

DOI: 10.7667/PSPC161268

计及风电并网的机组组合方法研究

瞿寒冰¹, 朱英刚², 尹茂林¹, 刘博¹, 李莉¹

(1. 国网山东省电力公司济南供电公司, 山东 济南 250012; 2. 积成电子股份有限公司, 山东 济南 250100)

摘要: 风电具有间歇性和波动性的特点, 其并入电网时会对传统以火电机组为主的机组组合造成明显的影响, 针对此问题, 提出了计及风电并网的机组组合方法。该方法首先对风电功率预测结果误差进行统计, 在此基础上, 建立了风电功率预测误差的分布概率模型。然后, 该模型与传统火电机组累积停运容量概率表结合, 形成了考虑风电功率的机组累积停运容量概率表。接着, 将该表以解析表达的方式引入机组组合的拉格朗日松弛法中, 形成风电接入后的机组组合模型, 并采用传统拉格朗日松弛法进行求解。最后以某实际电网为例, 验证了所提算法的优越性。

关键词: 风电并网; 机组组合; 预测误差; 曲线拟合

Study on the unit commitment considering wind power paralleling in the power system

QU Hanbing¹, ZHU Yinggang², YIN Maolin¹, LIU Bo¹, LI Li¹

(1. Jinan Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250012, China;

2. Integrated Electronic System Co., Ltd., Jinan 250100, China)

Abstract: The wind power has the characteristics of intermittence and volatility. When it penetrates in power system, it will significantly influence the unit commitment of conventional transmission network with thermal units. Aiming at this problem, the method of unit commitment considering wind power paralleling in the power system is presented. Firstly wind active power forecast error statistics is made, and on this basis, its probability distribution model is built. Then, it combines the proposed model with the accumulated outage capacity probability table of traditional thermal unit to form unit accumulated outage capacity probability table considering wind power. Next, the probability table is introduced in the unit commitment Lagrange Relaxation in the way of analytical expression. The unit commitment model with wind power incorporated is formed, and traditional Lagrange Relaxation method is used to solve it. Finally, a real power system is taken as an example to verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: wind power integration; unit commitment; forecasting errors; curve fitting

0 引言

风能是一种干净的、储量非常丰富的可再生能源, 它不会随着其本身的转化和利用而减少, 也不会像矿物燃料一样在利用过程中带来严重的环境污染问题, 因此随着世界各国对环境和能源等问题的日益关注, 国内外专家学者认为大规模发展风电是解决目前能源危机和环境污染的有效措施之一。

山东省作为耗能大省, 全省电力装机容量5800万kW, 其发电结构以火电机组为主, 发电容量基本能满足省内电力需求, 但是这种模式容易受到煤炭资源供应的影响。如2008年的雪灾造成全国电煤供应紧张, 许多火电厂电煤库存量急剧减少, 某些火

电厂甚至被迫关停。山东电网不得不采用拉闸限电和分时段电价等措施缓解电力供应不足的局面。与此同时, 山东省风能资源总含量为6700万kW, 相当于3.68个三峡水电站(1820万kW)的装机容量, 居全国前三位, 尤其是沿海地区风能储量极为丰富。因此大力发展风力发电是解决电力供应紧张的有效措施。

济南地区作为山东省风力资源丰富区(10 m高度风功率密度为210.2 W/m²[1])已经形成了较大规模的风力发电群。目前已经投入运行的风电场达到9座, 合计风电机组182台, 总装机容量161.85 MW。计划2008年底再投产风电场5座, 总装机容量达到279 MW。由于风能具有强随机性, 如此大的装机

容量对济南地区电网运行的可靠性和经济性必然造成显著影响。

机组组合问题一方面针对某一负荷状况确定最优参与运行机组的组合方式,另一方面对于一天24 h不同时段负荷变化,确定24 h整体决策中最优组合方式。机组的最优组合方式所能获得的经济效益,有时比经济调度的效益更为显著^[2-3]。本文根据系统的可靠性要求进行机组组合优化,在保证系统可靠性的同时使系统运行的成本最低,经济性最优。

1 考虑风电的投运风险度近似解析表达

1.1 风能预测误差的分布模型

由于目前风电预测误差比较大,因此在风电接入的机组组合问题中必须考虑风电预测误差带来的影响。对某年冬季11月、12月、次年1月共3个月,采用每周一个典型日直接统计的方法对济南地区风电场风能的预测误差进行分析,由此得到比较客观反映该地区风能预测误差分布的规律,如图1所示。

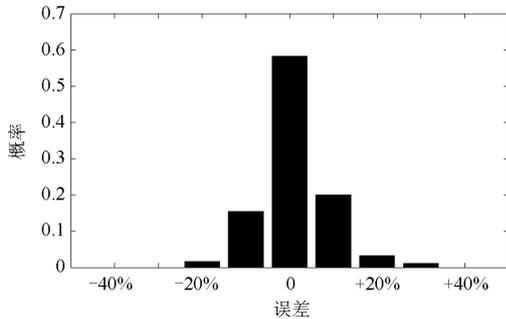


图1 某短期典型日风电场功率预测误差分布

Fig. 1 Error distribution of some short term forecasted wind power

可以看出,误差分布近似服从正态分布特性。这一结果与误差分析理论中随机误差服从正态分布的结论是一致的。

1.2 风电接入的累计停运容量概率表

投运风险度^[4]是指故障的发电容量在投运前期时间内,已投入运行的发电容量刚好满足或刚好不满足期望负荷的概率。

假设机组采用两状态模型,第 k 台机组故障率 α_k 和修复率 β_k 均服从指数分布,则在前导时间 lt 内机组的停运替代概率(ORR_k)为

$$ORR_k = \frac{\alpha_k}{\alpha_k + \beta_k} - \frac{\alpha_k}{\alpha_k + \beta_k} e^{-(\alpha_k + \beta_k)lt} \quad (1)$$

由于前导时间较短,可以忽略修复过程,又因机组故障率很小,则有 $\alpha_k \cdot lt \ll 1$,因此机组 k 的停运替代率可以近似为

$$ORR_k = \alpha_k \cdot lt \quad (2)$$

当系统停运容量状态为 x MW时,追加第 i 台机组,其容量为 c_i MW时,累积停运容量概率的计算表达为

$$P'(x) = P(x) \cdot (1 - ORR_i) + ORR_i \cdot P(x - c_i) \quad (3)$$

式中, $P'(x)$ 和 $P(x)$ 分别为追加第 i 台机组前后停运容量状态为 x 时的累计概率。

风能预测误差概率分布与火电机组的累积停运概率表结合,可以得到包含风电的累积容量停运概率表^[4]。假设在预测值误差范围内的风能分布为 $g(i=1, 2, \dots, n)$,对应的概率分别为 $pro_i(i=1, 2, \dots, n)$,

并且有 $\sum_{i=1}^n pro_i = 1$ 。则给定 x MW容量停运状态的累积概率可以由式(4)计算。

$$P'(x) = \sum_{i=1}^n pro_i \cdot P(x - g_i) \quad (4)$$

式中, $P'(x)$ 和 $P(x)$ 分别代表结合风能概率分布前后 x MW停运状态的累积概率。

由于累计停运容量概率表是离散的,且该表主要是针对纯火电机组,因此为了加入风电的影响,该风电连续采用了图1中典型日数据,最后将离散的累计停运容量概率表采用高斯函数进行拟合,如图2所示,即可得到风电接入后强迫停运容量与累计状态概率,称为失负荷概率 $LOLP$ 的近似解析表达式。

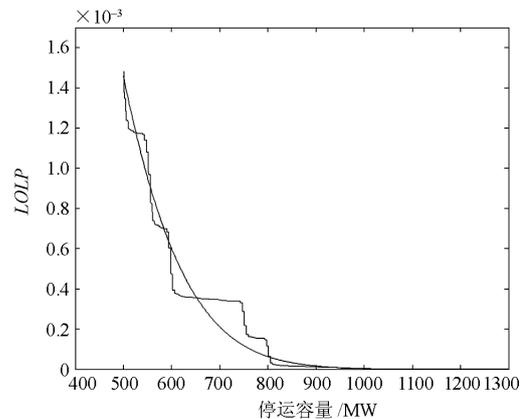


图2 累积概率停运表拟合曲线

Fig. 2 Curve fitting of COPT

2 考虑风电的机组组合数学模型

含风电的机组组合数学模型定义如下。

目标函数

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [\gamma_{it} f_i(P_{it}) + \gamma_{it} (1 - \gamma_{it-1}) \cdot Stu_i(z_{it-1})] \quad (5)$$

式中: T 为研究周期划分的时段数; N 为系统中可用发电机组总数; γ_{it} 为时段 t 机组 i 的状态(1 表示运行, 0 表示停运); P_{it} 表示发电机 i 在时段 t 的输出功率; z_{it-1} 为发电机组 i 在时段 $t-1$ 连续停运的时间; $f_i(P_{it})$ 为发电机组 i 的耗量特性, $f_i(P_{it}) = a_i P_{it}^2 + b_i P_{it} + c_i$, a_i 、 b_i 和 c_i 是给定的耗量系数; $Stu_i(z_{it-1}) = K_i + B_i(1 - e^{-z_{it-1}/\tau_i})$ 为发电机组 i 在时段 k 投运时的启动耗量, K_i 、 B_i 、 τ_i 为给定的机组启动特性常数。

功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N \gamma_{it} P_{it} + W_t = D_t \quad t=1, 2, \dots, T \quad (6)$$

式中: W_t 是时段 t 的风能预测值; D_t 是时段 t 的负荷需求。

概率备用约束

$$\sum_{i=1}^N \gamma_{it} \bar{P}_i + W_t - D_t \geq \left[\sqrt{M^{(N)}} - \sum_{i=1}^N (1 - \gamma_{it}) \Delta M_i \right] \cdot \sqrt{[A - \ln(\text{LOLP})]} \quad (7)$$

$$t=1, 2, \dots, T$$

式中: \bar{P}_i 为发电机组出力上限; $M^{(N)}$ 、 ΔM_i 、 A 为累积停运容量概率表拟合系数。

机组出力上下限约束

$$\gamma_{it} P_i \leq P_{it} \leq \gamma_{it} \bar{P}_i \quad (8)$$

式中, \bar{P}_i 和 P_i 分别为机组容量的上下限。

最小运行及最小停运时间约束

$$\begin{cases} (r_{it-1} - Mup_i)(u_{it-1} - u_{it}) \geq 0 \\ (z_{it-1} - Mdn_i)(u_{it} - u_{it-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: r_{it-1} 为发电机组 i 在时段 $t-1$ 连续运行的时间; Mup_i 和 Mdn_i 为发电机组 i 的最小运行时间和最小停运时间。求解采用拉格朗日松弛法, 具体步骤同文献[5-6]。

3 算例分析

本文采用 Visual C++ 6.0 编制了相应的计算程序, 对济南地区电力系统进行分析。研究周期取为 24 h, 并以 1 h 作为每时段延续时间, 研究周期内划分为 24 时段。负荷、风能预测值和机组故障率见表 1—表 3。

假设系统的 LOLP 指标在 $1 \times 10^{-4} \sim 1 \times 10^{-3}$ 之间取值, 对累积容量概率表在这个范围取值进行拟合。表 4、表 5 给出了风险度水平为 0.0001 时, 接入风电前后的机组组合结果, 由于篇幅所限, 表中只列出部分关键机组。

表 1 各时段负荷

Table 1 Load at each period

| 时段 | 负荷值/MW | | | | | |
|-------|--------|------|------|------|------|------|
| 1-6 | 1210 | 1243 | 1199 | 1210 | 1265 | 1375 |
| 7-12 | 1540 | 2013 | 2134 | 2200 | 2277 | 2189 |
| 13-18 | 2189 | 2145 | 2222 | 2255 | 2145 | 2123 |
| 19-24 | 2090 | 2145 | 2200 | 2068 | 1980 | 1364 |

表 2 各时段风能预测值

Table 2 Forecasted wind power at each period

| 时段 | 风能预测值/MW | | | | | |
|-------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1-6 | 50.796 | 36.145 | 23.729 | 23.8 | 49.528 | 43.18 |
| 7-12 | 60.004 | 38.438 | 31.784 | 46.596 | 63.654 | 66.281 |
| 13-18 | 67.235 | 50.97 | 39.451 | 28.641 | 33.51 | 36.406 |
| 19-24 | 43.845 | 38.483 | 35.223 | 25.21 | 41.206 | 47.395 |

表 3 机组 α 和 lt

Table 3 α and lt of units

| 序号 | α (次/h) | lt /h |
|-------|----------------|---------|
| 1-5 | 0.0004 | 5 |
| 6-9 | 0.0020 | 5 |
| 10-11 | 0.0004 | 5 |
| 12-20 | 0.0008 | 5 |
| 21-26 | 0.0010 | 5 |
| 27 | 0.0016 | 5 |

表 4 未接入风电时机组组合结果

Table 4 Unit commitment result without wind power

| 时段 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 22 | 23 | 25 | 26 | 27 |
|----|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 10 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 11 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 15 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 16 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |

表 5 接入风电时机组合结果

Table 5 Unit commitment result without wind power

| 时段 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 22 | 23 | 25 | 26 | 27 |
|----|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 8 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 9 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 10 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 12 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 13 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 14 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 16 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 17 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 18 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 19 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 20 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 21 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 22 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 23 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

由表 6 可以看出, 系统接入风电后, 由于风电替代了部分火电机组容量而且风电基本不消耗燃料, 费用基本为零, 因此系统的运行成本降低。但是由于风电场出力的强随机性, 为了维持可靠性水平, 需要相应地提高系统的运行备用容量。

表 6 运行成本与运行备用

Table 6 Operation cost and reserve

| | 运行成本 | 运行备用容量 |
|------|---------|----------|
| 未接风电 | 825 132 | 14 023.4 |
| 接入风电 | 820 792 | 14 668.5 |

4 结论

电力系统机组组合问题是一个包含电量平衡约束、备用需求约束、机组出力上下限约束、机组最小运行和最小停运时间约束的混合整数规划问题。通过建立风能预测误差分布模型并与火电机组累积停运容量概率表结合, 利用拉格朗日松弛法对济南地区实际电网风电接入后机组组合问题进行分析计算。计算结果表明, 由于风电的大量接入, 系统的运行成本会有明显降低, 但是风电场出力的不确定性会使系统运行的可靠性降低, 为了维持系统的可靠性水平, 需要根据系统的可靠性要求增加一

定的备用容量。

参考文献

[1] 王金霞. 山东省风力资源分析评估[D]. 兰州: 兰州大学, 2007.
WANG Jinxia. The analysis and calculation of the wind energy resources in Shandong Province[D]. Lanzhou: Lanzhou University, 2007.

[2] 夏澍, 顾劲岳, 葛晓琳, 等. 风光联合优化配置的多目标机会约束规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(6): 35-40.
XIA Shu, GU Jinyue, GE Xiaolin, et al. Multiobjective chance-constrained programming method for wind generations and photovoltaic allocating[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(6): 35-40.

[3] 胡殿刚, 张雪佼, 陈乃仕, 等. 新能源发电项目多维度后评价方法体系研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(4): 10-17.
HU Diangang, ZHANG Xuejiao, CHEN Naishi, et al. Research on multi-dimensional post evaluation methodology of new energy power generation projects[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(4): 10-17.

[4] 胡飞虎, 李威, 冯轩, 等. 基于不同目标的电网分区域调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(19): 22-26.
HU Feihu, LI Wei, FENG Xuan, et al. Research of sub-regional grid dispatching based on different objectives[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(19): 22-26.

[5] 何小宇, 张粒子, 谢国辉. 改进的拉格朗日松弛法求解机组组合问题[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(17): 16-22.
HE Xiaoyu, ZHANG Lizi, XIE Guohui. Unit commitment using an improved Lagrangian relaxation method[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(17): 16-22.

[6] VIRMANI S, ADRIAN E C, IMHOF K, et al. Implementation of a Lagrangian relaxation based unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(4): 1373-1379.

收稿日期: 2016-08-10; 修回日期: 2016-10-21

作者简介:

瞿寒冰(1985—), 男, 高级工程师, 工学博士, 主要研究方向为电力系统调度运行、控制与恢复;

朱英刚(1981—), 男, 硕士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统调度自动化;

尹茂林(1964—), 男, 本科, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统调度运行与控制。

(编辑 张爱琴)