

DOI: 10.7667/PSPC161898

应对风电功率爬坡事件备用需求分析和预防控制

何成明¹, 杨金刚¹, 王洪涛², 李顺昕¹, 史智萍¹, 张海霞¹, 汤庆峰¹

(1. 国网冀北电力有限公司经济技术研究院, 北京 100038;

2. 电网智能化调度与控制教育部重点实验室, 山东大学, 山东 济南 250061)

摘要: 针对风电功率爬坡事件会严重影响系统有功平衡, 甚至导致频率越限或失负荷等问题, 提出一种应对风电功率爬坡事件的备用需求分析方法和预防控制策略。首先, 基于序列运算理论将爬坡事件在时序上的概率预测结果转化为各时间断面上爬坡量的概率分布, 并在此基础上结合风险可接受程度对系统备用需求进行了分析。然后, 提出一种应对爬坡事件的预防控制策略, 过程中不断根据最新的爬坡事件预测信息对调度计划进行调整, 调整量包括风电场减载量、常规机组计划出力和备用容量。以含风电场的 IEEE-RTS24 为例对所提模型进行了仿真验证, 结果表明该方法可对爬坡事件作用下系统运行风险进行准确评估, 并可可将风险控制在可接受范围内。

关键词: 风电; 爬坡事件; 备用需求; 序列运算理论; 预防控制

Reserve demand analysis and preventive control strategy to deal with wind power ramp

HE Chengming¹, YANG Jingang¹, WANG Hongtao², LI Shunxin¹, SHI Zhiping¹, ZHANG Haixia¹, TANG Qingfeng¹

(1. State Grid Jibei Electric Power Economic Research Institute, Beijing 100038, China; 2. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: Wind power ramp event can bring serious impact on active power balance of power system, which may cause system frequency differential out-of-limit or load lost. A reserve demand analysis and preventive control model to deal with wind power ramp event is proposed to solve the above problems. Firstly, the probability distributions of wind power ramp event predication information in time series is converted to the probability distributions in single time sections based on sequence operation theory, and the reserve demand to deal with ramp event is analyzed based on it. And then, a preventive control model is proposed, the dispatching schedule is adjusted according to the newest predication information with it, and the adjustments include the curtailed amount of wind power, the output power and reserve capacity of conventional generators. The simulation results with IEEE RTS 24 system show that the proposed model can assess the operation risk of power system accurately and the operation risk can be controlled within acceptable range.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51177092).

Key words: wind power; ramp event; reserve demand; sequence operation theory; preventive control

0 引言

随着风电渗透率的提高, 风电的随机性和波动性对系统的影响也越来越受到关注^[1-2]。特别是当发生极端气象事件(如锋面过境、雷暴、大风等)时, 有可能引发风电功率爬坡事件^[3], 即风电出力在短时间内发生单向大幅度变化。在我国风电大规模高集中接入模式下, 一旦发生风电功率爬坡事件, 将会对电力系统的有功平衡造成严重影响, 甚至引发系统频率失稳、切负荷等问题^[4-6]。再者, 爬坡事件

的预测属于日内预测^[7], 日前计划很难针对爬坡事件做出有效决策。因此, 研究应对风电功率爬坡事件的备用需求分析模型和方法, 并据此提出有效的预防控制措施是至关重要的。

从系统侧而言, 应对爬坡事件的预防控制措施是以爬坡事件作用下的备用需求分析为基础的。针对风电并网对系统备用需求的影响, 国内外学者已做过相关研究。文献[8]指出大规模风电并网情况下, 会对常规机组备用的留取产生较大影响, 系统所需备用总量及在各机组间的分配会对系统安全性和经济性产生较大影响。文献[9]通过大量历史数据统计对风电出力误差概率分布进行了修正, 然后基

于机会约束规划给出了风电并网情况下的备用需求模型,模型中考虑了风电和负荷预测误差以及常规机组强迫停运率等随机因素的影响,并采用基于Monte-Carlo随机模拟的遗传算法进行了求解。文献[10]建立的系统备用容量的效益模型,包括正备用的容量成本模型、负备用的发电收益模型以及备用设置对失负荷期望的影响等因素。文献[11]在兼顾系统运行经济性和可靠性的前提下,采用经济学中成本效益分析方法研究了风电预测误差对系统旋转备用的影响,并就其对结果影响的敏感性进行了分析。文献[12]进一步在含风电系统旋转备用的随机规划模型中考虑了机组间备用成本的差异,在保证系统可靠性的前提下实现了电网侧和负荷侧的最大化收益。文献[13]针对风电并网出力不确定性造成系统备用转移问题,在考虑系统网损以及节煤效益基础上,提出了一种计及调度一致性的系统备用优化调度模型,有效解决了机组间的备用容量转移问题,同时提高了系统运行经济性。文献[14]对风电出力不确定性所增加的备用进行了量化分析,并基于线性规划定理提出了线路和场景校核的缩减技术,在满足经济性的前提下更为安全可行地实现了系统预防控制过程。与常规风电功率随机波动不同,风电功率爬坡事件具有较强的时序特性,表现为风电功率30 min~5 h的持续单向变化^[3,15],相应地在爬坡事件发生过程中,应对爬坡事件的备用容量也是持续增加的,上述研究多基于风速或风功率的统计特性对风电并网增加的备用需求进行分析,研究中风电预测误差在各时段间相互独立,在备用设置过程中无法考虑爬坡事件的发展过程,也因此难以适用于爬坡事件作用下系统备用需求分析和预防控制过程。

针对上述问题,本文将序列运算理论引入到了爬坡事件作用下的系统运行风险评估和预防控制过程。通过序列运算理论将爬坡事件预测结果在时序上的不确定性转化为单个时间断面爬坡量的不确定性;通过引入系统正备用全部调用时系统的发电曲线,在预防控制措施过程中考虑了爬坡事件的发展过程,从而实现了将应对爬坡事件的备用设置和预防控制问题转化为了传统的经济调度问题。最后通过算例对所提模型进行了仿真验证。

1 风电功率爬坡事件作用下备用需求分析原理

1.1 风电功率爬坡事件模型

风电功率爬坡事件包括正爬坡和负爬坡,正爬

坡可通过风机减载和停运加以控制,对系统影响较小^[1]。本文只考虑风电功率发生负爬坡的情况。爬坡事件日前预测精度较低,电网日前调度计划所依据的风电出力曲线由常规预测方法得出。

在风电爬坡事件的建模过程中,忽略风电出力爬坡事件发生过程中的小幅功率波动,假设在爬坡事件发生前和结束后,风电场出力与日前预测结果一致。由此建立风电爬坡事件模型如式(1)所示。

$$P_w(t) = \begin{cases} P_{w,0}(t) \left(1 - P_{\text{amp}} \frac{(t - T_s)}{T_d} \right), & T_s \leq t \leq T_s + T_d \\ P_{w,0}(t) + \Delta P_{w,\text{err}}(t), & \text{其他} \end{cases} \quad (1)$$

式中: T_s 表示爬坡事件的开始时间; T_d 表示爬坡事件的持续时间; P_{amp} 表示爬坡事件的幅度,表示极端气象事件的影响范围,用0~100%表示; $P_w(t)$ 和 $P_{w,0}(t)$ 分别为 t 时刻的风电场实际出力和日前预测值; $\Delta P_{w,\text{err}}(t)$ 为 t 时刻的风电功率预测误差。

风电功率爬坡事件预测结果通常用概率分布来表示^[1],假设爬坡事件的3个表征量的概率分布函数分别为 $f_{T_s}(T_s)$, $f_{T_d}(T_d)$ 和 $f_{P_{\text{amp}}}(P_{\text{amp}})$ 。

1.2 调度时段内风电功率爬坡量确定方法

基于预测信息的风电功率爬坡事件时序模型难以直接应用于备用需求的决策过程,下面将爬坡事件在时序上的概率分布转化为各时间断面上爬坡量的概率分布。

与常规的风电功率波动类似,爬坡事件对系统有功平衡的影响体现在爬坡事件作用下风电实际出力与计划值的差额。在爬坡事件3个表征量确定的情况下,对于任意的 T_0 时刻,爬坡事件所造成的功率缺额如式(2)所示。

$$\Delta P_w(T_0) = P_{w,0}(T_0) - P_w(T_0) \quad (2)$$

式中, $\Delta P_w(T_0)$ 的求取原理为

- 1) $T_s > T_0$ 或 $T_s + T_d < T_0$, T_0 时刻无爬坡事件发生,由爬坡事件造成的系统功率缺额为零;
- 2) $T_s < T_0 < T_s + T_d$, 截止到 T_0 时刻,爬坡事件已持续时间为 $\Delta T = T_0 - T_s$, 则 T_0 时刻的爬坡幅值为 $P_{\text{amp}} \Delta T / T_d$ 。

爬坡事件3个表征量预测值均为服从一定概率分布的随机变量, ΔT 定义域为 $(0, T_d)$, 则 ΔT 也同样是随机变量,且其取值上限不为定值。定义随机变量 $T_{r,\text{per}}$, 如式(3)所示,其定义域为 $[0, 1]$, 物理意义是截至 T_0 时刻,风电功率爬坡量占整个爬坡事件的比例。对于任意的 $T_{r,\text{per}}$ 和 $\Delta P_w(T_0)$, 其概率分别如式(4)和式(5)所示。

$$T_{r,per} = (T_0 - T_s) / T_d \quad (3)$$

$$g(T_{r,per}) = \int f_{T_s}(T_0 - T_{r,per} \cdot T_d) f_{T_d}(T_d) \cdot dT_d \quad (4)$$

$$h(\Delta P_W(T_0)) = \int g(dP_W(T_0) / P_{amp}) f_{P_{amp}}(P_{amp}) \cdot dP_{amp} \quad (5)$$

式中: $g(T_{r,per})$ 为 $T_{r,per}$ 的概率分布; $h(\Delta P_W(T_0))$ 为 T_0 时刻的风电功率爬坡量 $\Delta P_W(T_0)$ 占计划出力 $P_{W,0}(T_0)$ 比值的概率分布。

式(4)的物理意义为满足 $(T_0 - T_s) / T_d = T_{r,per}$ 的组合 (T_s, T_d) 的联合概率的累加; 式(5)的物理意义为满足 $T_{r,per} P_{amp} = \Delta P_W(T_0)$ 的组合 $(T_{r,per}, P_{amp})$ 的联合概率的累加。 $T_{r,per}$ 可能会大于 1 或小于 0, 因此, 通过式(4)得出的概率密度 $g(T_{r,per})$ 包含非定义域内的部分, 对应的 $g(T_{r,per})$ 在非定义域内取 0 即可。

受不同类型气象事件预测精度以及风电场初始运行条件的影响, 不同场景下 $f_{T_s}(T_s)$, $f_{T_d}(T_d)$ 和 $f_{P_{amp}}(P_{amp})$ 参数可能存在明显差异, 且存在不可解析的情况^[16], 式(4)和式(5)难以获得 $g(T_{r,per})$ 和 $h(\Delta P_W(T_0))$ 明确的函数表达式。并且, 在实际中爬坡事件影响的时段数有限, 且备用设置是以调度时段为基准的, 因此, 无需考虑爬坡事件在调度时段内的变化过程, 只需知道各时段的爬坡量即可。现将 $f_{T_s}(T_s)$, $f_{T_d}(T_d)$ 和 $f_{P_{amp}}(P_{amp})$ 离散化为概率性序列, 分别表示为 $t_s(k)$, $t_d(k)$ 和 $P_{amp}(k)$, T_s 的离散化步长取 0.01 min, T_d 的离散化步长为 1 min, P_{amp} 的离散化步长取 1%。离散化后的式(4)和式(5)可通过序列运算理论来求解^[17], 如式(6)、式(7)所示。

$$t_{r,per}(k) = t_0(k) \odot t_s(k) \oslash t_d(k) \quad (6)$$

$$d_{P_{W,T_0}}(k) = t'_{r,per}(k) \otimes P_{amp}(k) \quad (7)$$

其中

$$t_0(k) = \begin{cases} 0, & k < T_0 / 0.01 \text{ min} \\ 1, & k = T_0 / 0.01 \text{ min} \end{cases}$$

$$t'_{r,per}(k) = \begin{cases} t_{r,per}(0) + \sum_{i=101}^{T_0/0.01 \text{ min}} t_{r,per}(i), & k = 0 \\ t_{r,per}(k), & 1 \leq k \leq 100 \end{cases}$$

式中: $t_{r,per}(k)$ 和 $d_{P_{W,T_0}}(k)$ 分别为概率分布 $g(T_{r,per})$ 和 $h(\Delta P_W(T_0))$ 离散化后的概率序列; $t'_{r,per}(k)$ 为考虑定义域后 $T_{r,per}$ 的概率序列, 序列长度为 100; \odot 、 \oslash 和 \otimes 分别代表卷差、序除和序乘运算。

由式(7)所得出的序列 $d_{P_{W,T_0}}(k)$ 长度 $N_{d_{P_{W,T_0}}}$ 为 10^4 , 序列中各点 $d_{P_{W,T_0}}(i)$ 的物理意义为 T_0 时刻风电功率爬坡量占 $P_{W,0}(T_0)$ 比例为 $i/10^4$ 的概率。

1.3 应对爬坡事件备用需求决策模型

本文采用失负荷期望 E_{ENS} 和事故概率期望 E_{PA} 两个风险指标, 并将其作为爬坡事件作用下系统运行风险评估指标, 假设 T_0 时刻风电场计划出力为 $P_{W,0}(T_0)$, 该时刻为应对风电预测误差所增加的正备用为 $P_{W,up}(T_0)$, 对应的该时刻系统 E_{ENS} 值和 E_{PA} 值如式(8)—式(11)所示。

$$E_{ENS} = E_{ENS,1} + E_{ENS,2} \quad (8)$$

$$E_{PA} = \sum_{k=1}^{N_{L_{loss,1}}} L'_{loss,1}(k) + \sum_{k=2}^{N_{L_{loss,2}}} L'_{loss,2}(k) \quad (9)$$

$$E_{ENS,1} = \sum_{k=1}^{N_{L_{loss,1}}} (L_{loss,1}(k) \cdot k / N_{d_{P_{W,T_0}}} \cdot P_{W,0}(T_0)) \quad (10)$$

$$E_{ENS,2} = d_{P_{W,T_0}}(0) \sum_{k=1}^{N_{L_{loss,2}}} (L_{loss,2}(k) \cdot k / N_{d_{P_{W,T_0}}} \cdot P_{W,0}(T_0)) \quad (11)$$

其中

$$L_{loss,1}(k) = d_{P_{W,T_0}}(k) \odot p_{W,up}(k)$$

$$L_{loss,2}(k) = p_{W,err}(k) \odot p_{W,up}(k)$$

$$L'_{loss,1}(k) = L_{loss,1}(k) \odot p_{loss,max}(k)$$

$$L'_{loss,2}(k) = L_{loss,2}(k) \odot p_{loss,max}(k)$$

$$p_{W,up}(k) = \begin{cases} 0 & 0 \leq k < p_{W,up}(T_0) \cdot N_{d_{P_{W,T_0}}} / P_{W,0}(T_0) \\ 1 & k = p_{W,up}(T_0) \cdot N_{d_{P_{W,T_0}}} / P_{W,0}(T_0) \end{cases}$$

$$p_{loss,max}(k) = \begin{cases} 0 & 0 \leq k < P_{loss,max} \cdot N_{d_{P_{W,T_0}}} / P_{W,0}(T_0) \\ 1 & k = P_{loss,max} \cdot N_{d_{P_{W,T_0}}} / P_{W,0}(T_0) \end{cases}$$

式中: $E_{ENS,1}$ 和 $E_{ENS,2}$ 分别为有和无爬坡事件作用时 T_0 时刻的电力价值损失期望; $L_{loss,1}(k)$ 和 $L_{loss,2}(k)$ 分别为有和无爬坡事件发生时 T_0 时刻失负荷量的概率性序列; $p_{W,err}(k)$ 为无爬坡事件发生时 T_0 时刻风电出力预测误差离散化得出的概率性序列, 离散化步长取 0.01%。 $P_{loss,max}$ 为系统最大可接受失负荷量, 本文假设系统失负荷量达到上限 $P_{loss,max}$ 即认为发生事故。

假设系统可接受最大失负荷期望为 E_{ENS}^{max} , 系统所允许的最大事故概率为 E_{PA}^{max} , 在爬坡事件各表征量概率分布确定的情况下, 应对爬坡事件的风险备用需求决策模型可表示为式(12)—式(14)。

$$P_{W,up} = \max \{ \xi_1(P_{W,up}), \xi_2(P_{W,up}) \} \quad (12)$$

$$\xi_1(P_{W,up}) = \min \{ \xi_1 \in P_{W,up} : E_{ENS} \leq E_{ENS}^{max} \} \quad (13)$$

$$\xi_2(P_{W,up}) = \min \{ \xi_2 \in P_{W,up} : E_{PA} \leq E_{PA}^{max} \} \quad (14)$$

式中: $\xi_1(P_{W,up})$ 和 $\xi_2(P_{W,up})$ 分别为爬坡事件作用下

失负荷期望和事故概率分别不大于 E_{ENS}^{\max} 和 E_{PA}^{\max} 时备用需求 $P_{\text{W,up}}$ 最小值。

2 应对爬坡事件的预防控制模型

本文以日内最新的风电功率爬坡事件预测信息为依据,提出了应对风电功率爬坡事件的预防控制模型,根据最新的爬坡事件预测信息,分别通过系统侧和风电场侧采取相应的预防控制措施将系统运行风险控制在可接受范围内。系统侧预防控制措施为常规机组运行基点调整和备用设置;风电场侧可通过调整计划运行点使爬坡事件到来之前运行在减载状态,相当于预留一部分备用容量,以减小爬坡事件对系统有功平衡的影响。

2.1 预防控制成本模型

预防控制的目的是在保证系统安全的前提下最大化降低系统的运行成本,应对爬坡事件预防控制成本模型式(15)所示。

$$\min F = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T F_{G,i}(t) + \sum_{t=1}^T F_r(t) + \sum_{t=1}^T F_{W,c}(t) \quad (15)$$

其中

$$\begin{cases} F_{G,i}(t) = a_i P_{G,i}(t)^2 + b_i P_{G,i}(t) + c_i \\ F_{W,c}(t) = K_w \cdot E(P_{W,\text{curt}}(t)) \\ F_r(t) = K_r (P_{\text{sys,up}}(t) + P_{\text{sys,dn}}(t) + P_{W,\text{up}}(t)) \\ E(P_{W,\text{curt}}(t)) = E(p_{W,c,t,1}(k)) + E(p_{W,c,t,2}(k)) \\ E(p_{W,c,t,1}(k)) = \sum_{i=1}^{N_{P_{W,c,t,1}}} (p_{W,c,t,1}(k) \cdot k / N_{d_{PW,T_0}} \cdot P_{W,0}(T_0)) \\ E(p_{W,c,t,2}(k)) = d_{P_{W,c,t,2}}(0) \sum_{i=1}^{N_{P_{W,c,t,2}}} (p_{W,c,t,2}(k) \cdot k / N_{d_{PW,T_0}} \cdot P_{W,0}(T_0)) \\ p_{W,c,t,1}(k) = d_{P_{W,c,t,1}}(k) \odot d_{P_{W,t,1}}(k) \\ p_{W,c,t,2}(k) = d_{P_{W,c,t,2}}(k) \odot p_{W,\text{err},t}(k) \\ d_{P_{W,c,t,1}}(k) = \begin{cases} 0 & 0 \leq k < \Delta P_{W,c}(t) \cdot N_{d_{PW,T_0}} / P_{W,0}(T_0) \\ 1 & k = \Delta P_{W,c}(t) \cdot N_{d_{PW,T_0}} / P_{W,0}(T_0) \end{cases} \end{cases}$$

式中: $F_r(t)$, $F_{W,c}(t)$ 和 $F_{G,i}(t)$ 分别为时段 t 系统备用成本、弃风成本和机组 i 的运行成本; $P_{G,i}(t)$ 为机组 i 在第 t 时段的有功出力; a_i , b_i 和 c_i 为常数; $E(P_{W,\text{curt}}(t))$ 为风电运行在减载状态所少发电量的期望值; $P_{W,\text{curt}}(t)$ 为时段 t 风电计划出力减载量, $p_{W,c,t,1}(k)$ 和 $p_{W,c,t,2}(k)$ 分别为有爬坡事件发生和无爬坡事件发生时风电实际减载量的概率化序列; $\Delta P_{W,c}(t)$ 为预防控制策略中的风电计划出力减载量,单位为 MW; $P_{\text{sys,up}}(t)$ 和 $P_{\text{sys,dn}}(t)$ 为考虑爬坡事

件前系统所需要的正、负备用; $P_{W,\text{up}}(t)$ 为应对爬坡事件所需增加的备用; K_r 为备用成本系数; K_w 为弃风成本系数。

式(8)中 E_{ENS} 求取的前提是风电场计划出力等于预测值,预防控制过程中风电场运行在减载状态时式(10)、式(11)中的 $L_{\text{loss},1}(k)$ 和 $L_{\text{loss},2}(k)$ 需分别修改为式(16)和式(17)。

$$L_{\text{loss},1}(k) = d_{P_{W,T_0}}(k) \odot d_{P_{W,c,T_0}}(k) \odot p_{W,\text{up}}(k) \quad (16)$$

$$L_{\text{loss},2}(k) = p_{W,\text{err}}(k) \odot d_{P_{W,c,T_0}}(k) \odot p_{W,\text{up}}(k) \quad (17)$$

其中

$$d_{P_{W,c,T_0}}(k) = \begin{cases} 0 & 0 \leq k < \Delta P_{W,c}(T_0) \cdot N_{d_{PW,T_0}} / P_{W,0}(T_0) \\ 1 & k = \Delta P_{W,c}(T_0) \cdot N_{d_{PW,T_0}} / P_{W,0}(T_0) \end{cases}$$

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i}(t) + P_W(t) = P_{\text{load}}(t) \quad (18)$$

式中, $P_{\text{load}}(t)$ 为负荷功率。

2) 发电机输出功率约束

$$\begin{cases} P_{G,i}(t) + P_{r,i,\text{up}}(t) \leq P_{G,i,\text{max}} \\ P_{G,i,\text{min}} \leq P_{G,i}(t) - P_{r,i,\text{dn}}(t) \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{G,i,\text{min}}$ 和 $P_{G,i,\text{max}}$ 分别为机组 i 最小和最大输出功率; $P_{r,i,\text{up}}(t)$ 和 $P_{r,i,\text{dn}}(t)$ 分别为机组 i 在 t 时刻所提供的正备用容量和负备用容量。

3) 常规机组爬坡速率约束

$$-R_{i,s} \cdot t \leq P_{G,i}(t) - P_{G,i}(t-1) \leq R_{i,s} \cdot t \quad (20)$$

式中, $R_{i,s}$ 为机组 i 爬坡速率,单位为 MW/min。

4) 备用约束

备用约束包括备用容量约束和备用响应速率约束,其中备用容量约束如式(21)所示。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N P_{r,i,\text{up}}(t) \geq P_{\text{sys,up}}(t) + P_{W,\text{up}}(t) \\ \sum_{i=1}^N P_{r,i,\text{dn}}(t) \geq P_{\text{sys,dn}}(t) \end{cases} \quad (21)$$

本文所提备用属于旋转备用范畴,响应时间取 15 min。由 1.1 节可知,风电功率爬坡事件通常持续多个时段,且在 $T_s \sim T_s + T_d$ 时间内,爬坡量是逐渐增加的, $P_{W,\text{up}}(t)$ 随风电功率爬坡量的增加而增加。传统的经济调度模型中爬坡约束中的旋转备用需求约束可能无法满足,而实际中常规机组所提供的备用容量是随着爬坡事件发生过程逐步调用的,并非全部在 t 时段一次调用。针对该问题,本文借鉴文献[14]定义一条系统正备用全部调用时系统的发电曲线 KG1,对应的各常规机组出力在 t 时段的

出力为 $P_{G,i}(t)$, 考虑爬坡事件发生情况下相邻时段间正备用需求连续变化时的系统备用响应速率约束如式(22)所示。

$$\begin{cases} P_{r,i,dn}(t) \leq R_{i,s} \cdot t_{15} \\ -R_{i,s} \cdot t_{15} \leq \bar{P}_{G,i}(t) - \bar{P}_{G,i}(t-1) \leq R_{i,s} \cdot t_{15} \\ P_{W,up}(t) - P_{W,up}(t-1) + P_{sys,up}(t) \leq \sum_{i=1}^N I_{i,t} \cdot R_{i,s} \cdot t_{15} \end{cases} \quad (22)$$

其中

$$\bar{P}_{G,i}(t) = P_{G,i}(t) + P_{r,i,up}(t)$$

式中: t_{15} 取 15 min; $I_{i,t}$ 为机组 i 的运行状态, 1 代表正常运行, 0 代表停运。

文中所提预防控制模型的原理是根据最新的风电功率爬坡事件预测信息对调度计划不断进行调整。模型待求参数包括系统各时段的正、备用容量、各常规机组计划出力以及风电场减载量。模型中除各时段风电功率爬坡量的求取以及基于风险的应对爬坡事件备用需求决策外, 与传统动态经济调度模型结构相同。本文采用内点法进行求解^[18]。

3 算例分析

采用 IEEE RTS 24 节点系统来验证本文模型, 该系统总装机容量为 3405 MW, 负荷峰值为 2850 MW。将系统中 26 号机组替换为一容量 400 MW 的风电场, 风电渗透率约为 15%, $P_{Loss,max}$ 取 200 MW。常规机组参数、日发电计划及负荷数据取自文献[19-20], 日前调度计划中的风电出力数据来源于张北某风电场日前预测数据。假设风电功率爬坡事件开始时间服从正态分布 $n(8.5, 0.3)$ (均值为 8.5 h, 方差为 0.3), 爬坡持续时间和爬坡量采用文献[15]中的统计结果, K_w 为 80 \$(/MW·h), K_r 为 40 \$(/MW·h)。

以 $T_0=8$ h(第 32 个调度时段)为例, 假设 T_0 时刻风电场出力日前预测值为 0.7 倍的额定值。下面分析分两种场景对应爬坡事件所需备用容量进行分析: 1) 风电场计划出力为预测值; 2) 风电场处于减载运行状态, 减载量分别为 10%和 20%。采用文中式(2)一式(7)得出的两种场景下风电功率爬坡量的概率分布分别如图 1 和图 2 所示。

针对场景 1), E_{ENS}^{max} 分别取 1 MW、0.1 MW 和 0.01 MW 时, 根据图 1 结果计算应对爬坡事件备用需求分别为: 116.24 MW、161.56 MW 和 197.84 MW。为验证备用需求分析方法的有效性, 假设爬坡事件各表征量概率分布不变, 采用蒙特卡罗模拟法分别对 $P_{W,up}(T_0)$ 等于 116.24 MW、161.56 MW

和 197.84 MW 时系统的失负荷期望进行分析, 对比分析结果如表 1 所示。

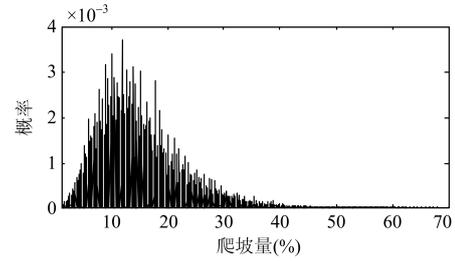


图 1 风电场出力无减载时爬坡量概率分布

Fig. 1 Probability distribution of wind power ramp amplitude with no wind power curtailed

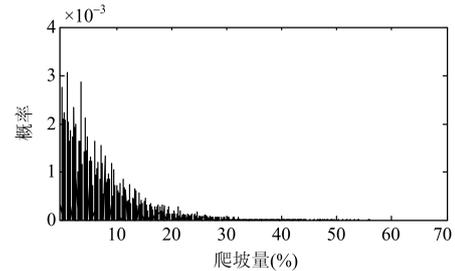
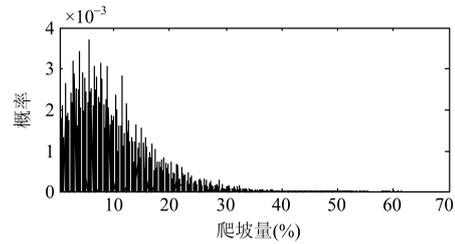


图 2 风电场运行在减载状态时爬坡量的概率分布

Fig. 2 Probability distribution of wind power ramp amplitude with wind power curtailed

表 1 不同备用水平下爬坡事件所造成失负荷期望

Table 1 EVEL caused by wind power ramp event with

different reserve capacity

$P_{W,up}(T_0)/MW$	116.24	161.56	197.84	
失负荷期望/MW	蒙特卡罗模拟	1.0302	0.099 15	0.010 26
	文中所提方法	1	0.1	0.01
误差(%)	3	0.85	2.6	

从表 1 中可以看出, 与蒙特卡罗模拟法相比, 文中所提备用需求分析方法计算结果差别不大, 满足工程应用中计算要求。

前面对 T_0 时刻风电场计划出力减载量为零时, 允许的最大失负荷期望 E_{ENS}^{max} 分别为 1 MW、0.1 MW 和 0.01 MW 时应对爬坡事件的备用需求进行了分析。图 3 中 3 条斜线为 E_{ENS}^{max} 仍取上述值的情况下应对爬坡事件备用需求随减载量的变化, 图中曲线为

风电损失期望 $E(P_{W,curt}(t))$ 随减载量变化的曲线。

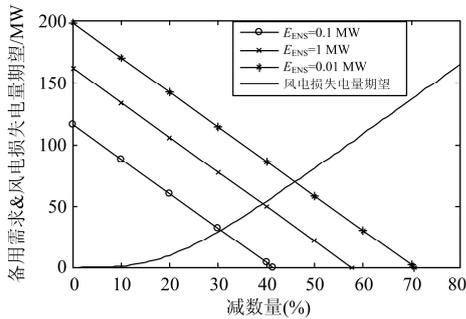


图 3 应对爬坡事件备用需求随风电计划出力减载量的变化
Fig. 3 Reserve demand curve to deal with wind power ramp event with different curtailed amount of wind power

从图 3 可以看出，在 E_{ENS}^{max} 确定的情况下，应对风电功率爬坡事件所需备用需求随减载量的变化关系近似为线性。原因是风电场运行在减载状态时并不改变单个时间断面爬坡量概率分布右侧的形状，只是按照减载比例去掉了概率分布的左侧部分。

下面以 E_{ENS}^{max} 和 E_{PA}^{max} 分别取 0.15 MW 和 10^{-3} 为例对文中所提应对爬坡事件预防控制措施有效性进行分析，按照文中所取爬坡事件开始时间和持续时间的概率分布，爬坡事件影响范围为 5.5~13.5 h，应对风电功率爬坡事件预防控制措施涉及到的时段为 4.75~14.25 h，对应第 19~57 个调度时段^[17]。按照文中所提应对爬坡事件预防控制方法所得到目标函数(15)的结果为 743 327 \$。为准确反映爬坡事件对系统调度计划的影响，本文假设无爬坡事件发生情况下常规的风电预测在日前和日内具有相同的精度，即预测误差服从相同的概率分布，图 4 为采取预防控制措施前后风电出力计划值曲线。

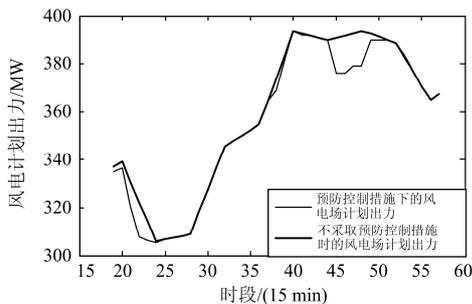


图 4 采取预防控制措施前后风电场计划出力变化曲线
Fig. 4 Wind farm output power change curves under the preventive control strategy

从图 4 中可以看出，文中所提预防控制措施作用下风电在时段 20—23 和 43—50 发生减载。原因是，在时段 43—50 附近爬坡事件发生的概率较大，且爬坡事件发生之前风电出力基准值较大，导致应

对爬坡事件所需备用增加速率超过常规机组相应速率；时段 20—23 附近风电出力基准值及爬坡事件发生的概率均相对较小，但该时段附近负荷处于攀升阶段，系统可用备用较小，需提前减小风电出力以减小净负荷增加速率，降低系统运行风险。

按照图 4 所示结果对系统运行风险进行蒙特卡罗模拟，结果如图 5 所示。从图 5 可以看出，文中所提控制策略作用下，系统运行风险指标均在可接受范围内，验证了文中所提控制策略的有效性。

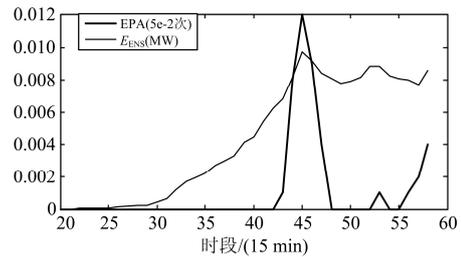


图 5 采取预防控制措施后系统运行风险结果

Fig. 5 Risk factors curves under the preventive control strategy

4 结论

针对风电功率爬坡事件会增加系统有功缺额，甚至导致系统频率越限或失负荷的问题。本文通过序列运算理论将爬坡事件在时序上的确定性转化为单个时间断面上爬坡量的概率分布，并对应对风电功率爬坡事件的备用需求进行了分析，最后提出了应对爬坡事件的电网侧与风电场侧协调控制措施，控制量包括常规机组出力基准值、所提供的备用容量以及风电场计划出力减载量。

仿真结果表明，文中所提方法能够准确反映爬坡模拟爬坡事件在各时段对有功平衡及备用需求的影响，以此为基础的预防控制措施可在保证系统有功平衡的同时有效降低系统运行成本，将风电功率爬坡事件对系统的影响控制在可接受范围内。

参考文献

[1] 叶小岭, 陈浩, 郭晓杰, 等. 基于风速升降特征的短期风电功率预测[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(19): 56-62.
YE Xiaoling, CHEN Hao, GUO Xiaojie, et al. Short-term wind power prediction based on the UP-DOWN-features of wind speed[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(19): 56-62.

[2] 王浩, 王洪涛, 王春义. 计及冰雪天气影响的风电场短期出力模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 107-114.
WANG Hao, WANG Hongtao, WANG Chunyi. A short-term output model of wind farm considering rain-snow-ice weather[J]. Power System Protection and Control,

- 2016, 44(8): 107-114.
- [3] 何成明, 王洪涛, 王春义, 等. 风电功率爬坡事件作用下考虑时序特性的系统风险评估[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(1): 35-41.
HE Chengming, WANG Hongtao, WANG Chunyi, et al. Risk assessment considering time-sequence characteristics for power system with wind power ramp event[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 35-41.
- [4] ELA E, KIRBY B. ERCOT event on February 26, 2008: lessons learned[R]. Golden, Colorado: NREL, 2008.
- [5] 董新, 张波, 潘志远. 改进状态抽样法及其在含微网配电网风险评估中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 39-45.
DONG Xin, ZHANG Bo, PAN Zhiyuan. Improved state sampling method applied in the risk assessment of distribution network with configuration of micro-grids[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 39-45.
- [6] LI Z, YE L, ZHAO Y N, et al. Short-term wind power prediction based on extreme learning machine with error correction[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 1-8.
- [7] OUYANG T H, ZHA X M, QIN L. A survey of wind power ramp forecasting[J]. Energy and Power Engineering, 2013, 5(4): 368-372.
- [8] 韩杏宁, 黎嘉明, 文劲宇, 等. 风电功率状态的时域概率特性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(14): 31-39.
HAN Xingning, LI Jiaming, WEN Jinyu, et al. Research on the time domain probabilistic characteristic of wind state[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(14): 31-39.
- [9] 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 Jü, 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.
- [10] 李智, 张新松, 郭晓丽. 大规模风电接入火电系统的最优旋转备用容量研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(13): 110-120.
LI Zhi, ZHANG Xinsong, GUO Xiaoli. Study on the optimal reserve in thermal power system with significant wind power penetration[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(13): 110-120.
- [11] 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.
- [12] 王雁凌, 许传龙, 岳巍澎. 时变可靠性约束下含风电系统旋转备用的随机规划模型[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1311-1316.
WANG Yanling, XU Chuanlong, YUE Weipeng. A stochastic programming model for spinning reserve of power grid containing wind farms under constraint of time-varying reliability[J]. Power System Technology, 2013, 37(5): 1311-1316.
- [13] 李霞, 刘俊勇, 刘友波, 等. 计及调度一致性的含风电系统备用容量优化分配[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(16): 40-45.
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): 40-45.
- [14] 夏澍, 周明, 李庚银. 考虑线路安全校核的含风电力系统有功和备用协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(13): 18-26.
XIA Shu, ZHOU Ming, LI Gengyin. A coordinated active power and reserve dispatch approach for wind power integrated power systems considering line security verification[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13): 18-26.
- [15] SEVLIAN R. RAJAGOPAL R. Detection and statistics of wind power ramps[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 3610-3620.
- [16] LI H B, LU Z X, QIAO Y, et al. Risk assessment of power system with high penetration of wind power considering negative peak shaving and extreme weather conditions[C] // IEEE PES General Meeting, National Harbor, MD, 2014.
- [17] 康重庆, 夏清, 徐玮. 电力系统不确定性分析[M]. 北京: 科学出版社, 2011.
- [18] HAN X S, GOOI H B, KIRSCHEN D S. Dynamic economic dispatch: feasible and optimal solutions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(1): 22-28.
- [19] WANG C, SHAHIDEHPOUR S M. Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(3): 1539-1545.
- [20] 初壮, 于继来. 初期电力市场确定电网日发电计划的模型与方法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 43-47.
CHU Zhuang, YU Jilai. Model and method for daily dispatch scheduling in primary power markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(22): 43-47.

收稿日期: 2016-11-15; 修回日期: 2017-01-03

作者简介:

何成明(1986-), 男, 通信作者, 博士, 研究方向为电力系统规划技术、风力发电与并网; E-mail: sduhcm@163.com

杨金刚(1982-), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全稳定分析和电网规划技术; E-mail: 123225054@qq.com

王洪涛(1973-), 男, 博士, 博士生导师, 研究方向为电力系统恢复与控制、风力发电与并网. E-mail: whtwhm@sdu.edu.cn

(编辑 周金梅)