distribuição 85 Barras



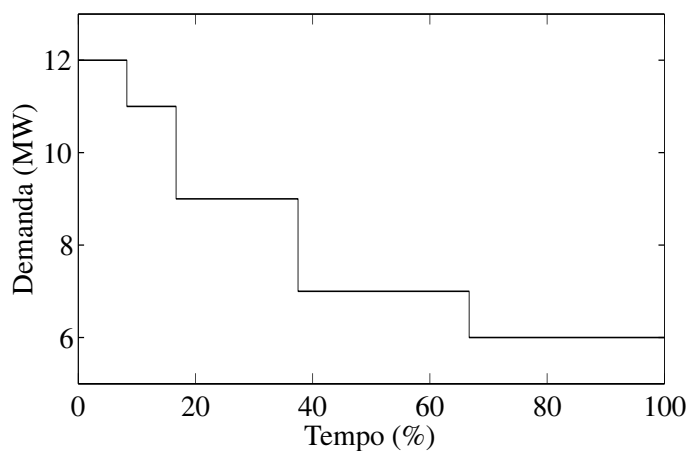
Fonte: Elaboração da própria autora

No sistema de 85 barras considera-se apenas um cenário de demanda. A curva de duração de carga anual deste cenário é apresentado na Figura 31.

O preço de contrato de cada unidade j da GD foi discretizado utilizando 10 passos que variaram de 60 €/MWh até 70 €/MWh. Os preços da energia no mercado atacadista, correspondentes a este cenário, é de 60,0 €/MWh para o ano todo. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. Neste caso, vamos supor que existem três unidades de GD localizadas nas barras 27, 60 e 81 (designado por GD1, GD2 e GD3, respectivamente), com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 55 €/MWh para todas as unidades de GD. As magnitudes de tensões mínima e máxima consideradas foram 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 6 são mostradas as localizações, os preços dos contratos ótimos (PC), os fatores de capacidade (FC) e os lucros do proprietário da GD obtidos pela metodologia proposta para as três unidades de GD. Estes preços são fixados para contrato de um ano (o período de tempo considerado). A GD 27 tem fator de capacidade de 100%, ou seja, está operando com sua

Figura 31 - Curva de duração de carga anual



Fonte: Elaboração da própria autora

capacidade máxima enquanto que as GDs (60 e 81) têm fatores de capacidade de 72,26% e 56,25%, respectivamente. Os preços de contratos da GD2 e GD3 são iguais, 65,0 €/MWh, enquanto o da GD1 foi de 64,0 €/MWh.

Tabela 6 - Localização, preços dos contratos, fatores de capacidade e lucros das unidades de GD.

Unidade GD	Barra	PC [€/MWh]	FC [%]	Lucros [€]
GD1	27	64,0	100,00	118.260,00
GD2	60	65,0	72,26	94.954,83
GD3	81	65,0	56,25	73.906,90
Total				287.121,73

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 7 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição com e sem GD obtidos pela metodologia proposta e a economia foi de 167.801,84 €, ou seja, 3,70%.

Tabela 7 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

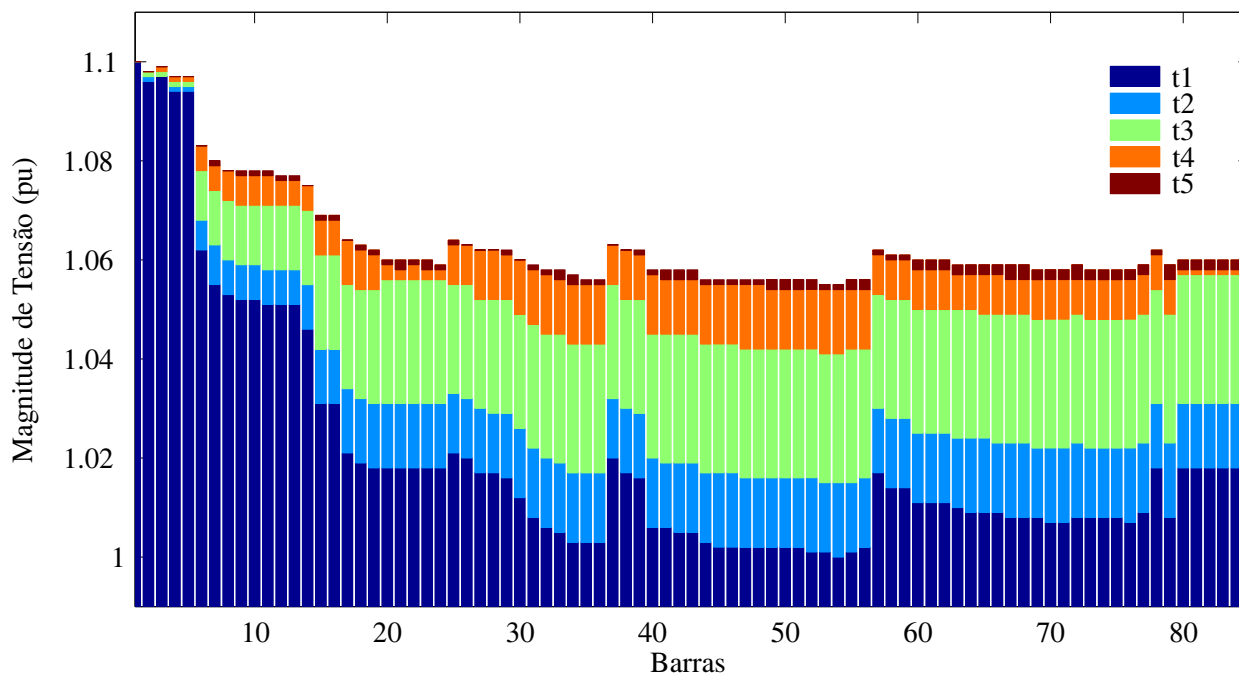
Caso	Total de Pagamentos
Sem GD	4.526.245,27
Com GD	4.358.443,43
Economia	167.801,84

Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 32 mostra o perfil da magnitude de tensão para o sistema teste de 85 barras nos cinco períodos de tempo. Em geral, nas situações em que a GD é localizada em barras afastadas

da subestação, esta pode contribuir no melhoramento do perfil da tensão. Observa-se na 32 que nas barras mais afastadas da subestação o perfil das tensões da rede melhora consideravelmente.

Figura 32 - Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

A energia adquirida na subestação precisa ser transportada ao longo do sistema de distribuição, as perdas de energia e incrementos deterioram o perfil de tensão. Conseqüentemente, a compra de energia de unidades estrategicamente localizadas de GD é atraente para a concessionária de distribuição, mesmo quando essa energia é um pouco mais cara do que a energia fornecida através das subestações.

5 PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO MULTISTÁGIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo é apresentado um modelo binível de preço de contrato ótimo multiestágio da geração distribuída em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica. O problema binível é resolvido da mesma forma que no Capítulo 4, ou seja, transformando o problema de otimização do nível inferior em um conjunto de restrições de modo que o PPB original torne-se um problema de otimização de um único nível, usando a teoria da dualidade e técnicas de linearizações. O PPB é reformulado como um problema de programação linear inteiro misto e resolvido usando um *solver* comercial.

5.1 MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR BINÍVEL

O modelo de programação não-linear binível para calcular o preço de contrato ótimo multiestágio da GD é dado pelas equações (45) – (47).

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t (Cp_j - c_{j,e}) P_{j,t,e}^{gd} \quad (45)$$

Sujeito a:

$$\text{Min}_{\substack{P^{se}, P^{gd}, V, \\ P^{de}, P^{para}, I}} \sum_{e \in E} \xi_e^{oper} \left[\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t,e}^{gd} \right] \quad (46)$$

Sujeito a:

$$P_{i,t,e}^{se} + P_{i,t,e}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t,e}^{de} - \sum_{ki \in L} P_{ki,t,e}^{para} = P_{i,t,e}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47a)$$

$$P_{ij,t,e}^{de} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} V_{i,t,e} (V_{i,t,e} - V_{j,t,e}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47b)$$

$$P_{ij,t,e}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} V_{j,t,e} (V_{j,t,e} - V_{i,t,e}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47c)$$

$$I_{ij,t,e} = \frac{V_{i,t,e} - V_{j,t,e}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47d)$$

$$I_{ij,t,e} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47e)$$

$$-I_{ij,t,e} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47f)$$

$$V_{i,t,e} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47g)$$

$$-V_{i,t,e} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47h)$$

$$P_{j,t,e}^{gd} - \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47i)$$

$$-P_{j,t,e}^{gd} + \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47j)$$

$$P_{k,t,e}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47k)$$

$$-P_{k,t,e}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (47l)$$

Em que ξ_e^{oper} representa o fator utilizado para converter em valor presente os custos de operação para cada estágio e . Considerando uma taxa de desconto anual $I\%$, o valor presente dos custos de operação para o ano base e_0 é dado por (48). Sendo E o conjunto de estágio de planejamento.

$$\xi_e^{oper} = \frac{1}{(1 + I\%)^{e-e_0}} \quad (48)$$

Considera-se um horizonte de médio prazo, dando origem à formulação do problema em múltiplos estágios nos quais os recursos necessários para o horizonte de planejamento podem ser distribuídos de acordo com as necessidades previstas para cada estágio. Desta forma, tanto as concessionárias de distribuição quanto os proprietários das GDs podem acompanhar o crescimento gradual da demanda e realizar o mínimo pagamento pela compra de energia, para a concessionária de distribuição, e máximo lucro, para o proprietário da GD, considerando um horizonte de longo prazo. Os pagamentos e lucros definidos para as etapas iniciais são efetivamente executados enquanto os pagamentos e lucros definidos para as etapas finais são reavaliados no futuro considerando previsões atualizadas (HAFFNER et al., 2006).

A função objetivo do nível superior, que representa o proprietário da GD, traz para o valor presente a maximização dos lucros obtidos pela venda da energia para a concessionária de distribuição, dado por (45). $c_{j,e}$ é o custo de produção da unidade j da GD em €/MWh, no estágio e . $P_{j,t,e}^{gd}$ é a potência ativa fornecida pela GD na barra j , no período t , no estágio e .

A função objetivo do nível inferior a ser minimizada representa o valor presente dos pagamentos realizados pela concessionária de distribuição pela compra de energia, como mostrado em (46). O primeiro termo corresponde ao pagamento feito ao mercado atacadista, e o segundo termo corresponde ao pagamento realizado ao proprietário da GD. $\rho_{k,t,e}$ é o preço da energia no atacado na subestação k , no período t em €/MWh, no estágio e . $P_{k,t,e}^{se}$ é a potência ativa fornecida por uma subestação na barra k , no período t , no estágio e .

A equação (47a) corresponde ao balanço de potência ativa em cada barra do sistema, ela considera de forma explícita as perdas ativas nas linhas. Os fluxos de potência ativa e a magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t no estágio e são dados por (47b), (47c) e (47d), respectivamente. As equações (47e) e (47f) correspondem aos limites máximos e mínimos do fluxo da corrente nas linhas. As equações (47g) e (47h) correspondem aos limites de magnitude da tensão nas barras do sistema, e as equações (47i) a (47l) correspondem aos limites máximos e mínimos das potências fornecidas pelas unidades de GD e as subestações,

respectivamente. $P_{i,t,e}^d$ é a demanda de potência ativa na barra i , no período t , no estágio e . $P_{ij,t,e}^{de}$ é o fluxo de potência ativa que sai da barra i para a barra j no período t , no estágio e . $P_{ij,t,e}^{para}$ é a potência ativa que deixa a barra j para a barra i no período t , no estágio e . $V_{i,t,e}$ é a magnitude da tensão na barra i no período t , no estágio e . $I_{ij,t,e}$ é a magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e .

Note que as restrições (47b) e (47c) apresentam a multiplicação das variáveis $V_{i,t,e}V_{j,t,e}$ e os termos quadráticos $V_{i,t,e}^2$ e $V_{j,t,e}^2$, gerando um problema de programação não-linear binível.

5.2 LINEARIZAÇÃO

Com o objetivo de obter uma formulação linear inteira mista do problema (45) – (47), o primeiro passo é adicionar e subtrair as equações (47b) e (47c), considerando (47d), obtendo (49).

$$P_{ij,t,e}^{de} + P_{ij,t,e}^{para} = R_{ij}I_{ij,t,e}^2, \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \forall e \in E \quad (49a)$$

$$P_{ij,t,e}^{de} - P_{ij,t,e}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t,e}^2 - V_{j,t,e}^2), \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \forall e \in E \quad (49b)$$

A equação (49a) representa a perda da potência ativa no circuito ij . As restrições (47b) e (47c) são substituídas pelas restrições (49a) e (49b), respectivamente. As equações (47a), (47d) e (49) são usadas para representar a operação de regime permanente dos sistemas radial de distribuição de energia elétrica.

Os termos quadráticos $V_{i,t,e}^2$, $V_{j,t,e}^2$ e $I_{ij,t,e}^2$, que aparecem em (49) serão linearizados usando uma abordagem de linearização por partes, como descrito em Arroyo (2010).

5.2.1 Quadrado da magnitude de tensão

A linearização por partes de $V_{i,t,e}^2$ é feita como mostrado no Capítulo 4 e em Rider et al. (2013), porém acrescentado o conjunto E de estágios de planejamento. Portanto, o quadrado da magnitude de tensão $V_{i,t,e}^{sqr}$ é definido em (50).

$$V_{i,t,e}^{sqr} = -\underline{V}^2 + 2\underline{V}V_{i,t,e} + \Delta V_{i,t,e}^{sqr} \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (50a)$$

$$\Delta V_{i,t,e}^{sqr} = \sum_{p=1}^P m_p^V \Delta_{i,t,p,e}^V \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (50b)$$

$$V_{i,t,e} = \underline{V} + \sum_{p=1}^P \Delta_{i,t,p,e}^V \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (50c)$$

$$\Delta_{i,t,p,e}^V - \bar{\Delta}^V \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E, p = 1, \dots, P \quad (50d)$$

$$-\Delta_{i,t,p,e}^V \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E, p = 1, \dots, P \quad (50e)$$

Sendo

$$m_p^V = (2p - 1) \bar{\Delta}^V \quad \forall p = 1, \dots, P$$

$$\bar{\Delta}^V = \frac{\bar{V} - V}{P}.$$

5.2.2 Quadrado da magnitude do fluxo de corrente

Analogamente, como mostrado no Capítulo 4 e em Rider et al. (2013) a linearização do quadrado da magnitude do fluxo de corrente $I_{ij,t,e}^{sqr}$ é definido em (51), incluindo os estágios de planejamento.

$$I_{ij,t,e}^{sqr} = \sum_{p=1}^P m_{ij,p}^I \Delta_{ij,t,p,e}^I \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (51a)$$

$$I_{ij,t,e}^+ - I_{ij,t,e}^- = I_{ij,t,e} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (51b)$$

$$I_{ij,t,e}^+ + I_{ij,t,e}^- = \sum_{p=1}^P \Delta_{ij,t,p,e}^I \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (51c)$$

$$\Delta_{ij,t,p,e}^I - \bar{\Delta}_{ij}^I \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E, p = 1, \dots, P \quad (51d)$$

$$-\Delta_{ij,t,p,e}^I \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E, p = 1, \dots, P \quad (51e)$$

$$-I_{ij,t,e}^+ \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (51f)$$

$$-I_{ij,t,e}^- \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (51g)$$

Em que

$$m_{ij,p}^I = (2p - 1) \bar{\Delta}_{ij}^I \quad \forall ij \in L, p = 1, \dots, P$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^I = \frac{\bar{I}_{ij}}{P} \quad \forall ij \in L.$$

5.3 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular o preço de contrato ótimo multiestágio da GD em um sistema de distribuição elétrica é apresentada nas equações (52) – (54), onde as variáveis duais associadas com cada uma das restrições estão colocadas do lado da equação correspondente.

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t (Cp_j - c_{j,e}) P_{j,t,e}^{gd} \quad (52)$$

Sujeito a:

$$\text{Min}_{\substack{p^{se}, p^{gd}, V, V^{sqr}, \Delta V, \Delta V^{sqr}, \\ p^{de}, p^{para}, I, I^{sqr}, \Delta I, I^+, I^-}} \sum_{e \in E} \xi_e^{oper} \left[\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t,e}^{gd} \right] \quad (53)$$

Sujeito a:

$$P_{i,t,e}^{se} + P_{i,t,e}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t,e}^{de} - \sum_{ki \in L} P_{ki,t,e}^{para} = P_{i,t,e}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \pi_{i,t,e} \quad (54a)$$

$$P_{ij,t,e}^{de} + P_{ij,t,e}^{para} = R_{ij} I_{ij,t,e}^{sqr} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \lambda_{ij,t,e} \quad (54b)$$

$$P_{ij,t,e}^{de} - P_{ij,t,e}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t,e}^{sqr} - V_{j,t,e}^{sqr}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \alpha_{ij,t,e} \quad (54c)$$

$$I_{ij,t,e} = \frac{V_{i,t,e} - V_{j,t,e}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \varphi_{ij,t,e} \quad (54d)$$

$$I_{ij,t,e} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\phi}_{ij,t,e} \quad (54e)$$

$$-I_{ij,t,e} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\phi}_{ij,t,e} \quad (54f)$$

$$V_{i,t,e} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{w}_{i,t,e} \quad (54g)$$

$$-V_{i,t,e} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{w}_{i,t,e} \quad (54h)$$

$$P_{j,t,e}^{gd} - \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\beta}_{j,t,e} \quad (54i)$$

$$-P_{j,t,e}^{gd} + \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\beta}_{j,t,e} \quad (54j)$$

$$P_{k,t,e}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\delta}_{k,t,e} \quad (54k)$$

$$-P_{k,t,e}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\delta}_{k,t,e} \quad (54l)$$

$$\left. \begin{array}{l} (50a) : \rho_{i,t,e} \\ (50b) : \varepsilon_{i,t,e} \\ (50c) : \sigma_{i,t,e} \\ (50d) : \bar{v}_{i,t,p,e} \\ (50e) : \underline{v}_{i,t,p,e} \end{array} \right\} \left. \begin{array}{l} (51a) : \eta_{ij,t,e} \\ (51b) : \theta_{ij,t,e} \\ (51c) : \tau_{ij,t,e} \\ (51d) : \bar{\kappa}_{ij,t,p,e} \\ (51e) : \underline{\kappa}_{ij,t,p,e} \\ (51f) : \bar{t}_{ij,t,e} \\ (51g) : \underline{t}_{ij,t,e} \end{array} \right\} \quad (54m)$$

Sendo $\pi_{i,t,e}$ a variável dual associada com a restrição da equação de equilíbrio de energia na barra i no período t , no estágio e . $\lambda_{ij,t,e}$ a variável dual associada com a restrição das perdas de potência ativa do circuito ij no período t , no estágio e . $\alpha_{ij,t,e}$ a variável dual associada à restrição da diferença dos fluxos de potência ativa do circuito ij no período t , no estágio e . $\varphi_{ij,t,e}$ a variável dual associada com a restrição da magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e . $\bar{\phi}_{ij,t,e}$ e $\underline{\phi}_{ij,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo dos limites do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e , respectivamente. $\bar{w}_{i,t,e}$ e $\underline{w}_{i,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo das tensões da barra i no período t , no estágio e . $\bar{\beta}_{j,t,e}$ e $\underline{\beta}_{j,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo da potência ativa gerada pela GD unidade j no período t , no estágio e . $\bar{\delta}_{k,t,e}$ e $\underline{\delta}_{k,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo da potência ativa gerada pela subestação k no período t , no estágio e . Adicionalmente, $\rho_{i,t,e}$, $\varepsilon_{i,t,e}$, $\sigma_{i,t,e}$, $\bar{v}_{i,t,p,e}$, $\underline{v}_{i,t,p,e}$, $\eta_{ij,t,e}$, $\theta_{ij,t,e}$, $\tau_{ij,t,e}$, $\bar{\kappa}_{ij,t,p,e}$, $\underline{\kappa}_{ij,t,p,e}$, $\bar{t}_{ij,t,e}$ e

$\underline{l}_{j,t,e}$ são as variáveis duais associadas as restrições (50) e (51).

5.4 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

Como mostrado no Capítulo 4, o modelo binível (52) – (54) pode ser transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior (53) – (54), o qual é um problema de programação linear, por um conjunto de restrições que correspondem às restrições do problema primal, as restrições do problema dual e a condição de dualidade forte (MOTTO; ARROYO; GALIANA, 2005).

5.4.1 Problema dual correspondente ao problema do nível inferior

O problema dual associado ao problema do nível inferior (53) – (54) é:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \\
 & \pi, \lambda, \alpha, \varphi, \theta, \eta, \tau, \rho, \\
 & \varepsilon, \sigma, \bar{\kappa}, \underline{\kappa}, \bar{l}, \underline{l}, \bar{v}, \underline{v}, \\
 & \bar{\phi}, \underline{\phi}, \bar{w}, \underline{w}, \bar{\beta}, \underline{\beta}, \bar{\delta}, \underline{\delta}. \\
 & \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (P_{i,t,e}^d \pi_{i,t,e} - \underline{V}^2 \rho_{i,t,e} + \bar{V} \bar{w}_{i,t,e} + \underline{V} (\sigma_{i,t,e} - \underline{w}_{i,t,e})) + \\
 & \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}^V \bar{v}_{i,t,p,e}) + \sum_{e \in E} \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}_{ij}^I \bar{\kappa}_{ij,t,p,e}) + \\
 & \sum_{e \in E} \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} (\bar{I}_{ij} (\bar{\phi}_{ij,t,e} + \underline{\phi}_{ij,t,e})) + \\
 & \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (\bar{P}_j^{gd} \bar{\beta}_{j,t,e} - \underline{P}_j^{gd} \underline{\beta}_{j,t,e}) + \sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} (\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t,e})
 \end{aligned} \tag{55}$$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t,e} + \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{\delta}_{k,t,e} = \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56a}$$

$$\pi_{j,t,e} + \bar{\beta}_{j,t,e} - \underline{\beta}_{j,t,e} = \xi_e^{oper} \Delta t C p_j \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56b}$$

$$\begin{aligned}
 - \sum_{ij \in L} \frac{\varphi_{ij,t,e}}{Z_{ij}} + \sum_{ki \in L} \frac{\varphi_{ki,t,e}}{Z_{ki}} - 2 \underline{V} \rho_{i,t,e} + \sigma_{i,t,e} + \bar{w}_{i,t,e} - \underline{w}_{i,t,e} = 0 \\
 \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56c}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 - \sum_{ij \in L} \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} \alpha_{ij,t,e} + \sum_{ki \in L} \frac{R_{ki}}{Z_{ki}^2} \alpha_{ki,t,e} + \rho_{i,t,e} = 0 \\
 \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56d}
 \end{aligned}$$

$$- \rho_{i,t,e} + \varepsilon_{i,t,e} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56e}$$

$$\begin{aligned}
 - m_p^V \varepsilon_{i,t,e} - \sigma_{i,t,e} + \bar{v}_{i,t,p,e} - \underline{v}_{i,t,p,e} = 0 \\
 \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall p = 1 \dots P \tag{56f}
 \end{aligned}$$

$$\varphi_{ij,t,e} + \theta_{ij,t,e} + \bar{\phi}_{ij,t,e} - \underline{\phi}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56g}$$

$$- R_{ij} \lambda_{ij,t,e} + \eta_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{56h}$$

$$\begin{aligned}
 - m_{ij,p,e}^I \eta_{ij,t,e} - \tau_{ij,t,e} + \bar{\kappa}_{ij,t,p,e} - \underline{\kappa}_{ij,t,p,e} = 0 \\
 \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall p = 1 \dots P \tag{56i}
 \end{aligned}$$

$$-\theta_{ij,t,e} + \tau_{ij,t,e} - \bar{\tau}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56j)$$

$$\theta_{ij,t,e} + \tau_{ij,t,e} - \underline{\tau}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56k)$$

$$-\pi_{i,t,e} + \lambda_{ij,t,e} + \alpha_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56l)$$

$$-\pi_{j,t,e} + \lambda_{ij,t,e} - \alpha_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56m)$$

$$\bar{\kappa}_{ij,t,p,e}, \underline{\kappa}_{ij,t,p,e} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall p = 1 \dots P \quad (56n)$$

$$\bar{v}_{i,t,p,e}, \underline{v}_{i,t,p,e} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall p = 1 \dots P \quad (56o)$$

$$\bar{\phi}_{ij,t,e}, \underline{\phi}_{ij,t,e}, \bar{\tau}_{ij,t,e}, \underline{\tau}_{ij,t,e} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56p)$$

$$\bar{w}_{i,t,e}, \underline{w}_{i,t,e} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56q)$$

$$\bar{\beta}_{j,t,e}, \underline{\beta}_{j,t,e} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56r)$$

$$\bar{\delta}_{k,t,e}, \underline{\delta}_{k,t,e} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (56s)$$

5.4.2 Formulação de Programação Não-Linear

O problema de um único nível equivalente de (52) – (54) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t C p_j P_{j,t,e}^{gd} - \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t c_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} \quad (57)$$

Sujeito a:

Restrição (54) : Restrições primais do nível inferior;

Restrição (56) : Restrições duais do nível inferior;

$$\sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t C p_j P_{j,t,e}^{gd} = (55) : \quad (58)$$

Condição da dualidade forte não-linear.

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão Cp_j e $P_{j,t,e}^{gd}$ na condição de dualidade forte. O modelo anterior é transformado em um PLIM “equivalente” com a finalidade de resolver esse modelo transformado usando um *solver* convencional PLIM (ARROYO, 2010).

5.4.3 Formulação da Programação Linear Inteira Mista

Os preços de contrato das unidades de GDs podem ser discretizados num conjunto de passos Q , por exemplo, $[C_1^{pd}, C_2^{pd}, C_3^{pd}, \dots, C_{Q+1}^{pd}]$. Assim, o produto $Cp_j P_{j,t,e}^{gd}$ é linearizado pelo uso de

variáveis binárias $x_{j,q}$ e variáveis auxiliares $CP_{j,t,q,e}^{sgd}$, $\forall q = 1, \dots, Q$, como mostrado em (59).

$$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{sgd} x_{j,q} \leq CP_{j,t,q,e}^{sgd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{sgd} x_{j,q} \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall q = 1 \dots Q \quad (59a)$$

$$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{sgd} (1 - x_{j,q}) \leq C_q^{pd} P_{j,t,e}^{sgd} - CP_{j,t,q,e}^{sgd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{sgd} (1 - x_{j,q}) \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall q = 1 \dots Q \quad (59b)$$

$$\sum_{q=1}^Q x_{j,q} = 1 \quad \forall j \in J \quad (59c)$$

$$x_{j,q} \text{ binário} \quad \forall j \in J, \forall q = 1 \dots Q \quad (59d)$$

As restrições (59a) e (59b) definem os valores de $CP_{j,t,q,e}^{sgd}$, $\forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall q = 1 \dots Q$. Se $x_{j,q} = 0$, então $CP_{j,t,q,e}^{sgd} = 0$ e $\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{sgd} \leq C_q^{pd} P_{j,t,e}^{sgd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{sgd}$; caso contrário, $CP_{j,t,q,e}^{sgd} = C_q^{pd} P_{j,t,e}^{sgd}$ e $\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{sgd} \leq CP_{j,t,q,e}^{sgd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{sgd}$, onde $\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{sgd}$ e $\max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{sgd}$ fornecem um grau suficiente de liberdade para $CP_{j,t,q,e}^{sgd}$. A equação (59c) assegura que é possível escolher apenas um preço de contrato para a unidade j da GD.

Finalmente, o problema equivalente de (57) – (58) é dado por:

$$\text{Max}_{C_{pj}} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \xi_e^{oper} \Delta t CP_{j,t,q,e}^{sgd} - \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t c_{j,e} P_{j,t,e}^{sgd} \quad (60)$$

Sujeito a:

Restrição (54): *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (56): *Restrições duais do nível inferior;*

Restrição (59): *Linearizações;*

$$\sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \xi_e^{oper} \Delta t CP_{j,t,q,e}^{sgd} = (55) :$$

Condição da dualidade forte linear. (61)

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto. O modelo (60) – (61) substitui o modelo (57) – (58), respectivamente. Este tipo de problema de otimização pode ser resolvido com a ajuda de um software de otimização comercial.

5.5 TESTES E RESULTADOS

Foram realizados testes para o cálculo de preços de contrato ótimo multiestágio de unidades de GD para dois sistemas de distribuição, um de 34 barras e outro de 85 barras. O modelo (60) – (61) foi implementado em AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e resolvido com o

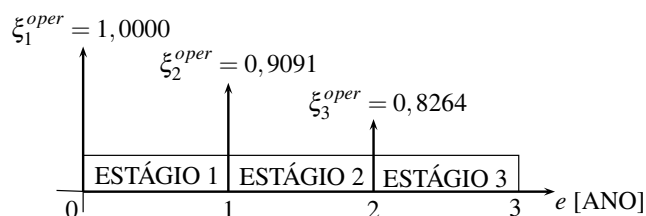
CPLEX (2008), processado com a opção padrão, para ambos os sistemas.

5.5.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

A metodologia proposta foi testada com uma versão modificada de fase única (ou monofásica) do sistema teste IEEE 34 barras mostrado na Figura 24, Capítulo 4.

Vamos considerar três estágios diferentes (denominados 1, 2, e 3) para baixa, média e alta demanda, respectivamente. O horizonte de planejamento será de 3 anos separados em 3 estágios diferentes com duração de 1 ano. O Estágio 1 é considerado como base (ano zero). A taxa de desconto anual $I\%$ é de 10%, usada para calcular os fatores ξ_e^{oper} ilustradas na Figura 33.

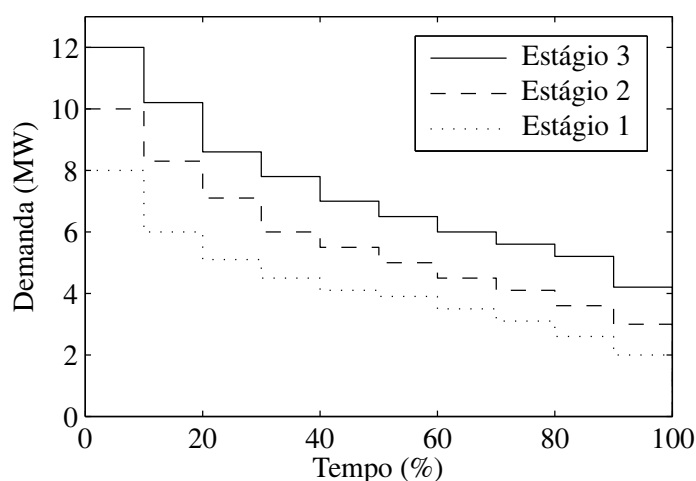
Figura 33 - Fatores de Desconto dos Estágios



Fonte: Elaboração da própria autora

As curvas de duração de carga anual dos diferentes estágios são apresentados na Figura 34.

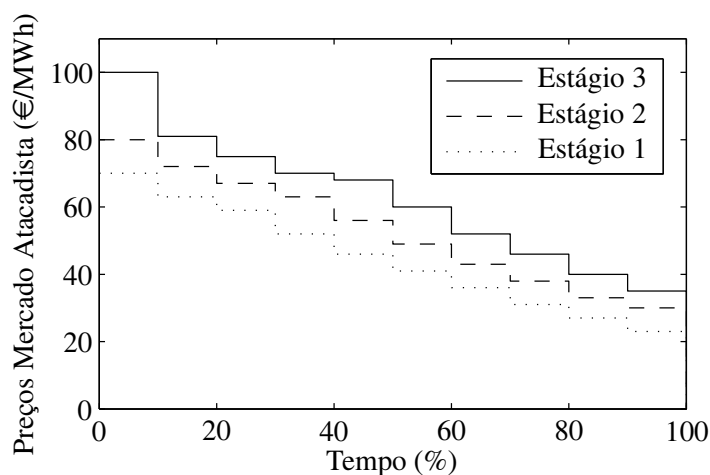
Figura 34 - Curvas de Duração de Carga Anual



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 35 mostra os preços de energia nos mercados atacadistas correspondentes aos estágios ilustrados na Figura 34. Estes preços são baseados em dados obtidos a partir do Operador do Mercado Espanhol (OMEL, 2008). As Figuras 34 e 35 estão relacionadas, pois o aumento dos preços no mercado atacadista são esperados para ocorrer com o aumento da demanda.

Figura 35 - Preços da Energia no Atacado



Fonte: Elaboração da própria autora

O preço de contrato de cada unidade da GD é discretizado utilizando 30 passos com valor menor de 65 €/MWh e um valor maior de 95 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20.

As localizações das unidades de GD, para este teste, são consideradas conhecidas. Vamos supor que existem duas unidades de GD localizadas nas barras 17 e 24 (designado por GD1 e GD2, respectivamente), com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção para todos os estágios de 60 €/MWh para ambas as unidades de GD. A magnitude de tensão mínima e máxima considerada foi 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 8 são mostrados os lucros do proprietário da GD para cada estágio. Os menores lucros são obtidos no Estágio 1, onde os preços do mercado atacadista são menores. Com o aumento da demanda, no Estágio 2 e no Estágio 3, os lucros, nestes estágios, também são maiores pois são considerados os mais elevados preços do mercado atacadista e de carga previstos. O lucro total do proprietário da GD, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 280.037,16 €.

Tabela 8 - Lucros do Proprietário da GD [€]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
GD1	21.024,00	42.048,00	87.328,15	
GD2	18.682,66	54.742,91	97.011,02	
Total	39.706,66	96.790,91	184.339,17	
Valor Presente	39.706,66	87.992,61	152.337,89	280.037,16

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 9 são mostrados os preços dos contratos ótimos da GD1 e GD2 para todos os

estágios. Os preços de contratos ótimos são iguais para todos os estágios, devido a estes preços serem fixados para um contrato de 3 anos (horizonte de planejamento considerado).

Tabela 9 - Preços de Contrato para todos os Estágios

Unidade GD	[€/MWh]
GD1	76,0
GD2	77,0

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 10 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes estágios. O fator de capacidade é definido como a razão entre a potência ativa gerada por uma unidade GD durante um período de tempo, e a produção que se tivesse operado com a capacidade total máxima durante todo o tempo. No Estágio 1, os fatores de capacidade das GD1 e GD2 são de 10% e 8,4%, respectivamente. No Estágio 2, os fatores de capacidade das GD1 e GD2 são de 20% e 24,5%, respectivamente. A maior quantidade de energia é vendida no Estágio 3, em que GD1 e GD2 tem fatores de capacidade atual de 41,5% e 43,4%, respectivamente. Isto significa que com o aumento da demanda, há um aumento da utilização das unidades de GD.

Tabela 10 - Fatores de Capacidade [%]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3
GD1	10,0	20,0	41,5
GD2	8,4	24,5	43,4

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 11 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para todos os estágios. O pagamento total feito pela concessionária de distribuição, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 8.480.060,27 €.

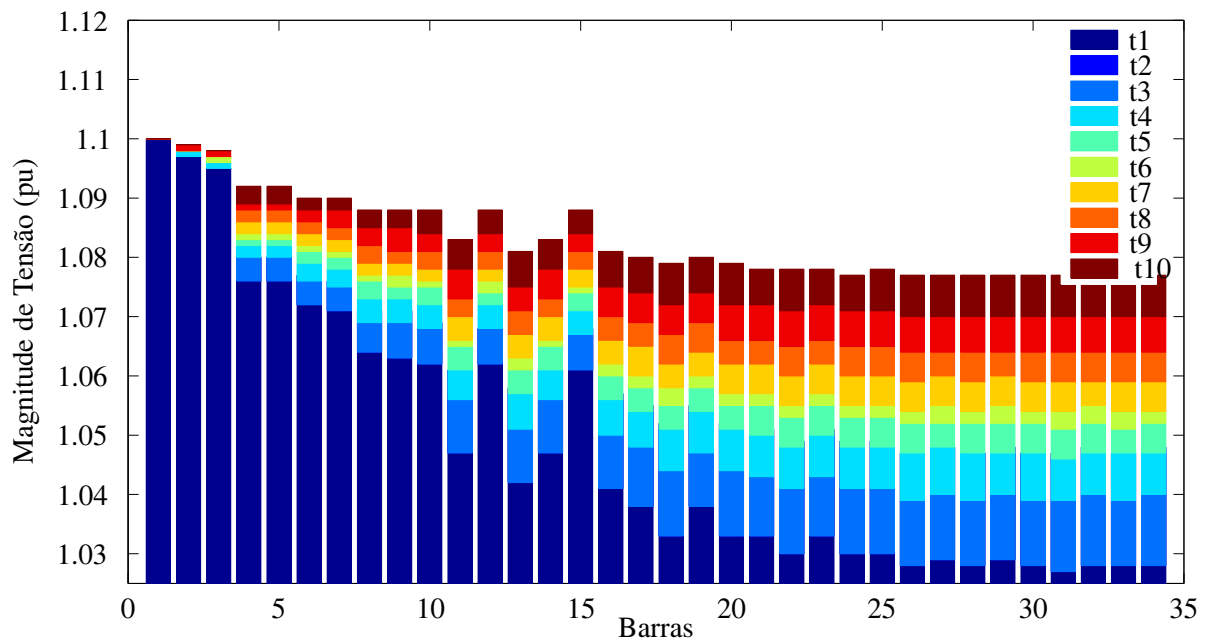
Tabela 11 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

	Pagamentos
Estágio 1	1.970.437,12
Estágio 2	2.782.041,91
Estágio 3	3.727.581,24
Total valor presente	8.480.060,27

Fonte: Elaboração da própria autora

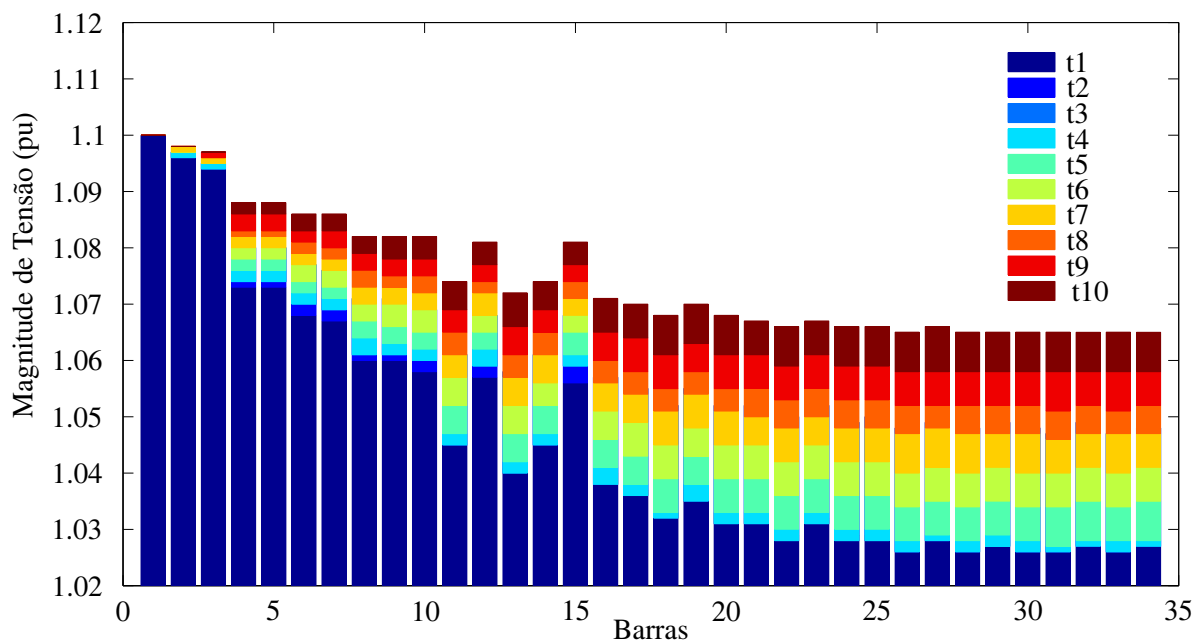
As Figuras 36 e 37 mostram o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 1 e Estágio 2, respectivamente, para os 10 períodos de tempo considerado do sistema teste de 34 barras.

Figura 36 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1



Fonte: Elaboração da própria autora

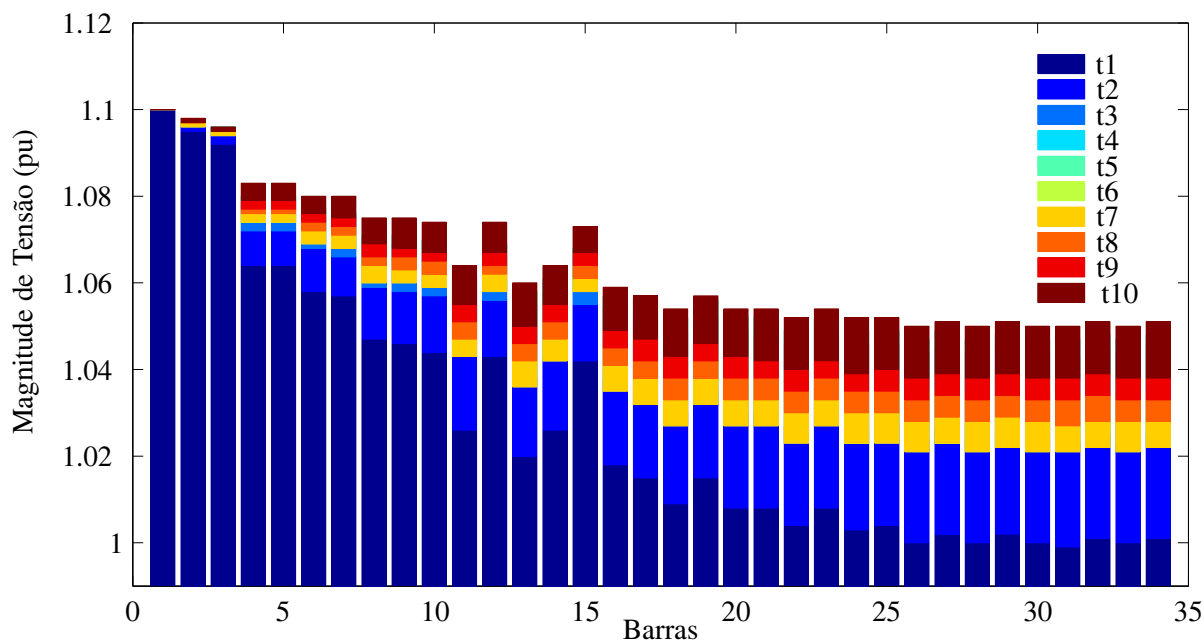
Figura 37 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 38 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 3.

Figura 38 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3



Fonte: Elaboração da própria autora

5.5.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

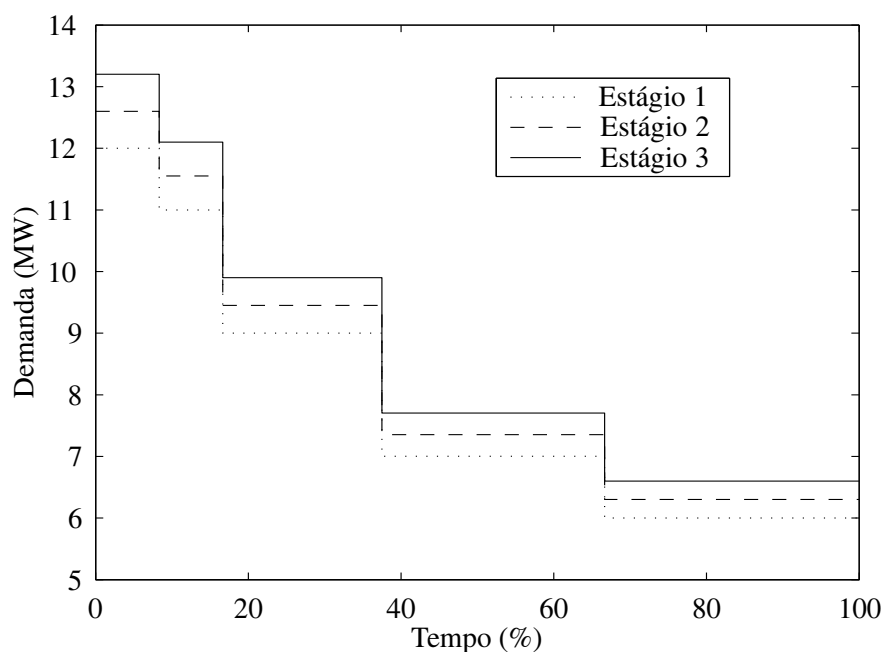
O sistema de distribuição de 85 barras é o mesmo do Capítulo 4, conforme Figura 30. Consideram-se três estágios de demanda, denominados de Estágio 1, Estágio 2 e Estágio 3, com duração de 1 ano cada estágio. A curva de duração de carga anual destes estágios é apresentada na Figura 39. Foi considerado um aumento de 5% da demanda para o Estágio 2 e 10% de aumento da demanda para o Estágio 3, ambos em relação ao Estágio 1.

O horizonte de planejamento também será de 3 anos. O Estágio 1 é considerado como base (ano zero). A taxa de desconto anual I é de 10%, usada para calcular os fatores ξ_e^{oper} ilustradas na Figura 33, seção anterior.

Neste caso, vamos supor que existem três unidades de GD localizadas nas barras 27, 60 e 81 (designado por GD1, GD2 e GD3, respectivamente), com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 55 €/MWh para todas as unidades de GD, em todos os estágios.

O preço de contrato de cada unidade j da GD foi discretizado utilizando 10 passos que variaram de 60 €/MWh até 70 €/MWh. Os preços da energia no mercado atacadista, correspondentes a este cenário, é de 60,0 €/MWh para o ano todo. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. A magnitude de tensão mínima e máxima considerada foi 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Figura 39 - Curva de duração de carga anual para os diferentes estágios



Fonte: Elaboração da própria autora

Observando a Tabela 12 verifica-se que os lucros do proprietário da GD aumentam conforme ocorre o aumento da demanda de energia. No Estágio 1, o lucro convertido para o valor presente foi de 238.124,85 €, no Estágio 2 de 374.956,71 € e no Estágio 3 de 408.821,00 €. O lucro total do proprietário da GD, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 1.021.902,56 €.

Tabela 12 - Lucros do Proprietário da GD [€]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
GD1	39.683,20	130.746,05	170.820,00	
GD2	114.828,85	170.321,27	170.820,00	
GD3	83.612,80	111.380,94	153.061,12	
Total	238.124,85	412.448,26	494.701,12	
Valor Presente	238.124,85	374.956,71	408.821,00	1.021.902,56

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 13 são mostrados os preços de contrato ótimos para todo horizonte de planejamento da GD1, GD2 e GD3. Em todos os estágios, os preços de contrato ótimo são de 68,00 €/MWh.

Tabela 13 - Preços de Contrato para todos os Estágios

Unidade GD	[€/MWh]
GD1	68,0
GD2	68,0
GD3	68,0

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 14 mostra os fatores de capacidade da GD1, GD2 e GD3, para os três estágios. No Estágio 1, os fatores de capacidade da GD1, GD2 e GD3 são 23,23%, 67,22% e 48,95%, respectivamente. No Estágio 2, os fatores de capacidade da GD1, GD2 e GD3 são 76,54%, 99,71% e 65,20%, respectivamente. No Estágio 3, os fatores de capacidade da GD1 e GD2 são de 100%, e da GD3 de 89,60%. Com o aumento da demanda ao longo do tempo, percebe-se a necessidade de localização de mais GDs neste sistema de distribuição, porque algumas GDs já utilizam a sua capacidade máxima.

Tabela 14 - Fatores de Capacidade [%]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3
GD1	23,23	76,54	100,00
GD2	67,22	99,71	100,00
GD3	48,95	65,20	89,60

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 15 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para todos os estágios. O pagamento total feito pela concessionária de distribuição, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 13.105.945,45 €.

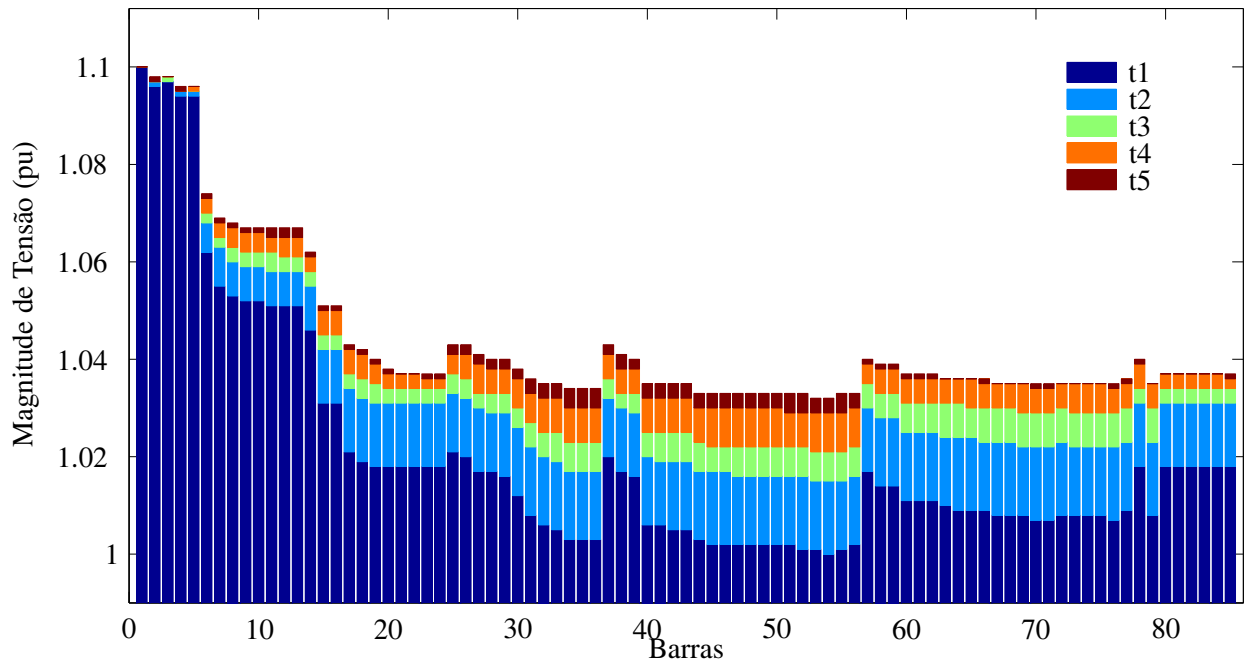
Tabela 15 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

	Pagamentos
Estágio 1	4.439.981,08
Estágio 2	4.381.754,45
Estágio 3	4.284.209,93
Total valor presente	13.105.945,45

Fonte: Elaboração da própria autora

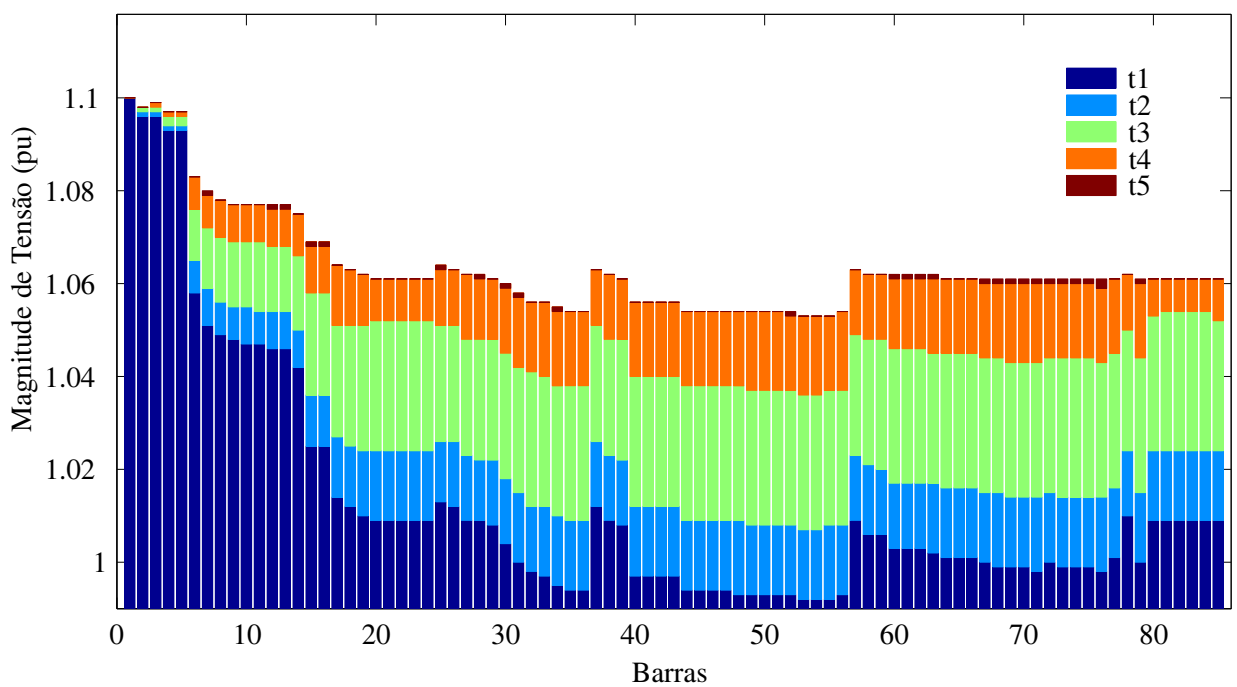
As Figuras 40 e 41 mostram o perfil da magnitude de tensão do sistema teste 85 barras, nos cinco períodos de tempo para o Estágio 1 e Estágio 2, respectivamente.

Figura 40 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1



Fonte: Elaboração da própria autora

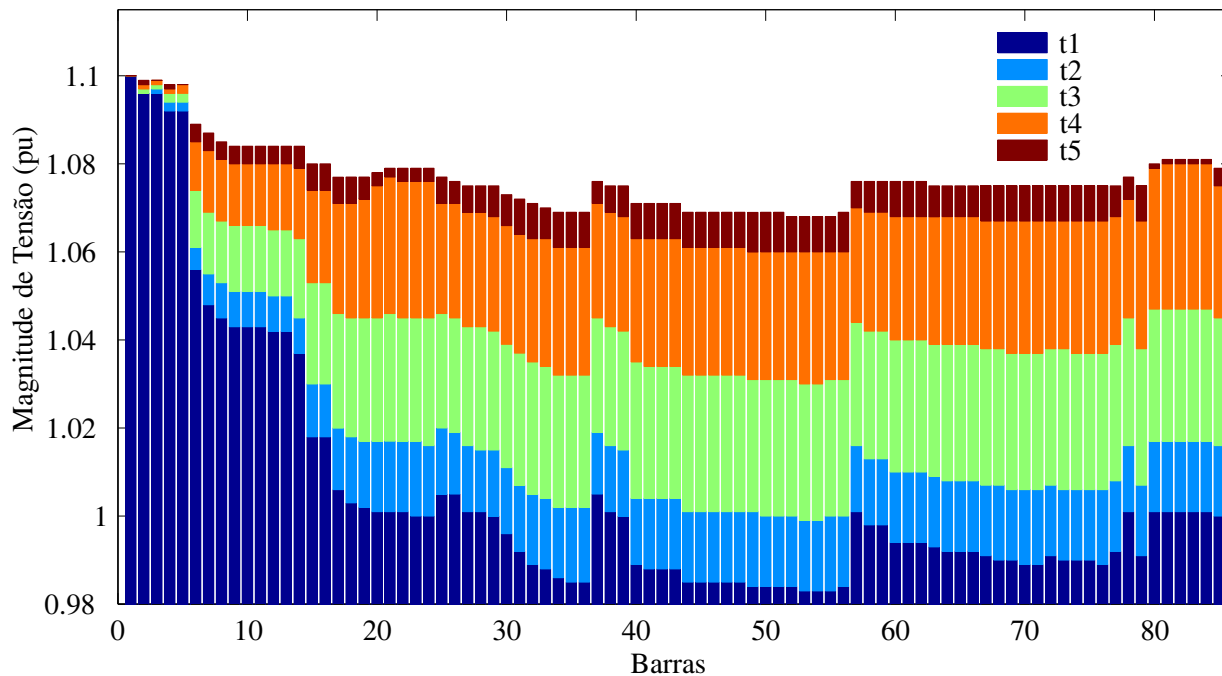
Figura 41 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 42 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 3.

Figura 42 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3



Fonte: Elaboração da própria autora

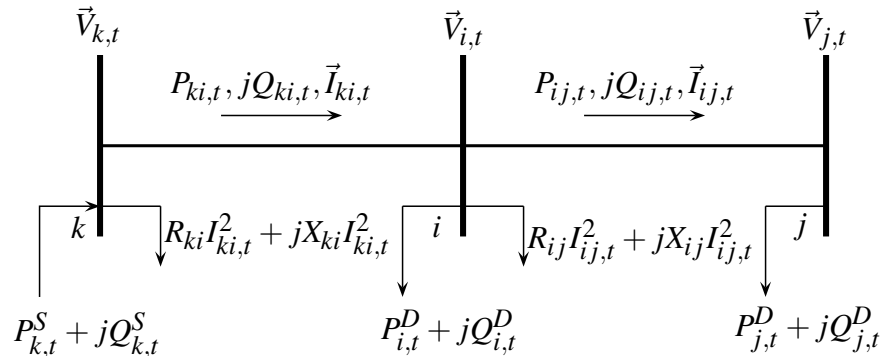
6 PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO A PRESENÇA DA POTÊNCIA REATIVA

Neste capítulo é apresentado um modelo para calcular o preço de contrato ótimo da geração distribuída em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica considerando a presença da potência reativa, com o objetivo de obter um modelo mais realista da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

6.1 APROXIMAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL

Com base na Figura 43 a aproximação das equações de fluxo de potência em um sistema de distribuição radial é feita levando em conta as seguintes hipóteses: as demandas das cargas são representadas como potências ativas e reativas constantes; as perdas de potências ativa e reativa no circuito ij são conectadas na barra i ; e o sistema de distribuição é balanceado por um equivalente monofásico.

Figura 43 - Sistema de distribuição de três barras



Fonte: Elaboração da própria autora

As perdas de potências ativa e reativa do circuito ij no período t são $R_{ij}I_{ij,t}^2$ e $X_{ij}I_{ij,t}^2$, respectivamente. A queda de tensão no circuito ij mostrado na Figura 43 é definida pela equação (62).

$$\vec{V}_{i,t} - \vec{V}_{j,t} = \vec{I}_{ij,t} (R_{ij} + jX_{ij}), \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (62)$$

Em que $\vec{V}_{i,t}$ é fasor de tensão na barra i no período t , $\vec{I}_{ij,t}$ é o fasor do fluxo de corrente no circuito ij no período t , R_{ij} e X_{ij} são a resistência e a reatância do circuito ij , respectivamente. $I_{ij,t}$ é a magnitude da corrente no circuito ij no período t .

$\vec{I}_{ij,t}$ pode ser calculada usando a equação (63), onde $P_{ij,t}$ e $Q_{ij,t}$ são os fluxos de potência ativa e reativa no circuito ij no período t .

$$\vec{I}_{ij,t} = \left(\frac{P_{ij,t} + jQ_{ij,t}}{\vec{V}_{j,t}} \right)^*, \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (63)$$

Substituindo (63) em (62), obtém-se a equação (64).

$$\left(\vec{V}_{i,t} - \vec{V}_{j,t} \right) \vec{V}_{j,t}^* = (P_{ij,t} - jQ_{ij,t}) (R_{ij} + jX_{ij}), \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (64)$$

Considerando $\vec{V}_{i,t} = V_{i,t} (\cos \theta_{i,t} + j \text{sen} \theta_{i,t})$, $\vec{V}_{j,t} = V_{j,t} (\cos \theta_{j,t} + j \text{sen} \theta_{j,t})$ e $\theta_{ij,t} = \theta_{i,t} - \theta_{j,t}$, em que $V_{i,t}$ e $\theta_{i,t}$, representam, a magnitude e o ângulo de fase da tensão na barra i no período t , respectivamente. A equação (64) pode ser escrita como a equação (65).

$$V_{i,t} V_{j,t} (\cos \theta_{ij,t} + j \text{sen} \theta_{ij,t}) - V_{j,t}^2 = (P_{ij,t} - jQ_{ij,t}) (R_{ij} + jX_{ij}), \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (65)$$

Igualando as partes real e imaginária de ambos os membros da equação (65), obtém-se as equações (66) e (67).

$$V_{i,t} V_{j,t} \cos \theta_{ij,t} = V_{j,t}^2 + (R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}), \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (66)$$

$$V_{i,t} V_{j,t} \text{sen} \theta_{ij,t} = X_{ij} P_{ij,t} - R_{ij} Q_{ij,t}, \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (67)$$

Somando os quadrados das equações (66) e (67) e aplicando a identidade trigonométrica, $\cos^2 \theta_{ij,t} + \text{sen}^2 \theta_{ij,t} = 1$, obtém-se a equação (68).

$$V_{i,t}^2 - 2 (R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^2 - V_{j,t}^2 = 0, \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (68)$$

Note que na equação (68) a diferença angular entre as tensões é eliminada, e é possível obter, para cada circuito ij e a cada período t , a magnitude de tensão da última barra $V_{j,t}$ em função da magnitude de tensão da barra inicial $V_{i,t}$, o fluxo de potência ativa $P_{ij,t}$, o fluxo de potência reativa $Q_{ij,t}$, a magnitude de corrente $I_{ij,t}$ e os parâmetros elétricos do circuito ij .

O quadrado da magnitude do fluxo de corrente é apresentado pela equação (69).

$$I_{ij,t}^2 = \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{V_{j,t}^2}, \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (69)$$

Da Figura 43 é possível obter as equações de balanço de potência mostradas nas equações (70) e (71).

$$\sum_{ki \in L} P_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^2) + P_{i,t}^S = P_{i,t}^d, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (70)$$

$$\sum_{ki \in L} Q_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^2) + Q_{i,t}^S = Q_{i,t}^d, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (71)$$

O sistema de equações não lineares (68)–(71) representa a operação em regime permanente de um sistema de distribuição radial (CESPEDES, 1990).

Observe que, nas equações de fluxo de potência, as magnitudes de corrente $I_{ij,t}$ e de tensão $V_{i,t}$ aparecem apenas nas formas $I_{ij,t}^2$ e $V_{i,t}^2$, respectivamente. Sendo assim, é conveniente considerar as seguintes mudanças de variáveis:

$$I_{ij,t}^{sqr} = I_{ij,t}^2 \quad \text{e} \quad V_{i,t}^{sqr} = V_{i,t}^2.$$

A potência ativa e reativa injetada na barra i no período t , $P_{i,t}^S$ e $Q_{i,t}^S$, respectivamente, são denominadas por

$$P_{i,t}^S = P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} \quad \text{e} \quad Q_{i,t}^S = Q_{i,t}^{se} + Q_{i,t}^{gd},$$

em que $P_{i,t}^{se}$ e $Q_{i,t}^{se}$ são as potências ativa e reativa fornecidas pela subestação, respectivamente, e $P_{i,t}^{gd}$ e $Q_{i,t}^{gd}$ são as potências ativa e reativa fornecidas pela unidade de GD, respectivamente.

Finalmente o sistema de equações não lineares usado para calcular o fluxo de potência no modelo será:

$$\sum_{ki \in L} P_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (72a)$$

$$\sum_{ki \in L} Q_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + Q_{i,t}^{se} + Q_{i,t}^{gd} = Q_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (72b)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (72c)$$

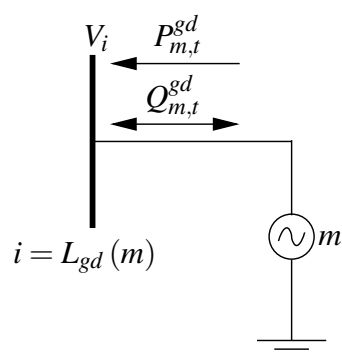
$$V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (72d)$$

6.2 MODELAGEM DOS LIMITES DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As GDs são fontes de potência ativa e reativa, podendo estar ou não conectadas no sistema, e têm grande influência na operação dos sistemas de distribuição, alterando a distribuição do fluxo e, conseqüentemente, as perdas de potência ativa, conforme já mencionado no Capítulo 2.

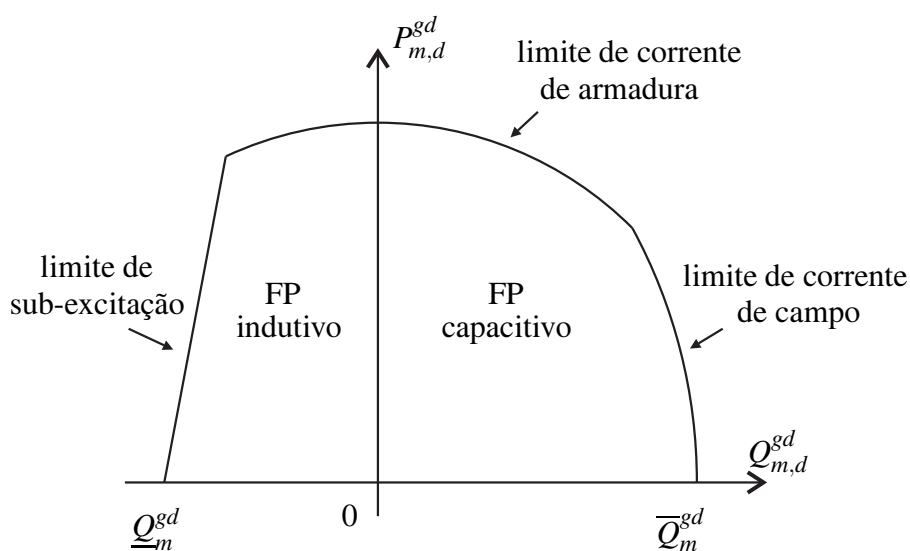
A Figura 44 representa uma geração distribuída denominada m conectada na barra i , em que as variáveis contínuas $P_{m,t}^{gd}$ e $Q_{m,t}^{gd}$ representam, respectivamente, as potências ativa e reativa fornecidas pela geração distribuída m no período t .

A curva da capacidade dos geradores síncronos (GSs) conforme é mostrado na Figura 45, é considerada neste trabalho, porque são amplamente utilizados em geração distribuída, principalmente em turbinas eólicas, sistemas de geração de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (RUEDA-MEDINA et al., 2013).

Figura 44 - GD m instalada na barra i 

Fonte: Gonçalves (2013)

Figura 45 - Curva de capacidade de um GS



Fonte: Gonçalves (2013) adaptado de Chapman (2005)

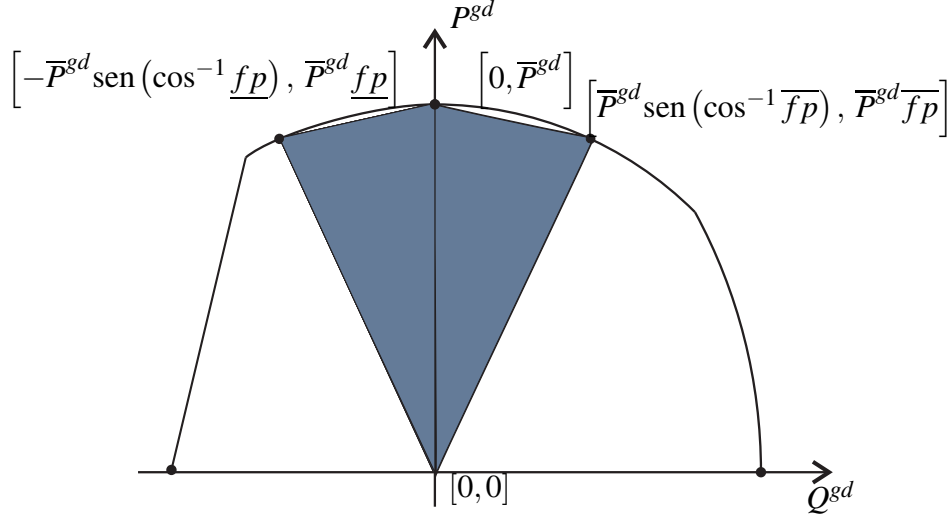
A curva de capacidade dos GSs apresentada na Figura 45 é extraída de Gonçalves (2013) e baseada em Chapman (2005), a qual limita a geração das potências ativa e reativa das GDs.

Embora o objetivo da GD seja fornecer potência ativa, e o proprietário da GD somente lucra com a venda da mesma, a concessionária de distribuição tem interesse na potência reativa para melhorar o perfil de tensão. O proprietário da GD pode despachar tanto potência ativa como potência reativa para a concessionária de distribuição desde que acordado anteriormente no contrato. Devido ao fato de somente receber pela venda da potência ativa, o proprietário da GD limita o despacho da potência reativa através das curvas de capacidade da GD.

A região de operação da GD considerada nos capítulos anteriores era retangular, pois, somente havia a injeção de potência ativa, desprezando a curva de capacidade da GD. Com a inserção da potência reativa neste capítulo, considera-se a curva de capacidade da GD como a apresentada pela Figura 46, onde f_p é o limite inferior do fator de potência indutivo de opera-

ção; \overline{fp} é o limite superior do fator de potência capacitivo de operação; \overline{P}^{gd} limite máximo da potência ativa.

Figura 46 - Curva de capacidade da GD



Fonte: Elaboração da própria autora

Baseados nos pontos que definem a curva de capacidade da GD da Figura 46, os limites de operação da GD são representados por expressões lineares, conforme equações (73).

$$-P_{j,t}^{gd} + \left[\frac{\overline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \overline{fp})} \right] Q_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (73a)$$

$$-P_{j,t}^{gd} - \left[\frac{\underline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \underline{fp})} \right] Q_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (73b)$$

$$P_{j,t}^{gd} + \left[\frac{1 - \overline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \overline{fp})} \right] Q_{j,t}^{gd} - \overline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (73c)$$

$$P_{j,t}^{gd} - \left[\frac{1 - \underline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \underline{fp})} \right] Q_{j,t}^{gd} - \overline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (73d)$$

Com o objetivo de simplificar as equações (73) no modelo que será apresentado a seguir denotaremos

$$\overline{P} = \frac{\overline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \overline{fp})}$$

$$\underline{P} = \frac{\underline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \underline{fp})}$$

$$\overline{Q} = \frac{1 - \overline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \overline{fp})}$$

$$\underline{Q} = \frac{1 - \underline{fp}}{\text{sen}(\cos^{-1} \underline{fp})}$$

6.3 MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR BINÍVEL

O modelo de programação não-linear binível do preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa é dado pelas equações (75) – (77).

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t (Cp_j - c_j) P_{j,t}^{gd} \quad (75)$$

Sujeito a:

$$\text{Min}_{Q^{se}, P^{se}, Q^{gd}, P^{gd}, Q, P, V^{sqr}, I^{sqr}} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t}^{gd} \quad (76)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in L} P_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (77a)$$

$$\sum_{ki \in L} Q_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + Q_{i,t}^{se} + Q_{i,t}^{gd} = Q_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (77b)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (77c)$$

$$V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (77d)$$

$$I_{ij,t}^{sqr} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (77e)$$

$$-I_{ij,t}^{sqr} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (77f)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (77g)$$

$$-V_{i,t}^{sqr} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (77h)$$

$$-P_{j,t}^{gd} + \bar{P} Q_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (77i)$$

$$-P_{j,t}^{gd} - \underline{P} Q_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (77j)$$

$$P_{k,t}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (77k)$$

$$-P_{k,t}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (77l)$$

$$P_{j,t}^{gd} + \bar{Q} Q_{j,t}^{gd} - \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (77m)$$

$$P_{j,t}^{gd} - \underline{Q} Q_{j,t}^{gd} - \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (77n)$$

$$Q_{k,t}^{se} - \bar{Q}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (77o)$$

$$-Q_{k,t}^{se} + \underline{Q}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (77p)$$

No nível superior está o proprietário da GD, que tem por objetivo maximizar o lucro, calculado como a receita obtida pela venda da energia menos o custo de produzi-la, durante um período de tempo, como mostrado em (75). No nível inferior está a concessionária de distribuição que pretende minimizar os pagamentos na compra de energia, feitos ao mercado atacadista através das subestações e ao proprietário das GDS, como apresentado em (76). As equações (77a)–(77d) representam o estado de operação em regime permanente do sistema de distribui-

ção radial considerando a presença da GD. As equações (77e) e (77f) representam os limites do quadrado da magnitude de corrente nos circuitos. As equações (77g) e (77h) representam, respectivamente, os limites máximo e mínimo do quadrado da magnitude de tensão nas barras. As equações (77i), (77j), (77m) e (77n) representam os limites de operação das unidades de GDs. As equações (77k), (77l), (77o) e (77p) correspondem aos limites máximos e mínimos das potências ativa e reativa fornecidas pelas subestações, respectivamente.

6.4 LINEARIZAÇÃO

O modelo (75) – (77) é não-linear devido à equação (77d), ela contém o produto de duas variáveis de decisão $V_{j,t}^{sqr}$ e $I_{ij,t}^{sqr}$, e a soma dos termos quadráticos dos fluxos de potência ativa e reativa, $P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$. A seguir é mostrado a linearização desses termos.

A linearização do produto $V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr}$, pode ser realizada usando uma discretização da variável $V_{j,t}^{sqr}$ dentro do intervalo $[\underline{V}^2, \bar{V}^2]$, como mostrado em Franco et al. (2011), porem seria necessário o uso de uma nova variável binária, comprometendo o desempenho computacional da metodologia. Uma saída simples é considerar a magnitude de tensão nominal constante no produto, e obter a seguinte equivalência linear:

$$V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr} \approx (V^{nom})^2 I_{ij,t}^{sqr}$$

Esta simplificação é válida e com um erro de aproximação baixo, devido ao intervalo restrito da magnitude de tensão $[\underline{V}^2, \bar{V}^2]$ e comprovado experimentalmente depois de realizar várias simulações (BORGES; FRANCO; RIDER, 2014).

A linearização de $P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$ é feita como mostrada em Franco et al. (2011), usando a ideia dos autores Alguacil, Motto e Conejo (2003). Uma linearização detalhada, bem rigorosa em termos matemáticos, da soma $P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$ é encontrada em Gonçalves (2013). A técnica de linearização por partes é então usada para obter um equivalente linear da soma $P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$, representado pelas equações (78) – (79).

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^P + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^Q \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (78)$$

$$P_{ij,t}^+ - P_{ij,t}^- = P_{ij,t} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79a)$$

$$P_{ij,t}^+ + P_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta_{ij,t,y}^P \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79b)$$

$$Q_{ij,t}^+ - Q_{ij,t}^- = Q_{ij,t} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79c)$$

$$Q_{ij,t}^+ + Q_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta_{ij,t,y}^Q \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79d)$$

$$\Delta_{ij,t,y}^P - \bar{\Delta}_{ij}^S \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y \quad (79e)$$

$$-\Delta_{ij,t,y}^P \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y \quad (79f)$$

$$\Delta_{ij,t,y}^Q - \bar{\Delta}_{ij}^S \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y \quad (79g)$$

$$-\Delta_{ij,t,y}^Q \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y \quad (79h)$$

$$-P_{ij,t}^+ \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79i)$$

$$-P_{ij,t}^- \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79j)$$

$$-Q_{ij,t}^+ \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79k)$$

$$-Q_{ij,t}^- \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (79l)$$

em que

$$m_{ij,y}^S = (2y - 1) \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in L, y = 1, \dots, Y$$

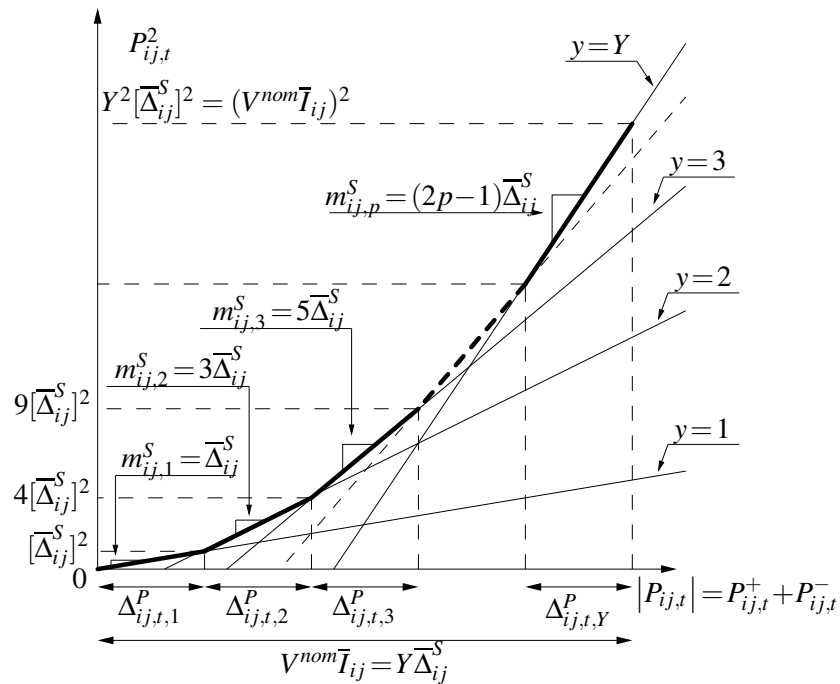
$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{V^{nom} \bar{I}_{ij}}{Y} \quad \forall ij \in L.$$

As equações (78) e (79) são um conjunto de expressões lineares. $\sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^P$ e $\sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^Q$ são aproximações lineares de $P_{ij,t}^2$ e $Q_{ij,t}^2$, respectivamente. $m_{ij,y}^S$ e $\bar{\Delta}_{ij}^S$ são parâmetros constantes em que, $m_{ij,y}^S$ é a inclinação do y -ésimo bloco do fluxo de potência no circuito ij , e $\bar{\Delta}_{ij}^S$ é o limite superior de cada bloco do fluxo de potência no circuito ij . $\Delta_{ij,t,y}^P$ é o valor do y -ésimo bloco de $|P_{ij,t}|$; $\Delta_{ij,t,y}^Q$ é o valor do y -ésimo bloco de $|Q_{ij,t}|$; Y é o número de blocos da linearização por partes; V^{nom} é a magnitude de tensão nominal; \bar{I}_{ij} é o limite máximo da magnitude de corrente no circuito ij ;

$P_{ij,t}^+$ e $P_{ij,t}^-$ são as variáveis auxiliares não negativas utilizadas para modelar $|P_{ij,t}|$, como mostra a restrição (79a). A restrição (79b) afirma que $|P_{ij,t}|$ é igual à soma dos valores em cada bloco da discretização. $Q_{ij,t}^+$ e $Q_{ij,t}^-$ são as variáveis auxiliares não negativas utilizadas para modelar $|Q_{ij,t}|$, conforme restrição (79c). A restrição (79d) afirma que $|Q_{ij,t}|$ é igual à soma dos valores em cada bloco da discretização. As restrições (79e) e (79f) definem os limites superiores e inferiores da contribuição de cada bloco de $|P_{ij,t}|$, respectivamente. As restrições (79g) e (79h) definem os limites superiores e inferiores da contribuição de cada bloco de $|Q_{ij,t}|$, respectivamente. As restrições (79i) – (79l) são os limites de $P_{ij,t}^+$, $P_{ij,t}^-$, $Q_{ij,t}^+$ e $Q_{ij,t}^-$, respectivamente.

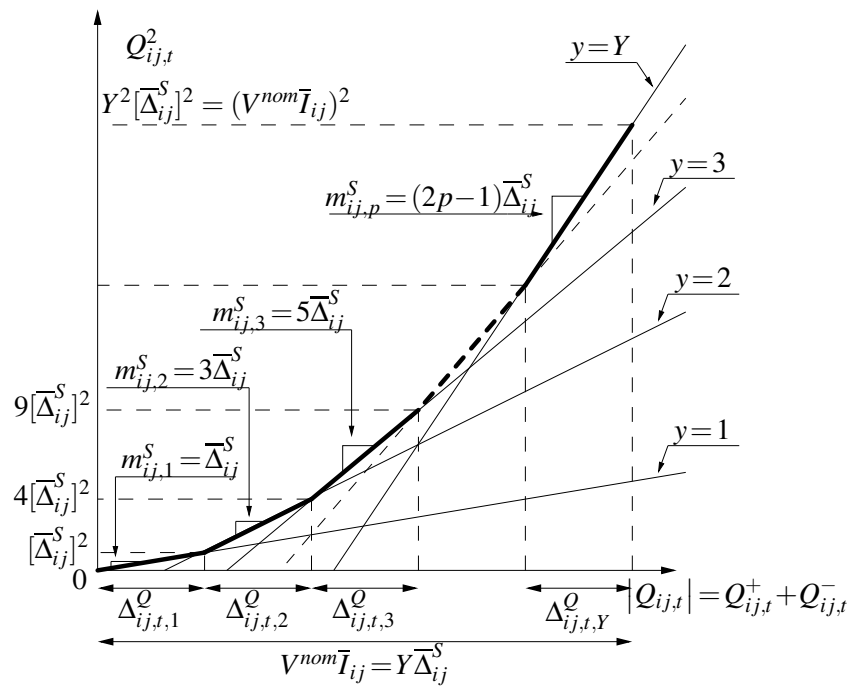
As Figuras 47 e 48 mostram a aproximação linear das funções $P_{ij,t}^2$ e $Q_{ij,t}^2$, respectivamente.

Figura 47 - Aproximação linear por parte da função $P_{ij,t}^2$



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 48 - Aproximação linear por parte da função $Q_{ij,t}^2$



Fonte: Elaboração da própria autora

6.5 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular o preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa é apresentado pelas equações (80) – (82), onde as variáveis duais associadas com cada uma das restrições do problema de nível inferior estão colocadas ao lado.

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t (Cp_j - c_j) P_{j,t}^{gd} \quad (80)$$

Sujeito a:

$$\text{Min}_{Q, P, Q^{se}, P^{se}, Q^{gd}, P^{gd}, V^{sqr}, I^{sqr}, \Delta^Q, \Delta^P, Q^+, P^+, Q^-, P^-} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} \quad (81)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in L} P_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \pi_{i,t} \quad (82a)$$

$$\sum_{ki \in L} Q_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + Q_{i,t}^{se} + Q_{i,t}^{gd} = Q_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \lambda_{i,t} \quad (82b)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr} = 0 \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \alpha_{ij,t} \quad (82c)$$

$$(V^{nom})^2 I_{ij,t}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^P + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^Q \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \varphi_{ij,t} \quad (82d)$$

$$I_{ij,t}^{sqr} - \bar{I}_{ij}^2 \leq 0 \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \bar{\phi}_{ij,t} \quad (82e)$$

$$-I_{ij,t}^{sqr} \leq 0 \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \underline{\phi}_{ij,t} \quad (82f)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - \bar{V}^2 \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \bar{w}_{i,t} \quad (82g)$$

$$-V_{i,t}^{sqr} + \underline{V}^2 \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \underline{w}_{i,t} \quad (82h)$$

$$-P_{j,t}^{gd} + \bar{P} Q_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \bar{\beta}_{j,t} \quad (82i)$$

$$-P_{j,t}^{gd} - \underline{P} Q_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \underline{\beta}_{j,t} \quad (82j)$$

$$P_{k,t}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \bar{\delta}_{k,t} \quad (82k)$$

$$-P_{k,t}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \underline{\delta}_{k,t} \quad (82l)$$

$$P_{j,t}^{gd} + \bar{Q} Q_{j,t}^{gd} - \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \bar{\nu}_{j,t} \quad (82m)$$

$$P_{j,t}^{gd} - \underline{Q} Q_{j,t}^{gd} - \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \underline{\nu}_{j,t} \quad (82n)$$

$$Q_{k,t}^{se} - \bar{Q}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \bar{\kappa}_{k,t} \quad (82o)$$

$$-Q_{k,t}^{se} + \underline{Q}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \underline{\kappa}_{k,t} \quad (82p)$$

$$\left. \begin{array}{l}
 (79a) : \varepsilon_{ij,t} \\
 (79b) : \sigma_{ij,t} \\
 (79c) : \eta_{ij,t} \\
 (79d) : \theta_{ij,t} \\
 (79e) : \bar{\tau}_{ij,t,y} \\
 (79f) : \underline{\tau}_{ij,t,y} \\
 (79g) : \bar{\mu}_{ij,t,y} \\
 (79h) : \underline{\mu}_{ij,t,y} \\
 (79i) : \bar{\gamma}_{ij,t} \\
 (79j) : \underline{\gamma}_{ij,t} \\
 (79k) : \bar{\iota}_{ij,t} \\
 (79l) : \underline{\iota}_{ij,t}
 \end{array} \right\} \quad (82q)$$

Sendo $\pi_{i,t}$ a variável dual associada com a restrição da equação de balanço de potência ativa na barra i no período t . $\lambda_{i,t}$ a variável dual associada com a restrição da equação de balanço de potência reativa na barra i no período t . $\alpha_{ij,t}$ a variável dual associada à restrição de queda de tensão no circuito ij no período t . $\varphi_{ij,t}$ a variável dual associada com a restrição do cálculo do quadrado de magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t . $\bar{\phi}_{ij,t}$ e $\underline{\phi}_{ij,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições dos limites máximo e mínimo do fluxo da corrente do circuito ij no período t , respectivamente. $\bar{w}_{i,t}$ e $\underline{w}_{i,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições das tensões máxima e mínima na barra i no período t . $\bar{\beta}_{j,t}$, $\underline{\beta}_{j,t}$, $\bar{v}_{j,t}$ e $\underline{v}_{j,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t . $\bar{\delta}_{k,t}$, $\underline{\delta}_{k,t}$, $\bar{\kappa}_{k,t}$ e $\underline{\kappa}_{k,t}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo das potências ativa e reativa geradas pela subestação k no período t , respectivamente. Adicionalmente, $\varepsilon_{ij,t}$, $\sigma_{ij,t}$, $\eta_{ij,t}$, $\theta_{ij,t}$, $\bar{\tau}_{ij,t,y}$, $\underline{\tau}_{ij,t,y}$, $\bar{\mu}_{ij,t,y}$, $\underline{\mu}_{ij,t,y}$, $\bar{\gamma}_{ij,t}$, $\underline{\gamma}_{ij,t}$, $\bar{\iota}_{ij,t}$ e $\underline{\iota}_{ij,t}$ são as variáveis duais associadas as restrições de linearização (79).

O problema do nível inferior dado por (81) – (82) é um problema de programação linear, e pode ser transformado em um conjunto de restrições que correspondem às restrições do problema primal, as restrições do problema dual e a condição de dualidade forte, segundo Motto, Arroyo e Galiana (2005).

6.6 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

O problema binível (80) – (82) será transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior por um conjunto de restrições que representam a solução dele e incorporando-as ao problema do nível superior. Para isso é necessário determinar o problema dual associado ao problema do nível inferior (81) – (82).

6.6.1 Problema dual correspondente ao problema do nível inferior

$$\begin{aligned}
& \text{Max} && \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left(P_{i,t}^d \pi_{i,t} + Q_{i,t}^d \lambda_{i,t} + \bar{V}^2 \bar{w}_{i,t} - \underline{V}^2 \underline{w}_{i,t} \right) + \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \left(\bar{T}_{ij}^2 \bar{\phi}_{ij,t} \right) + \\
& \pi, \lambda, \alpha, \varphi, \theta, \eta, \varepsilon, \sigma, && \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \left(\bar{P}_j^{gd} \bar{v}_{j,t} + \underline{P}_j^{gd} \underline{v}_{j,t} \right) + \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{y \in Y} \left(\bar{\Delta}_{ij}^S (\bar{\tau}_{ij,t,y} + \underline{\mu}_{ij,t,y}) \right) \\
& \bar{\kappa}, \underline{\kappa}, \bar{\tau}, \underline{\tau}, \bar{v}, \underline{v}, \bar{\mu}, \underline{\mu}, \bar{\gamma}, \underline{\gamma}, && \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \left(\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t} + \bar{Q}_k^{se} \bar{\kappa}_{k,t} - \underline{Q}_k^{se} \underline{\kappa}_{k,t} \right)
\end{aligned} \tag{83}$$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t} + \bar{\delta}_{k,t} - \underline{\delta}_{k,t} = \Delta t \rho_{k,t} \quad \forall k \in K, \forall t \in T \tag{84a}$$

$$\pi_{j,t} - \bar{\beta}_{j,t} - \underline{\beta}_{j,t} + \bar{v}_{j,t} + \underline{v}_{j,t} = \Delta t C p_j \quad \forall j \in J, \forall t \in T \tag{84b}$$

$$\lambda_{k,t} + \bar{\kappa}_{k,t} - \underline{\kappa}_{k,t} = 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \tag{84c}$$

$$\lambda_{j,t} + \bar{P} \bar{\beta}_{j,t} - \underline{P} \underline{\beta}_{j,t} + \bar{Q} \bar{v}_{j,t} - \underline{Q} \underline{v}_{j,t} = 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \tag{84d}$$

$$\sum_{ij \in L} \alpha_{ij,t} - \sum_{ji \in L} \alpha_{ji,t} + \bar{w}_{i,t} - \underline{w}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{84e}$$

$$-R_{ij} \pi_{i,t} - X_{ij} \lambda_{i,t} - Z_{ij}^2 \alpha_{ij,t} + (V^{nom})^2 \varphi_{ij,t} + \bar{\phi}_{ij,t} - \underline{\phi}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84f}$$

$$-\pi_{i,t} + \pi_{j,t} - 2R_{ij} \alpha_{ij,t} - \varepsilon_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84g}$$

$$-\lambda_{i,t} + \lambda_{j,t} - 2X_{ij} \alpha_{ij,t} - \eta_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84h}$$

$$-m_{ij,y}^S \varphi_{ij,t} - \sigma_{ij,t} + \bar{\tau}_{ij,t,y} - \underline{\tau}_{ij,t,y} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y \tag{84i}$$

$$-m_{ij,y}^S \varphi_{ij,t} - \theta_{ij,t} + \bar{\mu}_{ij,t,y} - \underline{\mu}_{ij,t,y} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y \tag{84j}$$

$$\varepsilon_{ij,t} + \sigma_{ij,t} - \bar{\gamma}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84k}$$

$$-\varepsilon_{ij,t} + \sigma_{ij,t} - \underline{\gamma}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84l}$$

$$\eta_{ij,t} + \theta_{ij,t} - \bar{\tau}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84m}$$

$$-\eta_{ij,t} + \theta_{ij,t} - \underline{\tau}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84n}$$

$$\bar{\tau}_{ij,t,y}, \underline{\tau}_{ij,t,y}, \bar{\mu}_{ij,t,y}, \underline{\mu}_{ij,t,y} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y \tag{84o}$$

$$\bar{\phi}_{ij,t}, \underline{\phi}_{ij,t}, \bar{\gamma}_{ij,t}, \underline{\gamma}_{ij,t}, \bar{\tau}_{ij,t}, \underline{\tau}_{ij,t} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \tag{84p}$$

$$\bar{w}_{i,t}, \underline{w}_{i,t} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{84q}$$

$$\bar{\beta}_{j,t}, \underline{\beta}_{j,t}, \bar{v}_{j,t}, \underline{v}_{j,t} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \tag{84r}$$

$$\bar{\delta}_{k,t}, \underline{\delta}_{k,t}, \bar{\kappa}_{k,t}, \underline{\kappa}_{k,t} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \tag{84s}$$

6.6.2 Formulação da Programação Não-Linear

O problema de um único nível equivalente do problema binível (80) – (82) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \tag{85}$$

Sujeito a:

Restrição (82) : Restrições primais do nível inferior;

Restrição (84) : Restrições duais do nível inferior;

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} = (83) : \text{Condição da dualidade forte não-linear.} \quad (86)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão $C p_j$ e $P_{j,t}^{gd}$ na função objetivo e na condição de dualidade forte. O modelo de um único nível não-linear (85) – (86) será transformado em um PLIM “equivalente”, com o objetivo de resolver esse problema usando um *solver* convencional PLIM, como será mostrado a seguir.

6.6.3 Formulação da Programação Linear Inteira Mista

Para resolver o problema acima vamos discretizar a variável de custo $C p_j$ em $|Q|$ discretizações, assim, os preços de contrato das unidades de GDs será discretizado num conjunto de passos Q , por exemplo, $C p_j = [C_1^{pd}, C_2^{pd}, C_3^{pd}, \dots, C_{Q+1}^{pd}]$. O produto $C p_j P_{j,t}^{gd}$ é linearizado usando as variáveis binárias $x_{j,q}$ e variáveis auxiliares $C P_{j,t,q}^{gd}$, $\forall q = 1, \dots, Q$, como mostrado em (87).

$$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} x_{j,q} \leq C P_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd} x_{j,q}, \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q \quad (87a)$$

$$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q}) \leq C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} - C P_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q}), \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q \quad (87b)$$

$$\sum_{q=1}^Q x_{j,q} = 1, \quad \forall j \in J \quad (87c)$$

$$x_{j,q} \text{ binário}, \quad \forall j \in J, \forall q = 1 \dots Q \quad (87d)$$

As restrições (87a) e (87b) definem os valores de

$$C P_{j,t,q}^{gd} = x_{j,q} C p_j P_{j,t}^{gd}, \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q, \quad (88)$$

tal que,

$$x_{j,q} = 0 \Rightarrow C P_{j,t,q}^{gd} = 0 \text{ e } \min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} \leq C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd}; \quad (89a)$$

$$x_{j,q} = 1 \Rightarrow C P_{j,t,q}^{gd} = C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} \text{ e } \min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} \leq C P_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd}. \quad (89b)$$

$\min_q (C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd}$ e $\max_q (C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd}$ fornecem um grau suficiente de liberdade para $C P_{j,t,q}^{gd}$. A equa-

ção (87c) assegura que é possível escolher apenas um preço de contrato para a unidade j da GD.

Finalmente, o problema equivalente de (85) – (86) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t CP_{j,t,q}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (90)$$

Sujeito a:

Restrição (82): *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (84): *Restrições duais do nível inferior;*

Restrição (87): *Linearizações;*

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t CP_{j,t,q}^{gd} = (83) : \text{Condição da dualidade forte linear.} \quad (91)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto. O modelo dado por (90) – (91) substitui o modelo (85) – (86). Este tipo de problema de otimização pode ser resolvido com a ajuda de um software de otimização comercial.

6.7 TESTES E RESULTADOS

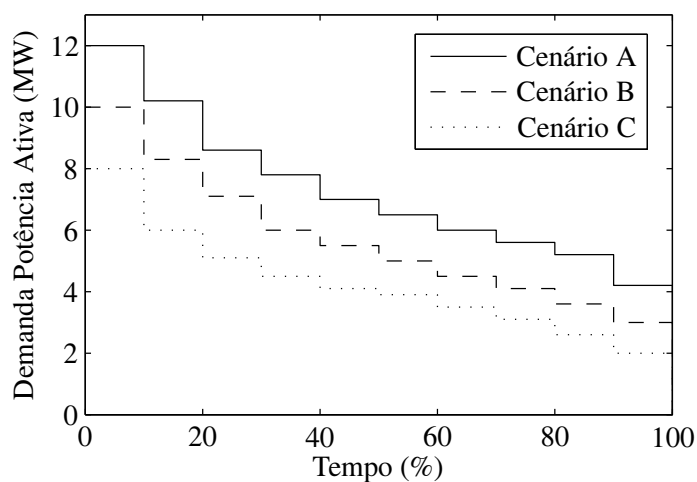
Os testes para validação do modelo binível de preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa são apresentados a seguir com dois sistemas de distribuição, o IEEE 34 barras e 85 barras. O modelo proposto foi implementado na linguagem de modelagem matemática AMPL e resolvido usando o *solver* comercial CPLEX. Os sistemas testes de 34 e 85 barras foram utilizados para mostrar a precisão do modelo matemático, assim como também a eficiência da técnica de solução proposta.

6.7.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

O sistema teste IEEE 34 barras (KERSTING, 1991) é o mesmo utilizado nos capítulos anteriores, conforme a Figura 24.

Três cenários diferentes (denominados A, B, e C) serão considerados, todos com duração de um ano. O cenário A é de alta demanda, o cenário B é de média demanda e o cenário C é de baixa demanda. Na Figura 49 são mostradas as curvas de duração de carga anual dos diferentes cenários da potência ativa. Observe que o período anual de todos os cenários é dividido em 10 tempos iguais de 876 horas.

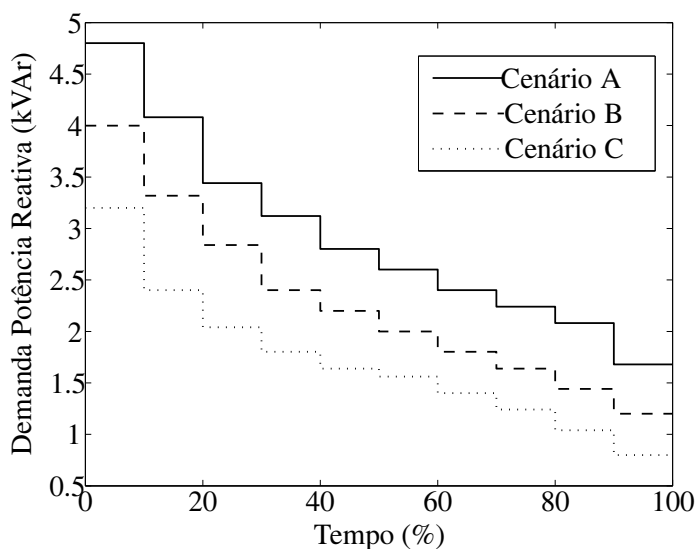
Figura 49 - Curvas de duração de carga anual para os diferentes cenários da potência ativa



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 50 são mostradas as curvas de duração de carga anual dos diferentes cenários da potência reativa.

Figura 50 - Curvas de duração de carga anual para os diferentes cenários da potência reativa

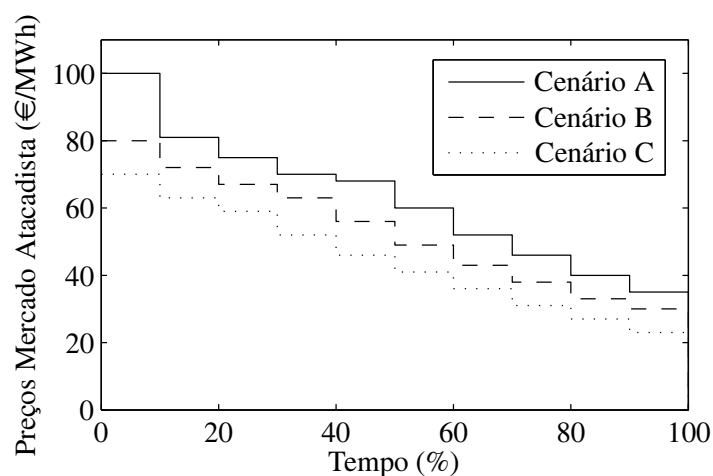


Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 51 mostra os preços de energia nos mercados atacadistas OMEL (2008), correspondentes aos cenários ilustrados na Figura 49. Existe uma relação entre as Figuras 49 e 51, pois no Cenário A, onde a demanda é mais alta, os preços no mercado atacadista também são mais elevados, assim como no Cenário C onde a demanda anual é baixa os preços do mercado

atacadista são menores.

Figura 51 - Preços da energia no atacado



Fonte: Elaboração da própria autora

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos neste Capítulo com os resultados do Capítulo 4 vamos denominar de Modelo PQ (modelo binível de preço de contrato ótimo que considera as potências ativa e reativa) e de Modelo P (modelo binível de preço de contrato ótimo que considera somente o potência ativa, modelo apresentado no Capítulo 4). Portanto, supõe-se que as GDs estão localizadas nas barras 17 e 24, e serão denominadas de GD1 e GD2, respectivamente. Ambas as unidades de GD possuem capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 60 €/MWh. O preço de contrato de cada unidade da GD é discretizado utilizando 30 passos com valor menor de 65 €/MWh e um valor maior de 95 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. Neste trabalho, as GDs operam considerando que $\overline{fp} = \underline{fp} = 0,92$. Foram consideradas magnitudes de tensão mínima e máxima de 9,45 kV e 11 kV, respectivamente.

Tabela 16 - Lucros para os Diferentes Cenários [€]

Unidade GD	Cenário A	Cenário B	Cenário C
GD1	90.666,00	50.772,96	21.759,84
GD2	116.205,63	63.889,18	25.511,05
Total Modelo PQ	206.871,63	114.662,14	47.270,89
Total Modelo P	193.293,16	105.306,65	42.048,00
Diferença	+7,02%	+8,88%	+12,42%

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 16 são apresentados os lucros do proprietário da GD do Modelo PQ para cada uma das unidades de GDs instaladas, neste caso GD1 e GD2, e os lucros totais obtidos nos

Modelos PQ e P, nos cenários A, B e C. Observa-se que o lucro total do proprietário da GD do Modelo PQ é maior que o do Modelo P, para todos os cenários. Por exemplo, no Cenário A onde a demanda é a mais alta o lucro total do proprietário da GD foi de 206.871,63 €, ou seja, 7,02% maior que o lucro obtido no Modelo P, que foi de 193.293,16 €. No Cenário B o lucro total do Modelo PQ foi de 8,88% maior em relação ao Modelo P, e para o Cenário C o lucro chegou a ser de 12,42%.

Na Tabela 17 são mostrados os preços de contrato ótimos da GD1 e da GD2 para os diferentes cenários obtidos pelos Modelo PQ e Modelo P. No Cenário A o preço de contrato ótimo da GD1 e da GD2 que era de 82,0 €/MWh e 79,0 €/MWh no Modelo P, respectivamente, aumenta no Modelo PQ para 85,0 €/MWh e 82,00 €/MWh, respectivamente. No Cenário B observa-se que tanto para a GD1 como para a GD2 o preço de contrato ótimo aumenta no Modelo PQ. No Cenário C ocorre um aumento do preço de contrato ótimo do Modelo PQ em relação ao Modelo P para a GD1 e uma diminuição para a GD2.

Tabela 17 - Preços de Contrato para Diferentes Cenários [€/MWh]

Unidade GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Modelo P	Modelo PQ	Modelo P	Modelo PQ	Modelo P	Modelo PQ
GD1	82,0	85,0	78,0	81,0	68,0	78,0
GD2	79,0	82,0	75,0	78,0	76,0	71,0

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 18 apresenta os fatores de capacidade das unidades de GD1 e GD2 para os Cenários A, B e C dos Modelos P e PQ. A produção da GD1 no Cenário A diminuiu para 27,60% no Modelo PQ, uma vez que no Modelo P a produção era de 30,0%, o mesmo aconteceu com a GD2 neste cenário, apresentou um fator de capacidade de 40,20% no Modelo PQ, e no Modelo P era de 42,7%. No Cenário B os fatores de capacidade da GD1 e da GD2 diminuem no Modelo PQ quando comparados com o Modelo P, de 20,0% para 18,4% na GD1 e de 29,4% para 27,01% na GD2. No Cenário C os fatores de capacidade do Modelo P para o Modelo PQ diminuiu na GD1, de 20,0% para 9,20%, e aumenta na GD2 de 10,0% para 17,65%.

Tabela 18 - Fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes cenários [%]

Unidade GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Modelo P	Modelo PQ	Modelo P	Modelo PQ	Modelo P	Modelo PQ
GD1	30,0	27,60	20,0	18,40	20,0	9,20
GD2	42,7	40,20	29,4	27,01	10,0	17,65

Fonte: Elaboração da própria autora

Os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição ao proprietário da GD e ao mercado atacadista nos cenários A, B e C dos modelos P e PQ são apresentados na Tabela 19. Para

todos os cenários houve um aumento dos pagamentos feitos pela concessionária de distribuição do Modelo P para o Modelo PQ, no Cenário A esse aumento é de 2,24%, no Cenário B, que teve o maior aumento, é de 1,89% e no Cenário C o aumento é de 1,47%.

Tabela 19 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Modelo P	4.547.241,78	3.058.406,18	1.956.632,26
Modelo PQ	4.649.012,11	3.116.211,58	1.985.420,03
Diferença	+2,24%	+1,89%	+1,47%

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 20 mostra a energia ativa e reativa geradas pelas unidades GD1 e GD2 para os cenários A, B e C. A injeção de potência reativa foi limitada pelas equações (73) no modelo, devido a isto a energia reativa é sempre menor que a energia ativa para todos os cenários.

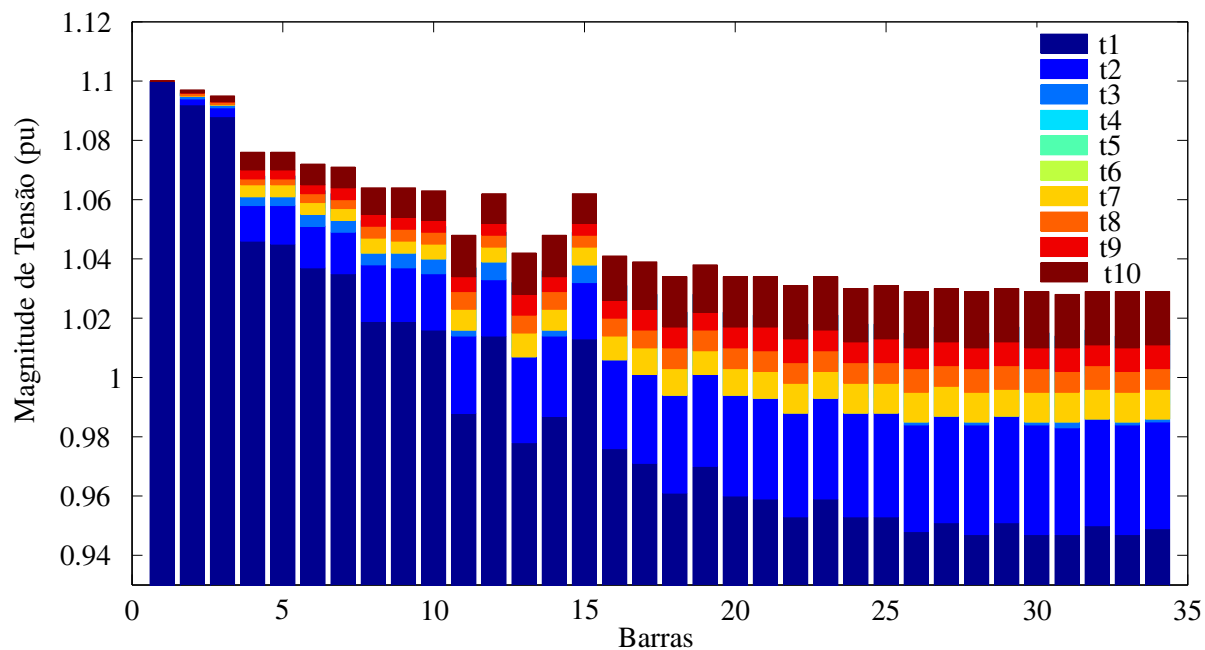
Tabela 20 - Energia ativa e reativa geradas pelas GDs

		GD1	GD2	Total
Cenário A	Ativa [kWh]	3.626.640,00	5.282.074,19	8.908.714,19
	Reativa [kVArh]	1.544.942,17	2.250.154,18	3.795.096,35
Cenário B	Ativa [kWh]	2.417.760,00	3.549.399,07	5.967.159,07
	Reativa [kVArh]	1.029.961,45	1.512.037,67	2.541.999,12
Cenário C	Ativa [kWh]	1.208.880,00	2.319.186,10	3.528.066,10
	Reativa [kVArh]	514.980,72	987.969,14	1.502.949,87

Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 52 mostra o perfil da magnitude de tensão no Cenário A para as 34 barras considerando os 10 períodos de tempo anual.

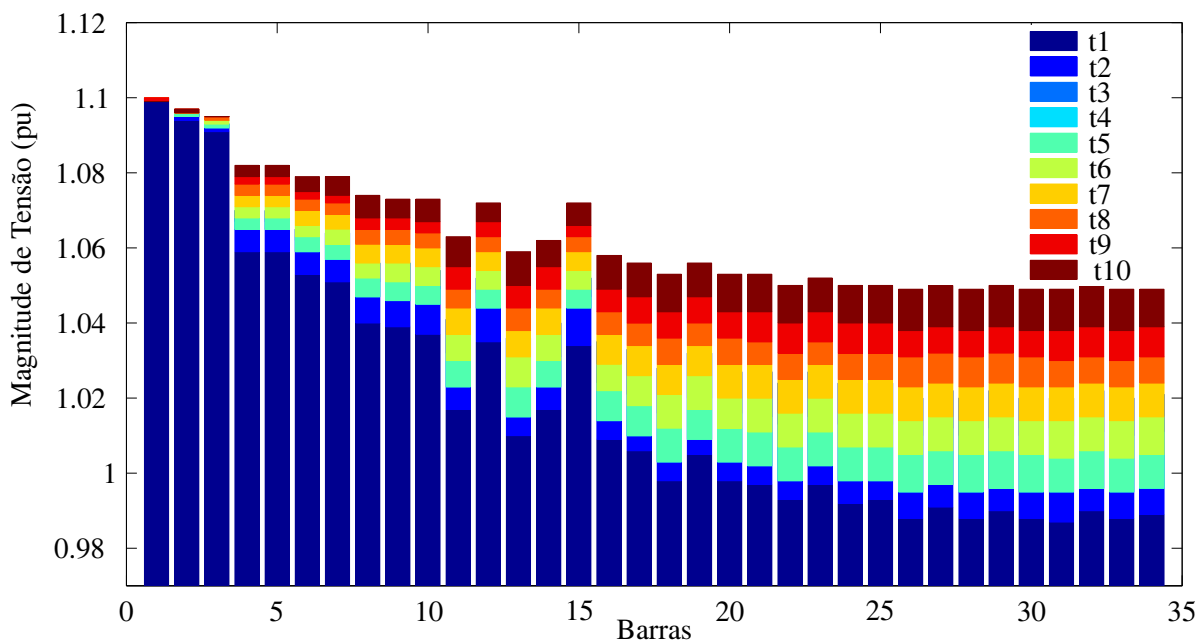
Figura 52 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 53 mostra para o Cenário B o perfil da magnitude de tensão do sistema teste de 34 barras para todos os períodos de tempo considerados.

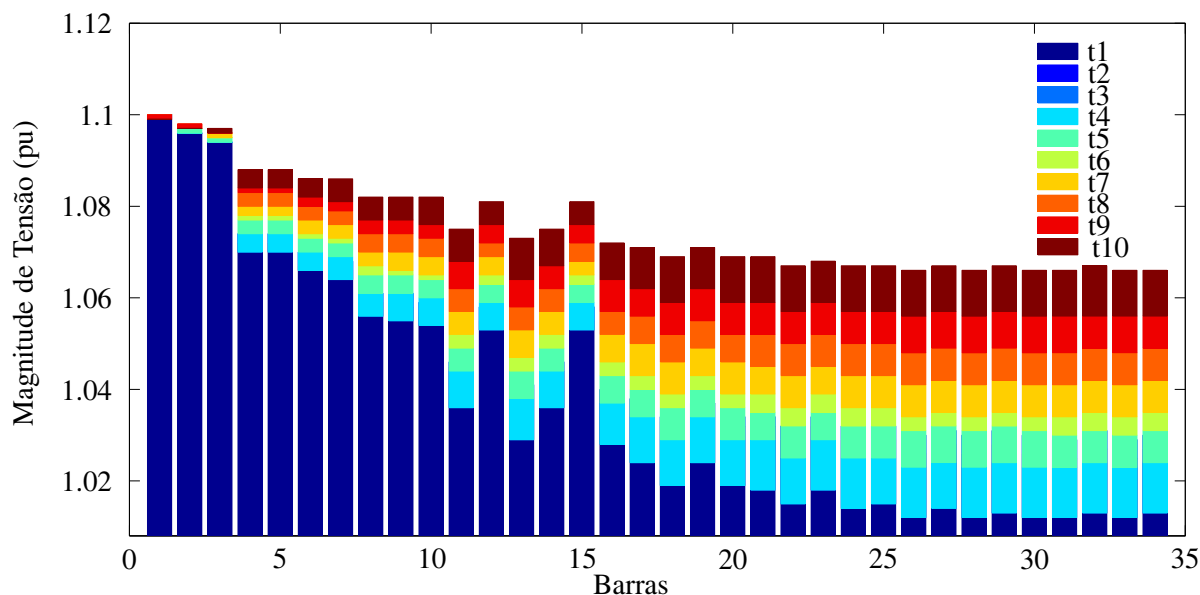
Figura 53 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B



Fonte: Elaboração da própria autora

O perfil da magnitude de tensão para o Cenário C é apresentado na Figura 54 para os 10 período de tempo considerado do sistema teste de 34 barras.

Figura 54 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C

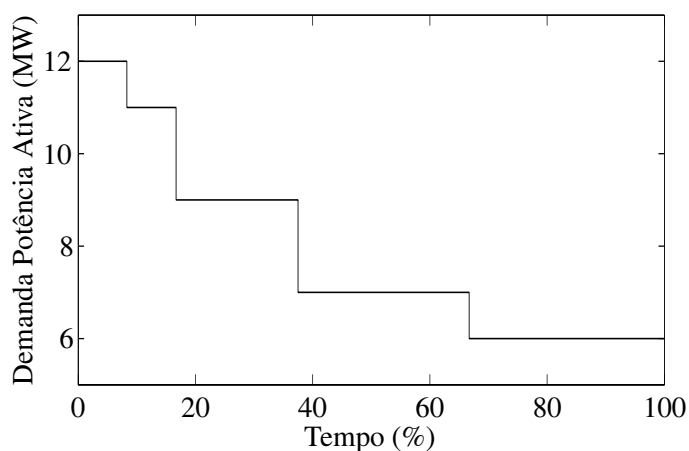


Fonte: Elaboração da própria autora

6.7.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

O sistema de distribuição de 85 barras testado no modelo de preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa é o mesmo da Figura 30.

Figura 55 - Curva de duração de carga anual

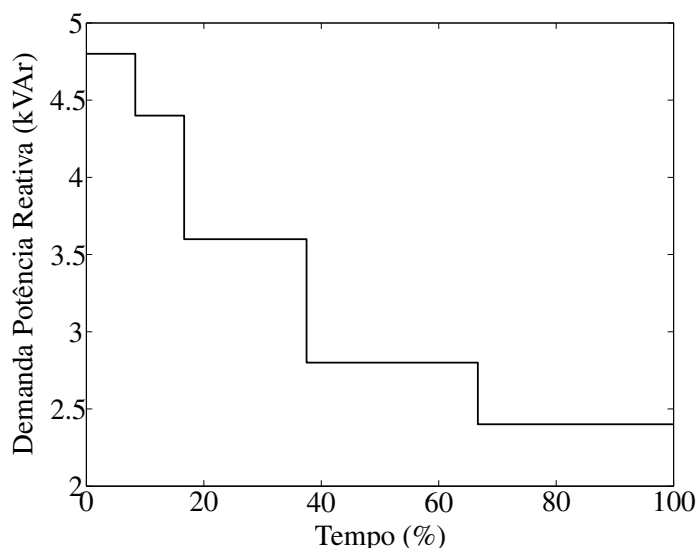


Fonte: Elaboração da própria autora

A curva de duração de carga anual de potência ativa do sistema de 85 barras é mostrado na

Figura 55, onde o período de tempo anual é dividido em cinco períodos diferentes de tempo, o primeiro e o segundo períodos são de 730 horas, o terceiro de 1825 horas, o quarto de 2555 horas e o quinto de 2920 horas. Na Figura 56 é apresentada a curva de duração de carga anual da potência reativa do sistema de 85 barras.

Figura 56 - Curvas de duração de carga anual



Fonte: Elaboração da própria autora

Para o sistema teste de 85 barras os GDs estão localizados nas barras 27, 60 e 81, serão denominadas de GD1, GD2 e GD3, respectivamente. Todos os GDs possuem capacidade de produção de 1,5 MW e custo de 55 €/MWh. A discretização dos preços de contrato do GD variou no intervalo de 60 a 70 €/MWh, ou seja, 10 passos de discretização. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. Os GDs operam considerando que $\overline{fp} = \underline{fp} = 0,92$. As magnitudes de tensão mínima e máxima consideradas são de 9,45 kV e 11 kV, respectivamente.

A Tabela 21 apresenta os preços de contratos e os fatores de capacidades da GD1, GD2 e GD3, do Modelo P (resultado Capítulo 4) e do Modelo PQ (metodologia proposta neste capítulo) para o sistema teste de 85 barras. Todos os preços de contrato ótimo diminuíram no Modelo PQ em relação ao Modelo P. Por exemplo, o preço de contrato da GD1 era de 64,0 €/MWh no Modelo P e foi para 63,0 €/MWh no Modelo PQ. Os preços de contrato da GD2 e da GD3 que eram de 65,0 €/MWh diminuíram para 63,0 €/MWh no Modelo PQ. Já os fatores de capacidade, com exceção da GD1 que no Modelo P era 100% e foi para 82,97% no Modelo PQ, as demais GD2 e GD3 aumentaram seus fatores de capacidade no Modelo PQ para 89,4% e 65,19%, respectivamente.

Tabela 21 - Preços dos contratos (PC) e fatores de capacidade (FC) dos GDs

Unidade GD	Barra	PC [€/MWh]		FC [%]	
		Modelo P	Modelo PQ	Modelo P	Modelo PQ
GD1	27	64,0	63,0	100,00	82,97
GD2	60	65,0	63,0	72,26	89,40
GD3	81	65,0	63,0	56,25	65,19

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 22 mostra o lucro do proprietário dos GDs obtido no Modelo P e no Modelo PQ para as três GDs alocadas no sistema teste de 85 barras e o lucro total de ambos os modelos. Neste sistema teste os lucros do Modelo PQ foram menores do que os apresentados no Modelo P para todas as unidades de GD, assim, o lucro total no Modelo P foi de 287.121,73 €, e do Modelo PQ foi de 249.716,57 €, ou seja, o lucro foi 15% maior no Modelo P.

Tabela 22 - Lucros das unidades de GDs [€]

Unidade GD	Modelo P	Modelo PQ
GD1	118.260,00	87.217,17
GD2	94.954,83	93.972,10
GD3	73.906,90	68.527,30
Total	287.121,73	249.716,57

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 23 são apresentados os pagamentos feito pela concessionária de distribuição no Modelo P e no Modelo PQ. Os pagamentos feitos no Modelo PQ são menores do que os apresentados no Modelo P, cerca de -1,53% menores.

Tabela 23 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]

Modelo P	4.358.443,43
Modelo PQ	4.291.556,76
Diferença	-1,53%

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 24 mostra a energia ativa e reativa geradas pelas unidades GD1, GD2 e GD3 para o sistema de 85 barras.

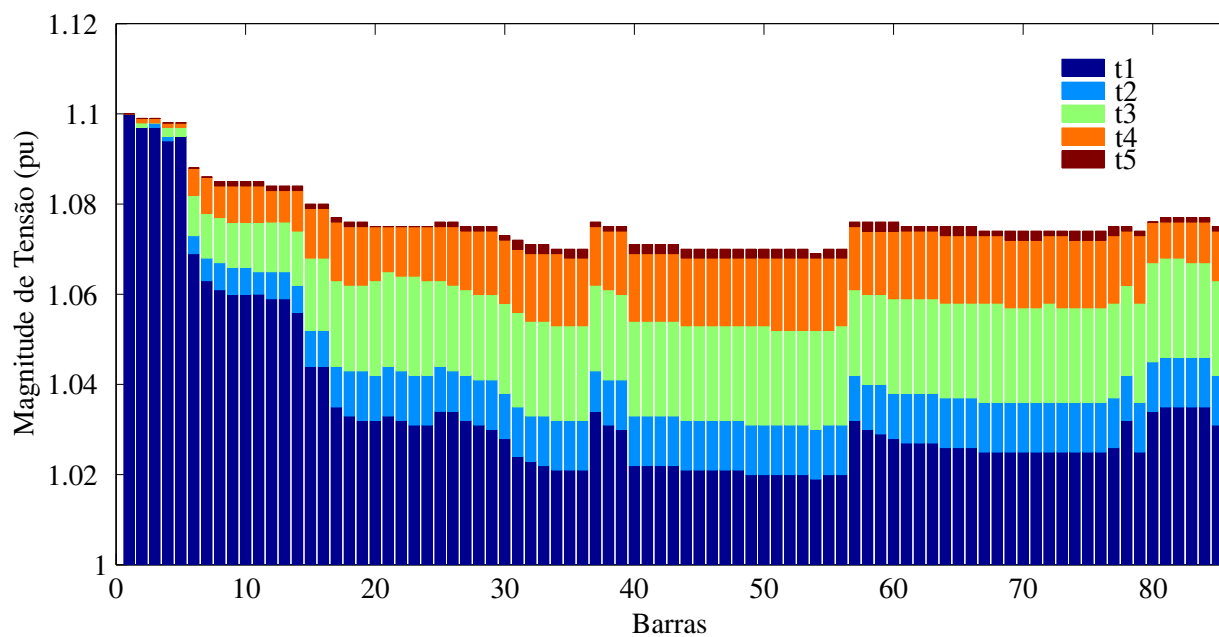
Tabela 24 - Energia ativa e reativa geradas pelas GDs

Unidade GD	Ativa [kWh]	Reativa [kVArh]
GD1	10.902.146,22	4.644.294,84
GD2	11.746.512,43	5.003.993,34
GD3	8.565.913,04	3.649.063,67
Total	31.214.571,69	13.297.351,86

Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 57 mostra o perfil da magnitude de tensão para o sistema teste de 85 barras nos cinco períodos de tempo.

Figura 57 - Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

7 LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No Capítulo 4, foi apresentado o modelo para determinar o preço de contrato ótimo da geração distribuída. Neste capítulo, apresenta-se um modelo que permite determinar tanto o preço quanto a localização ótima da geração distribuída em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica através de um problema de programação binível. O problema do nível inferior é substituído por um conjunto de restrições usando as propriedades de dualidade e técnicas de linearizações. O PPB é reformulado como um problema de programação linear inteiro misto e resolvido usando um *solver* comercial.

7.1 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular a localização e o preço de contrato ótimo das GDs despacháveis em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica é dado pelas equações (92) – (95). As variáveis duais associadas com cada uma das restrições aparecem ao lado da equação correspondente. Para fornecer uma formulação linear, o quadrado da magnitude do fluxo de corrente e da tensão foram linearizados, como mostrado no Capítulo 4.

$$\text{Max}_{Cp_j, w_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t (Cp_j - c_j) P_{j,t}^{gd} \quad (92)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in J} w_j \leq w^{max} \quad (93a)$$

$$w_j \in \{0, 1\} \quad \forall j \in J \quad (93b)$$

$$\text{Min}_{P^{se}, P^{gd}, V, V^{sqr}, \Delta V, \Delta V^{sqr}, P^{de}, P^{para}, I, I^{sqr}, \Delta I, I^+, I^-} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t}^{gd} \quad (94)$$

Sujeito a:

$$P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t}^{de} - \sum_{ki \in L} P_{ki,t}^{para} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \pi_{i,t} \quad (95a)$$

$$P_{ij,t}^{de} + P_{ij,t}^{para} = R_{ij} I_{ij,t}^{sqr} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \lambda_{ij,t} \quad (95b)$$

$$P_{ij,t}^{de} - P_{ij,t}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \alpha_{ij,t} \quad (95c)$$

$$I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \varphi_{ij,t} \quad (95d)$$

$$I_{ij,t} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \bar{\varphi}_{ij,t} \quad (95e)$$

$$-I_{ij,t} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall j \in L, \forall t \in T : \underline{\varphi}_{ij,t} \quad (95f)$$

$$V_{i,t} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \bar{w}_{i,t} \quad (95g)$$

$$-V_{i,t} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \underline{w}_{i,t} \quad (95h)$$

$$P_{j,t}^{gd} - w_j \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \bar{\beta}_{j,t} \quad (95i)$$

$$-P_{j,t}^{gd} + w_j \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T : \underline{\beta}_{j,t} \quad (95j)$$

$$P_{k,t}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \bar{\delta}_{k,t} \quad (95k)$$

$$-P_{k,t}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T : \underline{\delta}_{k,t} \quad (95l)$$

$$\left. \begin{array}{l} (29a) : \rho_{i,t} \\ (29b) : \varepsilon_{i,t} \\ (29c) : \sigma_{i,t} \\ (29d) : \bar{v}_{i,t,p} \\ (29e) : \underline{v}_{i,t,p} \end{array} \right\} \begin{array}{l} (33a) : \eta_{ij,t} \\ (33b) : \theta_{ij,t} \\ (33c) : \tau_{ij,t} \\ (33d) : \bar{\kappa}_{ij,t,p} \\ (33e) : \underline{\kappa}_{ij,t,p} \\ (33f) : \bar{l}_{ij,t} \\ (33g) : \underline{l}_{ij,t} \end{array} \quad (95m)$$

O problema de otimização do nível superior é utilizado para modelar a maximização do lucro do proprietário GD dado por (92).

A equação (93) é usada para modelar as restrições do nível superior, onde w_j é a variável binária para a localização da unidade j da GD e w^{max} é o número máximo de unidades de GDs que podem ser alocadas no sistema. O número máximo de unidades de GDs que podem ser instalados no sistema é modelado por (93a). A equação (93b) é usada para modelar a natureza binária da localização de unidades de GD. Uma unidade de GD é alocada se o valor correspondente é igual a 1 e não alocada se é igual a 0. Note que a equação (93) é a única acrescentada no modelo de programação linear binível apresentado no Capítulo 4, Seção 4.4.

As variáveis de investimento binários w_j são variáveis de decisão, e uma solução viável para operação do Sistema de Distribuição Elétrico (SDE) depende desses valores. As variáveis restantes são o estado de operação de uma solução viável. Para uma proposta de investimento viável, definida por meio de um valor especificado de w_j , vários estados de operação viáveis são possíveis.

O problema de otimização do nível inferior é dado pelas equações (94) – (95). A equação (94) corresponde à minimização dos pagamentos de energia por parte da concessionária de distribuição como mostrado no Capítulo 4. Esta função objetivo é composta de dois termos. O primeiro termo corresponde aos pagamentos da energia comprada do mercado atacadista de

energia e entregue através das subestações. O segundo termo corresponde à energia adquirida a partir de unidades de GD. Os preços dos contratos em que os proprietários de GD estão dispostos a vender sua energia não são variáveis de decisão, mas parâmetros do problema de otimização inferior.

A equação (95) representa os limites do nível inferior. As equações (95a) – (95d) são utilizadas para modelar a operação do estado estacionário do SDE. As restrições (95b) e (95c) são usadas para modelar os fluxos de potência ativa do sistema, como mostrado no Capítulo 4. O limite da magnitude do fluxo de corrente do circuito ij é modelada por (95e) e (95f). As equações (95g) e (95h) são utilizadas para modelar os limites de operação máximo e mínimo da magnitude de tensão das barras. O limite de energia gerada por unidades de GD é modelado por (95i) e (95j). Se $w_j = 0$, então $P_{j,t}^{gd} = 0$, caso contrário, $\underline{P}_j^{gd} \leq P_{j,t}^{gd} \leq \bar{P}_j^{gd}$. Equações (95k) e (95l) são usadas para modelar os limites de operação máximo e mínimo da energia fornecida através das subestações. As equações (95m) representam a linearização dos termos quadráticos $V_{i,t}^{sqr}$ e $I_{ij,t}^{sqr}$, como apresentado no Capítulo 4.

Finalmente, $\pi_{i,t}$, $\lambda_{ij,t}$, $\alpha_{ij,t}$, $\varphi_{ij,t}$, $\bar{\varphi}_{ij,t}$, $\phi_{ij,t}$, $\bar{w}_{i,t}$, $\underline{w}_{i,t}$, $\bar{\beta}_{j,t}$, $\underline{\beta}_{j,t}$, $\bar{\delta}_{k,t}$, $\underline{\delta}_{k,t}$, $\rho_{i,t}$, $\varepsilon_{i,t}$, $\sigma_{i,t}$, $\bar{v}_{i,t,p}$, $\underline{v}_{i,t,p}$, $\eta_{ij,t}$, $\theta_{ij,t}$, $\tau_{ij,t}$, $\bar{\kappa}_{ij,t,p}$, $\underline{\kappa}_{ij,t,p}$, $\bar{l}_{ij,t}$ e $\underline{l}_{ij,t}$ são as variáveis duais associadas as restrições do problema do nível inferior de localização e preço de contrato ótimo da GD.

7.2 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

Para um dado conjunto de variáveis de decisão (Cp_j e w_j , para o problema do nível superior), o problema dado por (94) – (95) é um problema de programação linear. Portanto, pode ser transformado em um conjunto de restrições lineares que correspondem às restrições do problema primal, as restrições do problema dual e a condição de dualidade forte (MOTTO; ARROYO; GALIANA, 2005). O problema binível (92) – (95) pode ser transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior pelo conjunto acima mencionado de restrições e incorporando-as no problema do nível superior.

7.2.1 Problema Dual correspondente ao Problema do Nível Inferior

O problema dual associado com o problema do nível inferior (94) – (95) é dado pelas equações (96) e (97):

$$\begin{aligned}
 \text{Max} \quad & \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (P_{i,t}^d \pi_{i,t} - \underline{V}^2 \rho_{i,t} + \bar{V} \bar{w}_{i,t} + \underline{V} (\sigma_{i,t} - \underline{w}_{i,t})) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}_i^V \bar{v}_{i,t,p}) + \\
 & \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}_{ij}^I \bar{\kappa}_{ij,t,p}) + \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} (\bar{l}_{ij} (\bar{\varphi}_{ij,t} + \phi_{ij,t})) + \\
 & \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (\bar{P}_j^{gd} w_j \bar{\beta}_{j,t} - \underline{P}_j^{gd} w_j \underline{\beta}_{j,t}) + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} (\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t})
 \end{aligned} \tag{96}$$

$\pi, \lambda, \alpha, \varphi, \theta, \eta, \tau, \rho,$
 $\varepsilon, \sigma, \bar{\kappa}, \underline{\kappa}, \bar{l}, \underline{l}, \bar{v}, \underline{v},$
 $\bar{\varphi}, \phi, \bar{w}, \underline{w}, \bar{\beta}, \underline{\beta}, \bar{\delta}, \underline{\delta}.$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t} + \bar{\delta}_{k,t} - \underline{\delta}_{k,t} = \Delta t \rho_{k,t} \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (97a)$$

$$\pi_{j,t} + \bar{\beta}_{j,t} - \underline{\beta}_{j,t} = \Delta t C p_j \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (97b)$$

$$- \sum_{ij \in L} \frac{\varphi_{ij,t}}{Z_{ij}} + \sum_{ki \in L} \frac{\varphi_{ki,t}}{Z_{ki}} - 2V \rho_{i,t} + \sigma_{i,t} + \bar{w}_{i,t} - \underline{w}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (97c)$$

$$- \sum_{ij \in L} \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} \alpha_{ij,t} + \sum_{ki \in L} \frac{R_{ki}}{Z_{ki}^2} \alpha_{ki,t} + \rho_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (97d)$$

$$- \rho_{i,t} + \varepsilon_{n,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (97e)$$

$$- m_p^V \varepsilon_{i,t} - \sigma_{i,t} + \bar{v}_{i,t,p} - \underline{v}_{i,t,p} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \quad (97f)$$

$$\varphi_{ij,t} + \theta_{ij,t} + \bar{\phi}_{ij,t} - \underline{\phi}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97g)$$

$$- R_{ij} \lambda_{ij,t} + \eta_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97h)$$

$$- m_{ij,p}^I \eta_{ij,t} - \tau_{ij,t} + \bar{\kappa}_{ij,t,p} - \underline{\kappa}_{ij,t,p} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \quad (97i)$$

$$- \theta_{ij,t} + \tau_{ij,t} - \bar{l}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97j)$$

$$\theta_{ij,t} + \tau_{ij,t} - \underline{l}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97k)$$

$$- \pi_{i,t} + \lambda_{ij,t} + \alpha_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97l)$$

$$- \pi_{j,t} + \lambda_{ij,t} - \alpha_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97m)$$

$$\bar{\kappa}_{ij,t,p}, \underline{\kappa}_{ij,t,p} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \quad (97n)$$

$$\bar{v}_{i,t,p}, \underline{v}_{i,t,p} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P \quad (97o)$$

$$\bar{\phi}_{ij,t}, \underline{\phi}_{ij,t}, \bar{l}_{ij,t}, \underline{l}_{ij,t} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (97p)$$

$$\bar{w}_{i,t}, \underline{w}_{i,t} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (97q)$$

$$\bar{\beta}_{j,t}, \underline{\beta}_{j,t} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (97r)$$

$$\bar{\delta}_{k,t}, \underline{\delta}_{k,t} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (97s)$$

Note que a diferença entre a equação (38), mostrada no Capítulo 4, Seção 5.4.1, e a equação (96) apresentada acima está na presença da variável w_j na função objetivo, onde w_j é a variável binária para a localização da unidade j da GD.

7.2.2 Formulação de Programação Não-Linear

As condições de dualidade forte provam que uma solução viável primal e uma solução viável dual são soluções ótimas para os problemas primal e dual, respectivamente, se e somente se, os valores das funções objetivo de ambos os problemas são iguais (ver (99) e (103)).

O problema equivalente de um único nível de (92) – (95) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j, w_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (98)$$

Sujeito a:

Restrição (93) : *Restrições do nível superior;*

Restrição (95) : *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (97) : *Restrições duais do nível inferior;*

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} = (96) : \text{Condição da dualidade forte não-linear.} \quad (99)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão: a) $C p_j$ e $P_{j,t}^{gd}$; b) w_j e $\bar{\beta}_{j,t}$; e c) w_j e $\underline{\beta}_{j,t}$. Esse problema foi linearizado e substituído por um problema linear equivalente de (98) – (99) para que seja possível resolver através de um *solver* convencional para problemas PLIM.

7.2.3 Formulação de Programação Linear Inteira Mista

O preço do contrato da unidade da GD pode ser discretizado em um conjunto Q de passos, $[C_1^{pd}, C_2^{pd}, C_3^{pd}, \dots, C_{Q+1}^{pd}]$, onde C_q^{pd} é o q -ésimo valor da discretização do preço de contrato da unidade da GD, e Q é o número de discretizações associados com o preço de contrato da unidade de GD. Assim, o produto $C p_j P_{j,t}^{gd}$ é linearizado através da utilização das variáveis binárias $x_{j,q}$ para a seleção do q -ésimo valor do preço de contrato da unidade j da GD e das variáveis auxiliares $C P_{j,t,q}^{gd}$, $\forall q = 1 \dots Q$, como mostrado em (100). Além disso, a aproximação da expansão binária pode ser usada, como mostrado pelos autores Barroso et al. (2006) e Pereira et al. (2005).

$$\min_q(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} x_{j,q} \leq C P_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd} x_{j,q} \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q \quad (100a)$$

$$\min_q(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q}) \leq C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} - C P_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q}) \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q \quad (100b)$$

$$\sum_{q=1}^Q x_{j,q} = w_j \quad \forall j \in J \quad (100c)$$

$$x_{j,q} \text{ binário} \quad \forall j \in J, \forall q = 1 \dots Q \quad (100d)$$

As restrições (100a) e (100b) definem o valor de $C P_{j,t,q}^{gd}$, $\forall j \in J, \forall t \in T, \forall q = 1 \dots Q$. Se $x_{j,q} = 0$, então $C P_{j,t,q}^{gd} = 0$ e $\min_q(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} \leq C_q^{pd} P_{j,t}^{gd} \leq \max_q(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd}$; caso contrário, $C P_{j,t,q}^{gd} = C_q^{pd} P_{j,t}^{gd}$ e $\min_q(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} \leq C P_{j,t,q}^{gd} \leq \max_q(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd}$, onde $\min_q(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd}$ e $\max_q(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd}$ proporcionam um grau suficiente de liberdade para $C P_{j,t,q}^{gd}$. A equação (100c) assegura que é possível escolher um único valor de contrato quando é instalado uma unidade GD na barra j , ou seja, caso $w_j = 1$. Caso contrário, $w_j = 0$, nenhum contrato é escolhido.

Os produtos $\bar{P}_j^{gd} w_j \bar{\beta}_{j,t}$ e $\underline{P}_j^{gd} w_j \underline{\beta}_{j,t}$ podem ser linearizados usando as variáveis auxiliares

$PB_{j,t}^{gd}$ e $Pb_{j,t}^{gd}$, respectivamente, e a formulação disjuntiva, como mostrado em (101).

$$-Mw_j \leq PB_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (101a)$$

$$-M(1-w_j) \leq \overline{P}_j^{gd} \overline{\beta}_{j,t} - PB_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (101b)$$

$$-Mw_j \leq Pb_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (101c)$$

$$-M(1-w_j) \leq \underline{P}_j^{gd} \underline{\beta}_{j,t} - Pb_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (101d)$$

onde M fornece um grau suficiente de liberdade para $PB_{j,t}^{gd}$ e $Pb_{j,t}^{gd}$. As restrições (101) definem o valor de $PB_{j,t}^{gd}$ e $Pb_{j,t}^{gd}$, $\forall j \in J, \forall t \in T$. Se $w_j = 0$, então $PB_{j,t}^{gd} = Pb_{j,t}^{gd} = 0$, $-M \leq \overline{P}_j^{gd} \overline{\beta}_{j,t} \leq 0$ e $-M \leq \underline{P}_j^{gd} \underline{\beta}_{j,t} \leq 0$; caso contrário, $PB_{j,t}^{gd} = \overline{P}_j^{gd} \overline{\beta}_{j,t}$, $Pb_{j,t}^{gd} = \underline{P}_j^{gd} \underline{\beta}_{j,t}$, $-M \leq PB_{j,t}^{gd} \leq 0$ e $-M \leq Pb_{j,t}^{gd} \leq 0$.

Finalmente, o problema equivalente de (98) – (99) é dado por:

$$\text{Max}_{C_{pj}, w_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t C P_{j,t,q}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (102)$$

Sujeito a:

Restrição (93): *Restrições do nível superior;*

Restrição (95): *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (97): *Restrições duais do nível inferior;*

Restrições (100) – (101): *Linearizações;*

$$\begin{aligned} & \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t C P_{j,t,q}^{gd} = \\ & \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (P_{i,t}^d \pi_{i,t} - \underline{V}^2 \rho_{i,t} + \overline{V} \overline{w}_{i,t} + \underline{V} (\sigma_{i,t} - \underline{w}_{i,t})) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\overline{\Delta}^V \overline{v}_{i,t,p}) + \\ & \sum_{ij \in Lt} \sum_{p \in P} (\overline{\Delta}_{ij}^I \overline{\kappa}_{ij,t,p}) + \sum_{ij \in Lt} \sum_{t \in T} (\overline{I}_{ij} (\overline{\phi}_{ij,t} + \underline{\phi}_{ij,t})) + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (PB_{j,t}^{gd} - Pb_{j,t}^{gd}) + \\ & \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} (\overline{P}_k^{se} \overline{\delta}_{k,t} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t}): \text{Condição da dualidade forte linear.} \end{aligned} \quad (103)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto. O problema (98) – (99) é substituído pelo problema (102) – (103), respectivamente.

7.3 TESTES E RESULTADOS

Foram realizados testes para determinar a localização e preço de contrato ótimo de unidades de GD para o sistema de 34 e 85 barras, os mesmos sistemas de distribuição apresentados no Capítulo 4. O modelo proposto foi resolvido usando o CPLEX 12.5 (IBM ILOG, 2012) no

AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) em um computador Dell PowerEdge R910x64, com 6 processadores a 1.87 GHz e 128 GB de memória RAM, para ambos os sistemas.

7.3.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

O preço de contrato de cada unidade da GD é discretizado utilizando 30 passos com valor menor de 65 €/MWh e um valor maior de 95 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20.

Neste teste todas as barras do sistema são candidatas à alocação da GD, mas o número máximo de GDs que pode ser adicionado é duas unidades (que serão designadas de GD1 e GD2, respectivamente), com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 60 €/MWh para todas as unidades de GD (este custo de produção corresponde a curto prazo dos custos marginais). A magnitude de tensão mínima e máxima considerada foi 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Vamos considerar três cenários anuais diferentes (denominados A, B, e C) para alta, média e baixa demanda, respectivamente. Cada cenário tem duração de um ano. Na Tabela 25 são mostrados os lucros do proprietário da GD considerando a localização e preço de contrato ótimos para os diferentes cenários.

Tabela 25 - Lucros para os Diferentes Cenários [€].

Unidade GD	Cenário A	Cenário B	Cenário C
GD1	106.814,01	56.083,54	21.413,27
GD2	86.724,00	49.444,41	20.901,31
Total	193.538,01	105.527,95	42.314,58

Fonte: Elaboração da própria autora

Em todos os cenários, os lucros totais obtidos são um pouco maiores do que os relatados no Capítulo 4 chegando a 0,6% para o Cenário C, ilustrando a melhora do modelo. Como é de se esperar os maiores lucros são obtidos no Cenário A. Isso porque, neste cenário, são considerados os mais elevados preços do mercado atacadista e de carga previstos, além disso, os menores lucros são obtidos no Cenário C, onde os preços do mercado atacadista deverão ser menores.

Na Tabela 26 são mostradas as localizações e os preços dos contratos ótimos da GD1 e GD2 para os diferentes cenários. Estes preços são fixados para contrato de um ano (o período de tempo considerado). Nos cenários A, B e C, os preços dos contratos ótimos da GD2 são mais elevados do que o da GD1. Em todos os cenários, as localizações ótimas obtidas por este modelo são diferentes das escolhidas no Capítulo 4, com exceção da localização da GD2 do Cenário B.

Tabela 26 - Localização e Preços de Contrato Ótimos [€/MWh]

Unidade GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Barra	Preços	Barra	Preços	Barra	Preços
GD1	27	79,0	23	75,0	22	70,0
GD2	30	82,0	24	79,0	25	76,0

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 27 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes cenários do modelo de localização e preço ótimo da geração distribuída. Note que a maior quantidade de energia é vendida no Cenário A, em que GD1 e GD2 tem fatores de capacidade atual de 42,78% e 30,0%, respectivamente. Por outro lado, no Cenário C, os fatores de capacidade das GD1 e GD2 são de 16,30% e 9,94%, respectivamente. Isto significa que as unidades de GD são utilizadas principalmente durante as horas de pico. Porque no Cenário C consideram-se os preços mais baixos do mercado atacadista de energia, assim como a demanda, do ponto de vista da concessionária de distribuição, a compra de energia das unidades de GD não são tão atraentes como no Cenário A.

Tabela 27 - Fatores de capacidade das unidades de GD [%]

Unidade GD	Cenário A	Cenário B	Cenário C
GD1	42,78	28,45	16,30
GD2	30,00	19,80	9,94

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 28 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para diferentes cenários com e sem GD. Pode-se verificar que as maiores economias são obtidas no Cenário A, em que os preços do mercado atacadista deverão ser os mais elevados.

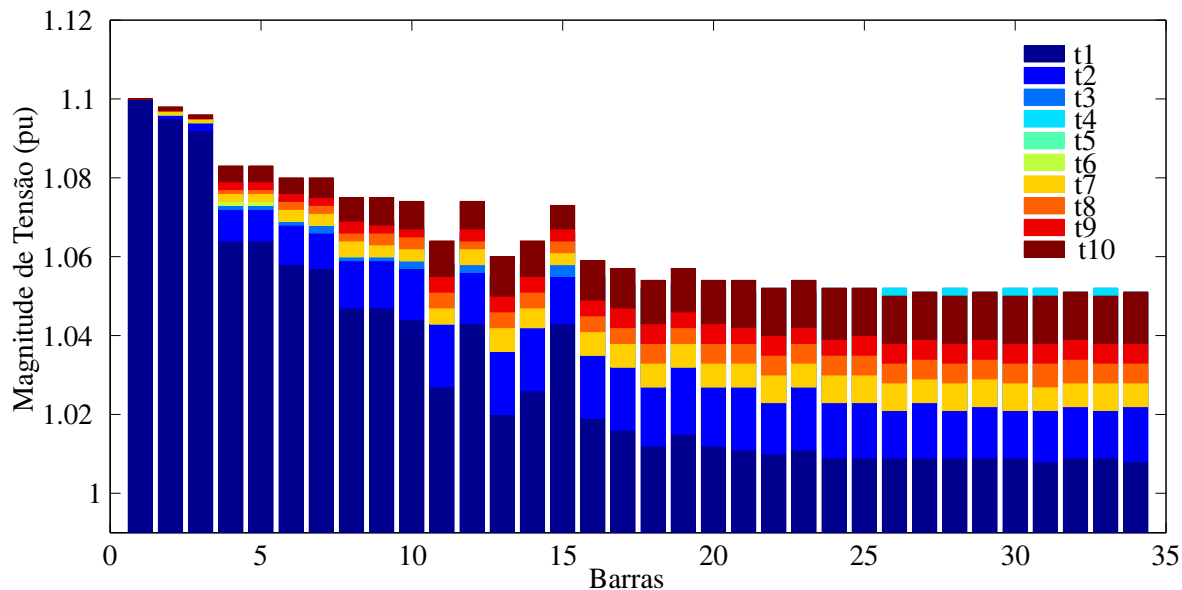
Tabela 28 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Sem GD	4.733.359,37	3.127.485,01	1.978.862,53
Com GD	4.540.368,95	3.060.067,44	1.959.781,13
Economia	192.990,48	67.417,57	19.081,40

Fonte: Elaboração da própria autora

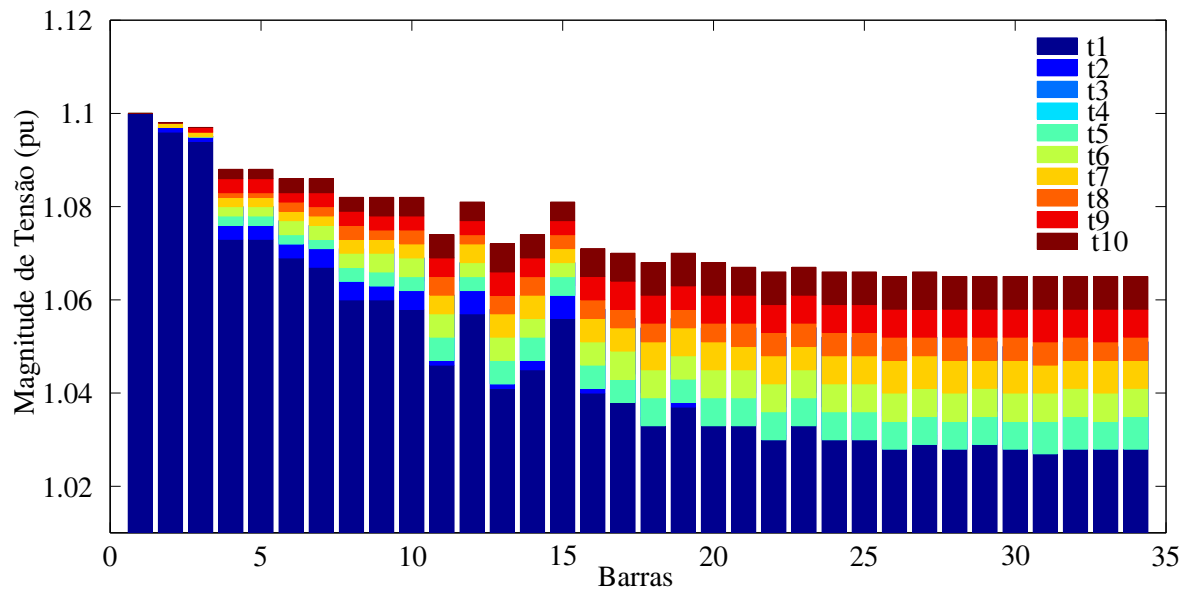
A Figura 58 mostra o perfil da magnitude de tensão no Cenário A para as 34 barras considerando os 10 períodos de tempo anual. A Figura 59 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Cenário B.

Figura 58 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A



Fonte: Elaboração da própria autora

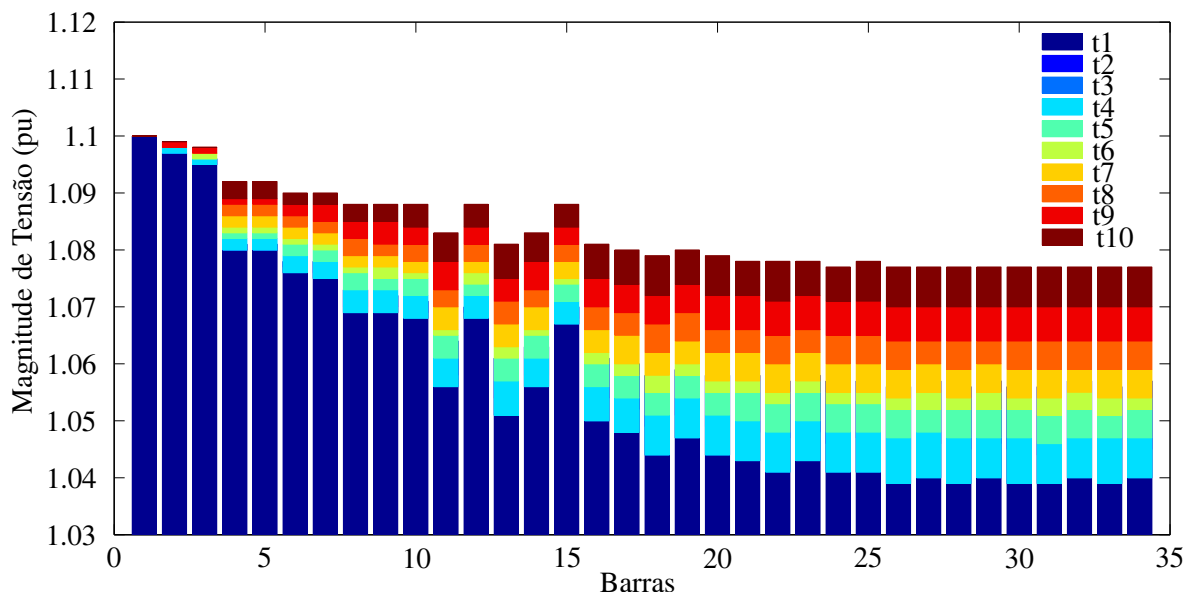
Figura 59 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B



Fonte: Elaboração da própria autora

O perfil da magnitude de tensão para o Cenário C é apresentado na Figura 60.

Figura 60 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C



Fonte: Elaboração da própria autora

7.3.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

Neste sistema teste de 85 barras apenas um cenário de demanda é considerado. O preço de contrato de cada unidade j da GD foi discretizado utilizando 10 passos com valor menor de 60 €/MWh e um valor maior de 70 €/MWh, com o objetivo de diminuir o espaço de busca. Os preços da energia no mercado atacadista, correspondentes a este cenário, é de 60,0 €/MWh para o ano todo. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. A magnitude de tensão mínima e máxima considerada foi 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Todas as unidades de GD são candidatas a serem instaladas no sistema de distribuição de 85 barras, mas somente três poderão ser alocadas, que serão denominadas de GD1, GD2 e GD3, respectivamente. Elas possuem capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 55 €/MWh.

Na Tabela 29 são mostrados as localizações, os preços dos contratos ótimos (PC), os fatores de capacidade (FC) e os lucros do proprietário da GD obtidos para as três unidades de GD. Estes preços são fixados para contrato de um ano. Observe que as localizações encontradas, GD1 na barra 20, GD2 na barra 32 e a GD3 na barra 59, são diferentes das escolhidas aleatoriamente no Capítulo 4. Os lucros totais também são maiores com a inclusão da localização no modelo proposto, e foram 4,39% mais elevados que os lucros totais relatados no Capítulo 4. Observe que nenhuma das GDs trabalhou com 100% de seu fator de capacidade, conforme apresentado no Capítulo 4, para o caso da GD1. A Tabela 29 mostra que a GD1 tem fator de capacidade de 65,89%, a GD2 um fator de capacidade de 85,19% e a GD3 de 77,02%.

Tabela 29 - Localização, preços dos contratos, fatores de capacidade e lucros das unidades de GD.

Unidade GD	Barra	PC [€/MWh]	FC [%]	Lucros [€]
GD1	20	65,0	65,89	86.577,72
GD2	32	65,0	85,19	111.943,73
GD3	59	65,0	77,02	101.203,37
Total				299.724,81

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 30 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição com e sem GD obtidos pela metodologia proposta e a economia foi de 158.890,20 €.

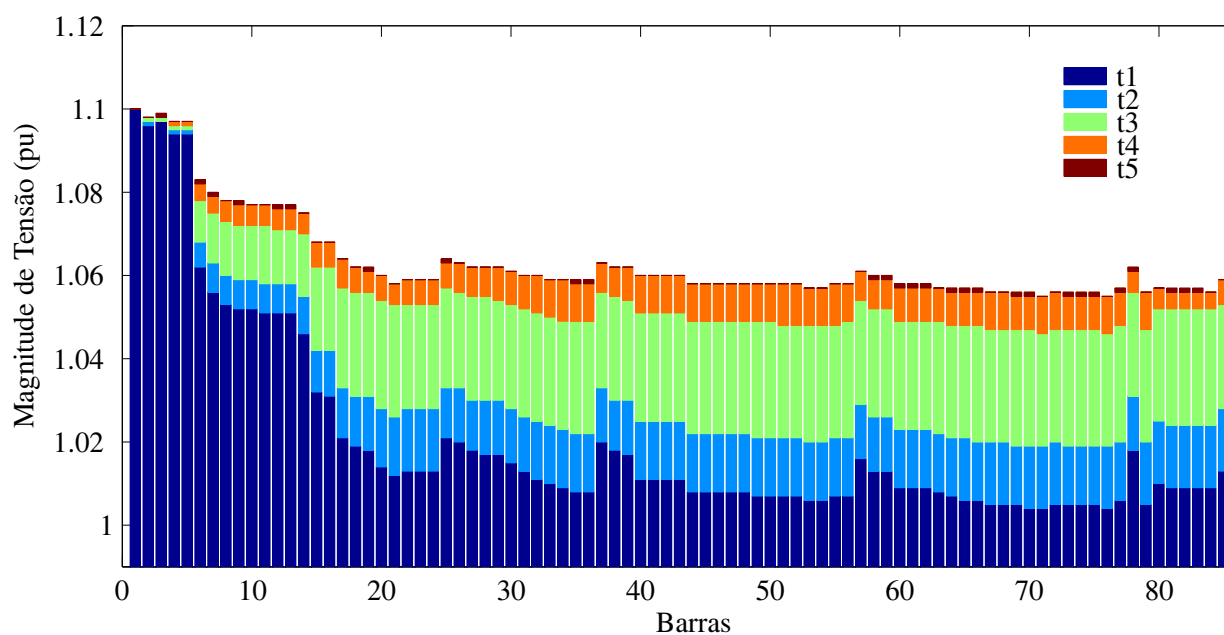
Tabela 30 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]

Caso	Total de Pagamentos
Sem GD	4.526.245,27
Com GD	4.367.355,07
Economia	158.890,20

Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 61 mostra o perfil da magnitude de tensão para o sistema teste de 85 barras nos cinco períodos de tempo.

Figura 61 - Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

8 LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO MULTIESTÁGIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo apresenta-se um modelo para o problema de localização e preço de contrato ótimo com múltiplos estágios da geração distribuída em sistemas de distribuição radiais de energia elétrica. O modelo de programação binível multiestágio proposto é transformado em um problema de otimização linear inteiro misto de um único nível, como mostrado nos capítulos anteriores.

Algumas hipóteses serão consideradas neste novo modelo: o horizonte de planejamento, de médio prazo, será de 3 anos (com estágios de duração de 1 ano); há crescimento da demanda e dos preços anuais de contrato em cada estágio; a localização dos geradores não muda (de estágio a estágio); a topologia da rede não varia, ou seja, não tem investimentos na distribuição; os geradores mantêm a mesma tecnologia e capacidade (a capacidade do gerador não muda); os preços de contrato mudam de ano em ano (de estágio em estágio), mas a GD se mantém em cada estágio, ou seja, se no primeiro estágio uma GD foi instalada, no segundo estágio ela será mantida; os recursos podem ser distribuídos de acordo com as necessidades previstas para cada estágio.

8.1 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular a localização e preço de contrato ótimo multiestágios da GD despachável em sistemas de distribuição de energia elétrica é dado por (104) – (107). As variáveis duais associadas com cada uma das restrições aparecem ao lado da equação correspondente. Para a formulação linear, o quadrado da magnitude do fluxo de corrente e de tensão foi linearizado, como explicado no Capítulo 5.

$$\text{Max}_{C_p, w} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t (C_{p_{j,e}} - c_{j,e}) P_{j,t,e}^{gd} \quad (104)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in J} w_{j,e} \leq w^{max} \quad \forall e \in E \quad (105a)$$

$$w_{j,e} \geq w_{j,e-1} \quad \forall j \in J, \forall e \in E \mid e > 1 \quad (105b)$$

$$w_{j,e} \in \{0, 1\} \quad \forall j \in J, \forall e \in E \quad (105c)$$

$$\text{Min} \sum_{e \in E} \xi_e^{oper} \left[\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{Pse} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_{j,e} P_{j,t,e}^{Pgd} \right] \quad (106)$$

$P^{se}, P^{gd}, V, V^{sqr}, \Delta V, \Delta V^{sqr}, P^{de}, P^{para}, I, I^{sqr}, \Delta I, I^+, I^-$

Sujeito a:

$$P_{i,t,e}^{se} + P_{i,t,e}^{gd} - \sum_{ij \in L} P_{ij,t,e}^{de} - \sum_{ki \in L} P_{ki,t,e}^{para} = P_{i,t,e}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \pi_{i,t,e} \quad (107a)$$

$$P_{ij,t,e}^{de} + P_{ij,t,e}^{para} = R_{ij} I_{ij,t,e}^{sqr} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \lambda_{ij,t,e} \quad (107b)$$

$$P_{ij,t,e}^{de} - P_{ij,t,e}^{para} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t,e}^{sqr} - V_{j,t,e}^{sqr}) \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \alpha_{ij,t,e} \quad (107c)$$

$$I_{ij,t,e} = \frac{V_{i,t,e} - V_{j,t,e}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \varphi_{ij,t,e} \quad (107d)$$

$$I_{ij,t,e} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\phi}_{ij,t,e} \quad (107e)$$

$$-I_{ij,t,e} - \bar{I}_{ij} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\phi}_{ij,t,e} \quad (107f)$$

$$V_{i,t,e} - \bar{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{w}_{i,t,e} \quad (107g)$$

$$-V_{i,t,e} + \underline{V} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{w}_{i,t,e} \quad (107h)$$

$$P_{j,t,e}^{gd} - w_{j,e} \bar{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\beta}_{j,t,e} \quad (107i)$$

$$-P_{j,t,e}^{gd} + w_{j,e} \underline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\beta}_{j,t,e} \quad (107j)$$

$$P_{k,t,e}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\delta}_{k,t,e} \quad (107k)$$

$$-P_{k,t,e}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\delta}_{k,t,e} \quad (107l)$$

$$\left. \begin{array}{l} (50a) : \rho_{i,t,e} \\ (50b) : \varepsilon_{i,t,e} \\ (50c) : \sigma_{i,t,e} \\ (50d) : \bar{v}_{i,t,p,e} \\ (50e) : \underline{v}_{i,t,p,e} \end{array} \right\} \begin{array}{l} (51a) : \eta_{ij,t,e} \\ (51b) : \theta_{ij,t,e} \\ (51c) : \tau_{ij,t,e} \\ (51d) : \bar{\kappa}_{ij,t,p,e} \\ (51e) : \underline{\kappa}_{ij,t,p,e} \\ (51f) : \bar{t}_{ij,t,e} \\ (51g) : \underline{t}_{ij,t,e} \end{array} \quad (107m)$$

Em que ξ_e^{oper} representa o fator utilizado para converter em valor presente os custos de operação para cada estágio e , conforme apresentado no Capítulo 5 pela equação (48).

Note que a única restrição acrescentada ao modelo é a restrição (105b) e o conjunto E de estágios, comparando com o modelo apresentado no Capítulo 7, Seção 7.1, a restrição garante que se uma GD é alocada em algum estágio de planejamento será mantida nos próximos estágios. $Cp_{j,e}$ são os preços de contrato da unidade j da GD em €/MWh, no estágio e . $w_{j,e}$ é a variável binária para a localização da unidade j da GD, no estágio e .

8.2 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

O problema binível (104) – (107) pode ser transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior pelo conjunto acima mencionado de restrições e incorporando-as no problema do nível superior.

8.2.1 Problema Dual Correspondente ao Problema do Nível Inferior

O problema dual associado com o problema do nível inferior (106) – (107) é o seguinte:

$$\begin{aligned}
& \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (P_{i,t,e}^d \pi_{i,t,e} - V^2 \rho_{i,t,e} + \bar{V} \bar{w}_{i,t,e} + V(\sigma_{i,t,e} - \underline{w}_{i,t,e})) + \\
& \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}^V \bar{v}_{i,t,p,e}) + \sum_{e \in E} \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}_{ij}^I \bar{\kappa}_{ij,t,p,e}) + \\
\text{Max} & \sum_{e \in E} \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} (\bar{I}_{ij} (\bar{\phi}_{ij,t,e} + \underline{\phi}_{ij,t,e})) + \\
& \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (\bar{P}_j^{gd} w_{j,e} \bar{\beta}_{j,t,e} - \underline{P}_j^{gd} w_{j,e} \underline{\beta}_{j,t,e}) + \\
& \sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} (\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t,e})
\end{aligned} \tag{108}$$

$\pi, \lambda, \alpha, \varphi, \theta, \eta, \tau, \rho,$
 $\varepsilon, \sigma, \bar{\kappa}, \underline{\kappa}, \bar{l}, \underline{l}, \bar{v}, \underline{v},$
 $\bar{\phi}, \underline{\phi}, \bar{w}, \underline{w}, \bar{\beta}, \underline{\beta}, \bar{\delta}, \underline{\delta}.$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t,e} + \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{\delta}_{k,t,e} = \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109a}$$

$$\pi_{j,t,e} + \bar{\beta}_{j,t,e} - \underline{\beta}_{j,t,e} = \xi_e^{oper} \Delta t C p_{j,e} \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109b}$$

$$\begin{aligned}
& - \sum_{ij \in L} \frac{\varphi_{ij,t,e}}{Z_{ij}} + \sum_{ki \in L} \frac{\varphi_{ki,t,e}}{Z_{ki}} - 2V \rho_{i,t,e} + \sigma_{i,t,e} + \bar{w}_{i,t,e} - \underline{w}_{i,t,e} = 0 \\
& \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109c}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \sum_{ij \in L} \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} \alpha_{ij,t,e} + \sum_{ki \in L} \frac{R_{ki}}{Z_{ki}^2} \alpha_{ki,t,e} + \rho_{i,t,e} = 0 \\
& \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109d}
\end{aligned}$$

$$- \rho_{i,t,e} + \varepsilon_{i,t,e} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109e}$$

$$\begin{aligned}
& - m_p^V \varepsilon_{i,t,e} - \sigma_{i,t,e} + \bar{v}_{i,t,p,e} - \underline{v}_{i,t,p,e} = 0 \\
& \forall i \in I, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P, \forall e \in E \tag{109f}
\end{aligned}$$

$$\varphi_{ij,t,e} + \theta_{ij,t,e} + \bar{\phi}_{ij,t,e} - \underline{\phi}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109g}$$

$$- R_{ij} \lambda_{ij,t,e} + \eta_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109h}$$

$$\begin{aligned}
& - m_{ij,p,e}^I \eta_{ij,t,e} - \tau_{ij,t,e} + \bar{\kappa}_{ij,t,p,e} - \underline{\kappa}_{ij,t,p,e} = 0 \\
& \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P, \forall e \in E \tag{109i}
\end{aligned}$$

$$- \theta_{ij,t,e} + \tau_{ij,t,e} - \bar{l}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109j}$$

$$\theta_{ij,t,e} + \tau_{ij,t,e} - \underline{l}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109k}$$

$$- \pi_{i,t,e} + \lambda_{ij,t,e} + \alpha_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{109l}$$

$$\begin{aligned}
-\pi_{j,t,e} + \lambda_{ij,t,e} - \alpha_{ij,t,e} &= 0 & \forall j \in L, \forall t \in T, \forall e \in E & (109m) \\
\bar{\kappa}_{ij,t,p,e}, \underline{\kappa}_{ij,t,p,e} &\leq 0 & \forall j \in L, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P, \forall e \in E & (109n) \\
\bar{v}_{i,t,p,e}, \underline{v}_{i,t,p,e} &\leq 0 & \forall i \in I, \forall t \in T, \forall p = 1 \dots P, \forall e \in E & (109o) \\
\bar{\phi}_{ij,t,e}, \underline{\phi}_{ij,t,e}, \bar{l}_{ij,t,e}, \underline{l}_{ij,t,e} &\leq 0 & \forall j \in L, \forall t \in T, \forall e \in E & (109p) \\
\bar{w}_{i,t,e}, \underline{w}_{i,t,e} &\leq 0 & \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E & (109q) \\
\bar{\beta}_{j,t,e}, \underline{\beta}_{j,t,e} &\leq 0 & \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E & (109r) \\
\bar{\delta}_{k,t,e}, \underline{\delta}_{k,t,e} &\leq 0 & \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E & (109s)
\end{aligned}$$

Note que a diferença entre o modelo mostrado acima e o apresentado no Capítulo 7, Seção 7.2.1, é a presença de ξ_e^{oper} , fator dos custos de operação para cada estágio e , nas duas primeiras equações de (109), além do conjunto E dos estágios de planejamento.

8.2.2 Formulação de Programação Não-linear

O problema de um único nível equivalente de (104) – (107) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp,w} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t C p_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} - \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t c_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} \quad (110)$$

Sujeito a:

Restrição (105) : *Restrições do nível superior;*

Restrição (107) : *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (109) : *Restrições duais do nível inferior;*

$$\sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{Pse} + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t C p_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} = (108) : \quad (111)$$

Condição da dualidade forte não-linear.

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão: a) $C p_{j,e}$ e $P_{j,t,e}^{gd}$; b) $w_{j,e}$ e $\bar{\beta}_{j,t,e}$; e c) $w_{j,e}$ e $\underline{\beta}_{j,t,e}$. Para transformar o modelo anterior em um problema linear equivalente de (110) – (111) a fim de que seja possível utilizar um *solver* convencional para problemas PLIM.

8.2.3 Formulação de Programação Linear Inteira Mista

Os produtos das variáveis de decisão $C p_{j,e}$ e $P_{j,t,e}^{gd}$, $w_{j,e}$ e $\bar{\beta}_{j,t,e}$, $w_{j,e}$ e $\underline{\beta}_{j,t,e}$ são linearizados como mostrado no Capítulo 7, acrescentando somente o conjunto E de estágios de planejamento. Portanto, as restrições (100) e (101) são definidas como (112) e (113).

O produto $Cp_{j,e}P_{j,t,e}^{gd}$ será linearizado usando as variáveis binárias $x_{j,q,e}$ e as variáveis auxiliares $CP_{j,t,q,e}^{gd}, \forall q = 1 \dots Q$, como mostra as restrições (112).

$$\min(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} x_{j,q,e} \leq CP_{j,t,q,e}^{gd} \leq \max(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd} x_{j,q,e} \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall q = 1 \dots Q \quad (112a)$$

$$\min(C_q^{pd}) \underline{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q,e}) \leq C_q^{pd} P_{j,t,e}^{gd} - CP_{j,t,q,e}^{gd} \leq \max(C_q^{pd}) \bar{P}_j^{gd} (1 - x_{j,q,e}) \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E, \forall q = 1 \dots Q \quad (112b)$$

$$\sum_{q=1}^Q x_{j,q,e} = w_{j,e} \quad \forall j \in J, \forall e \in E \quad (112c)$$

$$x_{j,q,e} \text{ binário} \quad \forall j \in J, \forall e \in E, \forall q = 1 \dots Q \quad (112d)$$

Os produtos $\bar{P}_j^{gd} w_{j,e} \bar{\beta}_{j,t,e}$ e $\underline{P}_j^{gd} w_{j,e} \underline{\beta}_{j,t,e}$ podem ser linearizados usando as variáveis auxiliares $PB_{j,t,e}^{gd}$ e $Pb_{j,t,e}^{gd}$, respectivamente, como mostrado em (113).

$$-Mw_{j,e} \leq PB_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (113a)$$

$$-M(1 - w_{j,e}) \leq \bar{P}_j^{gd} \bar{\beta}_{j,t,e} - PB_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (113b)$$

$$-Mw_{j,e} \leq Pb_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (113c)$$

$$-M(1 - w_{j,e}) \leq \underline{P}_j^{gd} \underline{\beta}_{j,t,e} - Pb_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (113d)$$

O problema equivalente linear do problema (110) – (111) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp,w} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \xi_e^{oper} \Delta t CP_{j,t,q,e}^{gd} - \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t c_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} \quad (114)$$

Sujeito a:

Restrição (105) : Restrições do nível superior;

Restrição (107) : Restrições primais do nível inferior;

Restrição (109) : Restrições duais do nível inferior;

Restrições (112) – (113) : Linearizações;

$$\begin{aligned} & \sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \xi_e^{oper} \Delta t CP_{j,t,q,e}^{gd} = \\ & \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (P_{i,t,e}^d \pi_{i,t,e} - V^2 \rho_{i,t,e} + \bar{V} \bar{w}_{i,t,e} + V(\sigma_{i,t,e} - \underline{w}_{i,t,e})) + \\ & \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}^V \bar{v}_{i,t,p,e}) + \sum_{e \in E} \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} (\bar{\Delta}_{ij}^I \bar{K}_{ij,t,p,e}) + \\ & \sum_{e \in E} \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} (\bar{I}_{ij} (\bar{\phi}_{ij,t,e} + \underline{\phi}_{ij,t,e})) + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (PB_{j,t,e}^{gd} - Pb_{j,t,e}^{gd}) + \end{aligned}$$

$$\sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} (\overline{P}_k^{se} \overline{\delta}_{k,t,e} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t,e}) : \text{Condição da dualidade forte linear. (115)}$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto multiestágios.

8.3 TESTES E RESULTADOS

Os testes realizados para o modelo de localização e preços de contrato ótimo multiestágio da GD são dois, um de 34 barras e outro de 85 barras. Foi implementado em AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e resolvido com o CPLEX (2008), assim como os outros modelos.

8.3.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

O horizonte de planejamento será de 3 anos separados em 3 estágios diferentes com duração de 1 ano. O estágio 1 é considerado como base (ano zero). A taxa de desconto anual $I\%$ é de 10%, usada para calcular os fatores ξ_e^{oper} ilustradas na Figura 33, apresentada no Capítulo 5.

Vamos considerar três estágios denominados de Estágio 1, Estágio 2 e Estágio 3. As curvas de duração de carga anual dos diferentes estágios são as mesmas apresentados na Figura 34, no Capítulo 5, assim como a Figura 35 que mostram os preços de energia nos mercados atacadistas correspondentes aos estágios ilustrados na Figura 34.

Devido ao elevado tempo computacional, quando o modelo passou a ser dinâmico (multiestágio), optamos por não selecionar todas as barras como candidatas e sim algumas mais afastadas da subestação. As barras candidatas selecionadas foram 17, 22, 23, 24, 25, 27, 28 e a 30. O modelo selecionará para o sistema de 34 barras duas unidades de GD mais apropriada que serão designadas por GD1 e GD2, respectivamente, com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção para todos os estágios de 60 €/MWh. O conjunto de preços de contrato de cada unidade da GD foi discretizado utilizando 15 passos com valor menor de 70 €/MWh e um valor maior de 85 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. As magnitudes de tensão mínima e máxima consideradas são 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 31 são mostrados os lucros do proprietário da GD para cada estágio. No Estágio 1 o lucro total foi 41.925,22 €, quando comparamos com o resultado do Cap.5, o lucro do proprietário da GD foi 5,59% com a inclusão da localização no modelo. No Estágio 2 o lucro total do proprietário da GD trazido para o valor presente é 93.351,24 €, ou seja, 6,09% maior que o valor presente do Estágio 2 do Cap.5. No Estágio 3, os lucros foram de 152.992,55 €, 0,43% maior que o resultado do Cap.5. O lucro total do proprietário da GD, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 288.269,01 €, 2,94% maior que os 280.037,16 do Cap.5.

Tabela 31 - Lucros para os Diferentes Estágios [€]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
GD1	20.901,22	44.676,00	95.779,35	
GD2	21.024,00	58.009,34	89.352,00	
Total	41.925,22	102.685,34	185.131,35	
Valor Presente Atual	41.925,22	93.351,24	152.992,55	288.269,01
Valor Presente Cap.5	39.706,66	87.992,61	152.337,89	280.037,16
Diferença	+5,59%	+6,09%	+0,43%	+2,94%

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 32 são mostrados os preços dos contratos ótimos da GD1 e GD2 para os três estágios, preços fixados para contrato de 3 anos (horizonte de planejamento considerado). Os preços de contrato do modelo atual não variam muito em relação ao Cap.5, como observa-se na Tabela 32. No caso da GD1 do Estágio 1 e da GD2 no Estágio 3, os preços de contrato do Cap.5 se mantiveram iguais ao do modelo atual. Para a GD1 do Estágio 2 e do Estágio 3, o preço de contrato aumento um (1) euro no modelo atual, o preço era de 76€/MWh e passou para 77€/MWh. Para a GD2 do Estágio 1 e do Estágio 2 o preço de contrato chegou a diminuir no modelo atual, no Estágio 1 no Cap.5 era 77€/MWh e baixou para 76€/MWh, e no Estágio 2 de 77€/MWh baixou para 75€/MWh.

Tabela 32 - Preços de Contrato [€/MWh]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual
GD1	76,0	76,0	76,0	77,0	76,0	77,0
GD2	77,0	76,0	77,0	75,0	77,0	77,0

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 33 são mostradas as localizações das GDs do Cap.5 e as localizações ótimas determinadas pelo modelo atual, que são as barras 22 e 25, para todos os estágios, uma vez que quando instaladas seriam mantidas nos próximos estágios.

Tabela 33 - Localizações das unidades de GDs para todos os estágios

Unidade de GD	Cap.5	Atual
GD1	17	22
GD2	24	25

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 34 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os três estágios. A utilização das unidades de GDs nos dois modelos são parecidas, chegando no Estágio 2 para a GD1 ter o mesmo fator de capacidade de 20% para os dois modelos. Observa-se também que as GDs são mais utilizadas no Estágio 3 onde a demanda é a mais alta dos três estágios.

Tabela 34 - Fatores de capacidade das GDs [%]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual
GD1	10,00	9,94	20,00	20,00	41,50	42,88
GD2	8,40	10,00	24,50	29,43	43,40	40,00

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 35 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para todos os estágios, do modelo do Cap.5 e do modelo atual. Todos os pagamentos realizados no modelo atual são menores do que os do Cap.5. O pagamento total feito pela concessionária de distribuição, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 8.471.114,17€.

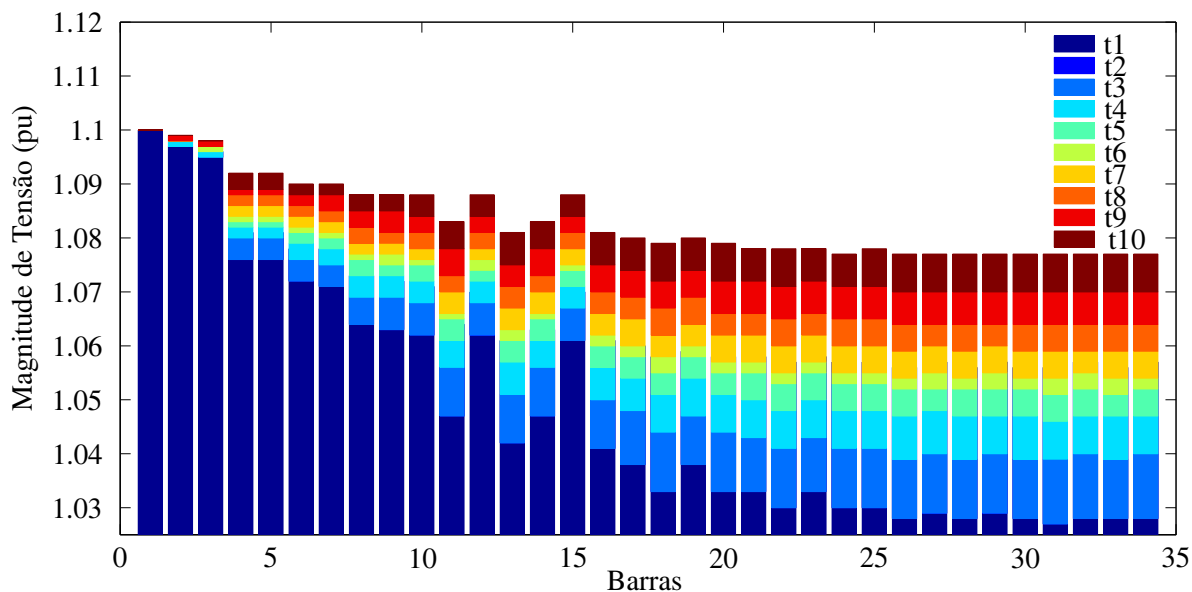
Tabela 35 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Total(Valor Presente)
Modelo Cap.5	1.970.437,12	2.782.041,91	3.727.581,24	8.480.060,27
Modelo Atual	1.968.447,30	2.775.934,30	3.726.732,56	8.471.114,17
Diferença	-0,10%	-0,22%	-0,02%	-0,10%

Fonte: Elaboração da própria autora

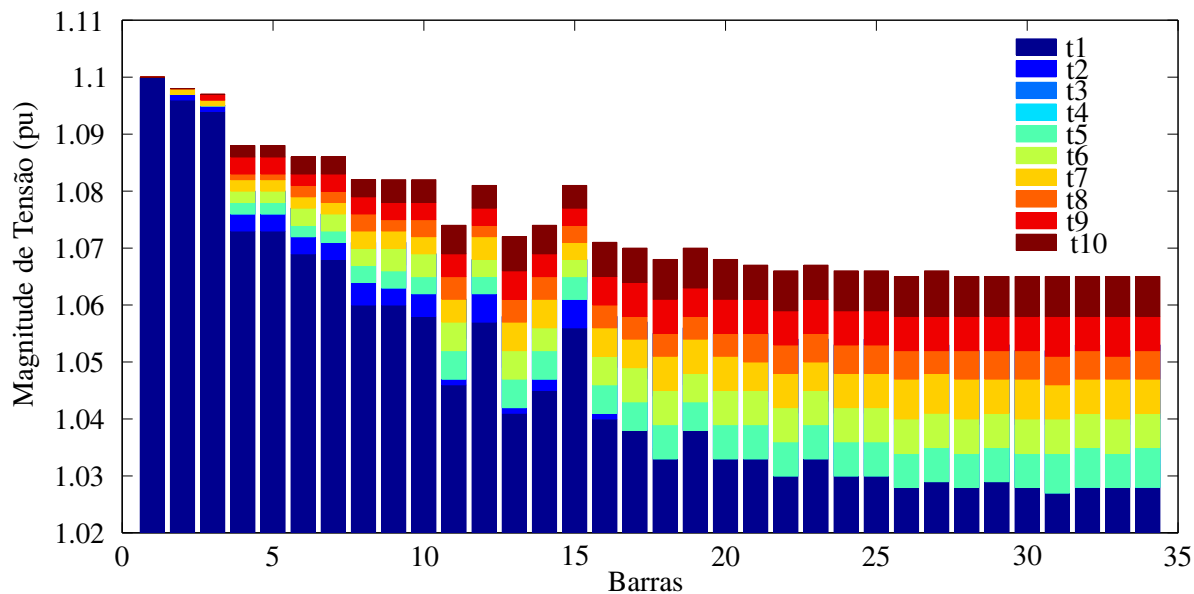
O perfil da magnitude de tensão para o Estágio 1 é apresentado na Figura 62 para os 10 períodos de tempo considerado do sistema teste de 34 barras. A Figura 63 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 2. A Figura 64 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 3.

Figura 62 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1



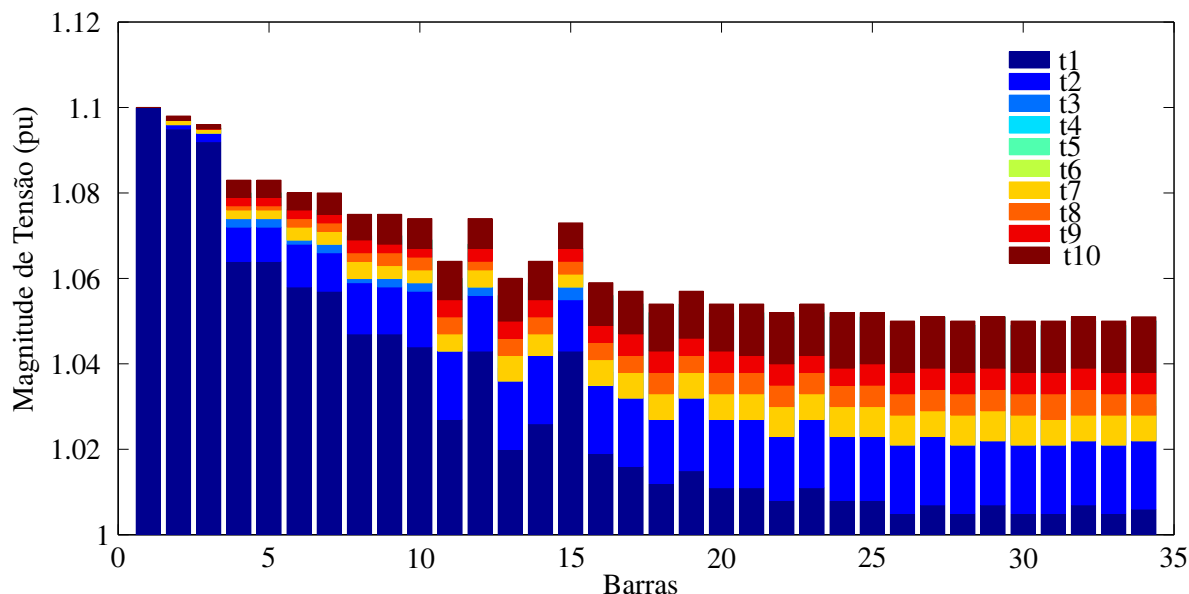
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 63 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 64 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3



Fonte: Elaboração da própria autora

8.3.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

O sistema de distribuição de 85 barras é o mesmo dos capítulos anteriores. O horizonte de planejamento será de 3 anos separados em 3 estágios diferentes com duração de 1 ano cada estágio. Esses estágios possuem demandas diferentes e são denominados de Estágio 1, Estágio 2 e Estágio 3. Foi considerado um aumento de 5% da demanda para o Estágio 2 e 10% de aumento da demanda para o Estágio 3, ambos em relação ao Estágio 1. O Estágio 1 é considerado como base (ano zero). A taxa de desconto anual $I\%$ é de 10%, usada para calcular os fatores ξ_e^{oper} ilustradas na Figura 33, apresentada no Capítulo 5. A curva de duração de carga anual destes estágios é apresentada na Figura 39, no Capítulo 5.

As barras candidatas selecionadas foram 20, 27, 32, 42, 44, 58, 59, 60 e a 81. Para o sistema de 85 barras o modelo irá selecionar três localizações ótimas das unidades de GD candidatas que serão denominadas de GD1, GD2 e GD3, com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção de 55 €/MWh para todas as unidades de GD, em todos os estágios. O conjunto de preços de contrato de cada unidade da GD foi discretizado utilizando 10 passos, com valor menor de 60 €/MWh e um valor maior de 70 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. As magnitudes de tensão mínima e máxima consideradas são 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 36 são mostrados os lucros do proprietário da GD para todos os estágios, e o valor presente de cada estágio do modelo e dos resultados apresentados no Cap.5 com o objetivo de compará-los. No Estágio 1 o lucro total trazido para o valor presente foi 263.648,11 €,

quando comparamos com o resultado do Cap.5 que foi 238.124,85 €, observa-se um aumento de 10,72% com a inclusão da localização no modelo. No Estágio 2 o lucro total do proprietário da GD trazido para o valor presente é 354.479,31 €, o valor encontrado no Cap.5 foi 374.956,71 €, ou seja, -5,46% menor que o valor presente do Estágio 2 do Cap.5. No Estágio 3, os lucros foram de 460.186,27 €, 12,56% maior que o resultado do Cap.5. O lucro total do proprietário da GD, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 1.078.313,27 €, 5,52% maior que os 1.021.902,56 € do Cap.5.

Tabela 36 - Lucros para os Diferentes Estágios [€]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
GD1	104.294,21	183.960,00	166.109,78	
GD2	30.077,37	123.913,43	196.704,43	
GD3	129.276,53	82.049,31	194.042,40	
Total	263.648,11	389.922,74	556.856,61	
Valor Presente Atual	263.648,11	354.479,31	460.186,27	1.078.313,27
Valor Presente Cap.5	238.124,85	374.956,71	408.821,00	1.021.902,56
Diferença	+10,72%	-5,46%	+12,56%	+5,52%

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 37 são mostrados os preços dos contratos ótimos da GD1, GD2 e GD3 para os três estágios do modelo atual e do Cap.5. Note que no Cap.5 a variável de acoplamento eram os preços de contratos, por esse motivo para todos os estágios eles são os mesmos, no modelo deste capítulo a variável de acoplamento são as localizações. No Estágio 1 observa-se que apenas o preço de contrato da GD2 é maior do modelo atual, os demais são menores quando comparados aos preços encontrados no Cap.5. No Estágio 2 e no Estágio 3 os preços de contrato ótimos determinados pelo modelo são todos maiores do que os mostrados no Cap.5.

Tabela 37 - Preços de Contrato [€/MWh]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual
GD1	68,0	65,0	68,0	69,0	68,0	70,0
GD2	68,0	70,0	68,0	70,0	68,0	70,0
GD3	68,0	65,0	68,0	70,0	68,0	70,0

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 38 são mostradas as localizações das GDs do Cap.5 (já estavam instaladas) e as localizações ótimas determinadas pelo modelo atual, onde observa-se que as localizações escolhidas pelo modelo são diferentes das localizações do Cap.5.

Tabela 38 - Localizações das unidades de GDs para todos os estágios

Unidade de GD	Cap.5	Atual
GD1	27	20
GD2	60	32
GD3	81	59

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 39 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os três estágios, do modelo atual e do Cap.5. No Estágio 1, a GD1 e a GD3, apresentam fatores de capacidade maiores no modelo atual. No Estágio 2, a GD1 apresenta fator de capacidade maior, as demais, GD2 e GD3 apresentam fatores de capacidade menores no modelo atual comparado com os valores do Cap.5. No Estágio 3, onde a demanda é a mais elevada, para a GD1 e para a GD2 o modelo apresenta fatores de capacidade menores dos mostrados no Cap.5.

Tabela 39 - Fatores de capacidade das GDs [%]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual	Cap.5	Atual
GD1	23,23	79,37	76,54	100,00	100,00	84,27
GD2	67,22	15,26	99,71	62,87	100,00	99,80
GD3	48,95	98,38	65,20	41,63	89,60	98,45

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 40 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para todos os estágios, do modelo do Cap.5 e do modelo atual.

Tabela 40 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

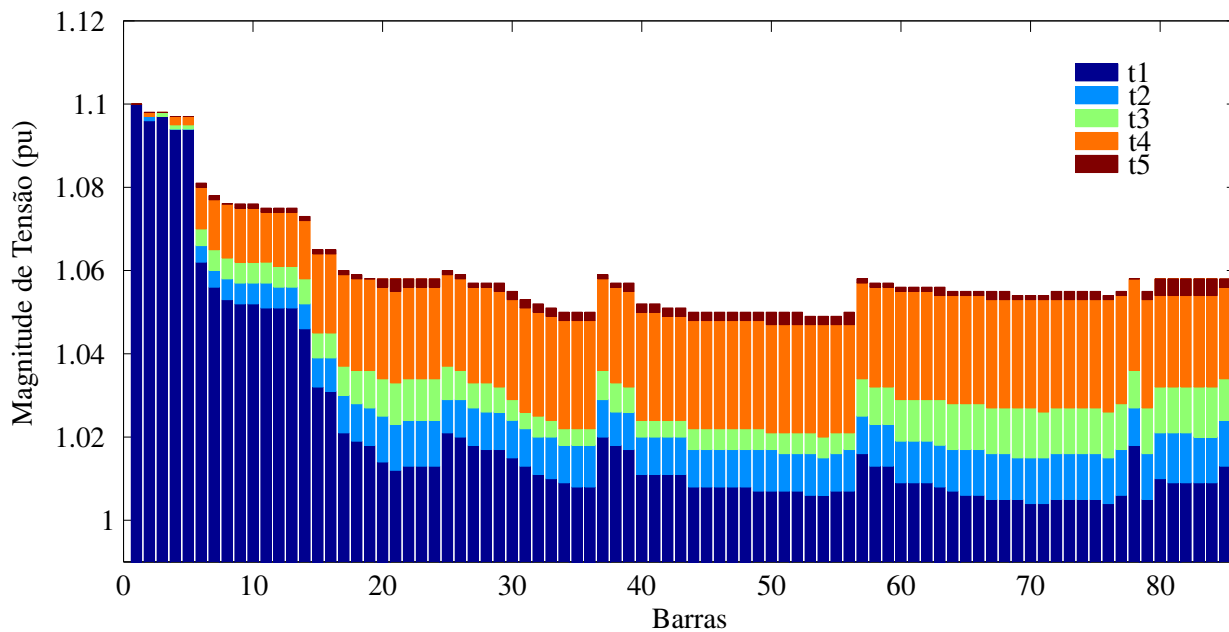
	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Total (Valor Presente)
Modelo Cap.5	4.439.981,08	4.381.754,45	4.284.209,93	13.105.945,45
Modelo Atual	4.388.036,67	4.420.279,96	4.341.356,27	13.149.672,90
Diferença	-1,17%	+0,88%	+1,33%	+0,33%

Fonte: Elaboração da própria autora

Somente no Estágio 1 que o modelo atual apresentou pagamento menor, para o Estágio 2 e Estágio 3 os pagamentos realizados pela concessionária de distribuição do modelo atual são um pouco maiores dos que os pagamentos realizados no Cap.5. O pagamento total, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 13.149.672,90 € para o modelo de localização e preço de contrato ótimo multiestágio.

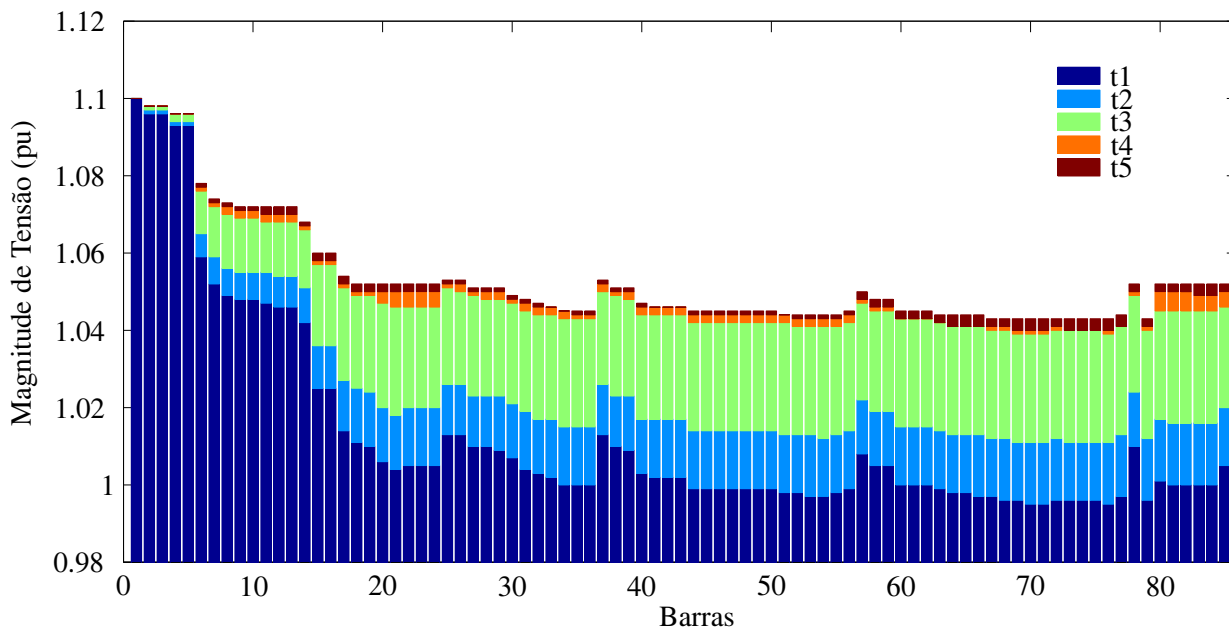
O perfil da magnitude de tensão para o Estágio 1 é apresentado na Figura 65 para os 10 período de tempo considerado do sistema teste de 34 barras. A Figura 66 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 2.

Figura 65 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1



Fonte: Elaboração da própria autora

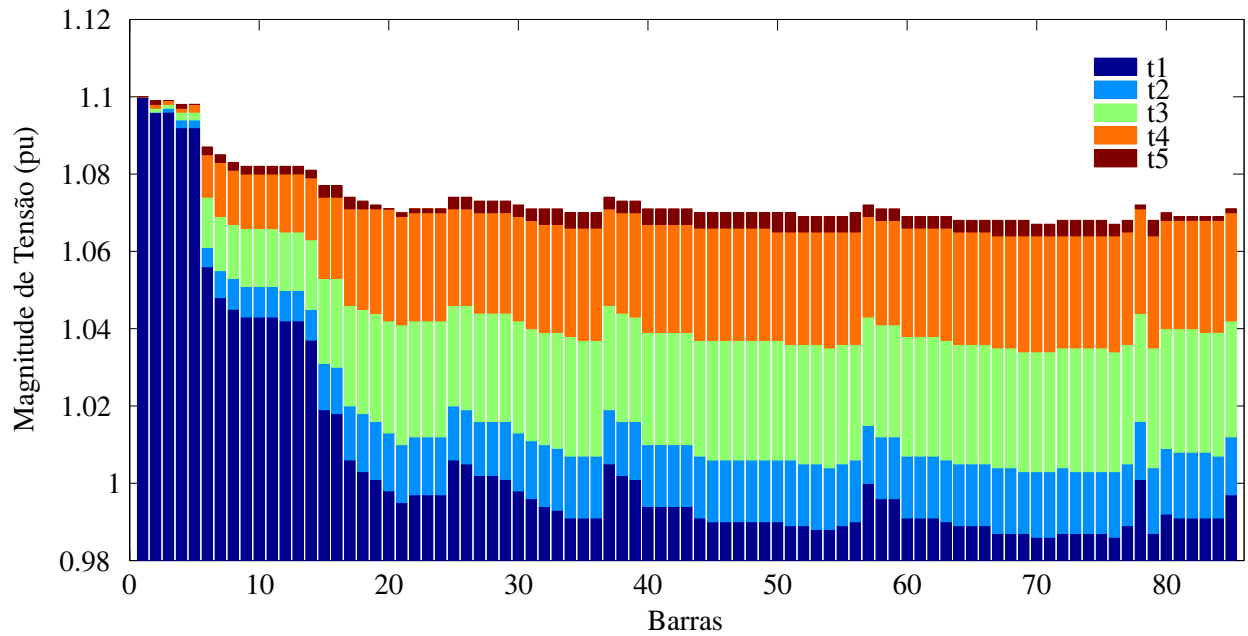
Figura 66 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 67 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 3.

Figura 67 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3



Fonte: Elaboração da própria autora

9 LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO A PRESENÇA DA POTÊNCIA REATIVA

Neste capítulo é mostrado o modelo binível de localização e preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa em sistemas de distribuição radiais de energia elétrica.

9.1 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular a localização e o preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa é apresentado pelas equações (116) – (119), onde as variáveis duais associadas com cada uma das restrições do problema de nível inferior estão colocadas ao lado. As linearizações apresentadas neste modelo são as mesmas feitas no Capítulo 6.

$$\text{Max}_{Cp_j, w_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t (Cp_j - c_j) P_{j,t}^{gd} \quad (116)$$

$$\text{Sujeito a:} \quad \sum_{j \in J} w_j \leq w^{max} \quad (117a)$$

$$w_j \in \{0, 1\} \quad \forall j \in J \quad (117b)$$

$$\text{Min}_{Q, P, Q^{se}, P^{se}, Q^{gd}, P^{gd}, V^{sqr}, I^{sqr}, \Delta^Q, \Delta^P, Q^+, P^+, Q^-, P^-} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t Cp_j P_{j,t}^{gd} \quad (118)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in L} P_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + P_{i,t}^{se} + P_{i,t}^{gd} = P_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \pi_{i,t} \quad (119a)$$

$$\sum_{ki \in L} Q_{ki,t} - \sum_{ij \in L} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + Q_{i,t}^{se} + Q_{i,t}^{gd} = Q_{i,t}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \lambda_{i,t} \quad (119b)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \alpha_{ij,t} \quad (119c)$$

$$(V^{nom})^2 I_{ij,t}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^P + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y}^Q \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \phi_{ij,t} \quad (119d)$$

$$I_{ij,t}^{sqr} - \bar{I}_{ij}^2 \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \bar{\phi}_{ij,t} \quad (119e)$$

$$-I_{ij,t}^{sqr} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T : \underline{\phi}_{ij,t} \quad (119f)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - \bar{V}^2 \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \bar{w}_{i,t} \quad (119g)$$

$$-V_{i,t}^{sqr} + \underline{V}^2 \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T : \underline{w}_{i,t} \quad (119h)$$

$$\begin{aligned}
-P_{j,t}^{gd} + \bar{P}Q_{j,t}^{gd} &\leq 0 & \forall j \in J, \forall t \in T : \bar{\beta}_{j,t} & \quad (119i) \\
-P_{j,t}^{gd} - \underline{P}Q_{j,t}^{gd} &\leq 0 & \forall j \in J, \forall t \in T : \underline{\beta}_{j,t} & \quad (119j) \\
P_{k,t}^{se} - \bar{P}_k^{se} &\leq 0 & \forall k \in K, \forall t \in T : \bar{\delta}_{k,t} & \quad (119k) \\
-P_{k,t}^{se} + \underline{P}_k^{se} &\leq 0 & \forall k \in K, \forall t \in T : \underline{\delta}_{k,t} & \quad (119l) \\
P_{j,t}^{gd} + \bar{Q}Q_{j,t}^{gd} - w_j \bar{P}_j^{gd} &\leq 0 & \forall j \in J, \forall t \in T : \bar{v}_{j,t} & \quad (119m) \\
P_{j,t}^{gd} - \underline{Q}Q_{j,t}^{gd} - w_j \underline{P}_j^{gd} &\leq 0 & \forall j \in J, \forall t \in T : \underline{v}_{j,t} & \quad (119n) \\
Q_{k,t}^{se} - \bar{Q}_k^{se} &\leq 0 & \forall k \in K, \forall t \in T : \bar{\kappa}_{k,t} & \quad (119o) \\
-Q_{k,t}^{se} + \underline{Q}_k^{se} &\leq 0 & \forall k \in K, \forall t \in T : \underline{\kappa}_{k,t} & \quad (119p) \\
(79a) : \varepsilon_{ij,t} & & & \\
(79b) : \sigma_{ij,t} & & & \\
(79c) : \eta_{ij,t} & & & \\
(79d) : \theta_{ij,t} & & & \\
(79e) : \bar{\tau}_{ij,t,y} & & & \\
(79f) : \underline{\tau}_{ij,t,y} & & & \\
(79g) : \bar{\mu}_{ij,t,y} & & & \\
(79h) : \underline{\mu}_{ij,t,y} & & & \\
(79i) : \bar{\gamma}_{ij,t} & & & \\
(79j) : \underline{\gamma}_{ij,t} & & & \\
(79k) : \bar{t}_{ij,t} & & & \\
(79l) : \underline{t}_{ij,t} & & &
\end{aligned} \quad (119q)$$

O proprietário da GD está representado no nível superior do modelo binível, onde além de determinar o preço de contrato ótimo pretende, neste modelo, determinar a localização ótima da GD, a fim de maximizar seu lucro com a venda da energia, como mostra (116).

As equações (117) são as restrições do nível superior, onde a equação (117a) determina quantas unidades de GDs podem ser instaladas no sistema e a equação (117b) modela a natureza binária da localização das unidades de GD. As restrições (117) são as únicas adicionadas em relação ao modelo que é mostrado no Capítulo 6.

A concessionária de distribuição está no nível inferior do modelo binível, e pretende minimizar os pagamentos efetuados pela compra da energia, feitos ao mercado atacadista através das subestações e ao proprietário das GDs, como apresentado em (118).

As equações (119) são as restrições do nível inferior. As equações (119a)–(119d) representam o estado de operação em regime permanente do sistema de distribuição radial considerando a presença da GD. As equações (119e) e (119f) representam os limites do quadrado da magnitude de corrente nos circuitos. As equações (119g) e (119h) representam, respectivamente, os limites máximo e mínimo do quadrado da magnitude de tensão nas barras. As equações (119i),

(119j), (119m) e (119n) representam os limites de operação das unidades de GDs. Se $w_j = 0$, então $P_{j,t}^{gd} = 0$ e $Q_{j,t}^{gd} = 0$, caso contrário, $P_{j,t}^{gd} + \overline{Q}Q_{j,t}^{gd} - \overline{P}_j^{gd} \leq 0$ e $P_{j,t}^{gd} - \underline{Q}Q_{j,t}^{gd} - \overline{P}_j^{gd} \leq 0$. As equações (119k), (119l), (119o) e (119p) correspondem aos limites máximos e mínimos das potências ativa e reativa fornecidas pelas subestações, respectivamente. As equações (119q) são as restrições de linearização do modelo.

9.2 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

O problema binível (116) – (119) será transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior por um conjunto de restrições que representam a solução dele e incorporando-as ao problema do nível superior. Para isso é necessário determinar o problema dual associado ao problema do nível inferior (118) – (119).

9.2.1 Problema dual correspondente ao problema do nível inferior

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left(P_{i,t}^d \pi_{i,t} + Q_{i,t}^d \lambda_{i,t} + \overline{V}^2 \overline{w}_{i,t} - \underline{V}^2 \underline{w}_{i,t} \right) + \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \left(\overline{T}_{ij}^2 \overline{\phi}_{ij,t} \right) + \\ & \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \left(\overline{P}_j^{gd} w_j \overline{v}_{j,t} + \overline{P}_j^{gd} w_j \underline{v}_{j,t} \right) + \sum_{ij \in L} \sum_{t \in T} \sum_{y \in Y} \left(\overline{\Delta}_{ij}^S (\overline{\tau}_{ij,t,y} + \underline{\mu}_{ij,t,y}) \right) \quad (120) \\ \overline{\kappa}, \underline{\kappa}, \overline{\tau}, \underline{\tau}, \overline{\underline{v}}, \underline{\underline{v}}, \overline{\underline{\mu}}, \underline{\underline{\mu}}, \overline{\underline{\gamma}}, \underline{\underline{\gamma}}, \overline{\underline{\phi}}, \underline{\underline{\phi}}, \overline{\underline{\beta}}, \underline{\underline{\beta}}, \overline{\underline{\delta}}, \underline{\underline{\delta}}, \overline{\underline{\tau}}, \underline{\underline{\tau}}. \quad & \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \left(\overline{P}_k^{se} \overline{\delta}_{k,t} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t} + \overline{Q}_k^{se} \overline{\kappa}_{k,t} - \underline{Q}_k^{se} \underline{\kappa}_{k,t} \right) \end{aligned}$$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t} + \overline{\delta}_{k,t} - \underline{\delta}_{k,t} = \Delta t \rho_{k,t} \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (121a)$$

$$\pi_{j,t} - \overline{\beta}_{j,t} - \underline{\beta}_{j,t} + \overline{v}_{j,t} + \underline{v}_{j,t} = \Delta t C p_j \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (121b)$$

$$\lambda_{k,t} + \overline{\kappa}_{k,t} - \underline{\kappa}_{k,t} = 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (121c)$$

$$\lambda_{j,t} + \overline{P}\overline{\beta}_{j,t} - \underline{P}\underline{\beta}_{j,t} + \overline{Q}\overline{v}_{j,t} - \underline{Q}\underline{v}_{j,t} = 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (121d)$$

$$\sum_{ij \in L} \alpha_{ij,t} - \sum_{ji \in L} \alpha_{ji,t} + \overline{w}_{i,t} - \underline{w}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (121e)$$

$$-R_{ij} \pi_{i,t} - X_{ij} \lambda_{i,t} - Z_{ij}^2 \alpha_{ij,t} + (V^{nom})^2 \phi_{ij,t} + \overline{\phi}_{ij,t} - \underline{\phi}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121f)$$

$$-\pi_{i,t} + \pi_{j,t} - 2R_{ij} \alpha_{ij,t} - \varepsilon_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121g)$$

$$-\lambda_{i,t} + \lambda_{j,t} - 2X_{ij} \alpha_{ij,t} - \eta_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121h)$$

$$-m_{ij,y}^S \phi_{ij,t} - \sigma_{ij,t} + \overline{\tau}_{ij,t,y} - \underline{\tau}_{ij,t,y} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y \quad (121i)$$

$$-m_{ij,y}^S \phi_{ij,t} - \theta_{ij,t} + \overline{\mu}_{ij,t,y} - \underline{\mu}_{ij,t,y} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y \quad (121j)$$

$$\varepsilon_{ij,t} + \sigma_{ij,t} - \overline{\gamma}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121k)$$

$$-\varepsilon_{ij,t} + \sigma_{ij,t} - \underline{\gamma}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121l)$$

$$\eta_{ij,t} + \theta_{ij,t} - \bar{\tau}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121m)$$

$$-\eta_{ij,t} + \theta_{ij,t} - \underline{\tau}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121n)$$

$$\bar{\tau}_{ij,t,y}, \underline{\tau}_{ij,t,y}, \bar{\mu}_{ij,t,y}, \underline{\mu}_{ij,t,y} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y \quad (121o)$$

$$\bar{\phi}_{ij,t}, \underline{\phi}_{ij,t}, \bar{\gamma}_{ij,t}, \underline{\gamma}_{ij,t}, \bar{\nu}_{ij,t}, \underline{\nu}_{ij,t} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T \quad (121p)$$

$$\bar{w}_{i,t}, \underline{w}_{i,t} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (121q)$$

$$\bar{\beta}_{j,t}, \underline{\beta}_{j,t}, \bar{v}_{j,t}, \underline{v}_{j,t} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (121r)$$

$$\bar{\delta}_{k,t}, \underline{\delta}_{k,t}, \bar{\kappa}_{k,t}, \underline{\kappa}_{k,t} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (121s)$$

9.2.2 Formulação da Programação Não-Linear

O problema de um único nível equivalente do problema binível (116) – (119) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j, w_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (122)$$

Sujeito a:

Restrição (117) : *Restrições do nível superior;*

Restrição (119) : *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (121) : *Restrições duais do nível inferior;*

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C p_j P_{j,t}^{gd} = (120) : \text{Condição da dualidade forte não-linear.} \quad (123)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão Cp_j e $P_{j,t}^{gd}$, w_j e $\bar{v}_{j,t}$, e w_j e $\underline{v}_{j,t}$ na função objetivo e na condição de dualidade forte, respectivamente. O modelo de um único nível não-linear (122) – (123) será transformado em um PLIM “equivalente”, com o objetivo de resolver esse problema usando um *solver* convencional PLIM, como será mostrado a seguir.

9.2.3 Formulação da Programação Linear Inteira Mista

O produto $Cp_j P_{j,t}^{gd}$ é linearizado usando as variáveis binárias $x_{j,q}$ e variáveis auxiliares $CP_{j,t,q}^{gd}$, $\forall q = 1, \dots, Q$, como mostrado no Capítulo 7.

Os produtos $\bar{P}_j^{gd} w_j \bar{v}_{j,t}$ e $\bar{P}_j^{gd} w_j \underline{v}_{j,t}$ podem ser linearizados usando as variáveis auxiliares $PV_{j,t}^{gd}$ e $Pv_{j,t}^{gd}$, respectivamente, conforme as restrições (124).

$$-Mw_j \leq PV_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (124a)$$

$$-M(1 - w_j) \leq \bar{P}_j^{gd} \bar{v}_{j,t} - PV_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (124b)$$

$$-Mw_j \leq PV_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (124c)$$

$$-M(1-w_j) \leq \bar{P}_j^{gd} \underline{v}_{j,t} - PV_{j,t}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (124d)$$

onde M fornece um grau suficiente de liberdade para $PV_{j,t}^{gd}$ e $PV_{j,t}^{gd}$. As restrições (124) definem o valor de $PV_{j,t}^{gd}$ e $PV_{j,t}^{gd}$, $\forall j \in J, \forall t \in T$. Se $w_j = 0$, então $PV_{j,t}^{gd} = PV_{j,t}^{gd} = 0$, $-M \leq \bar{P}_j^{gd} \bar{v}_{j,t} \leq 0$ e $-M \leq \bar{P}_j^{gd} \underline{v}_{j,t} \leq 0$; caso contrário, $PV_{j,t}^{gd} = \bar{P}_j^{gd} \bar{v}_{j,t}$, $PV_{j,t}^{gd} = \bar{P}_j^{gd} \underline{v}_{j,t}$, $-M \leq PV_{j,t}^{gd} \leq 0$ e $-M \leq PV_{j,t}^{gd} \leq 0$.

Finalmente, o problema equivalente de (122) – (123) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp_j, w_j} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t C P_{j,t,q}^{gd} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t c_j P_{j,t}^{gd} \quad (125)$$

Sujeito a:

Restrição (117): *Restrições do nível superior;*

Restrição (119): *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (121): *Restrições duais do nível inferior;*

Restrições (100) e (124): *Linearizações;*

$$\begin{aligned} & \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t} P_{k,t}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \Delta t C P_{j,t,q}^{gd} = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left(P_{i,t}^d \pi_{i,t} + Q_{i,t}^d \lambda_{i,t} + \bar{V}^2 \bar{w}_{i,t} - V^2 \underline{w}_{i,t} \right) + \\ & \sum_{ij \in Lt \in T} \left(\bar{I}_{ij}^2 \bar{\phi}_{ij,t} \right) + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \left(PV_{j,t}^{gd} + PV_{j,t}^{gd} \right) + \sum_{ij \in Lt \in T} \sum_{y \in Y} \left(\bar{\Delta}_{ij}^S (\bar{\tau}_{ij,t,y} + \bar{\mu}_{ij,t,y}) \right) + \\ & \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \left(\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t} + \bar{Q}_k^{se} \bar{\kappa}_{k,t} - \underline{Q}_k^{se} \underline{\kappa}_{k,t} \right) : \text{Condição da dualidade forte linear.} \quad (126) \end{aligned}$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto. O modelo dado por (125) – (126) substituem o modelo (122) – (123), respectivamente. Este tipo de problema de otimização pode ser resolvido com a ajuda de um software de otimização comercial.

9.3 TESTES E RESULTADOS

Os sistemas testes usados para determinar a localização e preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa são os mesmos sistemas de distribuição apresentados nos capítulos anteriores, o sistema de 34 e o de 85 barras. Os resultados deste capítulo serão comparados com os resultados do Capítulo 7, o qual denotaremos de Modelo Cap.7. O modelo proposto foi resolvido usando o CPLEX 12.5 (IBM ILOG, 2012) no AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) para ambos os sistemas.

9.3.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

Os cenários considerados no sistema de distribuição de 34 barras são os mesmos anteriores, todos com duração de um ano, o cenário A é de alta demanda, o cenário B é de média demanda e o cenário C é de baixa demanda. As localizações das GDs a serem determinadas pelo modelo serão denominadas de GD1 e GD2. As unidades de GDs possuem capacidades máximas de potência ativa de 1,5 MW, de potência reativa 0,5 MVar e custo de produção de 60 €/MWh. O preço de contrato de cada unidade da GD é discretizado utilizando 30 passos com valor menor de 65 €/MWh e um valor maior de 95 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. As GDs operam considerando que $\overline{fp} = \underline{fp} = 0,92$. Foram consideradas magnitudes de tensão mínima e máxima de 9,45 kV e 11 kV, respectivamente.

Tabela 41 - Lucros para os Diferentes Cenários [€]

Unidade GD	Cenário A	Cenário B	Cenário C
GD1	91.491,15	64.009,50	24.177,60
GD2	117.123,27	50.772,96	22.968,72
Total Modelo Atual	208.614,42	114.782,46	47.146,32
Total Modelo Cap. 7	193.538,01	105.527,95	42.314,58
Diferença	+7,79%	+8,77%	+11,42%

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 41 são apresentados os lucros do proprietário da GD do Modelo Atual para cada uma das unidades de GDs instaladas, neste caso GD1 e GD2, e os lucros totais obtidos nos Modelos Atual e Cap. 7, nos cenários A, B e C. Observa-se que o lucro total do proprietário da GD do Modelo Atual são maiores que os do Modelo Cap. 7, para todos os cenários. No Cenário A o lucro total do proprietário da GD foi de 208.614,42 €, ou seja, 7,79% maior que o lucro obtido no Modelo Cap. 7, que foi de 193.538,01 €. No Cenário B o lucro total do Modelo Atual foi de 8,77% maior em relação ao Modelo Cap. 7, e para o Cenário C o lucro chegou a ser de 11,42%.

Os preços de contrato ótimo da GD1 e da GD2 para os diferentes cenários obtidos pelos Modelo Atual e pelo Modelo Cap. 7 são mostrados na Tabela 42. No Cenário A o preço de contrato ótimo da GD1 que era de 79,0 €/MWh no Modelo Cap.7, aumentou para 86,0 €/MWh no Modelo Atual, e para a GD2 o preço se manteve igual em 82,0 €/MWh em ambos os modelos. No Cenário B observa-se que tanto para a GD1 como para a GD2 o preço de contrato ótimo aumentou no Modelo Atual, na GD1 de 75,0 €/MWh foi para 78,0 €/MWh e na GD2 de 79,0 €/MWh foi para 81,0 €/MWh. No Cenário C para a GD1 o preço se manteve igual nos dois modelos, no valor de 70,0 €/MWh, e para a GD2 ocorreu um aumento do preço de contrato ótimo do Modelo Cap.7 em relação ao Modelo Atual de 76,0 €/MWh para 79,0 €/MWh, respectivamente.

Tabela 42 - Preços de Contrato [€/MWh]

GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Cap. 7	Atual	Cap. 7	Atual	Cap. 7	Atual
GD1	79,0	86,0	75,0	78,0	70,0	70,0
GD2	82,0	82,0	79,0	81,0	76,0	79,0

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 43 são mostradas as localizações ótimas das GDs considerando a presença da potência reativa escolhidas pelo modelo apresentado neste capítulo e as apresentadas no Modelo do Cap.7. Com exceção das localizações da GD2 no Cenário A que são as mesmas, as demais localizações dos modelos são diferentes. Por exemplo, no Cenário B a localização da GD1 é a barra 23 no Modelo Cap.7 e no Modelo Atual a barra escolhida é a 25. No Cenário C, a localização da GD2 é a barra 25 escolhida pelo Modelo do Cap.7, e pelo Modelo Atual é a barra 30. Observamos que no Modelo Atual para a GD2 a barra escolhida em todos o cenários, é a barra 30.

Tabela 43 - Localizações das unidades de GDs

GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Cap. 7	Atual	Cap. 7	Atual	Cap. 7	Atual
GD1	27	25	23	25	22	17
GD2	30	30	24	30	25	30

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 44 apresenta os fatores de capacidades das unidades de GDs para todos os cenários. O Cenário A, que possui alta demanda, tem os mais altos fatores de capacidade conforme podemos observar, a GD1 tem fator de capacidade de 42,78% para o Modelo Cap. 7 e a GD2 tem fator de capacidade de 40,52% para o Modelo Atual. No Cenário B vemos que os fatores de capacidade dos dois modelos são aproximados, para a GD1 28,45% e 27,06% e para a GD2 19,80% e 18,40%, modelos Cap. 7 e Atual, respectivamente. O Cenário C, que possui baixa demanda, tem fatores de capacidade de 16,30% e 18,40% para a GD1 e 9,94% e 9,20% para a GD2, dos modelos Cap.7 e Atual, respectivamente.

Tabela 44 - Fatores de capacidade das GDs [%]

GD	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	Cap. 7	Atual	Cap. 7	Atual	Cap. 7	Atual
GD1	42,78	26,78	28,45	27,06	16,30	18,40
GD2	30,00	40,52	19,80	18,40	9,94	9,20

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 45 são apresentados os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição ao proprietário da GD e ao mercado atacadista para os cenários A, B e C do modelo Cap.7 e do modelo Atual. Observa-se que para todos os cenários houve um aumento dos pagamentos feitos pela concessionária de distribuição do Modelo Cap.7 para o Modelo Atual, no Cenário A que teve o maior aumento, foi de 2,30%, no Cenário B o aumento foi de 1,74% e no Cenário C o aumento foi de 1,33%.

Tabela 45 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Modelo Cap.7	4.540.368,95	3.060.067,44	1.959.781,13
Modelo Atual	4.644.683,45	3.113.313,23	1.985.857,30
Diferença	+2,30%	+1,74%	+1,33%

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 46 mostra a energia ativa e reativa gerada pelas unidades GD1 e GD2 para os cenários A, B e C.

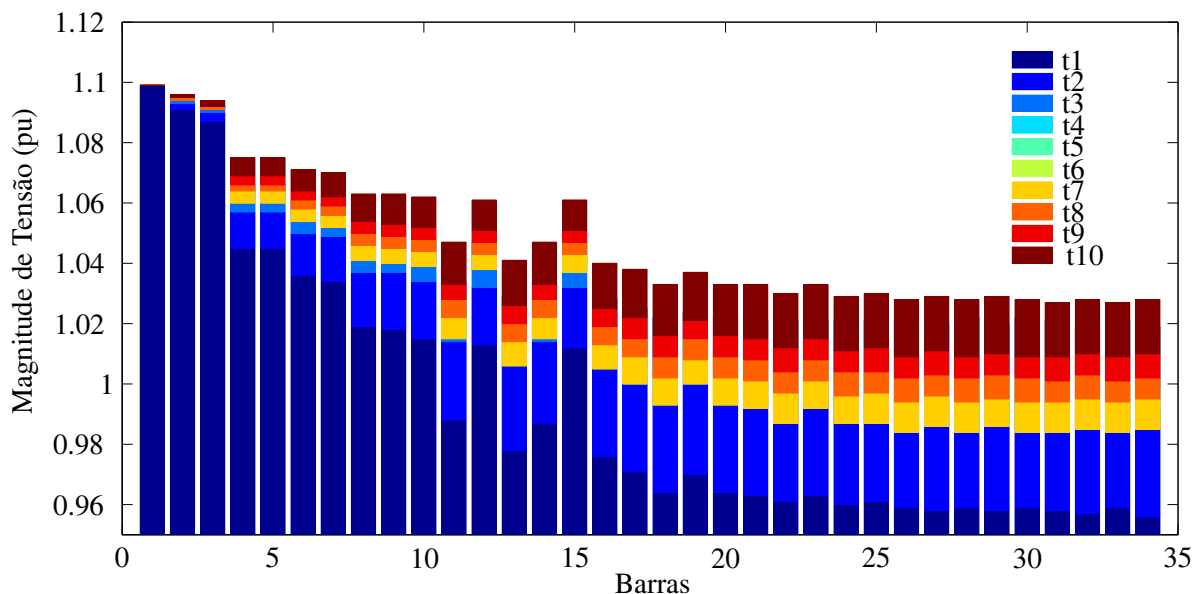
Tabela 46 - Energia ativa e reativa geradas pelas GDs

		GD1	GD2	Total
Cenário A	Ativa [kWh]	3.518.890,31	5.323.785,05	8.842.675,36
	Reativa [kVArh]	1.499.040,99	2.267.922,94	3.766.963,93
Cenário B	Ativa [kWh]	3.556.083,21	2.417.760,00	5.973.843,21
	Reativa [kVArh]	1.514.885,10	1.029.961,45	2.544.846,55
Cenário C	Ativa [kWh]	2.417.760,00	1.208.880,00	3.626.640,00
	Reativa [kVArh]	1.029.961,45	514.980,72	1.544.942,17

Fonte: Elaboração da própria autora

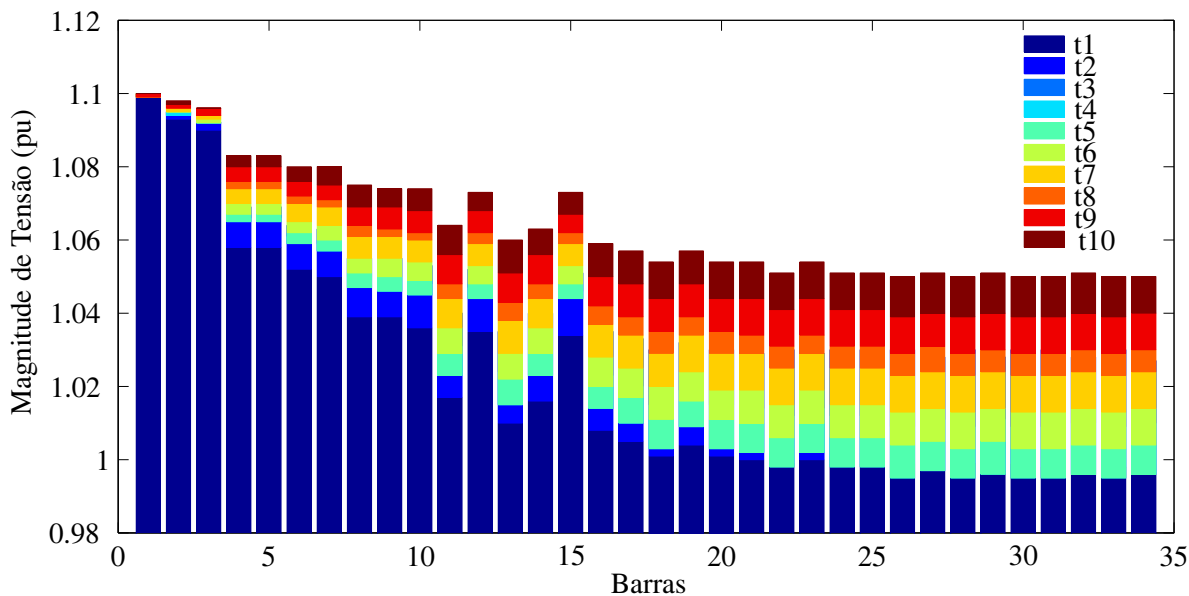
As Figuras 68 e 69 mostram o perfil da magnitude de tensão no Cenário A e no Cenário B para as 34 barras considerando os 10 períodos de tempo anual, respectivamente.

Figura 68 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário A



Fonte: Elaboração da própria autora

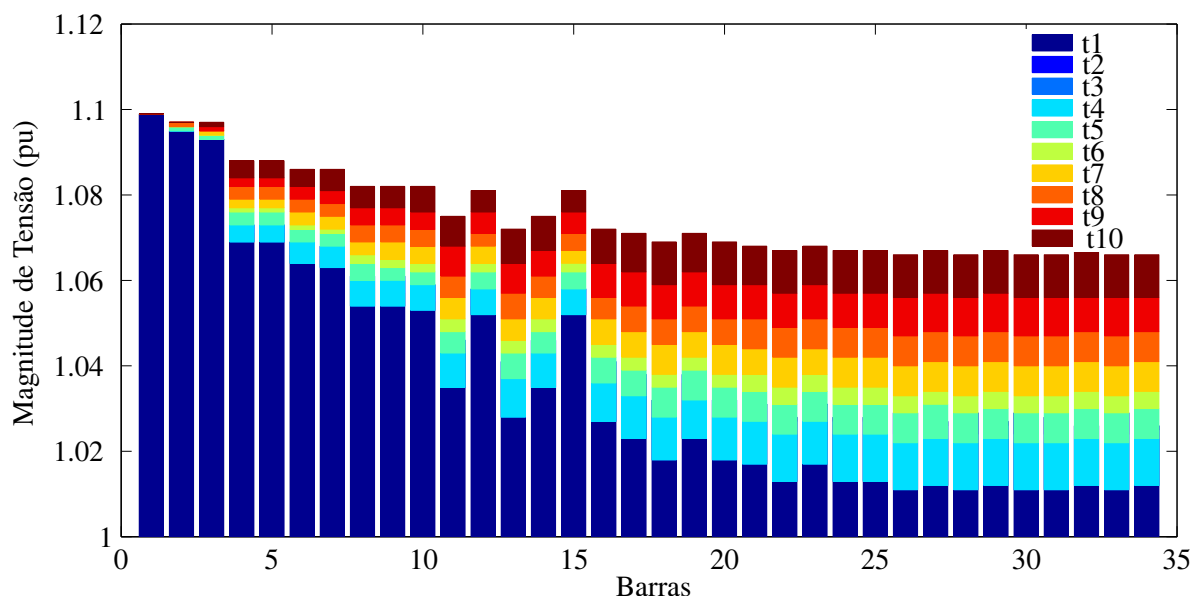
Figura 69 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário B



Fonte: Elaboração da própria autora

O perfil da magnitude de tensão para o Cenário C é apresentado na Figura 70 para os 10 período de tempo considerado do sistema teste de 34 barras.

Figura 70 - Perfil da Magnitude de Tensão no Cenário C



Fonte: Elaboração da própria autora

9.3.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

As localizações do sistema teste de 85 barras serão determinadas pelo modelo e denominadas de GD1, GD2 e GD3, respectivamente. Todas as GDs possuem capacidade de produção de 1,5 MW e custo de 55 €/MWh. A discretização dos preços de contrato da GD variou no intervalo de 60 a 70 €/MWh totalizando 10 passos. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. As GDs operam considerando que $\overline{fp} = \underline{fp} = 0,92$. As magnitudes de tensão mínima e máxima consideradas são de 9,45 kV e 11 kV, respectivamente.

A Tabela 47 apresenta as localizações e os preços de contratos da GD1, GD2 e GD3, do Modelo Cap.7 e do Modelo Atual para o sistema teste de 85 barras. As localizações escolhidas pelo Modelo Cap.7 são as barras 20, 32 e 59, e as localizações escolhidas pelo Modelo Atual são as barras 20, 32 e 58, ou seja, somente uma das localizações escolhidas não é a mesma, para a GD3 a barra escolhida é a 59 no Modelo Cap.7 e no Modelo Atual é a barra 58, mas a localização delas no sistema de 85 barras é próxima. Os preços de contrato ótimo diminuíram no Modelo Atual em relação ao Modelo Cap.7 que era de 65,0 €/MWh passou para 63,0 €/MWh.

Tabela 47 - Localizações e Preços dos Contratos [€/MWh]

Unidade GD	Modelo Cap.7		Modelo Atual	
	Barra	Preço	Barra	Preço
GD1	20	65,0	20	63,0
GD2	32	65,0	32	63,0
GD3	59	65,0	58	63,0

Fonte: Elaboração da própria autora

Os fatores de capacidade são mostrados na Tabela 48 do Modelo Cap.7 e do Modelo Atual. Observa-se que as GDs, em ambos os modelos, operam com fatores de capacidades aproximados.

Tabela 48 - Fatores de capacidade das GDs [%]

Unidade GD	Modelo Cap.7	Modelo Atual
GD1	65,89	68,44
GD2	85,19	90,12
GD3	77,02	80,72

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 49 mostra o lucro do proprietário das GDs obtido no Modelo Cap.7 e no Modelo Atual para as três GDs alocadas no sistema teste de 85 barras e o lucro total. Neste sistema teste os lucros do Modelo Atual foram menores do que os apresentados no Modelo Cap.7 para todas as unidades de GD, assim, o lucro total no Modelo Cap.7 foi de 299.724,81 €, e do Modelo Atual foi de 251.055,00 €, ou seja, o lucro foi 19,39% maior no Modelo Cap.7.

Tabela 49 - Lucros das unidades de GDs [€]

Unidade GD	Modelo Cap.7	Modelo Atual
GD1	86.577,72	71.940,71
GD2	111.943,73	94.735,97
GD3	101.203,37	84.378,32
Total	299.724,81	251.055,00

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 50 são apresentados os pagamentos feito pela concessionária de distribuição no Modelo Cap.7 e no Modelo Atual. Os pagamentos feitos no Modelo Atual são menores do que os apresentados no Modelo Cap.7, cerca de -1,79% menores.

Tabela 50 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]

Modelo Cap.7	4.367.355,07
Modelo Atual	4.288.927,37
Diferença	-1,79%

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 51 mostra a energia ativa e reativa geradas pelas unidades GD1, GD2 e GD3 para o sistema de 85 barras.

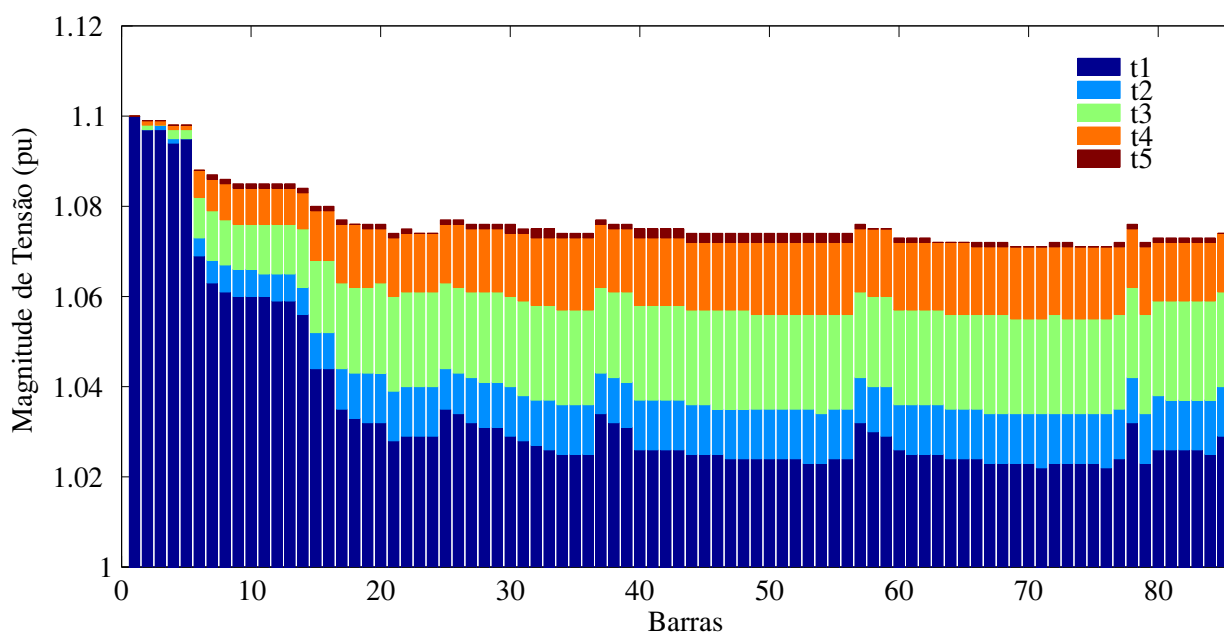
Tabela 51 - Energia ativa e reativa geradas pelas GDs

Unidade GD	Ativa [kWh]	Reativa [kVArh]
GD1	8.992.588,13	3.830.826,50
GD2	11.841.995,90	5.044.669,13
GD3	10.547.290,51	4.493.126,94
Total	31.381.874,54	13.368.622,57

Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 71 mostra o perfil da magnitude de tensão para o sistema teste de 85 barras nos cinco períodos de tempo.

Figura 71 - Perfil da Magnitude de Tensão do Sistema 85 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

10 LOCALIZAÇÃO E PREÇO DE CONTRATO ÓTIMO MULTIESTÁGIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO A PRESENÇA DA POTÊNCIA REATIVA

Neste capítulo é mostrado o modelo binível de localização e preço de contrato ótimo multi-estágio da GD considerando a presença da potência reativa em sistemas de distribuição radiais de energia elétrica.

10.1 LINEARIZAÇÃO

A linearização de $P_{ij,t,e}^2 + Q_{ij,t,e}^2$ é feita como mostrada no Capítulo 6, incluindo o conjunto E de estágios de planejamento, é definido por (127) – (128).

$$P_{ij,t,e}^2 + Q_{ij,t,e}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y,e}^P + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y,e}^Q \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (127)$$

$$P_{ij,t,e}^+ - P_{ij,t,e}^- = P_{ij,t,e} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128a)$$

$$P_{ij,t,e}^+ + P_{ij,t,e}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta_{ij,t,y,e}^P \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128b)$$

$$Q_{ij,t,e}^+ - Q_{ij,t,e}^- = Q_{ij,t,e} \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128c)$$

$$Q_{ij,t,e}^+ + Q_{ij,t,e}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta_{ij,t,y,e}^Q \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128d)$$

$$\Delta_{ij,t,y,e}^P - \bar{\Delta}_{ij}^S \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y, \forall e \in E \quad (128e)$$

$$-\Delta_{ij,t,y,e}^P \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y, \forall e \in E \quad (128f)$$

$$\Delta_{ij,t,y,e}^Q - \bar{\Delta}_{ij}^S \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y, \forall e \in E \quad (128g)$$

$$-\Delta_{ij,t,y,e}^Q \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, y = 1, \dots, Y, \forall e \in E \quad (128h)$$

$$-P_{ij,t,e}^+ \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128i)$$

$$-P_{ij,t,e}^- \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128j)$$

$$-Q_{ij,t,e}^+ \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128k)$$

$$-Q_{ij,t,e}^- \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (128l)$$

em que

$$m_{ij,y}^S = (2y - 1) \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in L, y = 1, \dots, Y$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{V^{nom} \bar{I}_{ij}}{Y} \quad \forall ij \in L.$$

10.2 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR BINÍVEL

A formulação linear binível para calcular a localização e o preço de contrato ótimo multi-estágio da GD considerando a presença da potência reativa é apresentada pelas equações (116) – (119), onde as variáveis duais associadas com cada uma das restrições do problema de nível inferior estão colocadas ao lado.

$$\text{Max}_{C_{p,w}} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t (C_{p_{j,e}} - c_{j,e}) P_{j,t,e}^{gd} \quad (129)$$

$$\text{Sujeito a:} \quad \sum_{j \in J} w_{j,e} \leq w^{max} \quad \forall e \in E \quad (130a)$$

$$w_{j,e} \geq w_{j,e-1} \quad \forall j \in J, \forall e \in E \mid e > 1 \quad (130b)$$

$$w_{j,e} \in \{0, 1\} \quad \forall j \in J, \forall e \in E \quad (130c)$$

$$\text{Min}_{Q, P, Q^{se}, P^{se}, Q^{gd}, P^{gd}, V^{sqr}, I^{sqr}, \Delta^Q, \Delta^P, Q^+, P^+, Q^-, P^-} \sum_{e \in E} \xi_e^{oper} \left[\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \Delta t C_{p_{j,e}} P_{j,t,e}^{gd} \right] \quad (131)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in L} P_{ki,t,e} - \sum_{ij \in L} \left(P_{ij,t,e} + R_{ij} I_{ij,t,e}^{sqr} \right) + P_{i,t,e}^{se} + P_{i,t,e}^{gd} = P_{i,t,e}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \pi_{i,t,e} \quad (132a)$$

$$\sum_{ki \in L} Q_{ki,t,e} - \sum_{ij \in L} \left(Q_{ij,t,e} + X_{ij} I_{ij,t,e}^{sqr} \right) + Q_{i,t,e}^{se} + Q_{i,t,e}^{gd} = Q_{i,t,e}^d \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \lambda_{i,t,e} \quad (132b)$$

$$V_{i,t,e}^{sqr} - 2 \left(R_{ij} P_{ij,t,e} + X_{ij} Q_{ij,t,e} \right) - Z_{ij}^2 I_{ij,t,e}^{sqr} - V_{j,t,e}^{sqr} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \alpha_{ij,t,e} \quad (132c)$$

$$(V^{nom})^2 I_{ij,t,e}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y,e}^P + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^S \Delta_{ij,t,y,e}^Q \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \phi_{ij,t,e} \quad (132d)$$

$$I_{ij,t,e}^{sqr} - \bar{I}_{ij}^2 \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\phi}_{ij,t,e} \quad (132e)$$

$$-I_{ij,t,e}^{sqr} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\phi}_{ij,t,e} \quad (132f)$$

$$V_{i,t,e}^{sqr} - \bar{V}^2 \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{w}_{i,t,e} \quad (132g)$$

$$-V_{i,t,e}^{sqr} + \underline{V}^2 \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{w}_{i,t,e} \quad (132h)$$

$$-P_{j,t,e}^{gd} + \bar{P} Q_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\beta}_{j,t,e} \quad (132i)$$

$$-P_{j,t,e}^{gd} - \underline{P} Q_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\beta}_{j,t,e} \quad (132j)$$

$$P_{k,t,e}^{se} - \bar{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \bar{\delta}_{k,t,e} \quad (132k)$$

$$-P_{k,t,e}^{se} + \underline{P}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\delta}_{k,t,e} \quad (132l)$$

$$P_{j,t,e}^{gd} + \overline{Q}Q_{j,t,e}^{gd} - w_{j,e}\overline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \overline{v}_{j,t,e} \quad (132m)$$

$$P_{j,t,e}^{gd} - \underline{Q}Q_{j,t,e}^{gd} - w_{j,e}\overline{P}_j^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{v}_{j,t,e} \quad (132n)$$

$$Q_{k,t,e}^{se} - \overline{Q}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \overline{\kappa}_{k,t,e} \quad (132o)$$

$$-Q_{k,t,e}^{se} + \underline{Q}_k^{se} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E : \underline{\kappa}_{k,t,e} \quad (132p)$$

$$\left. \begin{array}{l} (128a) : \varepsilon_{ij,t,e} \\ (128b) : \sigma_{ij,t,e} \\ (128c) : \eta_{ij,t,e} \\ (128d) : \theta_{ij,t,e} \\ (128e) : \overline{\tau}_{ij,t,y,e} \\ (128f) : \underline{\tau}_{ij,t,y,e} \\ (128g) : \overline{\mu}_{ij,t,y,e} \\ (128h) : \underline{\mu}_{ij,t,y,e} \\ (128i) : \overline{\gamma}_{ij,t,e} \\ (128j) : \underline{\gamma}_{ij,t,e} \\ (128k) : \overline{\tau}_{ij,t,e} \\ (128l) : \underline{\tau}_{ij,t,e} \end{array} \right\} \quad (132q)$$

Sendo $\pi_{i,t,e}$ a variável dual associada com a restrição da equação de balanço de potência ativa na barra i no período t , no estágio e . $\lambda_{i,t,e}$ a variável dual associada com a restrição da equação de balanço de potência reativa na barra i no período t , no estágio e . $\alpha_{ij,t,e}$ a variável dual associada à restrição de queda de tensão no circuito ij no período t , no estágio e . $\phi_{ij,t,e}$ a variável dual associada com a restrição do cálculo do quadrado de magnitude do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e . $\overline{\phi}_{ij,t,e}$ e $\underline{\phi}_{ij,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo dos limites do fluxo da corrente do circuito ij no período t , no estágio e , respectivamente. $\overline{w}_{i,t,e}$ e $\underline{w}_{i,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo das tensões da barra i no período t , no estágio e . $\overline{\beta}_{j,t,e}$, $\underline{\beta}_{j,t,e}$, $\overline{v}_{j,t,e}$ e $\underline{v}_{j,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de operação das potências ativa e reativa geradas pela unidade de GD j no período t , no estágio e . $\overline{\delta}_{k,t,e}$, $\underline{\delta}_{k,t,e}$, $\overline{\kappa}_{k,t,e}$ e $\underline{\kappa}_{k,t,e}$ são as variáveis duais associadas com as restrições de máximo e mínimo das potências ativa e reativa geradas pela subestação k no período t , no estágio e , respectivamente. Adicionalmente, $\varepsilon_{ij,t,e}$, $\sigma_{ij,t,e}$, $\eta_{ij,t,e}$, $\theta_{ij,t,e}$, $\overline{\tau}_{ij,t,y,e}$, $\underline{\tau}_{ij,t,y,e}$, $\overline{\mu}_{ij,t,y,e}$, $\underline{\mu}_{ij,t,y,e}$, $\overline{\gamma}_{ij,t,e}$, $\underline{\gamma}_{ij,t,e}$, $\overline{\tau}_{ij,t,e}$ e $\underline{\tau}_{ij,t,e}$ são as variáveis duais associadas as restrições de linearização (79).

O problema do nível inferior dado por (131) – (132) é um problema de programação linear, e pode ser transformado em um conjunto de restrições que correspondem às restrições do problema primal, as restrições do problema dual e a condição de dualidade forte, segundo (MOTTO; ARROYO; GALIANA, 2005).

10.3 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE UM ÚNICO NÍVEL

O problema binível (129) – (132) será transformado em um problema de otimização de um único nível, substituindo o problema do nível inferior por um conjunto de restrições que representam a solução dele e incorporando-as ao problema do nível superior. Para isso é necessário determinar o problema dual associado ao problema do nível inferior (131) – (132).

10.3.1 Problema dual correspondente ao problema do nível inferior

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left(P_{i,t,e}^d \pi_{i,t,e} + Q_{i,t,e}^d \lambda_{i,t,e} + \bar{V}^2 \bar{w}_{i,t,e} - \underline{V}^2 \underline{w}_{i,t,e} \right) + \sum_{e \in E} \sum_{ij \in Lt \in T} \left(\bar{I}_{ij}^2 \bar{\phi}_{ij,t,e} \right) + \\ & \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \left(\bar{P}_j^{gd} w_{j,e} \bar{v}_{j,t,e} + \bar{P}_j^{gd} w_{j,e} \underline{v}_{j,t,e} \right) + \sum_{e \in E} \sum_{ij \in Lt \in T} \sum_{y \in Y} \left(\bar{\Delta}_{ij}^S (\bar{\tau}_{ij,t,y,e} + \bar{\mu}_{ij,t,y,e}) \right) \\ & \sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \left(\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t,e} + \bar{Q}_k^{se} \bar{\kappa}_{k,t,e} - \underline{Q}_k^{se} \underline{\kappa}_{k,t,e} \right) \end{aligned} \quad (133)$$

$\pi, \lambda, \alpha, \varphi, \theta, \eta, \varepsilon, \sigma,$
 $\bar{\kappa}, \underline{\kappa}, \bar{\tau}, \underline{\tau}, \bar{v}, \underline{v}, \bar{\mu}, \underline{\mu}, \bar{\gamma}, \underline{\gamma},$
 $\bar{\phi}, \underline{\phi}, \bar{w}, \underline{w}, \bar{\beta}, \underline{\beta}, \bar{\delta}, \underline{\delta}, \bar{\tau}, \underline{\tau}.$

Sujeito a:

$$\pi_{k,t,e} + \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{\delta}_{k,t,e} = \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134a)$$

$$\pi_{j,t,e} - \bar{\beta}_{j,t,e} - \underline{\beta}_{j,t,e} + \bar{v}_{j,t,e} + \underline{v}_{j,t,e} = \xi_e^{oper} \Delta t C_{p,j,e} \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134b)$$

$$\lambda_{k,t,e} + \bar{\kappa}_{k,t,e} - \underline{\kappa}_{k,t,e} = 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134c)$$

$$\lambda_{j,t,e} + \bar{P} \bar{\beta}_{j,t,e} - \underline{P} \underline{\beta}_{j,t,e} + \bar{Q} \bar{v}_{j,t,e} - \underline{Q} \underline{v}_{j,t,e} = 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134d)$$

$$\sum_{ij \in L} \alpha_{ij,t,e} - \sum_{ji \in L} \alpha_{ji,t,e} + \bar{w}_{i,t,e} - \underline{w}_{i,t,e} = 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134e)$$

$$-R_{ij} \pi_{i,t,e} - X_{ij} \lambda_{i,t,e} - Z_{ij}^2 \alpha_{ij,t,e} + (V^{nom})^2 \varphi_{ij,t,e} + \bar{\phi}_{ij,t,e} - \underline{\phi}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134f)$$

$$-\pi_{i,t,e} + \pi_{j,t,e} - 2R_{ij} \alpha_{ij,t,e} - \varepsilon_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134g)$$

$$-\lambda_{i,t,e} + \lambda_{j,t,e} - 2X_{ij} \alpha_{ij,t,e} - \eta_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134h)$$

$$-m_{ij,y}^S \varphi_{ij,t,e} - \sigma_{ij,t,e} + \bar{\tau}_{ij,t,y,e} - \underline{\tau}_{ij,t,y,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y, \forall e \in E \quad (134i)$$

$$-m_{ij,y}^S \varphi_{ij,t,e} - \theta_{ij,t,e} + \bar{\mu}_{ij,t,y,e} - \underline{\mu}_{ij,t,y,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y, \forall e \in E \quad (134j)$$

$$\varepsilon_{ij,t,e} + \sigma_{ij,t,e} - \bar{\gamma}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134k)$$

$$-\varepsilon_{ij,t,e} + \sigma_{ij,t,e} - \underline{\gamma}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134l)$$

$$\eta_{ij,t,e} + \theta_{ij,t,e} - \bar{\tau}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134m)$$

$$-\eta_{ij,t,e} + \theta_{ij,t,e} - \underline{\tau}_{ij,t,e} = 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134n)$$

$$\bar{\tau}_{ij,t,y,e}, \underline{\tau}_{ij,t,y,e}, \bar{\mu}_{ij,t,y,e}, \underline{\mu}_{ij,t,y,e} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall y = 1 \dots Y, \forall e \in E \quad (134o)$$

$$\bar{\phi}_{ij,t,e}, \underline{\phi}_{ij,t,e}, \bar{\gamma}_{ij,t,e}, \underline{\gamma}_{ij,t,e}, \bar{\iota}_{ij,t,e}, \underline{\iota}_{ij,t,e} \leq 0 \quad \forall ij \in L, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134p)$$

$$\bar{w}_{i,t,e}, \underline{w}_{i,t,e} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134q)$$

$$\bar{\beta}_{j,t,e}, \underline{\beta}_{j,t,e}, \bar{\nu}_{j,t,e}, \underline{\nu}_{j,t,e} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134r)$$

$$\bar{\delta}_{k,t,e}, \underline{\delta}_{k,t,e}, \bar{\kappa}_{k,t,e}, \underline{\kappa}_{k,t,e} \leq 0 \quad \forall k \in K, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (134s)$$

10.3.2 Formulação da Programação Não-Linear

O problema de um único nível equivalente do problema binível (129) – (132) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp,w} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t C p_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} - \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t c_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} \quad (135)$$

Sujeito a:

Restrição (130) : Restrições do nível superior;

Restrição (132) : Restrições primais do nível inferior;

Restrição (134) : Restrições duais do nível inferior;

$$\sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t C p_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} = (133) : \quad \text{Condição da dualidade forte não-linear.} \quad (136)$$

A formulação acima corresponde a um problema de programação não-linear devido aos produtos das variáveis de decisão $C p_{j,e}$ e $P_{j,t,e}^{gd}$, $w_{j,e}$ e $\bar{\nu}_{j,t,e}$, e $w_{j,e}$ e $\underline{\nu}_{j,t,e}$ na função objetivo e na condição de dualidade forte, respectivamente. O modelo de um único nível não-linear (135) – (136) será transformado em um PLIM “equivalente”, com o objetivo de resolver esse problema usando um *solver* convencional PLIM, como será mostrado a seguir.

10.3.3 Formulação da Programação Linear Inteira Mista

O produto $C p_{j,e} P_{j,t,e}^{gd}$ é linearizado usando as variáveis binárias $x_{j,q,e}$ e variáveis auxiliares $CP_{j,t,q,e}^{gd}$, $\forall q = 1, \dots, Q$, como mostrado no Capítulo 8.

Os produtos $\bar{P}_j^{gd} w_{j,e} \bar{\nu}_{j,t,e}$ e $\bar{P}_j^{gd} w_{j,e} \underline{\nu}_{j,t,e}$ são linearizados como mostrado no Capítulo 9, mas incluindo o conjunto E de estágios de planejamento, e usando as variáveis auxiliares $PV_{j,t,e}^{gd}$ e $Pv_{j,t,e}^{gd}$, respectivamente, como mostrado em (137).

$$-M w_{j,e} \leq PV_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (137a)$$

$$-M(1 - w_{j,e}) \leq \bar{P}_j^{gd} \bar{v}_{j,t,e} - PV_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (137b)$$

$$-Mw_{j,e} \leq PV_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (137c)$$

$$-M(1 - w_{j,e}) \leq \bar{P}_j^{gd} \underline{v}_{j,t,e} - PV_{j,t,e}^{gd} \leq 0 \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (137d)$$

Finalmente, o problema equivalente de (135) – (136) é dado por:

$$\text{Max}_{Cp,w} \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \xi_e^{oper} \Delta t CP_{j,t,q,e}^{gd} - \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t c_{j,e} P_{j,t,e}^{gd} \quad (138)$$

Sujeito a:

Restrição (130) : *Restrições do nível superior;*

Restrição (119) : *Restrições primais do nível inferior;*

Restrição (121) : *Restrições duais do nível inferior;*

Restrições (100) e (124) : *Linearizações;*

$$\begin{aligned} & \sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \xi_e^{oper} \Delta t \rho_{k,t,e} P_{k,t,e}^{se} + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{q=1}^Q \xi_e^{oper} \Delta t CP_{j,t,q,e}^{gd} = \\ & \sum_{e \in E} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left(P_{i,t,e}^d \pi_{i,t,e} + Q_{i,t,e}^d \lambda_{i,t,e} + \bar{V}^2 \bar{w}_{i,t,e} - V^2 \underline{w}_{i,t,e} \right) + \\ & \sum_{e \in E} \sum_{ij \in Lt \in T} \left(\bar{I}_{ij}^2 \bar{\phi}_{ij,t,e} \right) + \sum_{e \in E} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \left(PV_{j,t,e}^{gd} + P_{j,t,e}^{gd} \right) + \\ & \sum_{e \in E} \sum_{ij \in Lt \in T} \sum_{y \in Y} \left(\bar{\Delta}_{ij}^S (\bar{\tau}_{ij,t,y,e} + \bar{\mu}_{ij,t,y,e}) \right) + \\ & \sum_{e \in E} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \left(\bar{P}_k^{se} \bar{\delta}_{k,t,e} - \underline{P}_k^{se} \underline{\delta}_{k,t,e} + \bar{Q}_k^{se} \bar{\kappa}_{k,t,e} - \underline{Q}_k^{se} \underline{\kappa}_{k,t,e} \right) : \end{aligned}$$

Condição da dualidade forte linear. (139)

A formulação acima corresponde a um problema de programação linear inteiro misto.

10.4 TESTES E RESULTADOS

Os testes realizados para o modelo de localização e preço de contrato ótimo multiestágio da GD considerando a presença da potência ativa são apresentado a seguir. O modelo foi implementado em AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e resolvido com o CPLEX (2008), assim como os outros modelos.

10.4.1 Sistema de Distribuição de 34 Barras

Os três estágios considerados neste capítulo são os mesmos apresentados nos Capítulos 5 e 8, denominados de Estágio 1, Estágio 2 e Estágio 3. O horizonte de planejamento será de 3 anos separados em 3 estágios com duração de 1 ano. O estágio 1 é considerado como base (ano zero). A taxa de desconto anual $I\%$ é de 10%, usada para calcular os fatores ξ_e^{oper} , ilustradas na Figura 33 do Capítulo 5.

O modelo selecionará para o sistema de 34 barras duas unidades de GD mais apropriadas que serão designadas por GD1 e GD2, respectivamente, com uma capacidade de 1,5 MW e custo de produção para todos os estágios de 60 €/MWh. As barras candidatas selecionadas foram 17, 22, 23, 24, 25, 27, 28 e a 30. O conjunto de preços de contrato de cada unidade da GD foi discretizado utilizando 15 passos com valor menor de 70 €/MWh e um valor maior de 85 €/MWh. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. As GDs operam considerando que $\overline{fp} = \underline{fp} = 0,92$. As magnitudes de tensão mínima e máxima consideradas são de 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 52 são mostrados os lucros do proprietário da GD para cada estágio. No Estágio 1 o lucro total trazido para o valor presente foi 45.951,44 €, comparado com o resultado do Cap.8, o lucro do proprietário da GD foi +9,60% com a presença da potência reativa. No Estágio 2 o lucro total do proprietário da GD trazido para o valor presente é 102.150,75 €, ou seja, +9,43% maior que o valor presente do Estágio 2 do Cap.8. No Estágio 3, os lucros foram de 165.589,09 €, +8,23% maior que o resultado do Cap.8. O lucro total do proprietário da GD, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 313.691,29 €, +8,82% maior que os 288.269,01 do Cap.8. Para este sistema, com a inclusão da potência reativa no modelo o proprietário da GD conseguiu aumentar seus lucros, mesmo não vendendo diretamente potência reativa.

Tabela 52 - Lucros para os Diferentes Estágios [€]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
GD1	21.759,84	48.355,20	110.275,00	
GD2	24.191,60	64.009,50	90.099,03	
Total	45.951,44	112.364,70	200.374,03	
Valor Presente Atual	45.951,44	102.150,75	165.589,09	313.691,29
Valor Presente Cap.8	41.925,22	93.351,24	152.992,55	288.269,01
Diferença	+9,60%	+9,43%	+8,23%	+8,82%

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 53 são mostrados os preços dos contratos ótimos da GD1 e GD2 para os três estágios, preços fixados para contrato de 3 anos (horizonte de planejamento considerado). Com

exceção da GD2 no Estágio 1 que o preço de contrato ótimo foi menor no modelo atual, todos os demais preços de contrato ótimo do modelo atual foram maiores do que os preços do modelo apresentado no Cap.8, por exemplo, no Estágio 3 tanto para a GD1 quanto para a GD2 os preços de contrato ótimos que eram de 77 €/MWh no Cap.8 foram para 80 €/MWh no modelo atual.

Tabela 53 - Preços de Contrato [€/MWh]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual
GD1	76,0	78,0	77,0	80,0	77,0	80,0
GD2	76,0	72,0	75,0	78,0	77,0	80,0

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 54 são mostradas as localizações ótimas das GDs determinadas pelo modelo do Cap.8 e pelo modelo atual. Observa-se que as localizações ótimas escolhidas por ambos os modelos são as mesmas, para a GD1 a barra 22 e para a GD2 a barra 25.

Tabela 54 - Localizações das unidades de GDs para todos os estágios

Unidade de GD	Cap.8	Atual
GD1	22	22
GD2	25	25

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 55 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os três estágios. Observa-se que com exceção da GD2, no Estágio 1, em que o fator de capacidade do modelo atual foi maior do que o do Cap.8, nos demais estágios, em todas as GDs, o fator de capacidade do modelo atual foi menor.

Tabela 55 - Fatores de capacidade das GDs [%]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual
GD1	9,94	9,20	20,00	18,40	42,88	41,96
GD2	10,00	15,34	29,43	27,06	40,00	34,28

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 56 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para todos os estágios, do modelo do Cap.8 e do modelo atual. Todos os pagamentos realizados no modelo atual são maiores do que os do Cap.8. O pagamento total feito pela concessionária de distribuição, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 8.628.754,50€, cerca de +1,86% maior do que o pagamento total apresentado pelo modelo do Cap.8.

Tabela 56 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição [€]

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Total(Valor Presente)
Modelo Cap.8	1.968.447,30	2.775.934,30	3.726.732,56	8.471.114,17
Modelo Atual	1.987.362,53	2.828.874,28	3.812.517,70	8.628.754,50
Diferença	+0,96%	+1,91%	+2,30%	+1,86%

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 57 mostra a energia ativa e reativa geradas pelas unidades GD1 e GD2 para o sistema de 34 barras em todos os estágios.

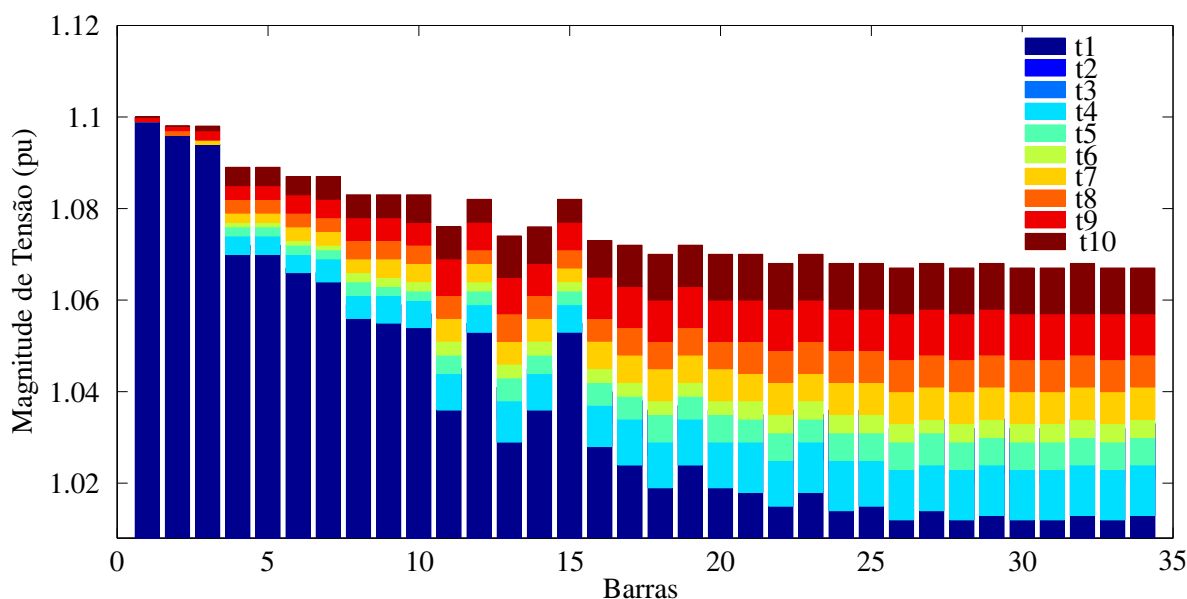
Tabela 57 - Energia ativa e reativa geradas pelas GDs

		GD1	GD2	Total
Estágio 1	Ativa [kWh]	1.208.880,00	2.015.967,02	3.224.847,02
	Reativa [kVARh]	514.980,72	858.798,36	1.373.779,08
Estágio 2	Ativa [kWh]	2.417.760,00	3.556.083,21	5.973.843,21
	Reativa [kVARh]	1.029.961,45	1.514.885,10	2.544.846,55
Estágio 3	Ativa [kWh]	5.513.749,97	4.504.951,28	10.018.701,25
	Reativa [kVARh]	2.348.847,65	1.919.101,21	4.267.948,86

Fonte: Elaboração da própria autora

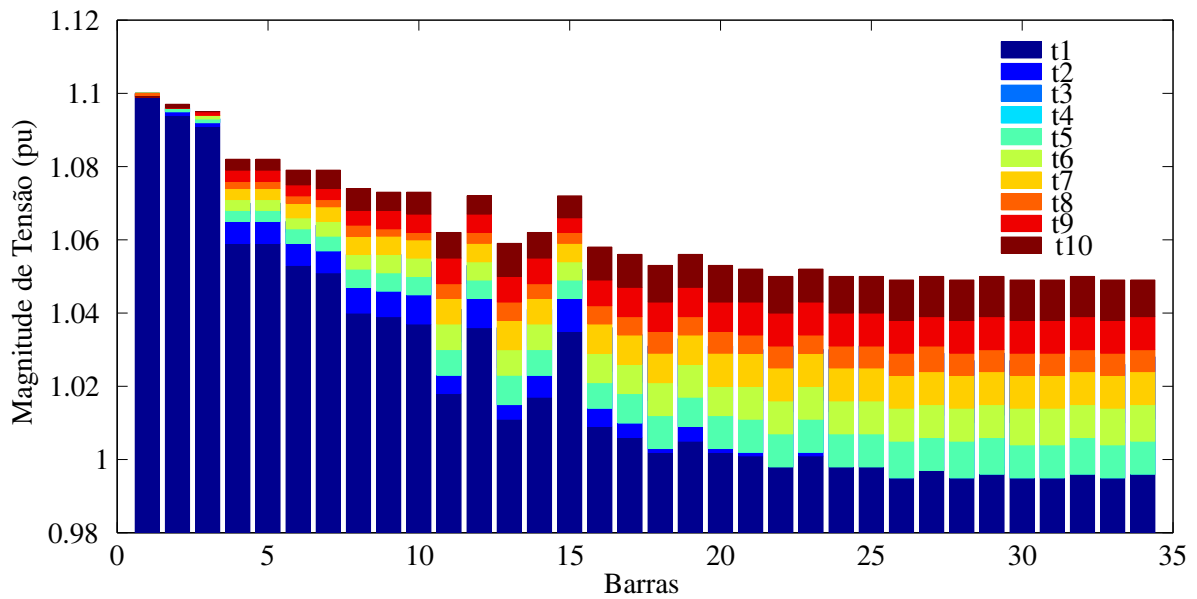
O perfil da magnitude de tensão considerando os 10 períodos de tempo do sistema teste de 34 barras é apresentado na Figura 72 para o Estágio 1 e na Figura 73 para o Estágio 2.

Figura 72 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1



Fonte: Elaboração da própria autora

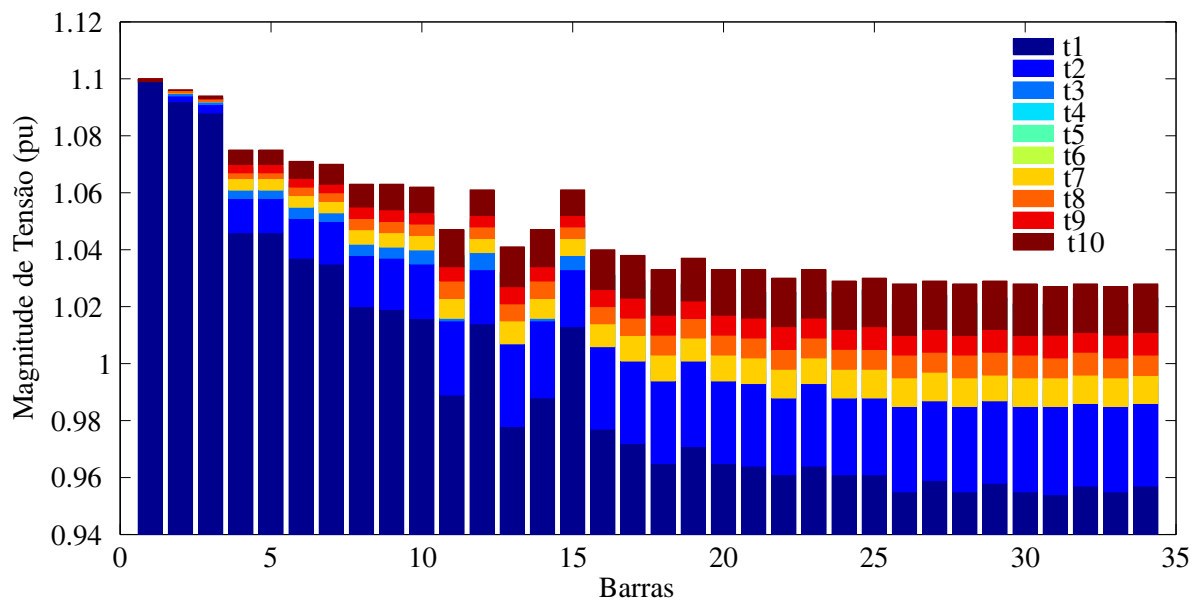
Figura 73 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 74 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 3.

Figura 74 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3



Fonte: Elaboração da própria autora

10.4.2 Sistema de Distribuição de 85 Barras

O horizonte de planejamento será de 3 anos separados em 3 estágios com duração de 1 ano cada estágio. Esses estágios possuem demandas diferentes e são denominados de Estágio 1, Estágio 2 e Estágio 3. Foi considerado um aumento de 5% da demanda para o Estágio 2 e 10% de aumento da demanda para o Estágio 3, ambos em relação ao Estágio 1. O Estágio 1 é considerado como base (ano zero). A taxa de desconto anual $I\%$ é de 10%, usada para calcular os fatores de desconto ξ_e^{oper} , mostrado no Capítulo 5. A curva de duração de carga anual destes estágios é apresentado na Figura 39, no Capítulo 5.

As localizações do sistema teste de 85 barras serão determinadas pelo modelo e denominadas de GD1, GD2 e GD3, respectivamente. As barras candidatas selecionadas foram 20, 27, 32, 42, 44, 58, 59, 60 e a 81, possuem capacidade de produção de 1,5 MW e custo de 55 €/MWh, em todos os estágios. A discretização dos preços de contrato da GD variou no intervalo de 60 a 70 €/MWh, ou seja, 10 passos de discretização. O número de blocos de linearização por partes é igual a 20. As GDs operam considerando que $\overline{fp} = \underline{fp} = 0,92$. As magnitudes de tensão mínima e máxima consideradas são de 9,00 kV e 11,00 kV, respectivamente.

Na Tabela 58 são mostrados os lucros do proprietário da GD, trazidos para o valor presente, do modelo atual e do Cap.8, para o Estágio 1, 2 e 3. Para este sistema, em todos os estágios o lucro do proprietário da GD do modelo atual é menor que os lucros apresentados no Cap.8, chegando no Estágio 3 (maior demanda) ser de 17,47% menor. O lucro total do proprietário da GD, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 950.447,35 €, 11,86% menor do que os 1.078.313,27 € do modelo do Cap.8.

Tabela 58 - Lucros para os Diferentes Estágios [€]

Unidade GD	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
GD1	71.314,21	120.782,46	151.380,89	
GD2	77.905,37	107.682,26	132.449,23	
GD3	92.877,24	132.976,80	175.710,11	
Total	242.096,82	361.441,52	459.540,23	
Valor Presente Atual	242.096,82	328.586,49	379.764,04	950.447,35
Valor Presente Cap.8	263.648,11	354.479,31	460.186,27	1.078.313,27
Diferença	-8,17%	-7,30%	-17,47%	-11,86%

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 59 são mostradas as localizações ótimas determinadas pelo modelo do Cap.8 e pelo modelo atual, para todos os estágios. Apenas uma localização escolhida por ambos os modelos é a mesma, a barra 32. A barra 59 escolhida pelo modelo do Cap.8 está localizada próxima da barra 59 escolhida pelo modelo atual.

Tabela 59 - Localizações das unidades de GDs para todos os estágios

Unidade de GD	Cap.8	Atual
GD1	20	32
GD2	32	44
GD3	59	58

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 60 são mostrados os preços dos contratos ótimos para os três estágios, do modelo atual e do modelo do Cap.8. No Estágio 1 e no Estágio 2 observa-se que os preços de contrato do Cap.8 são todos maiores que os do modelo atual e no Estágio 3 os preços de ambos os modelos são iguais.

Tabela 60 - Preços de Contrato [€/MWh]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual
GD1	65,0	64,0	69,0	66,0	70,0	70,0
GD2	70,0	64,0	70,0	66,0	70,0	70,0
GD3	65,0	64,0	70,0	66,0	70,0	70,0

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 61 mostra os fatores de capacidade das unidades de GD para os três estágios. No Estágio 1, os fatores de capacidade da GD1 e da GD3 do modelo Cap.8 são maiores do que do modelo atual. No Estágio 2, a GD1 do modelo Cap.8 atingiu 100% da sua capacidade, já a GD2 e a GD3 apresentam fatores de capacidade menores que os do modelo atual. No Estágio 3, todas as unidades de GDs do modelo Cap.8 apresentam fatores de capacidade maiores que os do modelo atual, ou seja, elas estão sendo mais utilizadas.

Tabela 61 - Fatores de capacidade das GDs [%]

GD	Estágio 1		Estágio 2		Estágio 3	
	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual	Cap.8	Atual
GD1	79,37	60,30	100,00	83,56	84,28	76,80
GD2	15,26	65,88	62,87	74,50	99,80	67,20
GD3	98,38	78,54	41,63	92,00	98,45	89,15

Fonte: Elaboração da própria autora

A Tabela 62 apresenta os pagamentos da concessionária de distribuição para todos os estágios, do modelo do Cap.8 e do modelo atual. Todos os pagamentos realizados pela concessionária de distribuição mostrados no modelo atual são menores do que os pagamentos do modelo

do Cap.8. O pagamento total feito pela concessionária de distribuição, trazido para o valor presente, num horizonte de planejamento de 3 anos é de 12.944.666,25 €.

Tabela 62 - Pagamentos da Concessionária de Distribuição[€]

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Total (Valor Presente)
Modelo Cap.8	4.388.036,67	4.420.279,96	4.341.356,27	13.149.672,90
Modelo Atual	4.319.863,36	4.302.477,24	4.322.325,64	12.944.666,25
Diferença	-1,55%	-2,66%	-0,44%	-1,56%

Fonte: Elaboração da própria autora

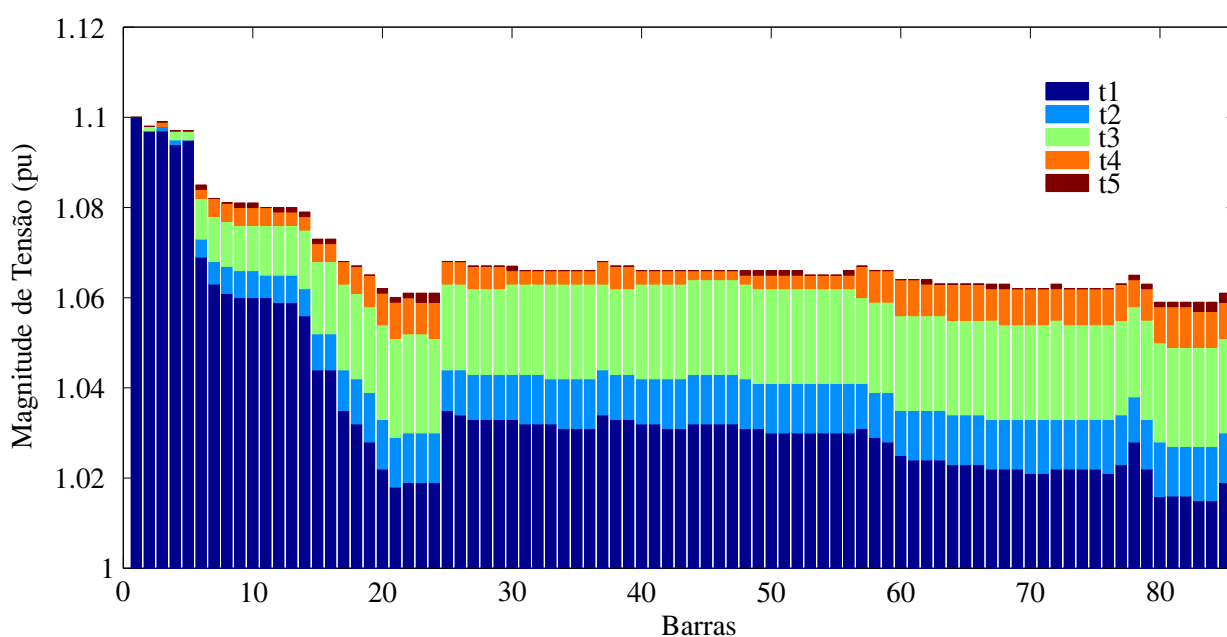
A Tabela 63 mostra a energia ativa e reativa geradas pelas unidades GD1, GD2 e GD3 para o sistema de 85 barras em todos os estágios.

Tabela 63 - Energia ativa e reativa gerada pelas GDs

		GD1	GD2	GD3	Total
Estágio 1	Ativa [kWh]	7.923.800,75	8.656.151,93	10.319.693,86	26.899.646,54
	Reativa [kVARh]	3.375.524,99	3.687.505,28	4.396.171,18	11.459.201,44
Estágio 2	Ativa [kWh]	10.980.223,96	9.789.296,17	12.088.800,00	32.858.320,13
	Reativa [kVARh]	4.677.555,82	4.170.222,71	5.149.807,24	13.997.585,76
Estágio 3	Ativa [kWh]	10.092.059,45	8.829.948,43	11.714.007,11	30.636.015,00
	Reativa [kVARh]	4.299.199,32	3.761.542,28	4.990.146,13	13.050.887,74

Fonte: Elaboração da própria autora

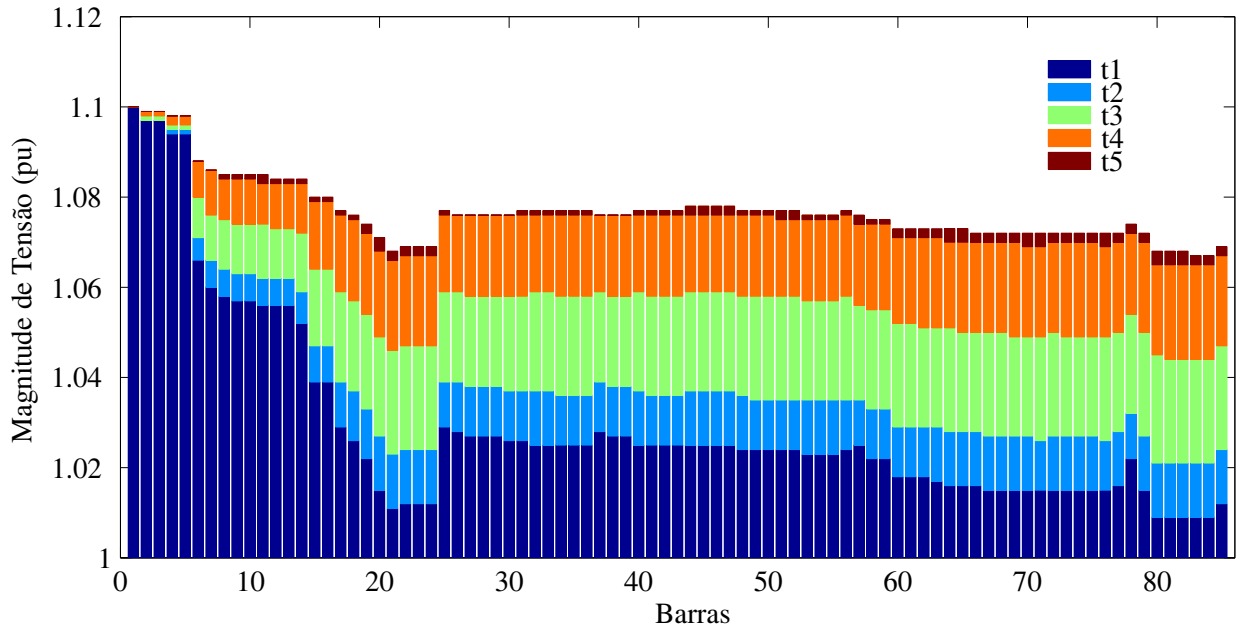
Figura 75 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 1



Fonte: Elaboração da própria autora

O perfil da magnitude de tensão para o Estágio 1 é apresentado na Figura 75 para os 10 período de tempo considerado do sistema teste de 34 barras. A Figura 76 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 2.

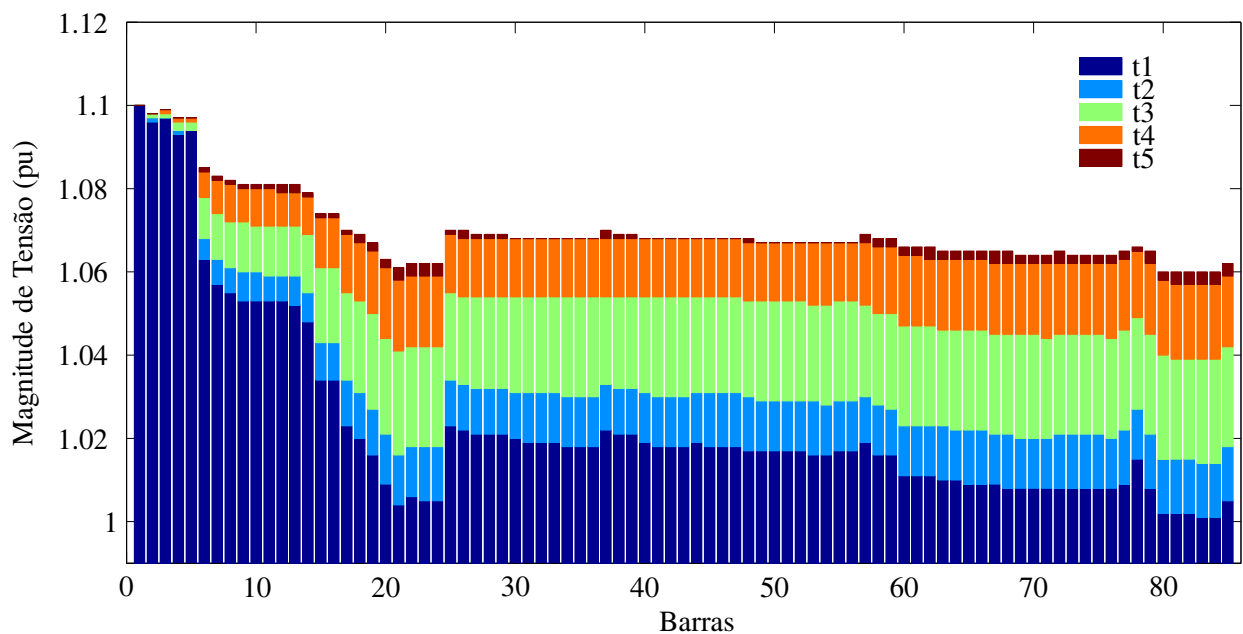
Figura 76 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 2



Fonte: Elaboração da própria autora

A Figura 77 mostra o perfil da magnitude de tensão para o Estágio 3.

Figura 77 - Perfil da Magnitude de Tensão no Estágio 3



Fonte: Elaboração da própria autora

11 CONCLUSÕES

A geração distribuída pode proporcionar diversos benefícios ao sistema de distribuição, como melhoria do perfil de tensão e redução das perdas, pelo fato de ser uma geração que se localiza próxima à carga. Com a inserção da GD nos sistemas de distribuição a necessidade de se estudar os impactos técnicos e econômicos ocasionados por ela. Depois da crise energética enfrentada nos últimos anos, o Brasil tem mostrado sinais que visam reduzir as barreiras para a instalação da GD, a partir de fontes renováveis, como já aconteceu em outros países.

Neste trabalho, são apresentados modelos de programação binível para determinar, primeiramente, os preços de contratos ótimos da GD em sistemas de distribuição radiais de energia, sendo as localizações das GDs conhecidas. Posteriormente, são propostos modelos de programação binível para determinar a localização e os preços de contratos ótimos. Para todos os modelos, a abordagem proposta considera, simultaneamente, e em um único problema de otimização, a minimização dos pagamentos da energia pela concessionária de distribuição e a maximização dos lucros pelo proprietário da GD, proporcionando uma solução que interessa a ambos. Para transformar o problema de programação binível em um problema de otimização linear inteiro misto de um único nível equivalente, foram usadas as propriedades de dualidade e algumas linearizações. O uso de um modelo de programação linear inteiro misto garante a convergência para otimalidade usando *solvers* PLIM convencionais.

No Capítulo 4 foi apresentado um modelo de programação binível para determinar os preços de contratos ótimos da GD em sistemas de distribuição radiais de energia, sendo as localizações das GDs conhecidas. O objetivo deste capítulo era comparar os resultados encontrados com os resultados apresentados na literatura por Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011), para isso utilizou-se os mesmos dados e cenários mostrados pelos autores citados. Os testes feitos para o sistema de distribuição IEEE de 34 barras mostraram que os lucros totais e os preços de contratos ótimos para os diferentes cenários são mais elevados que os resultados relatados na literatura especializada, e que as economias dos pagamentos da concessionária de distribuição e os fatores de capacidade obtidos pela metodologia proposta são inferiores aos encontrados na literatura, ilustrando a robustez do modelo proposto. Para o sistema teste de 85 barras os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição mostram que há uma economia nos pagamentos quando são alocadas GDs no sistema de distribuição e também mostram uma melhoria considerável no perfil da magnitude de tensão, principalmente nas barras mais afastadas da subestação.

A contribuição do Capítulo 5 reside no modelo binível de preço de contrato ótimo mul-

tiestágio. O fato de realizar o planejamento em múltiplos estágios permite que se obtenham custos de operação finais inferiores, pois é possível representar horizontes de planejamento de longo prazo, tirando proveito pela antecipação dos lucros e pagamentos que serão importantes no futuro.

No Capítulo 6 foi proposto um modelo bínivel de preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa, com o objetivo de apresentar um modelo mais realista da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O proprietário da GD recebe somente pela venda da potência ativa, mas para satisfazer a concessionária de distribuição fornece também potência reativa, no entanto limita o fornecimento da potência ativa devido a sua curva de capacidade. No sistema teste de 34 barras observa-se que o proprietário da GD lucra mais ao fornecer também a potência reativa, por que os preços de contrato ficam maiores do que os apresentados no modelo com somente potência ativa. O sistema teste de 85 barras mostra que nem sempre o proprietário da GD ganha ao fornecer potência reativa, às vezes, a concessionária de distribuição acaba pagando menos por receber potência ativa e reativa.

A partir do Capítulo 7 os modelos de programação binível determinam a localização e os preços de contrato ótimos. Para o sistema teste de 34 barras os lucros totais são um pouco melhores dos apresentados no Capítulo 4, mas vale ressaltar que no Capítulo 4 a localização das GDs não foram escolhidas aleatoriamente foram retiradas da literatura. As localizações ótimas encontradas pelo modelo do Capítulo 7 são diferentes das estabelecidas no Capítulo 4. Comparando as soluções encontradas no modelo com as da literatura percebe-se a eficiência do modelo de localização e preço de contrato ótimo. No sistema de 85 barras os lucros totais foram maiores, as localizações ótimas escolhidas pelo modelo são diferentes e nenhuma das GDs trabalhou com sua capacidade total, comparando com os resultados mostrados no Capítulo 4 onde as GDs foram escolhidas aleatoriamente.

No Capítulo 8 foi apresentado o modelo de localização e preço de contrato ótimo multies-tágio da GD. Para os dois sistemas testes considerados o horizonte de planejamento foi de três anos divididos em três estágios diferentes com baixa, média e alta demanda, todos com duração de um ano. No sistema teste de 34 barras os lucros totais trazidos para o valor presente para todos os cenários são maiores dos apresentados no Capítulo 5; as localizações ótimas escolhidas são diferentes e os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição, trazido para o valor presente, são menores dos mostrados no Capítulo 5. No sistema teste de 85 barras o lucro total trazido para o valor presente no horizonte de planejamento de três anos é maior do que o mostrado no Capítulo 5; as localizações ótimas determinadas pelo modelo também são diferentes; a maioria dos preços de contrato ótimos são maiores e os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição ao longo desses três anos são um pouco mais elevados do que os do Capítulo 5.

O Capítulo 9 traz o modelo de localização e preço de contrato ótimo da GD considerando a presença da potência reativa. No sistema teste de 34 barras os lucros do proprietário da GD

apresentados, para todos os cenários, são maiores do que os mostrados no modelo do Capítulo 7, assim como, os preços de contrato que são maiores ou iguais; as localizações ótimas com exceção de uma que é igual ao modelo do Capítulo 7, as demais são diferentes; e os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição são um pouco maiores. No sistema de 85 barras as localizações ótimas escolhidas pelo modelo são iguais as do Capítulo 7, com exceção de uma localização que é diferente, mas essas barras diferentes estão localizadas próximas no sistema de distribuição de 85 barras; os preços de contratos e os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição são menores dos apresentados no Capítulo 7.

O Capítulo 10 mostra o modelo de localização e preço de contrato ótimo multiestágio da GD considerando a presença da potência reativa. No sistema teste de 34 barras os lucros totais do proprietário da GD trazidos para o valor presente de todos os estágios são maiores do que os apresentados no Capítulo 8, assim como, os preços de contrato ótimos também são mais elevados; as localizações ótimas são as mesmas escolhidas pelo modelo do Capítulo 8; os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição são um pouco maiores para todos os estágios. No sistema teste de 85 barras os lucros do proprietário da GD são menores do que os do modelo do Capítulo 8; somente uma das localizações ótimas escolhidas por ambos os modelos são iguais; os preços de contrato ótimos são menores ou iguais; e os pagamentos feitos pela concessionária de distribuição trazidos para o valor presente são menores do que os apresentados pelo modelo do Capítulo 8.

11.1 PRÓXIMOS PASSOS DA PESQUISA

Durante o desenvolvimento do trabalho, foram pensadas algumas abordagens que seriam relevantes considerar nos próximos passos da pesquisa. Destacam-se, basicamente, as seguintes ideias:

- Foi considerado apenas um proprietário de GD, a ideia é incluir mais proprietários possibilitando a concessionária de distribuição a escolha de um ou mais proprietários de GD, promovendo a competição entre as GDs. Pretende-se usar EPEC (*Equilibrium Problem with Equilibrium Constraints*);
- Dada a natureza do modelo proposto, somente tecnologias de GD despacháveis foram consideradas. Sendo assim, pretende-se considerar tecnologias de GDs não despacháveis de fontes renováveis de energia;
- Os programas multiestágios levam bastante tempo para obter as soluções, pretende-se desenvolver uma estratégia para diminuir o espaço de busca, e assim, diminuir o tempo computacional para encontrar soluções mais rápidas dos modelos com múltiplos estágios;

REFERÊNCIAS

- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, Out. 2011.
- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for dg allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Brussels, v. 28, n. 10, p. 669–678, 2006.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 57, n. 3, p. 195–204, Apr. 2001.
- AGALGAONKAR, A. P.; KULKARNI, S. V.; KHAPARDE, S. A.; SOMAN, S. A. Placement and penetration of distributed generation under standard market design. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, New York, v. 1, n. 1004, p. 1–18, Sep. 2004.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília, 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 5 agos. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 5 agos. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. *Módulo 1: introdução*. Brasília: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_0.pdf>. Acesso em: 1 out. 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. *Resolução Normativa N.390*. Brasília, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>>. Acesso em: 13 mai. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. *Prestação de contas ordinária anual relatório de gestão do exercício de 2011*. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/relatorio_gestao_2011_aneel_v1.pdf>. Acesso em: 29 maio 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Banco de informações de geração*. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes-/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 18 jun. 2014.
- AGHAEBRAHIMI, M. R.; AMIRI, M. Distributed generator placement techniques using artificial intelligence. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE POWER

GENERATION AND SUPPLY- SUPERGEN, 1., 2009, Nanjing. *Proceedings...* Beijing: Power Network Technology Press, 2009. p. 1–6.

AIYOSHI, E.; SHIMIZU, K. A solution method for the static constrained stackelberg problem via penalty method. *IEEE Transactions on Automatic Control*, South Bend, v. 29, n. 12, p. 1111–1114, 1984.

AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; ARIS, I.; KADIR, M. Z. A. A. Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. *IET Generation, Transmission Distribution*, New York, v. 5, n. 2, p. 276–287, Feb. 2011.

AL-KHAYYAL, F. A.; HORST, R.; PARDALOS, P. M. Global optimization of concave functions subject to quadratic constraints: an application in nonlinear bilevel programming. *Annals of Operations Research*, Toronto, v. 34, n. 1, p. 125–147, 1992.

ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer lp approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 18, n. 3, p. 1070–1077, Aug. 2003.

ALHAJRI, M. F.; ALRASHIDI, M. R.; EL-HAWARY, M. E. Hybrid particle swarm optimization approach for optimal distribution generation sizing and allocation in distribution systems. In: CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING- CCECE, 20., 2007, Vancouver. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2007. p. 1290–1293.

ALMEIDA, A. A. A comercialização de energia elétrica no varejo - riscos e oportunidades. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- SNPTEE, 18., 2005, Curitiba. *Proceedings...* Curitiba: [s.n.], 2005.

ANDREANI, R.; CASTRO, S. L. C.; CHELA, J. L.; FRIEDLANDER, A.; SANTOS, S. A. An inexact-restoration method for nonlinear bilevel programming problems. *Computational Optimization and Applications*, New York, v. 43, n. 3, p. 307–328, 2009.

ARROYO, J. M. Bilevel programming applied to power system vulnerability analysis under multiple contingencies. *IET Generation, Transmission Distribution*, New York, v. 4, n. 2, p. 178–190, Feb. 2010.

BARD, J. F. Optimality conditions for the bilevel programming problem. *Naval Research Logistics Quarterly*, New Jersey, v. 31, n. 1, p. 13–26, Mar. 1984.

BARD, J. F. Convex two-level optimization. *Mathematical Programming*, Berlin, v. 40, n. 1-3, p. 15–27, 1988. ISSN 0025-5610.

BARD, J. F. Some properties of the bilevel programming problem. *Journal of Optimization Theory and Applications*, New York, v. 68, n. 2, p. 371–378, 1991.

BARD, J. F. *Practical bilevel optimization: algorithms and applications*. Netherlands: Kluwer Academic, 1998.

BARD, J. F.; FALK, J. E. An explicit solution to the multi-level programming problem. *Computers & Operations Research*, Kidlington, v. 9, n. 1, p. 77–100, 1982.

- BARD, J. F.; MOORE, J. T. A branch and bound algorithm for the bilevel programming problem. *SIAM J. Sci. Stat. Comput.*, Philadelphia, v. 11, n. 2, p. 281–292, Mar. 1990.
- BARD, J. F.; MOORE, J. T. An algorithm for the discrete bilevel programming problem. *Naval Research Logistics- NRL*, New Jersey, v. 39, n. 3, p. 419–435, 1992.
- BARROSO, L. A.; CARNEIRO, R. D.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M. V.; FAMPA, M. H. C. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 21, n. 2, p. 629–638, May. 2006.
- BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J. *Linear programming and network flows*. New York: John Wiley & Sons, 1977.
- BIALAS, W. F.; KARWAN, M. H. *Multilevel linear programming*. New York: Research Report, 1978.
- BIALAS, W. F.; KARWAN, M. H. On two-level optimization. *IEEE Transactions on Automatic Control*, South Bend, v. 27, n. 1, p. 211–214, 1982.
- BONA, F. S.; RUPPERT FILHO, E. As microurbinas e a geração distribuída. *PCH Notícias & SHP NEWS*, Itajubá, v. 1, n. 24, p. 1–10, 2004.
- BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Brussels, v. 28, n. 6, p. 413–420, 2006.
- BORGES, M. C. O.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, New York, v. 25, n. 1, p. 103–111, 2014.
- BRACKEN, J.; MCGILL, J. T. Mathematical programs with optimization problems in the constraints. *Operations Research*, Catonsville, v. 21, n. 1, p. 37–44, 1973.
- BRACKEN, J.; MCGILL, J. T. Defense applications of mathematical programs with optimization problems in the constraints. *Operations Research*, Catonsville, v. 22, n. 5, p. 1086–1096, 1974.
- BRACKEN, J.; MCGILL, J. T. Production and marketing decisions with multiple objectives in a competitive environment. *Journal of Optimization Theory and Applications*, New York, v. 24, n. 3, p. 449–458, 1978.
- CAMARGO, I. Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, Itajubá, v. 11, n. 2, p. 1–9, 2006.
- CANDLER, W.; NORTON, R. Multi-level programming and development policy. *World Bank Staff Working Paper*, Washington, v. 1, n. 258, p. 1–56, 1977.
- CANDLER, W.; NORTON, R. D. *Multilevel programming*. Bloomington: World Bank, 1977. (Discussion paper).
- CANDLER, W.; TOWNSLEY, R. A linear two-level programming problem. *Computers & Operations Research*, New York, v. 9, n. 1, p. 59–76, 1982.

- CELLI, G.; GHIANI, E.; MOCCI, S.; PILO, F. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 750–757, May. 2005.
- CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Toronto, v. 5, n. 1, p. 391–396, Jan. 1990.
- CHAPMAN, S. J. *Electric machinery fundamentals*. New York: McGraw-Hill, 2005.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Piscataway, v. 19, n. 4, p. 195–204, 2004.
- CLARK, P. A.; WESTERBERG, A. W. A note on the optimality conditions for the bilevel programming problem. *Naval Research Logistics- NRL*, New Jersey, v. 35, n. 5, p. 413–418, 1988.
- COLSON, B.; MARCOTTE, P.; SAVARD, G. Bilevel programming: a survey. *A Quarterly Journal of Operations Research (4OR)*, Berlin, v. 3, n. 2, p. 87–107, 2005.
- COLSON, B.; MARCOTTE, P.; SAVARD, G. A trust-region method for nonlinear bilevel programming: algorithm and computational experience. *Computational Optimization and Applications*, New York, v. 30, n. 3, p. 211–227, 2005.
- CPLEX. *Optimization subroutine library guide and reference, version 11.0*. Incline Village: CPLEX Division. 2008.
- DALY, P. A.; MORRISON, J. Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 45., 2001, Little Rock. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2001. p. 1–13.
- DEVIENNE FILHO, R. *Estudo sobre o mercado de energia elétrica focando a geração distribuída*. Programa Energia Brasileiro-Alemão. Brasília, 2011. Disponível em: <<http://www.real-watt.com/pdf/mercado-de-energia-eletrica-focando-a-geracao-distribuida-Roberto-Devienne-Filho-2011.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2012.
- EDMUNDS, T. A.; BARD, J. F. Algorithms for nonlinear bilevel mathematical programs. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, Piscataway, v. 21, n. 1, p. 83–89, 1991.
- EDMUNDS, T. A.; BARD, J. F. An algorithm for the mixed-integer nonlinear bilevel programming problem. *Annals of Operations Research*, Toronto, v. 34, n. 1, p. 149–162, 1992.
- EL-ELA, A. A. A.; ALLAM, S. M.; SHATLA, M. M. Maximal optimal benefits of distributed generation using genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 80, n. 7, p. 869–877, 2010.
- EL-KHATTAM, W.; HEGAZY, Y.; SALAMA, M. An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2005. v. 3, p. 2392.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and

- benefits. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.
- EL-ZONKOLY, A. M. Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. *IET Generation, Transmission Distribution*, New York, v. 5, n. 7, p. 760–771, Jul. 2011.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA- EPE. *Balanço Energético Nacional*. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2012.pdf>. Acesso em: 4 jul. 2013.
- FORTUNY-AMAT, J.; MCCARL, B. A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. *Journal of The Operational Research Society*, Catonsville, v. 32, n. 9, p. 783–792, 1981.
- FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. *AMPL: a modeling language for mathematical programming*. 2. ed. Pacific Grove: Brooks/Cole - Thomson Learning, 2003.
- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal allocation of capacitors in radial distribution systems with distributed generation. In: CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES- ISGT LATIN AMERICA, 2011, Bogotá. *Proceedings...* New York: IEEE, 2011. p. 1–6.
- GAUTAM, D. D.; MITHULANANTHAN, N. Optimal dg placement in deregulated electricity market. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 77, n. 12, p. 1627–1636, 2007.
- GIL, H. A.; JOOS, G. Models for quantifying the economic benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 327–335, May. 2008.
- GLOBO RURAL. Uso do biodigestor muda a vida de uma família de produtores rurais. São Miguel do Iguaçu: Portal G1, 2012. Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/agronegocios/noticia/2012/02-/uso-do-biodigestor-muda-vida-de-uma-familia-de-produtores-rurais.html>>. Acesso em: 23 maio 2013.
- GONÇALVES, R. R. *Modelos de programação linear interia mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais*. 2013. 209 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.
- HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. Modelo multi-estágio de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. *Revista SBA Controle e Automação*, Campinas, v. 17, n. 4, p. 478–492, 2006.
- HANSEN, P.; JAUMARD, B.; SAVARD, G. New branch-and-bound rules for linear bilevel programming. *SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing*, Philadelphia, v. 13, n. 5, p. 1194–1217, Sep. 1992.
- HAURIE, A.; SAVARD, G.; WHITE, D. J. A note on: an efficient point algorithm for a linear two-stage optimization problem. *Operations Research*, Catonsville, v. 38, n. 3, p. 553–555, 1990.

- IBM ILOG. *CPLEX 12.5 reference manual and software*. Sunnyvale: IBM, 2012.
- INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA- INEE. *O que é a geração distribuída*. Rio de Janeiro: Portal GD, 2004. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em: 8 set. 2011.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA. *Distributed generation in liberalized electric markets*. Paris: Head of Publications Service, OECD/IEA, 2002. Disponível em: <<http://gasunie.eldoc.ub.rug.nl/FILES/root/2002/3125958/3125958.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2012.
- KEANE, A.; O'MALLEY, M. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 3, p. 1640–1646, Aug. 2005.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 975–985, Aug. 1991.
- LIU, G.; HAN, J.; WANG, S. A trust region algorithm for bilevel programming problems. *Chinese Science Bulletin*, Beijing, v. 43, n. 10, p. 820–824, 1998.
- LIU, G.; XU, S.; HAN, J. A trust region algorithm for solving bilevel programming problems. *Acta Mathematicae Applicatae Sinica*, Berlin, v. 29, n. 3, p. 491–498, 2013.
- LOPEZ-LEZAMA, J. M. *Avaliação de localização e preço de contrato de geração distribuída em um ambiente competitivo*. 2011. 148 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.
- LOPEZ-LEZAMA, J. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; CONTRERAS, J. Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 26, n. 1, p. 128–136, Feb. 2011.
- LOPEZ-LEZAMA, J. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; CONTRERAS, J. Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Brussels, v. 36, n. 1, p. 117–126, 2012.
- LORA, E. E. S.; HADDAD, J. *Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- LORENZO, E. *Integração de sistemas fotovoltaicos em redes elétricas*. Ilha Solteira: UNESP, 2013.
- MARCOTTE, P.; SAVARD, G.; ZHU, D. L. A trust region algorithm for nonlinear bilevel programming. *Operations Research Letters*, Amsterdam, v. 29, n. 3, p. 171–179, 2001.
- MARQUES, F. A. S.; MORAN, J. A.; ABREU, L.; SILVA, L. C. P.; FREITAS, W. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. *Proceedings online...* Campinas: Scielo, 2004. Disponível em: <<http://www.proceedings-scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000200004&script=sciarttext>>. Acesso em: 7 set. 2012.

- MARTÍNEZ, J. M. Inexact-restoration method with lagrangian tangent decrease and new merit function for nonlinear programming. *Journal of Optimization Theory and Applications*, New York, v. 111, n. 1, p. 39–58, 2001.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- MOORE, J. T.; BARD, J. F. The mixed integer linear bilevel programming problem. *Operations Research*, Catonsville, v. 38, n. 5, p. 911–921, 1990.
- MORENO, R.; STRBAC, G.; PORRUA, F.; MOCARQUER, S.; BEZERRA, B. Making room for the boom. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 8, n. 5, p. 36–46, Sept. 2010.
- MOTTO, A. L.; ARROYO, J. M.; GALIANA, F. D. A mixed-integer lp procedure for the analysis of electric grid security under disruptive threat. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 3, p. 1357–1365, Aug. 2005.
- NARA, K.; HAYASHI, Y.; IKEDA, K.; ASHIZAWA, T. Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, Columbus. *Proceedings...* New York: IEEE, 2001. v. 2, p. 918–923.
- OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Toronto, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, Jul. 2006.
- OMEL. *Operador del mercado ibérico de energia*. Espanha: Polo Español, 2008. Disponível em: <<http://www.omel.es>>. Acesso em: 23 ago. 2011.
- PANTUZI, A. V. *Desempenho de um algoritmo backward-forward sweep de cálculo de fluxo de potência*. 2006. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.
- PEREIRA, M. V.; GRANVILLE, S.; FAMPA, M. H. C.; DIX, R.; BARROSO, L. A. Strategic bidding under uncertainty: a binary expansion approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 1, p. 180–188, Feb. 2005.
- PEW. *Who's winning the clean energy race*. Washington: The Pew Charitable Trusts, 2011. Disponível em: <<http://e360.yale.edu/images/digest/pew-clean-energy-investment.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2012.
- PROMMEE, W.; ONGSAKUL, W. Optimal multi-distributed generation placement by adaptive weight particle swarm optimization. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL, AUTOMATION AND SYSTEMS- ICCAS, 2008, Seoul. *Proceedings...* New York: IEEE, 2008. p. 1663–1668.
- REN21. *Renewable energy policy network for the 21st century, renewables 2012 global status report*. Paris: Global Status Report, 2012. Disponível em: <http://www.map.ren21.net/GSR-/GSR2012_low.pdf>. Acesso em: 6 dez. 2012.
- RIDER, M. J.; LOPEZ-LEZAMA, J. M.; CONTRERAS, J.; PADILHA-FELTRIN, A. Bilevel approach for optimal location and contract pricing of distributed generation in radial

distribution systems using mixed-integer linear programming. *IET Generation, Transmission Distribution*, New York, v. 7, n. 7, p. 724–734, 2013.

RODRIGUEZ, C. R. C. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2002. 355 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. *Uso da biomassa para a produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: UNICAMP, 2005.

RUEDA-MEDINA, A. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; PADILHA-FELTRIN, A.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 97, p. 133–143, 2013.

SANTOS, F. A. C. M.; SANTOS, F. M. S. M. Geração distribuída versus centralizada. *Revista Millenium - Repositório Científico do Instituto Politécnico de Viseu*, Instituto Politécnico de Viseu, Viseu, n. 35, p. 1–15, nov. 2008. Disponível em: <http://repositorio.ipv.pt/bitstream/10400.19/350/1/Geracao_distribuida_versus_centralizada.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2011.

SAVARD, G.; GAUVIN, J. The steepest descent direction for the nonlinear bilevel programming problem. *Operations Research Letters*, Amsterdam, v. 15, n. 5, p. 265 – 272, 1994.

SHIMIZU, K.; AIYOSHI, E. Hierarchical decentralized systems and its new solution by a barrier method. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, Piscataway, v. 11, n. 6, p. 444–449, 1981.

SHIMIZU, K.; AIYOSHI, E. A new computational method for stackelberg and min-max problems by use of a penalty method. *IEEE Transactions on Automatic Control*, South Bend, v. 26, n. 2, p. 460–466, 1981.

SILVA, P. P. *Influência dos aspectos regulatórios no processo de tomada de decisão em sistemas de cogeração de energia elétrica: um estudo de caso do setor sucroalcooleiro de Mato Grosso do Sul*. 2009. 138 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2009.

SILVA, P. P. Análise do impacto regulatório na dificuldade de implantação de projetos de cogeração a partir da biomassa da cana em mato grosso do sul. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO, 7., 2011, Brasília. *Anais...* Brasília: Associação Brasileira de Agências de Regulação- ABAR, 2011.

SINGH, R. K.; GOSWAMI, S. K. Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Brussels, v. 32, n. 6, p. 637–644, 2010.

SOROUDI, A.; EHSAN, M.; CAIRE, R.; HADJSAID, N. Hybrid immune-genetic algorithm method for benefit maximisation of distribution network operators and distributed generation

owners in a deregulated environment. *IET Generation, Transmission Distribution*, New York, v. 5, n. 9, p. 961–972, Sep. 2011.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇUCAR- UNICA. *Geração de Bioeletricidade*. São Paulo: CDN Comunicação Corporativa, 1997. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/documentos/fotos/>>. Acesso em: 8 fev. 2013.

VICENTE, L. N.; CALAMAI, P. H. Bilevel and multilevel programming: a bibliography review. *Journal of Global Optimization*, New York, v. 5, n. 1, p. 291–306, 1994.

VICENTE, L. N.; CALAMAI, P. H. Geometry and local optimality conditions for bilevel programs with quadratic strictly convex lower levels. *Minimax and Applications*, New York, v. 4, n. 1, p. 141–151, 1995.

WANG, C.; NEHRIR, M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 19, n. 4, p. 2068–2076, nov. 2004.

WEN, U. P.; HSU, S. T. Linear bi-level programming problems - a review. *Journal of the Operational Research Society*, Palgrave Macmillan Journals on behalf of the Operational Research Society, Catonsville, v. 42, n. 2, p. 125–133, Feb. 1991.

WEN, U. P.; YANG, Y. H. Algorithms for solving the mixed integer two-level linear programming problem. *Computers & Operations Research*, Kidlington, v. 17, n. 2, p. 133–142, 1990.

WONG, L. Y.; RAHIM, S. R. A.; SULAIMAN, M. H.; ALIMAN, O. Distributed generation installation using particle swarm optimization. In: INTERNATIONAL POWER ENGINEERING AND OPTIMIZATION CONFERENCE- PEOCO, 4., 2010, Shah Alam. *Proceedings...* New York: IEEE, 2010. p. 159–163.

ZUCARATO, A. N. *Aspectos do mercado de energia elétrica brasileiro*. Florianópolis: Curso de Técnicas para a Operação de Sistemas Elétricos, jul. 2007.

APÊNDICE A - TRABALHOS PUBLICADOS

Congressos Internacionais

- *Preço de Contrato Ótimo da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Radiais de Energia Elétrica.* 42 Jornadas Argentinas de Informática, ANAIS 42 JAIIO – ISSN 1850-2776. 11 Simposio Argentino de Investigación Operativa, ANAIS 11 SIO – ISSN 1850-2865. FaMAF | Universidad Nacional de Córdoba. 16 al 29 de Septiembre de 2013. Córdoba, Argentina.

Congressos Nacionais

- *Modelo Binível de Preço de Contrato Ótimo Multiestágio da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Radiais de Energia Elétrica.* V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE. ANAIS ... Centro de convenções do Hotel Golden Tulip Internacional Foz. 22 a 25 de Abril de 2014. Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

ANEXO A - TABELAS E DADOS

A.1 Dados do Sistema de Distribuição de 34 Barras

Os dados das linhas do sistema de distribuição de 34 barras utilizado na secção 5.5 é fornecida na Tabela 64. Os dados são apresentados por unidade usando uma base de 10 MW.

Tabela 64 - Dados das Linhas do Sistema de Distribuição 34 Barras

Linha	R [Ω]	X [Ω]	Linha	R [Ω]	X [Ω]
01-02	0,05943	0,0000	17-18	0,16587	0,0000
02-03	0,03581	0,0000	18-20	0,00814	0,0000
03-04	0,36148	0,0000	20-21	0,10683	0,0000
04-05	0,00781	0,0000	20-22	0,16546	0,0000
04-06	0,08139	0,0000	21-23	0,01297	0,0000
06-07	0,02193	0,0000	22-25	0,00814	0,0000
07-08	0,15650	0,0000	22-24	0,01373	0,0000
08-09	0,00707	0,0000	24-26	0,20273	0,0000
09-10	0,21157	0,0000	24-27	0,08627	0,0000
09-11	0,42268	0,0000	26-28	0,00781	0,0000
10-12	0,17880	0,0000	28-30	0,00960	0,0000
12-15	0,19069	0,0000	30-33	0,08284	0,0000
11-14	0,08627	0,0000	28-31	0,14370	0,0000
11-13	0,16504	0,0000	27-29	0,03147	0,0000
13-16	0,03329	0,0000	29-32	0,08493	0,0000
16-17	0,08733	0,0000	32-34	0,09602	0,0000
17-19	0,24112	0,0000			

Fonte: Lopez-Lezama, Padilha-Feltrin e Contreras (2011)

A.2 Dados do Sistema de Distribuição de 85 Barras

Os dados das linhas do sistema de distribuição de 85 barras utilizado na secção 5.5 é fornecida na Tabela 65. Os dados são apresentados por unidade usando uma base de 10 MW.

Tabela 65 - Dados das Linhas do Sistema de Distribuição 85 Barras

Linha	R [Ω]	X [Ω]	Linha	R [Ω]	X [Ω]
01-03	0,0029	0,0020	40-41	0,0030	0,0028
03-05	0,0029	0,0021	41-42	0,0060	0,0050
05-06	0,0281	0,0228	41-43	0,0060	0,0050
06-07	0,0060	0,0050	32-33	0,0016	0,0015
07-14	0,0090	0,0080	33-34	0,0026	0,0043
14-15	0,0160	0,0140	34-44	0,0050	0,0050
15-17	0,0126	0,0093	44-45	0,0022	0,0022
17-18	0,0050	0,0050	45-46	0,0014	0,0016
18-19	0,0173	0,0123	46-47	0,0042	0,0043
19-20	0,0314	0,0284	34-35	0,0007	0,0007
19-78	0,0314	0,0284	35-36	0,0011	0,0012
20-21	0,0143	0,0108	35-48	0,0027	0,0031
21-80	0,0113	0,0184	48-49	0,0028	0,0018
80-81	0,0063	0,0075	49-56	0,0062	0,0062
81-82	0,0013	0,0025	49-50	0,0020	0,0024
81-83	0,0060	0,0080	50-51	0,0078	0,0093
83-84	0,0013	0,0025	48-52	0,0060	0,0075
21-22	0,0158	0,0107	52-55	0,0087	0,0062
22-85	0,0314	0,0284	52-53	0,0117	0,0117
22-23	0,0060	0,0062	53-54	0,0115	0,0060
23-24	0,0127	0,0106	18-57	0,0060	0,0070
03-02	0,0280	0,0180	57-58	0,0115	0,0075
05-04	0,0062	0,0062	58-59	0,0125	0,0107
07-08	0,0170	0,0170	58-60	0,0115	0,0105
08-09	0,0128	0,0106	60-61	0,0060	0,0075
09-10	0,0060	0,0055	61-62	0,0075	0,0060
09-11	0,0087	0,0062	60-63	0,0027	0,0030
11-12	0,0117	0,0117	63-64	0,0022	0,0028
12-13	0,0012	0,0006	64-65	0,0022	0,0022
15-16	0,0060	0,0055	65-77	0,0063	0,0057
17-25	0,0012	0,0007	65-66	0,0078	0,0056
25-26	0,0022	0,0006	64-67	0,0043	0,0040
26-37	0,0012	0,0011	67-79	0,0029	0,0021
26-27	0,0060	0,0050	67-72	0,0030	0,0028
27-38	0,0075	0,0060	67-68	0,0006	0,0005
27-28	0,0012	0,0006	68-73	0,0060	0,0055
28-29	0,0012	0,0009	73-74	0,0016	0,0015
29-39	0,0022	0,0022	73-75	0,0013	0,0009
29-30	0,0063	0,0057	68-69	0,0050	0,0060
30-31	0,0078	0,0056	69-70	0,0022	0,0025
31-32	0,0043	0,0040	70-71	0,0031	0,0034
32-40	0,0029	0,0021	70-76	0,0042	0,0047