

含风电场的双层电源规划

张节潭¹, 苗淼¹, 范宏², 程浩忠³, 张洪平¹, 姚良忠⁴, Bazargan Masoud⁴

(1. 青海省电力公司, 青海省 西宁市 810008; 2. 上海电力学院 电力与自动化工程学院, 上海市 杨浦区 200090; 3. 上海交通大学 电子信息与电气工程学院, 上海市 闵行区 200240; 4. Alstom Grid, Stafford ST17 4LX, 英国)

Bi-level Generation Expansion Planning With Large-Scale Wind Farms

ZHANG Jietan¹, MIAO Miao¹, FAN Hong², CHENG Haozhong³, ZHANG Hongping¹,
YAO Liangzhong⁴, Bazargan Masoud⁴

(1. Qinghai Electric Power Company, Xining 810008, Qinghai Province, China;

2. Electric Power and Automation Engineering, Shanghai University of Electric Power, Yangpu District, Shanghai 200090, China;
3. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Minhang District, Shanghai 200240, China; 4. Alstom Grid, Stafford ST17 4LX, England)

ABSTRACT: The impacts of wind farms on system peak regulation, frequency regulation, and environmental protection are analyzed. To take above-mentioned impacts of wind farms into account and the impact of different generation price on investment decision, based on the idea of decomposition coordination, a bi-level generation expansion planning model for power grid containing large-scale wind farms is built. In this model the net earning maximization and the constraints of peak regulation, frequency regulation and environment protection are considered, in addition the influence of the differences among pool purchase prices on generation expansion planning is taken into account. The upper-level planning is a power source investment decision-making problem, so the total revenue maximization of gencos is taken as objective function and the decision variables are the construction time of the power plants to be build and the numbers of the generators to be installed in these plants, the retirement time of existing power plants and numbers of generators in these plants; the lower-level planning is a production optimization decision problem that can be divided into two subproblems, namely the maintenance scheduling and stochastic production simulation, and the decision variables are maintenance time intervals of generating units and the operating positions of generating units on load curve. To solve the proposed model, the plant growth simulation algorithm is

integrated with minimum cumulative risk algorithm and equivalent energy and frequency function method is adopted. The feasibility and efficiency of the proposed model are verified by the results of numerical example.

KEY WORDS: wind farm; generation expansion planning; bi-level planning; frequency regulation; peak regulation; environment protection; plant growth simulation algorithm

摘要: 按分解协调的思想, 建立了考虑调峰、调频及环保约束的净收益最大化双层电源规划模型, 计及了上网电价差异对电源规划的影响。上层规划为电源投资决策问题, 以发电商总收益最大为目标函数, 决策变量是待选电厂的投建时间和台数以及已有电厂的退役时间和台数; 下层规划为生产优化决策问题, 其又可以分成机组检修计划和随机生产模拟2个子问题, 决策变量分别为发电机组的检修时段以及各发电机组在负荷曲线上的运行位置。提出了模拟植物生长算法、最小累积风险度法、等效电量频率法相结合的求解方法。算例结果验证了所建模型的合理性和有效性。

关键词: 风电场; 电源规划; 二层规划; 调频; 调峰; 环保; 模拟植物生长算法

0 引言

在当前节能减排环境下, 风电纳入电源规划已是大势所趋。风资源的不确定性和风电机组本身的运行特性使风电机组群的出力表现出很强的间歇性、波动性和反调峰特性, 给电力系统运行和规划带来了很大影响。文献[1]研究了风电场的短期波动特性, 结果表明由于风电的快速发展, 风电会对系统的爬坡能力和备用容量产生很强的依赖。文献[2]

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(973 项目)(2009CB-219703); 国家自然科学基金项目(51077091)。

The National Basic Research Program of China (973 Program) (2009CB219703); Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51077091).

研究了含有风电机组的混合发电系统的运行规划问题，建立了备用容量模型，考虑了风速和负荷预测的不确定性以及火电机组的爬坡速率和旋转备用。文献[3-4]针对调峰问题，提出了调峰电源规划模型，通过典型日或周运行模拟评价调峰方案的合理性和经济性。

传统的电源规划根据某一时期的负荷需求预测，在满足一定可靠性水平的条件下寻求一个最经济的电源开发方案。在厂网分离的环境下，电源规划成为发电公司的内部决策，投资决策目标由整个系统的总成本最小化转变为投资者的总收益最大化。

本文将从规划层面分析风电场接入对电源规划的影响，按照分解协调的思想，建立考虑调峰、调频及环保约束的净收益最大化双层电源规划模型，上层规划为电源投资决策问题，以发电商总收益最大为目标函数，下层规划为生产优化决策问题，并提出模拟植物生长算法、最小累积风险度法、等效电量频率法相结合的求解方法。算例结果将验证上述模型的合理性和上述算法的有效性。

1 风电场接入对电源规划的影响

含风电场的电源规划在满足系统电力电量平衡约束的同时，还应确保系统具有充足的调峰能力和调频能力，满足风电场出力变化对系统的冲击。

机组的调峰能力可以定义为机组可调容量与额定容量的比值，可调容量是指机组最大出力与最小出力之差，即

$$\alpha_i^G = \frac{P_{Gi}^{\max} - P_{Gi}^{\min}}{P_{Gi}^{\max}} \times 100\% \quad (1)$$

式中： α_i^G 为常规机组*i*的调峰深度； P_{Gi}^{\max} 为常规机组*i*的最大出力； P_{Gi}^{\min} 为常规机组*i*的最小出力。

根据调峰要求，某时段系统所有可调峰机组的可调容量之和应满足该时段系统的调峰需求量，即

$$\sum_{i=1}^{N_G} \alpha_i^G P_{Gi}^{\max} \geq \sum_{i=1}^{N_{WG}} \Delta P_{WG}^{\max} + \Delta P_L^{\max} \quad (2)$$

式中： N_G 为参与系统调峰的常规机组的台数； N_{WG} 为风电场的个数； ΔP_{WG}^{\max} 为第*i*个风电场的最大出力变化，等于风电场的装机容量； ΔP_L^{\max} 为系统负荷最大峰谷差。

虽然由于变速风力发电机组技术的进步以及电力电子变频器在风力发电中的应用，风电机组具备了一定的电压、无功调节能力和部分的调频能力，但风电场参与系统频率调节在实际运行中是不

经济的^[5]。从规划的角度看，应确保系统内所有可调机组最大调频能力大于系统负荷变化速率与负荷变化反方向上风电场最大变化速率之和，即

$$\sum_{i=1}^{N_G} \delta_i^G P_i^G \geq \sum_{i=1}^{N_{WG}} \delta_i^{WG} P_i^{WG} + \delta^L D \quad (3)$$

式中： δ_i^G 为常规机组*i*的最大调节速率，系统所能提供的最大调频能力等于所有参与调频机组的调频速率的累加； δ^L 为系统负荷的最大变化率； P_i^{WG} 为第*i*个风电场的装机容量； δ_i^{WG} 为风电场*i*与系统负荷变化反方向上的最大出力变化率； D 为系统最大负荷。

在电源规划中有多种考虑环保因素的方案：

1) 在规划模型中增加二氧化硫等污染物的排放量约束^[6-7]；2) 将环境污染转化为环境成本，作为目标函数的一部分^[8-9]；3) 增加污染物排放量最小的目标函数，形成多目标电源规划模型^[10-11]。定量估算环境成本很困难，因此本文在考虑环保因素时采用计及环保指标约束的方法。

2 含风电场的净收益最大化双层电源规划模型

根据分解协调思想，电源规划问题可以转化为双层规划模型。上层规划为电源投资决策问题，规划目标是发电收益最大化，决策变量是待选电厂的投建时间和台数，以及已有电厂的退役时间和台数；下层规划为生产优化决策问题，规划目标是运行费用最小化，其又可以分成机组检修计划和随机生产模拟2个子问题，决策变量分别为发电机组的检修时段以及各发电机组在负荷曲线上的运行位置。通过生产优化决策可以获得各发电机组的发电量、燃料消耗量、环保成本，从而计算出规划方案的运行费用。上层规划结果即电源投资决策变量为下层规划提供了初始条件，下层规划的目标值即运行费用反馈到上层规划，与投资费用之和便是上层规划总的目标函数值。

设规划期为*T*年，待选核电厂有 N_n 个，火电厂有 N_f 个，水电厂有 N_h 个，风电场有 N_w 个，已有电厂为 N_0 个， X_n 、 X_f 、 X_h 和 X_w 分别为待选核电厂、火电厂、水电厂和风电场的决策变量， X_0 为已有电厂的退役决策变量， Y_{tg} 、 Y_{ti} 、 Y_{tj} 和 Y_{tk} 分别为规划期第*t*年待选核电厂*g*、火电厂*i*、水电厂*j*、风电场*k*投产的机组台数， Y_{tl} 表示第*t*年已有电厂*l*退役的机组台数。

考虑调峰、调频、环保约束的含风电场的双层电源规划模型如下:

$$\min B = \sum_{t=1}^T [B_{nt} + B_{ft} + B_{ht} + B_{wt} + B_{ot}] \quad (4)$$

式中: B 为规划方案总的净收益现值; B_{nt} 、 B_{ft} 、 B_{ht} 、 B_{wt} 和 B_{ot} 分别表示第 t 年待选核电厂、火电厂、水电厂、风电场和已有电厂的净收益现值, 其表达式分别为

$$B_{nt} = \sum_{g=1}^{N_n} [(e_{tg} + c_{tg} - a_{tg} - b_{tg} - d_{tg})Y_{tg}] \quad (5)$$

$$B_{ft} = \sum_{i=1}^{N_f} [(e_{ti} + c_{ti} - a_{ti} - b_{ti} - d_{ti})Y_{ti}] \quad (6)$$

$$B_{ht} = \sum_{j=1}^{N_h} [(e_{tj} + c_{tj} - a_{tj} - b_{tj})Y_{tj}] \quad (7)$$

$$B_{wt} = \sum_{k=1}^{N_w} [(e_{tk} + c_{tk} - a_{tk} - b_{tk})Y_{tk}] \quad (8)$$

$$B_{ot} = \sum_{l=1}^{N_0} [(e_{tl} + c_{tl} - b_{tl} - d_{tl})Y_{tl}] \quad (9)$$

式中: e_{tg} 、 e_{ti} 、 e_{tj} 、 e_{tk} 和 e_{tl} 分别表示第 t 年待选核电厂、火电厂、水电厂、风电场和已有电厂的售电收益; c_{tg} 、 c_{ti} 、 c_{tj} 、 c_{tk} 和 c_{tl} 分别表示第 t 年上述待选电厂的附加收益(热电厂的供热收益等); a_{tg} 、 a_{ti} 、 a_{tj} 、 a_{tk} 和 a_{tl} 分别表示第 t 年上述待选电厂的固定费用; b_{tg} 、 b_{ti} 、 b_{tj} 、 b_{tk} 和 b_{tl} 分别表示第 t 年上述待选电厂的运行费用; d_{tg} 、 d_{ti} 、 d_{tj} 、 d_{tk} 和 d_{tl} 分别表示第 t 年上述待选电厂的环境成本。

式(4)的约束条件如下:

1) 由待选发电厂和拟退役发电厂本身特点决定的决策变量的约束条件, 其中 X_n 、 X_f 、 X_h 、 X_w 、 X_0 必须为整数, 且不小于零。

2) 各类电厂每年投产机组的台数 Y_{tg} 、 Y_{ti} 、 Y_{tj} 和 Y_{tk} , 分别受每年容许的最大投产台数 Y_{tg}^{\max} 、 Y_{ti}^{\max} 、 Y_{tj}^{\max} 和 Y_{tk}^{\max} 的约束。

3) 各类电厂的总装机台数或退役台数不应超过给定的最终总装机台数 N_{ng} 、 N_{fi} 、 N_{hj} 、 N_{wk} 或拟退役台数 N_{0l} 的约束。

4) 发电厂受最早投建年限的约束。

5) 电力平衡条件为

$$\sum_{\tau=1}^t (\sum_{g=1}^{N_n} Y_{\tau g} P_g + \sum_{i=1}^{N_f} Y_{\tau i} P_i + \sum_{j=1}^{N_h} Y_{\tau j} P_j + \sum_{k=1}^{N_w} Y_{\tau k} P_k) \geq C_t \quad (10)$$

式中: P_g 、 P_i 、 P_j 、 P_k 分别为第 t 年待选核电厂 g 、火电厂 i 、水电厂 j 、风电场 k 的单机容量或预想出力; C_t 表示系统在第 t 规划年需要新建机组的总出

力容量, 即

$$C_t = D_{mr}(1 + R_{Dt}) - \sum_{l=1}^{N_0} [(N_{0l} - \sum_{\tau=1}^t Y_{\tau l})Q_l] \quad (11)$$

式中: D_{mr} 表示第 t 规划年系统的最大负荷; R_{Dt} 表示第 t 规划年容量备用系数; P_l 表示原有发电厂 l 在第 t 规划年的单机容量或预想出力。

6) 电量平衡条件为

$$\sum_{\tau=1}^t (\sum_{g=1}^{N_n} Y_{\tau g} P_g H_{\tau g} + \sum_{i=1}^{N_f} Y_{\tau i} P_i H_{\tau i} + \sum_{j=1}^{N_h} Y_{\tau j} P_j H_{\tau j} + \sum_{k=1}^{N_w} Y_{\tau k} P_k H_{\tau k}) \geq E_t \quad (12)$$

式中: $H_{\tau g}$ 、 $H_{\tau i}$ 、 $H_{\tau j}$ 、 $H_{\tau k}$ 分别表示核电厂 g 、火电厂 i 、水电厂 j 、风电场 k 在第 τ 规划年的利用小时数; E_t 表示在第 t 规划年需要新建的发电厂补充的发电量, 由下式决定:

$$E_t = E_{Lt}(1 + R_{Et}) - \sum_{l=1}^{N_0} [(N_{0l} - \sum_{\tau=1}^t Y_{\tau l})P_l H_{tl}] \quad (13)$$

式中: E_{Lt} 表示为第 t 规划年系统的总需求电量; R_{Et} 表示为第 t 规划年的电量备用系数; H_{tl} 表示为第 t 规划年原有发电厂的利用小时数。

7) 调峰能力约束为

$$\sum_{g=1}^{N_n} \alpha_g P_g + \sum_{i=1}^{N_f} \alpha_i P_i + \sum_{j=1}^{N_h} \alpha_j P_j + \sum_{l=1}^{N_0} \alpha_l P_l \geq \sum_{k=1}^{N_{WG}} \Delta P_{ik}^{\max} + \Delta P_{il}^{\max} \quad (14)$$

式中: α_g 、 α_i 、 α_h 、 α_l 分别为核电厂 g 、火电厂 i 、水电厂 j 、原有厂 l 的调峰深度; N_{WG} 为风电场的个数; ΔP_{ik}^{\max} 为第 k 个风电场的最大出力变化; ΔP_{il}^{\max} 为系统负荷最大峰谷差。

8) 调频能力约束为

$$\sum_{g=1}^{N_n} \delta_g P_g + \sum_{i=1}^{N_f} \delta_i P_i + \sum_{j=1}^{N_h} \delta_j P_j + \sum_{l=1}^{N_0} \delta_l P_l \geq \sum_{k=1}^{N_w} \delta_k P_k + \delta_L D_{mr} \quad (15)$$

式中: δ_g 、 δ_i 、 δ_j 、 δ_l 分别为核电厂 g 、火电厂 i 、水电厂 j 、原有厂 l 的最大调节速率; δ_L 为系统负荷的最大变化率; δ_k 为风电机组 k 与系统负荷变化反方向上的最大出力变化率; D_{mr} 为系统第 t 年最大负荷。

$$\min b = \sum_{t=1}^T [b_{nt} + b_{ft} + b_{ht} + b_{wt} + b_{ot}] \quad (16)$$

式中: b_{nt} 、 b_{ft} 、 b_{ht} 、 b_{wt} 和 b_{ot} 分别表示第 t 年待选核电厂、火电厂、水电厂、风电场和已有电厂的运行费用。

式(16)的约束条件如下:

9) 机组检修约束为

$$M(m, t) = 0 \quad (17)$$

式中: m 为机组检修变量; $M(m, t)$ 为机组检修约束函数, 包括机组检修时间约束、检修力量约束等。

10) 系统可靠性约束为

$$\begin{cases} \eta_{LOLP_t} \leq \eta_{LOLP_t}^{\max} \\ \eta_{EENS_t} \leq \eta_{EENS_t}^{\max} \end{cases} \quad (18)$$

11) 污染物排放量约束。设需考虑的电力环境污染物共 n_q 种, 如 SO_x 和 NO_x , 规划方案第 t 年第 q 种污染物的排放量 R_{tq} 不应超过其上限 R_{tq}^{\max} , 即

$$R_{tq} \leq R_{tq}^{\max}, \quad t = 1, 2, \dots, T, \quad q = 1, 2, \dots, n_q \quad (19)$$

规划方案第 t 年第 q 种污染物排放量 R_{tq} 为

$$R_{tq} = \sum_{i=1}^{N_f} (s_{qi} P_i H_{it} Y_{it}) + \sum_{l=1}^{N_0} (s_{ql} P_l H_{lt} Y_{lt}) \quad (20)$$

式中 s_{qi} 和 s_{ql} 分别是火电机组和已有电厂单位电量的污染物排放量。

3 净收益最大化双层电源规划模型的求解

净收益最大化双层电源规划模型的上层规划, 即电源投资决策, 属于整数规划问题, 采用模拟植物生长算法求解此类问题是非常有效的^[12], 因此本文采用模拟植物生长算法、最小累积风险度法^[13]、等效电量频率法^[14]相结合的方法求解双层电源规划模型。模拟植物的每个生长点对应一个电源投资决策方案, 对于每个电源投资决策方案分别采用最小累积风险度法和等效电量频率法进行机组检修计划和随机生产模拟, 将获得的运行成本反馈到上层目标函数值, 通过模拟植物的向光性生长机制进行全局寻优。

假设待建发电机组有 N 台(由于风电机组的容量较小且建设周期较短, 因此可以把 1 个风电场或风电机组等效为 1 台机组), 规划周期为 T 年。以每台机组的规划年份作为整数决策变量, 即设定整数变量 $x_n (0 \leq x_n \leq T)$ 表示第 n 台机组的投建年份, 当 $x_n = 0$ 时, 表示该机组不投建。生长点可以表述成整数序列的形式, 即 $\{x_1, x_2, \dots, x_n, \dots, x_N\}$ 。

含风电场的净收益最大化双层电源规划模型的求解步骤如下:

1) 输入计算所需的原始数据。

2) 以每台机组的规划年份作为整数决策变量, 生成电源投资决策规划方案, 并使每个方案都满足上层约束条件, 建立模拟植物的初始生长点集。

3) 对于每个生长点所对应的电源投资决策规划方案, 分别采用最小累积风险度法和等效电量频率法进行机组检修计划和随机生产模拟, 计算各发电机组的发电量、燃料消耗量、运行费用及污染物排放量, 判断规划方案是否满足下层约束目标, 若满足则将运行费用反馈到上层目标函数值, 求得规划方案的上层目标值, 否则将该生长点剔除。

4) 将上层目标值最小的生长点 S_i 作为最优解 S_{\min} 和基点 S_B 的初值, 并保存 S_i 对应的目标函数值, 即 $g(S)_{\min} = g(S_i)$ 。

5) 以基点 S_B 为中心, 使模拟植物沿坐标轴的正、负方向生长, 产生一些新的生长点。

6) 对于新生长点逐个检查是否满足上层约束条件, 如果不满足约束条件, 则将该生长点剔除, 将剩余的新生长点补充到生长点集里。

7) 对于每个新的生长点, 采用与步骤 3) 类似的方法, 利用最小累积风险度法和等效电量频率法进行机组检修计划和随机生产模拟, 根据生产运行结果, 判断规划方案是否满足下层约束目标, 并求出新生长点的上层目标函数值。

8) 将新生长点中的最小目标函数值与 $g(S)_{\min}$ 比较, 若小于 $g(S)_{\min}$, 则置换 S_{\min} 及 $g(S)_{\min}$ 。

9) 判断生长点集的规模是否小于 S_{\max} , 若是, 则进行下一步, 否则剔除一部分生长点, 然后进行下一步。

10) 若最优解连续重复出现的次数达到规定的次数, 则满足收敛条件, 计算结束, 否则继续进行下一步。

11) 计算所有待生长点的形态素浓度, 并将形态素浓度累加构成一幅新的状态空间图。

12) 产生一个 $[0, 1]$ 之间的随机数, 与状态空间比较, 选中 S_i 作为下一次循环的生长基点, 同时将 S_i 从生长点集中剔除, 转步骤 4)。

4 算例结果与分析

采用文献[15]中的算例系统, 并对部分数据做了调整。该系统现有发电厂 10 个, 总容量为 3500 MW, 发电厂有火电、水电 2 种类型, 参数见表 1 和表 2。表 1 中退役台数一栏表示在规划期内各发电厂退役的台数。当表 1 给出负数时, 表示相应发电厂计划扩建的台数。以第 N' 年为规划水平年, 规划期 $n' = 10a$, 投建年份用 $N' + n'$ 表示, 在规划期内负荷增长情况如表 3 所示, 负荷曲线采用

IEEE RTS 负荷数据^[16]。

为了满足系统负荷的增长,除了发电厂 8 和 9 有扩建计划外,系统还有 10 个新建待选发电厂,分为核电(核电机组的发电成本为 0.254 元/kW·h)、火电、水电、风电 4 种类型,系统待建发电厂的主要参数见表 2。建设年限是指首批发电机组投产的最少建设年限,机组台数是相应发电厂最终可能达到的规模,并非发电厂必须装机的台数。系统电源优化的可靠性指标为每年的缺电时间不大于 30h,

即相当于负载缺电率小于 30/8 760(约为 0.003 4)。规划期内负荷增长数据见表 3。电源规划尾气排放约束见表 4。设风速概率分布服从两参数 Weibull 分布,风电场风速参数见表 5。表中: a 和 b 分别为尺度参数和形状参数; \bar{v} 为平均风速。燃煤电厂的污染物排放量见表 6。分别采用成本最小化电源规划模型和净收益最大化双层电源规划模型对算例进行规划,所得方案分别称为方案 1 和 2,技术、经济指标如表 7 和 8 所示。

表 1 系统现有发电厂的主要参数
Tab. 1 Data of the existing power plants

序号	机组编号	类型	单机容量/MW	装机台数	退役台数	煤耗/(g/kW·h)	煤价/(元/t)	上网电价/(元/kW·h)	年检修时间/月	年利用时间/h	强迫停运率	最小技术出力/%	调峰速率/%	维修费比例/%
1	1	火电厂	200	5	0	411	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	0.02	0.07
2	2	火电厂	100	2	0	411	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	0.02	0.07
3	3	火电厂	300	2	0	397	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	0.00	0.07
4	4	水电厂	50	2	0	0	0	0.22	1	3 600	0.03	0.20	0.10	0.02
5	5	水电厂	150	2	0	0	0	0.22	1	3 600	0.03	0.20	0.10	0.02
6	6	火电厂	100	2	0	411	530	0.38	2	7 000	0.05	0.75	0.05	0.07
7	7	水电厂	100	4	0	0	0	0.22	1	4 430	0.03	0.20	0.10	0.02
8	8	火电厂	300	1	-1	397	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	0.00	0.07
9	9	火电厂	200	0	-2	400	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	0.02	0.07
10	10	水电厂	200	2	0	0	0	0.22	1	3 400	0.03	0.20	0.10	0.02

表 2 系统待建发电厂的主要参数
Tab. 2 Data of the power plants to be built

序号	机组编号	类型	单机容量/MW	装机台数	煤耗/(g/kW·h)	煤价/(元/t)	上网电价/(元/kW·h)	年检修时间/月	年利用时间/h	强迫停运率	最小技术出力/%	经济寿命/a	调峰速率/%	维修费比例/%	投资/(万元/kW)	建设年限/a
1	11	火电厂	200	4	325	530	0.38	2	7 000	0.05	0.75	25	0.07	0.07	0.442	2
2	12	火电厂	300	4	320	530	0.38	2	7 000	0.05	0.75	25	0.07	0.07	0.423	2
3	13	火电厂	300	4	320	530	0.38	2	7 000	0.05	0.75	25	0.02	0.07	0.423	2
4	14	风电场	200	4	0	0	0.60	1	2 600	0.05	0.00	25	0.30	0.02	0.744	1
5	15	核电厂	600	4	—	—	0.43	2	7 000	0.05	0.75	25	0.00	0.07	1.040	2
6	16	火电厂	600	4	315	535	0.38	2	7 000	0.05	0.75	25	0.00	0.07	0.418	2
7	17	水电厂	100	2	0	0	0.22	1	3 443	0.03	0v	30	0.10	0.02	0.387	4
8	18	水电厂	100	4	0	0	0.22	1	3 885	0.03	0.00	30	0.10	0.02	0.512	5
9	19	风电场	50	2	0	0	0.60	1	2 200	0.03	0.00	30	0.30	0.02	0.927	1
10	20	水电厂	100	3	0	0	0.22	1	3 200	0.03	0.00	30	0.10	0.02	0.566	4
11	8	火电厂	300	1	397	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	25	0.00	0.07	0.408	2
12	9	火电厂	200	2	400	510	0.38	2	7 000	0.05	0.75	25	0.02	0.07	0.422	2

表 3 规划期内负荷增长数据
Tab. 3 Data of the predictive load in planning period

投建年份	年最大负荷/MW	年用电量/亿 kW·h	系统负荷最大峰谷差/MW	系统负荷最大变化率/(MW/min)
$N'+1$	2 682.50	144.41	1 073.00	44.70
$N'+2$	3 087.80	166.23	1 235.12	49.40
$N'+3$	3 513.10	189.12	1 405.24	53.90
$N'+4$	3 978.00	214.15	1 591.20	58.30
$N'+5$	4 552.50	245.08	1 821.00	63.70
$N'+6$	4 986.80	268.46	1 994.72	66.50
$N'+7$	5 509.60	296.60	2 203.84	69.80
$N'+8$	6 101.80	328.48	2 440.72	73.20
$N'+9$	6 743.60	363.03	2 697.44	76.40
$N'+10$	7 306.80	393.35	2 922.72	77.90

表 4 电源规划尾气排放约束
Tab. 4 Constraint of some air pollutions of the planning schemes

投建年份	SO ₂ /万 t	NO _x /万 t
$N'+1$	12	5
$N'+2$	14	6
$N'+3$	16	7
$N'+4$	18	8
$N'+5$	20	9
$N'+6$	23	10
$N'+7$	25	11
$N'+8$	28	13
$N'+9$	32	14
$N'+10$	35	16

表 5 风电场风速参数
Tab. 5 Wind speed parameters of wind farms

序号	a	b	\bar{v} / (m/s)	每月风速/(m/s)											
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
14	1.96	5.54	4.90	5.40	6.55	7.13	6.55	5.59	4.43	3.66	3.08	3.47	3.86	4.43	4.63
19	1.85	4.94	4.40	5.83	6.78	7.09	5.67	4.41	3.47	2.99	2.36	2.68	3.15	3.63	4.73

表 6 燃煤电厂的污染物排放量
Tab. 6 The emission of air pollutions in fossil plant

污染物排放量(g/kW-h)	SO ₂	NO _x
	8.64	3.85

表 7 电源规划方案比较
Tab. 7 Comparison of generation expansion planning schemes

电厂序号	成本最小化电源规划模型(方案 1)		净收益最大化双层电源规划模型(方案 2)	
	n'	装机容量/MW	n'	装机容量/MW
8	10	300	10	300
9	9	200	9	200
11	6,7,8,9	800	4,8,8,8	800
12	6,9,10	900	1,2,5	900
13	5,5	600	3,3,9,10	1 200
14	2,2,2,3	800	1,1,3,4	800
15	—	0	—	0
16	4,8	1 200	7	600
17	2,3	200	3,4	200
18	2,3,4,5	400	7,8,9,10	400
19	3,3	100	2,3	100
20	2,3,4	300	4,5,6	300
总计	28	5 800	29	5 800

表 8 电源规划结果比较
Tab. 8 Comparison of generation expansion planning results

规划模型	成本最小化电源规划模型	净收益最大化双层电源规划模型
总装机容量/MW	5 800	5 800
总投资/亿元	283.64	283.94
总投资现值/亿元	160.38	163.70
总净收益现值/亿元	41.70	42.15
总消耗标煤量/万 t	5 950.16	6 111.65
总燃料费用/亿元	310.59	320.21
总燃料费用现值/亿元	191.55	196.97
系统电量不足期望/亿 kW-h	0.143 4	0.168 5
负载缺电率/10 ⁻⁴	23.5	24.3

由表 7 和 8 可以看出, 2 种方案总的装机容量相同, 均为 5 800 MW, 总投资相差不大。2 种方案电源结构一致, 所有水电和风电机组均得以投建, 核电机组均没投建。在方案 1 中, 水电机组和风电机组投建时间相对火电机组要早, 并集中在第 2 年到第 5 年, 大多数火电机组在第 5 年之后投建。在方案 2 中, 风电机组投建时间进一步提前, 而水电机组投建时间有所推迟, 其中水电厂 18 推迟到第 7 年投建, 火电机组部分机组投建时间提前。方案 2 和方案 1 的总投资相差仅 0.3 亿元, 而总投资现值

却相差 3.32 亿元。相对于方案 1, 方案 2 的总消耗标煤量、污染物排放量、总燃料费用均有所增大。

净收益最大电源规划模型中规划方案的收益主要来自于售电收益, 与成本最小规划模型相比, 影响机组投建因素除机组的单位投资单位发电成本外, 还有机组在随机生产模拟中的顺序和上网电价。由于当前风电上网电价高于火电和水电的上网电价, 并且风电在随机生产模拟中优先调度, 发电量有充分保证, 所以方案 2 中部分风电场投建时间提前; 水电机组上网电价相对于火电机组较低, 投建时间有所推迟; 核电机组的单位投资和单位发电成本较高, 和其它类型待选机组相比缺少竞争力, 所以在 2 种方案中均没有投建。

5 结论

本文分析了风电场对电源规划的影响, 根据电源规划问题的特性, 按照分解协调的思想建立了净收益最大化双层电源规划模型。通过与成本最小化电源规划模型的方案比较得出以下结论:

1) 净收益最大化双层电源规划模型将电源规划模型分成电源投资决策问题和生产优化决策问题 2 个层次, 与传统电源规划分解协调的思想一致, 概念清楚, 并且考虑了不同类型发电厂上网电价差异对电源规划的影响, 模型更加合理。

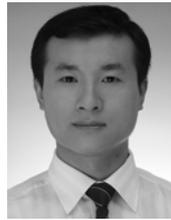
2) 在净收益最大化电源规划模型下, 风电机组由于存在上网电价较高的优势, 投建时间较之成本最小化规划模型有所提前。

3) 由于风电机组出力具有波动性和间歇性, 风电场的接入会削弱系统的调频能力。在电源规划中考虑风电场对系统调频能力的影响对于保障电力系统的运行安全很有必要。

参考文献

- [1] Sorensen P, Cutululis N A, Viguera-Rodriguez A, et al. Power fluctuations from large wind farms[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 958-965.
- [2] Soder L. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 8(2): 564-571.
- [3] 娄素华, 吴耀武, 黄智. 考虑周抽水蓄能电站的电力系统调峰电源规划优化模型[J]. 高电压技术, 2007, 33(9): 80-84. Lou Suhua, Wu Yaowu, Huang Zhi. Peaking-units expansion planning with weekly regulation pumped storage power station[J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(9): 80-84(in Chinese).
- [4] 余欣梅, 熊信良, 吴耀武, 等. 电力系统调峰电源规划优化模型探讨及其应用[J]. 中国电力, 2003, 36(1): 48-51. Yu Xinmei, Xiong Xinyin, Wu Yaowu, et al. Discussion on optimal

- model for peaking units' expansion planning and its application[J]. *Electric Power*, 2003, 36(1): 48-51(in Chinese).
- [5] 迟永宁. 大型风电场接入电网的稳定性问题研究[D]. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [6] 陈金富, 李小明, 段献忠, 等. 结合独立发电商和环境保护的电源规划模型[J]. *华中科技大学学报: 自然科学版*, 2006, 34(6): 55-57.
Chen Jinfu, Li Xiaoming, Duan Xianzhong, et al. Generation expansion planning for competitive power markets[J]. *Journal of Huazhong University of Science and Technology: Nature Science*, 2006, 34(6): 55-57(in Chinese).
- [7] 李小明, 陈金富, 段献忠. 考虑环境保护的发电机组扩展规划[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2007, 19(2): 35-38.
Li Xiaoming, Chen Jinfu, Duan Xianzhong. Generation expansion planning considering environment protection[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2007, 19(2): 35-38(in Chinese).
- [8] Farghal S A, Abdel Aziz M R. Generation expansion planning including the renewable energy sources[J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 1988, 3(3): 816-822.
- [9] Srivastava S C, Srivastava A K, Rout U K, et al. Least cost generation expansion planning for a regional electricity board in India considering green house gas mitigation[C]//*International Conference on Power System Technology*. Nedlands, Australia: 2000.
- [10] Kim Y C, Ahu B H. Multicriteria generation-expansion planning with global environmental considerations[J]. *IEEE Trans on Engineering Management*, 1993, 40(2): 154-161.
- [11] Meza J L C, Yildirim M B, Masud A S M. A model for the multiperiod multiobjective power generation expansion problem[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(2): 871-878.
- [12] 张节潭, 程浩忠, 姚良忠, 等. 分布式风电源选址定容规划研究[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(16): 1-7.
Zhang Jietan, Cheng Haozhong, Yao Liangzhong, et al. Study on siting and sizing of distributed wind generation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(16): 1-7(in Chinese).
- [13] 张节潭. 含风电场的电源规划研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2009.
- [14] 张节潭, 程浩忠, 胡泽春, 等. 含风电场的电力系统随机生产模拟[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(28): 34-39.
Zhang Jietan, Cheng Haozhong, Hu Zechun, et al. Power system probabilistic production simulation including wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(28): 34-39(in Chinese).
- [15] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京: 水利电力出版社, 1990: 1-30.
- [16] Subcommittee P M. IEEE reliability test system[J]. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1979, 98(6): 2047-2054.



张节潭

收稿日期: 2011-05-09.

作者简介:

张节潭(1980), 男, 博士, 工程师, 研究方向为电力系统优化规划、智能电网及智能调度, E-mail: zhangjietan1980@163.com;

苗淼(1982), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电网规划及电力系统稳定控制;

范宏(1978), 女, 博士, 讲师, 主要研究方向为电力市场、电力系统规划和运行;

程浩忠(1962), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统规划、电压稳定性、电能质量等, E-mail: hzcheng@sjtu.edu.cn;

张洪平(1964), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统优化规划、智能电网及智能调度;

姚良忠(1961), 男, 博士, 英国阿尔斯通集团阿尔斯通电网规划经理, 研究方向为电力系统分析及大型风电场并网技术;

Bazargan Masoud((1960), 男, 四川大学客座教授, 英国阿尔斯通集团阿尔斯通电网研究与技术中心总经理。

(责任编辑 杜宁)