

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARCEL CHUMA CERBANTES**

**PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA COM GERADORES DISTRIBUÍDOS**

**Ilha Solteira**

**2017**

**MARCEL CHUMA CERBANTES**

**PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA COM GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia -  
UNESP - Campus de Ilha Solteira, como  
requisito para obtenção de título de Doutor em  
Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação

**JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI**  
**Orientador**

Ilha Solteira

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- C411p      Cerbantes, Marcel Chuma.  
Planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos / Marcel Chuma Cerbantes. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017  
123 f. : il.
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2017
- Orientador: José Roberto Sanches Mantovani  
Inclui bibliografia
1. Geração distribuída. 2. Planejamento da operação da DisCo. 3. Modelo de cargas dependentes de tensão. 4. Precificação nodal de potência reativa. 5. Busca Tabu.

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA TESE:** Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para o Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos

**AUTOR:** MARCEL CHUMA CERBANTES

**ORIENTADOR:** JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:



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



Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. CRISTIANO LYRA FILHO  
Departamento de Sistemas e Energia / Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. BENVIDO RODRIGUES PEREIRA JÚNIOR  
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Universidade de São Paulo

Ilha Solteira, 09 de março de 2017

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela vida, por todas as bênçãos proporcionadas, pela graça e socorro sempre presente. Aos meus pais José Luiz Cerbantes e Devanilde Chuma Cerbantes, cujos ensinamentos e auxílio trilharam caminho para concretização deste trabalho. Aos meus sogros Carlos Roberto de Araujo e Nágila Maria da Silva Araujo por todo apoio e incentivo sempre oferecidos. Em especial, à minha esposa Keila Cristina Araujo Cerbantes pelos anos de amor e companheirismo compartilhados, sem os quais seria impossível concluir ou mesmo iniciar este trabalho. À nossa pequena Leonora Araujo Cerbantes, que já ilumina nossas vidas. A todos os demais familiares e amigos que direta ou indiretamente contribuíram no desenvolvimento desta tese.

Aos meus amigos (alunos e professores) do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE) por todo o suporte oferecido ao longo destes últimos anos. E, de forma bastante especial, ao meu orientador Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani pela amizade, ajuda, paciência e valiosa orientação que resultou na elaboração do presente trabalho. À Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP - pela oportunidade de formação e qualificação como engenheiro eletricitista.

Também, os amigos conquistados durante estágio na University of Washington, Seattle, USA, por todo auxílio e bons momentos. Especialmente a Ricardo Fernandez Blanco Carramolino pela enorme ajuda, amizade e companhia. A Yury Dvorkin pelos melhores *dumplings* russos. A Mushfiqur Sarker por estar sempre disposto a colaborar. E, também, a Daniel Olsen pelas boas risadas. Finalmente, ao Prof. Dr. Miguel Angel Ortega Vazquez pela oportunidade de estágio, paciência e pelas excelentes contribuições agregadas a este trabalho.

Aos membros da banca julgadora Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro, Prof. Dr. Christiano Lyra Filho, Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin, Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior pela disponibilidade e contribuições dispensadas para os ajustes finais desta tese.

Por fim, e não menos importante, a CAPES e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - FAPESP - (Proc. 2013/13070-7; 2014/22314-0) pelo aporte financeiro necessário para realização e divulgação deste projeto de pesquisa.

“Tudo tem o seu tempo determinado, e há tempo para todo propósito debaixo do céu.”

Eclesiastes 3:1

## RESUMO

Neste trabalho propõe-se o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o planejamento da operação de curto prazo de sistemas de distribuição com geração distribuída (GD) considerando uma abordagem probabilística. Uma modelagem sequencial formulada com base na perspectiva das companhias de distribuição (DisCos) é proposta. As decisões operacionais da DisCo são inicialmente otimizadas no estágio de operação *day-ahead* (DA) e, então, na operação *real-time* (RT). A operação DA visa maximizar a diferença entre a energia vendida aos consumidores e as compras realizadas no mercado de eletricidade atacadista e da GD, ou seja, os lucros. No estágio RT, busca-se a minimização dos ajustes necessários para acomodar os desvios das quantidades previstas no planejamento DA. Modelos de cargas dependentes de tensão e restrições relacionadas à demanda são explicitamente formulados. A rede é representada através de equações de fluxo de potência AC completo. Propõe-se ainda a incorporação de um mecanismo para precificação nodal de potência reativa. Os modelos resultantes são caracterizados como programas de otimização matemática multiperíodo de grande porte não lineares e não convexos com variáveis contínuas e discretas. Um algoritmo pseudodinâmico baseado na meta-heurística Busca Tabu (BT) é proposto para solução do problema resultante de maneira eficaz, sem linearizações. Os resultados obtidos para alimentadores de distribuição de 69 e 135 barras ilustram a eficiência da metodologia proposta.

**Palavras-chave** – Geração Distribuída. Planejamento da Operação da DisCo. Modelo de Cargas Dependentes de Tensão. Precificação Nodal de Potência Reativa. Busca Tabu.

## ABSTRACT

In this work, we propose a solution procedure for the short-term operation planning of distribution systems with distributed generation (DG) considering a probabilistic approach. A sequential formulation based on the distribution company's (DisCo's) perspective is presented. The DisCo's operational decisions are optimized first in a day-ahead (DA) operation stage, and then in real-time (RT). The DA operation maximizes the difference between the energy sold to customers and the purchases from the wholesale electricity market and distributed generators. In RT, the objective is to minimize the adjustments that are required to accommodate deviations from forecasted quantities. The voltage-sensitiveness of power load injections and demand related constraints are explicitly formulated. The network is modeled using full ac power flow equations. In addition, a nodal-based reactive power pricing mechanism is proposed to be incorporated in the formulation. The resulting models are characterized as large-scale non-linear non-convex mathematical programs with continuous and discrete variables. A pseudo-dynamic Tabu Search (TS)-based solution algorithm is used to tackle the problem in an effective manner, without linearizations. Numerical results from the 69-bus and 135-bus distribution test feeders illustrate the performance of the proposed approach.

**Index terms** – Distributed Generation. DisCo's Operation Planning. Voltage-sensitive Load Models. Nodal Reactive Power Prices. Tabu Search.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Volatilidade dos preços de equilíbrio de mercado RT .....	13
Figura 2 – Equilíbrio de mercado .....	21
Figura 3 – Estabilidade do equilíbrio de mercado .....	22
Figura 4 – Eficiência de Pareto do equilíbrio de mercado .....	23
Figura 5 – Modelo de mercado elétrico monopolista baseado em Hunt e Shuttlesworth (1996) .....	24
Figura 6 – Modelo de agência de compras baseado em Hunt e Shuttlesworth (1996) .....	25
Figura 7 – Modelo de competição no atacado baseado em Hunt e Shuttlesworth (1996) .....	26
Figura 8 – Modelo de competição no varejo baseado em Hunt e Shuttlesworth (1996) .....	27
Figura 9 – Fluxo e/ou vendas de energia em sistemas de potência (a) convencionais e (b) modernos.....	28
Figura 10 – Custos de geração de eletricidade para diferentes tecnologias .....	30
Figura 11 – Processo <i>pool</i> com pagamentos laterais.....	35
Figura 12 – Benefício social em mercados de eletricidade .....	41
Figura 13 – Aumento da potência aparente de carga devido ao consumo de reativos .....	46
Figura 14 – Aumento da potência aparente produzida devido à produção de reativos .....	47
Figura 15 – Abordagem hierárquica da operação de curto prazo da DisCo.....	49
Figura 16 – Estrutura de mercado idealizada .....	51
Figura 17 – Representação do balanço de potência ativa e reativa na barra $j$ .....	53
Figura 18 – Região de operação das unidades de GD .....	57
Figura 19 – Curva de potência das turbinas eólicas .....	58
Figura 20 – Curva de potência dos painéis PVP .....	58
Figura 21 – Funções dos índices $t$ e $h$ no processo janela rolante .....	62
Figura 22 – Fluxograma da estrutura geral do algoritmo hierárquico proposto .....	67
Figura 23 – Fluxograma do procedimento de solução do modelo DA.....	68
Figura 24 – Vizinhança no DA-SP1 .....	69
Figura 25 – Vizinhança em DA-SP2 e DA-SP3.....	70
Figura 26 – Fluxograma do procedimento de solução do modelo RT .....	72
Figura 27 – Vizinhança no RT-SP1 .....	73
Figura 28 – Vizinhança no RT-SP2.....	74
Figura 29 – Diagrama unifilar do sistema teste de 69 barras .....	76

Figura 30 – Aumento percentual dos (a) lucros DA e (b) custos RT da DisCo nos casos 1, 2 e 3 em relação aos valores correspondentes obtidos no caso 4 considerando um EPT e o EPP.....	80
Figura 31 – Aumento percentual da (a) receita DA, (b) dos custos de mercado DA, (c) dos custos de compra da GD na operação DA, (d) da receita RT, (e) dos custos da energia adquirida no mercado RT e (f) dos custos de aquisição das unidades de GD na operação RT. ....	81
Figura 32 – Efeitos das incorporação do EPP nas perdas ativas diárias da rede para os casos 1, 2, 3 e 4.....	83
Figura 33 – Aumento das perdas da rede na operação (a) DA e (b) RT para o EPP e para uma condição fictícia EPP&C nos casos 1, 2, 3 e 4 em relação aos resultados obtidos para o EPT. ....	83
Figura 34 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1.....	84
Figura 35 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2.....	85
Figura 36 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3.....	85
Figura 37 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4.....	86
Figura 38 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1. ....	87
Figura 39 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2. ....	87
Figura 40 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3. ....	88
Figura 41 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4. ....	88
Figura 42 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1. ....	89
Figura 43 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2. ....	90

Figura 44 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3. ....	90
Figura 45 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4. ....	91
Figura 46 - Operação dos bancos de capacitores <i>shunt</i> nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1. .	91
Figura 47 - Operação dos bancos de capacitores <i>shunt</i> nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2. .	92
Figura 48 - Operação dos bancos de capacitores <i>shunt</i> nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3. .	92
Figura 49 - Operação dos bancos de capacitores <i>shunt</i> nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4. .	93
Figura 50 - Preços horários de venda da DisCo para os casos (a) 1, (b) 2, (c) 3 e (d) 4. ....	93
Figura 51 - Preços horários de venda da DisCo para os casos (a) 1, (b) 2, (c) 3 e (d) 4. ....	96
Figura 52 – Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência compensado .....	108
Figura 53 – Numeração de um pequeno sistema de distribuição radial (a), (b) e (c).....	109
Figura 54 – Representação unifilar de uma linha de distribuição .....	109
Figura 55 – Representação dos <i>breakpoints</i> por injeção de corrente nodal .....	111
Figura 56 - Método de estimação de pontos de Hong .....	114
Figura 57 - Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência probabilístico.....	118

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Expoentes ativo e reativo diários do modelo de carga .....	77
Tabela 2 – Lucros DA e custos RT de operação da DisCo .....	79
Tabela 3 – Aquisição diária de energia da DisCo (MWh) .....	82
Tabela 4 – Preços nodais resultantes de venda da DisCo na barra 11 na hora 15 (\$/MWh)....	94
Tabela 5 – Preços nodais resultantes de compra da GD na hora 15 (\$/MWh).....	95
Tabela 6 – Resultados econômicos do sistema de 135 barras .....	97
Tabela 7 – Resultados de tempo de CPU médio (s) .....	98

## LISTA DE ABREVIATURAS

BT	Busca Tabu.
DA	<i>Day-ahead.</i>
DG	<i>Distributed generation.</i>
DisCo	<i>Distribution company.</i>
EPP	Esquema de precificação proposto.
EPP&C	Esquema de precificação proposto com fator de potência de carga corrigido.
EPT	Esquema de precificação tradicional.
FPO	Fluxo de potência ótimo.
GD	Geração distribuída.
GSO	<i>Group Search Optimization.</i>
ISO	<i>Independent system operator.</i>
O&M	Operação e manutenção.
PNPR	Preço nodal de potência reativa.
pu	Por unidade.
PVP	<i>Photovoltaic panel.</i>
RT	<i>Real-time.</i>
RTP	<i>Real-time pricing.</i>
SE	Subestação.
SP	Subproblema.
SVR	<i>Step voltage regulator.</i>
TOU	<i>Time-of-use.</i>
TS	<i>Tabu Search.</i>
W	Watt.
Wh	Watt-hora.
VA	Volt-Ampère.
VAr	Volt-Ampère-reativo.
VArh	Volt-Ampère-reativo-hora.

# NOMENCLATURA

## CONJUNTOS E ÍNDICES:

$B, B_j$	Conjunto de baterias e subconjunto de baterias conectadas à barra $j$ , indexados por $b$ .
$E, E^R$	Conjunto de ramos e subconjunto de ramos com reguladores de tensão (SVRs), indexados por $ij$ .
$G, G_j$	Conjunto de unidades de GD e subconjunto de unidades de GD conectadas à barra $j$ .
$L$	Conjunto de tipos de cargas (ou seja, residencial, comercial e industrial), indexado por $l$ .
$N, N_g, N_s$	Conjunto de barras, subconjunto de barras em que as unidades de GD são alocadas e subconjunto de barras em que as subestações são conectadas, indexados por $i, j$ e $k$ .
$S, S_j$	Conjunto de subestações e subconjunto de subestações conectadas à barra $j$ , indexados por $s$ .
$T$	Conjunto de intervalos de tempo, indexado por $t$ e $h$ .

## VARIÁVEIS CONTÍNUAS:

$c_{b,t}, d_{b,t}$	Potência de carga e descarga da bateria $b$ no tempo $t$ .
$J_{ij,t}$	Corrente complexa da barra $i$ para $j$ no tempo $t$ .
$J_{ij,t}^{1,2}$	Corrente no primário e secundário do regulador de tensão instalado no ramo entre as barras $i$ e $j$ (ou seja, no ramo $(i, j)$ ) no tempo $t$ .
$P_{j,t}^{D0'}, Q_{j,t}^{D0'}$	Demanda de potências ativa e reativa na barra $j$ no tempo $t$ sob tensão nominal após resposta aos preços horários de venda da DisCo.
$P_{j,t}^D, Q_{j,t}^D$	Potência ativa e reativa da carga alocada na barra $j$ no tempo $t$ .
$P_{l,j,t}^{D'}, Q_{l,j,t}^{D'}$	Potência ativa e reativa da carga do tipo $l$ alocada na barra $j$ no tempo $t$ sob tensão nominal após resposta aos preços horários de venda da DisCo.
$P_{s,t}^{DA}, P_{s,t}^{RT}$	Potência ativa comprada da rede externa no mercado DA e RT através da subestação $s$ no tempo $t$ .

$P_{g,t}^{DG}, Q_{g,t}^{DG}$	Potência ativa e reativa produzida pela unidade de GD $g$ no tempo $t$ .
$P_{ij,t}, Q_{ij,t}$	Fluxo de potência ativa e reativa da barra $i$ para $j$ no tempo $t$ .
$P_{s,t}^{grid}, Q_{s,t}^{grid}$	Injeção de potência ativa e reativa total proveniente da rede externa através da subestação $s$ no tempo $t$ .
$SoC_{b,t}$	Estado de carga da bateria $b$ no tempo $t$ .
$S_{j,t}^D$	Potência aparente complexa da carga na barra $j$ no tempo $t$ .
$S_{g,t}^{DG}$	Potência aparente complexa produzida pela unidade de GD $g$ no tempo $t$ .
$V_{j,t}$	Tensão complexa na barra $j$ no tempo $t$ .
$ \hat{V}_{j,t} $	Magnitude de tensão operacional desejada na barra $j$ no tempo $t$ .
$\Delta V_{j,t} $	Erro de magnitude de tensão na barra $j$ no tempo $t$ .
$\delta_{l,j,t}^{D'}$	Ângulo de fator de potência da carga do tipo $l$ alocada na barra $j$ no tempo $t$ .
$\hat{\delta}_{g,t}^{DG}$	Ângulo de fator de potência operacional desejado da unidade de GD $g$ no tempo $t$ .
$\lambda_t$	Preço horário de venda da DisCo para os consumidores no tempo $t$ .
$\lambda_{g,t}^{DG}$	Preço horário de compra da unidade de GD $g$ no tempo $t$ .

### VARIÁVEIS DISCRETAS:

$a_{ij,t}^R$	Taxa de regulação do regulador de tensão no ramo $(i, j)$ no tempo $t$ .
$Q_{j,t}^C$	Injeção de potência reativa do banco de capacitores <i>shunt</i> instalado na barra $j$ no tempo $t$ .
$tap_{ij,t}^R$	Posição de <i>tap</i> do regulador de tensão no ramo $(i, j)$ no tempo $t$ .
$K_{j,t}^C$	Posição selecionada de capacitores chaveados do banco de capacitores na barra $j$ no tempo $t$ .

### VARIÁVEIS BINÁRIAS:

$\gamma_{b,t}$	Variável binária que é igual a 1 se a bateria $b$ está carregando no tempo $t$ ; e igual a 0, caso contrário.
----------------	---

$Q_{l,j,t}$  Variável binária que é igual a 1 se o limite aceitável de fator de potência da carga do tipo  $l$  alocada na barra  $j$  e no tempo  $t$  é violado; e igual a 0, caso contrário.

## PARÂMETROS:

$b_j^{sh}, g_j^{sh}$	Susceptância e condutância <i>shunt</i> na barra $j$ .
$C_b$	Capacidade da bateria $b$ .
$\bar{c}_b, \bar{d}_b$	Potência máxima de carga e de descarga da bateria $b$ .
$ED_{t,t'}^j$	Elasticidade de preço da demanda na barra $j$ e no tempo $t$ em relação a uma variação de preço do tempo $t'$ .
$\bar{J}_{ij}$	Capacidade de corrente no ramo $(i, j)$ .
$MCS_s$	Máxima capacidade da subestação $s$ .
$n_T$	Número de intervalos de tempo.
$\underline{P}_g^{DG}, \bar{P}_g^{DG}$	Limites mínimo e máximo de produção de potência ativa da unidade de GD $g$ .
$P_{j,t}^{DO}, Q_{j,t}^{DO}$	Demanda de potência ativa e reativa na barra $j$ no tempo $t$ sob tensão nominal antes da resposta aos preços horários de venda da DisCo.
$\underline{Q}_j^C, \Delta Q_j^C$	Limite mínimo (capacitor fixo) e variação discreta de potência reativa (capacitores chaveados) do banco de capacitores <i>shunt</i> na barra $j$ .
$\underline{Q}_g^{DG}, \bar{Q}_g^{DG}$	Limites mínimo e máximo de produção de potência reativa da unidade de GD $g$ .
$r_{ij}, x_{ij}$	Resistência e reatância do ramo $(i, j)$ .
$\bar{S}_g^{DG}$	Potência aparente máxima da unidade de GD $g$ .
$\underline{SoC}_{b,t}, \overline{SoC}_{b,t}$	Limites mínimo e máximo permitidos para o estado de carga da bateria $b$ no tempo $t$ .
$\underline{V}, \bar{V}$	Limites mínimo e máximo da magnitude de tensão.
$V_n$	Tensão nominal (ou base) da rede.
$\alpha_{l,j,t}, \beta_{l,j,t}$	Expoentes de potência da carga do tipo $l$ na barra $j$ e no tempo $t$ .
$\delta^{D \text{ lim}}$	Limite aceitável do ângulo de fator de potência de carga.

$\underline{\delta}_g^{DG}, \overline{\delta}_g^{DG}$	Limites mínimo (adiantado) e máximo (atrasado) do ângulo de fator de potência operacional da unidade de GD $g$ .
$\varepsilon_{l,j}$	Porcentagem de carga do tipo $l$ na barra $j$ .
$\eta_b^{chg}, \eta_b^{dsg}$	Eficiência de carga e descarga da bateria $b$ .
$\overline{k}_j^C$	Posição ou número máximo de capacitores chaveados do banco de capacitores shunt na barra $j$ .
$\underline{\lambda}, \overline{\lambda}$	Limites mínimo e máximo dos preços de venda.
$\lambda^{avg}$	Preço diário de venda médio da DisCo, acordado com os consumidores com base em um contrato.
$\lambda_t^{DA}, \lambda_t^{RT}$	Preços de equilíbrio de mercado DA e RT no tempo $t$ .
$\varphi_{ij}^R$	Taxa de regulação efetiva do regulador de tensão no ramo $(i, j)$ .
$\overline{tap}_{ij}^R$	Máxima posição de $tap$ do regulador de tensão no ramo $(i, j)$ , em que $\overline{2tap}_{ij}^R$ é o total de posições de $tap$ .

# SUMÁRIO

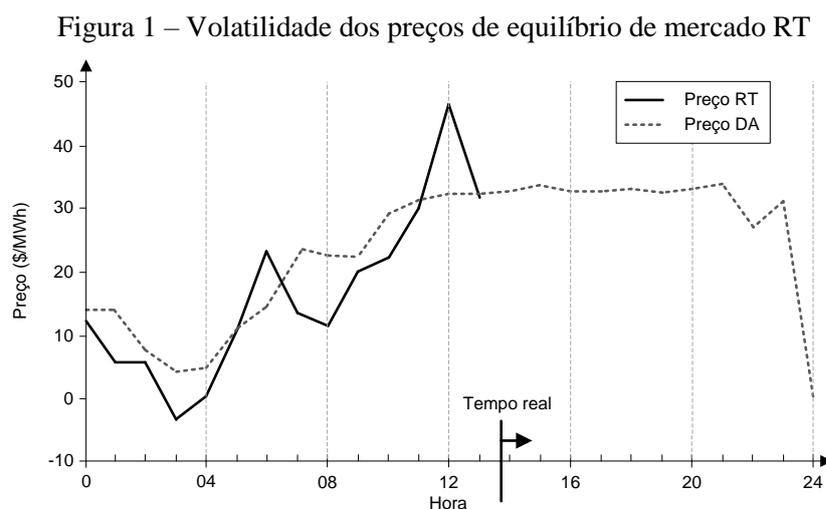
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO .....	13
1.2	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES .....	17
1.3	REVISÃO DA LITERATURA: TÉCNICA DE SOLUÇÃO .....	18
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO .....	20
<b>2</b>	<b>MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>21</b>
2.1	CONCEITO DE EQUILÍBRIO DE MERCADO .....	21
2.2	MODELOS DE COMPETIÇÃO .....	24
2.2.1	<i>MODELO 1: MONOPÓLIO .....</i>	<i>24</i>
2.2.2	<i>MODELO 2: AGÊNCIA DE COMPRAS .....</i>	<i>25</i>
2.2.3	<i>MODELO 3: COMPETIÇÃO NO ATACADO .....</i>	<i>25</i>
2.2.4	<i>MODELO 4: COMPETIÇÃO NO VAREJO .....</i>	<i>26</i>
2.3	IMPACTOS DA GD NA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE .....	28
2.4	TIPOS DE MERCADO .....	31
2.4.1	<i>MERCADOS BILATERAIS .....</i>	<i>31</i>
2.4.2	<i>MERCADOS REVENDEDORES .....</i>	<i>32</i>
2.4.3	<i>EXCHANGES .....</i>	<i>32</i>
2.4.4	<i>POOLS .....</i>	<i>34</i>
2.5	SUBMERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	35
2.5.1	<i>MERCADOS DAY-AHEAD .....</i>	<i>36</i>
2.5.2	<i>MERCADO REAL-TIME .....</i>	<i>37</i>
2.5.3	<i>MERCADOS PARA SERVIÇOS ANCILARES .....</i>	<i>38</i>
2.6	PREÇOS NODAIS .....	40
2.7	ELOS DE MERCADO .....	42
<b>3</b>	<b>PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>44</b>
3.1	MECANISMO DE PRECIFICAÇÃO DE REATIVOS .....	44
3.1.1	<i>PENALIZAÇÃO DE CONSUMIDORES .....</i>	<i>45</i>
3.1.2	<i>COMPENSAÇÃO DE UNIDADES DE GD .....</i>	<i>48</i>
3.2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DA DISCO .....	49
3.2.1	<i>ESTÁGIO DE OPERAÇÃO DAY-AHEAD .....</i>	<i>51</i>
<b>3.2.1.1</b>	<b><i>FUNÇÃO OBJETIVO .....</i></b>	<b><i>52</i></b>
<b>3.2.1.2</b>	<b><i>RESTRICÇÕES .....</i></b>	<b><i>53</i></b>
<b>3.2.1.3</b>	<b><i>VARIÁVEIS DAY-AHEAD .....</i></b>	<b><i>60</i></b>
3.2.2	<i>ESTÁGIO DE OPERAÇÃO REAL-TIME .....</i>	<i>60</i>

3.2.2.1	<b>FUNÇÃO OBJETIVO</b> .....	61
3.2.2.2	<b>RESTRIÇÕES</b> .....	62
3.2.2.3	<b>VARIÁVEIS REAL-TIME</b> .....	62
<b>4</b>	<b>TÉCNICA DE SOLUÇÃO</b> .....	<b>64</b>
4.1	FUNDAMENTOS DA BUSCA TABU.....	64
4.2	ALGORITMO DE SOLUÇÃO PROPOSTO.....	66
4.2.1	<i>SOLUÇÃO DO MODELO DAY-AHEAD</i> .....	67
4.2.1.1	<b>VIZINHANÇA DAY-AHEAD</b> .....	69
4.2.2	<i>SOLUÇÃO DO MODELO REAL-TIME</i> .....	71
4.2.2.1	<b>VIZINHANÇA REAL-TIME</b> .....	72
4.3	ABORDAGEM PROBABILÍSTICA.....	74
<b>5</b>	<b>TESTES E RESULTADOS</b> .....	<b>76</b>
5.1	ESTUDO DE CASO A: SISTEMA DE 69 BARRAS.....	76
5.1.1	<i>RESULTADOS ECONÔMICOS</i> .....	78
5.1.2	<i>RESULTADOS OPERACIONAIS</i> .....	81
5.1.3	<i>IMPACTOS DO LIMITE DO FATOR DE POTÊNCIA DAS CARGAS</i> .....	95
5.2	ESTUDO DE CASO B: SISTEMA DE 135 BARRAS.....	96
5.3	ANÁLISE COMPUTACIONAL.....	97
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>99</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>101</b>
	<b>APÊNDICE A. FLUXO DE POTÊNCIA NA DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>108</b>
A.1.	<b>FLUXO DE POTÊNCIA RADIAL</b> .....	<b>109</b>
A.2.	<b>MÉTODO DE COMPENSAÇÃO PARA REDES FRACAMENTE MALHADAS</b> .....	<b>111</b>
A.3.	<b>MÉTODO DE COMPENSAÇÃO PARA UNIDADES DE GD</b> .....	<b>112</b>
	<b>APÊNDICE B. FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO</b> .....	<b>114</b>
B.1.	<b>MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE PONTOS DE HONG</b> .....	<b>114</b>
B.2.	<b>ESQUEMA <math>2N_M + 1</math></b> .....	<b>116</b>
B.3.	<b>FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO VIA MÉTODO DE HONG</b> .....	<b>117</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

As companhias de distribuição ou distribuidoras (DisCos) são agentes do setor elétrico responsáveis pelo fornecimento/comercialização de energia elétrica aos consumidores e operação simultânea da rede de distribuição (KIRSCHEN; STRBAC, 2004). De forma geral, as DisCos são entidades com fins lucrativos que, no curto prazo, buscam maximizar a diferença entre a receita proveniente da energia vendida aos consumidores e o custo total de fornecimento, ou seja, os lucros. Visando alcançar tal objetivo, a DisCo compra energia do mercado atacadista e de unidades de geração distribuída (GD) de propriedade privada, vende energia aos consumidores e opera a rede de forma eficiente, garantindo as exigências técnicas exigidas pelas agências reguladoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2010, 2017). Estas operações de compra e venda são tradicionalmente realizadas em termos da parcela ativa da injeção total (aparente) de potência. O uso de potência reativa, por sua vez, está fortemente relacionado à eficiência e à qualidade de fornecimento (CARAMIA; CARPINELLI; VERDE, 2009). Portanto, a implementação de mecanismos para precificação de reativos deve estimular a produção e o consumo eficientes de potência reativa em redes de distribuição convencionais atuais e as futuras *smart grids* (PAPALEXOPOULOS; ANGELIDIS, 2006).



Fonte: (IESO, 2014)

Em mercados de eletricidade atuais, a DisCo normalmente participa dos mercados *day-ahead* (DA) e *real-time* (RT) para satisfazer o balanço de potência carga-geração no curto

prazo. No entanto, realizar transações em tempo real (ou seja, no mercado RT) é normalmente arriscado devido à alta volatilidade dos preços de equilíbrio de mercado RT (ver Figura 1), podendo levar a perdas monetárias indesejáveis. Desta forma, é preferível que a DisCo concentre todas suas transações na operação DA e use os mercados RT, que são caracterizados como mercados de balanço, apenas para acomodar os desvios das quantidades adquiridas no mercado DA (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009a; ENERGY UK, 2016; IESO, 2014; NYISO, 2016; PJM, 2016; STOFT, 2002; WANG et al., no prelo).

Dentro do contexto do setor de eletricidade reestruturado, a crescente integração de recursos de geração distribuída (GD) e a intensificação dos esforços empreendidos para modernização da rede têm atraído interesse de pesquisadores no problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição ou, em outras palavras, da DisCo nos últimos anos (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009a, 2009b; SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2013, 2014). Uma estrutura de planejamento em dois estágios é apresentada nos trabalhos de Algarni e Bhattacharya (2009a) e Safdarian, Fotuhi-Firuzabad e Lehtonen (2013). Na primeira abordagem, os autores se baseiam em formulações determinísticas simples para modelagem do problema de planejamento DA e RT da DisCo (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009a). Por sua vez, Safdarian, Fotuhi-Firuzabad e Lehtonen (2013) propõem uma abordagem estocástica para incorporação das incertezas inerentes a cada estágio de operação, DA e RT. Neste caso, considera-se que os preços DA são sempre um valor determinístico conhecido. Em uma abordagem similar, porém determinística, Algarni e Bhattacharya (2009b) propõem a incorporação de fatores de benefício da GD na operação de curto prazo da DisCo. Tais fatores incluem o custo de serviços reativos oferecidos pelas unidades de GD e são baseados, simplesmente, em valores predefinidos de potência reativa. Finalmente, um modelo de planejamento incluindo a elasticidade dos consumidores em resposta à variação dos preços de venda da DisCo é apresentado (SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2014). Uma modelagem linear aproximada é utilizada para representação das restrições de fluxo de potências ativa e reativa.

Os trabalhos mencionados anteriormente, no entanto, ignoram a operação de dispositivos da rede, tais como reguladores de tensão e dispositivos de armazenamento de energia (baterias), o que afeta a operação de curto prazo da DisCo. De fato, menores custos operacionais da rede são obtidos quando a operação destes dispositivos é coordenada de forma otimizada (ALNASER; OCHOA, 2016; MACEDO et al., 2015). Além disso, estes trabalhos não consideram os custos associados ao consumo de energia reativa e, portanto, a eficiência e os índices de qualidade da energia fornecida pela DisCo podem ser

significativamente prejudicados. Por fim, os autores assumem uma representação de carga potência constante (PQ), desconsiderando a sensibilidade prática das injeções de potência de carga ativa e reativa ao fornecimento de tensão com magnitude diferente do valor de referência (ou nominal). Consequentemente, os resultados podem ser distorcidos e levados às soluções subótimas e/ou até mesmo ineficazes do ponto de vista prático. Assim sendo, modelos que representem a sensibilidade de tensão das cargas devem ser explicitamente formulados no planejamento da operação da DisCo.

As tarifas (ou preços) de energia elétrica aplicada aos consumidores de distribuição estão em sua grande maioria relacionadas ao custo de consumo de potência ativa (DE SÁ FERREIRA et al., 2013; MENTA et al., 2016; SARKER; ORTEGA-VAZQUEZ; KIRSCHEN, 2015; STEEN; TUAN; CARLSON, 2016); enquanto que pouca atenção tem sido dispensada à implementação de mecanismos para precificação de cargas reativas na literatura de sistemas de potência (LI et al., 2008; RAAP; RAESSAAR; TIIGIMÄGI, 2011). Tarifas de potência ativa são normalmente baseadas em esquemas de precificação do tipo *flat* (em que os preços permanecem constantes no tempo) ou variáveis no tempo, tais como *time-of-use* (TOU) e *real-time pricing* (RTP). Diferentemente das tarifas *flat*, programas de tarifação baseados no tempo (ou seja, TOU e RTP) são capazes de refletir as mudanças nas condições de mercado forma mais adequada (SARKER; ORTEGA-VAZQUEZ; KIRSCHEN, 2015). Alternativamente, Raap, Raessaar e Tiigimägi (2011) e Li (2008) et al. apresentam um esquema de precificação para cargas reativas baseado no custo de transporte de potência reativa. Pelo fato destes métodos dependerem da análise da rede através de ferramentas de cálculo de fluxo de potência, sua transparência junto aos consumidores é extremamente afetada. Estes métodos são apresentados como uma alternativa às tarifas de reativos normalmente utilizadas pelas DisCos na prática, ou seja: i) tarifas de demanda kVA/kVAr de pico; ii) energia kVAh/kVArh; e, iii) correção de preços por fator de potência. No entanto, a incorporação de esquemas de tarifação de potência reativa é essencial para encorajar os consumidores a melhorar o fator de potência de suas instalações, resultando em uma operação mais eficaz da rede de distribuição.

A energia produzida pelas unidades de GD também é tradicionalmente negociada em termos de potência ativa por meio de contratos bilaterais entre a DisCo e os proprietários de GD (LÓPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011). Porém, mecanismos de compensação para fornecimento de potência reativa têm recebido grande interesse recentemente (HAGHIGHAT; KENNEDY, 2010; HASANPOUR; GHAZI; JAVIDI, 2009; RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013; SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006). De

fato, o suprimento de reativos é um serviço ancilar essencial para a operação de sistemas de distribuição (CALDERARO, 2011, 2014, 2015). As tarifas de produção de potência ativa são fortemente relacionadas com os custos da tecnologia e o combustível utilizado, enquanto que dois mecanismos fundamentais de precificação da potência fornecida pelas unidades de GD em redes de distribuição podem ser identificados. Na primeira abordagem, propõe-se uma estratégia de tarifação nodal baseada em fatores marginais de redução de perdas (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009b; SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006). Este esquema também tem a desvantagem de depender exclusivamente da análise do estado elétrico da rede (ou seja, cálculo do fluxo de potência), o que afeta sua transparência. A segunda abordagem utiliza funções de custo de produção de potência reativa, as quais contemplam custos fixos (disponibilidade e/ou investimento) e variáveis (perdas ativas e perda de oportunidade de produção de potência ativa) (HAGHIGHAT; KENNEDY, 2010; HASANPOUR; GHAZI; JAVIDI, 2009; RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013). O uso deste mecanismo deve prover receita de GD suficiente para recuperação de investimentos e custos operacionais (fixos e variáveis), mas não garante que os proprietários de GD irão receber incentivos atrativos que aumentem sua lucratividade devido à prestação de serviços de reativos. Além disso, esta abordagem não permite uma tarifação nodal, o que é visto como um mecanismo de precificação eficaz para o fornecimento de potência reativa (SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006).

Os impactos da modelagem de carga PQ e de modelos dependentes de tensão no planejamento de redes de distribuição têm sido exaustivamente investigados na literatura aberta (QIAN et al., 2011; RIZY et al., 1989; SINGH; MISRA; SINGH, 2007). Resultados experimentais apresentados por Rizy (1989) et al. mostram que as perdas ativas são aumentadas após o chaveamento de um banco capacitor para melhoria do fator de potência e dos níveis de tensão em um alimentador de distribuição. Por sua vez, Singh (2007) et al. demonstram que o planejamento da instalação de novas unidades de GD, que envolve decisões como localização e capacidade de geração, pode ser afetado quando modelos de carga dependentes de tensão baseados em aferições práticas são levados em consideração. Portanto, podem-se obter resultados imprecisos quando modelos de carga PQ são utilizados. No trabalho apresentado por Qian (2011) et al., os autores concluem que a modelagem de cargas do tipo PQ não é adequada para redes com elevada penetração de GD. De fato, a quantificação dos benefícios operacionais da rede está fortemente ligada aos modelos de análise de fluxo de potência. Assim sendo, modelos dependentes de tensão são mais precisos e mais apropriados para representação de cargas na distribuição.

## 1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para solução do problema de planejamento da operação de curto prazo de sistemas de distribuição, com base na perspectiva da DisCo. Uma abordagem probabilística sequencial é proposta considerando a participação em mercados DA e RT (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009a; SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2013). As decisões do estágio DA são otimizadas para maximização dos lucros, enquanto que a DisCo visa minimizar os custos de operação no estágio RT.

As principais contribuições deste trabalho são:

- 1) Novas formulações para a operação DA e RT da DisCo são propostas, nas quais as cargas são representadas através de modelos dependentes de tensão realísticos (IEEE, 1995; SINGH; MISRA; SINGH, 2007). Assim como na operação dos mercados DA e RT dos sistemas de potência atuais, estes modelos são resolvidos em separado e de forma sequencial. Os modelos propostos também consideram a operação de unidades de GD despacháveis e intermitentes (fontes renováveis), reguladores de tensão, bancos de capacitores *shunt* e sistemas de armazenamento de energia (baterias estacionárias). Além disso, a formulação inclui a modelagem da elasticidade da demanda em função de preços horários variáveis no tempo. A rede é representada através de um modelo de fluxo de potência AC completo incluindo restrições técnicas operacionais e limites físicos. Os modelos resultantes são caracterizados como programas matemáticos multiperíodo de grande porte não lineares não convexos com variáveis contínuas e discretas.
- 2) Um novo mecanismo de precificação nodal de reativos prático e transparente é proposto para consumidores e unidades de GD. Este método se baseia no aumento da potência aparente devido à injeção de potência reativa, que são informações conhecidas, ou seja, aferidas por meio de medidores de energia. Os preços nodais de potência reativa (PNPRs) resultantes são representados como uma função das tarifas de venda de potência ativa em que: i) os consumidores com baixo fator de potência são penalizados de forma justa; ii) as unidades de GD recebem incentivos monetários atrativos pelo fornecimento de serviços de reativos, uma vez que elas são pagas proporcionalmente a sua

produção de potência aparente; e, iii) múltiplos PNPRs (ou seja, para cada tipo de consumidor e/ou unidade de GD) podem ser computados na mesma barra.

- 3) Um algoritmo pseudodinâmico baseado na meta-heurística Busca Tabu (BT) é proposto para solução dos modelos desenvolvidos (GENDREAU, 2003; LEE; EL-SHARKAWI, 2008). Esta metodologia é capaz de lidar com as não linearidades que caracterizam o problema assim como as restrições acopladas no tempo de maneira eficiente. Finalmente, as incertezas de demanda, recursos renováveis (por exemplo, radiação solar e velocidade do vento) e de preços de equilíbrio de mercado (ou seja, preços DA e RT) são analisadas através de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência probabilístico baseado em um método de estimação de pontos (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007).

É importante salientar que os termos não lineares dos modelos desenvolvidos neste trabalho podem ser linearizados. Porém, ao custo de um aumento significativo no número de variáveis contínuas e discretas, assim como na quantidade de restrições do problema. Além disso, sucessivas linearizações devem não somente reduzir a precisão do modelo, mas também afetar consideravelmente sua tratabilidade e escalabilidade, principalmente, em sistemas de grande porte e com elevada penetração de GD.

A eficácia da BT na solução de problemas matemáticos complexos e de grande porte tem sido comprovada em diversos trabalhos na literatura de sistemas de potência (LEE; EL-SHARKAWI, 2008; MENESES; MANTOVANI, 2013; PEREIRA et al., 2014, 2016; RAMÍREZ-ROSADO; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, 2006). Os alimentadores de distribuição de 69 e 135 barras são utilizados para avaliação do desempenho da metodologia proposta (BARAN; WU, 1989; LAPSEE, 2017a).

### 1.3 REVISÃO DA LITERATURA: TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Os modelos de operação desenvolvidos neste trabalho são problemas que se baseiam na estrutura de um problema de fluxo de potência ótimo (FPO) AC completo com restrições adicionais para operação da DisCo. De modo geral, o FPO é uma ferramenta de análise que permite obter o melhor cenário operativo de um sistema elétrico, atendendo objetivos técnicos e econômicos, tradicionalmente aplicado para o despacho de potências ativa e reativa em sistemas de geração-transmissão. Sob a ótica da pesquisa operacional, trata-se de um

problema de otimização combinatória complexo de grande porte não linear e não convexo (AMORIM et al., 2010; TORRES; QUINTANA, 1998).

Nos últimos anos, com a popularização da GD e a melhoria dos níveis de automação-comunicação na distribuição, o interesse de pesquisadores tem sido despertado para o desenvolvimento de modelos baseados em FPO para operação e planejamento de redes de distribuição (BRUNO et al., 2011; GABASH; LI, 2012; KHODR et al., 2007; LÓPEZ-LEZAMA et al., 2011; VENKATESH, 2010). Khodr (2007) et al. apresentam uma metodologia para reconfiguração de redes de distribuição usando um modelo de FPO cuja solução é baseada no método de decomposição de Benders. O problema escravo é formulado como um problema de FPO AC, que é solucionado via solver comercial de programação não linear. Venkatesh (2010) utiliza o método de Newton-Raphson de primeira ordem para solução do problema de FPO AC em redes de distribuição radiais. Um algoritmo de FPO baseado em um método quasi-Newton é proposto por Bruno (2011) et al. para gerenciamento de redes de distribuição inteligentes. A estrutura do algoritmo proposto não exige avaliação da Hessiana da função objetivo. López-Lezama (2011) et al. apresentam um modelo de programação binível baseado em um FPO híbrido não linear para otimização do preço de contrato da GD e o problema é resolvido utilizando um solver comercial. Gabash e Li (2012) propõem uma formulação combinada do problema de FPO ativo-reativo para operação de redes de distribuição com GD renovável e baterias. A técnica de solução proposta é implementada como um simulador dinâmico fazendo uso de um algoritmo de fluxo de potência de Newton-Raphson.

O uso de meta-heurísticas na solução de problemas de distribuição complexos e de grande porte baseados em formulações de FPO também tem apresentado excelente desempenho (CAO et al., 2013; CERBANTES et al., 2016b; MENESES; MANTOVANI, 2013; PEREIRA et al., 2016; RAMÍREZ-ROSADO; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, 2006; RUPOLO; MANTOVANI, 2015). Cao (2013) et al. propõem um algoritmo GSO (*Group Search Optimization*) para solução de problema de FPO em sistemas de distribuição com GD em uma abordagem multiobjetivo. Em Meneses e Mantovani (2013), os autores utilizam um algoritmo de BT para alocação e operação ótima de unidades de GD e o projeto de proteção da rede para melhoria da confiabilidade. Um algoritmo de Busca Dispersa é proposto para solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição radiais (RUPOLO; MANTOVANI, 2015). Pereira (2016) et al. propõem um método híbrido baseado em BT e em um Algoritmo Genético de Chu-Beasley para alocação ótima simultânea de GD e bancos de capacitores em redes de média tensão. Finalmente, Cerbantes (2016b) et al. avaliam a

eficácia do algoritmo de BT na solução do problema de FPO em redes de distribuição incluindo modelagem de cargas dependentes de tensão. O algoritmo de BT é capaz de obter soluções quase ótimas e, também, de manipular restrições altamente não lineares sem necessidade de linearização.

Técnicas de linearização e de relaxação convexa para solução do problema de FPO em redes de distribuição têm sido amplamente investigadas mais recentemente (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2014; GONÇALVES; FRANCO; RIDER, 2015). Modelos linearizados através de equações lineares discretas são propostos por Franco, Rider e Romero (2014) e Gonçalves, Franco e Rider (2015). Os autores Franco, Rider e Romero (2014) propõem uma formulação linear inteira mista para o problema de coordenação de carregamento de veículos elétricos em redes de distribuição. Um modelo linear de planejamento da expansão de curto prazo de redes de distribuição é proposto por Gonçalves, Franco e Rider (2015). Relaxações convexas exatas são aplicadas para contornar a não convexidade de problemas de FPO na distribuição (DALL'ANESE; DHOPE; GIANNAKIS, 2016; GAN et al., 2015). Gan (2015) et al. utilizam uma formulação cônica de segunda ordem para relaxação exata das restrições não lineares do problema de FPO em redes de distribuição radiais. Por fim, relaxações de programação semidefinida são utilizadas em Dall'Anese, Dhope e Giannakis (2016) para eliminar a não convexidade das formulações de FPO AC no problema de regulação ótima de inversores fotovoltaicos em alimentadores de distribuição. Nota-se que o uso de relaxações exatas, no entanto, é possível somente quando as cargas são modeladas através de modelos de carga PQ.

Portanto, vale ressaltar que a aplicação da meta-heurística BT no presente trabalho se mostra bastante pertinente, dada a alta complexidade dos modelos propostos.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O restante deste trabalho está organizado da seguinte forma:

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos gerais de mercados de energia elétrica, assim como os benefícios da GD neste contexto.

No Capítulo 3 são descritos o mecanismo de precificação de reativos proposto e a formulação proposta para o problema de planejamento da operação de curto prazo da DisCo.

No Capítulo 4 apresenta-se a metodologia proposta para solução do problema.

Os resultados das simulações realizadas são avaliados no Capítulo 5. Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido.

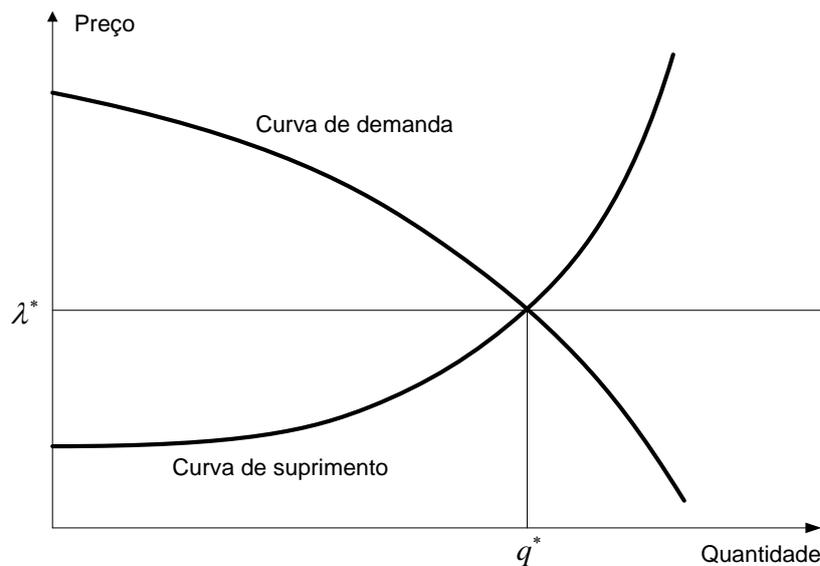
## 2 MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados conceitos básicos de equilíbrio de mercado, os modelos de competição de mercados de eletricidade, submercados e tipos de mercados de energia elétrica.

### 2.1 CONCEITO DE EQUILÍBRIO DE MERCADO

O equilíbrio de mercado é resultado da interação entre fornecedores e consumidores. De acordo com Kirschen e Strbac (2004), em um ambiente de mercado competitivo, as ações de todos os consumidores (de um lado) combinadas com as ações de todos os fornecedores (do outro lado) determinam o preço de mercado. O preço de equilíbrio de mercado  $\lambda^*$  é tal que a quantidade que os fornecedores estão dispostos a suprir ( $S$ ) é igual à quantidade demandada pelos consumidores ( $D$ ), ou seja,  $D(\lambda^*) = S(\lambda^*)$ . Este equilíbrio também pode ser definido em termos das funções inversas de demanda e suprimento. A quantidade de equilíbrio  $q^*$  é tal que o preço que os consumidores estão dispostos a pagar para esta quantidade é igual ao preço que os produtores devem receber para suprir esta quantidade,  $D^{-1}(q^*) = S^{-1}(q^*)$ . Na Figura 2 ilustra-se a condição de equilíbrio de mercado.

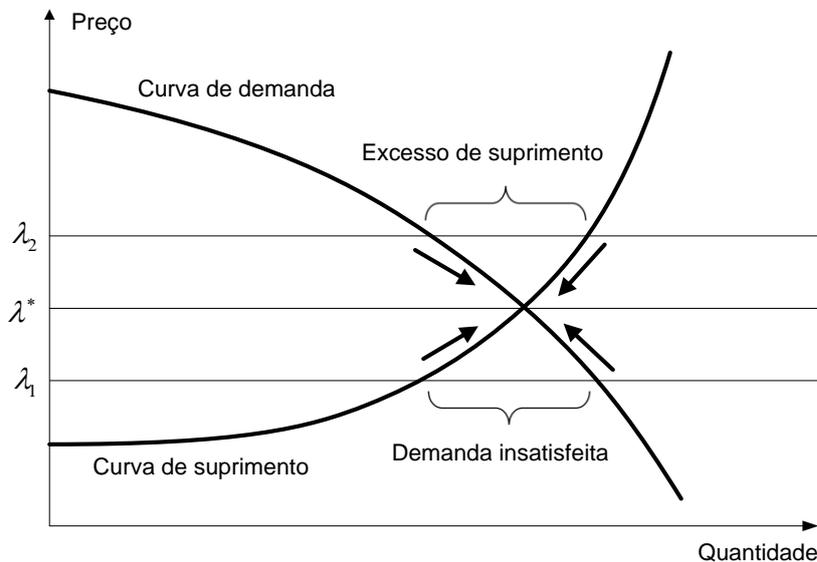
Figura 2 – Equilíbrio de mercado



Fonte: (KIRSCHEN, STRBAC, 2004)

Este ponto de equilíbrio representa um equilíbrio estável. Isto significa que se o preço de mercado é  $\lambda_1 < \lambda^*$ , onde a demanda é maior que o fornecimento, alguns fornecedores irão inevitavelmente verificar que existem alguns consumidores para os quais eles poderiam vender energia por um valor maior que o preço corrente. A quantidade negociada irá aumentar e, então, o preço irá aumentar até as novas condições de equilíbrio. De forma similar, se o preço de mercado é  $\lambda_2 > \lambda^*$ , o fornecimento excede a demanda e alguns fornecedores não conseguem vender seus produtos (energia). Para evitar tal situação, eles irão reduzir a produção até que a quantidade que os produtores desejam vender é igual à quantidade que os consumidores estão dispostos a comprar. A estabilidade de mercado está ilustrada na Figura 3.

Figura 3 – Estabilidade do equilíbrio de mercado



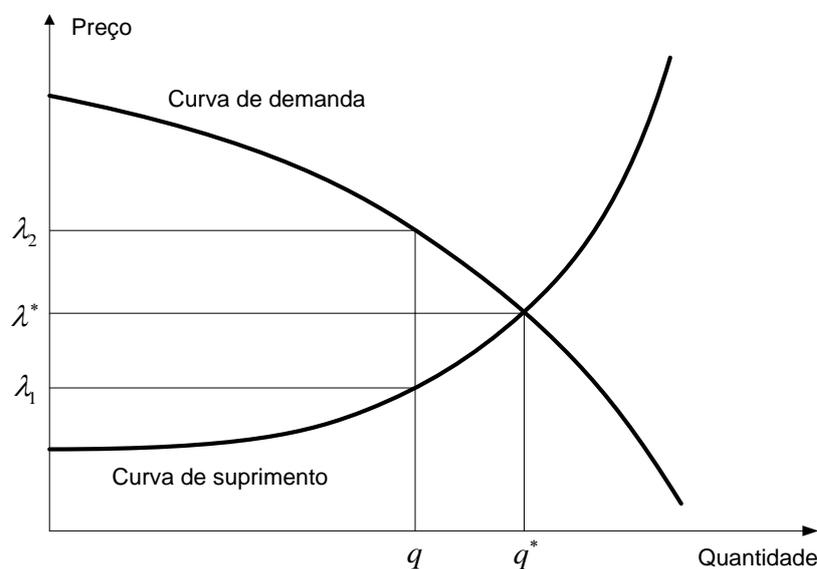
Fonte: (KIRSCHEN, STRBAC, 2004)

Quando um sistema é completamente controlado por uma única organização, esta organização normalmente tende a otimizar alguma medida de benefício diretamente do sistema. Por outro lado, quando um sistema depende de interações entre várias organizações com interesses divergentes, a otimização mono-objetivo convencional não é aplicável e deve ser substituída pela eficiência de *Pareto*. Uma situação econômica é *Pareto* eficiente se o benefício derivado por qualquer uma das partes pode ser aumentado somente através da redução do benefício desfrutado por uma das outras partes (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

A situação de equilíbrio em um mercado competitivo é *Pareto* eficiente em termos da quantidade de bens comercializados e a alocação destes bens. Suponha que a quantidade

trocada é  $q$ , que é menor que a quantidade de equilíbrio  $q^*$ . Para esta quantidade, existe algum agente do mercado disposto a vender unidades extras de um bem considerado a um preço  $\lambda_1$ , que é menor que o preço  $\lambda_2$  que outro agente está disposto a pagar por estas unidades extras. Se uma transação entre os dois agentes pode ser feita com qualquer preço entre  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$ , ambas as partes irão ser beneficiadas. Assim, o montante total negociado é menor que o de equilíbrio  $q^*$  e, portanto, a condição não é *Pareto* eficiente. De forma similar, qualquer quantidade em excesso ao valor de equilíbrio não é *Pareto* eficiente, uma vez que o preço que alguém está disposto a pagar por uma unidade extra é menor que o preço de produção. Do ponto de vista da eficiência de alocação dos bens, em um mercado competitivo, todas as unidades de um dado bem são negociadas pelo mesmo preço. Este preço representa a taxa marginal de substituição entre este bem e todos os outros bens. A eficiência de *Pareto* é alcançada somente quando uma taxa marginal de substituição única é atingida, assim como ocorre em um mercado competitivo. Na Figura 4 ilustra-se a eficiência de *Pareto* do equilíbrio de mercado.

Figura 4 – Eficiência de Pareto do equilíbrio de mercado



Fonte: (KIRSCHEN, STRBAC, 2004)

Mercados de energia elétrica podem ter o preço de equilíbrio de mercado determinado com base nos preços requeridos pelos fornecedores, ou com base nos custos de produção de energia elétrica, o custo marginal de produção. O custo marginal representa o acréscimo do

custo total pela produção de mais uma unidade de um bem ou, correspondentemente, o custo da última unidade produzida (HUNT, 2002; STOFT, 2002).

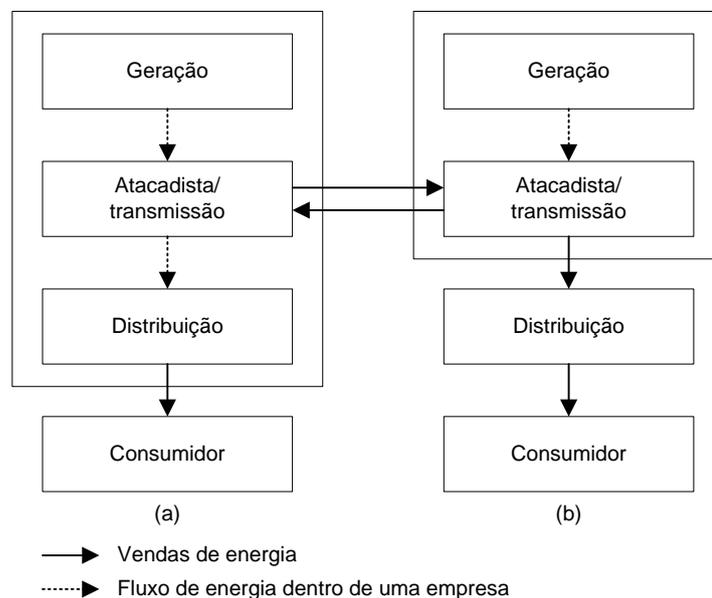
## 2.2 MODELOS DE COMPETIÇÃO

Hunt e Shuttleworth (1996) propõem quatro modelos de mercado, partindo de um monopólio regulado até a competição total, para ilustrar a evolução da indústria de fornecimento de eletricidade (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

### 2.2.1 *MODELO 1: MONOPÓLIO*

O primeiro modelo, conforme ilustrado na Figura 5, corresponde ao monopólio, caracterizado pela falta de competição. Na Figura 5 (a) ilustra-se o caso em que uma única empresa integra a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste caso, o sistema elétrico é totalmente integrado de forma verticalizada. Por sua vez, na Figura 5 (b), geração e transmissão são gerenciadas por uma única empresa que vende energia para uma empresa de distribuição, que detém o monopólio local.

Figura 5 – Modelo de mercado elétrico monopolista baseado em Hunt e Shuttleworth (1996)



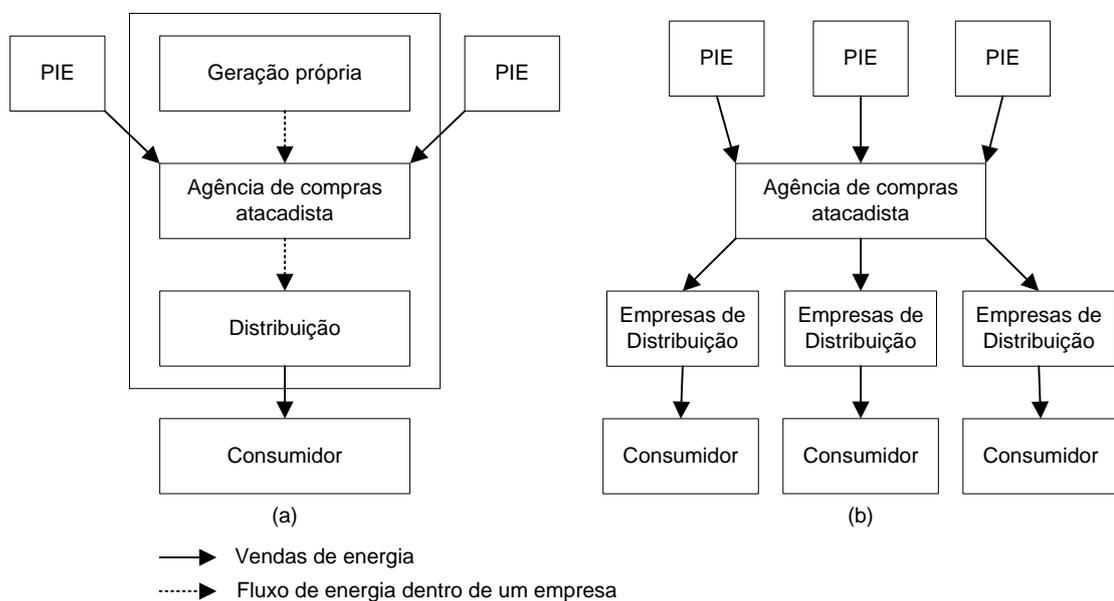
Fonte: (KIRSCHEN; STRBAC, 2004)

Este modelo não impede a possibilidade de negociações de energia entre empresas que operam em áreas geográficas distintas.

### 2.2.2 *MODELO 2: AGÊNCIA DE COMPRAS*

Na Figura 6 (a) ilustra-se o possível primeiro passo para introdução da competição na indústria de fornecimento de eletricidade. Neste caso, a empresa verticalmente integrada não possui toda a capacidade de geração. Produtores independentes de energia (PIE) são conectados à rede e vendem energia para a empresa dominante que atua como uma agência de compras. Na Figura 6 (b) ilustra-se uma evolução deste modelo, onde a empresa originalmente integrada não possui capacidade de geração alguma e compra toda sua energia de PIEs. As atividades de distribuição e varejo também são desagregadas. Empresas de distribuição compram a energia consumida pelos seus consumidores da agência de compras atacadista. As taxas impostas pela agência de compras devem ser reguladas porque ela exerce um monopólio sobre as empresas distribuidoras e um monopsônio (forma de mercado com apenas um comprador) sobre os PIEs. Apesar dos reflexos no custo não serem os mesmos de um mercado livre, este modelo possui a vantagem da introdução de alguma competição entre os geradores sem os custos de criação de um mercado competitivo como nos modelos mais complexos que são apresentados nas próximas subseções.

Figura 6 – Modelo de agência de compras baseado em Hunt e Shuttleworth (1996)



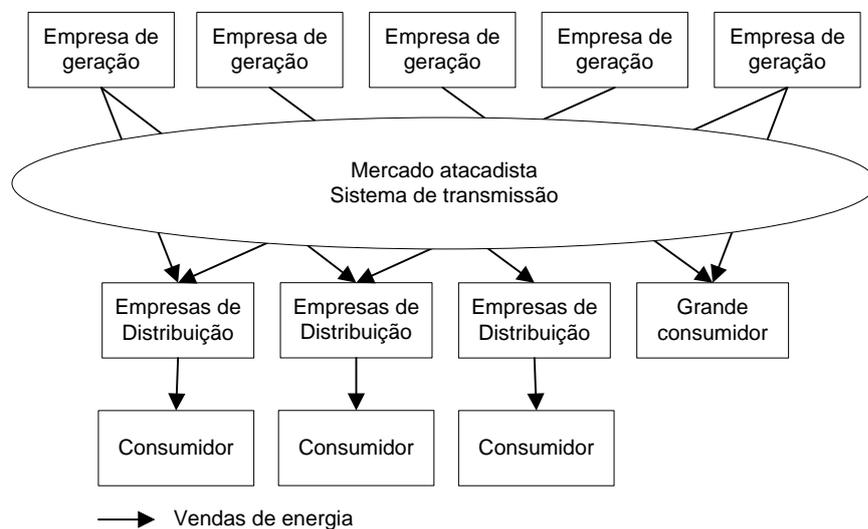
Fonte: (KIRSCHEN; STRBAC, 2004)

### 2.2.3 *MODELO 3: COMPETIÇÃO NO ATACADO*

Neste modelo, conforme ilustrado na Figura 7, nenhuma organização central é responsável pela provisão de energia elétrica. Neste caso, empresas de distribuição compram

o montante de energia consumida pelos seus consumidores diretamente de empresas de geração. Estas negociações são feitas em um mercado atacadista de energia elétrica, que pode ser um ambiente do tipo *pool* ou de transações bilaterais. De forma geral, permite-se que grandes consumidores também comprem energia diretamente do mercado atacadista. No nível de atacado, as únicas funções que permanecem centralizadas são as operações do mercado *spot* e da rede de transmissão. No entanto, no nível de varejo, o sistema permanece centralizado devido ao fato das empresas de distribuição não apenas operarem as redes de distribuição, mas também comprarem a energia de interesse dos consumidores localizados em suas áreas de concessão.

Figura 7 – Modelo de competição no atacado baseado em Hunt e Shuttleworth (1996)



Fonte: (KIRSCHEN; STRBAC, 2004)

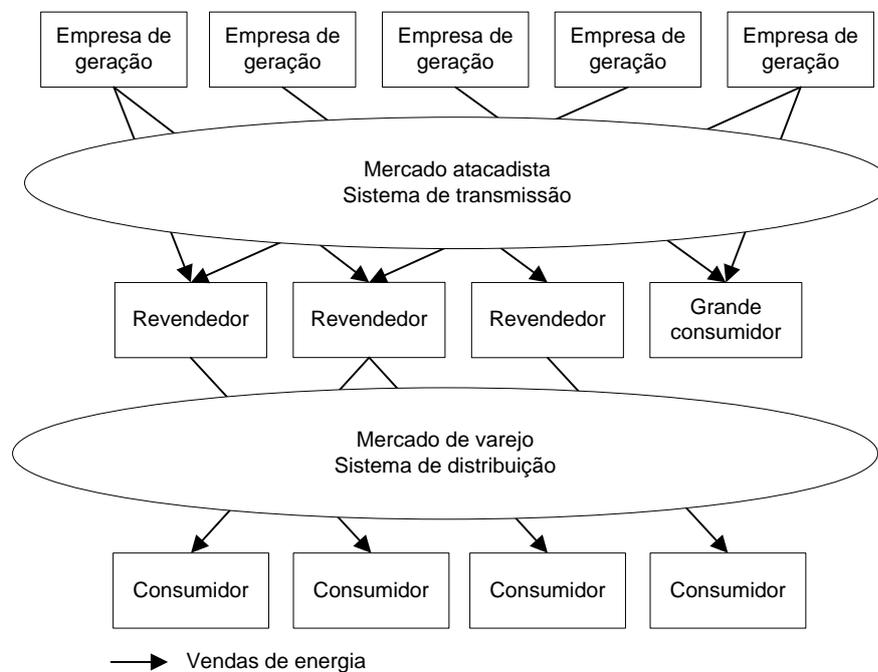
Este modelo aumenta consideravelmente o nível de competitividade entre as empresas geradoras porque o preço é determinado pela combinação entre suprimento e demanda. No entanto, o preço de varejo ainda deve ser regulado, pois este modelo não permite que pequenos consumidores escolham um fornecedor mais vantajoso caso eles sintam que os preços estão muito elevados. Além disso, este modelo deixa as empresas de distribuição totalmente expostas aos riscos por grandes variações repentinas nos preços da energia. Este é o modelo que mais se aproxima do atual modelo de mercado elétrico brasileiro.

#### 2.2.4 MODELO 4: COMPETIÇÃO NO VAREJO

Este modelo, conforme ilustrado na Figura 8, apresenta o nível mais alto de competitividade de mercado elétrico, uma vez que todos os consumidores podem escolher

livremente seus fornecedores de energia. Devido ao custo das transações de mercado, somente grandes consumidores escolhem comprar energia diretamente do mercado atacadista. Os demais consumidores compram energia de revendedores que, por sua vez, compram energia do mercado atacadista. Neste modelo, as atividades de varejo são separadas das demais atividades, pois as empresas de distribuição não possuem o monopólio de suprimento de energia na área de concessão. As únicas funções de monopólio remanescentes são a provisão e operação das redes de transmissão e distribuição. Os custos de transmissão e distribuição continuam sendo repassados aos usuários, mas em uma base regulada devido aos monopólios remanescentes.

Figura 8 – Modelo de competição no varejo baseado em Hunt e Shuttleworth (1996)



Fonte: (KIRSCHEN; STRBAC, 2004)

Uma vez que mercados suficientemente competitivos são estabelecidos, não há mais necessidade de regulação do preço de varejo porque os consumidores podem mudar de revendedor livremente e passar a comprar energia de outro revendedor que está oferecendo melhores preços. Este modelo é o mais satisfatório do ponto de vista econômico porque os preços são definidos através de interações de mercado, mas a sua implementação requer uma considerável capacidade de medição, comunicação e processamento de dados. Este modelo é utilizado em vários países como Espanha, Estados Unidos, Inglaterra, Canadá, por exemplo.

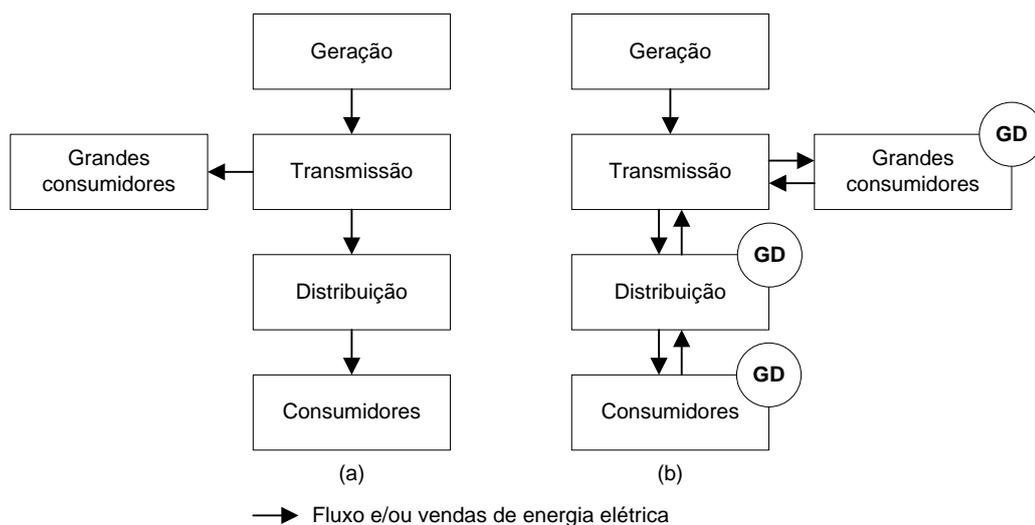
### 2.3 IMPACTOS DA GD NA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE

Os modelos de competição apresentados por Hunt e Shuttleworth (1996) mostram os benefícios gerais, do ponto de vista econômico, da introdução e evolução da competição na indústria de eletricidade. Apesar da maior liberdade de compra adquirida no último nível de competição, estes modelos sugerem que tanto o fluxo quanto as vendas de energia permanecem com a característica unidirecional dos mercados convencionais, ou seja, dos grandes centros geradores em direção aos consumidores.

Nos sistemas de potência modernos, a presença da GD permite que as empresas distribuidoras, revendedores e consumidores atuem tanto como importadores quanto exportadores de energia elétrica, caso as regras e a estrutura de mercado permitam. Os consumidores comuns podem comprar e vender energia para as distribuidoras e revendedores que, por sua vez, podem comprar e vender energia no atacado (transmissão). Grandes consumidores também podem comprar e vender energia diretamente no atacado. Nesta nova concepção da indústria de eletricidade, as vendas e o fluxo de energia elétrica podem adquirir característica bidirecional entre os níveis de atacado, distribuição e consumo.

Na Figura 9 apresenta-se uma ilustração comparativa do fluxo e vendas de energia entre sistemas de potência convencionais atuais e as futuras *smart grids*.

Figura 9 – Fluxo e/ou vendas de energia em sistemas de potência (a) convencionais e (b) modernos



Fonte: O próprio autor

De fato, a localização e os menores custos de implantação, em relação aos grandes centros de geração, fazem com que a GD possa ser vantajosa não apenas economicamente,

mas também do ponto de vista técnico ou operacional. Uma das grandes vantagens é dada pelo fato que a energia pode ser comprada diretamente de uma fonte geradora, sem os custos de transmissão e sem o pagamento dos preços de mercado, o que pode ajudar na redução dos preços de energia (WILLIS; SCOTT, 2000; LEZAMA, 2011). Além disso, quando instalada em pontos estratégicos da rede, as unidades de GD podem atuar na prestação de serviços ancilares (JÓOS et al., 2000; LI et al., 2010; BRACALE et al., 2011).

Dentre os principais benefícios econômicos da GD, destacam-se:

- Redução nos custos de transmissão;
- Maior flexibilidade de mercado para a DisCo, a qual pode comprar energia tanto do mercado atacadista quanto das unidades de GD;
- Possibilidade de redução nos custos operacionais de distribuição;
- Possibilidade de redução das tarifas impostas aos consumidores;
- Fonte de renda alternativa para os proprietários de GD;
- Possibilidade de redução no custo das perdas elétricas;
- Redução da exposição aos riscos devido aos preços spot em horários de pico;
- Diversificação das fontes energéticas;
- Desenvolvimento de novas tecnologias;
- Disponibilidade de usinas modulares;
- Tempos de construção reduzidos;
- Menor capital de investimento para pequenas usinas.

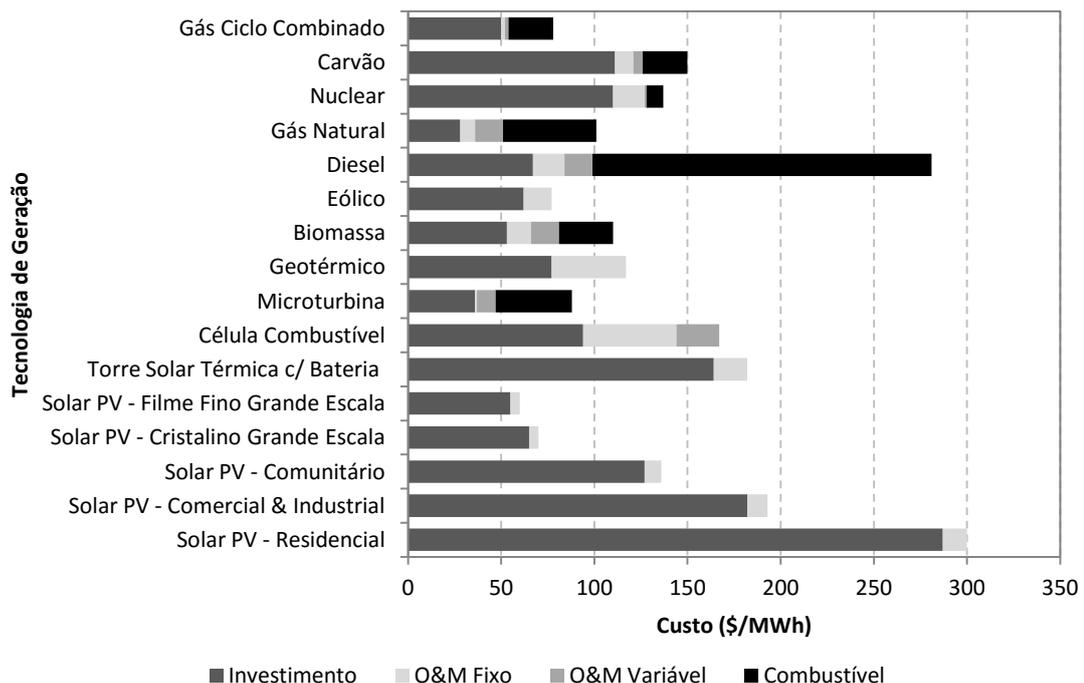
Do ponto de vista técnico ou operacional, podem ser enumerados os seguintes benefícios da GD:

- Possibilidade de melhoria do perfil de tensão;
- Controle de reativos;
- Redução na emissão de gases poluentes no caso de GD renováveis;
- Menor impacto ambiental de instalação;
- Melhoria dos índices de confiabilidade da rede quando possível a operação ilhada da rede em casos de contingência, assim como ocorre nas *microgrids*;
- Possibilidade de alívio dos alimentadores de distribuição;
- Redução de congestionamento na transmissão.

É importante ressaltar que os benefícios técnicos da GD são explorados de forma mais efetiva quando há o planejamento adequado da instalação destas unidades geradoras nas redes de distribuição. Com isso, são evitados inconvenientes relacionados com o aumento do nível de corrente de curto-circuito da rede, coordenação de dispositivos de proteção, aumento das perdas elétricas e surtos de tensão (BRAHMA; GIRGIS, 2004; HEDAYATI; NABAVINIAKI; AKBARIMAJD, 2008; KHATOD; PANT; SHARMA, 2013; WILLIS; SCOTT, 2000).

A comercialização da energia oferecida pelas unidades de GD é, tipicamente, realizada em termos da produção de potência ativa via contratos bilaterais (LÓPEZ-LEZAMA; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2011), enquanto que a produção de potência reativa pode ser solicitada para controlar os níveis de tensão dentro de limites operacionais adequados (CALDERARO et al., 2012, 2014, 2015). Na Figura 10 são apresentados os custos associados à produção de potência ativa, tais como tecnologia e tipo de combustível usado. Diferentemente, o custo de potência reativa depende de outros fatores, tais como: i) disponibilidade de capacidade de produção de potência reativa, ii) custo das perdas e iii) o custo da perda de oportunidade, que está relacionado com a redução da capacidade de produção de potência ativa devido ao aumento do fornecimento de reativos à rede (HAGHIGHAT; KENNEDY, 2010; RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013).

Figura 10 – Custos de geração de eletricidade para diferentes tecnologias



Fonte: (LAZARD, 2015)

## 2.4 TIPOS DE MERCADO

Dois arranjos básicos de transações entre compradores e vendedores são observados, ou seja, estes podem negociar diretamente em um mercado bilateral ou por meio de um intermediador em um mercado mediado (revendedores, *exchanges* ou *pools*) (STOFT, 2002).

### 2.4.1 *MERCADOS BILATERAIS*

Mercados bilaterais é uma forma de mercado descentralizado em que compradores e vendedores negociam diretamente, embora as transações sejam tipicamente facilitadas por um intermediador. Estes mercados são extremamente flexíveis devido ao fato que as partes envolvidas na transação podem especificar quaisquer termos de contrato que desejam, porém esta flexibilidade tem seu preço, ou seja, negociar e redigir contratos. Além disso, a avaliação do merecimento de crédito de uma determinada contraparte é também um processo caro e arriscado. Por estas razões é vantajoso migrar para transações comerciais mais padronizadas e centralizadas quando o volume das transações faz isto necessário (STOFT, 2002).

Dependendo do tempo disponível e das quantidades a serem negociadas, compradores e vendedores usam três diferentes formas de comércio bilateral (KIRSCHEN; STRBAC, 2004):

- **Contratos de longo prazo personalizados:** estes contratos envolvem a venda de grandes quantidades de potência (centenas ou milhares de MW) sobre longos períodos de tempo (vários meses ou vários anos). Os elevados custos associados com a negociação destes contratos fazem com que eles sejam interessantes somente quando as contrapartes querem comprar ou vender grandes quantidades de energia.
- **Negociações de balcão:** estas negociações envolvem pequenas quantidades de energia a serem entregues de acordo com o perfil padrão, que é a definição padronizada da quantidade de energia a ser entregue durante diferentes períodos do dia ou da semana. Esta forma de negociação possui menores custos de transação e é usada para refinar a posição de produtores e consumidores quando o tempo de entrega se aproxima.
- **Negociações eletrônicas:** este tipo de negociação permite que os participantes possam fazer ofertas para comprar energia e emitir lances para vender energia diretamente em um ambiente de mercado computadorizado. Todos os participantes de mercado podem observar as quantidades e preços submetidos,

mas eles não sabem a identidade das partes que deram cada lance. Quando uma parte emite um novo lance, através de uma ferramenta computacional efetua-se a checagem de todas as ofertas para o período de entrega do lance, e se for encontrada uma oferta cujo preço é maior ou igual que o preço do lance, um acordo é automaticamente fechado e o preço e a quantidade negociada são mostrados a todos os participantes. Caso contrário, este novo lance é adicionado à lista de lances em circulação e irá permanecer lá até ser satisfeito por uma oferta, ou irá perder a validade quando o mercado fechar para aquele período. Um processo similar é usado cada vez que uma oferta é lançada no sistema. Esta forma de negociação é extremamente rápida e barata. Uma grande quantidade de negociações, geralmente, ocorre em minutos ou segundos antes do fechamento de mercado, de acordo com o ajuste fino da posição dos geradores e revendedores antes do prazo de entrega.

#### 2.4.2 *MERCADOS REVENDEDORES*

Um mercado revendedor é o mais rudimentar tipo de mercado mediador. Ao contrário de um intermediador, um revendedor comercializa por conta própria e, usualmente, mantém um inventário (estoque). Ele compra o produto e o mantém antes de revender. Em mercados de energia elétrica, um inventário não é constituído por um estoque de energia elétrica, mas sim pelos contratos firmados com os produtores. Este tipo de mercado é comum em nível de varejo, onde empresas de distribuição e revendedores compram energia do atacado para revender aos consumidores de distribuição. No entanto, os geradores também podem comprar e revender energia para cumprir seus contratos. Não existe taxa de corretagem, mas em qualquer momento no tempo o revendedor compra por um preço que, geralmente, é menor que o preço de revenda. Esta diferença é denominada *spread* (STOFT, 2002).

#### 2.4.3 *EXCHANGES*

Mercados do tipo *exchange* são uma forma de mercado centralizado amplamente usada no mundo dos negócios, incluindo a indústria de eletricidade. Assim como um *pool*, um *exchange* proporciona segurança para os comerciantes agindo como a contraparte de todas as negociações, eliminando as preocupações relacionadas à credibilidade. *Exchanges* de energia elétrica também utilizam leilões para determinação do preço de equilíbrio de mercado, sendo caracterizados pela utilização de lances simples. Lances simples possuem apenas uma relação

preço/volume com várias faixas de preços e não permitem que os custos não convexos dos geradores (custos incrementais, custos de partida, custos em vazio e etc) sejam levados em conta diretamente no formato de lance. Conseqüentemente, os lances tendem a serem manipulados para evitar perdas (SONG; WANG, 2003; STOFT, 2002).

Diferentemente de um *pool*, são aceitas apenas as ofertas cujos preços são maiores ou iguais aos lances. O preço *exchange* é o preço de equilíbrio atingido no leilão. Não são aceitos lances que aparentemente levam a perdas, pois *exchanges* são caracterizados pela não utilização de pagamentos laterais como forma de compensação de perdas. Apesar da possibilidade de *gaming* (manipulações de custos), a competição força os produtores a representarem seus custos de produção verdadeiros da forma mais precisa possível. Devido ao fato que um *exchange* se interpõe entre compradores e vendedores, as duas partes do mercado podem operar independentemente, embora elas estejam ligadas pelo que é chamado de leilão duplo (compradores e vendedores submetem lances) (STOFT, 2002).

Mercados do tipo *exchange* também possuem várias vantagens sobre um mercado bilateral. Podem-se reduzir os custos de negociação, aumentar a competição, além de fornecer um preço publicamente observável. Porém, dependendo do projeto e das circunstâncias, este tipo de mercado também pode facilitar cooperações ilegais com o intuito de prejudicar os demais concorrentes e, geralmente, proporciona menos flexibilidade que um mercado bilateral. Comerciantes de energia, geralmente, preferem mercados bilaterais porque sem o *exchange* existem muito mais oportunidades para ganhar comissões como intermediários e para se apropriar do *spread* (lucro de revenda) quando eles atuam como revendedores (STOFT, 2002).

Devido ao fato que *exchanges* são inflexíveis, eles podem operar muito mais rapidamente que os mercados bilaterais. Rapidez é crucial em mercados de energia. Catástrofes podem acontecer em poucos segundos e os operadores do sistema normalmente precisam exercer um controle de minuto em minuto na operação do sistema. Ao contrário de mercados bilaterais, *exchanges* podem operar muito mais perto do tempo real e, por isso, é a escolha óbvia para o mercado de tempo real (STOFT, 2002). Um *exchange* também pode oferecer negociações DA e *intra-day* com mais transparência de preço e negociações anônimas (BARROSO et al., 2005). O operador independente da Califórnia, por exemplo, utiliza uma composição de *exchanges* DA, *hour-ahead* e RT (CAISO, 2016). Para transações com semanas de antecipação são preferíveis mercados bilaterais e mercados revendedores que, neste caso, podem desempenhar uma função maior do que os *exchanges* (STOFT, 2002).

#### 2.4.4 POOLS

Mercados do tipo *pool* são peculiares a mercados de energia elétrica e, assim como os *exchanges*, utilizam leilões para determinação do preço de equilíbrio de mercado. Trata-se de mercados centralizados que utilizam lances mais complexos, os chamados lances multipartes. Lances multipartes podem incluir os custos não convexos, o que evita a manipulação dos lances. Em mercados desregulamentados, um *pool* é um *exchange* em que os lances de venda de energia são complexos e o operador do sistema realiza cálculos complexos para selecionar e pagar os vencedores (SONG; WANG, 2003; STOFT, 2002).

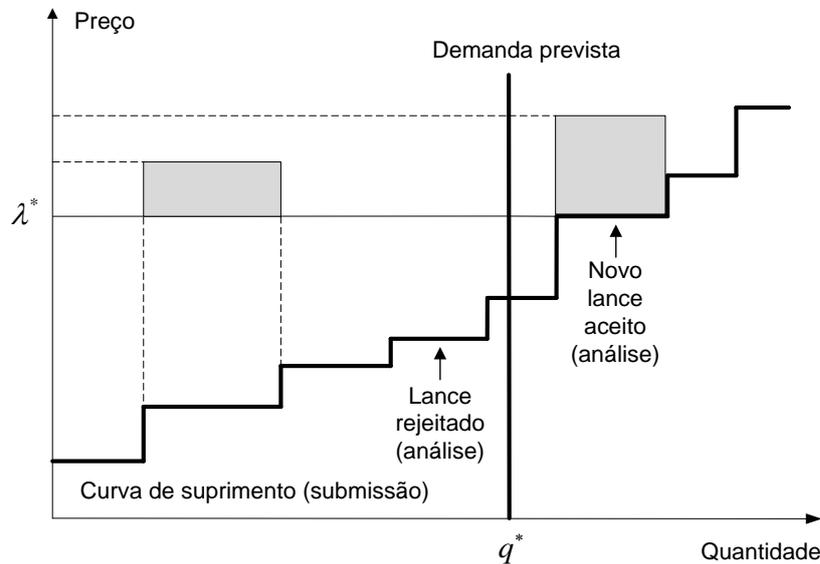
Diferentemente dos *exchanges*, mercados do tipo *pool* são caracterizados pela existência de pagamentos laterais. Geradores lançam seus custos marginais juntamente com outros custos e limitações em um *pool* que, por sua vez, calcula um preço e define um conjunto de lances aceitos. Alguns lances aceitos podem levar a perdas de dinheiro porque o preço *pool* (preço de equilíbrio de mercado) não é suficientemente maior que o custo marginal necessário para cobrir seus custos. Então, concessões na forma de pagamentos laterais são feitas como forma de compensação para os vendedores cujos lances aceitos podem levar a perdas de dinheiro (STOFT, 2002).

Todas as empresas de geração emitem lances com uma relação preço-quantidade para fornecimento de eletricidade em cada período desejado. Isto forma uma curva agregada de suprimento de energia. Os preços oferecidos podem ser baseados em custos variáveis predeterminados (*pools* baseadas em custos) ou os geradores podem ter a liberdade de emitir lances com um preço qualquer desejado (*pools* baseadas em preços). No lado da demanda, o operador de mercado pode prever a demanda e despachar as unidades de geração. Isto é chamado de *pool* unilateral. Em um ambiente *pool* mais sofisticado (*pool* bilateral), o operador de mercado pode fazer o despacho das unidades geradoras com base na curva de demanda criada a partir das ofertas preço-quantidade emitidas pelos compradores no mercado, tais como empresas de distribuição e grandes consumidores (BARROSO et al., 2005).

Durante o processo de negociação não são considerados os limites de transmissão ou o congestionamento das linhas de transmissão, resultando em único preço em toda a área de controle. São considerados os lances mais baratos independentemente das restrições de transferência de carga do sistema. No estágio seguinte, a factibilidade da solução obtida é analisada. Se for encontrada alguma congestão, outros geradores são despachados no lugar dos previamente aceitos (BARROSO et al., 2005). Na Figura 11 é ilustrado o processo de negociação e análise de factibilidade em um *pool*, incluindo os lances com pagamentos

laterais (área sombreada). Observa-se que, apesar do incremento de preço em lances com pagamentos laterais, o preço de equilíbrio de mercado é mantido inalterado.

Figura 11 – Processo *pool* com pagamentos laterais



Fonte: O próprio autor

Assim como nos mercados *exchanges*, todos os geradores com lances aceitos recebem pelo preço de equilíbrio de mercado. Pagar o mesmo valor para todos os lances aceitos pode parecer surpreendente no primeiro instante, uma vez que muitos geradores aceitam produzir energia por valores menores. Mas, a principal razão da não utilização do esquema *pay-as-bid* (pagar conforme o lance) vem do fato que isto deve desencorajar os geradores a submeterem lances que verdadeiramente refletem seus custos marginais de produção (STOFT, 2002; KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

Um *pool* pode operar um mercado DA, *hour-ahead* ou um mercado RT. Pode-se ter uma combinação de diversos tipos de mercados (DA, *intra-day* e RT). Enquanto um mercado RT é operado, outras sessões também podem ser executadas com base em ofertas e lances não sólidos. Tais sessões são usadas para criar uma previsão dos preços de mercado como uma indicação para os participantes de mercado (BARROSO et al., 2005).

## 2.5 SUBMERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Transações para fornecimento de energia elétrica em qualquer minuto em particular, são iniciadas com anos em avanço e continuam até a operação em tempo real, o tempo atual em que a potência verdadeiramente flui da geração para a carga. Isto é acompanhado por uma

sequência de mercados sobrepostos ou submercados de energia elétrica. No curto prazo, porém, os submercados de um mercado de energia elétrica normalmente incluem o mercado *real-time*, mercado *day-ahead* e mercados para serviços ancilares (STOFT, 2002).

### 2.5.1 MERCADOS DAY-AHEAD

Os mercados DA são mercados que negociam contratos *forward* com um dia de antecedência do tempo real. Estes mercados são diferentes de mercados futuros, que tipicamente cobrem um mês de fornecimento de energia durante horas de pico e que são vendidos de um a dois anos em avanço. Um mercado DA é frequentemente seguido por um mercado *hour-ahead* e também por um mercado RT. Estes mercados, com exceção do mercado RT, são classificados como mercados *forward* (STOFT, 2002).

Os preços de equilíbrio de um mercado DA são geralmente definidos um dia antes do consumo. Porém, em alguns casos os preços podem ser definidos com alguns dias em avanço. Estes mercados são os mercados *forward* com maiores implicações físicas, pois proporcionam certeza financeira e podem remover o risco de exposição às despesas de partida, principalmente, das turbinas a gás. Quanto mais eficiente o mercado, mais precisas serão as decisões, e menor será o custo da energia. Mercados bilaterais, *exchanges* e *pools* podem ser utilizados (STOFT, 2002). Estes mercados não são garantia de comprometimento das unidades de geração (*unit commitment*) e, portanto, um mercado adicional para esta finalidade pode ser realizado logo após o fechamento do mercado DA (PJM, 2016).

Mercados DA são mercados financeiros, uma vez que o fornecimento de energia é opcional e a única obrigação real que um vendedor possui é financeira. Se a energia contratada para um determinado período de tempo (hora, meia hora, quinze minutos, dependendo do país ou região do mercado) em um determinado dia não é entregue, o fornecedor deve comprar energia de outros vendedores para reposição ou pagar indenizações. Em muitos mercados DA os vendedores não precisam ter um gerador próprio para vender energia. Um consumidor que compra energia em um mercado DA pode receber tanto a energia fornecida pelo vendedor quanto uma compensação financeira (indenização). Os consumidores nunca estão virtualmente desconectados quando um contrato DA não é cumprido e, portanto, a energia é entregue, e eles são cobrados por isso. Este custo define o valor da indenização a ser paga pelos fornecedores (STOFT, 2002; KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

Contratos DA permitem que as contrapartes negociem com um preço aceitável para ambos os lados e, portanto, fornece uma maneira de compartilhar os riscos. Se o preço RT na hora de fornecimento for maior que o preço aceito, então o contrato DA representa uma perda para o vendedor e um lucro para o comprador. Por outro lado, se o preço RT é menor que o preço aceito, o contrato DA representa uma perda para o comprador e um lucro para o vendedor (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

### 2.5.2 *MERCADO REAL-TIME*

O mercado *real-time* (RT), de balanço ou *spot* é o mercado em tempo real onde o vendedor entrega o bem imediatamente e o comprador paga na hora pelo preço cobrado (KIRSCHEN; STRBAC; 2004). O mercado RT é um mercado físico onde todas as transações correspondem ao fluxo de potência atual. Este mercado tem a vantagem/característica do imediatismo, sendo essencial para o balanço de suprimento e demanda. Os desvios entre as quantidades especificadas pelos contratos realizados no mercado *day-ahead* (DA) compreendem as transações no mercado RT (STOFT, 2002).

Mercados bilaterais são muito lentos para lidar com balanço e segurança da transmissão em tempo real. Assim, é necessário um mercado mais centralizado tal como uma abordagem *pool*, *exchange*, ou algo intermediário. Abordagens *pools* têm mais facilidade de alcançar equilíbrio entre oferta e demanda do que *exchanges* porque elas utilizam diferentes preços para diferentes geradores. Isto permite que elas ofereçam uma opção em um mercado *forward* que depende do preço de mercado em tempo real. Uma abordagem *exchange* de tempo real pode conseguir um efeito similar, mas somente através da realização de um ou mais *exchanges* adicionais para alcançar balanço de suprimento e demanda. Isto poderia ser prejudicial para a geração ou para as reservas operacionais. Alternativamente, uma reserva operacional *pool* pode suplementar um *exchange* de tempo real (STOFT, 2002).

Na prática, a submissão de lances nos mercados RT é normalmente encerrada em torno de uma hora (75 minutos, por exemplo) antes do período ou hora de despacho. Logo em seguida (30 minutos mais tarde, por exemplo), são divulgados os resultados do leilão que serão utilizados para a determinação dos preços de equilíbrio de mercado RT, geralmente atualizados a cada cinco minutos. Os preços RT são armazenados em uma base horária, formando um preço médio para a hora liquidada. Grandes consumidores com carga despachável pagam pelo preço RT, enquanto que as DisCos normalmente liquidam suas diferenças através do mesmo preço RT horário médio aplicado aos consumidores comuns, ou

seja, sem controle de demanda (CAISO, 2016; IESO, 2014; NYISO, 2016; PJM, 2016). Tais mercados são caracterizados pela alta volatilidade dos preços, podendo levar a riscos de perdas monetárias. Portanto, é importante que a maioria das transações seja realizada no mercado DA para que os riscos associados às transações no mercado RT sejam minimizados (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009a; WANG et al., no prelo).

No Brasil, ao contrário do que ocorre em outros países, não há ainda um mercado RT que, de fato, cumpra as funções de eficiência relacionadas a um mercado de tempo real. O preço de liquidação das diferenças (PLD) é o preço de curto prazo no Brasil, pelo qual são liquidadas as diferenças entre energia contratada e energia gerada. O PLD é determinado em base semanal para cada patamar de carga (leve, média e pesada), limitado por preço máximo e mínimo, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro. Apesar disso, é válido ressaltar que este preço também tem sofrido significativa volatilidade e imprevisibilidade devido ao maior crescimento da economia e o estreitamento da relação entre demanda e oferta (CCEE, 2016).

### 2.5.3 *MERCADOS PARA SERVIÇOS ANCILARES*

Serviços ancilares englobam serviços agregados de forma implícita à venda de energia elétrica, mas não correspondem à energia elétrica em si. São serviços utilizados para manter a operação segura de sistemas de potência. De acordo com esta definição, os serviços ancilares são usados principalmente para as seguintes tarefas (MEDINA, 2012):

- Manter a frequência do sistema dentro de limites aceitáveis;
- Controlar os níveis de tensão do sistema;
- Manter a estabilidade do sistema;
- Prevenir sobrecargas no sistema de transmissão;
- Restabelecer o sistema ou parte dele depois de uma contingência.

Para a definição de serviços ancilares não existe um consenso na literatura, mas pode ser feita uma distinção entre serviços de interconexão, serviços de balanço de geração-demanda e serviços locais (GJERDE, 2007):

- Serviços de interconexão: Englobam serviços de resposta à frequência e esquemas de proteção especiais. O serviço de resposta à frequência é provido através de um sistema de controle baseado exclusivamente nas variações da

frequência, sendo fornecido constantemente. Esquemas de proteção especiais são usados para acrescentar a capacidade de transferência de potência sem necessidade de construir novas linhas;

- Serviços de balanço geração-demanda: Englobam a resposta de regulação, o acompanhamento de carga e a reserva de resposta de regulação. A resposta de regulação é a habilidade de responder a desbalanços calculados entre geração e demanda. O acompanhamento de carga é a habilidade de responder a qualquer sinal de demanda. Reserva de contingência é a habilidade de responder a eventos inesperados;
- Serviços locais: Englobam serviços de reativos e autorrestabelecimento. Os serviços de reativos são a habilidade de prover potência reativa, reservas e suporte de tensão com o propósito de controlar e suportar o transporte de potência do sistema. O autorrestabelecimento é a habilidade de reinício autônomo do sistema em caso de *blackout*.

Dadas as desvantagens econômicas e dificuldades práticas em convencer participantes para prestação de serviços ancilares, usualmente é considerado desejável a criação de um mecanismo de mercado para a aquisição de pelo menos alguns serviços ancilares. A forma preferida deste mecanismo depende da natureza do serviço. Contratos de longo prazo são preferíveis para os serviços em que o montante necessário não muda ou muda muito pouco ao longo do tempo, e para os serviços em que a disponibilidade é determinada principalmente pelas características do equipamento. Capacidade de autorrestabelecimento, esquemas de *intertrip*, estabilizadores do sistema e regulação de frequência são normalmente adquiridos por meio de contratos de longo prazo (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

Por outro lado, um mercado local é necessário para serviços em que as necessidades podem variar substancialmente ao longo do dia e as ofertas podem mudar devido às interações com o mercado de energia. Por exemplo, pelo menos uma parte dos serviços de reserva necessários é muitas vezes adquirida através de um mecanismo de mercado de curto prazo. No entanto, o operador do sistema muitas vezes busca reduzir o risco de não ter capacidade de reserva suficiente ou de ter que pagar muito por essa capacidade organizando alguns contratos de longo prazo para o fornecimento de reserva. Num mercado bem consolidado, os prestadores de serviços de reserva também devem achar desejável uma mistura de contratos de curto e longo prazo (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

Em alguns casos, o número de participantes que são realmente capazes de fornecer um determinado serviço acessório é tão pequeno que o potencial para abuso de poder de mercado impede contratação em regime de concorrência. Por exemplo, em algumas partes remotas de uma rede de transmissão, pode haver apenas uma unidade geradora que pode apoiar eficazmente o controle de tensão, fornecendo potência reativa em caso de contingências. Neste caso, um mercado de energia reativa teria que ser rigorosamente controlado para evitar possíveis abusos (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

## 2.6 PREÇOS NODAIS

Em nível de transmissão-geração, os preços de energia são diferentes em cada local (barra ou região) do sistema pela simples razão que a energia é barata para se produzir em determinados locais e o transporte (transmissão) é limitado. Quando uma linha de transmissão alcança seu limite, é dito que a mesma está congestionada, e é este congestionamento que mantém preços diferentes em diferentes localizações. Por isso, o preço nodal de energia é também chamado de preço de congestionamento (ou preço de transmissão). A análise de congestionamento das linhas de transmissão fornece uma diretriz fundamental para que o operador do sistema tome as decisões corretas de mercado e de despacho das unidades geradoras. Os custos relacionados aos direitos de transmissão de uma empresa, apesar de negociados separadamente, também contribuem para a formação de preços locais (STOFT, 2002).

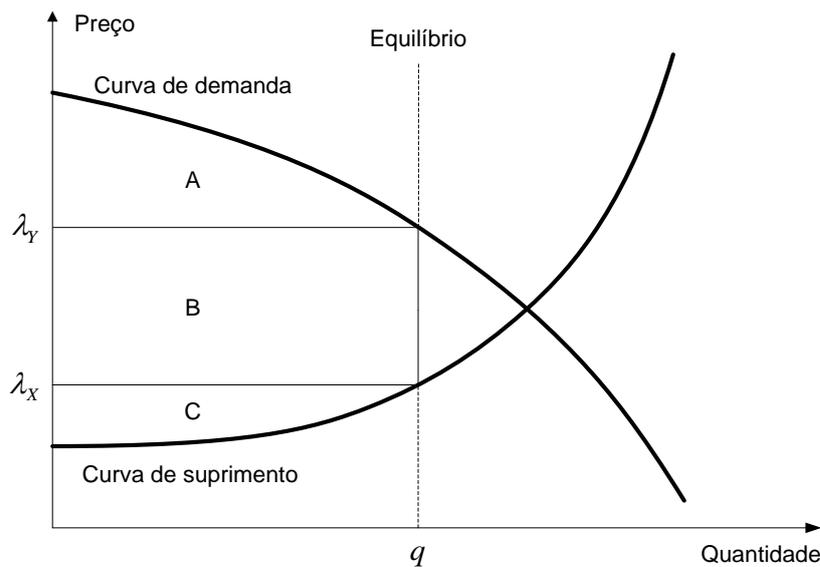
Preços nodais são apenas preços competitivos determinados pelo fornecimento e demanda e que não possuem relação alguma com a arquitetura de mercado, desde que o mercado seja competitivo. Isto significa que um mercado puramente bilateral, que é perfeitamente competitivo, irá negociar energia como um mercado centralizado de preços nodais perfeitamente competitivo. Evidentemente, um mercado bilateral pode ser menos preciso com esta precificação, mas na média deve encontrar um conjunto completo de preços nodais competitivos. Um mercado centralizado calcula a congestionamento tão precisamente que podem ser observadas as diferenças reais entre os preços nodais (STOFT, 2002).

Os preços de transmissão são sempre iguais à diferença entre os preços nodais correspondentes. Caso contrário, seria possível pagar para comprar energia em um local e enviar para outro. De forma simplificada, o preço da transmissão de energia dos nós  $X$  para  $Y$  pode ser expresso pela diferença entre o preço da energia em  $Y$  e o preço em  $X$ , ou seja,  $\lambda_{XY} = \lambda_Y - \lambda_X$ . O fluxo reverso de potência de  $Y$  para  $X$  produz mais capacidade de

transmissão de  $X$  para  $Y$ . Consequentemente, se o preço de transmissão de  $X$  para  $Y$  é positivo, o preço de  $Y$  para  $X$  é negativo. Outra consequência deste cálculo é que o custo de transmissão de potência não depende do caminho escolhido, pois a potência flui por qualquer caminho entre dois pontos e com maiores fluxos usando as rotas mais fáceis (de menor impedância). Os preços nodais refletem esta realidade garantindo que  $\lambda_{XZ} - \lambda_{ZY} = \lambda_{XY}$  para qualquer ponto intermediário  $Z$  (STOFT, 2002).

O aluguel ou custo de congestionamento entre um gerador localizado em  $X$  e um consumidor localizado em  $Y$ , por exemplo, pode observado graficamente através da análise das curvas de suprimento e demanda, conforme ilustrado na Figura 12. Neste caso, o benefício social ou *social-welfare* do mercado de eletricidade é composto pelo *superávit* de demanda (área da região A), pelo aluguel de congestionamento (área da região B) e pelo *superávit* de suprimento (área da região C). O benefício social do mercado quantifica o benefício global das transações através de medidas econômicas de eficiência, equidade e liberdade econômica. O *superávit* de demanda indica a economia dos consumidores devido às condições de mercado, enquanto o *superávit* de suprimento indica o lucro dos fornecedores. É importante ressaltar que para *commodities* comuns, que não é o caso da eletricidade (congestionamento da rede), o preço de equilíbrio de mercado é dado pela intersecção entre as curvas de demanda e suprimento (KIRSCHEN; STRBAC, 2004; YANG; CHEN, 2009).

Figura 12 – Benefício social em mercados de eletricidade



Fonte: (YANG; CHEN, 2009)

Em sistemas de distribuição, por outro lado, os preços nodais estão normalmente associados à precificação do custo marginal das perdas nos ramos da rede. Esta abordagem, que depende exclusivamente da análise do estado elétrico da rede obtido através de algoritmos de cálculo de fluxo de potência, pode ser tão importante quanto à precificação nodal em sistemas de transmissão, principalmente, em redes de distribuição com linhas longas e menores níveis de tensão (SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006).

## 2.7 ELOS DE MERCADO

A estrutura de mercado se refere às propriedades de mercado intimamente ligadas à tecnologia e propriedade, enquanto a arquitetura de mercado é um mapa dos submercados que compõem o mercado. Este mapa inclui o tipo de cada submercado e os elos entre eles. Elos de mercado, além da arbitragem, não possuem classificação ou nomenclatura. No entanto, eles são muito importantes para o funcionamento do mercado como um todo. Elos podem ser explícitos ou implícitos. Não existe regra que determine uma relação, somente a disciplina da arbitragem. Elos implícitos não são projetados, mas eles são uma parte importante da arquitetura e devem ser levados em consideração (CHAO; WILSON, 2014; STOFT, 2002).

Algumas vezes quando elos explícitos são necessários, tem um indicativo que dois mercados devem ser fundidos em um mercado multiproduto. Elos implícitos ocorrem naturalmente e são normalmente úteis; elos explícitos são úteis quando eles refletem os custos reais. Eles são frequentemente nocivos quando refletem uma noção preconcebida de como o mercado deve operar. Devido ao fato que mercados de eletricidade são distribuídos geograficamente, muitos dos seus submercados são mercados multiprodutos e possuem vastas matrizes de elos internos. Quando o sistema de transmissão está congestionado a energia na localização A é um produto tecnicamente diferente da energia na localização B. Consequentemente, um mercado de energia é um mercado multiproduto com ligações internas entre os produtos (STOFT, 2002).

Da mesma forma que existem elos espaciais, também existem elos temporais. A arquitetura de mercado estabelece a ordem temporal dos elos e esta ordem desencadeia o desenvolvimento de elos implícitos entre os mercados. Ambos os elos temporais e espaciais permeiam a arquitetura dos mercados de eletricidade. Em um mercado bem arbitrado o preço DA para o tempo de entrega  $t$  será igual ao preço RT esperado no tempo  $t$ . Este elo comum é extremamente útil para entender e prever o comportamento do mercado como um todo. Elos

entre mercados cascatas de fornecimento de reserva de energia são fundamentais para o despacho correto das unidades geradoras (STOFT, 2002).

### 3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, apresentam-se o mecanismo de precificação de reativos proposto para consumidores e unidades de GD, assim como os modelos DA e RT desenvolvidos para o planejamento da operação de curto prazo da DisCo.

#### 3.1 MECANISMO DE PRECIFICAÇÃO DE REATIVOS

O gerenciamento de potência reativa é de fundamental importância para a operação da DisCo por várias razões, dentre elas que: i) a potência reativa afeta diretamente os níveis de tensão da rede, ii) o fluxo de potência reativa geralmente contribui para o aumento das perdas nos ramos da rede e iii) a potência reativa utiliza parte da capacidade de corrente dos ramos da rede de distribuição, limitando a capacidade de transferência de potência ativa dos condutores. Apesar da importância, a quantificação do custo de consumo/fornecimento de potência reativa é uma tarefa complexa e, ainda, bastante controversa (RAAP; RAESAAR; TIIGIMÄGI, 2011). Além disso, as estratégias de precificação de reativos apresentadas na literatura de sistemas de distribuição são geralmente caracterizadas por:

- Baixos níveis de transparência, tais como os esquemas associados aos custos marginais das perdas da rede (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009b; SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006) e de transferência de potência reativa (LI et al., 2008; RAAP; RAESAAR; TIIGIMÄGI, 2011), pelo fato da necessidade de análise do estado elétrico da rede através de um algoritmo de fluxo de potência;
- Necessidade de dados precisos e baixa atratividade do ponto de vista econômico em termos de oportunidade de melhoria da lucratividade, conforme pode ser observado nos métodos que envolvem a compensação dos custos/perdas (HAGHIGHAT; KENNEDY, 2010; HASANPOUR; GHAZI; JAVIDI, 2009; RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013).

Portanto, neste trabalho é proposto um mecanismo de precificação nodal para utilização de potência reativa em redes de distribuição de energia elétrica. Os preços nodais de potência reativa (PNPRs) propostos são customizados para consumidores e unidades de GD. Este método é baseado no aumento de potência aparente resultante da injeção de reativos na

barra de interesse. Note que todas as informações de potência são consideradas como conhecidas, uma vez que as mesmas podem ser facilmente obtidas através de equipamentos de medição de energia elétrica. Inicialmente, assume-se que somente a parcela ativa da potência total (aparente) é utilizada e, em seguida, a injeção de potência reativa é adicionada para calcular o aumento sofrido pela potência aparente. Os PNPRs resultantes são calculados para cada consumidor (ou tipo de carga) e/ou unidade de GD como uma função de suas injeções nodais de potência reativa. Conseqüentemente, é possível obter diferentes PNPRs em cada barra da rede e, também, múltiplos valores em uma única barra.

Este método é formulado com base nas seguintes hipóteses:

- Preços de potência ativa e reativa englobam somente tarifas de energia, enquanto que os demais custos associados à utilização de energia elétrica, tais como tarifas de demanda, custo de transmissão, custo de perdas e impostos, são desconsiderados;
- Consumidores com baixo fator de potência de carga são penalizados;
- As unidades de GD podem produzir potência reativa se, e somente se, as mesmas estiverem produzindo potência ativa; e elas são recompensadas pelo fornecimento de serviços de potência reativa;
- A rede é provida de tecnologia de medição e comunicação suficientes;
- O fator de potência do ponto de interconexão entre as redes de distribuição e transmissão (ou seja, o fator de potência da subestação de distribuição) é sempre mantido dentro de limites aceitáveis.

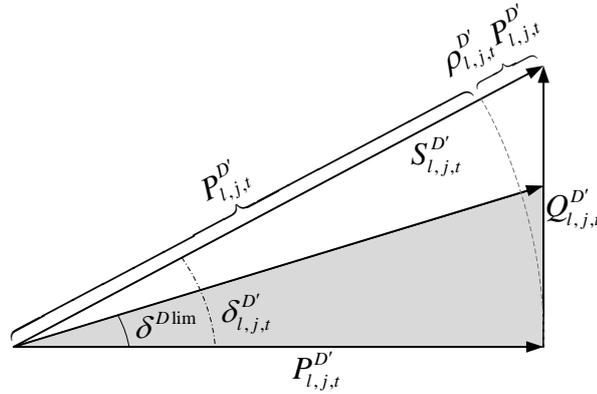
A descrição do mecanismo de precificação de reativos proposto para consumidores e unidades de GD é apresentada a seguir.

### 3.1.1 *PENALIZAÇÃO DE CONSUMIDORES*

Para os consumidores, são penalizadas instalações elétricas com baixo fator de potência de carga (ANEEL, 2017; FERC, 2005). Com base na Figura 13, dois casos principais podem ser identificados. Primeiro, se a carga possui fator de potência unitário ( $\cos \delta_{l,j,t}^{D'} = 1$ ), ou seja, se somente a parcela ativa da potência de carga é utilizada, a carga total (potência aparente) é igual a sua própria potência ativa. Caso contrário, se  $\cos \delta_{l,j,t}^{D'} < 1$  (para correntes

atrasadas, comportamento típico das cargas de distribuição), pode-se observar um aumento da potência aparente devido ao consumo da parcela de potência reativa da carga ( $Q_{l,j,t}^{D'}$ ).

Figura 13 – Aumento da potência aparente de carga devido ao consumo de reativos



Fonte: O próprio autor

Da Figura 13 tem-se que a quantidade  $\rho_{l,j,t}^{D'} P_{l,j,t}^{D'}$  representa o incremento da potência aparente de carga  $|S_{l,j,t}^{D'}|$  devido à  $Q_{l,j,t}^{D'}$ , em que  $S_{l,j,t}^{D'} = P_{l,j,t}^{D'} + \mathbf{i}Q_{l,j,t}^{D'}$ . Portanto, a potência aparente  $S_{l,j,t}^{D'}$  pode ser calculada de acordo com:

$$|S_{l,j,t}^{D'}| = (1 + \rho_{l,j,t}^{D'}) P_{l,j,t}^{D'} = \frac{P_{l,j,t}^{D'}}{\cos \delta_{l,j,t}^{D'}}; \quad \forall l \in L, \forall j \in N, \forall t \in T. \quad (1)$$

Sendo que o fator  $\rho_{l,j,t}^{D'}$  é dado por:

$$\rho_{l,j,t}^{D'} = \left( \frac{1}{\cos \delta_{l,j,t}^{D'}} - 1 \right); \quad \forall l \in L, \forall j \in N, \forall t \in T. \quad (2)$$

Geralmente, os consumidores não pagam pelo consumo de reativos se o seu fator de potência de carga permanecer dentro de limites aceitáveis, ou seja,  $\cos \delta_{l,j,t}^{D'} \geq \cos \delta^{Dlim}$  (ANEEL, 2017; FERC, 2005; RAAP; RAESAAR; TIIGIMÄGI, 2011). Neste caso, verifica-se que  $\rho_{l,j,t}^{D'} P_{l,j,t}^{D'} \leq \rho^{Dlim} P_{l,j,t}^{D'}$ , sendo que  $\rho^{Dlim} = (1/\cos \delta^{Dlim} - 1)$ . A quantidade  $\rho^{Dlim} P_{l,j,t}^{D'}$  é o limite incremental aceitável de potência aparente de carga. Por outro lado, se  $\cos \delta_{l,j,t}^{D'} < \cos \delta^{Dlim}$ , os consumidores são penalizados por excessivo consumo de potência reativa. E, então,  $\rho_{l,j,t}^{D'} P_{l,j,t}^{D'} > \rho^{Dlim} P_{l,j,t}^{D'}$ .

Então, o custo de eletricidade para consumidores pode ser dividido em duas partes: i) o custo da parcela ativa e ii) o custo da parcela reativa da potência de carga consumida. No primeiro caso, o custo da potência ativa consumida é dado por  $\lambda_t P_{l,j,t}^{D'}$ . Por sua vez, a quantidade  $\lambda_t (\rho_{l,j,t}^{D'} P_{l,j,t}^{D'} - \rho^{D\text{lim}} P_{l,j,t}^{D'})$  representa o custo adicional referente ao consumo de potência reativa. Portanto, o custo total de eletricidade paga pelos consumidores é:

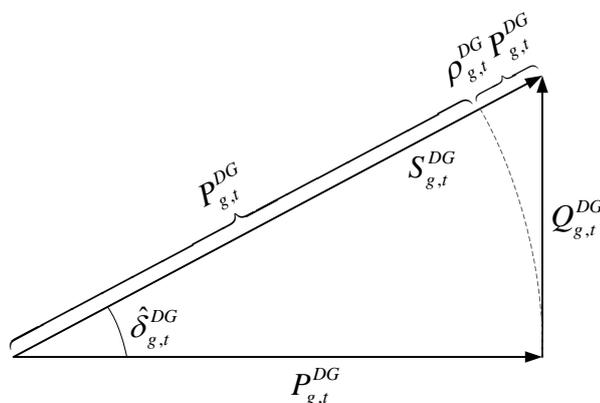
$$\begin{cases} \lambda_t P_{l,j,t}^{D'} & , \text{ se } \cos \delta_{l,j,t}^{D'} \geq \cos \delta^{D\text{lim}} \\ \lambda_t (1 + \rho_{l,j,t}^{D'} - \rho^{D\text{lim}}) P_{l,j,t}^{D'} & , \text{ caso contrário} \end{cases} ; \forall l \in L, \forall j \in N, \forall t \in T. \quad (3)$$

A quantidade  $\lambda_t (1 + \rho_{l,j,t}^{D'} - \rho^{D\text{lim}})$  pode ser interpretada como o preço nodal resultante de venda para a carga  $l$  instalada na barra  $j$  e no tempo  $t$ , composto pelo preço de venda de potência ativa  $\lambda_t$  e pela parcela que representa o PNPR de venda resultante  $\lambda_t (\rho_{l,j,t}^{D'} - \rho^{D\text{lim}})$ . Deve-se notar que  $\rho^{D\text{lim}} = 0$  se os consumidores são obrigados a operar com fator de potência unitário e, portanto, é necessário pagar por toda a potência reativa utilizada.

As vantagens deste mecanismo de precificação proposto para consumo de reativos são:

- A utilização de potência reativa pode ser faturada individualmente para cada tipo de carga (consumidor) em termos de uma componente adicional de potência ativa, para a qual os preços de venda são sempre conhecidos;
- Podem-se incluir limites aceitáveis para o fator de potência de carga, evitando penalizações desnecessárias;
- O PNPR de venda resultante é uma função da injeção reativa nodal.

Figura 14 – Aumento da potência aparente produzida devido à produção de reativos



Fonte: O próprio autor

### 3.1.2 COMPENSAÇÃO DE UNIDADES DE GD

De forma similar às cargas, a produção de potência aparente aumenta quando as unidades de GD estão fornecendo potência reativa à rede, conforme ilustrado na Figura 14.

A quantidade  $\rho_{g,t}^{DG} P_{g,t}^{DG}$  representa o incremento na produção de potência aparente  $|S_{g,t}^{DG}|$  devido à  $Q_{g,t}^{DG}$ . Desta forma, a potência aparente produzida  $S_{g,t}^{DG}$  é dada por:

$$|S_{g,t}^{DG}| = (1 + \rho_{g,t}^{DG}) P_{g,t}^{DG} = \frac{P_{g,t}^{DG}}{\cos \hat{\delta}_{g,t}^{DG}}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (4)$$

Logo:

$$\rho_{g,t}^{DG} = \left( \frac{1}{\cos \hat{\delta}_{g,t}^{DG}} - 1 \right); \quad \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (5)$$

Assim como no caso anterior, o custo da potência produzida pelas unidades de GD que é repassado à DisCo também é constituído das parcelas de potências ativa e reativa. Neste caso, o custo da potência ativa produzida é dado por  $\lambda_{g,t}^{DG} P_{g,t}^{DG}$ , enquanto que  $\lambda_{g,t}^{DG} \rho_{g,t}^{DG} P_{g,t}^{DG}$  representa o custo incremental de potência reativa. Desta forma, o custo total de compra da potência produzida pelas unidades de GD pode ser matematicamente expresso como:

$$\begin{cases} \lambda_{g,t}^{DG} P_{g,t}^{DG} & , \text{ se } \cos \hat{\delta}_{j,t}^{DG} = 1 \\ \lambda_{g,t}^{DG} (1 + \rho_{g,t}^{DG}) P_{g,t}^{DG} & , \text{ caso contrário} \end{cases}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T, \quad (6)$$

em que  $\lambda_{g,t}^{DG} (1 + \rho_{g,t}^{DG})$  representa a preço nodal de compra resultante pago pela DisCo para a unidade de GD  $g$  no tempo  $t$ . Neste caso, nota-se que  $\lambda_{g,t}^{DG}$  é o preço de compra de potência ativa, enquanto que o PNPR de compra resultante é representado por  $\lambda_{g,t}^{DG} \rho_{g,t}^{DG}$ .

As vantagens desta abordagem em comparação a outros mecanismos existentes na literatura, conforme discutido anteriormente, tais como as propostas de precificação apresentadas por Sotkiewicz e Vignolo (2006), Hasanpour, Ghazi e Javidi (2009), Haghghat e Kennedy (2010) e Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), por exemplo, são:

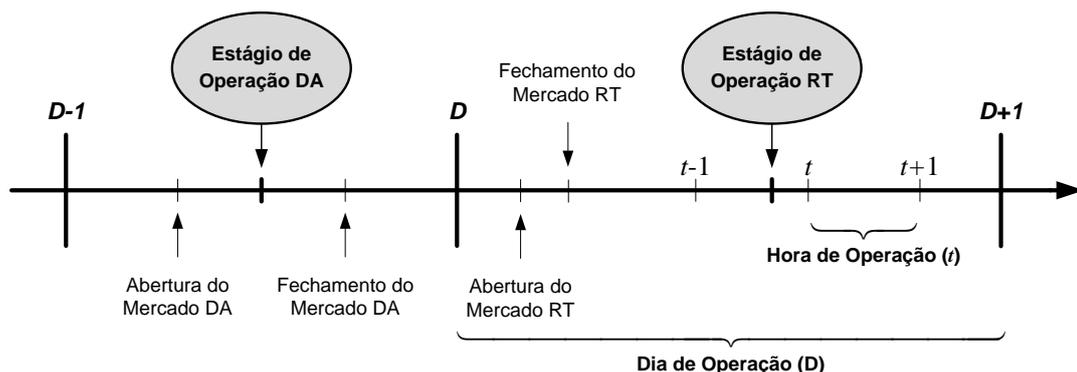
- A produção de potência reativa das unidades de GD é compensada em termos da parcela ativa da potência, para a qual os preços são conhecidos;

- O aumento das perdas ativas nos enrolamentos da unidade de GD devido à produção de reativos é intrínseco ao aumento de sua produção de potência aparente;
- Não há caracterização de custo de perda de oportunidade para as unidades de GD, caso seja necessário reduzir a produção de potência ativa para aumento do fornecimento de reativos;
- Os PNPRs de compra são uma função da injeção nodal da potência reativa produzida pelas unidades de GD;
- É compatível com a imposição de restrições para limitar o fator de potência operacional das unidades de GD (CALDERARO et al., 2015);
- Custos de manutenção fixos podem ser considerados.

### 3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DA DISCO

Neste trabalho, a DisCo é modelada como uma entidade tomadora de preços ou *price-taker* (ou seja, cujos lances em leilão não afetam o preço de equilíbrio de mercado) que pode comprar energia elétrica do mercado atacadista e das unidades de GD. As decisões operacionais da DisCo são primeiramente otimizadas em um estágio de operação DA e, em seguida, os ajustes são penalizados no tempo real ou operação RT (ALGARNI; BHATTACHARYA, 2009a; SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2013). A operação DA tem como objetivo a maximização da diferença entre a energia vendida aos consumidores e as compras realizadas no mercado atacadista e das unidades de GD, ou seja, os lucros. Já na operação RT, o objetivo é minimizar os ajustes que são necessários para acomodar os desvios resultantes das quantidades previstas no estágio DA e, ainda, levando em consideração as incertezas da operação em tempo real.

Figura 15 – Abordagem hierárquica da operação de curto prazo da DisCo



Fonte: O próprio autor

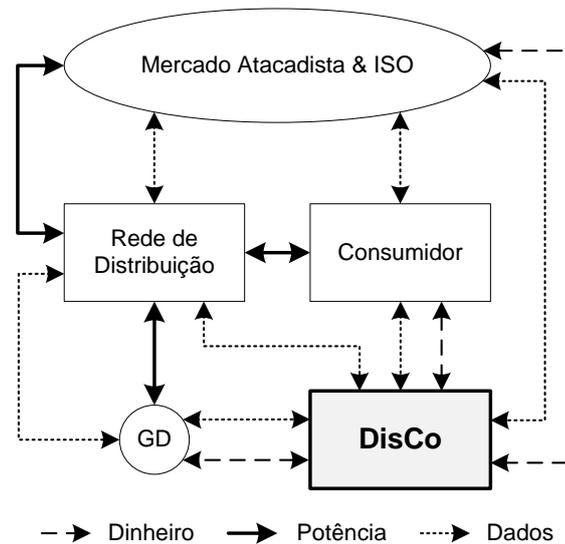
Na Figura 15, ilustra-se a abordagem sequencial de decisões utilizada neste trabalho para o planejamento da operação de curto prazo da DisCo. Observam-se que as decisões DA para operação do dia  $D$  devem ser tomadas antes do fechamento do mercado DA, no dia anterior  $D-1$ . Neste caso, assume-se que os lances submetidos pela DisCo no mercado DA englobam as decisões de compra de energia para cada uma das 24 horas de operação. Por sua vez, no mercado RT, é desejável que as decisões RT sejam tomadas o mais perto possível do início de cada hora de despacho (ou de operação corrente) para minimização das incertezas operacionais (KIRSCHEN; STRBAC, 2004; MENESES; MANTOVANI, 2013). De fato, os preços RT podem variar significativamente em resposta às oscilações operacionais que caracterizam o balanço de demanda-geração. Note que a abordagem proposta pode ser aplicada para a participação em mercados de eletricidade atacadistas do tipo *pool* e *exchange*, sendo possível a adaptação para modelos de mercado com características mais verticalizadas.

Os modelos de planejamento DA e RT propostos são formulados como problemas de otimização de grande porte não lineares não convexos com variáveis contínuas e discretas. Na formulação apresentada são considerados os seguintes critérios:

- Os consumidores podem ser penalizados pelo consumo de potência reativa (Subseção 3.1.1 );
- Todas as unidades de GD da rede são de propriedade privada;
- Unidades de DG despacháveis permitem total controle de produção de potência ativa e reativa;
- Unidades de GD renováveis injetam integralmente sua produção de potência ativa na rede, sendo possível controle de potência reativa;
- As unidades de GD podem produzir reativos, se e somente se, estiverem produzindo potência ativa;
- As unidades de GD são compensadas pelo fornecimento de potência reativa à rede de distribuição (Subseção 3.1.2 );
- Os proprietários de GD são pagos (subsidiados) com base na tarifas de venda da DisCo (MARKS; CHOI, 2017);
- Todos os dispositivos de armazenamento de energia (baterias estacionárias) são propriedade da DisCo, e são operados de forma agregada para benefícios de arbitragem, ou seja, para tirar proveito das diferenças dos preços horários de compra e venda de eletricidade.

A estrutura de mercado de distribuição idealizada neste trabalho é ilustrada na Figura 16 considerando que os requisitos mínimos de proteção, automação, comunicação, medição e processamento de dados são satisfeitos. Na estrutura proposta, a DisCo é responsável pela realização das transações/comunicação com o mercado atacadista (DA e RT, neste caso), consumidores e unidades de GD, além da otimização/controle dos demais dispositivos da rede. Considera-se também que os consumidores se encontram em um ambiente de mercado monopolista convencional, uma vez que toda energia consumida na rede é comercializada pela DisCo. Por fim, de forma similar, assume-se que as unidades de GD estão autorizadas a comercializar sua produção de energia exclusivamente com a DisCo, o que caracteriza uma relação comercial do tipo monopsonio.

Figura 16 – Estrutura de mercado idealizada



Fonte: O próprio autor

A seguir, são descritas as formulações determinísticas dos modelos de operação DA e RT propostos, considerando uma base de tempo horária (IESO, 2014). As incertezas de demanda, recursos renováveis e preços de mercado são incorporados no problema através de um método de fluxo de potência probabilístico de estimação de pontos (Apêndice B), conforme apresentado no Capítulo 5.

### 3.2.1 ESTÁGIO DE OPERAÇÃO DAY-AHEAD

No estágio de operação DA, com vistas a maximizar seus lucros, é necessário que a DisCo determine: i) as quantidades de energia a serem compradas no mercado de eletricidade

atacadista, ii) a produção de potência ativa de unidades de GD e iii) os preços de venda de energia produzida considerando um esquema de tarifação em tempo real ou *real-time pricing* (RTP), no qual os preços de venda aos consumidores variam em uma base de tempo horária; além iv) das decisões de operação para otimizar o controle Volt-VAr oferecido por unidades de GD e a operação dos dispositivos da rede, tais como bancos de capacitores shunt, baterias estacionárias e reguladores de tensão. Estas decisões são tomadas uma vez ao dia considerando as incertezas da demanda, recursos renováveis e dos preços de equilíbrio de mercado DA. Consequentemente, podem ocorrer desvios entre a energia adquirida antecipadamente no mercado DA e o balanço energético em tempo real. É assumido que todos os desvios das transações DA são balanceados no estágio de planejamento RT. O modelo matemático, a função objetivo e as restrições da abordagem proposta para o estágio de operação DA são descritos nas subseções a seguir.

### 3.2.1.1 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo da DisCo no estágio de operação DA é dada por:

$$\text{Maximizar } \left\{ \begin{array}{l} \sum_{l \in L} \sum_{j \in N} \sum_{t \in T} \lambda_t \left[ 1 + \varrho_{l,j,t} (\rho_{l,j,t}^{D'} - \rho^{D\text{lim}}) \right] P_{l,j,t}^{D'} \\ - \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} \lambda_{g,t}^{DG} (1 + \rho_{g,t}^{DG}) P_{g,t}^{DG} \\ - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_t^{DA} P_{s,t}^{DA} \end{array} \right\}, \quad (7)$$

em que:

$$\varrho_{l,j,t} = \begin{cases} 0, & \text{se } \cos \delta_{l,j,t}^{D'} \geq \cos \delta^{D\text{lim}} \\ 1, & \text{caso contrário} \end{cases}; \quad \forall l \in L, \forall j \in N, \forall t \in T. \quad (8)$$

A função objetivo (7) é formada por três termos. O primeiro termo representa a receita total obtida pela venda de energia ativa e das penalizações de energia reativa impostas aos consumidores. O segundo termo está relacionado com o custo de compra de energia ativa e do fornecimento de serviços de reativos oferecidos pelas unidades de GD. Os preços da energia reativa fornecida pelas unidades de GD são obtidos com base na equação (6). Além disso, note que  $\lambda_{g,t}^{DG} = \lambda_t$ ,  $\forall g \in G$ ,  $\forall t \in T$ . Finalmente, o terceiro termo representa o custo de aquisição de energia ativa no mercado DA.

### 3.2.1.2 RESTRIÇÕES

Nesta subseção, o modelo de fluxo de potência AC completo e as restrições físicas e operacionais consideradas na operação DA proposta são apresentados em detalhes.

#### 3.2.1.2.1 Equações de Fluxo de Potência

As equações de fluxo de potência ativa e reativa AC de Gan (2015) et al. são modificadas para inclusão das injeções DA, produção de unidades de GD, carga/descarga de baterias estacionárias e injeções de bancos de capacitores shunt, ou seja:

$$P_{j,t}^D - \sum_{g \in G_j} P_{g,t}^{DG} - \sum_{s \in S_j} P_{s,t}^{DA} + \sum_{b \in B_j} (c_{b,t} - d_{b,t}) = -g_j^{sh} |V_{j,t}|^2 - \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t} + \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij,t} - r_{ij} |J_{ij,t}|^2); \quad (9)$$

$$\forall j \in N, \forall t \in T$$

$$Q_{j,t}^D - \sum_{g \in G_j} Q_{g,t}^{DG} - \sum_{s \in S_j} Q_{s,t}^{grid} - Q_{j,t}^C = b_j^{sh} |V_{j,t}|^2 - \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk,t} + \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij,t} - x_{ij} |J_{ij,t}|^2); \quad (10)$$

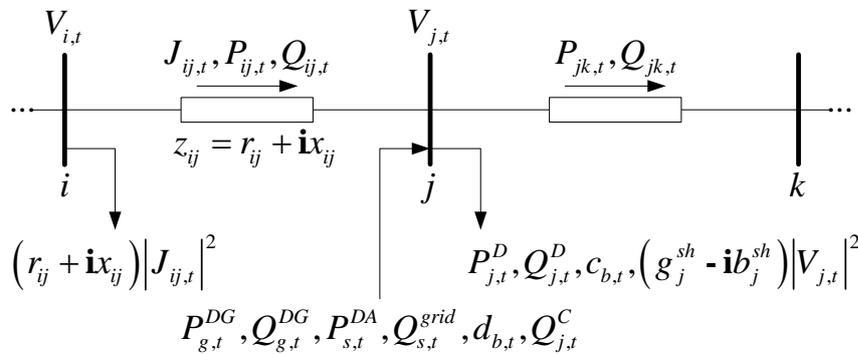
$$\forall j \in N, \forall t \in T$$

$$V_{j,t} = V_{i,t} - (r_{ij} + \mathbf{i}x_{ij}) J_{ij,t}; \quad \forall (i, j) \in E, \forall t \in T \quad (11)$$

$$J_{ij,t} = \left( \frac{P_{ij,t} + \mathbf{i}Q_{ij,t}}{V_{i,t}} \right)^*; \quad \forall (i, j) \in E, \forall t \in T, \quad (12)$$

em que o sobrescrito \* representa o operador complexo conjugado,  $y_j^{sh} = b_j^{sh} - \mathbf{i}g_j^{sh}$  é a admitância shunt da barra  $j$ ,  $z_{ij} = r_{ij} + \mathbf{i}x_{ij}$  é a impedância série do ramo  $(i, j)$  e  $\mathbf{i}$  é a unidade imaginária, sendo que  $\mathbf{i}^2 = -1$ .

Figura 17 – Representação do balanço de potência ativa e reativa na barra  $j$



Fonte: O próprio autor

As equações (9) e (10) representam, respectivamente, o balanço de potência ativa e reativa nas barras da rede, conforme ilustrado na Figura 17. Note que as quantidades  $r_{ij} |J_{ij,t}|^2$  e  $x_{ij} |J_{ij,t}|^2$  representam as perdas ativas e reativas nos ramos, enquanto que as injeções de potência ativa e reativa na barra receptora  $j$  provenientes da barra  $i$  são dadas por  $P_{ij,t} - r_{ij} |J_{ij,t}|^2$  e  $Q_{ij,t} - x_{ij} |J_{ij,t}|^2$ . A queda de tensão resultante da circulação de corrente no ramo  $(i, j)$  é representada pela equação (11). Por fim, as correntes nos ramos são calculadas usando a equação (12).

### 3.2.1.2.2 Modelo de Carga

Neste trabalho, alternativamente aos modelos de carga ZIP (ou seja, com componentes de impedância, corrente e potência constante) normalmente considerados na literatura (MOLZAHN; LESIEUTRE; DEMARCO, 2014), utilizam-se modelos exponenciais realísticos dependentes de tensão para representação de cargas típicas de distribuição, tais como cargas residenciais, comerciais e industriais (SINGH; MISRA; SINGH, 2007). Este modelo é matematicamente representado de acordo com as seguintes equações:

$$P_{j,t}^D = P_{j,t}^{D0'} \sum_{l \in L} \varepsilon_{l,j} \left| \frac{V_{j,t}}{V_n} \right|^{\alpha_{l,j,t}} ; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (13)$$

$$Q_{j,t}^D = Q_{j,t}^{D0'} \sum_{l \in L} \varepsilon_{l,j} \left| \frac{V_{j,t}}{V_n} \right|^{\beta_{l,j,t}} ; \quad \forall j \in N, \forall t \in T . \quad (14)$$

Note que  $P_{j,t}^D = \sum_{l \in L} P_{l,j,t}^{D'}$  e  $Q_{j,t}^D = \sum_{l \in L} Q_{l,j,t}^{D'}$ . Além disso,  $\sum_{l \in L} \varepsilon_{l,j} = 1$ . Os valores dos expoentes  $\alpha_{l,j,t}$  e  $\beta_{l,j,t}$  para cada tipo de carga (residencial, comercial e industrial) são obtidos por meio de medições práticas (IEEE, 1995). Por fim, pode-se observar que as restrições (13) e (14) assumem os valores  $P_{j,t}^D = P_{j,t}^{D0'}$  e  $Q_{j,t}^D = Q_{j,t}^{D0'}$  para modelos de carga do tipo PQ.

### 3.2.1.2.3 Elasticidade da Demanda

As restrições (15) e (16) representam o comportamento ou a elasticidade da potência horária (energia) demandada pelos consumidores em resposta às variações nos preços de venda da DisCo (SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2014).

$$P_{j,t}^{D0'} = P_{j,t}^{D0} \left( 1 + \sum_{t' \in T} ED_{t,t'}^j \frac{\lambda_{t'} - \lambda^{avg}}{\lambda^{avg}} \right); \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (15)$$

$$Q_{j,t}^{D0'} = Q_{j,t}^{D0} \left( 1 + \sum_{t' \in T} ED_{t,t'}^j \frac{\lambda_{t'} - \lambda^{avg}}{\lambda^{avg}} \right); \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (16)$$

Os coeficientes de elasticidade dos consumidores em relação ao preço de venda de eletricidade podem ser divididos em dois diferentes grupos: i) elasticidade própria e ii) elasticidade cruzada. A elasticidade própria, como o próprio nome sugere, está associada à resposta da demanda em função dos preços de venda do período (neste caso, hora) de operação corrente. Já a elasticidade cruzada relaciona a resposta de demanda aos preços dos demais períodos de operação (KIRSCHEN, 2003; SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2014). A quantificação de  $ED_{t,t'}^j$ , no entanto, não faz parte do escopo do estudo proposto nesta tese. Portanto, assume-se que estes coeficientes de elasticidade são conhecidos (KIRSCHEN, 2003).

#### 3.2.1.2.4 Preços de Venda

Estas restrições garantem que os preços horários de venda da DisCo para consumo de potência ativa, com tarifação RTP, sejam mantidos dentro de limites mínimos e máximos aceitáveis e, também, que o preço de venda diário médio fixo acordado entre DisCo e consumidores seja satisfeito. A aplicação de parâmetros relevantes para garantir resultados coerentes de  $\underline{\lambda}$ ,  $\bar{\lambda}$  e  $\lambda^{avg}$  tem sido investigada com êxito na literatura (ZUGNO et al., 2013).

$$\underline{\lambda} \leq \lambda_t \leq \bar{\lambda}; \quad \forall t \in T \quad (17)$$

$$\frac{1}{n_T} \sum_{t \in T} \lambda_t = \lambda^{avg} \quad (18)$$

#### 3.2.1.2.5 Limites de Tensão Nodal

Estes limites garantem que a magnitude de tensão nas barras da rede sejam mantidas em níveis aceitáveis para manutenção dos índices de qualidade de fornecimento de energia elétrica e, também, para garantir o funcionamento adequado de equipamentos e dispositivos conectados à rede (ANEEL, 2017; CARAMIA; CARPINELLI; VERDE, 2009). Considera-se que a tensão da barra da subestação de distribuição é mantida constante e igual a  $V_n$ , um valor de referência preestabelecido.

$$|V_{j,t}| = V_n; \quad \forall j \in N_s, \forall t \in T \quad (19)$$

$$\underline{V} \leq |V_{j,t}| \leq \bar{V}; \quad \forall j \in N \setminus N_s, \forall t \in T \quad (20)$$

### 3.2.1.2.6 Limites de Capacidade da Subestação

A restrição (21) limita as decisões da DisCo para compra de eletricidade proveniente da rede externa, ou seja, no mercado atacadista. Neste caso, o valor limitante das compras no mercado DA depende da capacidade de potência total (aparente) dos transformadores da subestação de distribuição, que são a porta de entrada da energia proveniente dos sistemas de geração-transmissão.

$$\left( P_{s,t}^{DA^2} + Q_{s,t}^{grid^2} \right)^{0.5} \leq MCS_s; \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (21)$$

### 3.2.1.2.7 Limites de Corrente nos Ramos

A limitação térmica ou de capacidade de corrente dos condutores que constituem os ramos da rede é representada através da equação (22). De fato, os limites de corrente dos condutores devem ser garantidos para operação segura e confiável das redes de distribuição.

$$|J_{ij,t}| \leq \bar{J}_{ij}; \quad \forall (i, j) \in E, \forall t \in T \quad (22)$$

### 3.2.1.2.8 Limites de Produção das Unidades de GD

Os limites físicos e operacionais de produção de potência das unidades de GD são garantidos por meio da implementação das seguintes restrições:

$$\underline{P}_g^{DG} \leq P_{g,t}^{DG} \leq \bar{P}_g^{DG}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (23)$$

$$\underline{Q}_g^{DG} \leq Q_{g,t}^{DG} \leq \bar{Q}_g^{DG}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (24)$$

$$\bar{S}_g^{DG} \geq \left( P_{g,t}^{DG^2} + Q_{g,t}^{DG^2} \right)^{0.5}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (25)$$

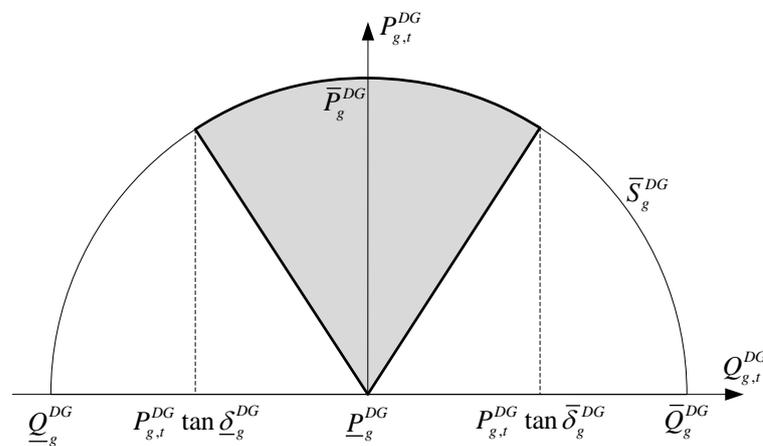
$$P_{g,t}^{DG} \tan \underline{\delta}_g^{DG} \leq Q_{g,t}^{DG} \leq P_{g,t}^{DG} \tan \bar{\delta}_g^{DG}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (26)$$

As equações (23) e (24) representam a capacidade máxima de produção de potências ativa e reativa das unidades de GD, respectivamente. O limite máximo de produção de potência aparente é representado através da equação (25). Finalmente, os limites aceitáveis de fator de potência operacional exigidos são incorporados ao modelo através da equação (26), garantindo que não haja excessiva injeção de potência reativa na rede pelas unidades de GD.

Para evitar sobrecarregar o modelo com detalhes que não são fundamentais para os aspectos realizados neste trabalho, considera-se que a combinação do conjunto de equações (23)-(26) descrito acima representa matematicamente as curvas de capacidade para operação segura e confiável das unidades de GD (FARIVAR et al., 2015). No entanto, outros modelos de capacidade específicos e/ou mais detalhados podem ser utilizados para representação dos limites de operação das unidades de GD (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; PEREIRA; COSTA; CONTRERAS; MANTOVANI, 2016).

Na Figura 18 ilustra-se a região de operação resultante (área sombreada) das unidades de GD.

Figura 18 – Região de operação das unidades de GD

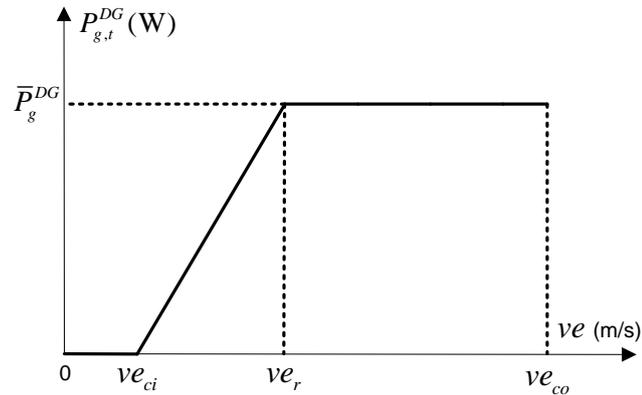


Fonte: O próprio autor

Note que  $G = G^{dsp} \cup G^{int}$ , em que  $G^{dsp}$  e  $G^{int}$  representam respectivamente os conjuntos das unidades de GD despacháveis e intermitentes (não despacháveis). A potência útil (ou ativa) produzida por  $\forall g \in G^{dsp}$  pode ser completamente controlada. Por outro lado, a produção de potência ativa de  $\forall g \in G^{int}$  depende exclusivamente da disponibilidade de recursos naturais de natureza probabilística, tais como velocidade do vento e radiação solar, por exemplo. Neste trabalho, utilizam-se os modelos apresentados por Liu, Wen e Ledwich (2011) para cálculo da potência produzida por unidades de GD intermitentes eólicas e solares.

A Figura 19 ilustra a curva de potência considerada para turbinas eólicas, em que  $ve$  é a velocidade do vento,  $ve_{ci}$  é a velocidade de *cut-in*,  $ve_r$  é velocidade mínima para geração máxima e  $ve_{co}$  é a velocidade de *cut-out*.

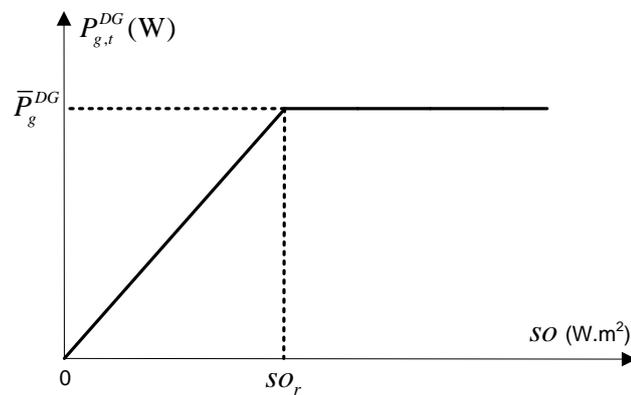
Figura 19 – Curva de potência das turbinas eólicas



Fonte: (LIU; WEN; LEDWICH, 2011).

A curva de potência dos painéis solares ou PVP é ilustrada através da Figura 20, em que  $so$  é a radiação ou intensidade solar e  $so_r$  é a radiação mínima para máxima produção de potência.

Figura 20 – Curva de potência dos painéis PVP



Fonte: (LIU; WEN; LEDWICH, 2011).

### 3.2.1.2.9 Controle Volt-VAr das Unidades de GD

Os modos de controle Volt-VAr das unidades de GD são representados através das restrições (27) e (28) (AHMED; BHATTACHARYA; SALAMA, 2013). No modo de controle Volt, a produção de potência reativa da unidade de GD é ajustada para manter a tensão da barra de geração fixada no valor (magnitude) de tensão programado. Conforme detalhado no Apêndice A.3, o controle Volt é realizado pela minimização de:

$$\Delta |V_{j,t}| = \left| |V_{j,t}| - |\hat{V}_{j,t}| \right|; \quad \forall j \in N_g, \forall t \in T. \quad (27)$$

O controle VAR (Apêndice A.3) é baseado na otimização do ângulo de fator de potência operacional para produção de potência reativa, de forma que os limites aceitáveis sejam garantidos, ou seja:

$$\underline{\delta}_g^{DG} \leq \hat{\delta}_{g,t}^{DG} \leq \overline{\delta}_g^{DG}; \quad \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (28)$$

### 3.2.1.2.10 Baterias Estacionárias

As restrições (31)-(35) garantem a operação adequada das baterias estacionárias de propriedade da DisCo. As operações de carga e descarga das baterias são controladas de forma agregada similar à estratégia de operação proposta por Sarker, Dvorkin e Ortega-Vazquez (2015).

$$0 \leq c_{b,t} \leq \gamma_{b,t} \bar{c}_b; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (31)$$

$$0 \leq d_{b,t} \leq (1 - \gamma_{b,t}) \bar{d}_b; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (32)$$

$$SoC_{b,t} = SoC_{b,t-1} + c_{b,t} \eta_b^{chg} - \frac{d_{b,t}}{\eta_b^{dsg}}; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (33)$$

$$0 < \underline{SoC}_{b,t} \leq SoC_{b,t} \leq \overline{SoC}_{b,t} < C_b; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (34)$$

$$SoC_{b,n_T} = SoC_{b,0}; \quad \forall b \in B, \quad (35)$$

em que  $\gamma_{b,t} \in \{0,1\}$  evita a carga e descarga simultânea da bateria  $b$  no tempo  $t$ .

### 3.2.1.2.11 Reguladores de Tensão

A operação de reguladores de tensão tipo-B para alimentadores de distribuição é representada pelas restrições (36)-(39) (KERSTING, 2010).

$$V_{i,t} = a_{ij,t}^R V_{j,t}; \quad \forall (i,j) \in E^R, \forall t \in T \quad (36)$$

$$J_{ij,t}^2 = a_{ij,t}^R J_{ij,t}^1; \quad \forall (i,j) \in E^R, \forall t \in T \quad (37)$$

$$a_{ij,t}^R = 1 \mp \varphi_{ij}^R tap_{ij,t}^R; \quad \forall (i,j) \in E^R, \forall t \in T \quad (38)$$

$$-\overline{tap}_{ij}^R \leq tap_{ij,t}^R \leq \overline{tap}_{ij}^R; \quad \forall (i,j) \in E^R, \forall t \in T, \quad (39)$$

em que  $2\overline{tap}_{ij}^R$  é a quantidade total de posições de  $tap$  do regulador de tensão instalado no ramo  $(i,j)$ . Note que  $tap_{ij,t}^R$  é uma variável discreta que varia no intervalo  $\left[-\overline{tap}_{ij}^R, \overline{tap}_{ij}^R\right]$ .

### 3.2.1.2.12 Bancos de Capacitores Shunt

Os limites de injeção de potência reativa dos bancos de capacitores *shunt* são garantidos de acordo com:

$$Q_{j,t}^C = \underline{Q}_j^C + \kappa_{j,t}^C \Delta Q_j^C; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (40)$$

$$0 \leq \kappa_{j,t}^C \leq \bar{\kappa}_j^C; \quad \forall j \in N, \forall t \in T, \quad (41)$$

em que  $\kappa_{j,t}^C$  é uma variável discreta. Vale notar que  $\bar{Q}_j^C = \underline{Q}_j^C + \bar{\kappa}_j^C \Delta Q_j^C$  é o limite máximo de injeção de potência reativa do banco de capacitores *shunt* conectado a barra  $j$ , em que a quantidade  $\bar{\kappa}_j^C \Delta Q_j^C$  representa a capacidade total de injeção de potência reativa dos capacitores chaveados.

### 3.2.1.3 VARIÁVEIS DAY-AHEAD

O conjunto das variáveis do estágio de operação DA podem ser divididos em dois grupos distintos, ou seja: i) o conjunto das variáveis de decisão ( $\Psi^{DA}$ ) e ii) o conjunto das variáveis dependentes ( $Z^{DA}$ ); em que:

$$\Psi^{DA} = \left\{ P_{g,t}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t} \right|; \hat{\delta}_{g,t}^{DG}; c_{b,t}; d_{b,t}; \gamma_{b,t}; tap_{ij,t}^R; \kappa_{j,t}^C; \lambda_t \right\}; \quad \forall t \in T \quad (42)$$

$$Z^{DA} = \left\{ Q_{l,j,t}; P_{s,t}^{DA}; P_{j,t}^D; P_{ij,t}; V_{j,t}; J_{ij,t}; Q_{j,t}^D; Q_{g,t}^{DG}; Q_{s,t}^{grid}; Q_{ij,t}; a_{ij,t}^R; J_{ij,t}^{1,2}; Q_{j,t}^C \right\}; \quad (43)$$

$\forall t \in T.$

No problema de otimização DA tem-se que os parâmetros aleatórios de entrada que representam as incertezas operacionais consideradas neste estágio são:  $P_{g,t}^{DG}, \forall g \in G^{int}, \lambda_t^{DA}, P_{j,t}^{D0}$  e  $Q_{j,t}^{D0}$ .

### 3.2.2 ESTÁGIO DE OPERAÇÃO REAL-TIME

Na operação RT, tem-se como objetivo a minimização do custo dos ajustes necessários para acomodar os desvios das quantidades previstas no estágio de operação DA. Para tal, a DisCo precisa determinar: i) os ajustes de produção de potência ativa de unidades de GD e ii) reotimizar o controle Volt-VAr oferecido pelas unidades de GD, bancos capacitores *shunt* e reguladores de tensão. As decisões de operação RT são determinadas

antes (cinco minutos, por exemplo) da hora  $t$ , a hora de operação corrente, de forma que sejam aplicadas no início da hora  $t$  (CONEJO; MORALES; BARINGO, 2010).

Neste trabalho, considera-se um horizonte de planejamento operacional janela rolante (*rolling window*) de 24 horas, abrangendo a hora corrente  $t$  e as demais  $n_T - t$  horas subsequentes, de forma similar ao procedimento proposto no trabalho desenvolvido por Conejo, Morales e Baringo (2010). As decisões para a hora corrente  $t$  e os demais  $n_T - t$  períodos são determinadas considerando incertezas de demanda, recursos de GD renováveis e de preços de equilíbrio de mercado RT. Note que as horas  $t-1$  anteriores à hora de operação corrente são desconsideradas na formulação do modelo RT, visto que estes períodos fazem parte de um conjunto de decisões constante e conhecido. Então, o estágio de operação RT proposto é formulado para cada hora de operação corrente  $t$  e as demais  $n_T - t$  horas na subseção seguinte.

### 3.2.2.1 FUNÇÃO OBJETIVO

O objetivo da DisCo no estágio de operação RT é:

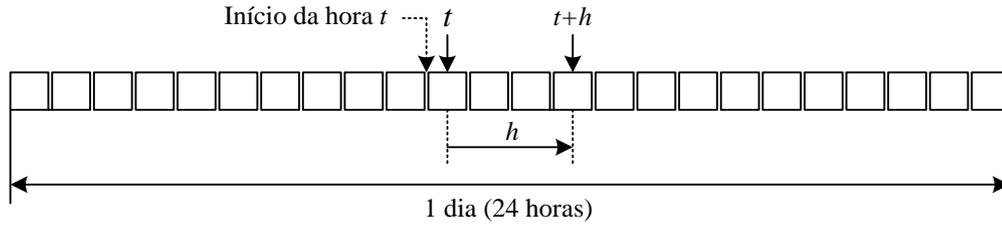
$$\text{Minimizar} \left\{ \sum_{g \in G} \sum_{h=0}^{n_T-t} \lambda_{g,t+h}^{DG} \left( \Delta P_{g,t+h}^{DG} + \rho_{g,t+h}^{DG} P_{g,t+h}^{DG} \right) + \sum_{s \in S} \sum_{h=0}^{n_T-t} \lambda_{t+h}^{RT} \left| P_{s,t+h}^{RT} \right| \right\}, \quad (44)$$

sendo:

$$\Delta P_{g,t+h}^{DG} = \left| P_{g,t+h}^{DG} - P_{g,t+h}^{DG\ddagger} \right|; \quad \forall g \in G, h = 0, \dots, n_T - t, \quad (45)$$

em que  $P_{g,t+h}^{DG\ddagger}$  é a potência comprada da unidade de GD  $g$  no tempo  $t+h$  no estágio de operação DA e, por sua vez, o símbolo  $\ddagger$  representa a melhor solução conhecida ou incumbente. Observe também que  $P_{g,t+h}^{DG\ddagger} = 0, \forall g \in G^{int}$ .

O primeiro termo da função objetivo (44) representa o custo dos ajustes de compra de energia ativa e o custo total de suporte de reativos oferecido pelas unidades de GD. Note que as unidades de GD despacháveis são compensadas por qualquer desvio (positivo ou negativo) das decisões realizadas na operação DA. O segundo termo está associado ao custo de compra de energia ativa proveniente da rede externa no mercado RT. O valor absoluto de  $P_{s,t}^{RT}$  considerado no segundo termo da equação reduz os incentivos da DisCo para manipulações ou *gaming* no mercado RT, o que ajuda a prevenir distorções de mercado. Na Figura 21, apresenta-se as funções dos índices  $t$  e  $h$  no processo janela rolante utilizado.

Figura 21 – Funções dos índices  $t$  e  $h$  no processo janela rolante

Fonte: (CONEJO; MORALES; BARINGO, 2010)

### 3.2.2.2 RESTRIÇÕES

O conjunto de restrições consideradas no estágio de operação RT são:

Restrições (10)–(16), (19), (20), (22)–(41);  $h = 0, \dots, n_T - t$

$$P_{j,t+h}^D - \sum_{g \in G_j} P_{g,t+h}^{DG} - \sum_{s \in S_j} \left( P_{s,t+h}^{DA^\dagger} + P_{s,t+h}^{RT} \right) + \sum_{b \in B_j} (c_{b,t+h} - d_{b,t+h}) = -g_j^{sh} |V_{j,t+h}|^2 - \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t+h} + \sum_{i:i \rightarrow j} \left( P_{ij,t+h} - r_{ij} |J_{ij,t+h}|^2 \right); \quad \forall j \in N, h = 0, \dots, n_T - t \quad (46)$$

$$\left[ \left( P_{s,t+h}^{DA^\dagger} + P_{s,t+h}^{RT} \right)^2 + Q_{s,t+h}^{grid^2} \right]^{0.5} \leq MCS_s; \quad \forall s \in S, h = 0, \dots, n_T - t. \quad (47)$$

As restrições (10)-(16), (19), (20), e (22)-(41) representam: i) as equações complementares de fluxo de potência, ii) os modelos de carga dependentes de tensão, iii) a elasticidade de demanda dos consumidores em função da variação dos preços horários de venda da DisCo, iv) os limites aceitáveis de tensão nodal, v) a capacidade de corrente dos ramos, vi) os limites de produção de potência ativa e reativa das unidades de GD, vii) o controle Volt-VAr oferecido pelas unidades de GD, viii) a operação das baterias estacionárias, ix) a operação dos reguladores de tensão e x) os limites de injeção de potência reativa dos bancos de capacitores *shunt*.

Note que o balanço de potência ativa representado na equação (46) é modificado para incluir as compras realizadas no mercado DA e as injeções de potência na operação RT. Finalmente, em (47), assume-se que a potência ativa total importada da rede externa é:

$$P_{s,t+h}^{grid} = P_{s,t+h}^{DA^\dagger} + P_{s,t+h}^{RT}, \quad \forall s \in S, h = 0, \dots, n_T - t.$$

### 3.2.2.3 VARIÁVEIS REAL-TIME

De forma similar à operação DA, os conjuntos de variáveis no estágio RT são:

$$\Psi^{RT} = \left\{ \begin{array}{l} P_{g,t+h}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t+h} \right|; \hat{\delta}_{g,t+h}^{DG}; c_{b,t+h}; d_{b,t+h}; \gamma_{b,t+h}; tap_{ij,t+h}^R; \kappa_{j,t+h}^C \\ \forall g \in G^{dsp} \quad \forall j \in N_g \quad \forall g \in G \quad \forall b \in B \quad \forall b \in B \quad \forall b \in B \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall j \in N \end{array} \right\}; \quad h = 0, \dots, n_T - t \quad (48)$$

$$Z^{RT} = \left\{ \begin{array}{l} Q_{l,j,t+h}; P_{j,t+h}^D; P_{s,t+h}^{RT}; P_{ij,t+h}; V_{j,t+h}; J_{ij,t+h}; Q_{j,t+h}^D; Q_{g,t+h}^{DG}; \\ \forall l \in L \quad \forall j \in N \quad \forall s \in S \quad \forall (i,j) \in E \quad \forall j \in N \quad \forall (i,j) \in E \quad \forall j \in N \quad \forall g \in G \\ Q_{s,t+h}^{grid}; Q_{ij,t+h}; SoC_{b,t+h}; a_{ij,t+h}^R; J_{ij,t+h}^{1,2}; Q_{j,t+h}^C \\ \forall s \in S \quad \forall (i,j) \in E \quad \forall b \in B \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall j \in N \end{array} \right\}; \quad h = 0, \dots, n_T - t, \quad (49)$$

em que  $\Psi^{RT}$  e  $Z^{RT}$  representam respectivamente os conjuntos das variáveis de controle e das variáveis dependentes na operação RT.

Neste caso, os parâmetros aleatórios de entrada são  $P_{g,t+h}^{DG}, \forall g \in G^{int}$ ,  $P_{j,t+h}^{D0}$ , e  $Q_{j,t+h}^{D0}$ , enquanto que  $\lambda_{j,t+h}^{DA}$  e  $P_{s,t+h}^{DA\dagger}$  são quantidades conhecidas da operação DA.

## 4 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os fundamentos básicos da metaheurística BT, o algoritmo desenvolvido para solução dos problemas matemáticos não lineares de grande porte com variáveis contínuas e discretas descritos no Capítulo 3, assim como o método probabilístico utilizado para incorporação das incertezas associadas à operação DA e RT.

### 4.1 FUNDAMENTOS DA BUSCA TABU

A Busca Tabu (BT) é, basicamente, um procedimento meta-heurístico utilizado para gerenciar um algoritmo de busca local. As meta-heurísticas consistem de estratégias avançadas que permitem a exploração do espaço de busca através de meios que evitam o aprisionamento à ótimos locais. De forma similar a outros métodos meta-heurísticos, a BT realiza diversas transições no espaço de busca com o objetivo de encontrar soluções ótimas ou uma parcela de soluções quase ótimas. O nome tabu está relacionado ao fato que, para evitar o retorno à certas regiões já visitadas do espaço de busca, o algoritmo torna estas regiões proibidas (ou tabu). Isto significa que, por um certo período de tempo, o processo de busca não irá considerar a verificação de pontos alternativos de solução com atributo proibido (GENDREAU, 2003; LEE; EL-SHARKAWI, 2008).

O algoritmo BT, diferentemente de outras técnicas de otimização combinatória baseadas em processos biológicos ou físicos, tais como algoritmos genéticos e *simulate annealing*, foi desenvolvido a partir de conceitos originalmente utilizados em inteligência artificial. A BT foi proposta por Fred Glover na década de 80 e, desde então, tem sido aplicada com sucesso na solução de vários problemas complexos em estudos científicos e de engenharia (LEE; EL-SHARKAWI, 2008). Suas principais características (ou funções) são:

- Memória adaptativa;
- Seletividade (incluindo esquecimento estratégico);
- Abstração e decomposição (através de memória explícita e atributiva);
- Sintonia temporal (ou seja, recência e frequência de eventos e diferenciação entre curto e longo prazo);
- Qualidade e impacto (atratividade relativa de escolhas alternativas e magnitude das mudanças estruturais ou de restrição de relações);

- Contexto (incluindo interdependências regionais, estruturais e sequenciais);
- Exploração sensível;
- Imposição estratégica de restrições e incentivos (ou seja, condições tabu e níveis de aspiração);
- Concentração de foco em boas regiões e em boas características de soluções (processo de intensificação);
- Caracterização e exploração de novas regiões promissoras (processo de diversificação);
- Padrões de busca não monotônicos (oscilações estratégicas);
- Integração e extensão de soluções (*path relinking*).

As funções listadas acima podem ser expandidas e/ou modificadas, porém, destaca-se que a abordagem original proposta por Glover (ou seja, BT baseada em memória de curto prazo com lista tabu e critério de aspiração) continua sendo amplamente aplicada em problemas de otimização (LEE; EL-SHARKAWI, 2008). Este algoritmo tem como objetivo encontrar de forma iterativa a melhor solução conhecida até que um critério de parada seja atingido. Vale ressaltar que a BT permite transições para soluções de pior qualidade durante o processo de busca. Sua eficiência depende de duas características: codificação e estrutura de vizinhança (GENDREAU, 2003; LEE; EL-SHARKAWI, 2008). Este algoritmo também se baseia nos seguintes conceitos:

- **Solução candidata e codificação:** Uma solução candidata é um vetor de variáveis de controle que são visitadas durante o procedimento de busca.
- **Estrutura de vizinhança:** O algoritmo de BT utiliza uma estrutura de vizinhança para gerar novas soluções candidatas em cada iteração. A vizinhança é criada com base em uma combinação de pequenas variações nas variáveis de controle da solução previamente visitada.
- **Lista tabu e o critério de aspiração:** A lista tabu é uma lista de atributos proibidos (ou seja, os movimentos mais recentes) com memória de curto prazo usada para evitar o retorno às soluções previamente avaliadas. No entanto, o algoritmo pode mover para uma solução tabu se o critério de aspiração é

satisfeito. Este critério é baseado na avaliação da *fitness*, ou seja, se a movimentação resulta em uma solução de melhor qualidade.

- ***Fitness***: A *fitness* inclui o valor da função objetivo do problema e o termo penalizando as restrições infactíveis. Assim, a *fitness* representa a medida de qualidade de uma solução candidata.
- **Critério de parada**: A seleção do critério de parada pode ser definida com base na limitação do número máximo de iterações e/ou tempo de processamento, assim como através da análise de sensibilidade de convergência do algoritmo.

O algoritmo de BT genérico com memória de curto prazo, também utilizado neste trabalho, pode ser resumido através dos seguintes passos (GENDREAU, 2003):

1. Escolher uma solução candidata inicial (semente);
2. Gerar a vizinhança para a solução candidata corrente e avaliar os vizinhos (ou seja, calcular a *fitness*), migrar para o vizinho de melhor qualidade não proibido ou que, estando proibido, cumpra o critério de aspiração;
3. Armazenar o vizinho escolhido (ou seja, a nova solução corrente) caso seja de melhor qualidade que a solução incumbente atual;
4. Atualizar a lista tabu (apagar as entradas antigas, se necessário);
5. Terminar o processo se o critério de convergência é atendido. Caso contrário, voltar ao passo 2.

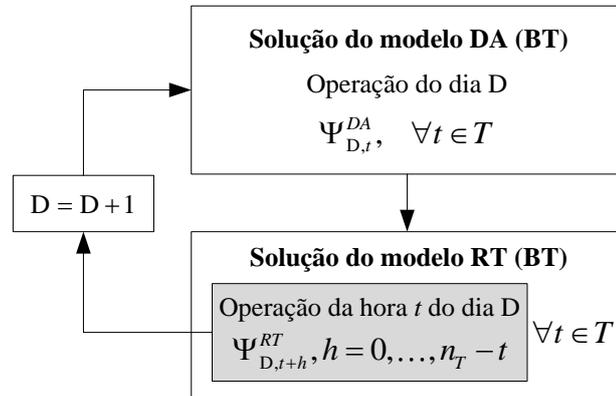
É importante ressaltar que a BT tem mostrado eficiência na solução de problemas complexos de grande porte na literatura de sistemas de potência (LEE; EL-SHARKAWI, 2008; MENESES; MANTOVANI, 2013; PEREIRA et al., 2014, 2016; RAMÍREZ-ROSADO; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, 2006).

#### 4.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO PROPOSTO

Na Figura 22, apresenta-se o fluxograma da estrutura geral do algoritmo hierárquico baseado em BT desenvolvido para solução rápida e eficiente do planejamento da operação de curto prazo da DisCo considerando a participação em mercados DA e RT. Conforme observado, a tomada de decisões no estágio de operação DA do dia  $D+1$  é realizada (de

forma independente) durante a operação RT do dia de operação corrente D, antes do fechamento do mercado DA. Deve-se ressaltar que a solução do modelo RT depende das decisões obtidas na solução do modelo DA.

Figura 22 – Fluxograma da estrutura geral do algoritmo hierárquico proposto



Fonte: O próprio autor

A aplicação da BT nas estratégias de solução dos modelos de otimização DA e RT descritos no capítulo anterior são apresentadas em detalhes nas subseções a seguir. Neste trabalho, assume-se em todos os casos que:

- As variáveis de controle da BT são representadas em uma base decimal (de forma discretizada), que é uma forma simples e prática para codificar qualquer decisão (MENESES; MANTOVANI, 2013);
- O critério de parada da BT é baseado no número de iterações em que a melhor solução conhecida (incumbente) permanece inalterada.

#### 4.2.1 SOLUÇÃO DO MODELO DAY-AHEAD

Para solução do modelo de operação DA, propõe-se um procedimento de solução iterativo de três estágios de forma que as restrições acopladas no tempo sejam manipuladas de maneira eficiente, no qual:

- **Estágio DA-1:** O primeiro estágio do procedimento proposto está relacionado com as interações entre as transações na operação DA e o controle Volt-VAr.
- **Estágio DA-2:** O segundo estágio está relacionado com a operação das baterias estacionárias.
- **Estágio DA-3:** Finalmente, o terceiro estágio está associado à otimização dos preços horários (RTP) de venda da DisCo.

Desta forma, o conjunto das variáveis de controle DA (42) pode ser dividido em três subconjuntos, ou seja,  $\Psi^{DA} = \{\Psi_1^{DA}; \Psi_2^{DA}; \Psi_3^{DA}\}$ ; sendo que:

$$\Psi_1^{DA} = \left\{ P_{g,t}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t} \right|; \hat{\delta}_{g,t}^{DG}; tap_{ij,t}^R; \kappa_{j,t}^C \right\}; \quad \forall t \in T \quad (50)$$

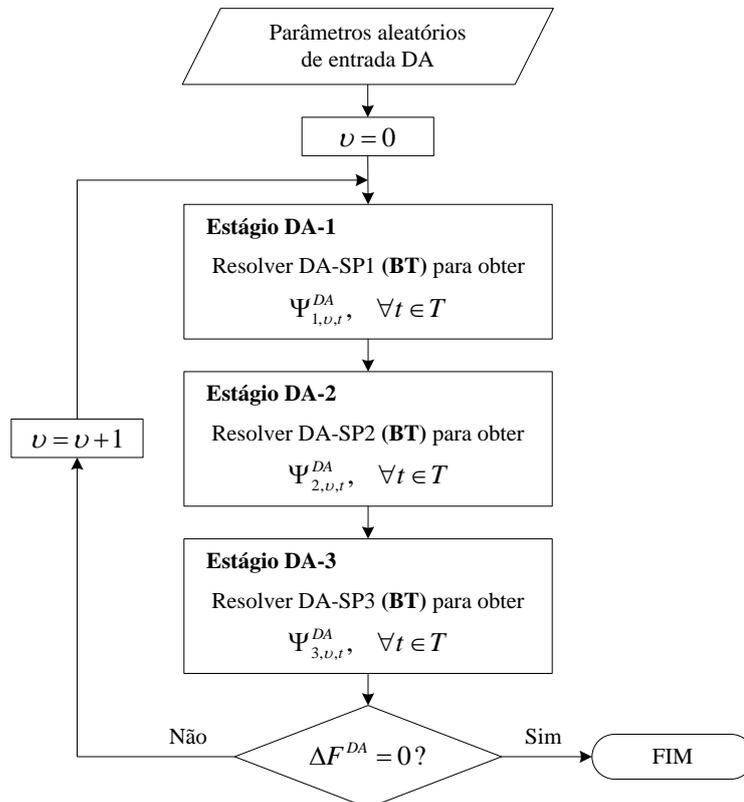
$\forall g \in G^{dgp} \quad \forall j \in N_g \quad \forall g \in G \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall j \in N$

$$\Psi_2^{DA} = \{c_{b,t}; d_{b,t}; \gamma_{b,t}\}; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (51)$$

$$\Psi_3^{DA} = \{\lambda_t\}; \quad \forall t \in T. \quad (52)$$

Cada subconjunto é composto pelas decisões de controle DA de cada estágio da solução, ou seja, o subproblema 1 da operação DA (DA-SP1) otimiza  $\Psi_1^{DA}$ , enquanto que os subproblemas 2 (DA-SP2) e 3 (DA-SP3) determinam as variáveis de controle associadas à  $\Psi_2^{DA}$  e  $\Psi_3^{DA}$ , respectivamente. A BT é aplicada para solução do subproblema correspondente a cada estágio. Note que os subconjuntos associados aos subproblemas remanescentes são mantidos fixos. O procedimento de solução DA resultante é detalhado na Figura 23, em que  $\nu$  representa o contador de iterações e  $\Delta F^{DA}$  representa a diferença entre a *fitness* da solução candidata incumbente e de DA-SP1.

Figura 23 – Fluxograma do procedimento de solução do modelo DA



Fonte: O próprio autor

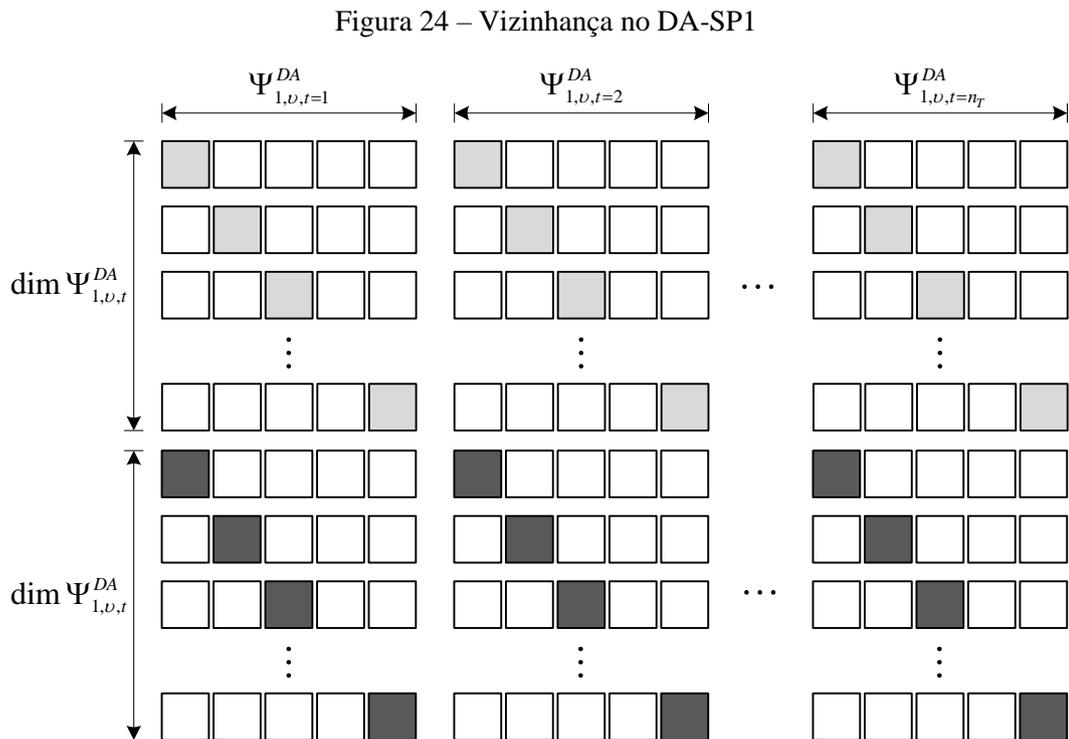
Para cada proposta de solução visitada no espaço de busca, a *fitness* é calculada após a solução de um problema de fluxo de potência probabilístico AC (Apêndice B) para determinar  $Z^{DA}$ .

#### 4.2.1.1 VIZINHANÇA DAY-AHEAD

Neste trabalho, considera-se que uma nova proposta de solução é obtida a partir da variação (ou perturbação) de uma única variável do conjunto das variáveis de controle DA. A dimensão da vizinhança resultante, por sua vez, é função da codificação utilizada. Os vetores solução e a vizinhança obtida em cada um dos estágios (ou subproblemas) de solução do modelo DA são apresentados a seguir.

##### 4.2.1.1.1 DA-SP1

No DA-SP1, o conjunto das variáveis de controle ou vetor solução DA é otimizado para cada hora de operação, visto que as variáveis acopladas no tempo são consideradas na solução dos demais subproblemas, ou seja, DA-SP2 e DA-SP3. Na Figura 24 ilustram-se os vetores soluções que compõem a vizinhança gerada na iteração  $\nu$  do algoritmo de BT desenvolvido para solução do DA-SP1 em cada hora de operação.



Fonte: O próprio autor

Note que  $\square$  representa uma perturbação positiva (incremento),  $\blacksquare$  uma perturbação negativa (decremento) e que  $\square$  representa a variável original repassada pelo vetor solução semente, ou seja, sem perturbações.

Da figura anterior, observa-se que a dimensão da vizinhança  $\mathbf{N}(\Psi_{1,\nu,t}^{DA})$  gerada em cada hora de operação é função da quantidade de variáveis de  $\Psi_1^{DA}$ , ou seja:

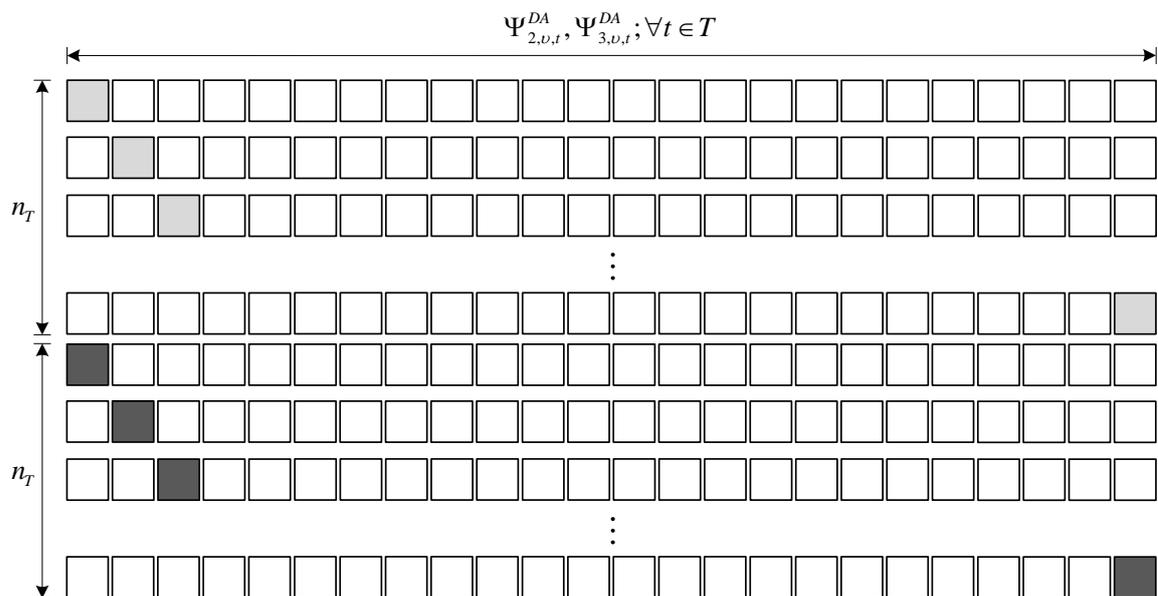
$$\dim\{\mathbf{N}(\Psi_{1,\nu,t}^{DA})\} = 2\dim\Psi_{1,\nu,t}^{DA}; \quad \forall t \in T. \quad (53)$$

Portanto, considerando o período completo de operação DA, pode-se concluir que o total de vizinhos obtidos por iteração equivalente é  $2n_T \dim\Psi_{1,\nu,t}^{DA}$ . Observe-se, porém, que o número de iterações para convergência de cada hora otimizada pode ser diferente.

#### 4.2.1.1.2 DA-SP2 e DA-SP3

Na solução de DA-SP2 e DA-SP3, por sua vez, os vetores solução são otimizados considerando o período completo de operação DA, uma vez que suas variáveis de controle são caracterizadas pelo acoplamento no tempo. Note que um único vetor solução assumindo valores positivos e negativos pode ser usado para representação das variáveis de controle do DA-SP2. Os vetores soluções que formam a vizinhança gerada em cada iteração  $\nu$  da BT aplicada na solução dos subproblemas DA-SP2 e DA-SP3 são ilustrados na Figura 25.

Figura 25 – Vizinhança em DA-SP2 e DA-SP3



Neste caso, em particular, tem-se que o número total de vizinhos gerados em uma única iteração é:

$$\dim\{\mathbf{N}(\Psi_{2,v,t}^{DA})\} = \dim\{\mathbf{N}(\Psi_{3,v,t}^{DA})\} = 2n_T; \quad \forall t \in T. \quad (54)$$

#### 4.2.2 SOLUÇÃO DO MODELO REAL-TIME

De forma similar à solução do modelo DA, um procedimento iterativo de dois estágios é proposto para solução de cada hora de operação do problema de operação RT, visando a manipulação eficiente das restrições intertemporais do modelo. Portanto, o conjunto das variáveis de controle RT (47) é dividido em dois subconjuntos para representar cada estágio, em que:

- **Estágio RT-1:** Está relacionado às interações com as transações de compra na operação RT e com a reotimização do controle Volt-VAr ( $\Psi_1^{RT}$ );
- **Estágio RT-2:** É o estágio associado com a otimização da operação das baterias estacionárias ( $\Psi_2^{RT}$ ).

Note que  $\Psi^{RT} = \{\Psi_1^{RT}; \Psi_2^{RT}\}$ . Estes subconjuntos são representados em (55) e (56).

$$\Psi_1^{RT} = \left\{ \begin{array}{l} P_{g,t+h}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t+h} \right|; \hat{\delta}_{g,t+h}^{DG}; \text{tap}_{ij,t+h}^R; \kappa_{j,t+h}^C \\ \forall g \in G^{dgp} \quad \forall j \in N_g \quad \forall g \in G \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall j \in N \end{array} \right\}; \quad h = 0, \dots, n_T - t \quad (55)$$

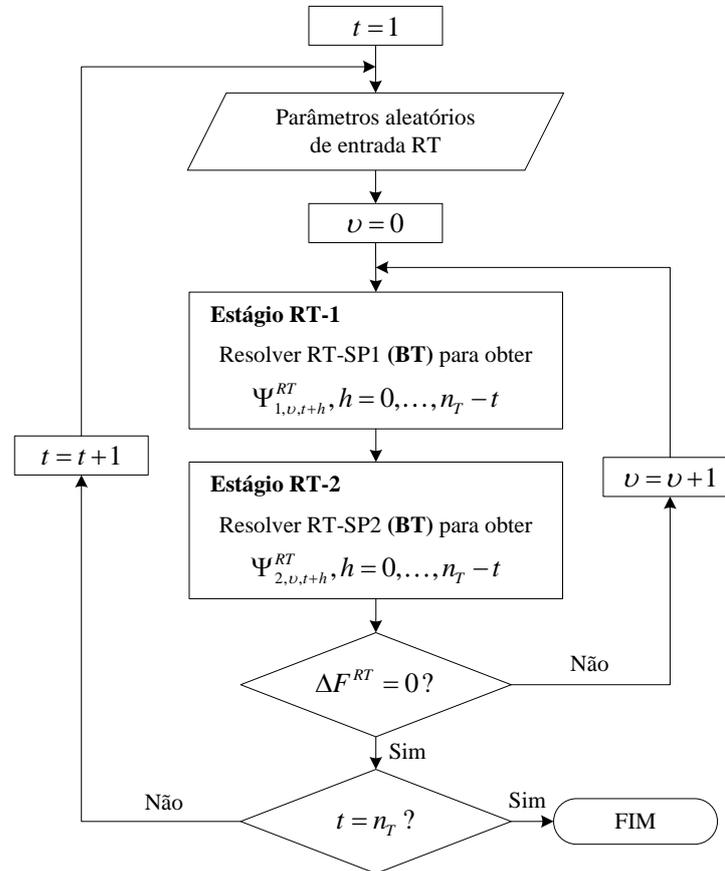
$$\Psi_2^{RT} = \{c_{b,t+h}; d_{b,t+h}; \gamma_{b,t+h}\}; \quad \forall b \in B, h = 0, \dots, n_T - t \quad (56)$$

Assim como no procedimento DA, os subconjuntos (55) e (56) representam as decisões de controle RT para cada estágio de solução. Desta forma, as decisões  $\Psi_1^{RT}$  são determinadas na solução do subproblema 1 de operação RT (RT-SP1), enquanto que a solução do subproblema 2 (RT-SP2) resulta na otimização de  $\Psi_2^{RT}$ . Novamente, a BT é aplicada para solução de cada subproblema do procedimento proposto. Durante o processo de solução, o subconjunto associado ao subproblema remanescente é mantido fixo.

Na Figura 26 são ilustrados todos os passos do procedimento de solução resultante para a operação RT da DisCo considerando um horizonte de planejamento do tipo janela rolante, conforme descrito no capítulo anterior. Note que  $\Delta F^{RT}$  representa a diferença entre a *fitness* da solução incumbente e da solução obtida na solução do subproblema RT-SP1. Neste caso, o cálculo da *fitness* é realizado após a determinação de  $Z^{RT}$  através de um algoritmo de

cálculo de fluxo de potência probabilístico (Apêndice B) para manipulação das incertezas associadas ao problema.

Figura 26 – Fluxograma do procedimento de solução do modelo RT



Fonte: O próprio autor

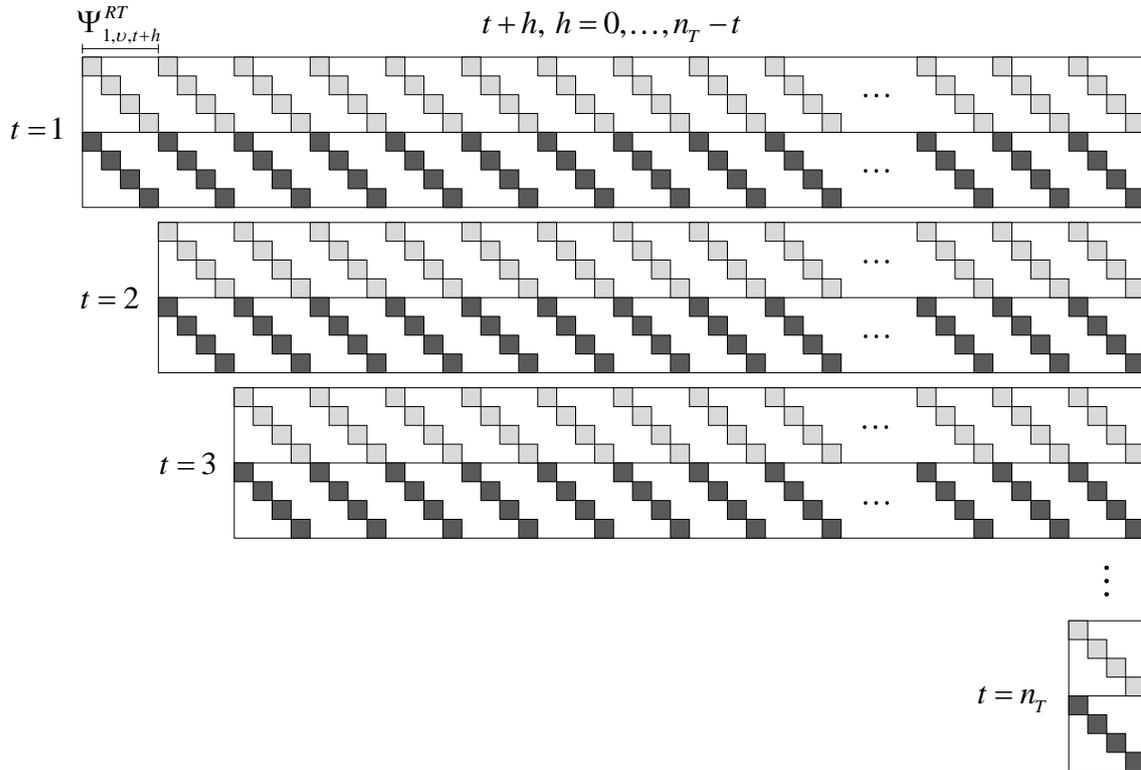
#### 4.2.2.1 VIZINHANÇA REAL-TIME

Com base no mesmo critério de vizinhança DA, os vetores solução que compõem a vizinhança RT são determinados para os subproblemas RT-SP1 e RT-SP2.

##### 4.2.2.1.1 RT-SP1

O vetor solução do subproblema RT-SP1, assim como no DA-SP1, é otimizado para cada hora de operação  $t$  incluindo a otimização individual das demais horas remanescentes da janela de tempo rolante. O perfil da vizinhança gerada na iteração  $\nu$  do algoritmo BT de solução do RT-SP1 em cada hora de operação é ilustrado na Figura 27.

Figura 27 – Vizinhança no RT-SP1



Fonte: O próprio autor

Assim sendo, na hora de operação  $t$ , a dimensão total da vizinhança  $\mathbf{N}(\Psi_{1,v,t+h}^{RT})$  por iteração equivalente do processo de solução é dada por:

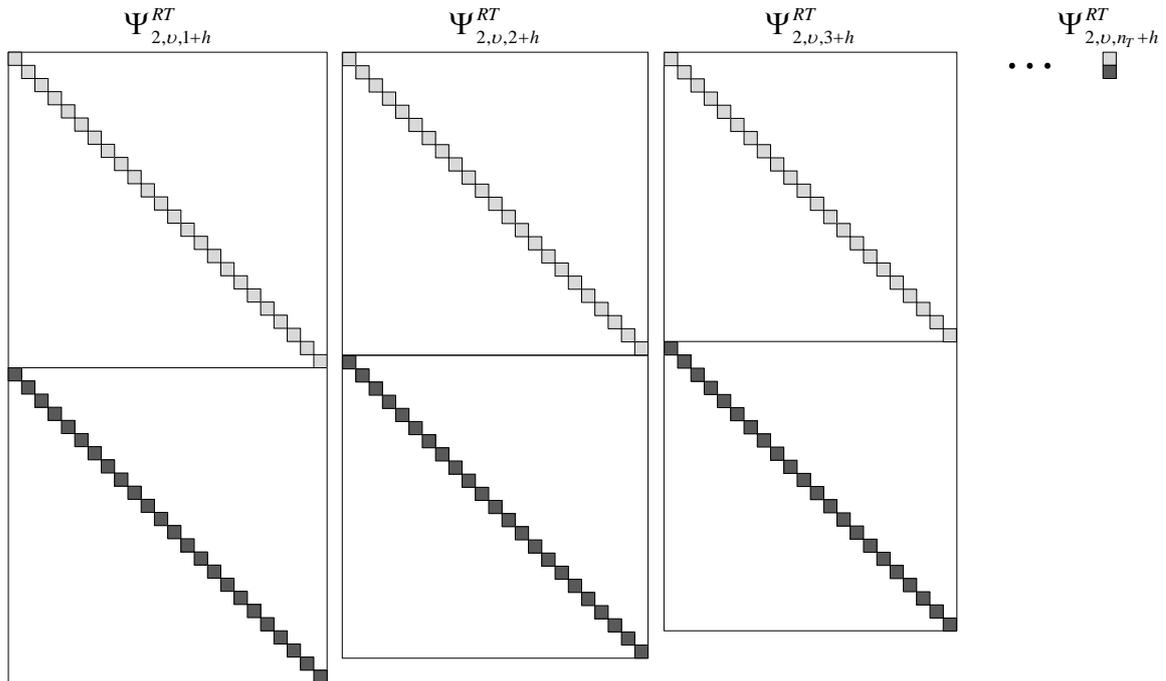
$$\dim\{\mathbf{N}(\Psi_{1,v,t+h}^{RT})\} = 2(1+n_T-t); \quad h=0, \dots, n_T-t. \quad (57)$$

Note que o maior número de vizinhos por iteração equivalente na solução do RT-SP1, resultando no esforço computacional máximo, é obtido em  $t=1$ , em que  $\dim\{\mathbf{N}(\Psi_{1,v,1+h}^{RT})\} = 2n_T$ .

#### 4.2.2.1.2 RT-SP2

A otimização dos vetores solução de RT-SP2, cujas variáveis possuem acoplamento temporal, é realizada para o período completo de operação, assim como nos estágios de solução dos subproblemas DA-SP2 e DA-SP3. Porém, deve-se notar que o período de solução varia em função da janela rolante considerada no modelo RT. A característica resultante da vizinhança obtida em cada hora de operação da iteração  $v$  do procedimento BT desenvolvido para solução deste subproblema é representada através da Figura 28.

Figura 28 – Vizinhança no RT-SP2



Fonte: O próprio autor

Neste caso, o tamanho da vizinhança por iteração do processo de otimização em cada hora de operação  $t$  é calculado de acordo com:

$$\dim\{\mathbf{N}(\Psi_{2,v,t+h}^{RT})\} = 2(1+n_T-t); \quad h=0, \dots, n_T-t. \quad (58)$$

A dimensão máxima da vizinhança para cada iteração do processo RT-SP2 é alcançada em  $t=1$ , ou seja,  $c$ .

#### 4.3 ABORDAGEM PROBABILÍSTICA

Neste trabalho, conforme ressaltado anteriormente, são consideradas incertezas de demanda, recursos renováveis de GD (tais como, turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos) e preços de equilíbrio de mercado DA e RT. Tais incertezas são incorporadas na solução dos modelos propostos através de um algoritmo de fluxo de potência probabilístico. Para solução do problema de fluxo de potência probabilístico, utiliza-se um esquema rápido e eficiente baseado no método de estimação de pontos  $2n_M+1$  proposto por Hong (1998), em que  $n_M$  representa a quantidade de incertezas do problema. Este método, por sua vez, baseia-se na estimação dos momentos estatísticos, usando métricas estatísticas de interesse que são determinadas através de técnicas de estatística analítica conhecidas, tais como valor médio, desvio padrão, curtose e assimetria, conforme metodologia descrita no Apêndice B.

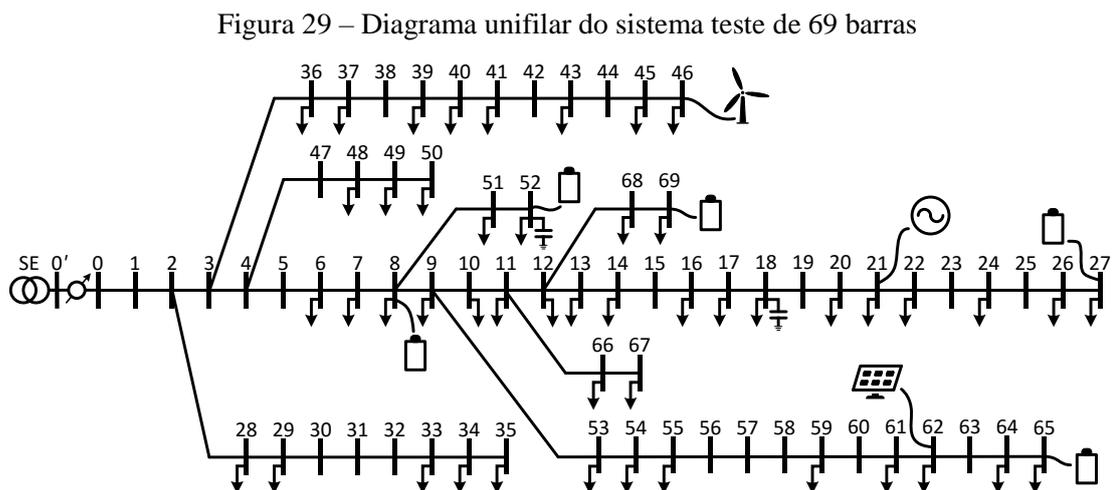
De acordo com Morales e Pérez-Ruiz (2007), o esquema  $2n_M+1$  apresenta melhor performance quando um elevado número de parâmetros aleatórios de entrada ou incertezas  $n_M$  é considerado. Note que este esquema requer somente  $2n_M+1$  avaliações da função objetivo, diferentemente das demoradas simulações de Monte Carlo. Portanto, esta pode ser vista como uma abordagem eficaz para solução de problemas de sistemas de potência de grande porte, principalmente de operação, tais como os modelos desenvolvidos neste trabalho.

## 5 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da implementação computacional da metodologia proposta em linguagem computacional C/C++ usando o software Visual Studio® 2013. As simulações são realizadas em um computador DELL XPS 8700 Intel® Core™ i7-4770 com 8 threads, 3,40GHz, 8GB RAM. Inicialmente, os resultados obtidos em uma rede de distribuição de 69 barras radial são apresentados e discutidos em detalhes no estudo de caso A. Em seguida, no estudo de caso B, realizam-se testes em uma rede de 135 barras.

### 5.1 ESTUDO DE CASO A: SISTEMA DE 69 BARRAS

Nesta seção, são realizados testes detalhados em um alimentador radial de distribuição de 69 barras para ilustrar o desempenho da abordagem de solução proposta (BARAN; WU, 1989). Este sistema é composto de 48 barras com cargas, 3 unidades de GD, 2 bancos de capacitores *shunt*, 1 regulador de tensão (SVR) e uma subestação (SE) localizada na barra 0', conforme ilustrado na Figura 29. A potência ativa de carga instalada da rede ( $\sum_{j \in N} P_j^{D0}$ ) e as cargas reativas ( $\sum_{j \in N} Q_j^{D0}$ ) totalizam 3.801,89 kW e 2.694,10 kVAr.



Fonte: O próprio autor

Os valores dos expoentes do modelo de carga utilizados são apresentados na Tabela 1, assumindo um dia de inverno e considerando que o período diurno é compreendido das 7:00 às 19:00 horas (IEEE, 1995). Atribui-se o valor 0,2 para o coeficiente de elasticidade própria,

conforme assumido por Kirschen (2003), enquanto que o coeficiente de elasticidade cruzada é desconsiderado. Os preços de venda horários mínimo e máximo são ajustados em 0 e 0,20 \$/kWh, enquanto que o preço horário de venda médio é fixado em 0,10 \$/kWh. Por fim, o limite do fator de potência de carga aceitável para utilização de reativos sem cobranças adicionais é fixado em 0,9.

**Tabela 1 – Expoentes ativo e reativo diários do modelo de carga**

Tipo de carga	Dia		Noite	
	$\alpha_{l,j,t}$	$\beta_{l,j,t}$	$\alpha_{l,j,t}$	$\beta_{l,j,t}$
Residencial	1,04	4,19	1,30	4,38
Comercial	1,50	3,15	1,51	3,40
Industrial	0,18	6,00	0,18	6,00

Fonte: (IEEE, 1995)

Uma unidade de geração fotovoltaica (GD1) com limite de produção de potência aparente de 300 kVA é localizada na barra 21 e uma turbina eólica E-53 ENERCON de 800 kVA (GD2) é localizada na barra 46. Estes geradores são provedores de controle VAR. Na barra 62 encontra-se uma unidade de GD despachável (GD3) com limite de produção de 500 kVA. Assume-se que GD3 proporciona controle de tensão. Os limites aceitáveis do fator de potência operacional das unidades de GD são ajustados em 0,8 para ambas as condições de ângulo de fator de potência adiantado e atrasado. A penetração de geração distribuída totaliza 1,6 MW, representando 42% da carga ativa total instalada na rede.

A DisCo também possui cinco baterias estacionárias que são localizadas nas barras 8, 15, 27, 52 e 65. Cada bateria possui capacidade de 100 kWh, eficiência de carga e descarga de 0,77, operando com fator de potência unitário. Os estados de carga mínimo e máximo são ajustados em 15% e 95% da capacidade da bateria. Inicialmente, assume-se que o estado de carga da bateria seja 40% de sua capacidade. As taxas máxima e mínima de carga e descarga das baterias são 25 kW e 2,5 kW.

Um regulador de tensão é localizado a jusante do transformador de 5 kVA da subestação para controle de tensão da barra 0; este regulador possui uma taxa de regulação efetiva de  $\frac{5}{8}\%$  e é constituído de 32 taps ( $2tap_{00}^R$ ). Os bancos de capacitores *shunt* estão alocados nas barras 18 e 52. Na barra 18, localiza-se um banco com um capacitor fixo de 300 kVAr e dois capacitores chaveados de 150 kVAr cada; enquanto que o banco instalado na barra 52 é constituído de um capacitor fixo de 600 kVAr e dois capacitores chaveados de 300

kVAr. Por fim, os limites mínimo e máximo das magnitudes de tensão são fixados em 0,95 e 1,05 pu, respectivamente.

Os dados de previsão de demanda e preços de equilíbrio de mercado para os estágios de planejamento DA e RT são provenientes de NYISO (2016); enquanto que as informações estatísticas de velocidade do vento e irradiação solar são computadas de NREL (2016). Todas as informações estatísticas utilizadas para realização dos testes a seguir estão disponibilizadas on-line para download (LAPSEE, 2017b).

Para fins ilustrativos, os modelos de planejamento da operação DA e RT propostos são testados em dois tipos de mecanismos de precificação distintos, denominados a partir deste momento como: i) esquema de precificação tradicional (EPT), em que a potência reativa não é precificada, e ii) esquema de precificação proposto (EPP), que considera os preços nodais de potência reativa (ou PNPRs) desenvolvidos neste trabalho. Quatro casos diferentes de perfil de carga da rede são avaliados:

- **Caso 1:** 50% residencial, 25% comercial, 25% industrial;
- **Caso 2:** 25% residencial, 50% comercial, 25% industrial;
- **Caso 3:** 25% residencial, 25% comercial, 50% industrial;
- **Caso 4:** 100% potência constante (PQ).

Os valores de  $\varepsilon_{i,j}$  são considerados iguais em todas as barras da rede (PADILHA-FELTRIN; RODEZNO; MANTOVANI, 2015). Note que os casos 1, 2 e 3 representam modelos de carga dependentes de tensão com valores não nulos de  $\alpha_{i,j,t}$  e  $\beta_{i,j,t}$ .

Considera-se como critério de parada um número máximo de 100 iterações em que a melhor solução conhecida do algoritmo de BT desenvolvido para solução de cada subproblema deve permanecer inalterada. Todos os resultados descritos a seguir são apresentados em termos de valores esperados.

### 5.1.1 *RESULTADOS ECONÔMICOS*

Nesta subseção, os resultados econômicos da operação de curto prazo da DisCo são cuidadosamente investigados. Na Tabela 2 são apresentados os lucros obtidos pela DisCo na operação DA e os custos associados na operação RT para os casos 1, 2, 3 e 4, considerando preços tradicionais de potência ativa (EPT) e os PNPRs propostos (EPP). Na operação DA, observa-se que os lucros da DisCo são aumentados drasticamente com a incorporação do EPP

em comparação com os resultados obtidos para o EPT, independentemente do perfil de carga analisado. O aumento máximo de 58,58% é obtido no caso 3, em que a rede possui uma característica de carga predominantemente industrial. Além disso, pode-se verificar que os lucros da DisCo são principalmente afetados pela incorporação dos PNPRs quando modelos de carga dependentes de tensão (casos 1, 2 e 3) são considerados em alternativa aos modelos de carga PQ. De fato, os maiores aumentos nos lucros da DisCo são observados nos casos 1 (55,95%), 2 (42,06%) e 3 (58,58%), enquanto que este aumento é consideravelmente mais baixo no caso 4 (35,40%), em que as injeções de potência ativa e reativa são constantes. Por sua vez, na operação RT, observa-se uma redução significativa dos custos da DisCo utilizando o EPP, com relação aos resultados obtidos para o EPT, para todos os perfis de carga analisados (casos 1, 2, 3 e 4). Neste caso, ao contrário da operação DA, a maior redução de custos se dá no caso 4 (10,75%), em que a dependência de tensão das cargas de distribuição é desconsiderada.

**Tabela 2 – Lucros DA e custos RT de operação da DisCo**

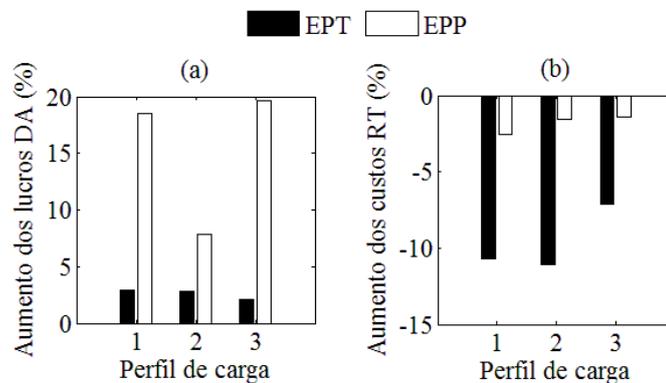
Perfil de carga	Lucros DA diários (\$)		Diferença (%)	Custos RT diários (\$)		Diferença (%)
	<i>EPT</i>	<i>EPP</i>		<i>EPT</i>	<i>EPP</i>	
Caso 1	2064,77	3220,08	55,95	813,35	791,83	-2,64
Caso 2	2062,54	2930,21	42,06	809,78	799,91	-1,22
Caso 3	2049,11	3249,53	58,58	845,48	801,43	-5,21
Caso 4	2006,03	2716,22	35,40	910,53	812,59	-10,75

Fonte: O próprio autor

Os impactos da modelagem de cargas dependentes de tensão nos resultados econômicos de operação da DisCo em relação ao modelo de potência constante (caso 4) podem ser melhor observados na Figura 30. As Figuras 30 (a) e (b) ilustram, respectivamente, o aumento percentual dos lucros na operação DA e o aumento percentual dos custos na operação RT considerando um EPT e o EPP. No primeiro caso, de acordo com a Figura 30 (a), verifica-se que a DisCo é capaz de aumentar sua lucratividade esperada na operação DA de forma expressiva quando o comportamento realístico (ou seja, sua sensibilidade a tensão) das cargas é levado em consideração, independentemente do esquema de precificação adotado. Os maiores aumentos são obtidos com a utilização do EPP (18,55%, 7,88%, e 19,63% para os casos 1, 2 e 3), enquanto que os aumentos relativamente menores são alcançados considerando um EPT nos casos 1 (2,93%), 2 (2,82%) e 3 (2,15%). O

comportamento oposto é observado em relação aos custos RT, os quais são sempre reduzidos quando considerando a modelagem de cargas sensíveis à tensão, conforme ilustrado na Figura 30 (b). Neste caso, a utilização do EPP proporciona menores custos no caso 1 (redução de 2,55%), que ilustra um perfil de carga predominantemente residencial; enquanto que a máxima redução nos custos é obtida no caso 2 (11,06%) quando considerando o EPT, que representa o contexto em que as cargas comerciais ganham maior importância.

Figura 30 – Aumento percentual dos (a) lucros DA e (b) custos RT da DisCo nos casos 1, 2 e 3 em relação aos valores correspondentes obtidos no caso 4 considerando um EPT e o EPP.

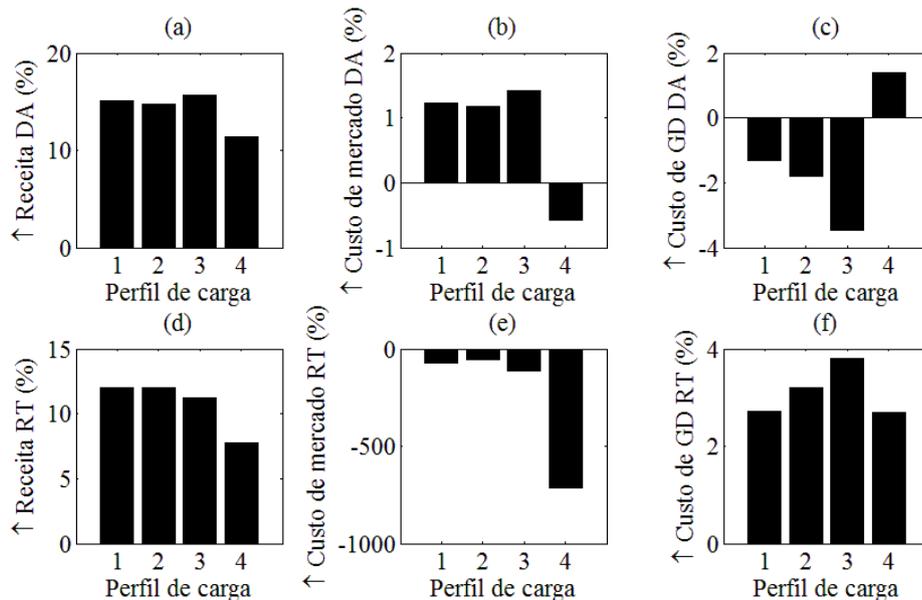


Fonte: O próprio autor

Na Figura 31 são apresentadas as informações econômicas detalhadas obtidas para o EPP nos casos 1, 2, 3 e 4 comparado-se aos resultados obtidos quando se considera o EPT. Os aumentos percentuais de receita, de custos de mercado e de compra de energia das unidades de GD obtidos pela DisCo na operação DA são ilustrados, respectivamente, nas Figura 31 (a), (b) e (c). Por sua vez, na operação RT, os aumentos de receita, custos de ajustes de mercado e de GD são apresentados nas Figuras 31 (d), (e) e (f). Note que o símbolo ↑ substitui a expressão “aumento de” no eixo vertical de cada figura. Conforme mostrado nas Figura 31 (a) e (d), a incorporação de preços de reativos através do EPP eleva de forma significativa a receita da DisCo tanto na operação DA como na operação RT para todos os casos de perfil de carga. O aumento mais expressivo da receita DA é obtido no caso 3 (15,62%), cujo perfil de carga possui maior característica industrial. Na operação RT, entretanto, o maior aumento de receita é observado no caso 1 (12,04%). De acordo com a Figura 31 (b), os custos de aquisição de energia do mercado DA são ligeiramente aumentados nos casos 1 (1,22%), 2 (1,17%) e 3 (1,42%), enquanto que uma pequena redução de 0,58% é observada no caso 4. Na Figura 31 (e), por outro lado, observa-se uma tendência de redução dos custos de compras no mercado RT nos casos em que cargas de potência constante são consideradas. De fato, os

custos RT são fortemente reduzidos no caso 4 (716,59%). Finalmente, comportamentos opostos podem ser observados em relação aos custos de compra de energia das unidades de GD, conforme pode ser verificado nas Figura 31 (c) e (f). Em outras palavras, os custos de aquisição da GD tendem a ser reduzidos na maioria dos casos na operação DA e, porém, voltam a serem aumentados no estágio RT. Neste caso em particular, pode-se observar que os custos de GD na operação DA sofrem uma redução de 3,45% no caso 3, enquanto que um incremento de 3,81% dos custos de GD na operação RT é obtida no caso 2, em que a rede possui um perfil de carga com fortes características comerciais.

Figura 31 – Aumento percentual da (a) receita DA, (b) dos custos de mercado DA, (c) dos custos de compra da GD na operação DA, (d) da receita RT, (e) dos custos da energia adquirida no mercado RT e (f) dos custos de aquisição das unidades de GD na operação RT.



Fonte: O próprio autor

### 5.1.2 RESULTADOS OPERACIONAIS

Nesta seção apresenta-se uma análise detalhada dos efeitos operacionais resultantes da incorporação de preços de reativos através do EPP na operação da DisCo para diferentes perfis de carga da rede (casos 1, 2, 3 e 4). Na Tabela 3, apresentam-se as decisões de compra de energia da DisCo para maximização dos lucros na operação DA e minimização dos custos no estágio RT. A energia total adquirida em cada caso examinado, assim como as quantidades detalhadas de compra no mercado DA, no mercado RT e das unidades de GD são apresentados nesta tabela. É importante destacar que a energia comprada das unidades de GD

engloba as decisões de compra na operação DA e RT. Pode-se observar que o total de energia a ser adquirida pela DisCo varia com a utilização do EPP em relação ao EPT. De fato, tem-se um aumento da utilização total de energia nos casos 1 (0,24%) e 2 (0,35%), enquanto que a procura total de energia sofre uma redução de 0,36% no caso 3 e de 1,29% no caso 4. Por sua vez, a consideração do EPP leva a uma maior procura de energia no mercado DA sempre que a dependência de tensão das cargas é considerada (casos 1, 2 e 3), diferentemente da procura obtida no caso 4 que é 0,26% menor. Neste caso, o maior aumento de 1,14% é obtido no caso 3, com maior porcentagem de cargas industriais. Um comportamento diferente, porém mais bem definido, é observado para as compras de energia proveniente das unidades de GD e do mercado RT, que são sempre menores com a utilização do EPP. Uma redução significativa da energia comprada das unidades de GD é observada no caso 3 (6,48%), que representa o contexto de maior relevância das cargas industriais. Finalmente, observa-se que as compras de energia no mercado RT são reduzidas de forma considerável nos casos 1 (3,70%), 2 (1,88%), 3 (19,16%) e 4 (37,44%).

**Tabela 3 – Aquisição diária de energia da DisCo (MWh)**

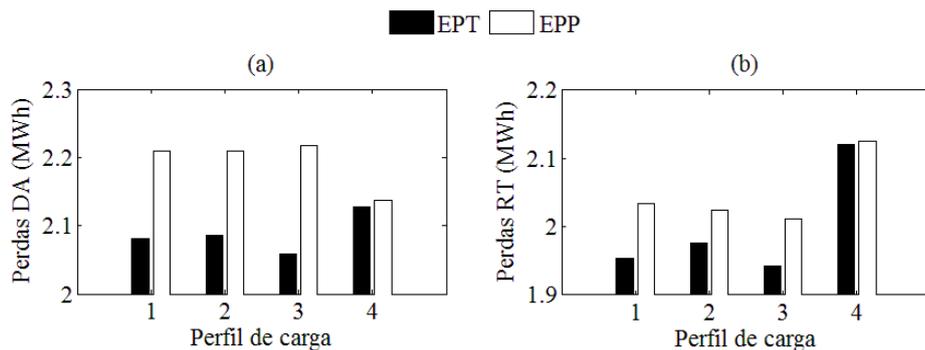
Perfil de carga	Total		Mercado DA		Unidades de GD		Mercado RT	
	<i>EPT</i>	<i>EPP</i>	<i>EPT</i>	<i>EPP</i>	<i>EPT</i>	<i>EPP</i>	<i>EPT</i>	<i>EPP</i>
<b>Caso 1</b>	67,03	67,19	62,80	63,41	7,01	6,67	-2,78	-2,89
<b>Caso 2</b>	66,95	67,18	62,90	63,47	6,99	6,70	-2,94	-2,99
<b>Caso 3</b>	66,98	66,74	62,36	63,07	7,15	6,69	-2,53	-3,02
<b>Caso 4</b>	67,18	66,31	62,17	62,01	6,78	6,74	-1,77	-2,44

Fonte: O próprio autor

Na Figura 32 são apresentadas as perdas ativas diárias da rede para os casos 1, 2, 3 e 4, considerando diferentes mecanismos de precificação de energia elétrica (EPT e EPP). As perdas estimadas pela DisCo nos estágios DA e RT, que são um indicativo de eficiência operacional, são ilustradas respectivamente nas Figura 32 (a) e (b). Na Figura 32 (a), observa-se que a utilização do EPP, em que os preços de potência reativa são considerados, resulta em um aumento das perdas da rede para todos os casos simulados na operação DA em comparação com os resultados obtidos para o EPT. O maior aumento observado é obtido no caso 3 (7,65%), em que as cargas industriais ganham maior relevância. Além disso, analisando os resultados obtidos para o EPT, pode-se notar que as perdas da rede são significativamente menores quando se considera a dependência de tensão das cargas (casos 1, 2 e 3) em relação aos modelos de carga PQ (caso 4). De fato, os casos 1, 2 e 3 exibem

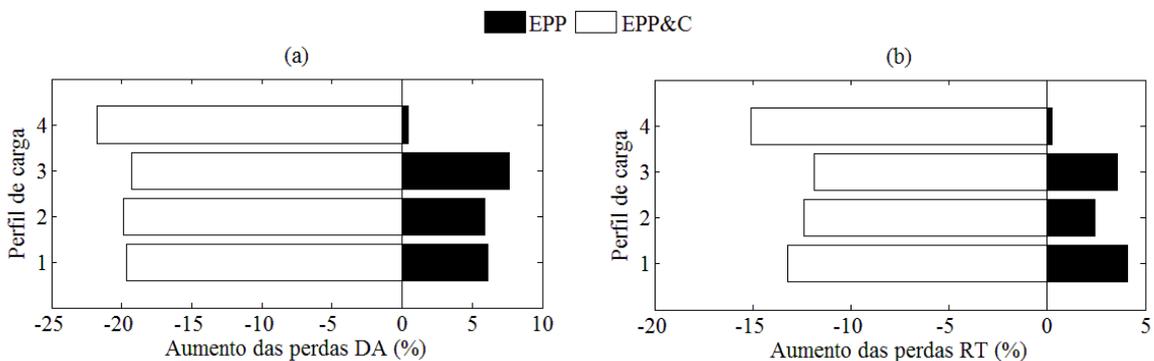
notáveis reduções de perdas de 2,20%, 1,96% e 3,24%. No entanto, o comportamento oposto é apresentado quando utilizando o EPP, uma vez que as perdas são sempre maiores nos casos 1 (3,36%), 2 (3,37%) e 3 (3,73%) em comparação com o caso 4. Na operação RT, por sua vez, as perdas também continuam maiores quando se considera o EPP, conforme ilustrado na Figura 32 (b). Neste caso, o maior aumento é obtido no caso 1 (4,08%), em que as cargas residenciais apresentam maior influência. Observa-se também que menores perdas são obtidas nos casos 1 (7,84%), 2 (6,78%) e 3 (8,38%) quando o EPT é considerado; enquanto que a utilização do EPP leva a perdas aumentadas de 4,29%, 4,73% e 5,34% nos casos 1, 2 e 3, respectivamente. Finalmente, note que as perdas RT são sempre menores nos casos 1, 2 e 3 em comparação com o caso 4. Desta forma, pode-se concluir que a incorporação de preços de reativos por meio da utilização do EPP, inicialmente, resulta em uma menor eficiência operacional da rede.

Figura 32 – Efeitos das incorporação do EPP nas perdas ativas diárias da rede para os casos 1, 2, 3 e 4.



Fonte: O próprio autor

Figura 33 – Aumento das perdas da rede na operação (a) DA e (b) RT para o EPP e para uma condição fictícia EPP&C nos casos 1, 2, 3 e 4 em relação aos resultados obtidos para o EPT.

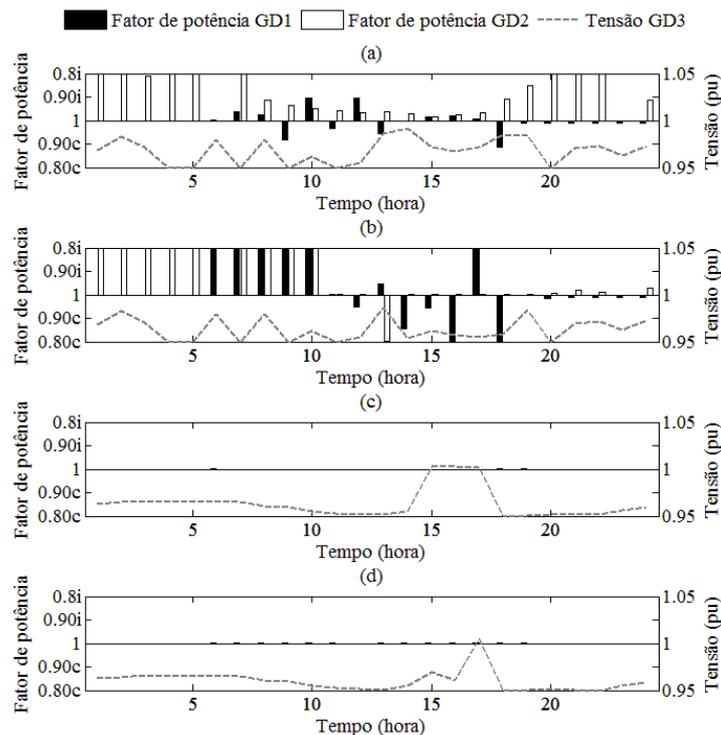


Fonte: O próprio autor

Uma melhor eficiência de operação da rede, realmente, deve ser observada somente após a eventual correção do fator de potência das cargas em resposta aos preços de potência reativa, conforme exemplificado na Figura 33 através de uma situação fictícia EPP&C em que o fator de potência de todas as cargas é considerado corrigido para 0,95 (atrasado).

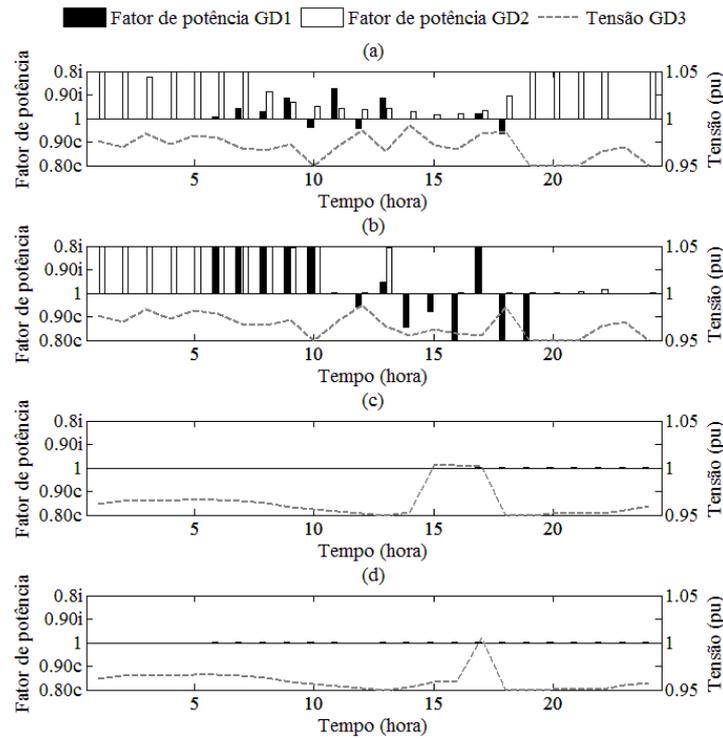
Os resultados obtidos na otimização horária das demais variáveis de controle da DisCo na operação DA e RT são apresentados a seguir. Nas Figuras 34, 35, 36 e 37 são apresentados os estados das variáveis de controle Volt-VAr horário das unidades de GD, respectivamente, para os casos 1, 2, 3 e 4, considerando mecanismos de precificação EPT e EPP. Note que o fator de potência de operação desejado é usado para ilustrar o controle VAr. Em cada caso é possível observar padrões de controle de fator de potência e tensão específicos, resultantes dos diferentes perfis de carga analisados. Além disso, em todos os casos, observa-se diferença significativa de controle entre os resultados obtidos com o EPT em comparação ao EPP tanto na operação DA quanto na RT. De fato, com a utilização do EPP, tem-se uma menor procura por controle de reativos, claramente observada através do ajuste de fator de potência de operação sempre próximo ao unitário no controle VAr, uma vez que a potência reativa produzida pelas unidades de GD representam um custo adicional para a DisCo.

Figura 34 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1.



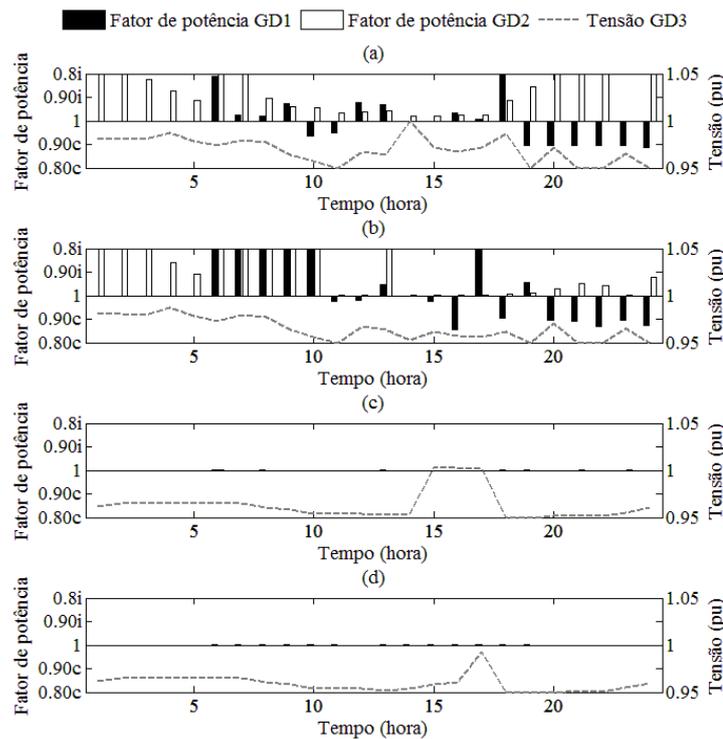
Fonte: O próprio autor

Figura 35 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2.



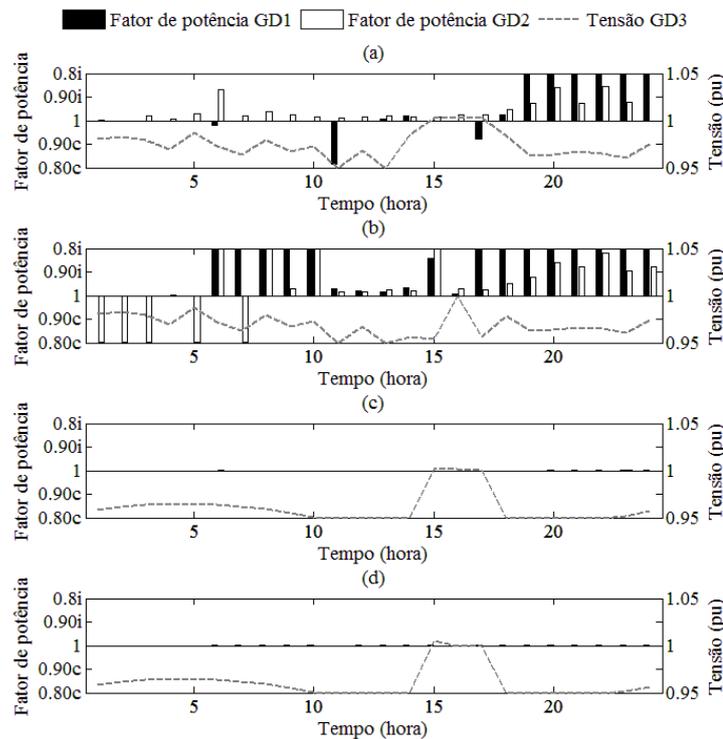
Fonte: O próprio autor

Figura 36 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3.



Fonte: O próprio autor

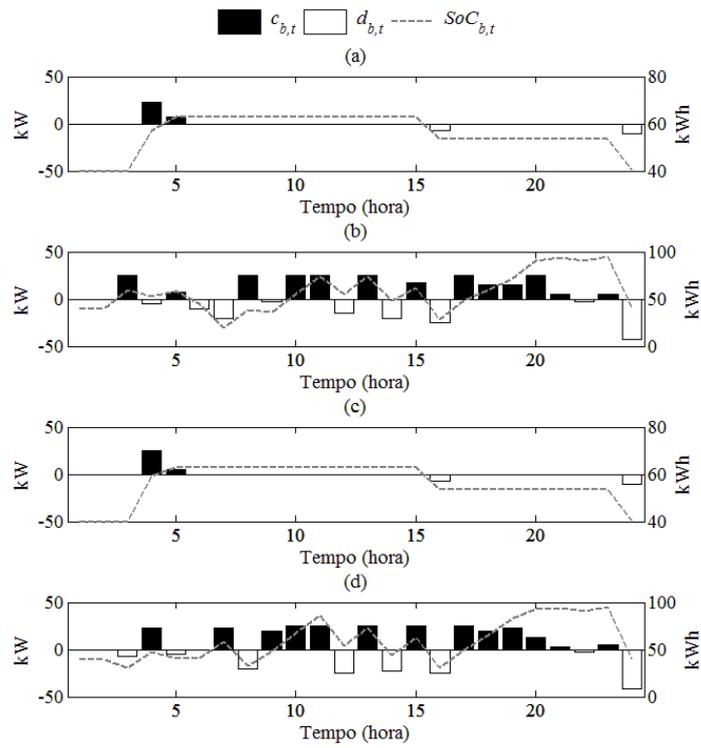
Figura 37 - Controle Volt-VAr das unidades GD nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4.



Fonte: O próprio autor

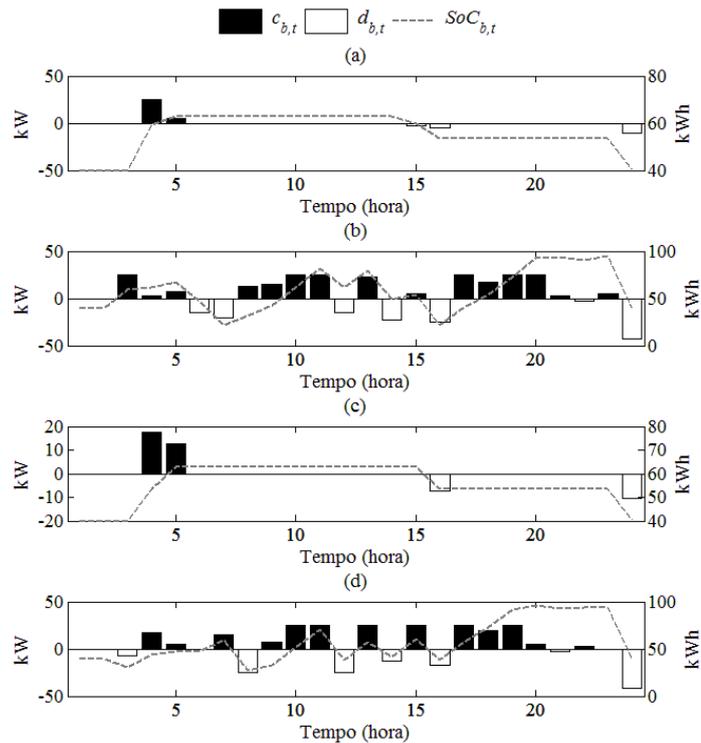
O controle de carga/descarga assim como a energia horária armazenada em cada bateria estacionária da DisCo, considerando diferentes mecanismos de precificação (EPT e EPP) para cada caso de perfil de carga simulado (casos 1, 2, 3 e 4), são ilustrados através das Figuras 38, 39, 40 e 41. Conforme pode ser observado graficamente as decisões de controle DA e RT são significativamente afetadas quando modelos de carga dependentes de tensão (casos 1, 2 e 3) são considerados em comparação às cargas de potência constante modeladas no caso 4. De fato, os modelos de carga dependentes de tensão afetam o padrão de consumo e as decisões de mercado DA e RT da DisCo e que, conseqüente, levam a novas condições específicas de operação das baterias. Alterações de operação bastante relevantes também podem ser observadas com a incorporação do EPP em relação aos resultados obtidos considerando um EPT, em que apenas os preços de potência ativa são considerados. Note que agora os resultados referentes ao mesmo perfil de carga devem ser comparados. Neste caso, porém, pode-se concluir que as mudanças na operação das baterias está fortemente relacionada aos efeitos da incorporação dos preços de potência reativa para consumidores e unidades de GD, que também alteram de forma relevante as decisões de operação e de mercado de compra da DisCo.

Figura 38 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1.



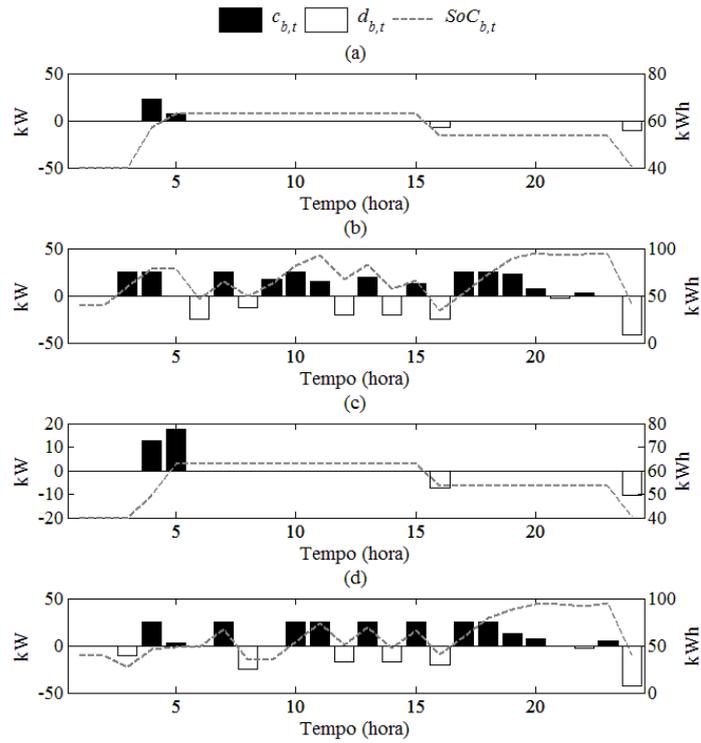
Fonte: O próprio autor

Figura 39 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2.



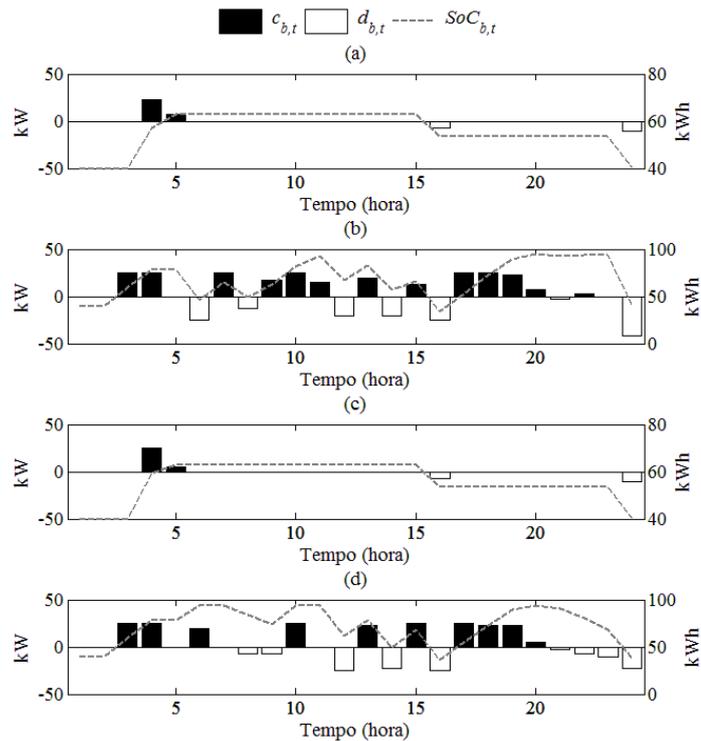
Fonte: O próprio autor

Figura 40 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3.



Fonte: O próprio autor

Figura 41 - Operação das baterias estacionárias nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4.

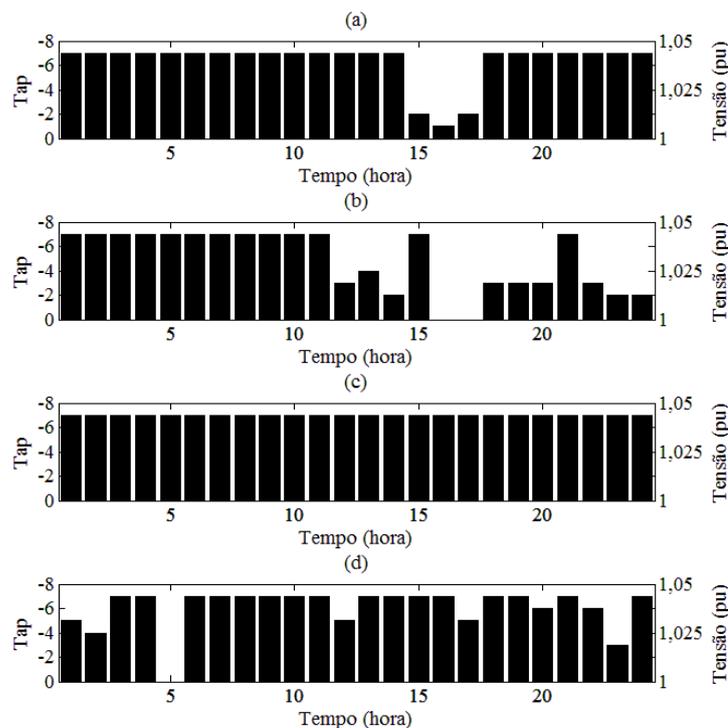


Fonte: O próprio autor

Nas Figuras 42, 43, 44 e 45 são apresentadas os ajustes horário de *tap* do regulador de tensão localizado na barra 0' para controle da tensão (controle do tipo Volt) de fornecimento do alimentador de distribuição testado para os casos 1, 2, 3 e 4. Os resultados incluem dados dos estágios de operação DA e RT considerando mecanismos de precificação EPT para potência ativa e o EPP. Com exceção dos resultados obtidos para a operação DA considerando o EPP, pode-se observar que as estratégias de operação do regulador de tensão possuem uma dependência significativa com o modelo de carga utilizado, o que leva a diferentes resultados de operação em ambos os estágios de operação DA e RT. Estas diferenças são verificadas quando se faz a análise comparativa entre os resultados obtidos para cargas dependentes de tensão (casos 1, 2 e 3) com a modelagem de cargas de potência constante convencional (caso 4). Por fim, com a incorporação do EPP para precificação nodal das injeções de potência reativa, verifica-se que apenas as decisões RT apresentam diferenças entre um caso e outro, enquanto que as decisões DA seguem um mesmo padrão de operação.

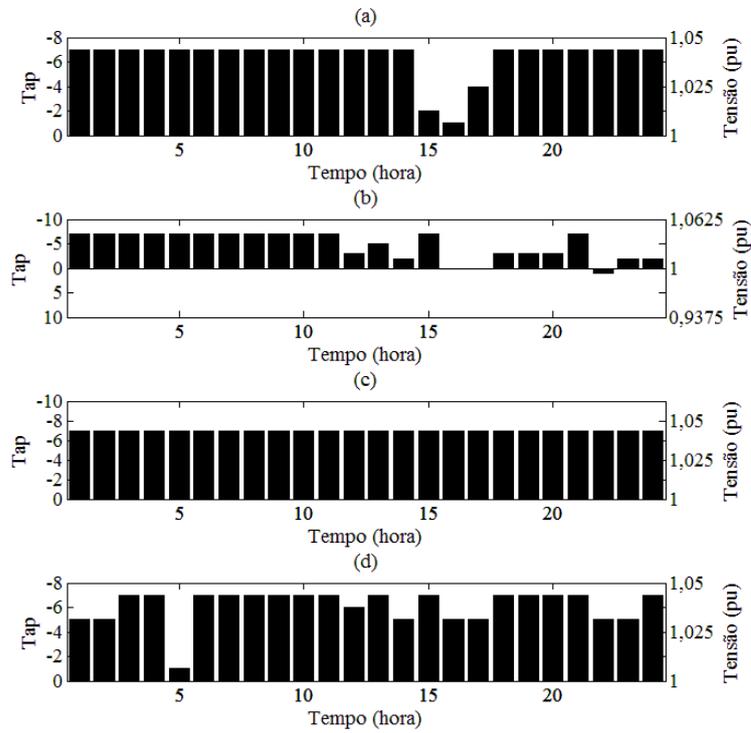
Um comportamento bastante similar também é observado no gerenciamento VAR dos bancos de capacitores *shunt* da rede, conforme ilustrado nas Figuras 46, 47, 48 e 49.

Figura 42 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1.



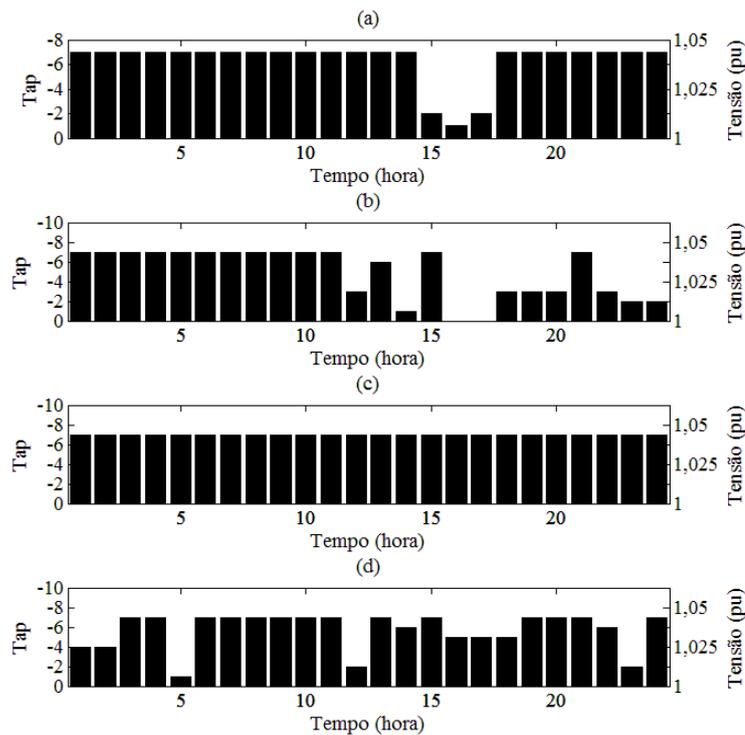
Fonte: O próprio autor

Figura 43 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2.



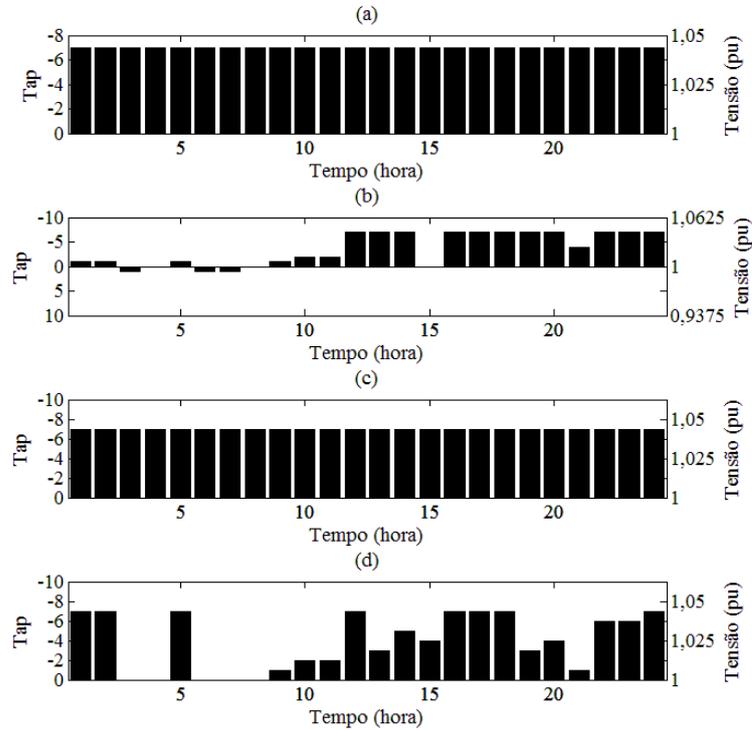
Fonte: O próprio autor

Figura 44 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3.



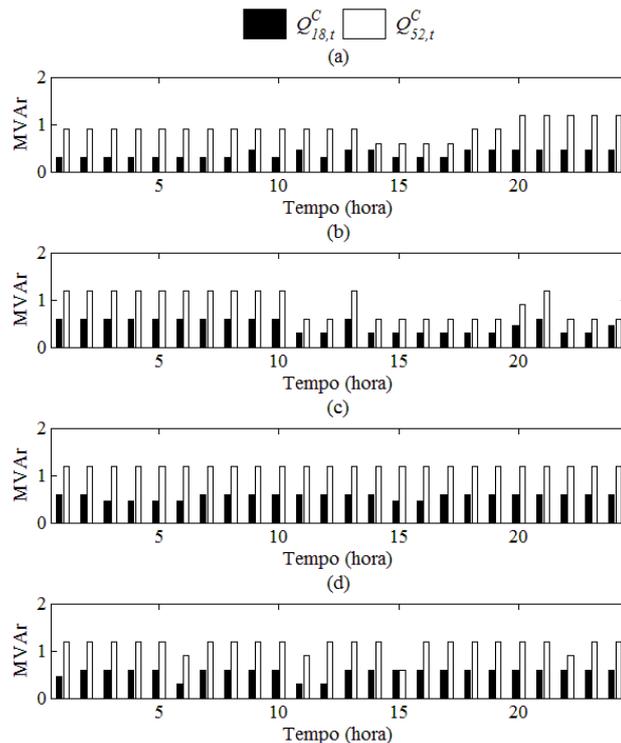
Fonte: O próprio autor

Figura 45 - Operação do SVR nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4.



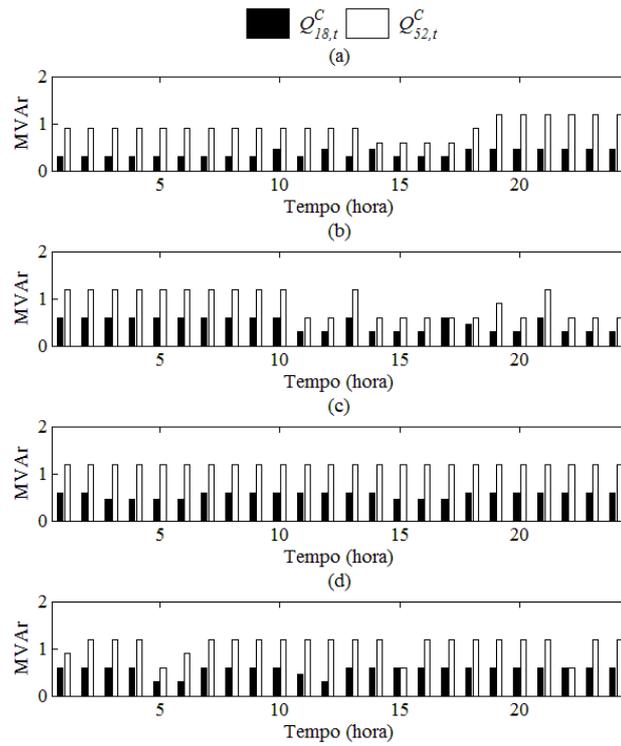
Fonte: O próprio autor

Figura 46 - Operação dos bancos de capacitores *shunt* nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 1.



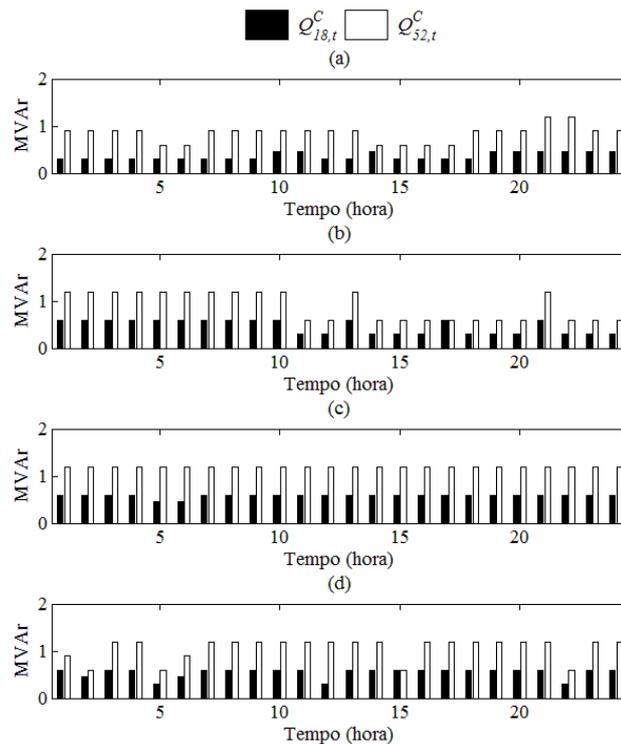
Fonte: O próprio autor

Figura 47 - Operação dos bancos de capacitores *shunt* nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 2.



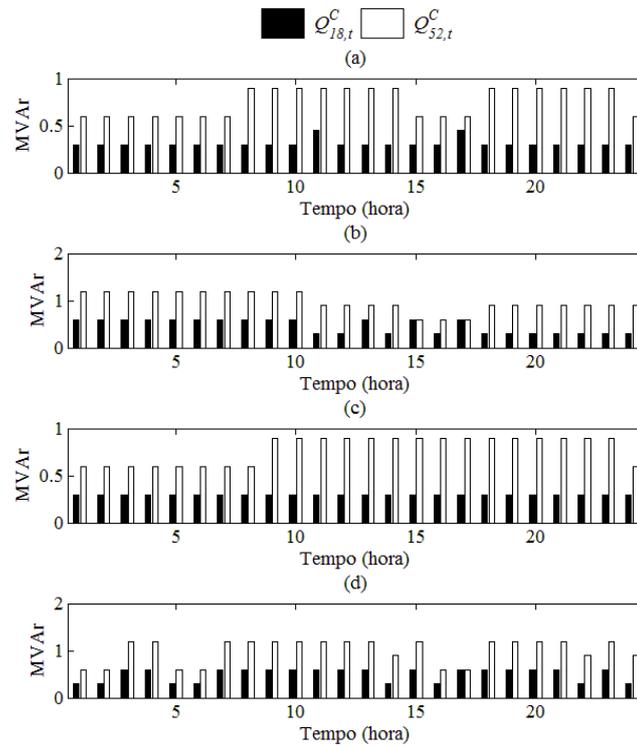
Fonte: O próprio autor

Figura 48 - Operação dos bancos de capacitores *shunt* nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 3.



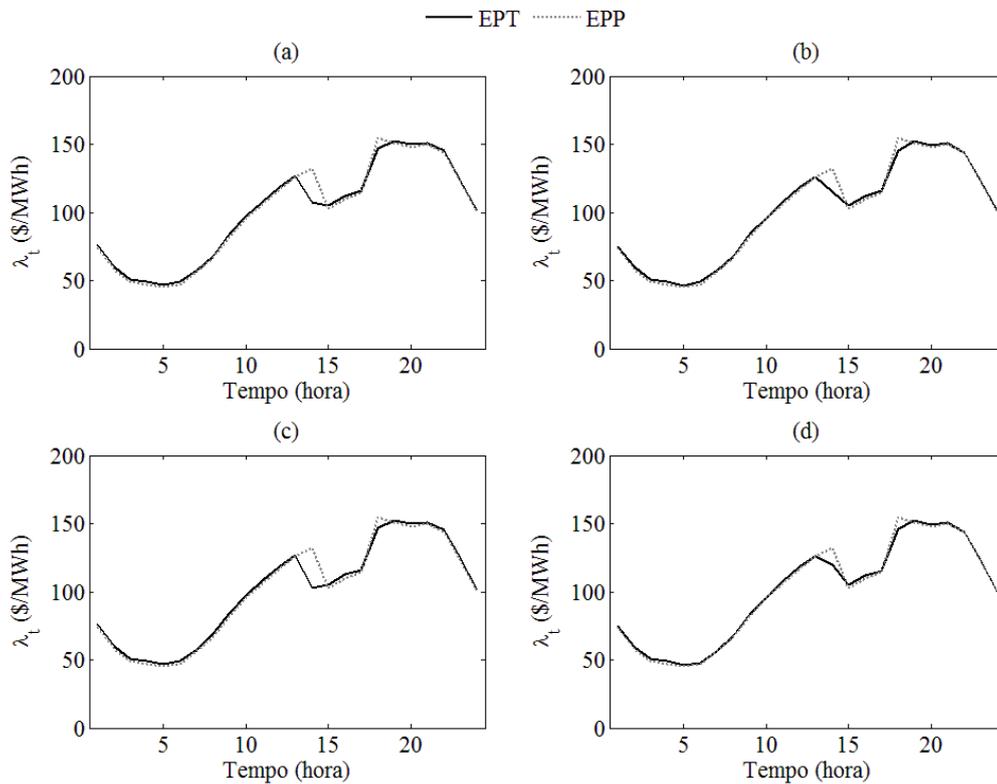
Fonte: O próprio autor

Figura 49 - Operação dos bancos de capacitores *shunt* nos estágios de operação (a) DA e (b) RT com o EPT e na operação (c) DA e (d) RT assumindo o EPP para o caso 4.



Fonte: O próprio autor

Figura 50 - Preços horários de venda da DisCo para os casos (a) 1, (b) 2, (c) 3 e (d) 4.



Fonte: O próprio autor

Os preços horários de venda da DisCo ( $\lambda_t$ ) obtidos em cada caso de perfil de carga (casos 1, 2, 3 e 4), considerando mecanismos de precificação EPT e EPP, são ilustrados na Figura 50. Conforme pode ser observado, diferentes preços são obtidos em cada um dos casos simulados assumindo o EPT, em que somente os preços de potência ativa são considerados. Deve-se enfatizar que os preços horários de venda da DisCo obtidos não são afetados pelo modelo de carga quando o EPP para precificação de reativos é utilizado, ou seja, eles são sempre iguais, independentemente do perfil de carga da rede.

Para fins ilustrativos, os preços nodais de venda resultantes para cada tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial) conectado à barra 11 na hora 15 considerando o EPP para precificação de consumo de potência reativa são apresentados na Tabela 4. Note que, neste caso,  $\lambda_t = 103$  (\$/MWh) para todos os casos de perfil de carga avaliados. Observam-se que os maiores aumentos nos preços em relação ao preço de venda da DisCo ( $\lambda_t$ ) são obtidos nos três primeiros casos (ou seja, nos casos 1, 2 e 3), em que cargas dependentes de tensão são modeladas. O aumento mais significativo de 25,31% é observado na operação DA do caso 2 para os consumidores do tipos industrial. Além disso, em cada caso, é possível observar pequenas diferenças entre os preços nodais esperados no estágio de operação DA e os preços obtidos na operação RT. De fato, estes dois estágios de operação estão sujeitos a diferentes condições operacionais da rede, afetando as injeções nodais de potência de carga e, conseqüentemente, os preços resultantes em cada barra da rede. Por fim, note que o mesmo não ocorre no caso 4, em que as injeções de potência de carga são sempre constantes, independentemente dos níveis de tensão nas barras da rede.

**Tabela 4 – Preços nodais resultantes de venda da DisCo na barra 11 na hora 15 (\$/MWh)**

Tipo de carga	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
	DA	RT	DA	RT	DA	RT	DA	RT
Residencial	119,37	119,30	119,37	119,31	119,67	119,32	-	-
Comercial	117,65	117,61	117,65	117,62	117,82	117,62	-	-
Industrial	123,74	123,58	129,07	123,58	124,39	123,60	-	-
PQ	-	-	-	-	-	-	115,13	115,13

Fonte: O próprio autor

Na Tabela 5 são apresentados os preços nodais de compra resultantes para as unidades de GD na hora 15 assumindo o EPP nos estágios de operação DA e RT. Novamente, deve-se ressaltar que  $\lambda_{g,t}^{DG} = \lambda_t = 103$  (\$/MWh). Os resultados apresentados na tabela mostram que os

preços nodais das unidades de GD não são afetados na maioria dos casos analisados, principalmente para GD1 e GD2, uma vez que as solicitações de serviços de reativos fornecido pelas unidades de GD são drasticamente reduzidas em virtude da incorporação do EPP na operação da DisCo. Por outro lado, pequenos aumentos da ordem de 0,45% nos preços nodais de compra do GD3 são obtidos nos casos 1, 2 e 3.

**Tabela 5 – Preços nodais resultantes de compra da GD na hora 15 (\$/MWh)**

Unidade de GD	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
	DA	RT	DA	RT	DA	RT	DA	RT
GD1	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00
GD2	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00	103,00
GD3	103,44	103,47	103,44	103,47	103,47	103,47	103,00	103,00

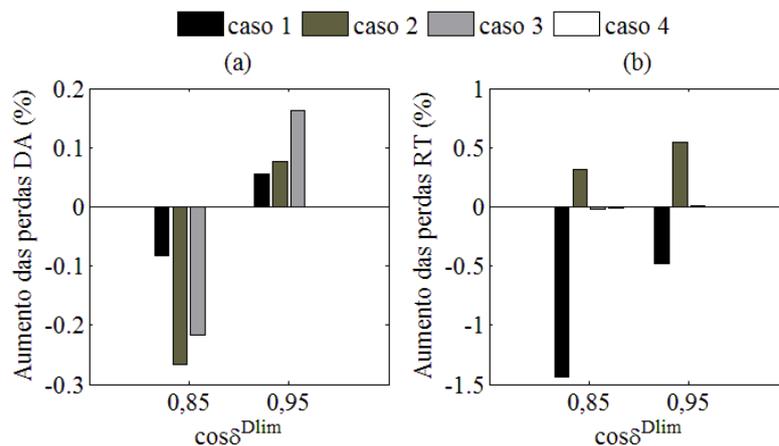
Fonte: O próprio autor

### 5.1.3 IMPACTOS DO LIMITE DO FATOR DE POTÊNCIA DAS CARGAS

Nesta subseção, são analisados os impactos do limite de fator de potência de carga aceitável ( $\cos \delta^{Dlim}$ ) na eficiência operacional da rede (ou seja, nas perdas ativas dos ramos) considerando o EPP. São realizadas duas simulações adicionais com  $\cos \delta^{Dlim}$  ajustado em 0,85 e 0,95 para cada caso de perfil de carga e os resultados obtidos são comparados com o caso em que  $\cos \delta^{Dlim} = 0,90$ . Na Figura 51 ilustram-se os aumentos nas perdas da rede obtidas na operação DA e RT da DisCo para os casos 1, 2, 3 e 4. Na operação DA, conforme observado na Figura 51 (a), as perdas da rede tendem a ser reduzidas quando os consumidores são permitidos a operar com menor fator de potência. Uma redução máxima de 0,27% é obtida no caso 2. Note que as perdas não são afetadas no caso 4. No entanto, um comportamento oposto é observado quando um limite de fator de potência maior é imposto aos consumidores. As perdas são sempre maiores com a consideração de modelos de carga dependentes de tensão (casos 1, 2 e 3), porém não são novamente afetadas nos caso 4. Observe que o aumento máximo de 0,16% ocorre quando as cargas industriais possuem maior importância (caso 3). Desta forma, verifica-se que a DisCo opera a rede de forma mais eficiente na operação DA quando menores valores de  $\cos \delta^{Dlim}$  são adotados. Na Figura 51 (b), na operação RT, observa-se um comportamento consideravelmente diferente das perdas em duas situações distintas. Note que, opostamente ao comportamento DA esperado, as perdas são aumentadas no caso 2 com  $\cos \delta^{Dlim} = 0,85$  (0,31%), enquanto que uma redução

de 0,48% é obtida no caso 1 com  $\cos\delta^{Dlim} = 0,95$ . Neste caso, diferente da operação DA, deve-se notar que  $\cos\delta^{Dlim}$  não é parte constituinte da função objetivo da DisCo utilizada para otimização da operação da rede no estágio RT.

Figura 51 - Preços horários de venda da DisCo para os casos (a) 1, (b) 2, (c) 3 e (d) 4.



Fonte: O próprio autor

## 5.2 ESTUDO DE CASO B: SISTEMA DE 135 BARRAS

Nesta subseção são apresentados os resultados econômicos obtidos na operação do alimentador de distribuição radial de 135 barras, 13,8 kV, 6499,57 kW e 2768,55 kVAr (LAPSEE, 2017a). São considerados os mesmos parâmetros e dispositivos (3 unidades de GD, 2 bancos de capacitores *shunt*, 1 regulador de tensão e 5 baterias estacionárias) utilizados para simulação da rede de 69 barras. Os geradores GD1, GD2 e GD3 estão conectados nas barras 87, 118 e 121, respectivamente. O banco de capacitores de 600 kVAr está localizado na barra 77, enquanto que o banco de 1.200 kVAr se encontra instalado na barra 106. O regulador de tensão é instalado no secundário do transformador de 8 MW da subestação para controle de tensão da barra 0. Por fim, as baterias estacionárias da DisCo são instaladas nas barras 21, 60, 86, 108 e 122.

Os lucros e custos obtidos na operação DA e RT da DisCo para o sistema testado para cada caso do perfil de carga (casos 1, 2, 3 e 4) são apresentados na Tabela 6. Note que os mecanismos de precificação EPT e EPP também são analisados para este sistema. É possível observar que, diferente do sistema de 69 barras, os lucros DA da DisCo são suavemente impactados com a utilização do EPP em comparação com os resultados obtidos para o EPT. Além disso, note que pequenas reduções são observadas nos casos 1 (0,16%) e 4 (0,06%). Deve-se levar em consideração, porém, que as cargas deste sistema apresentam elevado fator

de potência em relação ao sistema anterior, o que influencia fortemente no aumento de captação de receita da DisCo e, conseqüentemente, nos lucros obtidos. Finalmente, verifica-se uma redução considerável nos custos da operação RT da DisCo em todos os casos de perfil de carga analisados após a incorporação do EPP em relação ao EPT. Neste caso, o maior impacto é obtido no caso 4 (cargas PQ), em que os custos da rede são significativamente reduzidos de 37,71%.

**Tabela 6 – Resultados econômicos do sistema de 135 barras**

Perfil de carga	Lucros DA diários (\$)		Diferença (%)	Custos RT diários (\$)		Diferença (%)
	<i>EPT</i>	<i>EPP</i>		<i>EPT</i>	<i>EPP</i>	
Caso 1	3556,21	3550,39	-0,16	1004,56	959,05	-4,53
Caso 2	3534,82	3552,09	0,49	1031,96	969,88	-6,01
Caso 3	3523,38	3543,06	0,56	1043,54	983,93	-5,71
Caso 4	3521,95	3519,70	-0,06	1620,38	1009,28	-37,71

Fonte: O próprio autor

### 5.3 ANÁLISE COMPUTACIONAL

Na Tabela 7 são apresentados os resultados de tempo de CPU médio em segundos (considerando 10 simulações) obtidos nas simulações realizadas para os sistemas testes de 69 e 135 barras na operação DA e RT (em  $t=1$ , ou seja, o tempo em que o esforço computacional máximo é exigido). Os resultados de tempo apresentados na tabela mostram que o algoritmo proposto é capaz de obter de soluções em tempos de processamento aceitáveis, permitindo a operação horária da rede. Observa-se que a solução dos modelos sempre demanda um maior tempo de processamento nos casos em que a dependência de tensão das cargas é considerada (casos 1, 2 e 3) em relação aos resultados obtidos para os modelos de carga do tipo potência constante (caso 4). Além disso, tempos computacionais reduzidos também podem ser observados na maioria dos casos com a utilização do EPP. Na operação DA, note que as soluções do sistema de 69 barras são sempre obtidas em menos de 1537,65 segundos (25,62 minutos) para todos os casos simulados, enquanto que o sistema de 135 barras requer um tempo de CPU de no mínimo 3545,37 segundos (59,09 minutos), ou seja, 2,30 vezes maior. Na operação RT, são necessários no máximo 1384,69 e 1784,54 segundos (ou seja, 23,08 e 29,74 minutos) para otimização da hora corrente de operação para os sistemas de 69 e 135 barras, respectivamente. Neste caso, nota-se um aumento de 1,29 vezes no tempo de simulação do sistema de 135 barras em relação ao de 69 barras. Estes

resultados também denotam uma boa escalabilidade da metodologia proposta, uma vez que os tempos de CPU não são acrescidos de forma exponencial quando o tamanho do sistema teste é praticamente duplicado, ou seja, de 69 para 135 barras.

**Tabela 7 – Resultados de tempo de CPU médio (s)**

Perfil de carga	Sistema de 69 barras				Sistema de 135 barras			
	<i>EPT</i>		<i>EPP</i>		<i>EPT</i>		<i>EPP</i>	
	<i>DA</i>	<i>RT<sub>t=1</sub></i>	<i>DA</i>	<i>RT<sub>t=1</sub></i>	<i>DA</i>	<i>RT<sub>t=1</sub></i>	<i>DA</i>	<i>RT<sub>t=1</sub></i>
Caso 1	1495,27	1317,22	1189,73	790,10	3491,10	1733,49	3545,37	1542,91
Caso 2	1479,70	1301,49	1317,64	912,13	2967,21	1784,54	3335,05	1554,37
Caso 3	1537,65	1384,69	1183,83	1031,87	3282,02	1629,89	3102,12	1070,74
Caso 4	970,50	1341,62	642,94	613,69	2346,27	881,27	2079,16	1226,47

Fonte: O próprio autor

## 6 CONCLUSÕES

Neste trabalho é proposto o desenvolvimento de um algoritmo pseudodinâmico baseado na Busca Tabu para solução do planejamento da operação de curto prazo de sistemas de distribuição com base na perspectiva da DisCo. As decisões da DisCo são, inicialmente, otimizadas para maximização dos lucros na operação DA e, então, na operação RT para minimizar os custos operacionais da rede. Os modelos propostos incluem cargas dependentes de tensão, elasticidade da demanda, assim como a operação de baterias estacionárias, unidades de GD, reguladores de tensão e bancos de capacitores *shunt*. A rede é representada através de equações de fluxo de potência AC completo. Além disso, um novo mecanismo para precificação nodal de reativos é desenvolvido. Os modelos resultantes são caracterizados como programas de otimização matemática multiperíodo de grande porte não lineares e não convexos com variáveis contínuas e discretas.

Os resultados obtidos mostram que a incorporação do mecanismo de precificação nodal de potência reativa proposto para consumidores e unidades de GD pode afetar significativamente os resultados de operação da DisCo. De fato, com base nos resultados detalhados no estudo de caso A, observa-se que os lucros DA da DisCo podem ser drasticamente aumentados com a utilização do EPP em relação aos resultados obtidos para o EPT, ao passo que os custos consideravelmente menores podem ser obtidos na operação RT. Além disso, a consideração de modelos de carga dependentes de tensão também melhoram significativamente os resultados de operação da DisCo em comparação aos modelos de carga PQ tradicionais. Note também que os resultados são diferentes para cada perfil de carga da rede. Observa-se ainda que a procura de serviços de reativos oferecidos pelas unidades de GD é fortemente reduzida com a utilização do EPP, uma vez que tais serviços representam um custo adicional para a DisCo. A princípio, a incorporação de preços de reativos resulta em uma menor eficiência operacional da rede. No entanto, os consumidores devem ser motivados a corrigir o fator de potência de suas cargas, levando a uma redução nas perdas da rede. Finalmente, observa-se que as perdas da rede tendem a serem maiores quando os limites aceitáveis de fator de potência de carga exigidos pela DisCo são aumentados.

A análise computacional da metodologia nos estudos de caso A e B mostra que as soluções são obtidas em tempos computacionais aceitáveis, que permitem a operação horária das redes de distribuição.

Trabalhos futuros devem considerar:

- Custos adicionais associados à utilização de energia elétrica (tarifas de demanda, custo de transmissão, custo de perdas e impostos, por exemplo);
- Estudos com tarifação apropriada para diferentes tipos de consumidores, conforme realizado pelas DisCos na prática atualmente;
- Abordagens considerando maior grau de liberdade de comércio de energia para as unidades de GD, tais como transações com outras unidades de GD e com consumidores;
- A inclusão da correlação para modelar a relação entre os diferentes parâmetros aleatórios de entrada;
- O uso de técnicas de solução para geração de melhores propostas de solução sementes (iniciais) para a BT, buscando melhorar a rapidez do algoritmo.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 4: procedimentos operativos do sistema de distribuição. In: \_\_\_\_ **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST**. Brasília: ANEEL, 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 8: qualidade da energia elétrica. In: \_\_\_\_ **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST**. Brasília: ANEEL, 2017.
- ALNASER, S. W.; OCHOA, L. F. Optimal sizing and control of energy storage in wind power-rich distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2004-2013, 2016.
- AHMED, M. H.; BHATTACHARYA, K.; SALAMA, M. M. A. Probabilistic distribution load flow with different wind turbine models. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1540-1549, 2013.
- ALGARNI, A. A. S.; BHATTACHARYA, K. A generic operations framework for DisCos in retail electricity markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 1, p. 356–367, 2009a.
- ALGARNI, A. A. S.; BHATTACHARYA, K. Disco operation considering DG units and their goodness factors. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 4, p. 1831–1840, 2009b.
- AMORIM, E. A.; HASHIMOTO, S. H. M.; LIMA, F. G. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multi Objective Evolutionary Algorithm Applied to the Optimal Power Flow. **IEEE Latin America Transactions**, v. 8, n. 3, p. 236–244, 2010.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- BARROSO, L. A.; CAVALCANTI, T. H.; GIESBERTZ, P.; PURCHALA, K. Classification of electricity market models worldwide. In: CIGRE/IEEE PES, 2005, New Orleans. Proceedings... New Orleans: IEEE, 2005.
- BRACALE, A.; ANGELINO, R.; CARPINELLI, G.; MANGONI, M.; PROTO, D. Dispersed generation units providing system ancillary services in distribution networks by a centralised control. **IET Renewable Power Generation**, v. 5, n. 4, p. 311-321, 2011.
- BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 56-63, 2004.
- BRUNO, S.; LAMONACA, S.; ROTONTO, G.; STECCHI, U.; SCALA, M. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4504-4513, 2011.
- CALDERARO, V.; CONIO, G.; GALDI, V.; PICCOLO, A. Reactive power control for improving voltage profiles: A comparison between two decentralized approaches. **Electrical Power System Research**, v. 83, n. 1, p. 247–254, 2012.

CALDERARO, V.; CONIO, G.; GALDI, V.; MASSA, G.; PICCOLO, A. Optimal decentralized voltage control for distribution systems with inverter-based distributed generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 230–241, 2014.

CALDERARO, V.; GALDI, V.; LAMBERTI, F.; PICCOLO, A. A smart strategy for voltage control ancillary service in distribution networks. **IEEE Transactions on Power System**, v. 30, n. 1, p. 494–502, 2015.

CALIFORNIA'S POWER SYSTEM - INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR - ISO. Folsom: CAISO, 2016. Disponível em: <<http://www.caiso.com>>. Acesso em: 18 julho 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. São Paulo: CCEE, 2016. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 20 abril 2016.

CAO, Y.; TAN, Y.; LI, C.; REHTANZ, C. Chance-constrained optimization-based unbalanced optimal power flow for radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1855-1864, 2013.

CARAMIA, P.; CARPINELLI, G.; VERDE, P. **Power quality indices in liberalized markets**. Chichester: Wiley, 2009. 288 p.

CERBANTES, M. C.; FERNÁNDEZ-BLANCO, R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal short-term operation of a DisCo including voltage-sensitive loads. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 2016, Genoa. Proceedings... Genoa: IEEE, 2016a.

CERBANTES, M. C.; FERNÁNDEZ-BLANCO, R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal power flow with voltage-sensitive loads in distribution networks. In: IEEE PES GENERAL MEETING, 2016, Boston. Proceedings... Boston: IEEE, 2016b.

CHAO, H.; WILSON, R. **Design of wholesale electricity markets**. Massachusetts Institute of Technology. Disponível em: <<http://web.mit.edu/esd.126/www/StdMkt/ChaoWilson.pdf>>. Acesso em: 19 agosto 2014.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.

CONEJO, A. J.; MORALES, J. M.; BARINGO, L. Real-time demand response model. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 3, p. 236–242, 2010.

DALL'ANESE, E.; DHOPE, S. V.; GIANNAKIS, G. B. Photovoltaic inverter controllers seeking ac optimal power flow solutions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 2809–2823, 2016.

DE SÁ FERREIRA, R.; BARROSO, L. A.; LINO, P. R.; CARVALHO, M. M.; VALENZUELA, P. Time-of-use tariff design under uncertainty in price-elasticities of electricity demand: A stochastic optimization approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 2285–2295, 2013.

ENERGY UK - ENERGY UK. London: ENERGY UK, 2016. Disponível em: <<http://www.energy-uk.org.uk/>>. Acesso em: 25 abril 2016.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION - FERC. **Reactive power supply and consumption**. Washington D.C.: FERC, 2005. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20050310144430-02-04-05-reactive-power.pdf>>. Acesso em: 26 dezembro 2016.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. An MILP model for the plug-in electric vehicle charging coordination problem in electrical distribution systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2014, National Harbor. Proceedings... National Harbor: IEEE, 2014.

GABASH, A.; LI, P. Active-reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2026-2035, 2012.

GAN, L.; LI, N.; TOPCU, U.; LOW, S. H. Exact convex relaxation of optimal power flow in radial networks. **IEEE Transactions on Automatic Control**, v. 60, n. 1, p. 72-87, 2015.

GENDREAU, M. **An Introduction to tabu search**. In: GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. *Handbook of Metaheuristics*. Dordrecht: Kluwer, 2003. p. 37-54.

GJERDE, O. Ancillary services - state of the art in the nordic market. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. Proceedings... Tampa: IEEE, 2007.

GONÇALVES, R. R.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming. **IET Generation Transmission Distribution**, v. 9, n. 3, p. 256-266, 2015.

HAGHIGHAT, H.; KENNEDY, S. A model for reactive power pricing and dispatch of distributed generation. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. Proceedings... Minneapolis: IEEE, 2010.

HASANPOUR, S.; GHAZI, R.; JAVIDI, M. H. A new approach for cost allocation and reactive power pricing in a deregulated environment. **Electrical Engineering Journal**, v. 91, n. 1, p. 27-34, 2009.

HEDAYATI, H.; NABAVINIAKI, S. A.; AKBARIMAJD, A. A method for placement of DG units in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1620-1628, 2008.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity**. Chichester: Wiley, 1996. 252 p.

HONG, H. P. An efficient point estimate method for probabilistic analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 59, p. 261-267, 1998.

IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 523-538, 1995.

IESO - ONTARIO'S POWER SYSTEM - INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR. Toronto: IESO, 2014. Disponível em: <<http://www.ieso.ca>>. Acesso em: 11 maio 2014.

JÓOS, G.; OOI, B. T.; MCGILLIS, D.; GALIANA, F. D.; MARCEAU, R. The potential of distributed generation to provide ancillary services. In: IEEE Power ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. Proceedings... Piscataway: IEEE, 2000. p. 1762-1767.

KERSTING, W. Distribution feeder voltage regulation control. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 46, n. 2, p. 620-626, 2010.

KHATOD, D. K.; PANT, V.; SHARMA, J. Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 683-695, 2013.

KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. **Fundamentals of power system economics**. Chichester: Wiley, 2004. 284 p.

KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

LAZARD. **Lazard's leveled cost of energy analysis – Version 9.0**. New York: LAZARD, 2015. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf>>. Acesso em: 03 janeiro 2017.

LAPSEE - LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING. **Distribution system testing - 135 buses**. Ilha Solteira: LAPSEE, 2017a. Disponível em: <<http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/english/downloads/testing-systems/>>. Acesso em: 02 janeiro 2017.

LAPSEE - LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING. **DisCo's Short-Term Operation - Day-ahead and real-time (rolling window) statistical data**. Ilha Solteira: LAPSEE, 2017b. Disponível em: <<https://tinyurl.com/lnmj5nu>>. Acesso em: 14 abril 2017.

LEE, K. Y.; EL-SHARKAWI, M. A. **Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems**, Hoboken: Wiley, 2008. 750 p.

LEZAMA, J. M. L. **Avaliação de localização e preço de contrato de geração distribuída em um ambiente competitivo**. 2011. 128 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2011.

LI, H.; LI, F.; XU, Y.; RIZY, D. T.; KUECK, J. D. Adaptive voltage control with distributed energy resources: algorithm, theoretical analysis, simulation, and field test verification. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1638-1647, 2010.

LI, F.; PADHY, N. P.; WANG, J.; KURI, B. Cost-benefit reflective distribution charging methodology. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 1, p. 58-64, 2008.

LIU, Z.; WEN, F.; LEDWICH, G. Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 4, p. 2541–2551, 2011.

LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; CONTRERAS, R. Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 128-136, 2011.

MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 2825-2836, 2015.

MARKS, A. T.; CHOI, F. Renewable energy net metering tariff gets green light. Disponível em: <<https://tinyurl.com/lprdm7s/>>. Acesso em: 15 de março de 2017.

MATHIAS-NETO, W. P. **Restauração automática de redes de distribuição de energia elétrica de grande porte com geração distribuída**. 2011. 137 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2011.

MEDINA, A. C. R. **Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos**. 2012. 170 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2012.

MENESES, C. A. P.; MANTOVANI, J. R. Improving the grid operation and reliability cost of distribution systems with dispersed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2485-2496, 2013.

MENTA, R. V.; OLIVEIRA, E. J.; OLIVEIRA, L. W.; DIAS, B. H.; MARCATO, A. L. M. Optimal model for electricity tariff calculation. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 2016, Genoa. Proceedings... Genoa: IEEE, 2016.

MILLER, A. C.; RICE, T. R. Discrete approximations of probability distributions. **Management Science**, v. 29, n. 3, p. 352-362, 1983.

MOLZAHN, D. K.; LESIEUTRE, B. C.; DEMARCO, C. L. Approximate representation of ZIP loads in a semidefinite relaxation of the OPF problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 4, p. 1864-1865, 2014.

MORALES, J. M.; PÉREZ-RUIZ, J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1594-1601, 2007.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY - NREL. Golden: NREL, 2016. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/>>. Acesso em: 09 julho 2016.

NEW YORK INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR - NYISO. Rensselaer: NYISO, 2016. Disponível em: <<http://www.nyiso.com/>>. Acesso em: 17 junho 2016.

PADILHA-FELTRIN, A.; RODEZNO, D. A. Q.; MANTOVANI, J. R. S. Volt-VAR multiobjective optimization to peak-load relief and energy efficiency in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 618–626, 2015.

PAPALEXOPOULOS, A. D.; ANGELIDIS, D. G. Reactive power management and pricing in the California market. In: **IEEE MELECON, 2006, Malaga. Proceedings...** Malaga: IEEE, 2006.

PEREIRA, B. R.; COSSI, A. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. **IET Generation Transmission & Distribution**, v. 8, n. 1, p. 35–45, 2014.

PEREIRA, B. R.; COSTA, G. R. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 3, p. 975–984, 2016.

PJM INTERCONNECTION - PJM. Audubon: PJM, 2016. Disponível em: <<http://www.pjm.com>>. Acesso em: 27 agosto 2016.

QIAN, K.; ZHOU, C.; ALLAN, M.; YUAN, Y. Effect of load models on assessment of energy losses in distributed generation planning. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 33, p. 1243–1250, 2011.

RAAP, M.; RAESAAR, P.; TIIGIMÄGI, E. Reactive power pricing in distribution networks. **Oil Shale**, v. 28, n. 1S, p. 223–239, 2011.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. New objective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 224–233, 2006.

RIZY, D. T.; LAWLER, J. S.; PATTON, J. B.; NELSON, W. R. Measuring and analyzing the impact of voltage and capacitor control with high speed data acquisition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 704–714, 1989.

RUEDA-MEDINA, A. C.; PADILHA-FELTRIN, A. Distributed generators as providers of reactive power support—A market approach. **IEEE Transactions on Power System**, v. 28, n. 1, p. 490–502, 2013.

RUPOLO, D.; MANTOVANI, J. R. S. Reconfiguration of radial electric power distribution system via a scatter search algorithm. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 4, p. 1022–1028, 2015.

SAFDARIAN, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; LEHTONEN, M. A stochastic framework for short-term operation of a distribution company. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4712–4721, 2013.

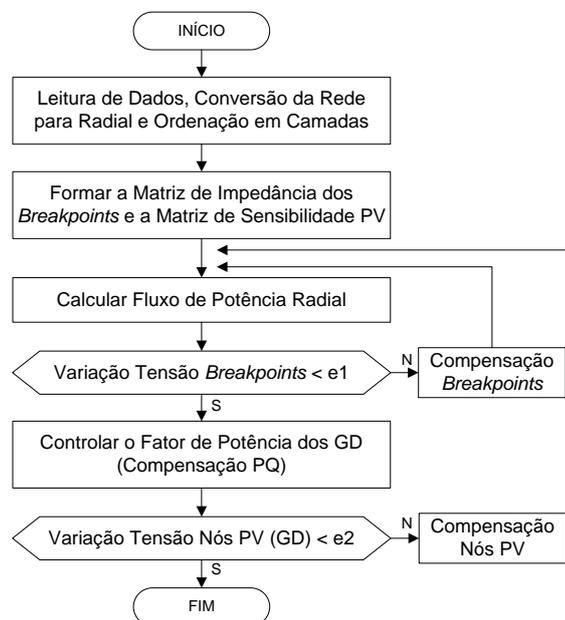
SAFDARIAN, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; LEHTONEN, M. Integration of price-based demand response in DisCos' short-term decision model, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 5, p. 2235–2245, 2014.

- SARKER, M. R.; DVORKIN, Y.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Optimal participation of an electric vehicle aggregator in day-ahead energy and reserve markets, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 3506–3515, 2016.
- SARKER, M. R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; KIRSCHEN, D. S. Optimal coordination and scheduling of demand response via monetary incentives, **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1341–1352, 2015.
- SINGH, D.; MISRA, R. K., SINGH, D. Effect of load models in distributed generation planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2204-2212, 2007.
- SONG, Y.; WANG, X.; **Operation of market-oriented power system**. New York: Springer, 2003. 443 p.
- SOTKIEWICZ, P. M.; VIGNOLO, J. M. Nodal pricing for distribution networks: Efficient pricing for efficiency enhancing DG. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 1013-1014, 2006.
- STEEN, D.; TUAN, L. A.; CARLSON, O. Effects of network tariffs in residential distribution systems and price-responsive customers under hourly electricity pricing. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 2, p. 617–626, 2016.
- STOFT, S. **Power system economics: designing markets for electricity**. Piscataway: Wiley-IEEE Press, 2002. 496 p.
- TINNEY, W. F. Compensation methods for network solutions by triangular factorization. In: PICA CONFERENCE, 1971, Boston. Proceedings... Piscataway: IEEE, 1971.
- TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. An interior-point method for non-linear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, p. 1211-1218, 1998.
- VENKATESH, B. Optimal Power Flow in Radial Distribution Systems. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY INTERNATIONAL POWER & ENERGY CONFERENCE, 2010, Singapore. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 18-21.
- WANG, Q.; ZHANG, C.; WANG, J.; PINSON, P.; ØSTERGAARD, J. Real-time trading strategies of proactive DISCO with heterogeneous DG owners. **IEEE Transactions on Smart Grid**. No prelo.
- WILLIS, H. L.; SCOTT, W. G. **Distributed power generation – planning and evaluation**. Boca Raton: CRC Press, 2000. 616 p.
- YANG, D.; CHEN, Y. Demand response and market performance in power economics. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-6.

## APÊNDICE A. FLUXO DE POTÊNCIA NA DISTRIBUIÇÃO

Na metodologia proposta por Cheng e Shirmohammadi (1995) o cálculo do fluxo de potência para redes radiais é baseado no método de varredura *backward/forward*. O processo é caracterizado por varreduras diretas (da fonte para as barras extremas) e inversas (das barras extremas para a fonte) e converge quando atinge o critério de parada. A generalização do método para redes fracamente malhadas e com geração distribuída é baseada na utilização da técnica de compensação proposta por Tinney (1971) para aproveitar as vantagens do método de varredura. As malhas são abertas em pontos estratégicos (*breakpoints*) para tornar a rede radial, gerando nós abertura, e os geradores distribuídos são considerados barras do tipo PV ou PQ, dependendo dos seus tipos de controle. A estratégia consiste em igualar a tensão das barras de abertura de cada *breakpoint* e fazer o controle de tensão (PV ou Volt) ou de fator de potência (PQ ou VAR) das unidades de GD através da injeção de potência reativa, com relação aos valores programados. O algoritmo de fluxo de potência radial é utilizado como sub-rotina do algoritmo de fluxo compensado, conforme apresentado na Figura 52.

Figura 52 – Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência compensado



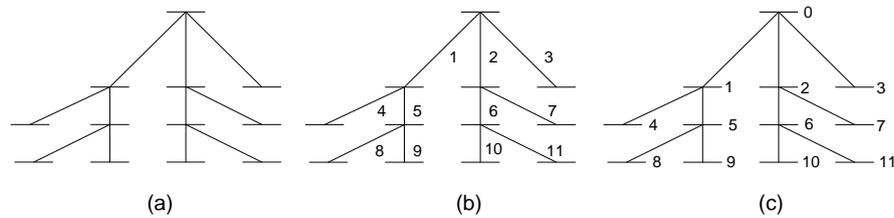
Fonte: (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995)

Os principais passos do algoritmo de fluxo de potência compensado (vide Figura 52) são descritos nas subseções seguintes.

### A.1. FLUXO DE POTÊNCIA RADIAL

O método de fluxo de potência radial é descrito como ramo-orientado e necessita de uma numeração correta e ordenada de seus ramos e nós. O sistema da Figura 53 (a) representa uma rede radial de distribuição com  $n$  nós e  $r=(n-1)$  ramos com apenas uma fonte de alimentação localizada no nó raiz do alimentador. A numeração dos ramos deve necessariamente iniciar a partir do nó raiz (fonte) e seguir em direção aos nós extremos do alimentador organizando-se por camadas, como mostra a Figura 53 (b). A numeração dos nós deve seguir a numeração dos ramos que os conectam às camadas anteriores, como mostra a Figura 53 (c). Este processo de numeração é implementado na sub-rotina do fluxo de potência de modo a simplificar a programação e aumentar a rapidez dos cálculos.

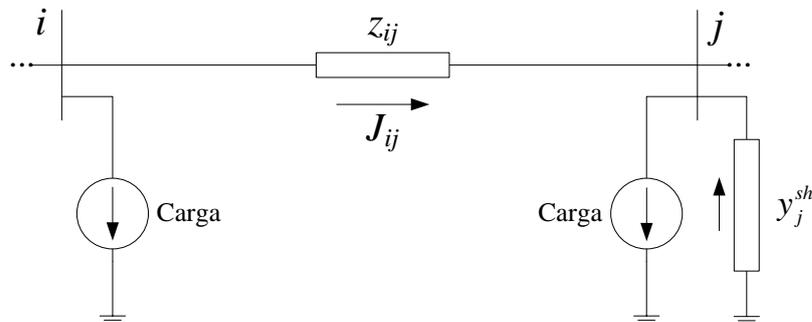
Figura 53 – Numeração de um pequeno sistema de distribuição radial (a), (b) e (c)



Fonte: (MATHIAS-NETO, 2011)

O método de varredura simples (*backward/forward*) proposto envolve o equacionamento da rede através da teoria de circuitos elétricos – Leis de *Kirchhoff* e equações de potência. Na Figura 54 ilustra-se um alimentador radial em que os valores de tensões (*forward*) e correntes (*backward*) nas barras, assim como as perdas ativa e reativa são consideradas no modelo de circuitos usado pelo algoritmo.

Figura 54 – Representação unifilar de uma linha de distribuição



Fonte: (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995)

O processo iterativo para o cálculo do fluxo de potência consiste em adotar valores de tensão e ângulo do nó de referência e atribuir valores de tensão para todos os outros nós do sistema. O algoritmo deste processo iterativo é descrito a seguir:

1. Fixar as tensões nas barras como sendo iguais à tensão da barra de referência (subestação), ou seja,  $V_j^{(KR)} = V_n \angle 0^\circ, \forall j \in N$ . Fazer  $S_{loss}^{1(KR)} = 0$ , ou seja, a potência que está saindo da subestação é o somatório de todas as cargas do alimentador. Incrementar o contador de iterações  $KR$ , ou seja,  $KR = KR + 1$ .
2. Iniciando das barras extremas, calcula-se a corrente de carga para cada nó da rede de acordo com (59).

$$I_j^{(KR)} = \left( S_j / V_j^{(KR-1)} \right)^* - y_j^{sh*} V_j^{(KR-1)}; \quad \forall j \in N, \quad (59)$$

em que  $I_j^{(KR)}$  é a injeção de corrente na barra  $j$  na iteração  $KR$ .

3. Partindo-se dos ramos da última camada em direção às camadas conectadas ao nó de referência, calculam-se as correntes em cada ramo fazendo-se a soma da corrente do próprio nó com a corrente de todos os ramos que derivam até o mesmo nó, de acordo com:

$$J_{ij}^{(KR)} = -I_j^{(KR)} + \sum_{k:j \rightarrow k} J_{jk}^{(KR)}; \quad \forall (i, j) \in E. \quad (60)$$

4. Partindo-se do nó de referência em direção às últimas camadas, calculam-se as novas magnitudes de tensões para cada nó conforme:

$$V_j^{(KR)} = V_i^{(KR)} - z_{ij} J_{ij}^{(KR)}. \quad (61)$$

5. Calcular as perdas totais do alimentador  $S_{loss}^{(KR)}$ . Fazer  $S_{loss}^{2(KR)} = S_{loss}^{(KR)}$ .

$$S_{loss}^{(KR)} = \sum_{(i,j) \in E} z_{ij} \left( J_{ij} J_{ij}^* \right)^{(KR)}. \quad (62)$$

6. Realizar o teste de convergência do algoritmo conforme segue:

$$\left| S_{loss}^{2(KR)} - S_{loss}^{1(KR-1)} \right| \leq e, \quad (63)$$

em que  $e$  é um valor real próximo de zero. Se a desigualdade (63) é satisfeita para ambas as parcelas de potência ativa e reativa, parar o processo iterativo, convergência obtida. Caso contrário, fazer  $S_{loss}^{1(KR)} = S_{loss}^{2(KR)}$ ,  $KR = KR + 1$  e voltar ao passo 2.

## A.2. MÉTODO DE COMPENSAÇÃO PARA REDES FRACAMENTE MALHADAS

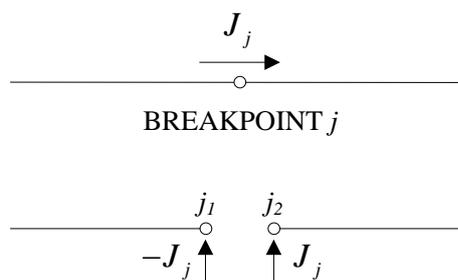
O algoritmo de cálculo de fluxo de potência para redes radiais não pode ser aplicado diretamente em redes fracamente malhadas, antes, é necessário transformá-la em uma configuração radial aplicando alguns conceitos da teoria de circuitos com vistas a quebrar as interconexões da rede, criando os chamados *breakpoints* (pontos de ruptura). Os breakpoints são as barras identificadas como nó receptor ou nó final em dois ou mais ramos da rede. As correntes dos ramos interrompidos pela criação desses *breakpoints* são substituídas por injeções de correntes com polaridade oposta em ambas as barras de abertura sem afetar as condições de operação do sistema, ou seja, garantindo que as tensões nas barras de abertura sejam iguais. Assim, pode-se entender que estas barras representam virtualmente um *breakpoint*. As injeções de corrente de breakpoint são calculadas como segue:

$$I_{j_1}^{(KP)} = -J_j^{(KP)}; \quad \forall j \in N_p \quad (64)$$

$$I_{j_2}^{(KP)} = J_j^{(KP)}; \quad \forall j \in N_p, \quad (65)$$

em que  $N_p$  é o conjunto de barras dos *breakpoints*;  $j_1$  e  $j_2$  são as barras virtuais de abertura do *breakpoint*  $j$ ;  $I_{j_1}^{(KP)}$  e  $I_{j_2}^{(KP)}$  são as injeções de corrente nas barras  $j_1$  e  $j_2$ ;  $J_j^{(KP)}$  é o fluxo de corrente no *breakpoint*;  $KP$  é o contador de iterações do processo de compensação. As injeções de corrente nas barras de abertura dos *breakpoints* são ilustradas na Figura 55.

Figura 55 – Representação dos *breakpoints* por injeção de corrente nodal



Fonte: (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995)

As correntes de *breakpoint* de cada malha são calculadas iterativamente até que a diferença de tensão entre as barras de abertura (tensão de *breakpoint*) satisfaça uma tolerância preestabelecida. As etapas do método de compensação para redes fracamente malhadas são descritos a seguir:

1. Quebrar as malhas ou laços nos *breakpoints* para obtenção de uma rede equivalente com topologia radial e formar a matriz de impedância complexa dos *breakpoints*,  $[Z_p]$ , e inicializar  $[J_j]^{(KP)} = 0$ .
2. Calcular o estado da rede usando o algoritmo de fluxo de potencia radial considerando as injeções de corrente de *breakpoint*. Verificar se o critério de convergência é satisfeito, ou seja:

$$[\Delta V_j]^{(KP)} = [Z_p][J_j]^{(KP)} \leq e_1; \quad \forall j \in N_p, \quad (66)$$

em que  $e_1$  é um valor real próximo a zero. A dimensão de  $[Z_p]$  é igual ao número de *breakpoints* da rede. O elemento diagonal de  $[Z_p]$  é igual à soma da impedância dos ramos da malha do *breakpoint*, enquanto que o elemento fora da diagonal é não nulo se e somente se a malha do *breakpoint* compartilha um ou mais ramos com as malhas dos demais *breakpoints*. Se a desigualdade em (66) é satisfeita, encerrar o processo iterativo. Caso contrário, ir ao passo seguinte.

3. Incrementar o contador de iterações  $KP = KP + 1$  e, então, calcular as injeções de corrente de *breakpoint* como segue:

$$[Z_p][J_j]^{(KP)} = [\Delta V_j]^{(KP-1)}; \quad \forall j \in N_p \quad (67)$$

$$[J_j]^{(KP)} = [J_j]^{(KP)} + [J_j]^{(KP-1)}; \quad \forall j \in N_p, \quad (68)$$

em que  $[\Delta V_j]$  representa matriz de tensão de *breakpoint*. Voltar ao passo 2.

### A.3. MÉTODO DE COMPENSAÇÃO PARA UNIDADES DE GD

As unidades de GD, por meio da produção de potência reativa, podem atuar no controle do fator de potência ou de tensão da barra de conexão. O controle de fator de potência é realizado através de manipulação direta do triângulo de potência para compensação de reativos. Por outro lado, unidades de GD com controle de tensão devem ser modeladas como barras PV, o que exige um procedimento especial de compensação PV para manter a tensão especificada da barra de controle constante.

Este trabalho utiliza um método de compensação PV baseado na utilização da matriz de sensibilidade real  $[Z_{PV}]$  para eliminar a diferença entre as tensões (sequência positiva) especificada e calculada de todas as barras PV. A dimensão da matriz  $[Z_{PV}]$  é igual ao número de barras PV. Um elemento da diagonal principal é equivalente ao módulo da soma da impedância de sequência positiva de todos os ramos do percurso que conectam a barra PV e a barra de referência (subestação). Os demais elementos são equivalentes à soma das impedâncias de sequência positiva dos ramos do percurso compartilhados por outras barras PV.

O controle de tensão é feito através da injeção de corrente reativa na barra controlada através de um processo iterativo. Os passos deste método de compensação são descritos a seguir:

1. Formar a matriz de sensibilidade real das barras PV,  $[Z_{BP}]$ , e inicializar

$$[I_j^{\text{Im}}]^{(KV)} = 0.$$

2. Calcular o estado da rede usando o algoritmo de fluxo de potencia radial considerando as injeções de reativos nas barras com GD. Verificar se o critério de convergência do método é atendido.

$$[\Delta |V_j|^{(KV)}] = \left[ \left| |V_j|^{(KV)} - |\hat{V}_j| \right| \right] \leq e_2; \quad \forall j \in N_g, \quad (69)$$

em que  $e_2$  é um valor real próximo de zero. Se o critério de convergência é satisfeito, o processo é finalizado. Senão, seguir para o passo 2.

3. Incrementar o contador de iterações  $KV = KV + 1$  e calcular as injeções de corrente reativa nas barras PV, de acordo com:

$$[Z_{PV}] [I_j^{\text{Im}}]^{(KV)} = [\Delta |V_j|]^{(KV)}; \quad \forall j \in N_g \quad (70)$$

$$[I_j^{\text{Im}}]^{(KV)} = [I_j^{\text{Im}}]^{(KV-1)} + |I_j^{\text{Im}}|^{(KV)} e^{i(\pm 90^\circ + \delta_j^{(KV)})}; \quad \forall j \in N_g. \quad (71)$$

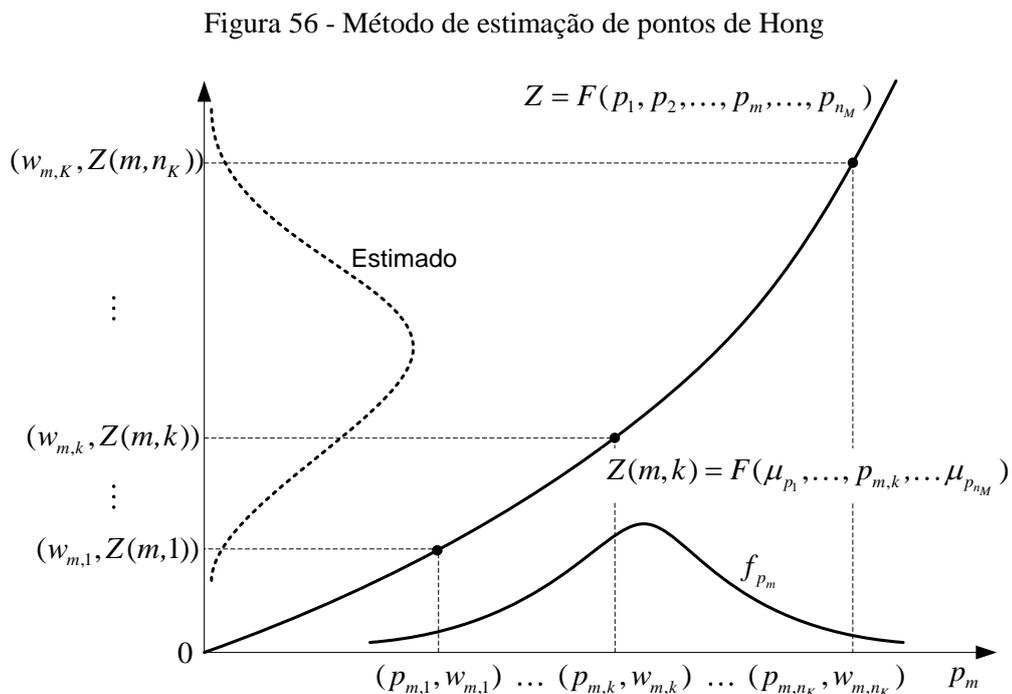
Se o limite reativo da unidade de GD é violado, converter a barra controlada em PQ e adotar o valor de potência reativa limite. Encerrar o processo caso todas as barras PV sejam convertidas para PQ. Caso contrário, retornar ao passo 2.

## APÊNDICE B. FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Neste trabalho, utiliza-se a metodologia apresentada por Morales e Pérez-Ruiz (2007) para solução do problema de fluxo de potência probabilístico em redes de distribuição de energia elétrica. Esta metodologia é baseada no método de estimação de pontos proposto por Hong (1998), conforme descrito nas subseções a seguir.

### B.1. MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE PONTOS DE HONG

Métodos de estimação de pontos concentram a informação estatística fornecida pelos primeiros momentos centrais de um problema com variáveis de entrada aleatórias em  $n_K$  pontos para cada variável, denominados concentrações. Usando estes pontos e uma função de transferência  $F$ , que relaciona as variáveis de entrada com as variáveis de saída, pode-se obter a informação sobre a incerteza associada ao problema, conforme ilustrado na Figura 56. A  $k$ -ésima concentração  $(p_{m,k}, w_{m,k})$  de uma variável aleatória  $p_m$  pode ser definida como um par composto pela localização  $p_{m,k}$  e pelo peso  $w_{m,k}$ . A localização  $p_{m,k}$  é o  $k$ -ésimo valor da variável  $p_m$  em que a função  $F$  é avaliada. O peso  $w_{m,k}$  é um fator de ponderação que representa a importância relativa desta avaliação nas variáveis aleatórias de saída.



Fonte: (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007)

O método proposto por Hong (1998) necessita que a função  $F$  seja avaliada apenas  $n_K$  vezes para cada variável de entrada aleatória  $p_m$ , nos  $n_K$  pontos compostos pela  $k$ -ésima localização da variável de entrada aleatória  $p_{m,k}$ , e pela média ( $\mu$ ) das  $n_M - 1$  variáveis de entrada remanescentes, ou seja, nos pontos  $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{m,k}, \dots, \mu_{p_{n_M}})$ . Em outras palavras, o problema determinístico  $Z$  deve ser resolvido  $n_K$  vezes para cada variável aleatória  $p_m$ . O número de avaliações  $n_K$  depende do esquema usado. Desta forma, o número total de avaliações da função  $F$  é de  $n_K \times n_M$ . Variações ou esquemas específicos deste método levam em conta uma única avaliação adicional da função  $F$  no ponto composto pelas médias das  $n_M$  variáveis de entrada  $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, \mu_{m,k}, \dots, \mu_{p_{n_M}})$ . Por isso, para estes esquemas, o número total de avaliações da função  $F$  é de  $n_K \times n_M + 1$ .

A localização  $p_{m,k}$  a ser determinada é dada por:

$$p_{m,k} = \mu_{p_m} + \xi_{m,k} \sigma_{p_m}; \quad \forall m \in M, \forall k \in K, \quad (72)$$

em que  $\xi_{m,k}$  é a localização padrão;  $\mu_{p_m}$  e  $\sigma_{p_m}$  (parâmetros de entrada) são a média e o desvio padrão da variável de entrada aleatória  $p_m$ ;  $M$  é o conjunto de variáveis aleatórias de entrada; e  $K$  é o conjunto de concentrações.

A localização padrão  $\xi_{m,k}$  e o peso  $w_{m,k}$  são obtidos através da solução do seguinte sistema não linear de equações:

$$\sum_{k \in K} w_{m,k} = \frac{1}{n_M}; \quad \forall m \in M \quad (73)$$

$$\sum_{k \in K} w_{m,k} (\xi_{m,k})^u = \lambda_{m,u}; \quad \forall m \in M, u = 1, \dots, 2n_K - 1, \quad (74)$$

em que  $\lambda_{m,u}$  denota o  $u$ -ésimo momento central padrão da variável aleatória  $p_m$  com função de densidade de probabilidade  $f_{p_m}$ , ou seja,

$$\lambda_{m,u} = \frac{M_u(p_m)}{(\sigma_{p_m})^u}; \quad \forall m \in M, u = 1, \dots, 2n_K - 1 \quad (75)$$

$$M_u(p_m) = \int_{-\infty}^{\infty} (p_m - \mu_{p_m})^u f_{p_m} dp_m; \quad \forall m \in M, u = 1, \dots, 2n_K - 1. \quad (76)$$

Nota-se que  $\lambda_{m,1}$  é igual a zero,  $\lambda_{m,2}$  igual a um, e  $\lambda_{m,3}$  e  $\lambda_{m,4}$  são, respectivamente, os coeficientes de assimetria e curtose de  $p_m$ . O sistema de equações (75), (76) pode ser resolvido de forma eficiente através do procedimento desenvolvido por Miller e Rice (1983).

Uma vez que todas as concentrações  $(p_{m,k}, w_{m,k})$  são obtidas, a função  $F$  é avaliada nos pontos  $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{m,k}, \dots, \mu_{p_{n_M}})$  produzindo  $Z(m, k)$ , que é o vetor das variáveis aleatórias de saída associado à  $k$ -ésima concentração da variável aleatória  $p_m$ . O  $u$ -ésimo momento bruto das variáveis aleatórias de saída é estimado conforme:

$$\mu'_u = E[Z^u] \cong \sum_{m \in M} \sum_{k \in K} w_{m,k} (Z(m, k))^u; \quad u = 1, \dots, 2n_K - 1. \quad (77)$$

A eficiência e precisão do método estão diretamente ligadas à escolha do esquema a ser utilizado. Esquemas do tipo  $n_K \times n_M$  são mais eficientes em termos de esforço computacional. Por outro lado, esquemas do tipo  $n_K \times n_M + 1$  são mais precisos, pois consideram a curtose das variáveis aleatórias de entrada com apenas uma única análise adicional da função  $F$ . Neste trabalho é utilizado o esquema  $2n_M + 1$  para o cálculo do fluxo de potência probabilístico.

## B.2. ESQUEMA $2n_M + 1$

Do ponto de vista matemático, este esquema é resultante da solução analítica de (73), (74) para  $n_K = 3$  considerando  $\xi_{m,3} = 0$  (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007), ou seja:

$$\xi_{m,3} = 0; \quad \forall m \in M \quad (78)$$

$$\xi_{m,k} = \frac{\lambda_{m,3}}{2} + (-1)^{3-k} \sqrt{\lambda_{m,4} - \frac{3}{4} \lambda_{m,3}^2}; \quad \forall m \in M, k = 1, 2 \quad (79)$$

$$w_{m,k} = \frac{(-1)^{3-k}}{\xi_{m,k} (\xi_{m,1} - \xi_{m,2})}; \quad \forall m \in M, k = 1, 2 \quad (80)$$

$$w_{m,3} = \frac{1}{M} - \frac{1}{\lambda_{m,4} - \lambda_{m,3}^2}; \quad \forall m \in M. \quad (81)$$

Nota-se que  $\xi_{m,k} = 0$  implica em  $p_{m,k} = \mu_{p_m}$  e, portanto,  $n_M$  das  $3n_M$  localizações são o mesmo ponto  $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, \mu_{m,k}, \dots, \mu_{p_m})$ . Desta forma, uma única avaliação adicional da função  $F$  nesta localização é necessária, desde que o fator de ponderação correspondente seja atualizado para o valor  $w_0$ :

$$w_0 = \sum_{m \in M} w_{m,3} = 1 - \sum_{m \in M} \frac{1}{\lambda_{m,4} - \lambda_{m,3}^2}. \quad (82)$$

Vale ressaltar que os valores das localizações padrão do esquema  $2n_M + 1$  não dependem de  $n_M$ , diferentemente do esquema  $2n_M$ . Esta é uma característica comum de esquemas do tipo  $n_K \times n_M + 1$ . Por fim, nota-se que localizações não reais são obtidas quando  $\lambda_{i,4} - (3/4)\lambda_{i,3}^2 < 0$ . No entanto, as distribuições de probabilidade empregadas na modelagem das incertezas em sistemas de potência geralmente produzem localizações reais.

### B.3. FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO VIA MÉTODO DE HONG

No cálculo do fluxo de potência probabilístico os dados de entrada, variáveis e/ou parâmetros do fluxo de potência são modelados como variáveis aleatórias com uma dada função de distribuição de probabilidade. O método de estimação de pontos permite a modelagem das variáveis (injeções de potência, por exemplo) e também dos parâmetros (reatância das linhas, por exemplo) de entrada do problema de fluxo de potência. Além disso, no problema de fluxo de potência probabilístico, o número de variáveis aleatórias de entrada pode ser maior que o número de variáveis aleatórias de saída.

Um algoritmo de fluxo de potência determinístico (ver Apêndice A) é usado para determinar o estado da rede em cada ponto  $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{m,k}, \dots, \mu_{p_{n_M}})$ . A solução do problema de fluxo de potência determinístico é dada por:

$$Z(m, k) = F\left(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{m,k}, \dots, \mu_{p_{n_M}}\right); \quad \forall m \in M, \forall k \in K, \quad (83)$$

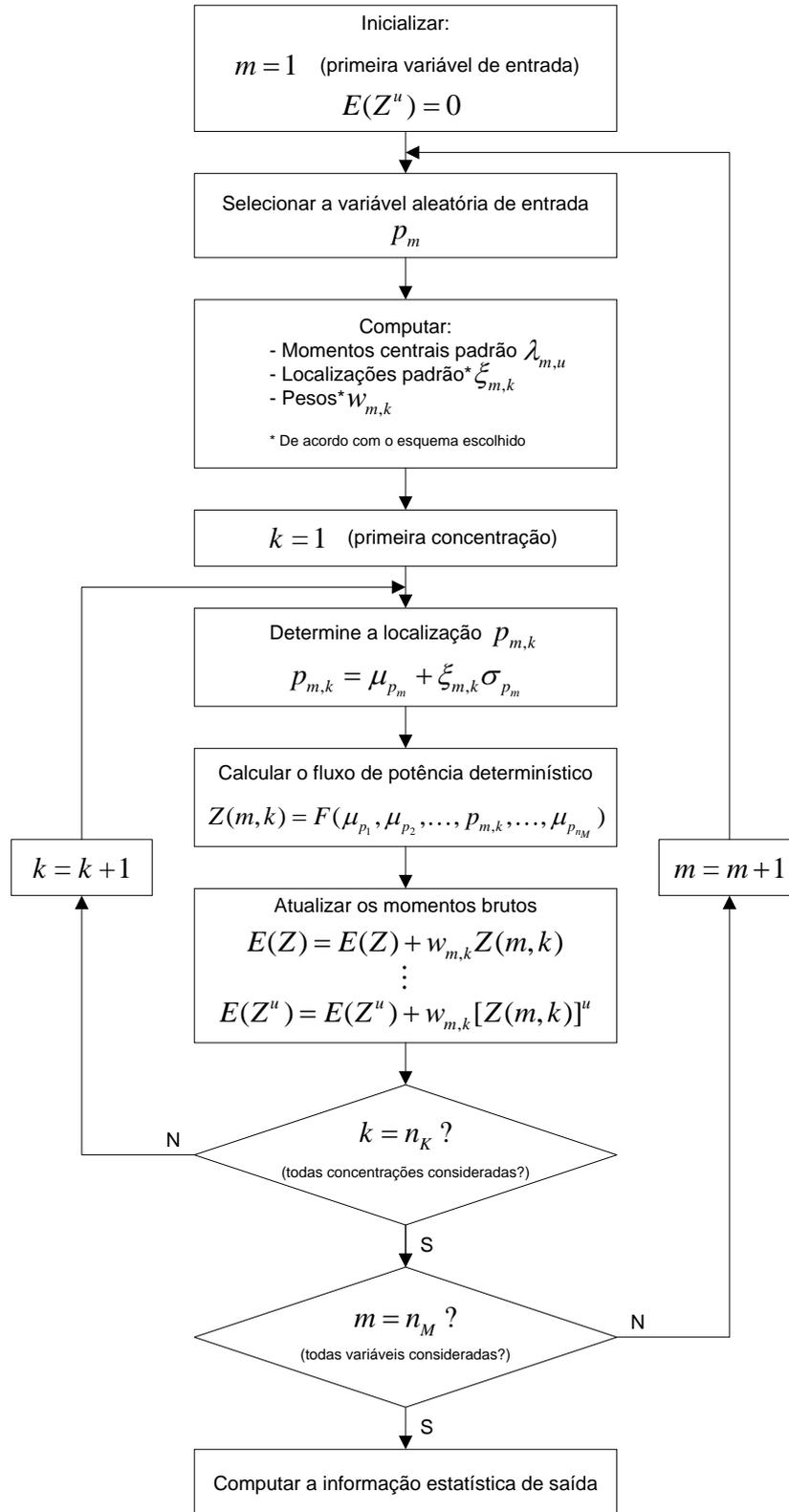
O número total de soluções do problema de fluxo de potência determinístico depende do esquema de concentração considerado. O vetor  $Z(m, k)$  é usado para estimar os momentos brutos das variáveis aleatórias de saída:

$$E(Z^u) \cong E(Z^u) + w_{m,k} (Z(m, k))^u; \quad u = 1, \dots, 2n_K - 1, \forall m \in M, \forall k \in K. \quad (84)$$

O processo converge quando todas as concentrações de todas as variáveis aleatórias de entrada são avaliadas. Então, os momentos brutos de saída obtidos são usados para computar a informação estatística desejada.

Na Figura 57 é ilustrado o fluxograma do algoritmo de fluxo de potência probabilístico baseado no método de estimação de pontos de Hong (1998), que é utilizado neste trabalho para incorporação das incertezas de demanda, preços de mercado e renováveis (eólica e solar) consideradas na operação de curto prazo da DisCo.

Figura 57 - Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência probabilístico



Fonte: (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007)