



PLANEJAMENTO OTIMIZADO DE CURTO PRAZO DA OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Marcel Chuma Cerbantes

Instituto Federal de Mato Grosso do Sul (IFMS)
Rua Ângelo Melão, 790, Jardim das Paineiras, 79641-162 – Três Lagoas, MS
Universidade Estadual Paulista (UNESP)
Avenida Brasil, 56, Centro, 15385-000 – Ilha Solteira, SP
marcel.chuma@gmail.com

José Roberto Sanches Mantovani

Universidade Estadual Paulista (UNESP)
Avenida Brasil, 56, Centro, 15385-000 – Ilha Solteira, SP
mant@dee.feis.unesp.br

RESUMO

O problema de planejamento da operação de curto prazo de redes de distribuição considerando a participação em mercados *day-ahead* (DA) e *real-time* (RT) é modelado através de uma técnica probabilística sequencial baseada na perspectiva da companhia de distribuição (DisCo) e resolvido através de um algoritmo pseudodinâmico baseado em Busca Tabu (BT). As decisões operacionais da DisCo são inicialmente otimizadas no estágio de operação DA visando a maximização dos lucros e, então, na operação RT são obtidos os ajustes mínimos necessários para acomodar os desvios das quantidades previstas no planejamento DA. Modelos de cargas dependentes de tensão e elasticidade da demanda são explicitamente formulados. A rede é representada através de equações de fluxo de potência AC completo. Os modelos resultantes são caracterizados como programas de otimização multiperíodo de grande porte não lineares e não convexos com variáveis contínuas e discretas. Os resultados obtidos ilustram a eficácia da metodologia proposta.

PALAVRAS CHAVE. Operação de curto-prazo da DisCo. Modelagem sequencial probabilística. Algoritmo BT pseudodinâmico.

Tópicos (Planejamento da operação e expansão de redes elétricas)

ABSTRACT

This paper presents a probabilistic sequential decision framework for the short-term operation planning of distribution networks participating in day-ahead (DA) and real-time (RT) markets. The problem is modeled assuming the perspective of the distribution company (DisCo) and solved through a pseudo-dynamic Tabu Search (TS)-based solution algorithm. The DisCo's operational decisions are firstly optimized in a DA operation stage aiming to maximize profits, and then in RT 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. In addition, the network is modeled using full ac power flow equations. The resulting models are characterized as large-scale non-linear non-convex mathematical programs with continuous and discrete variables. Numerical results show the effectiveness of the proposed approach.

KEYWORDS. DisCo's short-term operation. Sequential probabilistic framework. Pseudo-dynamic TS-based algorithm.

Paper topics (Operation and expansion planning of power systems)



1. Introdução

No contexto atual do setor elétrico desverticalizado, as redes de distribuição de energia elétrica, geralmente, operam sob posse e prestação de serviços das companhias de distribuição (DisCos), que são agentes do setor elétrico responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores [Kirschen e Strbac 2004]. Em termos gerais, as DisCos são entidades com fins lucrativos que compram energia do mercado atacadista e da geração distribuída (GD), vendem energia aos consumidores e operam a rede de forma eficiente para maximizarem seus lucros. No curto prazo, a DisCo, normalmente, participa dos mercados *day-ahead* (DA) e *real-time* (RT) para satisfazer o balanço carga-geração. Porém, as transações realizadas no mercado RT podem ser bastante arriscadas em virtude da alta volatilidade dos preços de equilíbrio de mercado RT, acarretando em perdas monetárias significativas [Wang et al 2017]. Assim sendo, é fundamental que as transações da DisCo sejam concentradas na operação DA (ou seja, no mercado DA) e que os mercados RT sejam utilizados apenas para os ajustes necessários para acomodar os desvios das quantidades de energia adquiridas no mercado DA [Algarni e Bhattacharya 2009], [Nyiso 2016], [Stoft 2002].

Nos últimos anos, a crescente integração de recursos energéticos distribuídos (DER) assim como a intensificação dos esforços para implementação das *smart grids* têm elevado o interesse de pesquisadores no problema de planejamento da operação da DisCo [Algarni e Bhattacharya 2009] [Safdarian et al. 2014] [Wang et al 2017]. Os modelos de operação DA e RT são, normalmente, formulados e resolvidos separadamente de forma sequencial, semelhantemente ao realizado nos sistemas de potência atuais em que os mercados DA e RT são operados em sequência [Stoft 2002]. Por se tratarem de problemas baseados em fluxo de potência ótimo (FPO), estes modelos são em sua concepção problemas de otimização combinatória complexos de grande porte, não lineares e não convexos *NP-hard*. Adicionalmente, o problema de operação da DisCo também é caracterizado por sua natureza altamente estocástica, uma vez que as incertezas associadas à demanda, preços de equilíbrio de mercado e de unidades de GD intermitentes, tais como painéis fotovoltaicos (PV) e turbinas eólicas devem ser considerados.

Modelos de potência constante (PQ), de maneira similar aos programas de FPO convencionais, são comumente utilizados para representação das cargas de distribuição no planejamento da operação da DisCo. Estes modelos, apesar de possibilitarem a obtenção de soluções exatas para o problema [Gan et al. 2015], desconsideram a sensibilidade prática das parcelas ativa e reativa da potência de carga em relação a tensão de fornecimento [Cerbantes et al 2016a]. Consequentemente, os resultados obtidos com este modelo podem ser distorcidos, levando a soluções subótimas e/ou infactíveis para o problema do ponto de vista prático. Além disso, a elasticidade da demanda em relação às tarifas variáveis no tempo, tais como *time-of-use* (TOU) e *real-time pricing* (RTP), deve ser utilizada para representar o comportamento dos consumidores. No entanto, modelos de carga dependentes de tensão e a elasticidade da demanda tornam o problema ainda mais complexo.

O problema de FPO, que resulta da aplicação dos conceitos de mercados, modelos de cargas e elasticidade da demanda, pode ser formulado como um problema de programação não linear inteiro misto e resolvido através de diferentes abordagens, conforme segue: i) programação não linear (abordagem direta do problema), ii) programação linear (linearização dos termos não lineares), iii) técnicas de relaxação convexa, tais como programação semidefinida (SDP) ou programação cônica de segunda ordem (SOCP), com linearização das restrições não lineares não quadráticas (ou seja, cargas dependentes de tensão [Martí et al. 2013]) e iv) meta-heurísticas [Cerbantes et al. 2016b].

Neste trabalho propõe-se uma metodologia pseudodinâmica baseada na metaheurística Busca Tabu (BT) para solução do problema de planejamento da operação de curto prazo de redes de distribuição, com base na perspectiva da DisCo [Cerbantes 2017]. Uma abordagem probabilística sequencial é proposta, considerando mercados DA e RT [Algarni e Bhattacharya 2009]. As decisões do estágio DA são otimizadas para maximização dos lucros, enquanto que a



dia D devem ser tomadas no dia $D-1$, antes do fechamento do mercado DA. Estas decisões compreendem a compra de energia para cada uma das 24 horas do dia D . Na operação RT, por sua vez, as decisões DA são ajustadas para cada hora, t , do dia de operação corrente, D , considerando as transações no mercado RT [Nyiso 2016].

Os modelos DA e RT propostos são formulados como problemas de otimização de grande porte não lineares não convexos com variáveis contínuas e discretas. Outras hipóteses consideradas: i) Todas as unidades de GD da rede são de propriedade privada; ii) As unidades de DG despacháveis permitem total controle de produção de potência ativa e reativa; iii) As unidades de GD intermitentes injetam toda a potência ativa produzida na rede, sendo possível o controle de reativos; iv) Os proprietários de GD são pagos (subsidiados) com base nas tarifas de venda da DisCo [Marks e Choi 2016]; v) Todas as baterias estacionárias são de propriedade da DisCo e são operadas de forma agregada para arbitragem, tirando proveito das variações dos preços de mercado; e, vi) A rede possui tecnologia de medição e comunicação suficientes. A seguir, são descritos os modelos determinísticos para operação DA e RT da DisCo assumindo uma base de tempo horária.

2.1. Estágio de Operação DA

Para maximizar seus lucros na operação DA é necessário que a DisCo determine: i) As quantidades de energia a serem compradas no mercado DA; ii) A produção de potência ativa de unidades de GD; iii) As tarifas de venda aos consumidores considerando um esquema de tarifação horária variável do tipo RTP; e, iv) As decisões que envolvam o controle Volt-VAr das unidades de GD e a operação dos demais dispositivos da rede, tais como bancos de capacitores *shunt*, baterias estacionárias e reguladores de tensão. Conforme observado na Figura 1, as decisões DA 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 no mercado DA e as condições de operação em tempo real, os quais devem ser balanceados no estágio de operação RT. O modelo matemático desenvolvido para o estágio de operação DA é descrito a partir da seguinte função objetivo:

$$\text{Maximizar } \left\{ \sum_{j \in N} \sum_{t \in T} \lambda_t P_{j,t}^D - \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} \lambda_{g,t}^{DG} P_{g,t}^{DG} - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_t^{DA} P_{s,t}^{DA} \right\}, \quad (1)$$

em que N é o conjunto de barras, T é o conjunto de tempos, λ_t é a tarifa de venda da DisCo no tempo t , $P_{j,t}^D$ é a potência ativa de carga na barra j no tempo t , G é o conjunto de unidades de GD, $\lambda_{g,t}^{DG}$ é o preço pago à unidade de GD g no tempo t , $P_{g,t}^{DG}$ é a potência ativa produzida pela unidade de GD g no tempo t , S é o conjunto de subestações, λ_t^{DA} é o preço de mercado DA no tempo t , $P_{s,t}^{DA}$ é a potência ativa comprada no mercado DA na subestação s no tempo t .

A função objetivo (1) é formada por três termos. O primeiro termo representa a receita total obtida pela venda de energia ativa aos consumidores. O segundo termo está relacionado com o custo de compra de energia ativa das unidades de GD. Note que $\lambda_{g,t}^{DG} = \lambda_t$, $\forall g \in G$, $\forall t \in T$. O último termo representa o custo de aquisição de energia ativa no mercado DA. Esta função objetivo está sujeita ao seguinte conjunto de restrições:

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

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

$$Q_{j,t}^D - \sum_{g \in G_j} Q_{g,t}^{DG} - \sum_{s \in S_j} Q_{s,t}^{grid} - Q_{j,t}^C = -b_j^{sh} |V_{j,t}|^2 - \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk,t} + \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij,t} - x_{ij} |J_{ij,t}|^2); \forall j \in N, \forall t \in T \quad (3)$$

$$V_{j,t} = V_{i,t} - (r_{ij} + ix_{ij}) J_{ij,t}; \quad \forall (i, j) \in E, \forall t \in T \quad (4)$$



$$J_{ij,t} = \left(\frac{P_{ij,t} + iQ_{ij,t}}{V_{i,t}} \right)^* ; \quad \forall (i, j) \in E, \forall t \in T \quad (5)$$

$$P_{j,t}^D = P_{j,t}^{D0'} \sum_{l \in L} \varepsilon_{l,j} \left| \frac{V_{j,t}}{V_n} \right|^{\alpha_{l,j,t}} ; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (6)$$

$$Q_{j,t}^D = Q_{j,t}^{D0'} \sum_{l \in L} \varepsilon_{l,j} \left| \frac{V_{j,t}}{V_n} \right|^{\beta_{l,j,t}} ; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (7)$$

$$P_{j,t}^{D0'} = P_{j,t}^{D0} \left(1 + \sum_{t' \in T} ED_{t,t'}^j \frac{\lambda_{t'} - \lambda^{avg}}{\lambda^{avg}} \right) ; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (8)$$

$$Q_{j,t}^{D0'} = Q_{j,t}^{D0} \left(1 + \sum_{t' \in T} ED_{t,t'}^j \frac{\lambda_{t'} - \lambda^{avg}}{\lambda^{avg}} \right) ; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (9)$$

$$\underline{\lambda} \leq \lambda_t \leq \bar{\lambda} ; \quad \forall t \in T \quad (10)$$

$$\frac{1}{n_T} \sum_{t \in T} \lambda_t = \lambda^{avg} \quad (11)$$

$$|V_{j,t}| = V_n ; \quad \forall j \in N_s, \forall t \in T \quad (12)$$

$$\underline{V} \leq |V_{j,t}| \leq \bar{V} ; \quad \forall j \in N \setminus N_s, \forall t \in T \quad (13)$$

$$\left(P_{s,t}^{DA^2} + Q_{s,t}^{grid^2} \right)^{0.5} \leq MCS_s ; \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (14)$$

$$|J_{ij,t}| \leq \bar{J}_{ij} ; \quad \forall (i, j) \in E, \forall t \in T \quad (15)$$

$$\underline{P}_g^{DG} \leq P_{g,t}^{DG} \leq \bar{P}_g^{DG} ; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (16)$$

$$\underline{Q}_g^{DG} \leq Q_{g,t}^{DG} \leq \bar{Q}_g^{DG} ; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (17)$$

$$\bar{S}_g^{DG} \geq \left(P_{g,t}^{DG^2} + Q_{g,t}^{DG^2} \right)^{0.5} ; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (18)$$

$$P_{g,t}^{DG} \tan \underline{\delta}_g^{DG} \leq Q_{g,t}^{DG} \leq P_{g,t}^{DG} \tan \bar{\delta}_g^{DG} ; \quad \forall g \in G, \forall t \in T . \quad (19)$$

$$\Delta |V_{j,t}| = \left| |V_{j,t}| - |\hat{V}_{j,t}| \right| ; \quad \forall j \in N_g, \forall t \in T \quad (20)$$

$$\underline{\delta}_g^{DG} \leq \hat{\delta}_{g,t}^{DG} \leq \bar{\delta}_g^{DG} ; \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (21)$$

$$0 \leq c_{b,t} \leq \gamma_{b,t} \bar{c}_b ; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (22)$$

$$0 \leq d_{b,t} \leq (1 - \gamma_{b,t}) \bar{d}_b ; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (23)$$

$$SoC_{b,t} = SoC_{b,t-1} + c_{b,t} \eta_b^{chg} - \frac{d_{b,t}}{\eta_b^{dsg}} ; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (24)$$

$$0 < \underline{SoC}_{b,t} \leq SoC_{b,t} \leq \overline{SoC}_{b,t} < C_b ; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (25)$$

$$SoC_{b,n_T} = SoC_{b,0} ; \quad \forall b \in B \quad (26)$$

$$V_{i,t} = a_{ij,t}^R V_{j,t} ; \quad \forall (i, j) \in E^R, \forall t \in T \quad (27)$$

$$J_{ij,t}^2 = a_{ij,t}^R J_{ij,t}^1 ; \quad \forall (i, j) \in E^R, \forall t \in T \quad (28)$$

$$a_{ij,t}^R = 1 \mp \phi_{ij}^R \text{tap}_{ij,t}^R ; \quad \forall (i, j) \in E^R, \forall t \in T \quad (29)$$

$$-\overline{\text{tap}}_{ij}^R \leq \text{tap}_{ij,t}^R \leq \overline{\text{tap}}_{ij}^R ; \quad \forall (i, j) \in E^R, \forall t \in T \quad (30)$$



$$Q_{j,t}^C = \underline{Q}_j^C + \kappa_{j,t}^C \Delta Q_j^C; \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad (31)$$

$$0 \leq \kappa_{j,t}^C \leq \bar{\kappa}_j^C; \quad \forall j \in N, \forall t \in T, \quad (32)$$

em que G_j é o subconjunto das unidades de GD conectadas à barra j , S_j é o subconjunto das subestações conectadas à barra j , B_j é subconjunto das baterias conectadas à barra j , $c_{b,t}$ e $d_{b,t}$ são as taxas de carga e descarga da bateria b no tempo t , g_j^{sh} e b_j^{sh} são a condutância e a susceptância *shunt* na barra j , $V_{j,t}$ é a tensão complexa na barra j no tempo t , E é conjunto de linhas, $P_{ij,t}$ e $Q_{ij,t}$ são os fluxos de potência ativa e reativa na linha (i, j) no tempo t , r_{ij} e x_{ij} são a resistência e a reatância da linha (i, j) , $J_{ij,t}$ é a corrente complexa na linha (i, j) no tempo t , $Q_{j,t}^D$ é a potência reativa de carga na barra j no tempo t , $Q_{g,t}^{DG}$ é a potência reativa da unidade de GD g no tempo t , $Q_{s,t}^{grid}$ é a injeção total de potência reativa na subestação s no tempo t , $Q_{j,t}^C$ é a potência reativa do banco de capacitores na barra j no tempo t , $P_{j,t}^{D0'}$ e $Q_{j,t}^{D0'}$ são as demandas de potência ativa e reativa na barra j no tempo t em tensão nominal após a resposta às tarifas horárias de venda da DisCo, L é o conjunto de tipos de carga, $\varepsilon_{l,j}$ é a porcentagem de carga do tipo l na barra j , V_n é a magnitude de tensão nominal da rede, $\alpha_{l,j,t}$ e $\beta_{l,j,t}$ são os expoentes de potência da carga do tipo l na barra j no tempo t , $P_{j,t}^{D0}$ e $Q_{j,t}^{D0}$ são as demandas de potências ativa e reativa na barra j e no tempo t em tensão nominal antes da resposta às tarifas horárias de venda da DisCo, $ED_{t,t'}^j$ é o coeficiente de elasticidade da demanda na barra j indicando como uma mudança na tarifa no tempo t' afeta a demanda no tempo t , λ^{avg} é a tarifa diária média acordada com os consumidores, $\underline{\lambda}$ e $\bar{\lambda}$ são as tarifas mínima e máxima, n_T é o número de períodos de tempo, N_s é o subconjunto de barras da subestação, MCS_s é a capacidade da subestação s , \bar{J}_{ij} é a capacidade da linha (i, j) , \underline{P}_g^{DG} e \bar{P}_g^{DG} são as produções mínima e máxima de potência ativa da unidade de GD g , \underline{Q}_g^{DG} e \bar{Q}_g^{DG} são as produções mínima e máxima de potência reativa da unidade de GD g , \bar{S}_g^{DG} é a capacidade de potência aparente da unidade de GD g , $\underline{\delta}_g^{DG}$ e $\bar{\delta}_g^{DG}$ são os ângulos mínimo e máximo de fator de potência da unidade de GD g , $\Delta|V_{j,t}|$ é o erro de tensão na barra j no tempo t , $|\hat{V}_{j,t}|$ é a tensão desejada na barra j com GD no tempo t , N_g é o subconjunto das barras com GD, $\hat{\delta}_{g,t}^{DG}$ é o ângulo de fator de potência operacional desejado da unidade de GD g no tempo t , \bar{c}_b e \bar{d}_b são as taxas de carga e descarga máxima da bateria b , $\gamma_{b,t} \in \{0,1\}$ previne carga/descarga simultânea da bateria b no tempo t , B é o conjunto de baterias, $SoC_{b,t}$ é o estado de carga da bateria b no tempo t , η_b^{chg} e η_b^{dsg} são as eficiências de carga e descarga da bateria b , $\underline{SoC}_{b,t}$ e $\bar{SoC}_{b,t}$ são os estados de carga mínimo e máximo da bateria b no tempo t , C_b é a capacidade da bateria b , $a_{ij,t}^R$ é a taxa de regulação do regulador de tensão da linha (i, j) no tempo t , E^R é o conjunto de linhas com reguladores de tensão, $J_{ij,t}^1$ e $J_{ij,t}^2$ são as correntes no primário e secundário do regulador de tensão da linha (i, j) no tempo t , ϕ_{ij}^R é a taxa de regulação efetiva do regulador de tensão da linha (i, j) , $tap_{ij,t}^R$ é o tap do regulador de tensão da linha (i, j) no tempo t , \underline{Q}_j^C é a capacidade reativa mínima do banco capacitores *shunt* na barra j , ΔQ_j^C é a variação reativa do banco de capacitores na barra j e $\kappa_{j,t}^C$ e $\bar{\kappa}_j^C$ são as posições atual e máxima dos capacitores chaveados na barra j .

O conjunto de restrições (2)-(5) representa as equações de fluxo de potência AC [Gan et al. 2015]. As restrições (6) e (7) representam modelos de carga dependentes de tensão [Singh et al. 2007], em que $\sum_{l \in L} \varepsilon_{l,j} = 1$. Os valores de $\alpha_{l,j,t}$ e $\beta_{l,j,t}$ para cargas residenciais, comerciais e



industriais são obtidos via medições práticas [Ieee 1995]. Note que $P_{j,t}^D = P_{j,t}^{D0'}$ e $Q_{j,t}^D = Q_{j,t}^{D0'}$ para modelos de carga PQ. A elasticidade da demanda com relação às tarifas de venda da DisCo é modelada em (8) e (9) [Safdarian et al. 2014]. As tarifas RTP horárias de venda da DisCo são definidas em (10) e (11). As restrições (12) e (13) garantem limites de tensão aceitáveis nas barras da rede. A tensão nas barras da subestação é mantida fixa e igual a V_n . A capacidade dos transformadores da subestação é dada em (14). O limite de corrente nos ramos é estabelecido em (15). Os limites de produção das unidades de GD são garantidos em (16)-(19). A capacidade de produção de potência ativa e reativa é representada em (16) e (17). Sua capacidade é modelada através de (18), enquanto que (19) estabelece limites de fator de potência operacional. Note que $G = G^{dsp} \cup G^{int}$, em que G^{dsp} e G^{int} representam os conjuntos das unidades de GD despacháveis e intermitentes, cuja produção de potência depende da disponibilidade de recursos naturais [Liu et al. 2011]. O controle Volt-VAr das unidades de GD é modelado em (20) e (21) [Ahmed et al. 2013]. O controle das baterias estacionárias é estabelecido em (22)-(26). A operação de reguladores de tensão é modelada em (27)-(30). Por fim, os limites dos bancos de capacitores *shunt* são estabelecidos em (31) e (32).

Os conjuntos das variáveis do estágio de operação DA englobam: i) Conjunto das variáveis de decisão (Ψ^{DA}); e, ii) Conjunto das variáveis dependentes (Z^{DA}), em que:

$$\Psi^{DA} = \left\{ P_{g,t}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t} \right|; \hat{\delta}_{g,t}^{DG}; c_{b,t}; d_{b,t}; \gamma_{b,t}; tap_{ij,t}^R; \kappa_{j,t}^C; \lambda_t \right\}; \forall t \in T \quad (33)$$

$$Z^{DA} = \left\{ P_{s,t}^{DA}; P_{j,t}^D; P_{ij,t}; V_{j,t}; J_{ij,t}; Q_{j,t}^D; Q_{g,t}^{DG}; Q_{s,t}^{grid}; Q_{ij,t}; a_{ij,t}^R; J_{ij,t}^{1,2}; Q_{j,t}^C \right\}; \forall t \in T. \quad (34)$$

Os parâmetros aleatórios no estágio DA são: $P_{g,t}^{DG}, \forall g \in G^{int}, \lambda_t^{DA}, P_{j,t}^{D0}$ e $Q_{j,t}^{D0}$.

2.1. Estágio de Operação RT

Na operação RT minimizam-se os custos dos ajustes necessários para acomodar os desvios das quantidades DA. Assim sendo, a DisCo precisa determinar: i) Os ajustes de produção de potência ativa de unidades de GD; e, ii) Reotimizar o controle Volt-VAr das unidades de GD, bancos capacitores *shunt* e reguladores de tensão. As decisões de operação RT são determinadas antes da hora de operação t , conforme ilustrado na Figura 1. Considera-se um horizonte de operação *rolling window* de 24 horas, que abrange a hora corrente t e as demais $n_T - t$ horas subsequentes [Conejo et al. 2010]. Estas decisões são determinadas considerando as incertezas de demanda, recursos renováveis e de preços de mercado RT. Note que as decisões em $t-1$ são conhecidas e, portanto, desconsideradas no modelo. O estágio de operação RT visa:

$$\text{Minimizar} \left\{ \sum_{g \in G} \sum_{h=0}^{n_T-t} \lambda_{g,t+h}^{DG} \Delta P_{g,t+h}^{DG} + \sum_{s \in S} \sum_{h=0}^{n_T-t} \lambda_{s,t+h}^{RT} \left| P_{s,t+h}^{RT} \right| \right\} \quad (35)$$

s.a.

Restrições (3)–(9), (12), (13), (15)–(32); $h = 0, \dots, n_T - t$

$$P_{j,t+h}^D - \sum_{g \in G_j} P_{g,t+h}^{DG} - \sum_{s \in S_j} \left(P_{s,t+h}^{DA\uparrow} + P_{s,t+h}^{RT} \right) + \sum_{b \in B_j} (c_{b,t+h} - d_{b,t+h}) = -g_j^{sh} \left| V_{j,t+h} \right|^2 - \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t+h} + \sum_{i:i \rightarrow j} \left(P_{ij,t+h} - r_{ij} \left| J_{ij,t+h} \right|^2 \right); \forall j \in N, h = 0, \dots, n_T - t \quad (36)$$

$$\left[\left(P_{s,t+h}^{DA\uparrow} + P_{s,t+h}^{RT} \right)^2 + Q_{s,t+h}^{grid^2} \right]^{0.5} \leq MCS_s; \forall s \in S, h = 0, \dots, n_T - t, \quad (37)$$



em que $\Delta P_{g,t+h}^{DG} = \left| P_{g,t+h}^{DG} - P_{g,t+h}^{DG\ddagger} \right|$, $\forall g \in G, h = 0, \dots, n_T - t$, $P_{g,t+h}^{DG\ddagger}$ é a potência comprada da unidade de GD g no tempo $t+h$ no estágio de operação DA, o símbolo \ddagger representa a melhor solução conhecida (incumbente), λ_{t+h}^{RT} é o preço de mercado RT no tempo $t+h$, $P_{s,t+h}^{RT}$ é a potência comprada no mercado RT na subestação s no tempo $t+h$. Note que $P_{g,t+h}^{DG\ddagger} = 0$, $\forall g \in G^{int}$.

O primeiro termo de (35) representa o custo dos ajustes de compra de energia ativa da GD, em que as unidades de GD despacháveis são compensadas por qualquer desvio das decisões DA. O segundo termo é o custo de compra de energia ativa no mercado RT. O valor absoluto de $P_{s,t}^{RT}$ evita distorções de mercado. O balanço de potência ativa (36) é modificado para incluir as compras DA e as injeções RT. A potência ativa total importada da rede externa, em (37) é:

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

Os conjuntos de variáveis no estágio RT são:

$$\Psi^{RT} = \left\{ P_{g,t+h}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t+h} \right|; \hat{\delta}_{g,t+h}^{DG}; c_{b,t+h}; d_{b,t+h}; \gamma_{b,t+h}; tap_{ij,t+h}^R; \kappa_{j,t+h}^C; \right\}; \quad h = 0, \dots, n_T - t \quad (38)$$

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

$$Z^{RT} = \left\{ P_{j,t+h}^D; P_{s,t+h}^{RT}; P_{ij,t+h}; V_{j,t+h}; J_{ij,t+h}; Q_{j,t+h}^D; Q_{g,t+h}^{DG}; \right. \quad (39)$$

$$\left. Q_{s,t+h}^{grid}; Q_{ij,t+h}; SoC_{b,t+h}; a_{ij,t+h}^R; J_{ij,t+h}^{1,2}; Q_{j,t+h}^C \right\}; \quad h = 0, \dots, n_T - t,$$

$\forall s \in S \quad \forall (i,j) \in E \quad \forall b \in B \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall (i,j) \in E^R \quad \forall j \in N$

em que Ψ^{RT} e Z^{RT} representam, respectivamente, os conjuntos das variáveis de controle e das variáveis dependentes na operação RT. 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 $P_{s,t+h}^{DA\ddagger}$ são quantidades conhecidas da operação DA.

3. Técnica de Solução

Os modelos DA e RT poderiam ser resolvidos por qualquer técnica de otimização existente na literatura, seja ela de otimização clássica após as devidas manipulações algébricas, ou heurísticas e meta-heurísticas. Neste trabalho eles são resolvidos através de um método pseudodinâmico baseado em BT, que é um procedimento meta-heurístico utilizado para gerenciar um algoritmo de busca local usando o conceito de *lista tabu* para evitar ótimos locais. A eficácia da BT tem sido verificada na solução de problemas complexos e de grande porte na literatura de sistemas de potência [Lee e El-Sharkawi 2008]. A abordagem pseudodinâmica proposta permite que as vizinhanças sejam criadas de forma eficiente, uma vez que elas são estabelecidas de acordo com as particularidades de cada um dos subproblemas resultantes.

Solução do Modelo DA: Para solução do modelo DA, propõe-se um algoritmo pseudodinâmico iterativo de três estágios para manipulação eficiente das restrições acopladas no tempo. O primeiro estágio está relacionado com as interações entre as transações na operação DA e o controle Volt-VAR. O segundo estágio faz a operação das baterias estacionárias. Finalmente, o terceiro estágio otimiza as tarifas RTP de venda da DisCo. Desta forma, o conjunto das variáveis de controle DA (33) pode ser dividido em três subconjuntos, ou seja, $\Psi^{DA} = \{\Psi_1^{DA}; \Psi_2^{DA}; \Psi_3^{DA}\}$ definidos em (40)-(42).

$$\Psi_1^{DA} = \left\{ P_{g,t}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t} \right|; \hat{\delta}_{g,t}^{DG}; tap_{ij,t}^R; \kappa_{j,t}^C; \right\}; \quad \forall t \in T \quad (40)$$

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

$$\Psi_2^{DA} = \{c_{b,t}; d_{b,t}; \gamma_{b,t}\}; \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (41)$$



$$\Psi_3^{DA} = \{ \lambda_t \}; \quad \forall t \in T \quad (42)$$

Estes subconjuntos são compostos pelas decisões de controle DA de cada estágio da solução, ou seja, no subproblema 1 da operação DA (DA-SP1) otimiza-se Ψ_1^{DA} , enquanto que nos subproblemas 2 (DA-SP2) e 3 (DA-SP3) determinam-se as variáveis de controle associadas à Ψ_2^{DA} e Ψ_3^{DA} . A BT é aplicada para solução do subproblema correspondente a cada estágio. Os subconjuntos associados aos subproblemas remanescentes são mantidos fixos. O algoritmo de solução DA é detalhado na Figura 2.a, em que ν representa o contador de iterações e ΔF^{DA} representa a diferença entre a *fitness* da solução candidata incumbente e de DA-SP1. A *fitness* inclui o valor da função objetivo e um termo penalizando as restrições infactíveis, sendo calculada após a solução de um fluxo de potência probabilístico AC para determinar Z^{DA} .

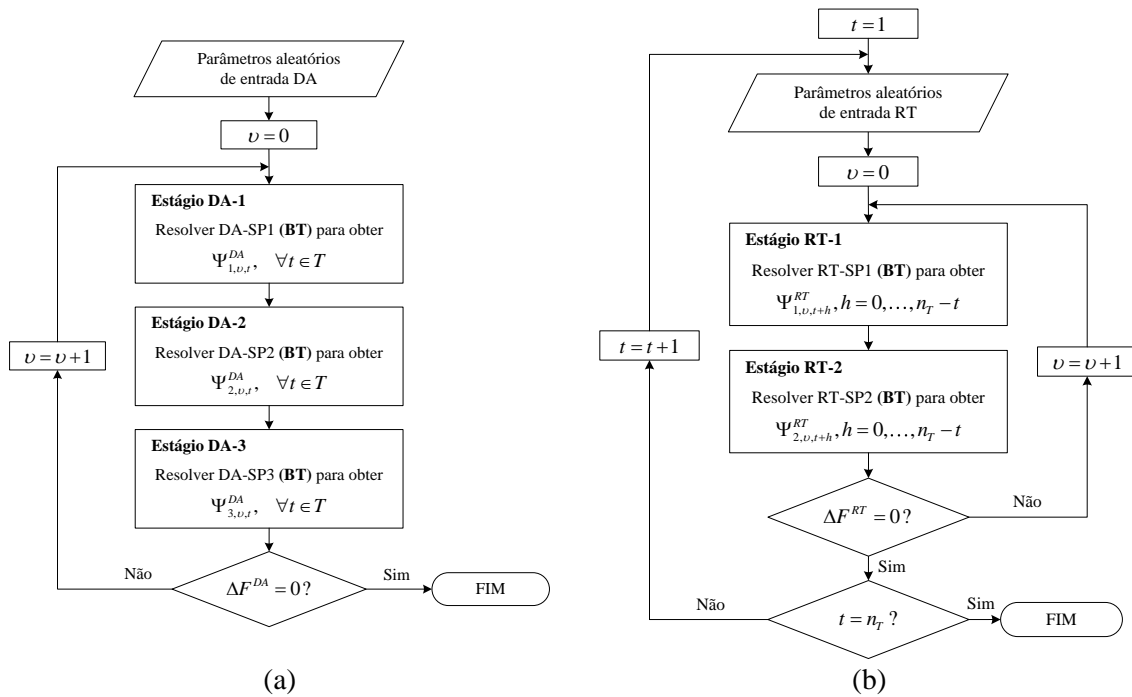


Figura 2: Fluxogramas dos procedimentos de solução dos modelos (a) DA e (b) RT

Solução do Modelo RT: Para este modelo um procedimento pseudodinâmico iterativo de dois estágios é proposto para solução de cada hora da operação RT, de forma que as restrições intertemporais sejam eficientemente manipuladas. O conjunto das variáveis de controle RT (38) é dividido em dois subconjuntos, $\Psi^{RT} = \{ \Psi_1^{RT}; \Psi_2^{RT} \}$. No primeiro estágio otimizam-se as transações de compra na operação RT e reotimiza-se o controle Volt-VAr (43); e no segundo estágio otimiza-se a operação das baterias estacionárias (44).

$$\Psi_1^{RT} = \left\{ P_{g,t+h}^{DG}; \left| \hat{V}_{j,t+h} \right|; \hat{\delta}_{g,t+h}^{DG}; \text{tap}_{ij,t+h}^R; \kappa_{j,t+h}^C \right\}; \quad h=0, \dots, n_T - t \quad (43)$$

$$\Psi_2^{RT} = \{ c_{b,t+h}; d_{b,t+h}; \gamma_{b,t+h} \}; \quad \forall b \in B, h=0, \dots, n_T - t \quad (44)$$

Os subconjuntos (43) e (44) também representam as decisões de controle RT para cada estágio de solução. Desta forma, as decisões Ψ_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 Ψ_2^{RT} . A BT é aplicada para solução de cada subproblema do procedimento proposto, mantendo fixo o subconjunto do subproblema remanescente. Na Figura 2.b são ilustrados todos os passos do procedimento de solução resultante para a operação RT da DisCo



no horizonte de planejamento *rolling window*. ΔF^{RT} representa a diferença entre a *fitness* da solução incumbente e de RT-SP1. A *fitness* é calculada conhecendo-se Z^{RT} .

3.2. Abordagem Probabilística

As incertezas consideradas são a demanda, os recursos de GD renováveis (turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos) e os preços de mercado DA e RT. Tais incertezas são incorporadas na solução dos modelos propostos através de um algoritmo de fluxo de potência probabilístico rápido e eficiente baseado no método de estimação de pontos $2n_M+1$ [Morales e Pérez-Ruiz 2007], em que n_M representada a quantidade de incertezas do problema. Este esquema requer somente $2n_M+1$ avaliações da função objetivo, diferentemente das simulações de Monte Carlo, além de apresentar melhor performance quando n_M é elevado.

4. Resultados

A eficácia da metodologia proposta e implementada é verificada através de testes em uma rede radial de distribuição de 69 barras [Baran e Wu 1989], composta de 48 barras com cargas, 3 unidades de GD, 2 bancos de capacitores *shunt*, 1 regulador de tensão e uma subestação localizada na barra 0'. As potências ativa e reativa das cargas instaladas na rede totalizam 3.801,89 kW e 2.694,10 kVAr. Os dados técnicos e econômicos são fornecidos em Cerbantes et al. (2016a) com as seguintes modificações: i) Uma unidade de GD fotovoltaica de 300 kVA é instalada na barra 21; ii) O limite de produção da unidade de GD da barra 62 é 500 kVA; iii) O fator de potência permitido para a GD é limitado em 0,8 (atrasado e adiantado); e, iv) Dois bancos de capacitores *shunt* encontram-se alocados nas barras 18 (300 kVAr fixos e dois capacitores chaveados de 150 kVAr) e 52 (600 kVAr fixos e dois capacitores chaveados de 300 kVAr). Utilizam-se dados reais previsão de demanda e preços de mercado [Nyiso 2016], assim como informações de vento e irradiação solar [Nrel 2016].

Os modelos de planejamento da operação DA e RT, para fins ilustrativos, são avaliados considerando-se quatro casos diferentes de perfil de carga da rede: i) *Caso 1*: 50% residencial, 25% comercial, 25% industrial; ii) *Caso 2*: 25% residencial, 50% comercial, 25% industrial; iii) *Caso 3*: 25% residencial, 25% comercial, 50% industrial; iv) *Caso 4*: potência constante (PQ). Os valores de $\varepsilon_{i,j}$ são considerados iguais em todas as barras da rede [Padilha-Feltrin et al. 2015]. 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 são apresentados em termos de valores esperados.

3.1. Resultados Econômicos

Nesta subseção, os resultados econômicos da operação de curto prazo da DisCo são cuidadosamente investigados. Os lucros DA esperados da DisCo são, respectivamente, \$2064,76, \$2062,54, \$2049,11 e \$2006,02 para os casos 1, 2, 3 e 4; enquanto que os custos operacionais esperados obtidos pela DisCo na operação RT são \$813,35, \$809,78, \$845,48 e \$910,53, respectivamente. Os resultados DA e RT são obtidos em menos de 25,62 e 23,08 minutos, respectivamente. As Figuras 3.a e 3.b ilustram as variações percentuais dos lucros DA e dos custos RT para os casos em que modelos de carga dependentes de tensão (casos 1, 2 e 3) são considerados em comparação com os resultados obtidos para modelos de carga PQ convencionais (caso 4). Observa-se que os lucros DA da DisCo são consideravelmente maiores quando a sensibilidade de tensão das cargas é modelada, conforme ilustrado na Figura 3.a. O maior aumento é obtido no caso 1 (2,93%), em que a rede possui uma característica de carga predominantemente residencial. Na Figura 3.b, por sua vez, pode-se verificar uma redução significativa nos custos operacionais da DisCo no estágio de operação RT. Neste caso, os custos sofrem uma redução de 11,06% no caso 2, em que as cargas comerciais ganham maior importância. Portanto, nota-se que a consideração da sensibilidade de tensão das cargas resulta em maiores lucros DA e custos RT reduzidos, independentemente do perfil de carga analisado.

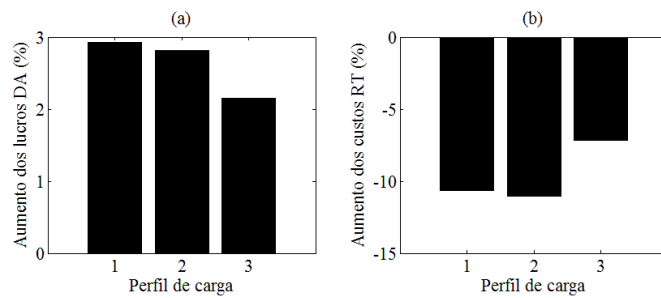


Figura 3: Variação percentual dos (a) lucros DA e (b) custos RT da DisCo nos casos 1, 2 e 3 em comparação aos resultados obtidos pelo caso 4.

3.2. Resultados Operacionais

Nesta subseção analisa-se a influência dos modelos de carga dependentes de tensão na eficiência operacional da rede em cada um dos estágios de operação da DisCo. As perdas DA e RT para nos casos 1, 2 e 3 são comparadas com os resultados obtidos no caso com modelo de carga PQ (caso 4), conforme ilustrado na Figura 4. Observa-se que as perdas são sempre menores quando as cargas são representadas através de modelos de carga dependentes da tensão, independentemente do estágio de operação. Uma maior redução nas perdas da rede é observada no caso 3 para ambos os estágios de operação DA (3,24%) e RT (8,38%). A modelagem de cargas dependentes de tensão permitem uma melhor otimização do controle Volt-VAr oferecido pelos dispositivos instalados na rede.

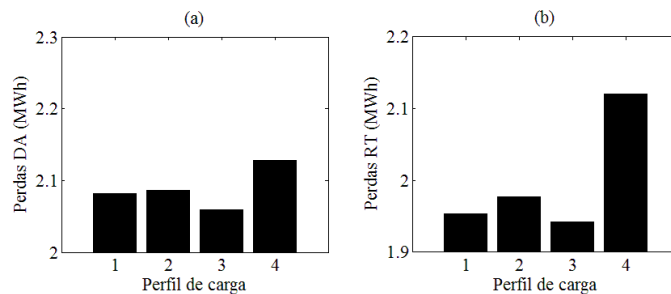


Figura 4: Perdas ativas diárias da rede na operação (a) DA e (b) RT para os casos 1, 2, 3 e 4.

4. Conclusões

Uma metodologia pseudodinâmica probabilística baseada em BT para o planejamento da operação de curto prazo de redes de distribuição considerando uma abordagem sequencial de decisões é proposta. As decisões da DisCo são otimizadas no estágio de operação DA, e, em seguida, no estágio RT. Os modelos incluem cargas dependentes da tensão, elasticidade da demanda e equações de fluxo de potência AC para representação precisa das injeções nodais de potência da rede. Os resultados obtidos mostram que a utilização de modelos de cargas dependentes de tensão melhoram consideravelmente os lucros/custos da DisCo e reduzem as perdas ativas da rede. Tempos computacionais aceitáveis são obtidos, permitindo o planejamento horário da DisCo. Os trabalhos futuros devem incluir a correlação entre diferentes incertezas.

Agradecimentos

A CAPES, Fapesp (2013/13070-7; 2014/22314-0; 2015/21972-6) e CNPq (305318/2016-0).

Referências

Ahmed, M. H., Bhattacharya, K. e Salama, M. M. A. (2013). Probabilistic distribution load flow with different wind turbine models. *IEEE Trans. on Power Systems*, (28):1540-1549.



- Algarni, A. A. S. e Bhattacharya, K. (2009). A generic operations framework for DisCos in retail electricity markets. *IEEE Trans. on Power Systems*, 24:356–367.
- Baran, M. E. e Wu, F. F. (1989) Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Trans. on Power Delivery*. (4):1401–1407.
- Cerbantes, M. C., Fernández-Blanco, R., Ortega-Vazquez, M. A. e Mantovani, J. R. S. (2016a). Optimal short-term operation of a DisCo including voltage-sensitive loads. In *Anais do 19th PSCC*, p. 1-7, Genoa, Italy.
- Cerbantes, M. C., Fernández-Blanco, R., Ortega-Vazquez, M. A. e Mantovani, J. R. S. (2016b). Optimal power flow with voltage-sensitive loads in distribution networks. In *Anais do IEEE PES General Meeting*, p. 1-5, Boston, USA.
- Cerbantes, M. C. (2017). Planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.
- Conejo, A. J., Morales, J. M. e Baringo, L. (2010). Real-time demand response model. *IEEE Trans. on Smart Grid*, (1):236–242.
- Gan, L., Li, N., Topcu, U. e Low, S. H. (2015). Exact convex relaxation of optimal power flow in radial networks. *IEEE Trans. on Automatic Control*, (60):72-87.
- Ieee. (1995). Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Trans. on Power Systems*, (10):523-538.
- Kirschen, D. e Strbac, G. (2004). Fundamentals of power system economics. Wiley, Chichester.
- Lee, K. Y. e El-Sharkawi, M. A. (2008). Modern heuristic optimization techniques: Theory and applications to power systems. Wiley, Hoboken.
- Liu, Z., Wen, F. e Ledwich, G. (2011). Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties. *IEEE Trans. on Power Delivery*, (26):2541–2551.
- Marks, A. T. e Choi, F. (2016). Renewable energy net metering tariff gets green light. <https://tinyurl.com/lprdm7s>. Acessado em: 2017-15-03.
- Martí, J. R., Ahmadi, H., e Bashualdo, L. (2013). Linear power-flow formulation based on a voltage-dependent load model. *IEEE Trans. on Power Delivery*, (28):1682-1690.
- Morales, J. M. e Pérez-Ruiz, J. (2007). Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. *IEEE Trans. on Power Systems*, (22):1594-1601.
- Nrel (2016). Web page. <http://www.nrel.gov/>. Acessado em 2016-9-7.
- Nyiso (2016). Web page. <http://tinyurl.com/nh954ey/>. Acessado em: 2016-17-06.
- Padilha-Feltrin, A., Rodezno, D. A. Q., e Mantovani, J. R. S. (2015). Volt-VAR multiobjective optimization to peak-load relief and energy efficiency in distribution networks. *IEEE Trans. on Power Deliv.*, (30):618-626.
- Safdarian, A., Fotuhi-Firuzabad, M. e Lehtonen, M. (2014). Integration of price-based demand response in DisCos' short-term decision model. *IEEE Trans. on Power Systems*, (5):2235–2245.
- Singh, D., Misra, R. K. e Singh, D. (2007). Effect of load models in distributed generation planning. *IEEE Trans. on Power Systems*, (22):2204-2212.
- Stoft, S. (2002). Power system economics: designing markets for electricity. Wiley, Piscataway.
- Wang, Q., Zhang, C., Wang, J., Pinson, P., Østergaard, J. (2017). Real-time trading strategies of proactive DISCO with heterogeneous DG owners. *IEEE Trans. on Smart Grid*.