

考虑源荷协调的风电并网系统旋转备用容量优化

陈厚合¹, 王 杨¹, 张儒峰¹, 郭 放², 贾 蒙³, 孙东方⁴

(1. 东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132012; 2. 河北水利电力学院 电力工程系, 河北 沧州 061001;
3. 北京京能未来燃气热电有限公司, 北京 102200; 4. 国网浙江海宁市供电公司, 浙江 嘉兴 314400)

摘要: 风电的接入给电力系统带来更大不确定性, 要求电网公司购买更多的旋转备用以维持电力系统的功率平衡和稳定, 兼顾系统运行可靠性与经济性的旋转备用优化配置具有重要意义。考虑风电、需求侧互动资源, 提出一种基于多场景的概率性旋转备用优化方法。该方法综合考虑风电预测误差、负荷波动及发电机非计划停运不确定性因素对旋转备用的需求, 将弃风、可中断负荷分别作为部分负、正旋转备用融入发电日前调度计划, 以购电总费用最低为目标函数建立日前机组组合优化模型, 获得各时段旋转备用优化配置量。通过对 IEEE 30 节点、IEEE 118 节点系统进行算例分析, 验证了所提方法的正确性和有效性。

关键词: 风电; 弃风; 可中断负荷; 旋转备用; 机组组合

中图分类号: TM 761; TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.08.025

0 引言

随着化石能源日益枯竭、环境污染愈发严重, 风电作为一种可再生清洁能源被大力发展^[1]。由于风电自身的波动性、间歇性、随机性等特点, 其大量并网后将系统旋转备用的需求产生较大影响^[2-5]。为大规模消纳风电并保证电力系统安全稳定运行, 电力系统需在原有运行方式基础上额外安排一定的旋转备用以应对风电出力的不确定性^[6-8]。随着风电并网比例的不断增长, 旋转备用的需求越来越大, 仅靠常规电源参与调节、提供旋转备用是不够的, 因此, 如何充分挖掘利用系统中其他调节资源, 根据风电并网系统旋转备用需求特点对旋转备用进行合理优化配置成为亟待解决的问题。

近年来, 针对风电并网系统旋转备用优化配置问题, 已取得不少研究成果, 大部分研究方法基于系统运行的经济性或可靠性。文献[9-10]从系统经济性角度出发, 采用成本效益方法确定最优旋转备用容量, 对系统运行可靠性没有明确要求; 文献[11-12]则基于系统可靠性指标, 综合考虑系统不确定因素, 计及可靠性约束进行发电和备用协调优化。上述方法都能对旋转备用进行有效优化, 但只考虑了常规电源提供的旋转备用资源, 难以满足风电并网后系统对旋转备用的更高需求, 不利于系统稳定经济运行。

风电并网系统中, 不仅常规电源可以提供旋转备用, 风电同样也具有提供正、负旋转备用的能力^[13]。文献[14]利用弃风为系统提供负旋转备用, 将弃风

成本加入目标函数中对系统进行旋转备用优化配置。文献[13]分别讨论了风电提供正、负旋转备用容量的可行性, 指出风电出力上限受自然条件限制, 作为正旋转备用可信度不高。然而, 需求侧可中断负荷可以作为一种特殊的正旋转备用资源为系统提供辅助服务来弥补风电不适合提供正旋转备用这一缺陷^[15]。可中断负荷作为特殊正旋转备用能有效应对小概率高风险容量事故, 更好地解决风电并网后系统小概率备用需求增加的问题, 但当前对于可中断负荷作为备用的研究主要考虑了其备用服务成本的影响, 忽略了对系统发电总成本的影响^[16-20]。文献[19]采用场景分析法对含可中断负荷的电力系统调度模型进行建模, 但其目标函数中没有计及常规机组旋转备用成本, 无法考虑可中断负荷的融入对常规机组旋转备用的预留有何影响; 文献[20]则仅仅以最小化常规机组和可中断负荷 2 种资源的旋转备用容量获取成本之和为目标, 不能保证所得到的旋转备用优化配置结果能使系统整体经济性得到提高。综上, 目前鲜有文献能够综合考虑常规电源、风电、需求侧可中断负荷 3 种备用资源的协调利用, 因此急需提出一种对旋转备用资源进行全面优化和合理配置的方法。

针对上述研究中的不足, 本文综合整合发、用电侧旋转备用资源, 将弃风、可中断负荷分别作为部分负、正旋转备用考虑到发电调度模型中。以包含常规机组旋转备用成本以及弃风惩罚、可中断负荷补偿成本的购电总费用最小为目标, 建立基于多场景的概率性旋转备用优化模型, 确保在系统安全运行的前提下, 实现各机组有功出力与旋转备用的优化配置, 使弃风、可中断负荷在应对小概率、高风险的场景下发挥重要作用, 从而提高系统运行的整体效益。最后, 通过算例分析验证本文所建模型及所提方法的正确

收稿日期: 2016-12-19; 修回日期: 2017-06-15

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51377016, 51477027, 5167070297, 51607033, 51607034)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51377016, 51477027, 5167070297, 51607033, 51607034)

性和有效性。

1 系统不确定性模型

1.1 系统净负荷不确定性模型

1.1.1 系统负荷不确定性模型

系统每个调度时段的负荷值可以用该时段负荷预测值与其预测误差来表示。

$$P_{L,t} = P_{Lf,t} + e_{1,t} \quad (1)$$

其中, $P_{L,t}$ 、 $P_{Lf,t}$ 、 $e_{1,t}$ 分别为 t 时段系统负荷实际值、预测值、预测误差。

在短期负荷预测中, 可以认为系统负荷预测误差 $e_{1,t}$ 服从均值为 0、标准差为 $\sigma_{1,t}$ 的正态分布。标准差 $\sigma_{1,t}$ 由负荷预测值的百分比表示如下^[21-22]:

$$\sigma_{1,t} = k \% P_{Lf,t} \quad (2)$$

其中, k 的取值范围为 0~100, 用以表示预测精度, 本文取值为 1^[22]。

1.1.2 风电出力不确定性模型

风速的大小决定了单台风电机组的输出功率, 两者之间的函数关系可表示为^[3]:

$$P_w(v) = \begin{cases} 0 & v < v_{ci}, v \geq v_{co} \\ \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} P_r & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r & v_r \leq v < v_{co} \end{cases} \quad (3)$$

其中, P_w 为单台风电机组的输出功率; v 为单台风电机组的输入风速; v_{ci} 、 v_r 、 v_{co} 分别为单台风电机组的切入、额定和切出风速; P_r 为单台风电机组的额定输出功率。

系统每个调度时段的风电出力也可以用该时段风电出力预测值与其预测误差来表示。

$$P_{W,t} = P_{Wf,t} + e_{w,t} \quad (4)$$

其中, $P_{W,t}$ 、 $P_{Wf,t}$ 、 $e_{w,t}$ 分别为 t 时段风电出力实际值、预测值、预测误差。

风电出力预测误差可以认为是服从均值为 0、标准差为 $\sigma_{w,t}$ 的正态分布^[23]。标准差 $\sigma_{w,t}$ 用风电出力预测值和风电总装机容量表示如下:

$$\sigma_{w,t} = \frac{1}{5} P_{Wf,t} + \frac{1}{50} W_z \quad (5)$$

其中, W_z 为风电总装机容量。

1.1.3 系统净负荷不确定性模型

系统净负荷定义为系统负荷减去风电出力值, 即需要其他发电机组(除去风电机组, 本文指剩余火力发电机组)来提供能量的负荷值^[24]。系统净负荷用其预测值、预测误差表示为:

$$P_{D,t} = P_{Df,t} + e_{d,t} \quad (6)$$

其中, $P_{D,t}$ 、 $P_{Df,t}$ 、 $e_{d,t}$ 分别为 t 时段系统净负荷实际值、预测值、预测误差。根据定义, 系统净负荷预测值 $P_{Df,t}$ 表示为:

$$P_{Df,t} = P_{Lf,t} - P_{Wf,t} \quad (7)$$

由于负荷预测误差、风电出力预测误差服从 2 个独立的正态分布, 由正态分布的性质可知, 净负荷预测误差 $e_{d,t}$ 服从均值为 0、标准差为 $\sigma_{d,t}$ 的正态分布。其中 $\sigma_{d,t}$ 可表示为:

$$\sigma_{d,t} = \sqrt{\sigma_{1,t}^2 + \sigma_{w,t}^2} \quad (8)$$

1.2 发电机非计划停运不确定性模型

计划运行的发电设备只存在 2 种状态, 即正常运行和故障停运。设其状态变量 γ_i 为服从二项分布的随机变量, 即:

$$\gamma_i = \begin{cases} 1 & A_i > \lambda_i \\ 0 & 0 \leq A_i \leq \lambda_i \end{cases} \quad (9)$$

其中, $\gamma_i = 1$ 代表机组 i 正常运行, $\gamma_i = 0$ 代表机组 i 发生故障, 退出运行; A_i 为在 $[0, 1]$ 之间抽取的随机变量; λ_i 为机组 i 的故障率。考虑最小开机时间, 故障停运的机组在最小开机时间内状态保持为“0”。

2 弃风、可中断负荷调用策略

弃风、可中断负荷作为一种特殊的旋转备用, 只有在常规机组预留旋转备用不足时才会被调用, 当系统没有发生弃风时, 系统不会产生额外的惩罚费用, 而对可中断负荷的补偿费用包括对参与用户的可中断容量补偿和中断电量补偿两部分^[25]。可中断容量补偿是电网公司在调度之前与可中断负荷参与用户签订合同内规定的固定成本, 中断电量补偿则是可中断负荷被系统真正调用后产生的补偿费用。由此可见, 两者作为特殊旋转备用既灵活又经济, 这使其在应对小概率高风险的事故中有着重要意义。弃风、可中断负荷被调用时产生的补偿费用与系统预留旋转备用容量大小以及弃风、可中断负荷被调用的概率密切相关, 因此, 本文将弃风、可中断负荷的调用策略分为 2 步: 首先, 获取系统全部运行场景及其对应的场景概率; 然后, 计算每个场景下系统弃风、可中断负荷调用容量, 通过概率加权, 得到其调用期望。

2.1 系统运行场景的获取

首先, 只考虑发电机不确定性模型, 基于 $N-1$ 准则建立一组场景。由于 2 台及以上发电机同时故障的概率很小, 并且大量的场景计算会给系统带来更多计算压力, 故本文只考虑所有发电机都不故障和单台发电机故障情况, 共包含 $N+1$ 个场景。

t 时段, 单台发电机 i 故障的概率 $p_{i,t}^1$ 为:

$$p_{i,t}^1 = \gamma_{i,t} \lambda_i \prod_{j=1, j \neq i}^N (1 - \gamma_{j,t} \lambda_j) \quad (10)$$

t 时段, 所有发电机都不故障的概率 $p_{i,t}^0$ 为:

$$p_{i,t}^0 = \prod_{i=1}^N (1 - \gamma_{i,t} \lambda_i) \quad (11)$$

其中, N 为常规发电机组总数; $\gamma_{i,t}$ 为 t 时段机组 i 开机状态。

根据净负荷不确定性模型,其预测误差是一个连续的随机变量,而发电机的不确定性是一组二进制随机变量。为了使两者结合,获得其共同产生的旋转备用需求容量,将净负荷预测误差近似离散化,得到净负荷预测误差的所有场景,再分别与上述发电机不确定性的 $N+1$ 个场景结合。本文将净负荷预测误差离散为 NL 个分段,每个分段的宽度取为预测误差的标准差值 $\sigma_{d,t}$,从左向右第 l 分段的中间值 $[l-(NL+1)/2]\sigma_{d,t}$ 近似认为是其对应整个分段的净负荷预测误差。当然,离散的段数越多,结果就更加趋于精确,同时也增加了计算压力。根据正态分布的 3σ 原则,99.7%的净负荷预测误差位于 $-3\sigma_{d,t}\sim 3\sigma_{d,t}$ 之间,因此,本文默认净负荷预测误差在 $-3\sigma_{d,t}\sim 3\sigma_{d,t}$ 之间波动,故将其离散成 7 个分段,即 7 个场景,每个场景对应的概率 $p_{i,l,t}^d$ 可以根据正态分布计算得出。图 1 为将其离散成 7 个场景的示意图。

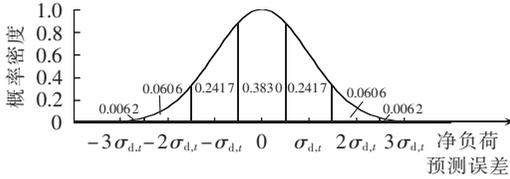


图 1 净负荷预测误差正态分布 7 分段示意图

Fig.1 Seven-segment diagram of normal distribution of net load forecasting error

综上所述,前者的每个场景分别与后者的 7 个场景结合,获得系统全部的运行场景。对应的场景概率为:

$$p_{i,l,t}^1 = p_{i,l,t}^1 p_{i,l,t}^d \quad (12)$$

$$p_{i,l,t}^0 = p_{i,l,t}^0 p_{i,l,t}^d \quad (13)$$

其中, $p_{i,l,t}^1, p_{i,l,t}^0$ 分别为 t 时段单台发电机 i 发生故障、所有发电机都不故障与净负荷预测误差在第 l 分段时结合的场景概率。

2.2 各场景下弃风、可中断负荷调用策略

各场景下,弃风、可中断负荷调用容量与常规机组预留的正、负旋转备用是否充裕密切相关。以 t 时段的一个场景 $S_{i,l}$ (发电机 i 故障与净负荷预测误差在第 l 分段时结合的场景,若没有发电机故障, i 可以取为 0) 为例进行分析说明。

系统全部预测误差来源于发电机的非计划停运及净负荷预测误差 2 个方面,该场景下,系统全部预测误差可以表示为:

$$x_{S_{i,l}}^t = - \left(l - \frac{NL+1}{2} \right) \sigma_{d,t} + \sum_{i \in U_{S_{i,l}}^t} P_{i,t} \quad (14)$$

其中, $U_{S_{i,l}}^t$ 为 t 时段场景 $S_{i,l}$ 下的故障机组集合。

若 $x_{S_{i,l}}^t > 0$, 说明该场景下系统需要正旋转备用, $x_{S_{i,l}}^t$ 的值正是正旋转备用需求容量。此时,正旋转备用预留不足容量为:

$$R_{S_{i,l}}^{u,t} = x_{S_{i,l}}^t - \sum_{j \in A_{S_{i,l}}^t} R_{j,t}^u \quad (15)$$

其中, $R_{S_{i,l}}^{u,t}$ 为 t 时段场景 $S_{i,l}$ 下正旋转备用不足容量; $A_{S_{i,l}}^t$ 为 t 时段场景 $S_{i,l}$ 下正常运行的发电机组集合; $R_{j,t}^u$ 为 t 时段机组 j 预留的正旋转备用。

若 $R_{S_{i,l}}^{u,t} \leq 0$, 说明该场景下系统预留的正旋转备用足以应对系统中的不确定因素;若 $R_{S_{i,l}}^{u,t} > 0$, 说明该场景下系统预留的正旋转备用不足,需要调用可中断负荷,即对可中断负荷参与用户进行切负荷。

综上,该场景下可中断负荷调用容量为正旋转备用不足容量,即:

$$R_{il,S_{i,l}}^t = R_{S_{i,l}}^{u,t} a_{S_{i,l}}^t \quad (16)$$

$$a_{S_{i,l}}^t = \begin{cases} 1 & R_{S_{i,l}}^{u,t} > 0 \\ 0 & R_{S_{i,l}}^{u,t} \leq 0 \end{cases} \quad (17)$$

同理,若 $x_{S_{i,l}}^t < 0$, 说明该场景下系统需要负旋转备用, $x_{S_{i,l}}^t$ 的绝对值代表负旋转备用需求容量。此时,负旋转备用不足容量为:

$$R_{S_{i,l}}^{d,t} = -x_{S_{i,l}}^t - \sum_{j \in A_{S_{i,l}}^t} R_{j,t}^d \quad (18)$$

其中, $R_{S_{i,l}}^{d,t}$ 为 t 时段场景 $S_{i,l}$ 下负旋转备用不足容量; $R_{j,t}^d$ 为 t 时段机组 j 预留的负旋转备用。

若 $R_{S_{i,l}}^{d,t} \leq 0$, 说明该场景下系统预留的负旋转备用足以应对系统中的不确定因素;若 $R_{S_{i,l}}^{d,t} > 0$, 说明该场景下系统预留的负旋转备用不足,需要调用弃风。调用弃风容量为负旋转备用不足容量,即:

$$W_{cut}^{S_{i,l},t} = R_{S_{i,l}}^{d,t} b_{S_{i,l}}^t \quad (19)$$

$$b_{S_{i,l}}^t = \begin{cases} 1 & R_{S_{i,l}}^{d,t} > 0 \\ 0 & R_{S_{i,l}}^{d,t} \leq 0 \end{cases} \quad (20)$$

最后,将该调度时段所有场景下的弃风、可中断负荷调用容量进行概率加权,获得该时段弃风、可中断负荷的调用容量期望分别为:

$$E_{Wcut}^t = \sum_{S_{i,l}=1}^{N_s} W_{cut}^{S_{i,l},t} p_{S_{i,l}}^t \quad (21)$$

$$E_{il}^t = \sum_{S_{i,l}=1}^{N_s} R_{il,S_{i,l}}^t p_{S_{i,l}}^t \quad (22)$$

其中, N_s 为 t 时段内系统场景总数; E_{Wcut}^t, E_{il}^t 分别为 t 时段弃风、可中断负荷调用期望; $p_{S_{i,l}}^t$ 为 t 时段场景 $S_{i,l}$ 发生的概率,可根据式(12)、(13)求出。

3 机组组合优化模型

3.1 优化目标

系统预留旋转备用的增多会提高系统运行可靠性,但也会带来经济性的下降。考虑到系统经济性要求,本文机组组合模型在满足可靠性要求的前提下,基于传统模型,以包含系统预留旋转备用成本及可中断负荷、弃风补偿成本的系统购电总成本最小为目标函数,实现系统可靠性与经济性更好的平衡。模型需要满足的约束条件除功率平衡约束和发电机

组出力的不等式约束外,还要满足每个场景下系统总的旋转备用可利用资源大于系统总预测误差,以确保系统的可靠性。

目标函数表达式如下:

$$\min \sum_{i=1}^{N_T} \left\{ \sum_{t=1}^N [C_{i,t}(P_{i,t}, \gamma_{i,t}) + S_i(1-\gamma_{i,t-1})\gamma_{i,t} + \alpha_i R_{i,t}^u + \beta_i R_{i,t}^d] + C_{ll}^1 R_{llm} + C_{ll}^2 \sum_{S_{i,t}=1}^{N_S} R_{llS_{i,t}}^l p_{S_{i,t}}^l + C_w \sum_{S_{i,t}=1}^{N_S} W_{cut}^{S_{i,t}} p_{S_{i,t}}^l \right\} \quad (23)$$

其中, N_T 为调度周期总时段数; $C_{i,t}(P_{i,t}, \gamma_{i,t})$ 为机组 i 在 t 时段的运行成本,一般用机组有功功率的二次函数表示为 $C_{i,t}(P_{i,t}, \gamma_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i$, $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段的有功出力; S_i 为机组 i 的启动成本; $R_{i,t}^u$ 、 $R_{i,t}^d$ 分别为机组 i 在 t 时段预留的正、负旋转备用; α_i 、 β_i 分别为机组 i 提供正、负旋转备用成本系数; C_{ll} 为可中断负荷参与用户的容量补偿成本系数; R_{llm} 为可中断负荷容量; C_{ll}^1 、 C_w 分别为可中断负荷、弃风调用时的补偿成本系数。为避免风电大量弃风,造成不必要的资源浪费,本文设定较高的弃风惩罚成本系数,使弃风真正在低概率高损失的事件中发挥重要作用。

3.2 约束条件

a. 各时段的任一场景下,系统满足功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_{wt,t} - W_{cut}^{S_{i,t}} = P_{ld,t} + e_{d,t}^{S_{i,t}} - R_{llS_{i,t}}^d \quad (24)$$

其中, $e_{d,t}^{S_{i,t}}$ 为 t 时段场景 $S_{i,t}$ 下的净负荷预测误差。

b. 机组出力约束:

$$\gamma_{i,t} P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq \gamma_{i,t} P_{i,\max} \quad (25)$$

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:

$$-D_i T_{60} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq U_i T_{60} \quad (26)$$

其中, U_i 、 D_i 分别为机组 i 的上、下爬坡速率; T_{60} 为发电机计划出力调度时长,通常为 1 h,即 60 min。

d. 发电机最小启停时间约束:

$$\begin{cases} (\gamma_{i,t-1} - \gamma_{i,t})(T_{ig,t-1}^{\text{on}} - T_{ig,\min}^{\text{on}}) \geq 0 \\ (\gamma_{i,t} - \gamma_{i,t-1})(T_{ig,t-1}^{\text{off}} - T_{ig,\min}^{\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (27)$$

其中, $T_{ig,t-1}^{\text{on}}$ 和 $T_{ig,t-1}^{\text{off}}$ 分别为机组 i 在 $t-1$ 时段连续开机时间和连续停机时间; $T_{ig,\min}^{\text{on}}$ 和 $T_{ig,\min}^{\text{off}}$ 分别为机组 i 的最小开机和停机时间。

e. 系统正旋转备用及可中断负荷约束:

$$0 \leq R_{i,t}^u \leq \gamma_{i,t} U_i T_{15} \quad (28)$$

$$P_{i,t} + R_{i,t}^u \leq P_{i,\max} \quad (29)$$

$$0 \leq R_{llS_{i,t}}^u \leq R_{llm} \quad (30)$$

$$\sum_{i=1}^N R_{i,t}^u + R_{llS_{i,t}}^u \geq x_{S_{i,t}}^t \quad (31)$$

其中, T_{15} 为旋转备用响应时间,一般要求在 15 min 以内使系统功率偏差降为 0。此处,用系统全部预测误差 $x_{S_{i,t}}^t > 0$ 时的值来表示正旋转备用需求总量。

f. 系统负旋转备用及弃风约束:

$$0 \leq R_{i,t}^d \leq \gamma_{i,t} D_i T_{15} \quad (32)$$

$$P_{i,t} - R_{i,t}^d \geq P_{i,\min} \quad (33)$$

$$0 \leq W_{cut}^{S_{i,t}} \leq P_{wt,t} + e_{W}^{S_{i,t}} \quad (34)$$

$$\sum_{i=1}^N R_{i,t}^d + W_{cut}^{S_{i,t}} \geq -x_{S_{i,t}}^t \quad (35)$$

其中, $e_{W}^{S_{i,t}}$ 为 t 时段场景 $S_{i,t}$ 下的风电出力预测误差; 系统全部预测误差 $x_{S_{i,t}}^t < 0$ 时的绝对值表示负旋转备用需求总量。

4 算例分析

4.1 IEEE 30 节点系统算例

采用 IEEE 30 节点系统进行算例研究,发电机参数见文献[1],并网的风电场单台风电机组额定容量为 1.5 MW,风电机组台数为 200,风电场额定容量为 300 MW,单台风电机组的切入、额定和切出风速分别为 3.5、13.5、25 m/s,风速预测值取自文献[1]。风电出力预测值、负荷预测值见表 1。可中断负荷容量为 120 MW,弃风、可中断负荷调用的补偿费用均设为 500 \$/MW,调度周期以 1 h 为 1 个时段,共 24 个调度时段,在 MATLAB 环境中,调用 CPLEX 软件包编制相关程序。

表 1 负荷、风电出力预测

Table 1 Predicted loads and wind power outputs

时段	负荷 预测/MW	风电出力 预测/MW	时段	负荷 预测/MW	风电出力 预测/MW
1	689.4	214.5	13	1228.8	225.0
2	661.5	210.0	14	1289.6	243.0
3	655.7	178.5	15	1310.4	220.5
4	655.9	180.0	16	1298.2	207.0
5	663.7	189.0	17	1170.1	211.5
6	687.5	204.0	18	987.5	193.5
7	752.4	255.0	19	1048.3	177.0
8	820.4	297.0	20	1198.8	195.0
9	900.6	282.0	21	1174.6	204.0
10	1050.1	279.0	22	1012.2	243.0
11	1210.9	282.0	23	829.8	267.0
12	1263.0	229.5	24	721.6	273.0

利用本文提出的方法进行机组组合计算,机组最优出力、正旋转备用最优配置、负旋转备用最优配置及弃风、可中断负荷调用期望结果如图 2 所示。

由图 2(a)可知,由于对正旋转备用的大量需求,几乎所有时段全部机组处于开机状态。在小负荷时段(1—8、23、24 时段),受机组最小出力限制,各机组之间出力并无很大差别,而在大负荷时段,发电机 1、5 因其容量大、备用成本高而成为主要出力机组。由图 2(b)可知,发电机 3、6 是承担正旋转备用任务的主力机组,这主要因其正旋转备用成本小,爬坡速率大,也正是受爬坡速率的限制,在发电机 3、6 达到承担正旋转备用任务极限后,发电机 2、4 开始承担剩余任务,发电机 1、5 主要承担负荷电量,基本不承担正旋转备用任务。由图 2(c)可知,尽管发电机 3 的负

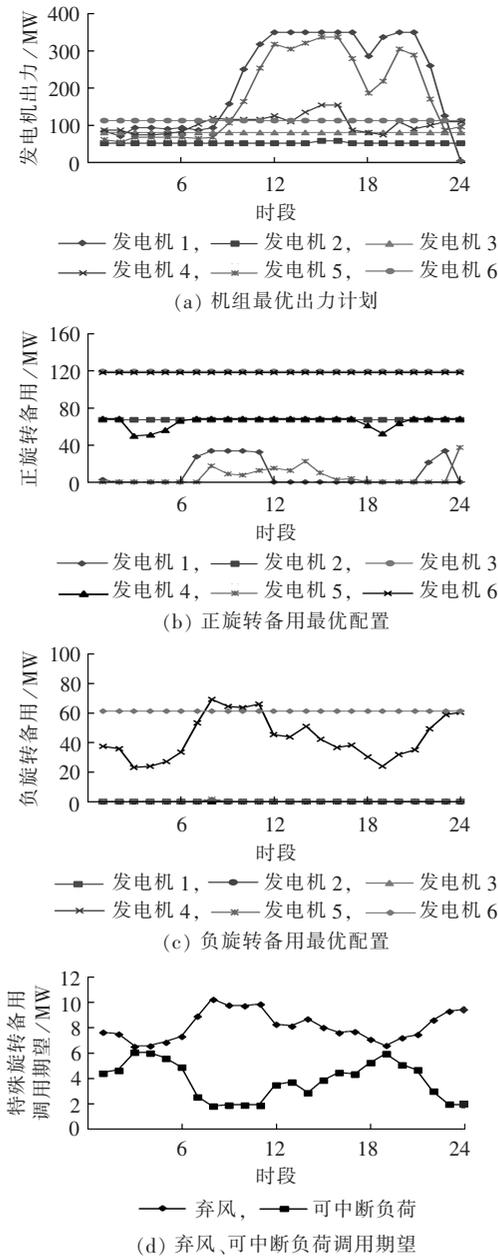


图 2 常规发电机组组合结果
Fig.2 Results of unit commitment for conventional generators

旋转备用成本最低,但因其发电计划一直处于最小出力状态,故不承担负旋转备用任务,其次是发电机 6 成本较低,首先承担主要负旋转备用任务,降出力不足时,由发电机 4 承担剩余任务。由图 2(d)可知,弃风、可中断负荷调用期望都较小,这是由于其调用补偿成本较高,并且需要调用两者的场景发生概率很小,也正是因为这样,其在应对小概率高风险的事故中具有更高意义。

为方便说明弃风、可中断负荷对旋转备用配置的影响,比较 4 种不同模式下旋转备用的配置结果,4 种模式定义见表 2。

图 3、图 4 分别为 4 种模式下正、负旋转备用配置结果。常规能源电力系统中,正旋转备用容量通常

表 2 模式定义
Table 2 Mode definitions

模式	定义
1	只考虑传统资源提供备用的机组组合模式
2	考虑弃风参与的机组组合模式
3	考虑可中断负荷参与的机组组合模式
4	考虑弃风、可中断负荷共同参与的机组组合模式

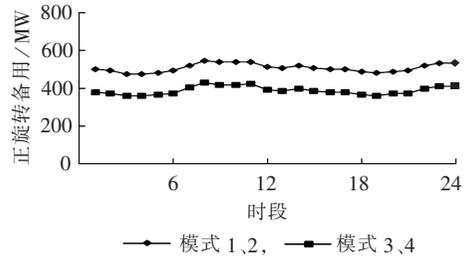


图 3 不同模式下正旋转备用预留
Fig.3 Positive spinning reserve for different modes

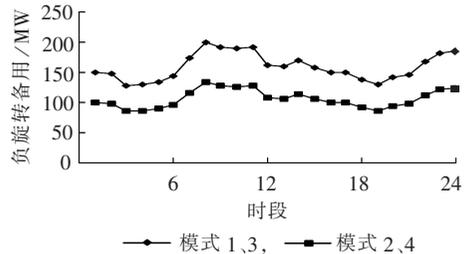


图 4 不同模式下负旋转备用预留
Fig.4 Negative spinning reserve for different modes

直接规定为系统最大一台发电机组的容量,本算例中为 350 MW。这种确定性方法没有考虑负荷波动以及风电能源的接入,若按照这种方法为负荷波动、风电波动预留旋转备用,所需正、负旋转备用为净负荷预测误差最大值,在本文考虑的范围,均为 $3\sigma_{d,t}$,故图 3 模式 1 正旋转备用曲线为最大一台发电机组容量与净负荷预测误差最大值之和,图 4 模式 1 负旋转备用容量为净负荷预测误差最大值。由于弃风不影响正旋转备用容量需求,可中断负荷不影响负旋转备用容量需求,所以图 3 模式 2 曲线与模式 1 相同,图 4 模式 3 曲线与模式 1 相同;又因模式 4 是模式 2、3 的组合,故图 3 中,模式 4 曲线与模式 3 相同,图 4 中模式 4 曲线与模式 2 相同。图 3 模式 3、4 的曲线低于模式 1、2,说明可中断负荷的融入有效降低了系统对正旋转备用的需求,节约了发电侧常规机组资源,使所开机组能够承担更多的负荷,提高了系统运行可靠性。图 4 模式 2、4 的曲线低于模式 1、3,说明弃风的参与有效降低了系统对负旋转备用的需求,在机组处于运行最低点状态时,不具备提供负旋转备用的能力,可以通过弃风实现功率平衡,对提高系统可靠性也具有重要意义。

风电的接入降低了传统机组的出力,节约了燃料成本,是否接入的风电越多,系统就越经济?答案

是否定的。如图 5 所示,随着接入风电功率的增加,系统成本先逐渐降低,但当风电接入量超过预测值的 50% 时,成本会因风电的更多接入开始增大,当风电接入量增大到预测值的 120% 时,系统成本超过了传统方法下的成本。这是由于风电的接入增大了对系统旋转备用的需求,增加了旋转备用预留成本。当因风电的接入降低的成本小于因其增加的成本时,系统反而不经济。不难理解,此时最佳接入风电量为预测值的 50%,该方法的有效范围也是在一定的风电接入范围内,有效范围为风电预测值的 0~120%。

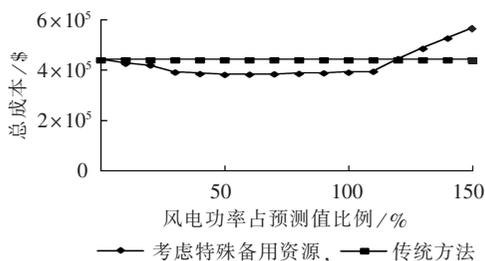


图 5 接入不同风电功率下的系统成本

Fig.5 System costs of different wind power integration proportions

4.2 IEEE 118 节点系统算例

为进一步验证模型的有效性,采用 IEEE 118 节点系统算例,发电机参数见文献[1],并网的风电场风电机组台数为 400,风电场额定容量为 600 MW,其余风电场相关参数与上一算例保持一致。风电出力预测值、负荷预测值见表 3,可中断负荷容量为 240 MW,其余计算条件同上节算例。

表 3 负荷、风电出力预测

Table 3 Predicted loads and wind power outputs

时段	负荷预测/MW	风电出力预测/MW	时段	负荷预测/MW	风电出力预测/MW
1	4200	429	13	4800	450
2	3960	420	14	4560	486
3	3480	357	15	5280	441
4	2400	360	16	5400	414
5	3000	378	17	5100	423
6	3600	408	18	5340	387
7	4200	510	19	5640	354
8	4680	594	20	5880	390
9	4920	564	21	6000	408
10	5280	558	22	5400	486
11	5340	564	23	5220	534
12	5040	459	24	4920	546

图 6 为 4 种模式下的发电机开机台数对比。图 6 中,模式 3、4 大部分时段机组开机台数小于模式 1、2,说明模式 3、4 中可中断负荷的融入可以有效降低系统正旋转备用配置容量,从而减少因预留正旋转备用而增开的机组台数,使系统功率分配更加合理。

本文模型最终目的是在确保系统可靠性的前提下,实现系统经济性最优,通过表 4 列出的不同模

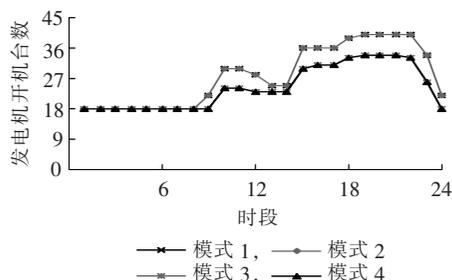


图 6 不同模式下发电机开机台数

Fig.6 Number of operating generators for different modes

表 4 不同模式下成本结果

Table 4 Resulted costs for different modes

模式	总成本/\$	启动成本/\$	正旋转备用成本/\$	负旋转备用成本/\$	弃风成本/\$	可中断负荷成本/\$
1	1886175	9249	298885	103096	0	0
2	1860034	9249	298671	68550	8460	0
3	1789573	8849	204355	103134	0	1816
4	1763441	8849	204327	68572	8460	1816

式下发电总成本、预留旋转备用成本等计算结果来说明分析。

由表 4 可知,模式 3 因可中断负荷的参与,正旋转备用成本比模式 1 降低了 \$94530,而由于可中断负荷的参与增加的补偿成本仅为 \$1816,说明可中断负荷的参与节约了 \$92714 的正旋转备用成本。同理,模式 2 由于弃风的参与节约了 \$26086 的负旋转备用成本。模式 3、4 的启动成本明显低于模式 1、2,说明可中断负荷作为正旋转备用融入机组组合后,减少了因预留正旋转备用增开的机组台数,从而有效减少了发电机的频繁启停,降低了系统启动成本。从购电总成本来看,模式 4 均低于其他 3 种模式,有效验证了本文所提方法的有效性,在保证同等可靠性基础上,实现了系统经济性更优。

5 结论

本文针对风电并网系统,建立了综合考虑需求侧与发电侧旋转备用资源协调作用的旋转备用优化模型。该模型将可中断负荷、弃风分别作为部分正、负旋转备用纳入日前机组组合优化模型中,通过对 IEEE 30 节点、IEEE 118 节点系统进行算例验证分析,相关结论如下:

a. 在负旋转备用预留成本大于弃风惩罚期望成本时,允许适量弃风,可以有效降低负旋转备用预留容量,节约备用资源,降低系统负旋转备用预留成本,提高系统经济性;

b. 在正旋转备用预留成本大于可中断负荷补偿期望成本时,可中断负荷的利用降低了常规机组正旋转备用的预留容量,减少了因预留正旋转备用而增开的发电机台数,避免了发电机的频繁启停,节约

了正旋转备用预留成本和机组启停成本,降低了系统的购电总成本,有利于功率的经济分配,提高了系统的经济性;

c. 本文利用基于多场景的概率性方法,实现了弃风、可中断负荷在系统预留旋转备用不足时的调用,通过对两者的调用,可有效应对系统小概率、高风险事故,在保证系统可靠性的前提下,实现经济性的提高。

参考文献:

- [1] 罗超,杨军,孙元章,等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34):6109-6118.
LUO Chao,YANG Jun,SUN Yuanzhang,et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(34):6109-6118.
- [2] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):1-6.
ZHANG Boming,WU Wenchuan,ZHENG Taiyi,et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(1):1-6.
- [3] 王旭,蒋传文,刘玉娇,等. 含大规模风电场的电力系统旋转备用风险决策模型和方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(13):64-70.
WANG Xu,JIANG Chuanwen,LIU Yujiao,et al. Decision making model and method for spinning reserve and risk of power systems integrated with large-scale wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(13):64-70.
- [4] THAPA S,KARKI R,BILLINTON R. Utilization of the area risk concept for operational reliability evaluation of a wind-integrated power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(4):4771-4779.
- [5] 牛林华,龚庆武,黄炳翔,等. 大规模风电入网下的风火电力系统联合优化调度[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):52-58.
NIU Linhua,GONG Qingwu,HUANG Bingxiang,et al. Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(11):52-58.
- [6] 李茜,刘天琪,何川,等. 含风电系统的有功和备用协调优化方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):7-14.
LI Qian,LIU Tianqi,HE Chuan,et al. Coordinated optimization of active power and reserve capacity for power grid with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(7):7-14.
- [7] 孟祥星,韩学山. 不确定因素引起备用的探讨[J]. 电网技术,2005,29(1):30-34.
MENG Xiangxing,HAN Xueshan. Discussion on reserve caused by uncertain factors[J]. Power System Technology,2005,29(1):30-34.
- [8] 赵晋泉,唐洁,罗卫华,等. 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[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):21-27.
ZHAO Jinquan,TANG Jie,LUO Weihua,et al. Day-ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power grid containing wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(5):21-27.
- [9] 苏鹏,刘天琪,李兴源. 含风电的系统最优旋转备用的确定[J]. 电网技术,2010,34(12):158-162.
SU Peng,LIU Tianqi,LI Xingyuan. Determination of optimal spinning reserve of power grid containing wind[J]. Power System Technology,2010,34(12):158-162.
- [10] LEE T Y. Optimal spinning reserve for a wind-thermal power system using EIPSO[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2007,22(4):1612-1621.
- [11] MATOS M A,BESSA R. Operating reserve adequacy evaluation using uncertainties of wind power forecast[C]//Proceedings of IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bucharest,Romania: IEEE,2009:5-10.
- [12] 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.
- [13] 王彩霞,乔颖,鲁宗相. 考虑风电效益的风火互济系统旋转备用确定方式[J]. 电力系统自动化,2012,36(4):16-21.
WANG Caixia,QIAO Ying,LU Zongxiang. A method for determination of spinning reserve in wind-thermal power systems considering wind power benefits[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(4):16-21.
- [14] MORALES J M,CONEJO A J,PEREZ-RUIZ J. Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(2):900-910.
- [15] 王蓓蓓,刘小聪,李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(22):35-44.
WANG Beibei,LIU Xiaocong,LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(22):35-44.
- [16] 薛禹胜,罗运虎,李碧君,等. 关于可中断负荷参与系统备用的评述[J]. 电力系统自动化,2007,31(10):1-6.
XUE Yusheng,LUO Yunhu,LI Bijun,et al. A review of interruptible load participating in system reserve[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(10):1-6.
- [17] 赵云丽,朱全胜,王娟娟,等. 风电并网后可中断负荷参与的备用获取方式研究[J]. 太阳能学报,2013,34(9):1503-1509.
ZHAO Yunli,ZHU Quansheng,WANG Juanjuan,et al. Study on the reserve procurement method including interruptible load by wind power integration[J]. Acta Energetica Sinica,2013,34(9):1503-1509.
- [18] 罗运虎,薛禹胜,Ledwich G,等. 低价电与高赔偿 2 种可中断负荷的协调[J]. 电力系统自动化,2007,31(11):17-21.
LUO Yunhu,XUE Yusheng,LEDWICH G,et al. Coordination of low price interruptible load and high compensation interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(11):17-21.
- [19] 艾欣,周树鹏,赵阅群. 基于场景分析的含可中断负荷的优化调度模型研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(增刊 1):25-31.
AI Xin,ZHOU Shupeng,ZHAO Yuequn. Research on optimal dispatch model considering interruptible loads based on scenario analysis[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(Supple-

- ment 1):25-31.
- [20] 黄振伟,杜松怀,苏娟. 计及可中断负荷的旋转备用容量机会约束规划模型[J]. 电力需求侧管理,2009,11(1):24-31.
HUANG Zhenwei,DU Songhui,SU Juan. A chance-constrained programming model taking interruptible load into consideration for the requirement of spinning reserve in power system [J]. Power Demand Side Management,2009,11(1):24-31.
- [21] ORTEGA-VAZQUEZ M A,KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(1):114-124.
- [22] XU Q,ZHANG N,KANG C,et al. A game theoretical pricing mechanism for multi-area spinning reserve trading considering wind power uncertainty [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015,31(2):1-12.
- [23] BOUFFARD F,GALIANA F D. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2008,23(2):306-316.
- [24] LIU G,TOMSOVIC K. Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2012,27(4):2385-2393.
- [25] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等. 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学报,2013,33(1):30-38.
LIU Xiaocong,WANG Beibei,LI Yang,et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm [J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(1): 30-38.

作者简介:



陈厚合

陈厚合(1978—),男,江苏徐州人,教授,博士,从事电力系统安全性与稳定性方面的研究(E-mail:chenhouhe@nepuu.edu.cn);

王 杨(1991—),女,吉林辽源人,硕士研究生,从事电力系统安全性分析方面的研究(E-mail:1044918689@qq.com);

张儒峰(1990—),男,黑龙江海伦人,博士研究生,主要研究方向为电力系统经济调度和综合能源系统建模与优化(E-mail:rufeng4546@126.com)。

Spinning reserve capacity optimization considering coordination between source and load for power system with wind power

CHEN Houhe¹,WANG Yang¹,ZHANG Rufeng¹,GUO Fang²,JIA Meng³,SUN Dongfang⁴

(1. School of Electrical Engineering,Northeast Electric Power University,Jilin 132012,China;

2. Department of Power Engineering,Hebei University of Water Resources and Electric Engineering,Cangzhou 061001,China;3. Beijing Jingneng Future Gas Thermal Power CO.,LTD.,Beijing 102200,China;

4. State Grid Zhejiang Haining Power Supply Company, Jiaxing 314400,China)

Abstract: Since the integration of wind power brings more uncertainties to power system and asks the power grid companies to buy more spinning reserve for maintaining the power balance and stability of power system,the spinning reserve optimization considering both operational reliability and economics of power system is very significant. A method of multi-scenario-based probabilistic spinning reserve optimization considering the interactive resources of wind power and demand side is proposed,which thinks comprehensively about the spinning reserve demands due to the uncertainties of wind power forecasting error, load fluctuation and unscheduled unit outage,integrates the wind power curtailment and the interruptible load as part negative and positive spinning reserves respectively into the day-ahead power generation scheduling, and takes the minimum total electricity purchasing cost as the objective to build a day-ahead unit commitment optimization model for obtaining the optimal spinning reserve capacity of each period. Case analysis on IEEE 30-bus system and IEEE 118-bus system demonstrates the correctness and effectiveness of the proposed method.

Key words: wind power; wind power curtailment; interruptible load; spinning reserve; unit commitment