

一种含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型

赵晋泉¹, 唐 洁¹, 罗卫华², 赵 军²

(1. 河海大学 教育部可再生能源发电技术研究中心, 江苏 南京 210098;

2. 辽宁省电力有限公司调度控制中心, 辽宁 沈阳 110006)

摘要:提出了一种新的大规模风电并网后日前发电计划和旋转备用决策模型。利用风电和负荷 2 种随机因素的概率密度函数估算系统的停电损失和弃风损失,并将它们作为风险成本计入发电成本目标函数中,在充分满足机组爬坡和系统安全等约束的前提下,同时求解每台常规机组的日前出力和正负旋转备用量。采用优先列表法和基于最小边际成本法的经济调度算法对模型进行求解。算例分析结果表明,所提模型和方法是有效的。

关键词:风电; 旋转备用; 备用分配; 弃风损失; 停电; 模型

中图分类号: TM 73; TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.05.003

0 引言

风能是可再生能源的重要组成部分,积极发展风力发电对改善能源结构、促进节能减排、改善生态环境具有重要意义。然而,风电由于受自然因素的影响,具有强烈的间歇性和随机波动性^[1],当前的风电功率预测精度不高,大规模的风电并网会给电网的安全运行和经济调度带来很大影响。

维持系统足够的旋转备用是消纳大规模风电和减小电网运行风险的一个重要途径。同时,还必须考虑电力系统调度的经济性,需要合理地安排旋转备用。许多学者已经对含风电的电力系统旋转备用设置和经济调度的相关问题进行了大量研究。文献[2-3]采用将风电预测出力的一定百分比作为附加旋转备用的需求,但固定比例的旋转备用容易造成备用不足或备用浪费的情况,不能使电力系统的经济性达到最优。文献[4]以系统失负荷概率为可靠性指标来确定系统的备用需求,能确保系统在设定的可靠性水平下达到经济最优,但可靠性水平的设定带有很强的主观性及无法回答其是否合理。文献[5-6]将风险成本化,以燃料费用与停电损失之和最小为目标,通过备用成本和风险成本的相互牵制自动确定系统最佳备用,但未考虑机组爬坡约束和网络约束对备用的影响。以上文献只考虑了备用在总量上满足系统需求,未考虑备用在不同煤耗机组之间的分配及所安排的备用是否完全可用。文献[7-8]

研究了在总备用确定的情况下对备用在不同煤耗机组间的最优分配问题。总之,上述文献均未能同时决策出系统总备用需求及每台机组承担的备用容量。而在含风电电力系统的备用决策中,同时决策出系统的总备用需求和总备用在不同煤耗机组的经济分配是非常重要的,本文将对此进行研究。

本文考虑了风速预测误差和负荷预测误差 2 种随机因素,并将可能的失负荷和弃风作为惩罚成本计入目标函数中,提出了一种含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型。在消纳全部预测风电,并满足机组爬坡等约束和系统安全约束的前提下,求取总费用最小时的日前 24 时段各机组出力计划、正负旋转备用值。对含一个风电场的 26 机系统算例进行建模仿真,结果表明了本文模型的有效性和合理性。

1 含风电电力系统中的不确定性因素

1.1 风电场的不确定模型

a. 风速的不确定模型。

准确的风电功率预测可减小风电对电力系统的不利影响,研究表明,采用风速预测和风-功曲线得到的风电功率值比直接进行风电功率预测的准确度高^[9]。大规模风电场地域分布广阔,根据中心极限定理,风速预测误差可以用正态分布表示^[10],实际风速的概率密度函数为:

$$f_v(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_v} e^{-(v-\bar{v})^2/(2\sigma_v^2)} \quad (1)$$

其中, v 为实际风速; σ_v 为风速的标准差; $\bar{v}$ 为风速预测值。

b. 风功率的不确定模型。

不同类型风机的风能输入与输出之间的关系不同,本文使用目前广泛应用的变速恒频风机模型^[11]来描述风速和风电功率输出之间的关系:

收稿日期:2013-11-08;修回日期:2014-03-18
基金项目:国家高技术研究发展计划(863 计划)项目(2011AA05-112);国家自然科学基金资助项目(51077042);高等学校博士学科点专项科研基金资助项目(20120094110008)
Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (2011AA05-112), the National Natural Science Foundation of China (51077042) and Special Foundation of the Doctoral Program of Higher Education (20120094110008)

$$P_W = \begin{cases} 0 & v \leq v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ a + bv^3 & v_{in} < v \leq v_N \\ P_N & v_N < v \leq v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

$$a = \frac{P_N v_{in}^3}{v_{in}^3 - v_N^3}, \quad b = \frac{P_N}{v_N^3 - v_{in}^3}$$

其中, P_W 和 P_N 分别为风机的实际出力和额定出力; v_{in} 、 v_N 、 v_{out} 分别为风机的切入风速、额定风速、切出风速; a 、 b 为曲线中三次函数段的系数。

假设所有风机出力完全一致,则有:

$$W_{av} = P_W N_W \quad (3)$$

其中, W_{av} 为风电场实际出力; N_W 为风机个数。

根据风速的概率分布和风机的输出特性可以求得风电场输出功率的概率分布函数 $f_{W_{av}}(W_{av})$, 其离散部分和连续部分的概率分布见文献[12]。

1.2 负荷的不确定模型

负荷的不确定性可以采用负荷预测误差按正态分布来表示^[13], 负荷预测误差的概率密度函数为:

$$f_{\Delta P_L}(\Delta P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_L} e^{-\Delta P_L^2 / (2\sigma_L^2)} \quad (4)$$

其中, ΔP_L 为负荷预测误差; σ_L 为负荷预测误差的标准差。

2 失负荷期望和弃风期望模型

由于风速和负荷预测误差的存在, 使得系统面临失负荷和弃风的风险。而允许一定程度的失负荷可以使用户和系统达到双赢^[14-17]。为方便后续推导失负荷期望和弃风期望, 定义一个新的随机变量:

$$Z = P_{c\Sigma} + W_{av} - (\bar{P}_L + \Delta P_L) \quad (5)$$

其中, $P_{c\Sigma}$ 为常规机组总出力计划值, 其等于负荷预测值与风电功率预测值之差; $\bar{P}_L$ 为负荷预测值。

由于负荷预测值和风电功率预测值为已知值, 故随机变量 Z 的变化只与风电场实际出力功率 W_{av} 和负荷预测误差 ΔP_L 有关。 Z 表示系统不平衡功率。 $Z=0$ 表示系统功率平衡; $Z>0$ 表示系统发电功率盈余, 需要负旋转备用; $Z<0$ 则相反。

假设 W_{av} 和 ΔP_L 相互独立, 利用卷积公式可求得随机变量 Z 的概率密度函数:

$$f_Z(Z) = p_0 f_{\Delta P_L}(Z - P_{c\Sigma} + \bar{P}_L) + p_N f_{\Delta P_L}(Z - P_{c\Sigma} + \bar{P}_L - P_N N_W) + \int_0^{P_N N_W} f_{W_{av}}(W_{av}) f_{\Delta P_L}(Z - P_{c\Sigma} + \bar{P}_L - W_{av}) dW_{av} \quad (6)$$

其中, p_0 和 p_N 分别为风电出力为 0 和额定值的概率, 其具体表达式见文献[12]。

2.1 失负荷期望模型

当 $Z<0$ 且全部使用系统安排的正备用仍不能平衡系统功率缺额时 ($R_t^U < -Z$, R_t^U 为系统在时段 t 的正备用), 就会产生失负荷, 则有:

$$L_{loss,t} = \int_{R_t^U + Z < 0} \Delta P_{loss} f_Z(Z) dZ = \int_{-\infty}^{-R_t^U} \Delta P_{loss} f_Z(Z) dZ \quad (7)$$

其中, $\Delta P_{loss} = -(Z + R_t^U)$ 为功率缺额; $L_{loss,t}$ 为在正备用值为 R_t^U 时的失负荷期望。

2.2 弃风期望模型

当 $Z>0$ 且全部使用系统安排的负备用系统发电功率仍有盈余时 ($Z - R_t^D > 0$, R_t^D 为系统在时段 t 的负备用), 就会产生弃风, 则有:

$$W_{loss,t} = \int_{R_t^D - Z < 0} \Delta W_{loss} f_Z(Z) dZ = \int_{R_t^D}^{+\infty} \Delta W_{loss} f_Z(Z) dZ \quad (8)$$

其中, $\Delta W_{loss} = Z - R_t^D$ 为弃风功率; $W_{loss,t}$ 为在负备用值为 R_t^D 时的弃风期望。

由于式(6)~(8)所含的积分函数很难获得其原函数具体表达式, 本文采用数值积分方法近似求解。

3 电力系统旋转备用决策模型

由于失负荷期望和弃风期望与正负备用的容量成负相关, 备用的增加会减少系统的风险, 本文通过将风险成本化, 以备用成本和风险成本最小化来求取系统的最佳备用容量。

3.1 备用成本和风险成本模型

a. 正备用成本和失负荷成本。

当给定某一时段的正备用值, 失负荷期望可由式(7)求出, 则正备用成本和失负荷成本可以表示为:

$$F_{U,t} = c_R^U R_t^U + c_L L_{loss,t} \quad (9)$$

其中, c_R^U 为系统正备用容量的成本系数; c_L 为失负荷成本系数。

b. 负备用成本和弃风成本。

当给定某一时段的负备用值, 弃风期望可由式(8)求出, 则负备用成本和弃风成本可以表示为:

$$F_{D,t} = c_R^D R_t^D + c_W W_{loss,t} \quad (10)$$

其中, c_R^D 为系统负备用容量的成本系数; c_W 为弃风成本系数。

3.2 备用在具体机组的分配模型

a. 3 类发电曲线。

本文借鉴文献[7-8]通过定义 3 类发电负荷曲线来进行备用分配的思想进行备用分配。3 类发电曲线分别为预测发电曲线 K_{G0} 、正备用全部使用时的最大发电曲线 K_{G1} 、负备用全部使用时的最小发电曲线 K_{G2} 。3 类发电曲线如下:

$$K_{G0,t} = \bar{P}_{L,t} - \bar{P}_{W,t} \quad (11)$$

$$K_{G1,t} = \bar{P}_{L,t} + R_t^U - \bar{P}_{W,t} \quad (12)$$

$$K_{G2,t} = \bar{P}_{L,t} - R_t^D - \bar{P}_{W,t} \quad (13)$$

其中, $\bar{P}_{L,t}$ 为时段 t 的负荷预测值; $\bar{P}_{W,t}$ 为时段 t 的风电场出力预测值。

b. 备用分配模型的目标函数。

3类发电曲线各对应一个目标函数:

$$F_0 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [C_i(P_{i0,t})I_{i,t} + S_i I_{i,t}(1-I_{i,t-1})] \quad (14)$$

$$F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [C_i(P_{i1,t})I_{i,t} + S_i I_{i,t}(1-I_{i,t-1})] \quad (15)$$

$$F_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [C_i(P_{i2,t})I_{i,t} + S_i I_{i,t}(1-I_{i,t-1})] \quad (16)$$

其中, T 为总时段数; N 为火电机组总数; $P_{i0,t}$ 、 $P_{i1,t}$ 、 $P_{i2,t}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 对应 3 条发电曲线的有功出力; S_i 为机组 i 的启动成本; $I_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态; C_i 为火电机组 i 的发电成本, 如 $C_i(P_{i0,t}) = a_i P_{i0,t}^2 + b_i P_{i0,t} + c_i$, a_i 、 b_i 、 c_i 为发电成本系数。

3 个目标函数分别按照 3 条发电曲线分配机组有功出力, 在同一时段, 3 个目标函数的机组启停状态相同。则 $P_{i1,t} - P_{i0,t}$ 就是机组 i 在时段 t 承担的正备用容量; $P_{i0,t} - P_{i2,t}$ 就是机组 i 在时段 t 承担的负备用容量。

3.3 备用决策模型

当确定系统的正负备用, 系统的备用成本、风险成本和机组计划出力成本确定, 而系统需要通过寻优找到系统总费用最小时的正负备用容量, 目标函数如下:

$$\min F = F_0 + \sum_{t=1}^T (F_{U,t} + F_{D,t}) \quad (17)$$

其中, $F_{U,t}$ 的值由式(9)求得; $F_{D,t}$ 的值由式(10)求得; F_0 的值由式(14)求得, F_0 中的机组计划出力 $P_{i0,t}$ 要受式(15)中的机组最大出力 $P_{i1,t}$ 和式(16)中的机组最小出力 $P_{i2,t}$ 的约束。

3.4 模型约束条件

a. 系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^N P_{i0,t} + \bar{P}_{W,t} = \bar{P}_{L,t} \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{i1,t} + \bar{P}_{W,t} = \bar{P}_{L,t} + R_t^U \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{i2,t} + \bar{P}_{W,t} = \bar{P}_{L,t} - R_t^D \quad (20)$$

b. 机组出力限制约束。

$$I_{i,t} P_i^{\min} \leq I_{i,t} P_{i1,t} \leq I_{i,t} P_i^{\max} \quad (21)$$

$$I_{i,t} P_i^{\min} \leq I_{i,t} P_{i2,t} \leq I_{i,t} P_i^{\max} \quad (22)$$

$$I_{i,t} P_{i2,t} \leq I_{i,t} P_{i0,t} \leq I_{i,t} P_{i1,t} \quad (23)$$

其中, $P_i^{\max}$ 、 $P_i^{\min}$ 分别为机组 i 的出力上、下限。

c. 机组爬坡速率约束。

$$-\Delta P_{\text{down},i} \leq P_{i1,t} - P_{i2,t-1} \leq \Delta P_{\text{up},i} \quad (24)$$

$$-\Delta P_{\text{down},i} \leq P_{i2,t} - P_{i1,t-1} \leq \Delta P_{\text{up},i} \quad (25)$$

$$P_{i1,t} - P_{i2,t} \leq \min(\Delta P_{\text{up},i}, \Delta P_{\text{down},i}) \quad (26)$$

其中, $\Delta P_{\text{up},i}$ 、 $\Delta P_{\text{down},i}$ 分别为机组 i 的正、负爬坡速率。

式(24)表示时段 t 的最大出力相对时段 $t-1$ 的

最小出力必须满足机组爬坡速率约束; 式(25)表示时段 t 的最小出力相对时段 $t-1$ 的最大出力必须满足机组爬坡速率约束; 式(26)表示同一时段的机组最大出力和最小出力必须满足爬坡速率约束。

d. 机组最小运行、最小停运时间限制。

$$I_{i,t} = \begin{cases} 1 & 1 \leq x_{i,t-1} \leq T_i^{\text{on}} \\ 0 & -T_i^{\text{off}} < x_{i,t-1} \leq -1 \\ 0 \text{ 或 } 1 & \text{其他} \end{cases} \quad (27)$$

其中, T_i^{on} 、 T_i^{off} 分别为机组 i 的最小允许开机时间和最小允许停机时间; $x_{i,t-1}$ 为机组 i 在时段 $t-1$ 的开停机时间, 当 $x_{i,t-1} \geq 1$ 时表示已开机时间, 当 $x_{i,t-1} \leq -1$ 时表示已关机时间。

e. 支路传输容量约束。

为简化模型采用直流潮流表述支路传输容量约束, 本文采用节点的发电转移分布因子来表示线路传输功率。

$$-f_j^{\max} \leq \sum_{m=1}^M G_{j,m} P_{m0,t} \leq f_j^{\max} \quad (28)$$

$$-f_j^{\max} \leq \sum_{m=1}^M G_{j,m} P_{m1,t} \leq f_j^{\max} \quad (29)$$

$$-f_j^{\max} \leq \sum_{m=1}^M G_{j,m} P_{m2,t} \leq f_j^{\max} \quad (30)$$

其中, $G_{j,m}$ 为节点 m 对线路 j 的发电转移分布因子; $P_{m0,t}$ 、 $P_{m1,t}$ 、 $P_{m2,t}$ 分别对应发电曲线为预测发电曲线、最大发电曲线、最小发电曲线时节点 m 在时段 t 的注入功率; $f_j^{\max}$ 为线路 j 的最大输送功率; M 为节点总数。

4 求解方法

本文模型待求的参数包括系统每时段的正负备用容量、每台常规机组的计划出力及其所承担的正负备用容量。本文模型可以表达为混合整数线性规划问题, 从而采用 CPLEX 等商业软件求解, 也可以采用任何一种现代智能算法进行求解, 但计算量较大。这里出于简化计算的考虑, 采用优先列表法和基于最小边际成本法经济调度法^[17]相结合进行求解。

计算开始先初始化各时段的正负备用初值, 根据正负备用初值结合式(7)和式(8)可以求出各时段的失负荷和弃风期望。然后依据式(9)和式(10)可以求出模型的备用成本和风险成本。

在备用分配和确定机组计划出力时, 先通过经济调度求取最大发电曲线下的各机组出力 $P_{i1,t}$, 然后在满足爬坡约束式(24)~(26)的前提下通过经济调度求取最小发电曲线下的各机组出力 $P_{i2,t}$, 最后以最大出力 $P_{i1,t}$ 和最小出力 $P_{i2,t}$ 为约束(约束式(23)), 通过经济调度求出机组的计划出力 $P_{i0,t}$, 则式(14)的成本确定。目标函数式(15)和式(16)作为约束来影响式

(14)和式(17)中机组的计划出力成本,同时也确保正旋转备用 $P_{i1,t}-P_{i0,t}$ 和负旋转备用 $P_{i0,t}-P_{i2,t}$ 的可利用性。

目标函数式(17)的值随正负备用变化,以式(17)减少的方向,对正备用 R_t^U 和负备用 R_t^D 进行寻优,找到使目标函数式(17)最小时的正负备用值即为最佳正负备用值,同时能得到最佳正负备用值下的每台机组出力计划和其承担的正负备用。

本文方法的求解步骤如下。

a. 读取数据(包括发电机参数、负荷、风电场及风速数据等)和进行初始化(如置迭代次数 $k=1$)。

b. 根据式(7)得到失负荷期望 $L_{loss,t}$ 与正备用 R_t^U 之间的关系,以式(9)为优化目标求出每时段的正备用 R_t^U ,作为正备用初值;同理根据式(8)和式(10)求出每时段的负备用 R_t^D ,作为负备用初值。

c. 通过风电场预测出力 and 负荷预测值,结合每时段的正负备用值,求出常规机组的 3 条发电曲线。

d. 以满足最大发电曲线为目标,在满足式(27)前提下求取 24 时段各机组启停状态。

e. 通过经济调度计算出机组的最大出力 $P_{i1,t}$ 、最小出力 $P_{i2,t}$ 和计划出力 $P_{i0,t}$ 。

f. 判断是否满足支路传输约束式(28)—(30),若不满足则限制相关机组出力,转步骤 d 继续迭代;若满足则转步骤 g。

g. 计算出当前正备用 R_t^U 和负备用 R_t^D 下的备用费用、惩罚费用和机组计划出力费用,记为 $F^{(k)}$ 。按总成本 $F^{(k)}$ 减少的方向对正负旋转备用进行寻优,求得优化后的 $F^{(k+1)}$,判断是否满足 $|F^{(k)}-F^{(k+1)}|<\varepsilon$ (ε 为一很小的正数),如果满足则转步骤 h;否则按 $F^{(k)}$ 减少的方向修改 R_t^U 和 R_t^D ,令 $k=k+1$ 转步骤 c 继续迭代。

h. 输出每时段的正负备用值 R_t^U 和 R_t^D ;输出各机组的计划出力 $P_{i0,t}$ 及其承担的正备用容量 $P_{i1,t}-P_{i0,t}$ 和负备用容量 $P_{i0,t}-P_{i2,t}$ 。

5 算例分析

5.1 算例参数

为验证本文所述模型和方法的有效性,算例选用 IEEE-RTS24^[18]系统。该系统包含 24 个节点、34 条支路、26 台发电机。负荷预测数据、机组能耗特性、机组爬坡速率见文献[18]。在系统节点 9 中接入 1 个风电场群,设该风电场共有 200 台额定功率为 2 MW 的风力发电机。风电场中风力发电机的参数如下: $v_{in}=3\text{ m/s}$, $v_N=12\text{ m/s}$, $v_{out}=25\text{ m/s}$ 。24 时段的风速预测值如图 1 所示,风速预测误差的标准差取预测值的 20%,负荷预测误差的标准差取预测值的 4%。模型中正旋转备用成本系数为 20 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$,负旋转备用成本系数为 11 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$,甩负荷惩罚

成本系数为 1000 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$,风电溢出惩罚成本系数为 50 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

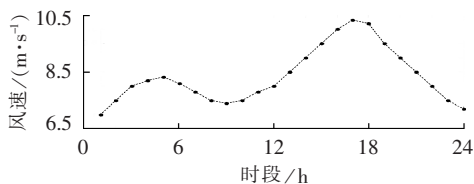


图 1 24 时段风速预测曲线

Fig.1 Wind speed prediction curve of 24 periods

5.2 系统的最佳备用值及相关分析

通过模型优化计算得到的 24 时段最佳正负旋转备用值如表 1 所示。

表 1 系统的最佳正负旋转备用需求
Tab.1 Optimal up/down spinning reserve demand

时段	正备用/ MW	负备用/ MW	时段	正备用/ MW	负备用/ MW
1	202.6	132.1	13	291.8	160.3
2	230.6	136.1	14	297.5	173.7
3	235.4	141.8	15	308.3	173.8
4	227.4	142.8	16	321.8	170.0
5	230.5	142.4	17	337.2	168.1
6	225.4	138.5	18	353.3	179.3
7	220.8	135.8	19	319.7	184.6
8	226.5	133.3	20	310.5	183.1
9	247.2	143.4	21	299.9	174.0
10	267.6	152.9	22	265.8	165.9
11	278.6	160.3	23	265.6	151.9
12	283.0	163.2	24	246.5	140.8

图 2 为系统费用、失负荷期望随正备用变化的关系图。在计算过程中,保持每时段的最佳负备用值不变,正备用变化量为最佳正备用值的 5%,系统的总正备用容量为 24 时段的正备用容量之和。

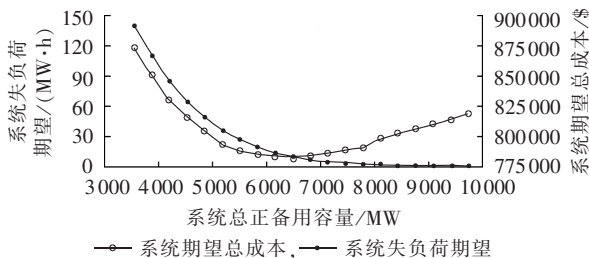


图 2 系统失负荷期望和期望总成本随正备用的变化

Fig.2 Load loss expectation and expected total system cost vs. up reserve

由图 2 可以看出随着正备用值的增加,系统的失负荷期望不断减少,系统的期望总成本先减少后增加。这是因为当正备用值比较小时,随着正备用的增加,失负荷惩罚费用的减少大于正备用费用的增加,系统总费用减少;当正备用超过最佳值时,随着备用的增加,失负荷惩罚费用的减少小于备用费用的增加,系统的总费用增加。

图 3 为系统费用、弃风期望随负备用变化的关系图。在计算过程中,保持每时段的最佳正备用值不变,负备用变化量为最佳负备用值的 5%,系统的总负备用容量为 24 时段的负备用容量之和。

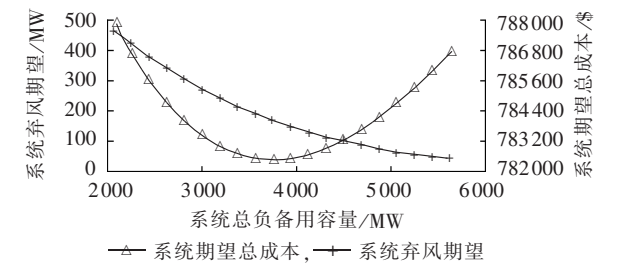


图 3 系统的弃风期望和期望总成本随负备用的变化

Fig.3 Wind loss expectation and expected total system cost vs. down reserve

由图 3 可以看出,随着负备用值的增加,系统的弃风期望不断减少,系统的期望总成本也呈现出先减少后增加的趋势。由图 2 和图 3 可知,随正负备用变化,系统总成本呈现先降后增的趋势,而系统总成本最小时对应的正负旋转备用即为本模型所要求的最优解。本文方法能通过成本和风险之间的牵制,摆脱人为决策的影响,自动获取最佳正负备用容量(见表 1)。

由图 4 可知,随着失负荷惩罚成本的增大,系统所需要的正备用容量和期望总成本呈现不断增长的趋势。这是因为失负荷成本越大,表明对系统的可靠性要求越高,则正备用需求越大,从而导致系统总成本增加。

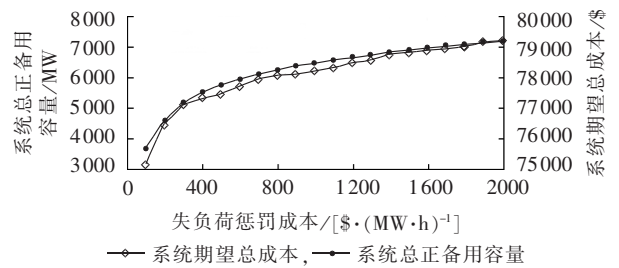


图 4 正备用容量和期望总成本随失负荷惩罚成本的变化

Fig.4 Up reserve and expected total system cost vs. load loss penalty cost

5.3 备用优化分配

选取时段 15 为例进行说明,时段 15 所需的正备用为 308.3 MW、负备用为 173.8 MW,其在各机组的分配情况如表 2 所示,表中未列出的发电机组在时段 15 为停机状态。

从表 2 可以看出,本文在备用分配过程中考虑了备用的节煤效益,在满足机组爬坡速率的前提下,煤耗成本较高的机组优先承担正备用,煤耗机组稍低的机组承担负备用,煤耗成本最低的机组保持满发状态

表 2 时段 15 机组出力及备用分配

Tab.2 Power output of generators and reserve distribution of period 15

机组	单位满发成本/ (\$·MW ⁻¹)	机组计划出力/ MW	正备用/ MW	负备用/ MW	机组爬坡速率/ (MW·h ⁻¹)
6	12.33	155.00	0	25.90	77.5
9	15.06	48.84	27.16	10.84	38.0
10	15.10	46.31	29.69	8.31	38.0
13	15.14	44.09	31.91	6.09	38.0
14	15.19	41.61	34.39	3.61	38.0
15	20.80	50.00	50.00	0	50.0
16	20.90	50.00	50.00	0	50.0
17	20.99	50.00	50.00	0	50.0
18	12.37	155.00	0	30.89	77.5
19	12.41	155.00	0	35.17	77.5
20	12.43	155.00	0	38.87	77.5
21	11.90	350.00	0	14.10	175.0
22	24.83	68.95	27.36	0	98.5
23	24.93	68.95	7.76	0	98.5
25	9.04	400.00	0	0	200.0
26	9.06	400.00	0	0	200.0

而不承担备用。此种备用分配的意义是:正备用根据机组煤耗由低到高进行安排,当需要增加常规机组出力时,优先增加煤耗成本低的机组出力;负备用根据机组煤耗由高到低进行安排,当需要降低常规机组出力时,优先降低煤耗成本高的机组出力,如此安排正负备用,能最大限度地降低使用备用后系统的总煤耗成本。

5.4 爬坡约束和支路传输容量约束对备用的影响

在备用分配中不考虑爬坡约束式(22)——(24)时段 15 的备用分配情况如表 3 所示。

由表 2 和表 3 比较可知,不考虑机组爬坡速率,煤耗成本很高的机组 15—17 承担更多的正备用,煤

表 3 不考虑爬坡约束时段 15 机组出力及备用分配

Tab.3 Power output of generators and reserve distribution of period 15 without considering ramprate constraint

机组	单位满发成本/ (\$·MW ⁻¹)	机组计划出力/ MW	正备用/ MW	负备用/ MW	机组爬坡速率/ (MW·h ⁻¹)
6	12.33	155.00	0	0	77.5
9	15.06	68.16	7.84	44.77	38.0
10	15.10	65.23	10.77	43.83	38.0
13	15.14	62.69	13.31	43.11	38.0
14	15.19	59.77	16.23	42.09	38.0
15	20.80	25.00	75.00	0	50.0
16	20.90	25.00	75.00	0	50.0
17	20.99	25.00	75.00	0	50.0
18	12.37	155.00	0	0	77.5
19	12.41	155.00	0	0	77.5
20	12.43	155.00	0	0	77.5
21	11.90	350.00	0	0	175.0
22	24.83	68.95	27.36	0	98.5
23	24.93	68.95	7.76	0	98.5
25	9.04	400.00	0	0	200.0
26	9.06	400.00	0	0	200.0

耗成本稍高的机组 9、10、13、14 承担更多的负备用,而煤耗成本较低的机组 6、18—21 不再承担备用。不考虑机组爬坡速率约束时系统总成本从 \$ 782 409 降为 \$ 778 048。不考虑爬坡速率能更好地通过降低高能耗机组的出力、增加低能耗机组出力,来减少系统的总成本,但是这样分配的备用不完全可用。表 3 中机组 9、10、13—17 所承担的备用超过了机组的爬坡约束,从而导致超过爬坡约束的备用无效。表 2 的备用分配考虑了爬坡约束,但会导致系统煤耗增加,其实质是通过增加煤耗来保证备用的可用性。

为研究支路传输容量约束对备用安排的影响,将线路 7—8 的传输容量由 250 MW 降为 150 MW。由图 5 可知,如果仅考虑约束式(28)进行备用安排,当因风电和负荷的波动,系统需要按最大发电曲线发电时,线路 7—8 的部分时段将会发生支路有功潮流越界。若增加考虑约束式(29)和式(30),即要求正负备用全部被使用时,也必须满足支路传输容量约束。此时,各机组承担的备用容量将会被重新分配,以满足系统的安全约束。如图 6 所示,为了满足最大发电曲线下的支路传输容量约束,节点 7 上的 3 台机组在时段 11 后所承担的正备用有所减少。考虑约束式(29)和式(30),系统总成本从 \$ 782 409 增加到 \$ 783 226,但保证了备用的可用性,其实质是增加煤耗量来换取系统的安全性。

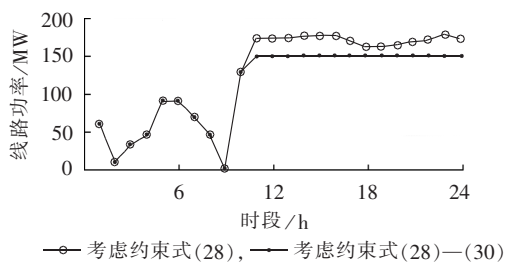


图 5 线路 7—8 最大有功潮流

Fig.5 Maximum power flow of line 7-8

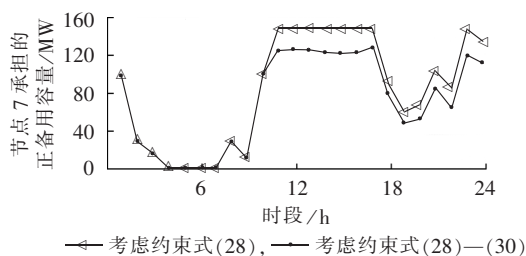


图 6 节点 7 的 3 台火电机组承担的正备用容量

Fig.6 Up reserve of three generators connecting to node 7

6 结论

本文提出了一种新的含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型。在发电费用目标函数中计入失负荷和弃风 2 种风险成本,通过备用成本和

风险成本相互牵制来获得最佳备用值,实现了电力系统经济性和安全性的平衡。模型同时求出各机组出力计划和每时段最佳正负旋转备用。本文模型既考虑了系统总备用量又考虑了备用在不同煤耗机组之间的最优分配,同时考虑机组爬坡速率约束和电网安全约束,能为运行人员安排有效可用的正负旋转备用和机组出力计划提供依据。

参考文献:

- [1] 王丽婕,廖晓钟,高阳,等. 风电场发电功率的建模和预测研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(13):118-121.
WANG Lijie, LIAO Xiaozhong, GAO Yang, et al. Summarization of modeling and prediction of wind power generation[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(13): 118-121.
- [2] 周玮,彭昱,孙辉,等. 含风电场的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2009,29(25):13-18.
ZHOU Wei, PENG Yu, SUN Hui, et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 13-18.
- [3] CHEN C L. Optimal wind-thermal generating unit commitment[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(1): 273-280.
- [4] RONAN D, MARK O M. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 587-595.
- [5] 谭伦农,张保会. 市场环境下的负荷备用容量[J]. 电力自动化设备,2003,23(6):10-12.
TAN Lunnong, ZHANG Baohui. Reserve capacity for load variation in power market environment[J]. Electric Power Automation Equipment, 2003, 23(6): 10-12.
- [6] 张新松,袁越,傅质馨. 基于隐形备用约束的机组组合模型[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(1):136-142.
ZHANG Xinsong, YUAN Yue, FU Zhixin. The unit commitment formulation with implicit reserve constraint[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 136-142.
- [7] 刘阳,刘俊勇,陈磊,等. 大规模风电接入系统的备用优化分配研究[J]. 中国电力,2012,45(1):50-54.
LIU Yang, LIU Junyong, CHEN Lei, et al. Optimal reserve distribution of a grid connected with large scale wind power[J]. Electric Power, 2012, 45(1): 50-54.
- [8] 李霞,刘俊勇,刘友波,等. 计及调度一致性的含风电系统备用优化分配[J]. 电力系统自动化,2013,37(16):40-46.
LI Xia, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Optimal distribution model for system reserve capacity with wind power connection regarding consistency performance of reserve dispatch[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(16): 40-46.
- [9] 杨秀媛,肖洋,陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究[J]. 中国电机工程学报,2005,25(11):1-5.
YANG Xiuyuan, XIAO Yang, CHEN Shuyong. Wind speed and generated power forecasting in wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(11): 1-5.
- [10] 孟祥星,王宏. 大规模风电并网条件下的电力系统调度[J]. 东北电力大学学报,2009,29(1):1-7.
MENG Xiangxing, WANG Hong. Electric system scheduling in the condition of synchronization of large-scale wind power[J]. Journal of Northeast Dianli University Natural Science Edition,

- 2009,29(1):1-7.
- [11] ZHAO W, CHEN Z, BLAABJERG F. Probabilistic capacity of a grid connected wind farm based on optimization method [J]. Renewable Energy, 2006, 31(13): 2171-2187.
- [12] 周玮, 孙辉, 顾宏, 等. 计及风险备用约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(1): 47-55.
- ZHOU Wei, SUN Hui, GU Hong, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power systems based on risk reserve constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(1): 47-55.
- [13] JUAN M M, JUAN P R. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1594-1601.
- [14] 罗运虎, 邢丽冬, 王勤, 等. 可中断负荷最优报价策略研究[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(8): 36-40.
- LUO Yunhu, XING Lidong, WANG Qin, et al. Optimal bidding strategy of interruptible load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(8): 36-40.
- [15] 刘新东, 陈焕远, 姚程. 计及大容量燃煤机组深度调峰和可中断负荷的风电场优化调度模型[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(2): 95-99.
- LIU Xindong, CHEN Huanyuan, YAO Cheng. Economic dispatch considering deep peak-regulation and interruptible loads for power system incorporated with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(2): 95-99.
- [16] 贺辉, 姚建刚, 欧阳永熙. 负荷参与备用市场的讨论[J]. 电力自动化设备, 2002, 22(7): 66-68.
- HE Hui, YAO Jiangang, OUYANG Yongxi. Discussion of load resource in reserve market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2002, 22(7): 66-68.
- [17] 王建国, 王锡凡, 张显, 等. 电力市场和过渡期电力系统可中断负荷管理(一)——可中断负荷成本效益分析[J]. 电力自动化设备, 2004, 24(5): 15-19.
- WANG Jianxue, WANG Xifan, ZHANG Xian, et al. Interruptible load management in power market and interim system part 1 cost-benefit analysis of interruptible load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(5): 15-19.
- [18] 杨朋朋. 机组组合与算法研究[D]. 济南: 山东大学, 2008.
- YANG Pengpeng. Studies on theory and arithmetic of unit commitment[D]. Ji'nan: Shandong University, 2008.

作者简介:



赵晋泉

赵晋泉(1972-),男,山西阳泉人,教授,博士,主要从事电力系统优化运行、电压稳定分析与控制和电力市场等方面的研究工作(E-mail:jqzhao2@tom.com);

唐洁(1988-),男,广西桂林人,硕士研究生,主要从事含风电场的电力系统建模与经济调度方面的研究工作;

罗卫华(1977-),男,湖北仙桃人,高级工程师,博士,从事电网调控自动化、新能源并网方面的研究工作;

赵军(1973-),男,辽宁沈阳人,高级工程师,从事电网调控自动化方面的研究工作。

Day-ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power grid containing wind power

ZHAO Jinquan¹, TANG Jie¹, LUO Weihua², ZHAO Jun²

(1. Research Center for Renewable Energy Generation Engineering, Ministry of Education, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2. Liaoning Electric Power Dispatching Control Center, Shenyang 110006, China)

Abstract: A day-ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model is proposed for power system with large-scale wind power. The power outage loss and wind curtailment loss of system are estimated with the probability density functions of random wind power and power loads, which, as the risk cost, are integrated into the objective function of generation cost. The day-ahead generation schedule of each conventional unit and the up/down spinning reserve capacity are calculated with the constraints of unit ramp rate and system security. The priority list method and the economic dispatch algorithm based on the minimum marginal cost are adopted to solve the model. Results of case analysis show that, the proposed model and method are effective.

Key words: wind power; spinning reserve; reserve distribution; wind curtailment loss; outages; models