

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181111

考虑风电不确定性和大用户直购电的电力系统经济调度

邓强¹, 詹红霞¹, 杨孝华², 张曦³, 梅哲¹

(1. 西华大学电气与电子信息学院, 四川 成都 610039; 2. 国网重庆云阳供电公司, 重庆 404500;
3. 国网重庆市电力公司南岸供电分公司, 重庆 400060)

摘要: 由于目前的风电预测方法仍不能将误差降低到可以忽略的范围, 使得风电接入时增大了系统的不确定性, 调度难度增大。同时, 大用户直购电作为电力市场改革的重要措施, 其引入对系统调度带来了新的挑战。针对以上情况, 建立了考虑风电不确定性和大用户直购电的电力系统调度模型。模型在满足电力系统安全运行的基础上以发电企业收益最高为目标, 利用风电出力的 Beta 概率密度函数来考虑由于风电不确定性带来的上、下旋转备用需求的增加, 采用机会约束规划处理模型中的不确定因素。最后运用改进粒子群算法在含风电场的 IEEE 30 节点系统上验证了所建模型的有效性。

关键词: 风电; 大用户直购电; 经济调度; 旋转备用; 机会约束规划

Power system economic dispatching considering the uncertainty of wind power and large consumers direct purchasing

DENG Qiang¹, ZHAN Hongxia¹, YANG Xiaohua², ZHANG Xi³, MEI Zhe¹

(1. School of Electrical Engineering and Electronic Information, Xihua University, Chengdu 610039, China;
2. Yunyang Power Supply Company of State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 404500, China;
3. Nan'an Power Supply Company of State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 400060, China)

Abstract: The existing wind power forecasting methods can not reduce the error to a negligible range. The integration of wind power will increase the uncertainty of power system, which may lead to difficulty of power system dispatching. And, as an important measure of electric power market reform, the introduction of large consumers direct purchasing has brought new challenges to power system dispatching. Therefore, a power system economic dispatching model considering the uncertainty of wind power and large consumers direct purchasing is established in this paper. The model aims to maximize the profit of power generation system based on the safe operation of power system. Beta probability function is presented to consider the increase of the upper and lower spinning reserve demand caused by the uncertainty of the wind power. Similarly, the chance constrained programming is used to deal with the uncertain factors in the model. Finally, the particle swarm optimization algorithm is improved to verify the validity of the model in the IEEE 30 system with wind power.

This work is supported by Scientific Research Fund of Sichuan Provincial Education Department (No. 18ZB0566).

Key words: wind power; large consumers direct purchasing; economic dispatching; spinning reserve; chance constrained programming

0 引言

大用户直购电是指用电量较大的电力用户直接与发电企业签订双边电力交易合同, 在售电侧引入竞争, 有利于完善电价形成机制, 提升电力资源的优化配置水平^[1]。伴随着电力市场化改革的推进, 大

用户直购电试点已在全国范围内积极展开, 成为一段时间内电力行业发展的主流。

随着大用户直购电的规模化开展, 由于备用容量不足而影响新能源上网等由此产生的相关问题也将逐渐显现。尤其是风电等不确定性较强的新能源对备用的要求较高, 使得含风电和大用户直购电的电力系统调度变得更加复杂, 风电消纳和直购电间的矛盾更加突出^[2]。因此, 亟需建立同时考虑风电

不确定性和大用户直购电的电力系统调度模型，以研究二者对系统调度的影响。

现有文献对大用户直购电的研究主要集中在交易模式^[3]、转运费用的分摊方法^[4]、大用户购电模型^[5]以及直购电量对系统成本和污染气体排放的影响^[6]等方面。对于含风电的电力系统的研究，针对系统中的风电，常见的处理方法有利用场景生成技术来描述风电功率的随机性^[7]，考虑风电低估、高估成本^[8]，对风电进行滚动预测^[9]，引入模糊技术进行模糊处理^[10]等。

以上文献仅单独研究了大用户直购电和含风电的电力系统，而没有对同时包含两者的电力系统进行研究。对此，文献[11]利用 Monte Carlo 方法和 ARMA 模型生成大量风电场景，得到具有一定概率值的有限场景集合，以发电系统期望效益最高为目标，根据效益和调峰性能综合评价大用户直购电交易方式对电力系统带来的影响和其对风电消纳做出的贡献。文献[12]提出了三种直购电的方式，通过选择调峰性能和经济性不同的机组参与直购电，来分析不同直购电模式下，直购电机组特性和直购电量对风电等新能源消纳的影响。文献[13]分析了不同直购电电价、直购机组以及直购电规模下直购电合同对系统消纳风电能力的影响。但是文献[11-13]都是利用惩罚项来考虑风电预测误差，没有给出应对风电不确定性的方法，在大用户直购电方面，也没有研究不同类型机组参与大用户直购电对系统经济调度的影响。

针对以上问题，本文首先利用上下旋转备用应对风电的不确定性，同时，由于火电参与直购电对系统备用容量有影响，因此本文利用旋转备用作为风电不确定性和大用户直购电的结合点，分析风电并网下，火电和风电分别参与直购电对系统调度的影响。据此，本文建立综合考虑风电不确定性和大用户直购电的电力系统调度模型。为提高发电企业(本文系统内所有发电单元归此发电企业所有)参与直购电的积极性，本文模型在满足电力系统安全运行的基础上以发电企业收益最高为目标，利用 Beta 概率密度函数考虑风电的出力，采用机会约束规划处理模型中的随机变量，即通过设定旋转备用需求被满足的概率大于给定的置信水平的约束条件来分析由于风电不确定性引起的系统旋转备用需求的增加。在风电接入的 IEEE 30 节点系统上运用改进粒子群优化算法对所提模型进行求解，分析不同置信水平，不同直购电量和不同类型机组参与直购电对系统旋转备用、风电消纳和经济性的影响，最后以经济性确定含风电的电力系统参与大用户直购电的最佳方式。

1 风电不确定性模型

1.1 风电出力的 Beta 概率密度函数

由于风速的间歇性和随机性使得风电出力具有不确定性，而现有的预测方法并没有达到足够高的预测精度来弥补这样的不确定性，因此，在研究含风电的电力系统调度问题时有必要考虑风电的不确定性。为研究风电不确定性对备用需求的影响，需要对风电出力的概率密度函数进行拟合。文献[14]首先利用正态分布对风电预测误差进行拟合，将其与风电出力的预测值相结合得出风电出力的概率密度函数；文献[15]采用将正态分布与拉普拉斯分布相结合的方法，相比正态分布，拟合效果更好。然而，正态分布的自变量区间是 $[-\infty, +\infty]$ ，这与风电出力的实际情况并不相符，因此利用正态分布拟合风电出力只能在部分区间进行。文献[16]分析认为利用 Beta 分布拟合风电出力概率密度函数最符合实际情况。Beta 分布的自变量取值范围是 $[0, 1]$ ，这与标幺化以后的风电场出力相吻合。其次，Beta 分布随着参数的变化，其对应的函数图像变化灵活，可描述各种情况下的风电出力。因此，与正态分布相比，Beta 分布拟合效果更佳，更能反映实际情况。

综上，本文风电出力概率密度函数为 Beta 函数。将归一化后的风电出力区间 $[0, 1]$ 划分为若干小区间(划分越细，拟合越精确)。根据各区间内的预测均值 μ 和预测误差的方差 σ^2 ，得出相应区间风电出力的 Beta 概率密度函数 $pdf(p)$ 为

$$pdf(p) = \frac{p^{\theta-1}(1-p)^{\gamma-1}}{B(\theta, \gamma)} \quad (1)$$

$$B(\theta, \gamma) = \int_0^1 p^{\theta-1}(1-p)^{\gamma-1} dp \quad (2)$$

式中： p 为服从 Beta 分布的随机变量，表示风电实际出力； θ 和 γ 为分布参数； $B(\theta, \gamma)$ 为一个标准化函数，它的值可根据 θ 和 γ 唯一确定。据文献[17]， θ 和 γ 可由 μ 和 σ^2 确定，如式(3)和式(4)所示。

$$\theta = \frac{(1-\mu)\mu^2}{\sigma^2} - \mu \quad (3)$$

$$\gamma = \frac{1-\mu}{\mu} \theta \quad (4)$$

1.2 机会约束规划

机会约束规划(Chance Constrained Programming)是一种随机规划方法，主要用于约束条件中含有随机变量，且必须在观测到随机变量的实现之前做出决策的优化问题。考虑到所做决策在不利情况发生时可能不满足约束条件，这时要采用一种原则：允许所做决策在一定程度上不满足约束条件，但该决

策应使约束条件成立的概率不小于某一置信水平^[18]。机会约束规划的提出为解决决策不确定性问题提供了一个有效途径, 其常见形式为

$$\begin{aligned} & \min \bar{f} \\ & \text{s.t.} \begin{cases} P\{f(x, \xi) \leq \bar{f}\} \geq \alpha \\ P\{g_i(x, \xi) \leq 0\} \geq \beta, \quad i=1, 2, \dots, m \end{cases} \end{aligned} \quad (5)$$

式中: x 为决策向量; ξ 为已知概率密度函数的随机变量; $f(x, \xi)$ 为目标函数; $g_i(x, \xi)$ 为约束条件, $P\{\}$ 表示事件发生的概率; α 和 β 为事先给定的置信水平; \bar{f} 为目标函数 $f(x, \xi)$ 在置信水平不低于 α 时所取的最小值。

2 考虑风电不确定性和大用户直购电的调度模型及其求解

发电企业向大用户供电分为专线直购和过网直购两种方式。由于本文是对调度进行研究, 而专线直购方式对系统调度没有影响, 且专线直购方式经济性较差, 由于没有大电网作支撑, 安全性也较低, 因此本文的大用户直购电采用过网直购方式, 此方式下用户除向发电方支付购电费用, 还需要给电网支付过网费(过网费相关研究较为复杂, 且本文研究的是发电方收益, 因此不讨论过网费)^[6]。电力系统经济调度是指通过合理安排各机组的出力 and 启停情况, 在满足电力系统安全和负荷需求的基础上, 使系统的运行成本最低或收益最高。本文综合分析发电企业向电网和大用户售电的收入及机组的运行成本、环境成本、旋转备用需求成本和启停成本等因素, 在满足给定约束条件下求解发电企业的最大收益。在考虑机组燃料成本时, 由于风电的不确定性, 火电机组的出力可能因为配合风电而突然增加, 使汽轮机进汽阀突然开启, 由此出现的拔丝现象会在机组的耗量曲线上叠加一个脉动效果, 即阀点效应(Valve Point Effect)^[19]。此时使用传统的二次函数计算机组的燃料成本是不够精确的, 因此本文采用考虑阀点效应的燃料成本函数。

2.1 火电直购模型目标函数

火电参与直购电时, 建立目标函数为

$$F_1 = \max(C_g + C_{dl} - C_{ul} - C_{envil} - C_r - C_o) \quad (6)$$

其中系统内火电和风电向电网售电收入为

$$C_g = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \gamma_g P_{i,t} + \sum_{t=1}^T \gamma_w P_{w,t} \quad (7)$$

式中: N 为火电机组数; T 为研究周期小时数; γ_g 和 γ_w 分别为火电和风电的上网电价; $P_{i,t}$ 和 $P_{w,t}$ 分别为火电机组 i 和风电场在时段 t 向电网的出力。

系统内火电向大用户售电收入为

$$C_{dl} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \gamma_d Z_{i,t} \quad (8)$$

式中: γ_d 为直购电价; $Z_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 向大用户的出力。

系统内火电的燃料成本为

$$C_{ul} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (a_i + b_i(P_{i,t} + Z_{i,t}) + c_i(P_{i,t} + Z_{i,t})^2 + |d_i \sin(e_i(P_i^{\min} - P_{i,t} - Z_{i,t}))|) \quad (9)$$

式中: a_i 、 b_i 、 c_i 、 d_i 、 e_i 是火电机组 i 的燃料成本系数; P_i^{\min} 为火电机组 i 的最小出力。

系统内火电的环境成本为

$$C_{envil} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (\gamma_{envi,c} (\alpha_{c,i} + \beta_{c,i}(P_{i,t} + Z_{i,t}) + \lambda_{c,i}(P_{i,t} + Z_{i,t})^2) + \gamma_{envi,s} (\alpha_{s,i} + \beta_{s,i}(P_{i,t} + Z_{i,t}) + \lambda_{s,i}(P_{i,t} + Z_{i,t})^2)) \quad (10)$$

式中: $\gamma_{envi,c}$ 、 $\gamma_{envi,s}$ 分别为 CO_2 和 SO_2 的环境成本系数; $\alpha_{c,i}$ 、 $\beta_{c,i}$ 、 $\lambda_{c,i}$ 是火电机组 i 的 CO_2 排放系数; $\alpha_{s,i}$ 、 $\beta_{s,i}$ 、 $\lambda_{s,i}$ 是火电机组 i 的 SO_2 排放系数。

旋转备用成本为

$$C_r = \sum_{t=1}^T (R_t^u \gamma_u + R_t^d \gamma_d) \quad (11)$$

式中: R_t^u 和 R_t^d 分别为时段 t 系统的上、下旋转备用需求容量; γ_u 、 γ_d 为对应的备用需求成本系数。

火电启停成本为

$$C_o = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \left(\frac{|U_{i,t} - U_{i,t-1}| + U_{i,t} - U_{i,t-1}}{2} \gamma_{on,i} + \frac{|U_{i,t} - U_{i,t-1}| - U_{i,t} + U_{i,t-1}}{2} \gamma_{off,i} \right) \quad (12)$$

式中: $U_{i,t-1}$ 、 $U_{i,t}$ 分别为火电机组 i 在时段 $t-1$ 和 t 内的启停状态; $\gamma_{on,i}$ 和 $\gamma_{off,i}$ 分别为火电机组 i 的启停成本系数。

2.2 火电直购模型约束条件

电力系统经济调度需要满足的基本约束条件有: 功率平衡约束、潮流约束、线路功率约束、节点电压约束、机组出力约束。考虑各时段之间的耦合关系做动态调度时, 还需考虑爬坡约束、机组最小启停时间约束。加入大用户直购电后, 引入了合同电量约束。为保障系统的安全运行和应对由于风电并网带来的不确定性, 引入上、下旋转备用约束, 其中上旋转备用是为了应对负荷突然增加或实际风电出力小于预测值的情况, 此时需要火电机组增加出力; 下旋转备用是为了应对负荷突然减少或实际

风电出力大于预测值的情况,此时需要火电机组减少出力。

功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t} + Z_{i,t}) + P_{W,t} = P_{Load,t} + P_{loss,t} \quad (13)$$

$$P_{loss,t} = -\frac{1}{2} \sum_{s=1}^J \sum_{j=1}^J (G_{sj}(V_{s,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{s,t}V_{j,t} \cos(\delta_{s,t} - \delta_{j,t}))) \quad (14)$$

式中: $P_{Load,t}$ 为时段 t 的系统负荷; $P_{loss,t}$ 为时段 t 的系统网损; J 为网络节点总数; G_{sj} 为系统电导矩阵的第 s 行 j 列元素; $V_{s,t}$, $\delta_{s,t}$, $V_{j,t}$, $\delta_{j,t}$ 分别为时段 t 节点 s 和 j 的电压幅值和相角。

潮流约束

$$\begin{cases} P_{s,t} - V_{s,t} \sum_{j=1}^J V_{j,t} Y_{sj} \cos(\delta_{s,t} - \delta_{j,t} - \theta_{sj}) = 0 \\ Q_{s,t} - V_{s,t} \sum_{j=1}^J V_{j,t} Y_{sj} \sin(\delta_{s,t} - \delta_{j,t} - \theta_{sj}) = 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{s,t}$ 和 $Q_{s,t}$ 分别为时段 t 注入节点 s 的有功和无功功率; Y_{sj} 和 θ_{sj} 分别为节点导纳矩阵第 s 行 j 列元素的幅值和角度。

线路功率和节点电压约束

$$P_{sj}^{\min} \leq P_{sj,t} \leq P_{sj}^{\max} \quad (16)$$

$$V_s^{\min} \leq V_{s,t} \leq V_s^{\max} \quad (17)$$

式中: $P_{sj,t}$ 为时段 t 线路 (s, j) 上的有功功率; P_{sj}^{\min} , P_{sj}^{\max} 分别为线路 (s, j) 上传输有功的上下限; V_s^{\min} , V_s^{\max} 分别为节点 s 的电压幅值上下限。

常规机组出力约束为

$$P_i^{\min} \leq P_{i,t} + Z_{i,t} \leq P_i^{\max} \quad (18)$$

式中, P_i^{\max} 为机组 i 的最大出力。

机组爬坡约束

$$-r_{d,i} \Delta t \leq (P_{i,t} + Z_{i,t}) - (P_{i,t-1} + Z_{i,t-1}) \leq r_{u,i} \Delta t \quad (19)$$

式中: $r_{d,i}$, $r_{u,i}$ 分别为机组 i 的向下、向上爬坡速率; Δt 为爬坡时间。

机组最小启停时间约束为

$$\begin{cases} T_i^{\text{on}} \geq T_i^{\text{U}} \\ T_i^{\text{off}} \geq T_i^{\text{D}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: T_i^{on} 和 T_i^{off} 分别为机组 i 的连续运行时间和连续停运时间; T_i^{U} 和 T_i^{D} 分别为机组 i 的最小启停机时间。

合同电量约束

$$\sum_{t=1}^T Z_{i,t} = E_i \quad (21)$$

式中, E_i 为机组 i 签订的日直购电量。

上旋转备用约束为

$$P\{\sum_{i=1}^N S_{i,t}^{\text{u}} \geq R_{Load,t}^{\text{u}} + \max(P_{W,t} - p, 0)\} \geq \alpha \quad (22)$$

$$S_{i,t}^{\text{u}} = \min(P_i^{\max} - P_{i,t} - Z_{i,t}, r_{u,i} T_{10}) \quad (23)$$

下旋转备用约束为

$$P\{\sum_{i=1}^N S_{i,t}^{\text{d}} \geq R_{Load,t}^{\text{d}} + \max(p - P_{W,t}, 0)\} \geq \alpha \quad (24)$$

$$S_{i,t}^{\text{d}} = \min(P_{i,t} + Z_{i,t} - P_i^{\min}, r_{d,i} T_{10}) \quad (25)$$

式中: $S_{i,t}^{\text{u}}$ 和 $S_{i,t}^{\text{d}}$ 分别为机组 i 在时段 t 提供的上下旋转备用容量; $R_{Load,t}^{\text{u}}$ 和 $R_{Load,t}^{\text{d}}$ 分别为系统在时段 t 不考虑风电接入时的上下旋转备用需求,一般取系统总负荷的 5%; p 是服从 Beta 分布的随机变量,表示风电实际出力; α 为置信水平; T_{10} 为旋转备用响应时间(10 min)。

2.3 风电直购模型目标函数

风电参与直购电时,建立目标函数为

$$F_2 = \max(C_g + C_{d2} - C_{u2} - C_{envi2} - C_r - C_o) \quad (26)$$

其中,系统内风电场向大用户售电收入为

$$C_{d2} = \sum_{t=1}^T \gamma_d Z_{W,t} \quad (27)$$

式中, $Z_{W,t}$ 为风电场在时段 t 向大用户的出力。

系统内火电的燃料成本为

$$C_{u2} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 + |d_i \sin(e_i (P_i^{\min} - P_{i,t}))|) \quad (28)$$

系统内火电的环境成本为

$$C_{envi2} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (\gamma_{envi,c} (\alpha_{c,i} + \beta_{c,i} P_{i,t} + \lambda_{c,i} P_{i,t}^2) + \gamma_{envi,s} (\alpha_{s,i} + \beta_{s,i} P_{i,t} + \lambda_{s,i} P_{i,t}^2)) \quad (29)$$

2.4 风电直购模型约束条件

风电参与直购电时的约束条件与火电情况大致相同,不同部分如下。

功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_{W,t} + Z_{W,t} = P_{Load,t} + P_{loss,t} \quad (30)$$

常规机组出力约束为

$$P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} \quad (31)$$

机组爬坡约束

$$-r_{d,i} \Delta t \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq r_{u,i} \Delta t \quad (32)$$

合同电量约束为

$$\sum_{t=1}^T Z_{W,t} = E_W \quad (33)$$

式中, E_W 为风电场签订的日直购电量。

上旋转备用约束为

$$P\left\{\sum_{i=1}^N S_{i,t}^u \geq R_{Load,t}^u + \max(P_{W,t} + Z_{W,t} - p, 0)\right\} \geq \alpha \quad (34)$$

$$S_{i,t}^u = \min(P_i^{\max} - P_{i,t}, r_{u,i} T_{10}) \quad (35)$$

下旋转备用约束

$$P\left\{\sum_{i=1}^N S_{i,t}^d \geq R_{Load,t}^d + \max(p - P_{W,t} - Z_{W,t}, 0)\right\} \geq \alpha \quad (36)$$

$$S_{i,t}^d = \min(P_{i,t} - P_i^{\min}, r_{d,i} T_{10}) \quad (37)$$

2.5 随机变量的处理

针对本文中引入的随机变量和机会约束, 根据满足 Beta 分布的风电出力概率密度函数和给定的置信水平 α 可将上、下旋转备用的机会约束转换成确定性约束条件如下。

上旋转备用约束为

$$\sum_{i=1}^N S_{i,t}^u \geq R_t^u \quad (38)$$

$$R_t^u = R_{Load,t}^u + P_{W,t}^u \quad (39)$$

下旋转备用约束为

$$\sum_{i=1}^N S_{i,t}^d \geq R_t^d \quad (40)$$

$$R_t^d = R_{Load,t}^d + P_{W,t}^d \quad (41)$$

式中, $P_{W,t}^u$ 和 $P_{W,t}^d$ 分别为给定置信水平为 α 时, 由于风电不确定性引起的上、下旋转备用需求概率上应该增加的容量, 可由式(42)~式(44)求得。

$$P_{W,t}^u = P_{We} \int_a^{P_{Wn,t}} (P_{Wn,t} - p) pdf(p) dp \quad (42)$$

$$P_{W,t}^d = P_{We} \int_{P_{Wn,t}}^b (p - P_{Wn,t}) pdf(p) dp \quad (43)$$

$$P_{Wn,t} = \frac{P_{W,t}}{P_{We}} \quad (44)$$

式中: $P_{Wn,t}$ 为标幺化的风电预测出力; P_{We} 为风电场装机容量; a 、 b 为给定置信水平 α 对应的区间估计上下限。实际上, a 、 b 与 α 有如下关系(推导过程见附录 A):

$$\frac{cdf(a)}{cdf(P_{Wn,t})} = 1 - \alpha \quad (45)$$

$$\frac{1 - cdf(b)}{1 - cdf(P_{Wn,t})} = 1 - \alpha \quad (46)$$

式中, $cdf()$ 表示事件的累积概率分布。

2.6 模型求解

针对模型中较多的约束条件, 本文采用罚函数法将含约束问题转化为无约束问题求解。由于本文研究的动态经济调度问题是一个连续的多峰优化问题, 采用传统粒子群算法容易陷入局部最优。对此, 本文采用变权重的粒子群算法, 其权重更新为^[20]

$$\omega(k) = \omega_{\max} - (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \left[\frac{2k}{T_{\max}} - \left(\frac{k}{T_{\max}} \right)^2 \right] \quad (47)$$

式中: k 为当前迭代次数; $\omega(k)$ 为最新权重; ω_{\max} 、 ω_{\min} 为权重更新的上下限; T_{\max} 为最大迭代次数。

3 算例分析

为验证本文提出的调度模型, 以 IEEE 30 节点系统为例进行仿真计算。该系统除包含 6 台传统机组外, 还在 7 节点处接入额定容量为 50 MW 的风电场(如附录 B 图 B1 所示)。常规机组参数及系统日 24 h 负荷见附录 B 表 B1 和表 B2 所示。风电 24 个时段满足 $\theta=2.77$ 、 $\gamma=2.52$ 的 Beta 概率密度函数(实际上风电场不同时段的 Beta 概率密度函数分布参数随着出力的变化而变化, 但本文简化后不影响对模型的分析)。风电场预测出力标幺值见附录 B 表 B3。本文不考虑分时电价问题, 火电上网电价和直购电价取文献[11]的上网电价和直购电价一的平时段电价, 分别为 78.46 \$/MWh 和 92.31 \$/MWh, 风电上网电价根据《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格(2016)2729 号), 取四类资源区的平均电价 80 \$/MWh。机组排放考虑 CO_2 和 SO_2 , 其环境成本系数均为 0.5 \$/kg, 系统上下旋转备用成本系数分别为 20 \$/MWh 和 11 \$/MWh, 启停成本系数均取 10^4 \$, 机组最小启停时间取 2 h。粒子群算法的种群规模取 50, 最大迭代次数为 100, 学习因子 c_1 、 c_2 均为 2, 惯性权重更新限值 $\omega_{\max} = 0.9$, $\omega_{\min} = 0.3$, 粒子速度更新限值 $v_{\max} = 10$, $v_{\min} = -10$, 罚函数的惩罚因子取 10^4 。

为了分析直购电和风电的接入对系统经济调度的影响, 考虑以下情况: 风电并网火电直购, 风电并网风电直购。由于 8 节点处机组容量占比较小, 不至于对系统造成太大影响, 7 节点处为风电并网, 且两处节点的负荷值均较大, 因此根据直购电的就近配置^[3]选择 8 节点分析火电直购, 7 节点分析风电参与直购电。直购电量一般按照年度签署, 由电网调度机构将其分解到月度计划、逐日电量计划中, 并保证执行^[2], 本文假设分解到日的直购量为 360 MWh, 由于大用户通常为三班制企业, 其负荷曲线较平坦, 为简化分析, 本文假设大用户每小时直购电量相同, 即 15 MWh, 节点多余的负荷从

电网购电。

风电并网时,给定不同置信水平对应的系统上、下旋转备用需求和火电参与直购电的收益见表 1。容易看出,随着置信水平的增大,上下旋转备用需求也逐渐增大,发电企业的收益逐渐降低,但同时置信水平的增大也意味着系统可靠性的提升,因此发电企业可通过权衡收益和可靠性来选择适当的置信水平。需要说明,表 1 中选取不同置信水平时上旋转备用需求均大于下旋转备用需求,这是因为本文选取的风电出力的 Beta 分布参数对应的实际出力期望为 0.524,而根据附录 B 表 B3 风电预测出力的标幺值计算得出预测出力的均值为 0.552,说明总体看来预测出力较实际出力偏大,因此上旋转备用的需求更大。

表 1 不同置信水平下火电参与直购电的优化结果

Table 1 Results of direct power purchase from conventional unit under different confidence levels

置信水平	上旋转备用需求/MW	下旋转备用需求/MW	收益/\$
0.85	500.99	478.70	251 627.03
0.9	515.40	489.86	251 216.10
0.95	531.30	502.08	250 763.60
1	549.61	515.96	250 244.84

火电机组参与直购电时,为了满足大用户的用电需求,其最小出力可能大于技术最小出力,分析式(24)和式(25)容易看出,火电机组参与直购电对风电并网的影响主要是:火电参与直购电导致下旋转备用容量减小,难以满足较高置信水平下风电并网的下旋转备用需求,从而引起弃风。图 1 是不同置信水平的下旋转备用需求与不同火电直购电量系统的下旋转备用容量的对比图。容易发现,当火电直购电量为 360 MWh 和 480 MWh 时,系统各时段的下旋转备用容量均大于置信水平为 1 的备用需求,即此时有足够的下旋转备用应对风电的不确定性。从图 1 还可以看出,火电直购电量达到 619.68 MWh

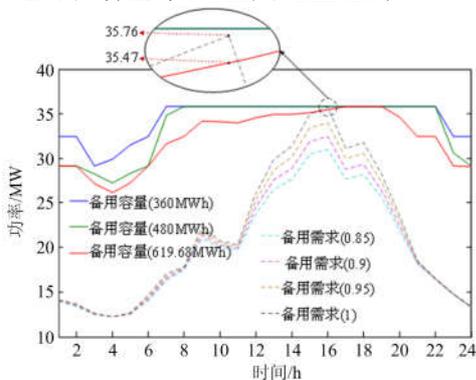


图 1 下旋转备用需求和容量对比

Fig. 1 Comparison of demand and capacity of lower spinning reserve

时,在第 16 时段,系统的下旋转备用容量为 35.47 MW,而置信水平为 1 的下旋转备用需求为 35.76 MW,即系统下旋转备用容量低于置信水平为 1 的备用需求。此时,若给定置信水平为 1,则在第 16 时段会因为下旋转备用容量不能满足备用需求而产生弃风。因此,在含风电的电力系统中,火电参与直购电需要发电企业综合考虑收益、可靠性和风电消纳三者的重要程度,以此确定合适的直购电量和置信水平。

通过以上分析可知,本文设置的 50 MW 风电并网量和 360 MWh 直购电量即使在火电参与直购电时,仍具有充足的备用容量来满足风电并网下系统的备用需求。风电参与直购时,系统备用容量没有因为火电机组参与直购电被压缩,备用容量更大。因此,本文风电具有充足的备用容量作为保障,能够有效保证直购合同的全额交割。其最终交易形式类似于风火打捆,区别在于:在风火打捆中,风电容量与火电容量具有一定的比例^[21-22],而本文风电直购中,备用需求随风电出力和置信水平的变化而变化,即作为备用的火电容量是不定的,没有明确的比例;风火打捆适合大规模风电送出与消纳,本文方法更适合较小规模的风电就近消纳。

火电参与直购电和备用充足的风电参与直购电的优化结果见表 2。结果显示,风电参与直购电相较于火电参与直购电经济性较高。这是由于火电直购压缩了直购机组的出力区间,使得算法优化的最优出力组合,最优解变差;风电直购时,系统内常规机组的出力上下限均不受影响,因此求得的是 6 台常规机组的最优出力组合,结果优于火电直购方式。表 3 以置信水平 0.9 为例,给出了风电参与直购电时常规机组的最优出力。结合附表 B1,容易看出,5 号机组即使运行在不经济、不环保的边界状态也没有选择停机,这是因为在风电并网和直购电的背景下,较高的备用需求和机组启停成本限制了机组的停机,因此最优结果只能是运行于边界状态,说明风电并网和参与直购电对系统内机组的启停有影响。

表 2 不同置信水平火电和风电分别参与直购电的优化结果

Table 2 Results of direct power purchase from conventional unit and wind power under different confidence levels

置信水平	火电直购收益/\$	风电直购收益/\$
0.9	251 216.10	251 225.43
0.95	250 763.60	250 776.59
1	250 244.84	250 257.27

表 3 置信水平为 0.9 时的各时段机组优化出力
Table 3 Optimization output of generators for 24 hours
under 0.9 confidence level

时段	机组各时段出力/MW					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1	117.37	44.79	23.18	19.99	10	23.34
2	112.61	41.41	21.47	18.93	10	21.54
3	107.18	37.55	19.53	17.73	10	19.49
4	104.61	35.73	18.62	17.16	10	18.53
5	107.36	37.68	19.59	17.77	10	19.56
6	112.96	41.65	21.59	19	10	21.67
7	127.6	52.06	26.79	22.31	13.46	27.23
8	137.7	59.25	30.23	24.7	23.18	31.1
9	149.63	67.8	34.54	27.52	30	35.71
10	149.38	67.62	34.45	27.46	30	35.61
11	148.91	67.29	34.27	27.35	30	35.43
12	149.64	67.77	34.39	27.52	30	40
13	153.41	70.53	35	28.41	30	37.2
14	153.2	70.39	35	28.36	30	37.14
15	153.83	70.84	36.16	28.5	30	37.35
16	155.14	71.79	36.66	28.8	30	37.86
17	158.82	74.45	38.06	29.67	30	40
18	160.75	75.86	38.84	30.12	30	40
19	158.85	74.47	38.08	29.67	30	40
20	151.64	69.25	35.31	27.98	30	36.49
21	142.15	62.43	31.78	25.76	27.5	32.81
22	133.64	56.35	28.84	23.74	19.26	29.54
23	123.97	49.49	25.58	21.46	10	25.85
24	112.07	41.02	21.27	18.81	10	21.34

4 结论

本文针对含风电和大用户直购电的电力系统建立了调度模型, 利用风电出力的 Beta 概率密度函数和机会约束规划处理风电的不确定性, 分析不同置信水平、不同直购电量和不同类型机组参与直购电对系统旋转备用、风电消纳和经济调度的影响, 最后采用改进粒子群算法在含风电场的 IEEE30 节点系统上进行优化求解。通过上节算例分析, 得出如下结论: (1) 风电并网时, 置信水平对备用需求和发电企业的收益均有影响, 置信水平越大, 上下旋转备用需求越大, 发电企业的收益越低, 但同时较大的置信水平也意味着系统更高的可靠性, 因此发电企业可通过权衡收益和系统可靠性来选择适当的置信水平。(2) 风电并网系统中火电参与直购时, 直购电量和置信水平的选取会影响发电企业的收益、系统备用需求和备用容量, 因此火电参与直购电需要综合考虑收益、可靠性与风电消纳的重要程度来确定合适的直购电量和置信水平; (3) 风电并网和发电企业参与直购电会影响系统内机组的启

停, 因此要根据风电和直购情况制定合适的启停计划。同时, 在含风电的电力系统中, 风电在充足的备用保障下参与直购电较火电参与直购电具有更优的机组组合, 经济性更高。因此, 风电并网系统在备用充足的情况下参与直购电应优先考虑风电直购形式。本文所建模型对含风电的电力系统参与直购电具有一定指导意义, 但研究中只分析了在固定风电并网量下, 考虑风电不确定性, 风电和火电分别参与直购电的情况。关于如何选择直购电环境下的最优风电并网量, 是本文下一步工作的重点。

附录 A

首先, $cdf()$ 表示事件的累积概率分布, 用于描述随机变量落在任一区间上的概率, 对于连续随机变量, 其累积概率分布由概率密度函数积分求得, 即

$$cdf(x) = \int_{-\infty}^x pdf(t) dt \quad (1)$$

因此, $cdf(P_{Wn,t})$ 表示实际风电出力落于区间 $[-\infty, P_{Wn,t}]$ (针对 Beta 分布即为区间 $[0, P_{Wn,t}]$) 的概率, 几何上可理解为在概率密度函数图像中, 区间 $[0, P_{Wn,t}]$ 对应的面积 (概率密度函数区间对应的面积即为真值出现在该区间内的概率)。

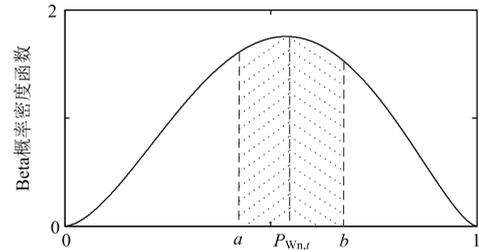


图 A1 置信区间

Fig. A1 Integration of confidence interval

如图 A1 所示, 当风电实际出力低于预测值时, 其实际出力可能处于区间 $[0, P_{Wn,t}]$ 中的任一点, 若给定置信水平为 α , 即可确定与之对应的置信区间 $[a, P_{Wn,t}]$, 置信水平 α 与对应的 a 有如下关系 (几何上可理解为区间 $[a, P_{Wn,t}]$ 对应的面积与低于预测值时的总区间 $[0, P_{Wn,t}]$ 对应面积的比值为 α):

$$\begin{aligned} \frac{cdf(P_{Wn,t}) - cdf(a)}{cdf(P_{Wn,t})} &= \alpha \\ \Rightarrow 1 - \frac{cdf(a)}{cdf(P_{Wn,t})} &= \alpha \quad (2) \\ \Rightarrow \frac{cdf(a)}{cdf(P_{Wn,t})} &= 1 - \alpha \end{aligned}$$

同理, 实际出力高于预测值时, 置信水平 α 与

对应的 b 有如下关系:

$$\begin{aligned} \frac{cdf(b) - cdf(P_{Wn,t})}{1 - cdf(P_{Wn,t})} &= \alpha \\ \Rightarrow \frac{1 - cdf(P_{Wn,t}) - 1 + cdf(b)}{1 - cdf(P_{Wn,t})} &= \alpha \\ \Rightarrow 1 - \frac{1 - cdf(b)}{1 - cdf(P_{Wn,t})} &= \alpha \\ \Rightarrow \frac{1 - cdf(b)}{1 - cdf(P_{Wn,t})} &= 1 - \alpha \end{aligned} \quad (3)$$

附录 B

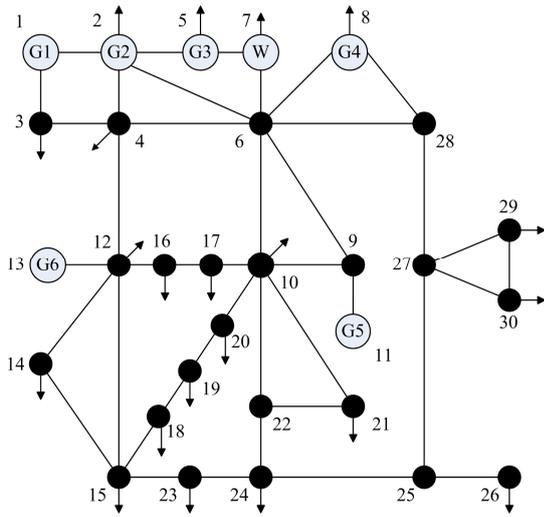


图 B1 IEEE 30 网络拓扑

Fig. B1 Structure diagram of IEEE 30-bus system

表 B1 机组参数

Table B1 Unit parameters

机组	G1	G2	G3	G4	G5	G6
P^{max} / MW	200	80	50	35	30	40
P^{min} / MW	50	20	15	10	10	12
$a / (\$/h)$	75	350	1 250	167	500	500
$b / (\$/MWh)$	29.96	35.23	34.2	32.44	40.02	35.01
$c / (\$/MW^2h)$	0.035	0.042	0.081	0.171	0.016	0.085
$d / (\$/h)$	450	600	320	260	280	310
$e / (rad/MW)$	0.041	0.036	0.028	0.052	0.063	0.048
$r_d, r_u / (MW/h)$	80	40	30	20	20	25
$\alpha_s / (kg/h)$	169.1	111.4	126.2	102.5	89.3	103.3
$\beta_s / (kg/MWh)$	2.1	3.4	5.3	3.6	2.9	3.1
$\lambda_s / [10^{-3}kg/(MW^2h)]$	0.37	1.7	2.1	2.3	4.02	3.8
$\alpha_c / (kg/h)$	133.4	90.4	110.2	82.5	67.3	83.3
$\beta_c / (kg/MWh)$	-2.7	-3.9	-5.5	-3.9	-3.1	-3.4
$\lambda_c / (kg/MW^2h)$	0.038	0.059	0.079	0.061	0.067	0.085

表 B2 系统日负荷数据

Table B2 System load data in a day

时段	负荷/MWh	时段	负荷/MWh
1	270.33	13	359.87
2	257.07	14	357.53
3	247.2	15	356.14
4	243.93	16	359.07
5	247.2	17	375
6	253.47	18	378.8
7	293.43	19	378.8
8	332.73	20	365.5
9	362.35	21	349.07
10	365.5	22	322.87
11	365.5	23	290.54
12	359.87	24	257.07

表 B3 风电预测出力标么值

Table B3 Per unit values of predicted wind power

时段	出力标么值	时段	出力标么值
1	0.735	13	0.295
2	0.716	14	0.257
3	0.799	15	0.179
4	0.866	16	0.169
5	0.789	17	0.283
6	0.626	18	0.273
7	0.603	19	0.358
8	0.679	20	0.480
9	0.521	21	0.692
10	0.597	22	0.767
11	0.621	23	0.799
12	0.392	24	0.744

参考文献

[1] 夏清, 白杨, 钟海旺, 等. 中国推广大用户直购电交易的制度设计与建议[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(20): 1-7. XIA Qing, BAI Yang, ZHONG Haiwang, et al. Institutional design and suggestions for promotion of direct electricity purchase by large consumers in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(20): 1-7.

[2] 刘克俭, 王铁强, 时珉, 等. 大规模直购电下基于让渡价格的日前发电计划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(22): 28-33. LIU Kejian, WANG Tieqiang, SHI Min, et al. Research of day-ahead generation plan based on assignment price under consumers' direct-purchasing electricity[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(22): 28-33.

[3] 陈皓勇, 张森林, 张尧. 电力市场中大用户直购电交易模式及算法研究[J]. 电网技术, 2008, 32(21): 85-90. CHEN Haoyong, ZHANG Senlin, ZHANG Yao. Research on transaction mode of direct power purchase by large consumers in electricity market[J]. Power System Technology, 2008, 32(21): 85-90.

[4] 周明, 郑雅楠, 李庚银, 等. 考虑分时电价和电能质量的大用户转运费用固定成本的综合分摊方法[J]. 中国

- 电机工程学报, 2008, 28(19): 125-130.
ZHOU Ming, ZHENG Yanan, LI Gengyin, et al. Synthetical method for allocating wheeling fixed cost for large consumers considering time-of-use pricing and power quality[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(19): 125-130.
- [5] 张宗益, 亢娅丽, 郭兴磊. 基于谱风险度量的大用户直购电组合模型分析[J]. 电工技术学报, 2013, 28(1): 266-270.
ZHANG Zongyi, KANG Yali, GUO Xinglei. Model analysis of large consumers' power purchase portfolio based on spectral measures of risk[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(1): 266-270.
- [6] 冯涛, 卢志刚, 李学平, 等. 考虑大用户直购电的动态环境经济调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(18): 151-159.
FENG Tao, LU Zhigang, LI Xueping, et al. Dynamic emission economic dispatch considering large consumers direct purchasing[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(18): 151-159.
- [7] 杨家然, 王兴成, 隋林涛, 等. 采用混合智能算法的含风电电力系统多目标优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(11): 21-27.
YANG Jiaran, WANG Xingcheng, SUI Lintao, et al. Multi-objective optimal scheduling of wind integrated power systems with hybrid intelligent algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(11): 21-27.
- [8] 王豹, 徐箭, 孙元章, 等. 基于通用分布的含风电电力系统随机动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(6): 17-24.
WANG Bao, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. Stochastic dynamic economic dispatch of power systems considering wind power based on versatile probability distribution[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(6): 17-24.
- [9] 杨茂, 刘红柳, 季本明. 基于混沌理论的风电功率超短期多步预测的误差分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 50-55.
YANG Mao, LIU Hongliu, JI Benming. Analysis of ultra-short-term prediction error of wind power based on chaos theory[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 50-55.
- [10] RAJENDRAN S, JENA D. Variable speed wind turbine for maximum power capture using adaptive fuzzy integral sliding mode control[J]. Journal of Modern Power Systems & Clean Energy, 2014, 2(2): 114-125.
- [11] 张文韬, 王秀丽, 吴雄, 等. 大规模风电接入下含大用户直购电的电力系统调度模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(12): 2927-2935.
ZHANG Wentao, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. An analysis model of power system with large-scale wind power and transaction mode of direct power purchase by large consumers involved in system scheduling[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(12): 2927-2935.
- [12] 张倩文, 王秀丽, 杨廷天, 等. 大用户直购电模式下含大规模风光的电力系统优化调度[J]. 电力建设, 2017, 38(10): 24-32.
ZHANG Qianwen, WANG Xiuli, YANG Tingtian, et al. Optimal dispatch of power system containing large scale wind-photovoltaic power with direct power purchase by large consumers[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(10): 24-32.
- [13] 李言, 王秀丽, 张文韬, 等. 大用户直购电对系统风电消纳的影响[J]. 电工技术学报, 2017, 32(23): 149-157.
LI Yan, WANG Xiuli, ZHANG Wentao, et al. Impact of large consumers direct-purchasing on consumption of wind power of power systems[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(23): 149-157.
- [14] LANGE M. On the uncertainty of wind power predictions—analysis of the forecast accuracy and statistical distribution of errors[J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2005, 127(2): 177-184.
- [15] 葛炬, 王飞, 张粒子. 含风电场电力系统旋转备用获取模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(6): 32-36.
GE Ju, WANG Fei, ZHANG Lizi. Spinning reserve model in the wind power integrated power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(6): 32-36.
- [16] DOQUET M. Use of a stochastic process to sample wind power curves in planning studies[C] // 2007 IEEE Lausanne Power Tech, July 1-5, 2007, Lausanne, Switzerland: 663-670.
- [17] BLUDSZUWEIT H, DOMINGUEZ-NAVARRO J A, LLOMBART A. Statistical analysis of wind power forecast error[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 983-991.
- [18] ATALAY K D, APAYDIN A. Gamma distribution approach in chance-constrained stochastic programming model[J]. Journal of Inequalities & Applications, 2011, 20(1): 1-13.
- [19] 袁晓辉, 袁艳斌, 王乘. 计及阀点效应的电力系统经济运行方法[J]. 电工技术学报, 2005, 20(6): 92-96.
YUAN Xiaohui, YUAN Yanbin, WANG Cheng. Method for economic operation problem in power systems with valve point effect[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2005, 20(6): 92-96.
- [20] 史峰, 王辉, 郁磊, 等. Matlab 智能算法 30 个案例分析[M]. 北京: 北京航空航天大学出版社, 2011.
- [21] 汪宁渤. 大规模风电送出与消纳[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [22] 董吉哲, 谢开贵, 马冲, 等. 计及风速和负荷特性的风火打捆发电系统规划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 59-66.
DONG Jizhe, XIE Kaigui, MA Chong, et al. Optimal planning of bundled wind-thermal generation power systems considering wind speed and load characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 59-66.

收稿日期: 2018-08-29; 修回日期: 2018-10-19

作者简介:

邓强(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网的电力系统优化调度; E-mail: dqge@qq.com

詹红霞(1971—), 女, 通信作者, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统保护与控制以及新能源并网。E-mail: zhx105a@sina.com

(编辑 周金梅)