

# 考虑风电爬坡限幅及频率安全约束的高比例风电 电力系统多层次优化调度

王佳旭, 苗世洪, 王廷涛, 姚福星, 谭昊宇, 陈池瑶

(华中科技大学电气与电子工程学院强电磁技术全国重点实验室, 湖北 武汉 430074)

**摘要:** 近年来, 具有强不确定性、弱支撑能力的风电机组大规模并网, 对新型电力系统的频率安全及稳定运行造成了严重冲击。为保障高比例风电电力系统安全、优质、经济运行, 提出了一种考虑风电爬坡限幅与频率安全约束的电力系统多层次优化调度策略。首先, 考虑风电预测误差与风电场并网要求, 对相邻调度时段风电爬坡进行几何描述与特征分析。其次, 提出日前-日内-实时多阶段风电场站-电力系统级联合调度架构, 进一步建立考虑风电爬坡限幅约束的场站级优化调度模型与计及频率安全约束的系统级优化调度模型。最后, 基于改进 IEEE 39 节点系统开展算例分析, 验证了所提策略的有效性。

**关键词:** 风电爬坡限幅约束; 频率安全约束; 优化调度; 储能电站; 高比例风电; 调频

## Multi-level optimal dispatch strategy for a high proportion of wind power system considering the wind power ramping limit and frequency security constraints

WANG Jiayu, MIAO Shihong, WANG Tingtao, YAO Fuxing, TAN Haoyu, CHEN Chiyao

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Technology, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

**Abstract:** In recent years, the large-scale integration of wind turbines featuring a strong uncertainty and weak supporting capability has posed a threat to the frequency security and stable operation of the new power system. To ensure the safe, high quality and economical operation of high proportion of wind power system, this paper proposes a multi-level optimal dispatch strategy considering the wind power ramping limit and frequency security constraints. First, considering the wind power prediction error and the requirements of wind farm grid-connection, the geometric description and characteristic analysis of wind power ramping in adjacent scheduling periods are carried out. Secondly, a station and system level joint dispatch structure considering day-ahead/intra-day/real-time multi-stage is proposed. A wind power station dispatch model considering wind power ramping limit constraint and a power system optimal dispatch model considering frequency security constraint are established. Finally, an example analysis is carried out based on the improved IEEE 39-bus system to verify the effectiveness of the proposed strategy.

This work is supported by the Management Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (No. 5419-202199551A-0-5-ZN).

**Key words:** wind power ramping limit constraint; frequency security constraint; optimal dispatch; energy storage power station; high proportion wind power; frequency control

## 0 引言

随着新型电力系统建设的加速推进, 以风电为代表的新型能源装机容量不断攀升, 截至 2023 年 10

月底, 全国风电装机容量已达到 4.0 亿 kW<sup>[1]</sup>。然而, 高比例风电接入给电力系统安全稳定运行带来了严峻挑战, 频率安全是最典型的问题之一<sup>[2-4]</sup>。一方面, 由于风力发电具有间歇性、波动性和强随机性, 其大规模并网加剧了电力系统功率扰动。另一方面, 为保障风电足量消纳, 传统同步发电机的出力区间被大大挤占, 严重削弱了电网主动支撑能力。为此,

**基金项目:** 国家电网有限公司总部管理科技项目资助 (5419-202199551A-0-5-ZN)

各地区相继发布新版“两个细则”，要求风电场有功功率变化不得超出规定限值，这在一定程度上限制了相邻时段的风电功率变化。然而，高比例风电电力系统还存在着转动惯量低、调频能力弱等问题。在此背景下，进一步研究提升系统频率安全水平的手段，对于保障电力系统安全、优质、经济运行具有重要意义。

目前，学者们在平抑风电功率波动策略方面开展了大量研究。文献[5]对 1 min 和 10 min 多时间尺度上的风电场并网要求进行了数学表达，提出了风电场出力平滑性量化评价指标，为建立风电平滑出力约束提供了理论支撑；在此基础上，文献[6]计及新能源出力波动越限考核费用，提出了面向新能源波动平抑的储能优化配置方法，有效降低了总波动越限次数与总波动越限量；文献[7]参考风电场并网标准，提出了一种实时平抑风电功率波动的混合储能功率分配方法，在此基础上进行场站侧储能容量优化配置，较好地满足了并网要求与运行经济性。上述文献立足于风电场平滑出力要求，在一定程度上辅助提高了系统运行安全水平，但鲜见在日前-日内-实时多时间尺度下，综合考虑区间预测信息与并网要求，将风电场上报出力计划与电力系统调度计划紧密结合的研究。而且仅在风电场站层面进行功率波动平抑，无法解决新能源高占比系统带来的低惯量问题，因此有必要进一步开展考虑频率安全的电力系统优化调度研究。

在已有面向高比例风电电力系统的研究中，部分文献考虑了频率安全问题。文献[8]构建了新能源高占比系统动态频率响应数学模型，进一步提出了动态频率响应指标计算方法，为建立动态频率响应约束提供理论指导；文献[9]在优化调度模型中计及新能源机组的调频作用，提高了系统的主动响应能力；文献[10]考虑机组频率响应特性，提出一种鲁棒区间滚动优化调度模型，定量描述了风电预测误差与电力系统频率波动大小的关系；文献[11-12]提出火电机组调速器等效降阶方法与最大频差双层求解方法，建立了考虑动态频率响应约束的机组组合模型，在满足电力系统频率安全与经济性要求的同时，还有效降低了模型求解难度。在此基础上，文献[13]考虑新能源高占比电力系统中不同类型的功率扰动，建立了计及动态频率响应约束的电力系统日前-日内联合调度模型，能够合理安排调度计划，有效改善频率安全水平。上述文献在电力系统优化调度时考虑动态频率响应约束，取得了卓有成效的研究成果。但少见将频率安全约束嵌入电力系统日前-日内-实时多阶段优化调度的研究。风电与负荷

预测误差随时间尺度的降低会逐级细化<sup>[14]</sup>，且各级调度之间存在耦合关系<sup>[15]</sup>，因此，各类型资源的电能-备用调度计划是否合理，直接决定了电网运行阶段能否具备足够的频率响应能力与良好的运行经济成本。在此背景下，有必要结合电力系统多阶段调度架构，建立能够满足场站侧平稳爬坡与系统侧频率安全需求的优化调度模型，全面提升高比例风电电力系统的频率安全性与运行经济性。

针对上述问题，本文提出了一种考虑风电爬坡限幅与频率安全约束的电力系统多层次优化调度策略。首先，考虑风电预测误差与风电场并网要求，对相邻调度时段风电爬坡进行几何描述与特征分析，进一步提出日前-日内-实时多阶段场站-系统级联合调度架构。其次，以场站上报出力最大为目标，建立考虑风电爬坡限幅约束的场站级多阶段调度模型。然后，以电网总支出成本最小为目标，建立计及频率安全约束的系统级多阶段优化调度模型。最后，基于改进 IEEE 39 节点系统进行算例分析，结果表明：所提策略能有效提升风电场出力平滑性，降低电网备用与调频负担，同时可以兼顾电力系统运行经济性与频率安全要求。

## 1 风电爬坡限幅几何描述

由于风电出力具有波动性与不确定性，在调度时段内风电功率可能会大幅变化，根据是否考虑预测误差，本文将风电功率变化分为常规爬坡与极端爬坡<sup>[16]</sup>。以日前调度为例，风电爬坡如图 1 所示。

图 1 中： $t_i \sim t_{i+1}$  为任一调度时段 ( $t_{i+1} - t_i = 15 \text{ min}$ )； $A_0$ 、 $B_0$ 、 $C_0$  分别为  $t_i$  时刻风电最大预测出力点、基准预测出力点、最小预测出力点，其他时刻同理。参考文献[17]对风电场 10 min 有功功率变化的限制，可得出：常规爬坡为  $B_0 - B_2$  或  $B_1 - B_3$ ；极端上爬坡为  $A_0 - C_2$  或  $A_1 - C_3$ ；极端下爬坡为  $C_0 - A_2$  或  $C_1 - A_3$ ；针对常规爬坡，本文采用对场站侧储能实际出力进行约束的方式进行限制；针对极端爬坡，本文采用预留场站侧储能备用容量的方式进行限制，最终达到风电爬坡限幅要求。

需要特别说明的是：本文所提出的风电爬坡概念不同于风电爬坡事件(wind power ramp event, WPRE)，爬坡事件包含爬坡方向、爬坡持续时间和爬坡幅度 3 个必备关键要素，具有大爬坡幅度和小爬坡持续时间的特点，例如：低空急流、雷阵雨等大气现象导致的上升爬坡事件；超过风速切出极限的阵风导致的下降爬坡事件<sup>[18]</sup>。而本文引入“风电爬坡”的概念旨在强调相邻调度时段风电出力的变化趋势，

从而在日前-日内-实时多时间尺度下, 将风电场上报出力计划与并网要求紧密结合起来。具体来讲: 本文所提“风电爬坡”的时间窗与电网调度步长保持一致, 幅度则与风电并网要求强相关。

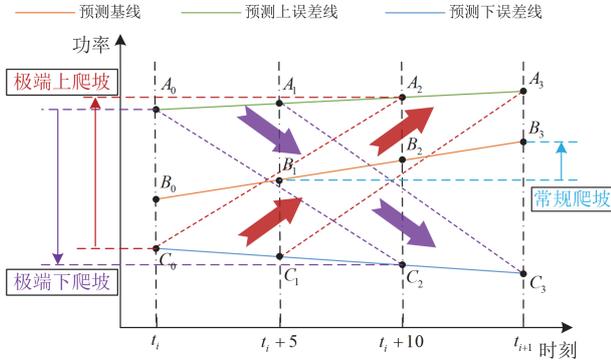


图1 风电爬坡示意图

Fig. 1 Schematic diagram of wind power ramping

## 2 多层次多阶段调度架构

本文综合考虑多类型调度资源及动态频率响应特性, 构建了日前-日内-实时 3 阶段场站-系统级联合调度架构。

### 2.1 各阶段时间尺度及可调度资源

日前-日内-实时调度的时间尺度如表 1 所示。其中, 日前调度基于短期预测数据制定未来 24 h 的调度计划; 日内调度基于扩展短期预测数据制定每日剩余时段的调度计划, “ $i$ ”表示第  $i$  个日内调度时段; 实时调度基于超短期预测数据制定未来 4 h

的调度计划。系统可调度资源主要包括: 常规火电机组、快速启停机组、风电场(含自配储能)与大型储能电站。

表 1 各阶段时间尺度

Table 1 Time scale of each stage

指标	日前调度	日内调度	实时调度
执行周期/h	24	1	0.25
调度步长/min	15	15	5
总调度时长/h	24	(96- $i$ )/4	4
调度次数	1	24	96

### 2.2 各阶段调度目标及主要功能

各阶段的调度目标及主要功能如图 2 所示。其中, 日前调度负责确定常规火电机组的启停机状态与旋转备用容量购置计划, 以及风电场日前上报出力计划。日内调度负责确定快速启停机组的启停机状态与旋转备用容量购置计划, 以及风电场日内上报出力计划, 同时更新常规火电机组的出力计划。实时调度负责制定自动发电控制(automatic generation control, AGC)参与因子配置计划, 以及风电场实时上报出力计划, 同时更新快速启停机组的出力计划。日前-日内-实时多阶段调度中各项成本的具体结算规则为: 日前调度结束后, 结算常规火电机组的启停成本与备用成本; 日内调度结束后, 结算常规火电机组购电成本、快速启停机组的启停成本与备用成本; 实时调度结束后, 结算快速启停机组的购电成本、AGC 调节成本和弃风惩罚成本。本文设定大型储能电站由电网公司建设并管理, 在总调度成本中将不包含大型储能电站的发电和备用成本。

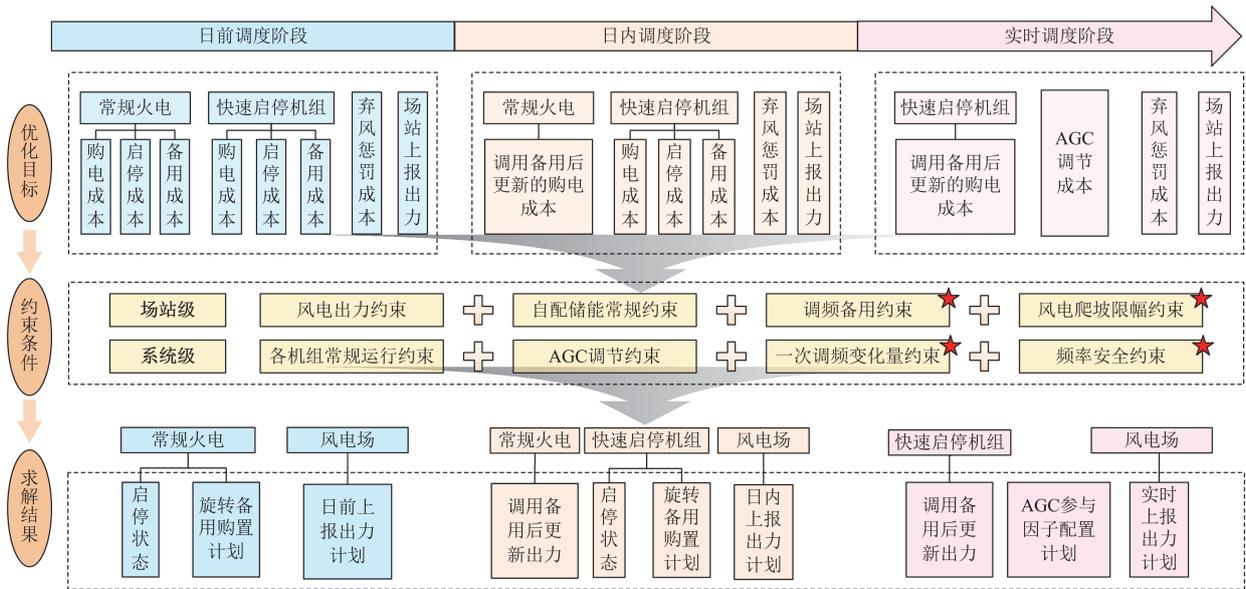


图2 各阶段调度目标及主要功能

Fig. 2 Dispatching objectives and main functions of each stage

### 3 场站级多阶段优化调度模型

场站级多阶段优化调度模型根据不同时间尺度下风电功率预测曲线,通过调控风机出力与场站侧自配储能设备充放电,满足电网对场站上报出力的变化限值要求,制定场站级日前-日内-实时多阶段上报出力计划,为系统级调度提供基础。需要说明的是,不同时间尺度下场站级调度模型类似。

#### 3.1 目标函数

以风电场上报出力最大,即风电消纳率最大  $F_{WS}$  为目标函数,如式(1)所示。

$$\max F_{WS} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_w} P_{t,n}^{WSu} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_w} (P_{t,n}^{Wr} + P_{t,n}^{Ew}) \quad (1)$$

式中:  $F_{WS}$  为场站级调度目标函数;  $T$  为总调度时段数,以日前调度为例,  $T=96$ , 其他时间尺度参见表1;  $N_w$  为风电场个数;  $P_{t,n}^{WSu}$ 、 $P_{t,n}^{Wr}$ 、 $P_{t,n}^{Ew}$  分别为  $t$  时段风电场  $n$  上报出力、风电实际出力与风电场自配储能出力,储能放电时  $P_{t,n}^{Ew}$  为正,反之为负。

#### 3.2 常规约束

##### 1) 风电出力约束

$$0 \leq P_{t,n}^{Wr} \leq P_{t,n}^{Wp} \quad (2)$$

$$P_{t,n}^{Wr} + P_{t,n}^{Ew} \leq P_{t,n}^{Wp} + u_{t,n}^{Ew} \cdot M \quad (3)$$

式中:  $P_{t,n}^{Wp}$  为  $t$  时段风电场  $n$  的风电预测出力;  $u_{t,n}^{Ew}$  为  $t$  时段风电场  $n$  自配储能的工作状态,放电时  $u_{t,n}^{Ew}=1$ , 反之为0;  $M$  为足够大的正数。

##### 2) 场站侧储能功率及能量约束

$$\begin{cases} -(1-u_{t,n}^{Ew})M \leq P_{t,n}^{Ew} \leq P_n^{Ew,N} \\ -P_n^{Ew,N} \leq P_{t,n}^{Ew} \leq u_{t,n}^{Ew} M \end{cases} \quad (4)$$

$$S_{t,n}^{Ew} = S_{0,n}^{Ew} + \frac{1}{E_n^{Ew,N}} \times \left[ \sum_{j=1}^t (\eta P_{j,n}^{Ew,c} - P_{j,n}^{Ew,d} / \eta) \right] \Delta t \quad (5)$$

$$\begin{cases} S_{n,\min}^{Ew} \leq S_{t,n}^{Ew} \leq S_{n,\max}^{Ew} \\ S_{T,n}^{Ew} \leq S_{0,n}^{Ew} \end{cases} \quad (6)$$

$$-P_n^{Ew,N} + R_{t,n}^{Ew,-} \leq P_{t,n}^{Ew} \leq P_n^{Ew,N} - R_{t,n}^{Ew,+} \quad (7)$$

$$S_{n,\min}^{Ew} + \frac{R_{t,n}^{Ew,+}}{\eta E_n^{Ew,N}} \Delta t \leq S_{t,n}^{Ew} \leq S_{n,\max}^{Ew} - \frac{\eta R_{t,n}^{Ew,-}}{E_n^{Ew,N}} \Delta t \quad (8)$$

式中:  $P_n^{Ew,N}$  为风电场  $n$  自配储能的额定功率;  $S_{0,n}^{Ew}$ 、 $S_{t,n}^{Ew}$ 、 $S_{T,n}^{Ew}$  分别为初始时段、 $t$  时段和末时段风电场  $n$  自配储能的 SOC;  $E_n^{Ew,N}$  为风电场  $n$  自配储能的额定容量;  $\eta$  为储能充放电效率;  $P_{j,n}^{Ew,c}$ 、 $P_{j,n}^{Ew,d}$  分别

为  $j$  时段风电场  $n$  自配储能充、放电功率;  $\Delta t$  为调度步长;  $S_{n,\max}^{Ew}$ 、 $S_{n,\min}^{Ew}$  分别为风电场  $n$  自配储能的 SOC 上下限;  $R_{t,n}^{Ew,+}$ 、 $R_{t,n}^{Ew,-}$  分别为  $t$  时段风电场  $n$  自配储能的上、下备用。

##### 3) 风电场调频备用约束

$$\begin{cases} R_{t,n}^{Ew,+} \geq \varepsilon_n^{WS,+} P_{t,n}^{WSu} \\ R_{t,n}^{Ew,-} \geq \varepsilon_n^{WS,-} P_{t,n}^{WSu} \end{cases} \quad (9)$$

式中,  $\varepsilon_n^{WS,+}$ 、 $\varepsilon_n^{WS,-}$  分别为风电场  $n$  的正、负一次调频限幅系数,一般分别取 6%、10%<sup>[17]</sup>。

#### 3.3 风电爬坡限幅约束

本文提出的风电爬坡限幅约束旨在优化场站侧储能的充放电及备用策略,以满足风电场并网技术规定的有功变化限制要求,具体表达式如下。

##### 1) 风电常规爬坡限幅约束

$$-P_{sm} \leq \Delta \tau \cdot (P_{t+1,n}^{WSu} - P_{t,n}^{WSu}) \leq P_{sm} \quad (10)$$

式中:  $P_{sm}$  为风电场上报出力变化限值,可按照文献[17]的标准规定取值;  $\Delta \tau$  为引入的辅助变量,修正优化调度步长与  $P_{sm}$  时间尺度的差异,日前与日内阶段  $\Delta \tau = 10 \text{ min}/15 \text{ min}$ , 实时阶段  $\Delta \tau = 1 \text{ min}/5 \text{ min}$ 。

##### 2) 风电极端爬坡备用约束

$$\begin{cases} \Delta \tau \cdot (P_{t+1,n}^{Ew} - P_{t,n}^{Ew} - R_{t,n}^{Ew,+}) + \max \{ \Delta P_{t,n}^{W,-} \} \leq P_{sm} \\ \Delta \tau \cdot (P_{t+1,n}^{Ew} - P_{t,n}^{Ew} - R_{t,n}^{Ew,-}) - \max \{ \Delta P_{t,n}^{W,+} \} \leq P_{sm} \end{cases} \quad (11)$$

式中,  $\Delta P_{t,n}^{W,+}$ 、 $\Delta P_{t,n}^{W,-}$  分别为  $t$  时段风电场  $n$  可能出现的风电极端上、下爬坡,具体计算方法如式(12)所示。

$$\begin{cases} \Delta P_{t,n}^{W,+} = \overline{P_{\tau+\Delta \tau,n}^{Wp}} - \underline{P_{\tau,n}^{Wp}}, \tau \in [t, t+1-\Delta \tau] \\ \Delta P_{t,n}^{W,-} = \overline{P_{\tau,n}^{Wp}} - \underline{P_{\tau+\Delta \tau,n}^{Wp}}, \tau \in [t, t+1-\Delta \tau] \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $\overline{P_{\tau,n}^{Wp}}$ 、 $\underline{P_{\tau,n}^{Wp}}$  分别表示  $\tau$  时刻风电上、下误差预测线;  $\tau$  为文献[17]设置的极端爬坡备用约束区间。

## 4 系统级多阶段优化调度模型

### 4.1 日前调度模型

#### 4.1.1 目标函数

日前调度目标函数  $F_{da}$  为常规火电机组与快速启停机组的购电成本、启停成本、备用成本以及弃风惩罚成本之和,表达式如式(13)所示。

$$\min F_{da} = C_{Gc,\text{run}} + C_{Gc,\text{re}} + C_{Gc,\text{st}} + C_{Gq,\text{run}} + C_{Gq,\text{re}} + C_{Gq,\text{st}} + C_{W,\text{waste}} \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{Gc,run} = \sum_{i=1}^{N_{Gc}} \sum_{t=1}^T (a_i P_{t,i}^{Gc} \Delta t_{15} + b_i u_{t,i}^{Gc}) \\ C_{Gc,re} = \sum_{i=1}^{N_{Gc}} \sum_{t=1}^T (\gamma_i^+ R_{t,i}^{Gc,+} + \gamma_i^- R_{t,i}^{Gc,-}) \Delta t_{15} \\ C_{Gc,st} = \sum_{i=1}^{N_{Gc}} \sum_{t=1}^{T-1} \left[ \chi_i^+ u_{t+1,i}^{Gc} (u_{t+1,i}^{Gc} - u_{t,i}^{Gc}) + \chi_i^- u_{t,i}^{Gc} (u_{t,i}^{Gc} - u_{t+1,i}^{Gc}) \right] \\ C_{W,waste} = \sum_{n=1}^{N_W} \sum_{t=1}^T c_w (P_{t,n}^{WSu} - P_{t,n}^{WSr}) \Delta t_{15} \end{array} \right. \quad (14)$$

式中: 下标“Gc”与“Gq”分别表示常规火电机组与快速启停机组, 两者各项成本计算式类似, 因此以常规火电机组为例进行阐述;  $C_{Gc,run}$ 、 $C_{Gc,re}$ 、 $C_{Gc,st}$  分别为常规火电机组的运行成本、备用成本与启停成本;  $C_{W,waste}$  为弃风惩罚成本;  $N_{Gc}$  为常规火电机组个数;  $a_i$ 、 $b_i$  为常规火电机组  $i$  的购电成本系数;  $P_{t,i}^{Gc}$  为  $t$  时段常规火电机组  $i$  出力;  $\Delta t_{15}$  为日前调度阶段的单位调度时长,  $\Delta t_{15} = 1/4 \text{ h}$ ;  $u_{t,i}^{Gc}$  为  $t$  时段常规火电机组  $i$  启停状态;  $\gamma_i^+$ 、 $\gamma_i^-$  分别为常规火电机组  $i$  正、负旋转备用单位成本;  $R_{t,i}^{Gc,+}$ 、 $R_{t,i}^{Gc,-}$  分别为  $t$  时段常规火电机组  $i$  正、负旋转备用容量;  $\chi_i^+$ 、 $\chi_i^-$  分别为常规火电机组  $i$  单次启、停机成本;  $c_w$  为单位弃风成本;  $P_{t,n}^{WSr}$  为  $t$  时段风电场  $n$  实际出力。

#### 4.1.2 约束条件

##### 1) 常规火电机组运行约束

常规火电机组出力约束、备用约束、启停机组约束、爬坡率约束可参考文献[19], 在此不再赘述。常规火电机组调频约束如式(15)所示。

$$u_{t,i}^{Gc} (P_{\min,i}^{Gc} + P_{t,i}^{Gc,mar}) \leq P_{t,i}^{Gc} \leq u_{t,i}^{Gc} (P_{N,i}^{Gc} - P_{t,i}^{Gc,mar}) \quad (15)$$

式中:  $P_{\min,i}^{Gc}$ 、 $P_{N,i}^{Gc}$  分别为常规火电机组  $i$  的最小技术出力与额定出力;  $P_{t,i}^{Gc,mar}$  为  $t$  时段常规火电机组  $i$  参与一次调频的变化量限值, 计算方法如式(16)所示。

$$P_{t,i}^{Gc,mar} = \min \{ \varepsilon_i^{Gc} P_{N,i}^{Gc}, P_{t,i}^{Gc,pfm} \} \quad (16)$$

其中

$$P_{t,i}^{Gc,pfm} = -(P_{N,i}^{Gc} / \mu_i^{Gc}) \cdot \Delta f_{std,t}^{*max} \quad (17)$$

式中:  $\varepsilon_i^{Gc}$  为常规火电机组  $i$  的一次调频限幅系数, 一般取 6%~10%, 具体取值参考文献[20];  $P_{t,i}^{Gc,pfm}$  为在  $t$  时段系统受到可能出现的极限功率扰动情况下, 常规火电机组  $i$  一次调频稳态功率变化量;  $\mu_i^{Gc}$  为常规火电机组  $i$  调差系数;  $\Delta f_{std,t}^{*max}$  为  $t$  时段极限功率扰动下的系统稳态频差。快速启停机组运行约束与常规火电机组类似, 不再赘述。

##### 2) 储能电站运行约束

储能电站运行状态约束、功率约束、备用约束、荷电状态约束可参考文献[21], 在此不再赘述。储能电站调频约束如式(18)所示。

$$-P_{N,k}^{Es} + P_{t,k}^{Es,mar} \leq P_{t,k}^{Es} \leq P_{N,k}^{Es} - P_{t,k}^{Es,mar} \quad (18)$$

其中

$$P_{t,k}^{Es,mar} = \min \{ \varepsilon_k^{Es} P_{N,k}^{Es}, P_{t,k}^{Es,pfm} \} \quad (19)$$

式中:  $P_{N,k}^{Es}$  为储能电站  $k$  的充放电额定功率;  $P_{t,k}^{Es,mar}$  为  $t$  时段储能电站  $k$  参与一次调频的变化量限值;  $P_{t,k}^{Es}$  为  $t$  时段储能电站  $k$  的充放电功率;  $\varepsilon_k^{Es}$  为储能电站  $k$  的一次调频限幅系数, 一般取 10%<sup>[22]</sup>;  $P_{t,k}^{Es,pfm}$  为  $t$  时段系统受到极限功率扰动情况时, 储能电站  $k$  参与一次调频的变化量, 计算方法与式(17)类似。

##### 3) 风电场运行约束

$$0 \leq P_{t,n}^{WSr} \leq P_{t,n}^{WSu} \quad (20)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{n,t}^{Ew,+} \geq \min \{ \varepsilon_n^{WS,+} P_{t,n}^{WSr}, P_{t,n}^{WS,pfm} \} \\ R_{n,t}^{Ew,-} \geq \min \{ \varepsilon_n^{WS,-} P_{t,n}^{WSr}, P_{t,n}^{WS,pfm} \} \end{array} \right. \quad (21)$$

式中:  $P_{t,n}^{WS,pfm}$  为在  $t$  时段系统受到极限功率扰动情况时, 风电场  $n$  参与一次调频的变化量。

##### 4) 系统运行约束

系统功率平衡约束、备用约束可参考文献[23], AGC 容量约束可参考文献[15], 在此不再赘述。

##### 5) 频率安全约束

电力系统受扰后动态频率响应曲线如图 3 所示。

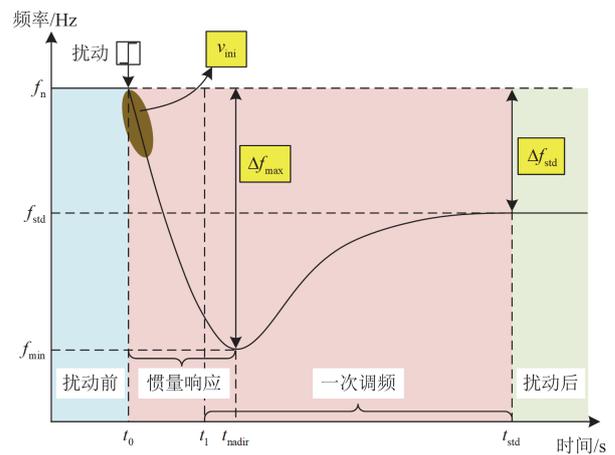


图 3 电力系统频率响应曲线

Fig. 3 Frequency response curve of power system

图 3 中:  $v_{\min}$ 、 $\Delta f_{std}$ 、 $\Delta f_{\max}$  分别为最大频率变化率、稳态频差与最大频差, 这 3 项动态频率响应指标可用于衡量电力系统抵御功率扰动的能力<sup>[24]</sup>。  $f_n$  为系统额定频率;  $f_{std}$  为系统频率稳定值;  $f_{\min}$  为

系统受扰后频率最小值； $t_0$ 、 $t_1$ 、 $t_{\text{nadir}}$ 、 $t_{\text{std}}$ 分别为扰动发生时刻、调速器动作时刻、频率最小时刻与频率恢复时刻。面向高比例风电并网，本文考虑的系统频率安全约束包括最大频率变化率约束、稳态频差约束与最大频差约束<sup>[25-26]</sup>。

$$\begin{cases} |v_{\text{ini},t}^*| \leq v_{\text{ini},\text{lim}}^* \\ |\Delta f_{\text{std},t}^*| + \Delta f_{\text{dz}}^* \leq \Delta f_{\text{std},\text{lim}}^* \\ |\Delta f_{\text{max},t}^*| + \Delta f_{\text{dz}}^* \leq \Delta f_{\text{max},\text{lim}}^* \end{cases} \quad (22)$$

式中： $v_{\text{ini},t}^*$ 、 $\Delta f_{\text{std},t}^*$ 、 $\Delta f_{\text{max},t}^*$ 分别为 $t$ 时段系统受到极限功率扰动时的最大频率变化率、稳态频差与最大频差的标么值； $\Delta f_{\text{dz}}^*$ 为调频死区； $v_{\text{ini},\text{lim}}^*$ 、 $\Delta f_{\text{std},\text{lim}}^*$ 、 $\Delta f_{\text{max},\text{lim}}^*$ 分别为最大频率变化率限值、稳态频差限值与最大频差限值的标么值。

## 4.2 日内调度模型

### 4.2.1 目标函数

日内调度目标函数 $F_{\text{id}}$ 包括常规火发电机组的购电成本与快速启停机组的购电成本、启停成本、备用成本以及弃风惩罚成本，表达式如式(23)所示。式中各项成本的计算表达式与日前调度类似。

$$\min F_{\text{id}} = C_{\text{Gc},\text{run}} + C_{\text{Gq},\text{run}} + C_{\text{Gq},\text{re}} + C_{\text{Gq},\text{st}} + C_{\text{W},\text{waste}} \quad (23)$$

### 4.2.2 约束条件

在日内调度阶段需要调用常规火电机组旋转备用计划更新其出力，对应约束如式(24)所示。

$$P_{t,i}^{\text{Gc},\text{da}} - R_{t,i}^{\text{Gc},-} \leq P_{t,i}^{\text{Gc},\text{id}} \leq P_{t,i}^{\text{Gc},\text{da}} + R_{t,i}^{\text{Gc},+} \quad (24)$$

式中， $P_{t,i}^{\text{Gc},\text{da}}$ 、 $P_{t,i}^{\text{Gc},\text{id}}$ 分别为日前调度 $t$ 时段常规火电机组 $i$ 计划出力、调用旋转备用容量后更新出力。

## 4.3 实时调度模型

### 4.3.1 目标函数

实时调度目标函数 $F_{\text{rt}}$ 为快速启停机组的购电成本、AGC调节成本以及弃风惩罚成本之和。

$$\min F_{\text{rt}} = C_{\text{Gq},\text{run}} + C_{\text{AGC}} + C_{\text{W},\text{waste}} \quad (25)$$

$$C_{\text{AGC}} = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^{N_{\text{AGC}}} \delta_i^{\text{G,A,+}} S_{t,i}^{\text{G,A,+}} + \delta_i^{\text{G,A,-}} S_{t,i}^{\text{G,A,-}} + \sum_{k=1}^{N_{\text{ESS}}} \delta_k^{\text{E,A,+}} S_{t,k}^{\text{E,A,+}} + \delta_k^{\text{E,A,-}} S_{t,k}^{\text{E,A,-}} \right) \Delta t_5 \quad (26)$$

$$\begin{cases} S_{t,i}^{\text{G,A,+}} = \alpha_{t,i}^{\text{G,A}} (\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Wf,-}} + \tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Lf,+}}) \\ S_{t,i}^{\text{G,A,-}} = \alpha_{t,i}^{\text{G,A}} (\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Wf,+}} + \tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Lf,-}}) \\ S_{t,k}^{\text{E,A,+}} = \alpha_{t,k}^{\text{E,A}} (\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Wf,-}} + \tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Lf,+}}) \\ S_{t,k}^{\text{E,A,-}} = \alpha_{t,k}^{\text{E,A}} (\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Wf,+}} + \tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Lf,-}}) \end{cases} \quad (27)$$

式中： $C_{\text{AGC}}$ 为AGC调节成本； $N_{\text{AGC}}$ 为参与AGC的火电机组数量； $\delta_i^{\text{G,A,+}}$ 、 $\delta_i^{\text{G,A,-}}$ 分别为火电机组 $i$ 的单位正、负向AGC调节成本； $S_{t,i}^{\text{G,A,+}}$ 、 $S_{t,i}^{\text{G,A,-}}$ 分别为 $t$ 时段火电机组 $i$ 的正、负向AGC调节功率； $N_{\text{ESS}}$ 为储能电站数量； $\delta_k^{\text{E,A,+}}$ 、 $\delta_k^{\text{E,A,-}}$ 分别为储能电站 $k$ 的单位正、负向AGC调节成本； $S_{t,k}^{\text{E,A,+}}$ 、 $S_{t,k}^{\text{E,A,-}}$ 分别为 $t$ 时段储能电站 $k$ 的正、负向AGC调节功率； $\Delta t$ 为实时调度步长， $\Delta t_5 = 1/12 \text{ h}$ ； $\alpha_{t,i}^{\text{G,A}}$ 、 $\alpha_{t,k}^{\text{E,A}}$ 分别为 $t$ 时段火电机组 $i$ 、储能电站 $k$ 的AGC参与因子； $\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Wf,+}}$ 、 $\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Lf,+}}$ 分别为 $t$ 时段风电、负荷正向超短期预测误差； $\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Wf,-}}$ 、 $\tilde{P}_{t,\text{rt}}^{\text{Lf,-}}$ 分别为 $t$ 时段风电、负荷负向超短期预测误差。

### 4.3.2 约束条件

实时调度是系统最后一级调度，为保证AGC机组能完全平抑不平衡功率，需要对AGC机组进行约束，如式(28)所示。

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{AGC}}} \alpha_{t,i}^{\text{G,A}} + \sum_{k=1}^{N_{\text{ESS}}} \alpha_{t,k}^{\text{E,A}} = 1 \quad (28)$$

其中

$$\begin{cases} \alpha_{t,i}^{\text{G,A}} \leq u_{t,i}^{\text{G}} \\ \alpha_{t,k}^{\text{E,A}} \leq u_{t,k}^{\text{Ec}} + u_{t,k}^{\text{Ed}} \end{cases} \quad (29)$$

$$u_{t,i}^{\text{G}} (P_{\text{min},i}^{\text{G}} + S_{t,i}^{\text{G,A,-}}) \leq P_{t,i}^{\text{G,A}} \leq u_{t,i}^{\text{G}} (P_{N,i}^{\text{G}} - S_{t,i}^{\text{G,A,+}}) \quad (30)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{t,k}^{\text{Ec}} \leq u_{t,k}^{\text{Ec}} (P_{N,k}^{\text{Ec}} - S_{t,k}^{\text{E,A,-}}) \\ 0 \leq P_{t,k}^{\text{Ed}} \leq u_{t,k}^{\text{Ed}} (P_{N,k}^{\text{Ed}} - S_{t,k}^{\text{E,A,+}}) \end{cases} \quad (31)$$

式中： $u_{t,i}^{\text{G}}$ 为 $t$ 时段火电机组 $i$ 的启停状态； $P_{t,i}^{\text{G,A}}$ 为 $t$ 时段火电机组 $i$ 的出力； $P_{\text{min},i}^{\text{G}}$ 、 $P_{N,i}^{\text{G}}$ 分别为火电机组 $i$ 的最小技术出力、额定出力； $u_{t,k}^{\text{Ec}}$ 、 $u_{t,k}^{\text{Ed}}$ 分别为 $t$ 时段储能电站 $k$ 的充、放电工况标志； $P_{t,k}^{\text{Ec}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{Ed}}$ 分别为 $t$ 时段储能电站 $k$ 的充、放电功率。

## 4.4 模型求解

频率安全约束中最大频差约束具有高阶非线性，难以求解，对此本文采用“内部优化，外部验证”的两阶段迭代求解方法，将优化调度问题分为不含最大频差约束的主问题与最大频差越限校核的子问题，即在调度结束后采用数值积分方法对最大频差进行校验，若不满足约束将增加系统一次调频资源，具体体现为增开机组或将现有机组换为调频能力更强的机组，直至满足最大频差约束为止<sup>[13]</sup>。除此之外，其余约束条件均可写为混合整数线性规划混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)问题，而Gurobi优化求解器能够高效求解

MILP 问题<sup>[27-28]</sup>, 故本文采用 Gurobi 求解器对多阶段优化调度模型进行求解。

## 5 算例分析

### 5.1 算例参数设置

本文以改进的 IEEE 39 节点系统为研究对象进行算例分析, 系统拓扑结构如图 4 所示, 其中 G1—G4 为常规火电机组, G5、G6 为快速启停机组, W1—W3 为风电场, E1、E2 为储能电站, 其中 G3—G5 与 E1、E2 提供 AGC 调节服务。风电与负荷的短期、扩展短期与超短期预测曲线如图 5 所示。

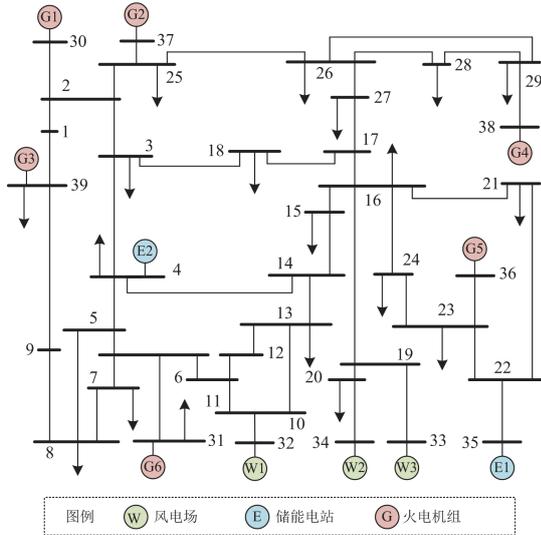
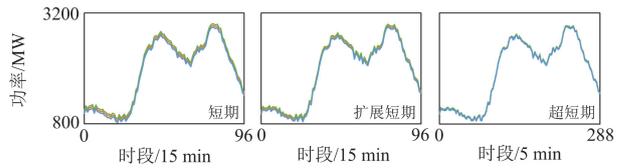
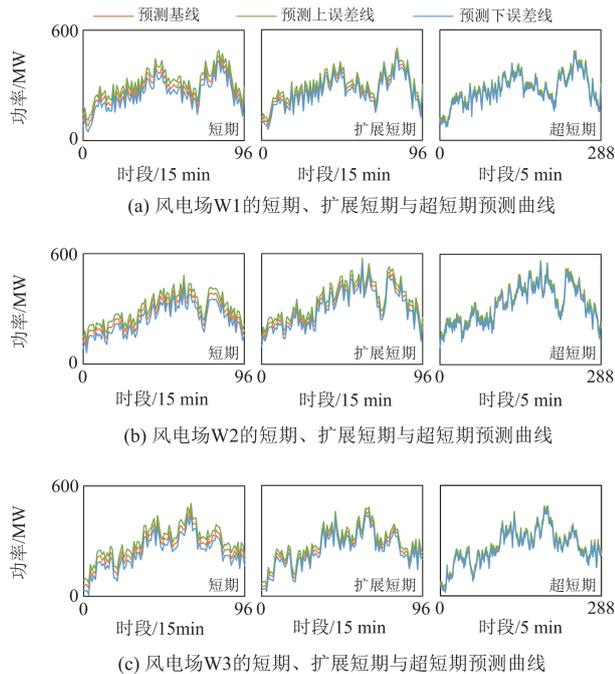


图 4 改进 IEEE 39 节点系统结构图

Fig. 4 Structure diagram of improved IEEE 39-bus system



(d) 负荷的短期、扩展短期与超短期预测曲线

图 5 风电与负荷预测曲线

Fig. 5 Forecast curves of wind & load

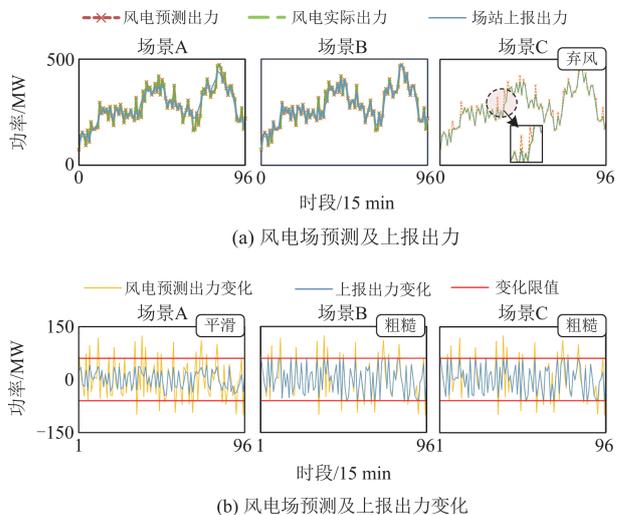
火电机组、风电场站、储能电站与系统的参数参考文献[13,15], 需要说明的是: 面向高比例风电电力系统, 本文所设置的风电渗透率为 42.25%(即风电出力占负荷需求的 42.25%)。

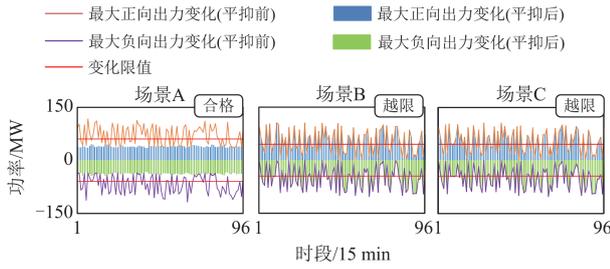
### 5.2 场站级调度结果分析

#### 5.2.1 风电爬坡限幅效果分析

为验证本文所提考虑风电爬坡限幅约束的场站级优化调度模型的有效性, 设计算例 EP1, 包含场景 A—场景 C, 其中: 场景 A 考虑风电常规爬坡限幅约束与极端爬坡备用约束, 即本文所提模型; 场景 B 与场景 C 均仅考虑风电常规爬坡限幅约束; 场景 C 不调用场站自配储能, 依靠弃风策略平滑风电出力。选取风电场 W1 为例进行分析, W1 在场景 A—场景 C 下的日前调度结果如图 6 所示, 出力性能如表 2 所示。

由图 6 和表 2 可知, 场景 A 考虑风电极端爬坡备用约束, 虽然其风电利用率相较于场景 B 下降了 0.26%, 但是场景 A 平滑出力的效果明显优于场景 B, 场景 A 的上报出力平滑度相较于场景 B 提高了 31.83%。同时, 场景 A 能够保证上报出力最大变化值在限值范围内, 而场景 B 最大变化值越限率达到 54.17%, 这是因为场景 A 采取了较为积极的储能充放电策略, 使得上报出力变化较小, 并且还预留了





(c) 储能备用平抑前后风电场最大出力变化值

图 6 风电场 W1 日前调度结果

Fig. 6 Wind power station W1 day-ahead dispatching results

足够的备用容量以应对出力波动，而场景 B 未考虑极端爬坡备用约束，仅依靠常规爬坡限幅约束无法有效提升风电出力平滑性。

表 2 风电场 W1 出力性能分析

Table 2 Performance analysis of wind power station W1 output

场景	场景 A	场景 B	场景 C
上报出力平滑度/%	49.13	17.30	20.53
弃风率/%	0.00	0.00	2.42
风电利用率/%	99.60	99.86	97.58
最大出力变化值的越限次数			
平抑前(正向)	54	50	53
平抑前(负向)	52	54	52
平抑后(正向)	0	50	53
平抑后(负向)	0	54	52

由表 2 可知，场景 C 的弃风率最高，风电利用率最低，结合图 6(a)可知，由于场景 C 未使用自配储能应对风电出力变化，场站在某些时段只能采取弃风的策略满足上报出力变化限值的要求。除此之外，结合图 6(c)可知，因为无储能备用能力，场景 C 的上报出力最大变化值越限现象明显，无法应对由于预测误差导致的极端爬坡。

### 5.2.2 风电上报出力参与电网调度分析

风电场功率变化越限会对电力系统造成不利影响，本文参考文献[5]提出的分段惩罚函数，计算场景 A 削减的爬坡越限惩罚费用，结果如图 7 所示。进一步地，使用场景 A—场景 C 的场站自调度结果进行系统级调度，所得成本如图 8 所示。

由图 7(a)可知，由于考虑了常规爬坡限幅约束，风电场免于支付 4.30 万元的越限惩罚。由图 7(b)可知，若不考虑极端爬坡备用约束，风电场将支付最多 69.58 万元的越限惩罚。

由图 8 可知，由于场景 B 和场景 C 未预留足够的场站备用容量，电网需要向其他发电主体支付更多的备用成本与 AGC 调节成本。除此之外，场景 C 的弃风问题导致电网发电成本提高了  $1.9 \times 10^4$  美元。

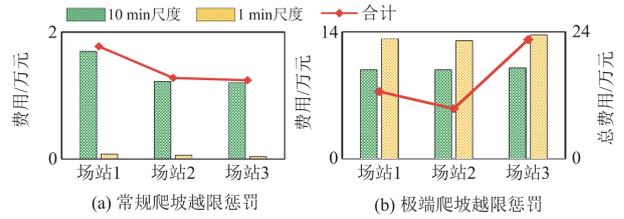


图 7 场景 A 削减的越限惩罚费用

Fig. 7 Reduced penalty fee for breaching limits of scenario A

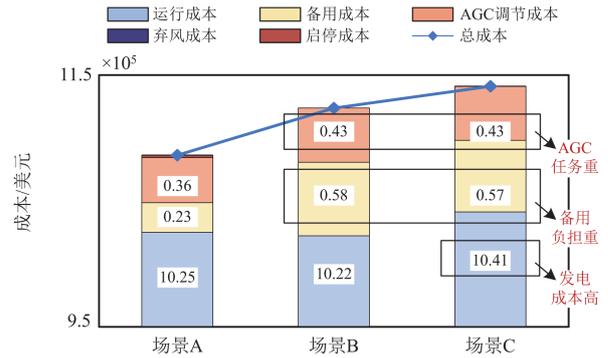


图 8 算例 EP1 电网调度成本对比

Fig. 8 Power grid scheduling cost comparison of EP1

由此可见，在场站级优化调度过程中考虑风电极端爬坡备用约束，既可以降低风电场自身的考核费用，还可以降低电网调度的备用与调频负担，提升电力系统经济性。

### 5.3 电力系统多阶段调度结果分析

为验证本文所提计及频率安全约束的电力系统多阶段调度模型的有效性，设计算例 EP2，包含场景 D—场景 F，其中场景 D 考虑频率安全约束，且系统内火电机组、风电场与储能电站均参与调频，即本文所提模型；场景 E 在场景 D 的基础上不考虑风电场与储能电站参与调频；场景 F 不考虑频率安全约束。需要说明的是，场景 D—场景 F 均采用场景 A 优化得到的场站上报出力进行调度。

#### 5.3.1 运行情况分析

各场景的经济成本对比如图 9 所示，火电机组运行出力情况如图 10 所示，储能电站出力如图 11 所示。系统日前-日内调度阶段正、负备用情况如图 12 与图 13 所示，实时调度阶段 AGC 分配情况如图 14 所示。

由图 9 与图 10 可知，场景 D 中火电机组的运行成本与备用成本明显低于场景 E，总经济成本较场景 E 降低了 3.81%，这是因为场景 D 中具备丰富的调频主体，能够实现经济高效的调度，而场景 E 仅依靠火电机组调频，在某些时段为满足频率安全约束，需要采用大容量的机组组合方式，进而导致

场景 E 的经济性劣于场景 D。场景 D 总经济成本较场景 F 增加了 1.21%，这是因为场景 F 不考虑频率安全约束，在机组组合计划中减少了开机数量，运行成本略低，导致场景 F 经济性优于场景 D。

由图 10(a)可知，在日前调度阶段，火电机组 G1、G2 具备较好的运行经济性，在系统中承担了

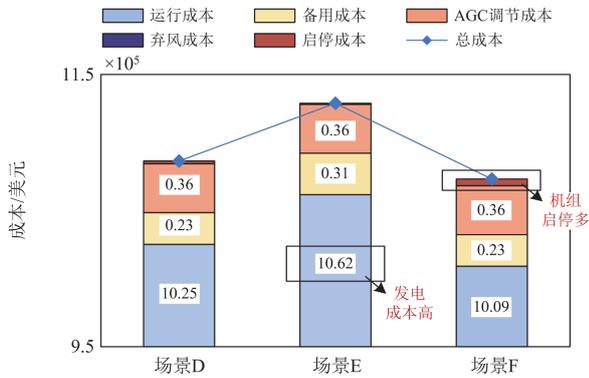


图 9 算例 EP2 优化调度成本

Fig. 9 Optimal scheduling cost of EP2

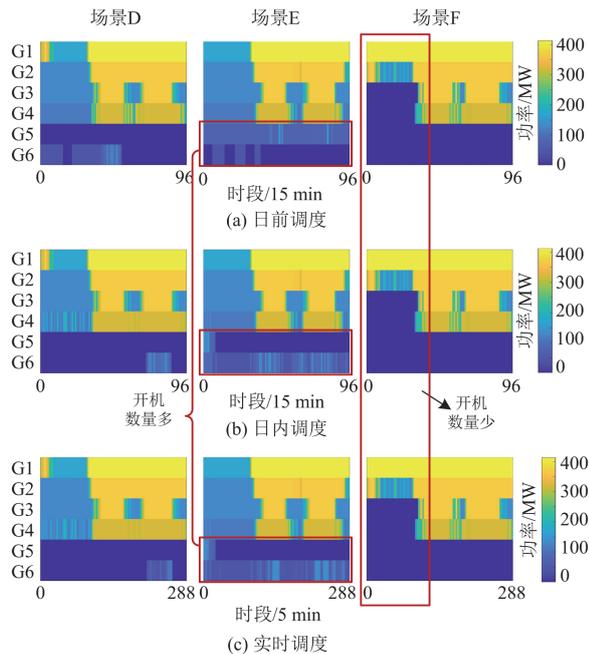


图 10 算例 EP2 火电机组运行出力情况

Fig. 10 Thermal power unit operation output of EP2

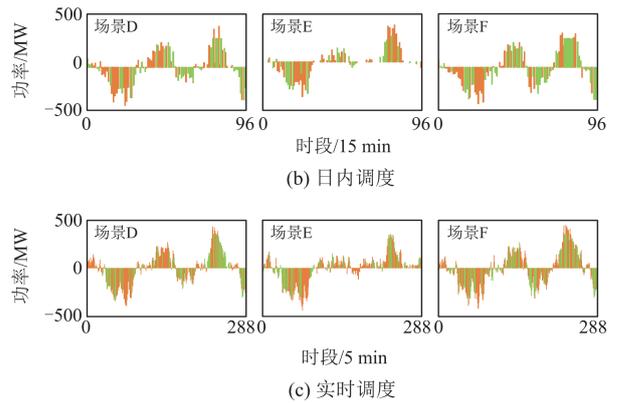
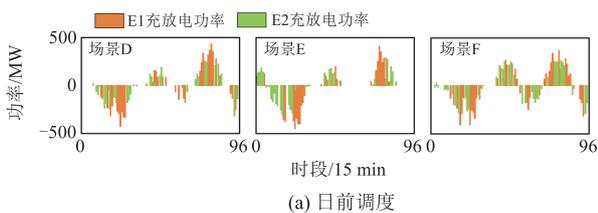


图 11 算例 EP2 储能电站出力及备用情况

Fig. 11 Energy storage station output and reserve of EP2

大部分负荷需求；而 G5 与 G6 的发电成本较高，因此大部分时段处于低出力或停机状态。结合图 5 可知，在 00:00—07:00 时段，系统负荷需求较低，此时各火电机组均保持低载运行，场景 F 甚至关停了 G3—G6 机组，同时储能电站处于充电状态，消纳新能源出力。在 09:00—14:00、17:00—21:30 时段，系统净负荷较高，G1—G4 满载出力，储能电站处于放电状态，辅助火电机组调峰。

由图 10(a)、图 12 与图 13 可知，在日前调度阶段，G4—G6 具有较低的旋转备用成本且多处于低载状态，为系统提供了大部分正备用，尤其在场景 D 中，系统正备用全部由 G4—G6 提供。G2 具有较低的负备用成本且多处于高负荷运行状态，也能够为系统提供大量负备用。G1 与 G3 在备用成本方面不具备明显优势，基本不提供备用。

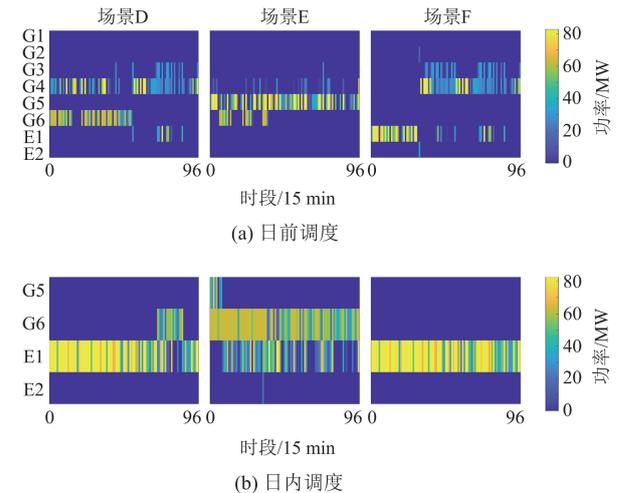


图 12 日前-日内调度阶段正备用情况

Fig. 12 Day-ahead & intra-day on plus reserve scheduling situation

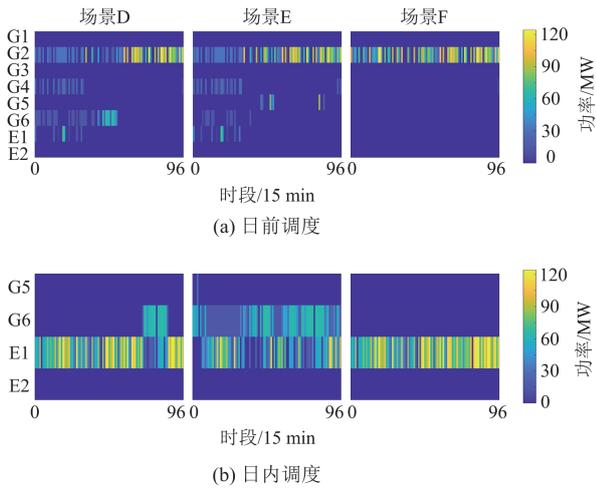


图 13 日前-日内调度阶段备用情况

Fig. 13 Day-ahead & intra-day minus reserve scheduling situation

由图 10(b)、图 12 与图 13 可知，在日内调度阶段，G1—G3 基本跟随日前调度结果出力；G5 运行经济性较差，其备用被大量调用，处于停机状态；而 G4 与 G6 的发电成本较低，因此出力有所提高。在日内调度阶段，为应对源荷扩展短期误差的影响，电力系统需要快速启停机组与储能电站预留一定的备用容量，G6 与 E1 单位备用成本较低，因此成为系统备用的主要承担者。由图 10(c)、图 14 可知，实时调度阶段，G4 单位 AGC 调用成本较低，承担了系统大部分的 AGC 功率调节任务；E2 也参与 AGC 功率分配，相应的充放电功率有所调整。

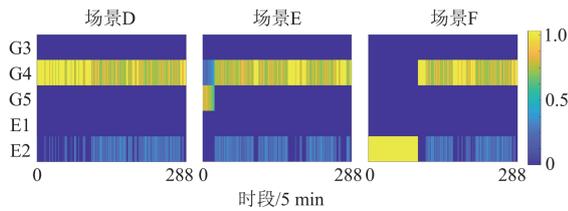


图 14 系统实时调度阶段 AGC 分配情况

Fig. 14 AGC distribution situation of system real-time scheduling stage

### 5.3.2 系统动态频率响应指标分析

为验证本文所提电力系统多阶段调度模型能够有效提高系统动态频率响应能力，对比算例 EP2 中 3 种场景的动态频率响应指标，如图 15 所示。

由图 15 可知，场景 D 与场景 E 的各类动态频率指标均满足要求，结合系统源荷分布情况可以发现，系统在净负荷较高时具备更良好的频率响应指标，这是因为在上述条件下火电机组开机数量较多，系统整体调频能力较强。而场景 F 在 00:00—

07:00 时段出现动态频率指标严重越限的问题，这是由于在上述时段场景 E 系统仅有 2 台火电机组开机，系统惯量支撑和调频能力严重不足。

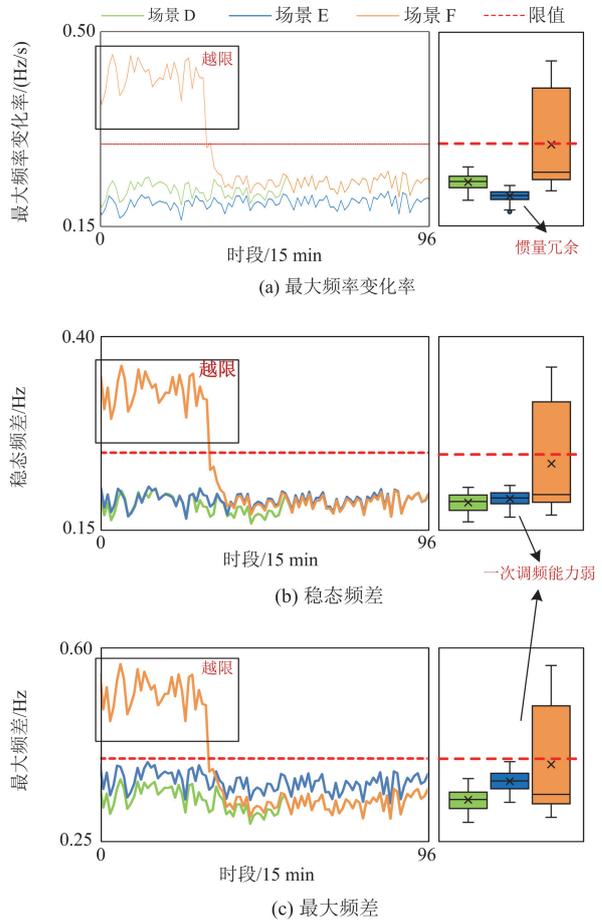


图 15 算例 EP2 动态频率响应指标

Fig. 15 Dynamic frequency response index of EP2

结合图 15 中箱形图可知，由于场景 D 与场景 E 调频资源的差异，场景 D 的最大频率变化率平均值较场景 E 增大了 12.67%，稳态频差与最大频差平均值分别降低了 2.65%、9.50%，这是因为场景 E 仅依靠火电调频，导致系统惯量存在冗余，但一次调频能力偏弱。

由上述分析可知，火电机组启停状态对系统调频能力的影响较大，传统的调度策略难以保证系统拥有稳定且充裕的调频资源，预留的系统惯量无法应对频率变化冲击，而本文所提多阶段调度模型计及频率安全约束，对火电机组启停状态进行了优化，并由多类型调频主体共同配合保障系统的频率安全。

## 6 结论

为保障新型电力系统安全、优质、经济运行，

对相邻调度时段风电爬坡进行了几何描述, 结合日前-日内-实时多阶段场站-系统级联合调度架构, 进一步提出了考虑风电爬坡限幅与频率安全约束的电力系统多阶段优化调度策略, 基于 IEEE 39 节点系统的仿真算例验证了所提策略的有效性, 所得结论如下所述。

1) 所提计及风电爬坡限幅约束的场站级优化调度策略, 既能够有效限制风电上报出力变化, 降低风电场自身的考核费用, 还可以预留合理的备用容量以应对由预测误差引起的极端爬坡, 降低电网调度的备用与调频负担。

2) 所提计及频率安全约束的电力系统多阶段调度模型, 能够预留合适的惯量支撑与一次调频资源, 满足各项频率指标要求, 同时能合理安排机组组合、经济调度计划与 AGC 功率分配计划, 实现电力系统安全、经济、高效运行。

### 参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 1-10 月份全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2023-11-20)[2024-03-21]. [https://www.nea.gov.cn/2023-11/20/c\\_1310751368.htm](https://www.nea.gov.cn/2023-11/20/c_1310751368.htm).
- [2] 李东东, 董楠, 姚寅, 等. 考虑频率响应分散性及系统分区的含风电系统等效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 36-45.  
LI Dongdong, DONG Nan, YAO Yin, et al. Equivalent inertia estimation of a power system containing wind power considering dispersion of frequency response and system partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 36-45.
- [3] 王泽嘉, 韩民晓, 范溢文. 基于 SVG 附加电流反馈阻抗重塑的双馈风电场次/超同步振荡抑制策略[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 55-66.  
WANG Zejia, HAN Minxiao, FAN Yiwen. Suppression strategy of sub/super-synchronous oscillations in doubly-fed wind farm based on SVG additional current feedback impedance reshaping[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 55-66.
- [4] 张小莲, 孙啊传, 郝思鹏, 等. 风电场参与电网调频的多机协同控制策略[J]. 发电技术, 2024, 45(3): 448-457.  
ZHANG Xiaolian, SUN Achuan, HAO Sipeng, et al. Multi-machine cooperative control strategy of wind farm participating in power grid frequency modulation[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(3): 448-457.
- [5] 甘伟, 郭剑波, 艾小猛, 等. 应用于风电场出力平滑的多尺度多指标储能配置[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(9): 92-98.  
GAN Wei, GUO Jianbo, AI Xiaomeng, et al. Multi-scale multi-index sizing of energy storage applied to fluctuation mitigation of wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(9): 92-98.
- [6] 王睿琪, 薛熙臻, 黄阮明, 等. 面向新能源波动平抑的储能多参数等价折算配置方法[J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1498-1510.  
WANG Ruiqi, XUE Xizhen, HUANG Ruanming, et al. Multi-parameter equivalent conversion configuration method for energy storage with new energy fluctuation smoothing[J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1498-1510.
- [7] 张晴, 李欣然, 杨明, 等. 净效益最大的平抑风电功率波动的混合储能容量配置方法[J]. 电工技术学报, 2016, 31(14): 40-48.  
ZHANG Qing, LI Xinran, YANG Ming, et al. Capacity determination of hybrid energy storage system for smoothing wind power fluctuations with maximum net benefit[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 40-48.
- [8] 李东东, 刘强, 徐波, 等. 考虑频率稳定约束的新能源电力系统临界惯量计算方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 24-33.  
LI Dongdong, LIU Qiang, XU Bo, et al. New energy power system critical inertia estimation method considering frequency stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(22): 24-33.
- [9] ZHANG Z, ZHOU M, WU Z, et al. A frequency security constrained scheduling approach considering wind farm providing frequency support and reserve[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(2): 1086-1100.
- [10] 陈建华, 张瑶, 郭子明, 等. 考虑电力系统频率响应特性的鲁棒区间风电调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(22): 6096-6102.  
CHEN Jianhua, ZHANG Yao, GUO Ziming, et al. A robust interval wind power dispatch method considering system frequency response[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(22): 6096-6102.
- [11] SHI Qingxin, LI Fangxing, CUI Hantao. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6355-6367.
- [12] 王涛, 王廷涛, 刘芮, 等. 计及动态频率响应约束的高比例风电电力系统机组组合模型[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3463-3479.  
WANG Tao, WANG Tingtao, LIU Rui, et al. Unit commitment model of high proportion wind power system considering dynamic frequency response constraints[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3463-3479.
- [13] 王廷涛, 苗世洪, 姚福星, 等. 计及动态频率响应约束的高比例风电电力系统日前-日内联合调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(7): 2590-2604.  
WANG Tingtao, MIAO Shihong, YAO Fuxing, et al. Day-ahead and intra-day joint dispatch strategy of high

proportion wind power system considering dynamic frequency response constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(7): 2590-2604.

[14] 张亚超, 刘开培, 廖小兵, 等. 含大规模风电的电力系统多时间尺度源荷协调调度模型研究[J]. 高电压技术, 2019, 45(2): 600-608.  
ZHANG Yachao, LIU Kaipei, LIAO Xiaobing, et al. Multi-time scale source-load coordination dispatch model for power system with large scale wind power[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(2): 600-608.

[15] 鄢发齐, 李姚旺, 汪旻, 等. 含 CAES 和多类型柔性负荷的电力系统多时间尺度电能-备用联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 73-81.  
YAN Faqi, LI Yaowang, WANG Yang, et al. Multi-time scale joint optimal dispatch of energy and reserve in power system with CAES and multi-type flexible load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 73-81.

[16] 林顺富, 张琪, 沈运帷, 等. 面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统可调节资源优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 90-100.  
LIN Shunfu, ZHANG Qi, SHEN Yunwei, et al. Optimal dispatch model of adjustable resources in a power system with high proportion of renewable energy for flexible ramping product[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 90-100.

[17] 中国电力企业联合会. 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.

[18] 崔明建, 孙元章, 柯德平, 等. 考虑电网侧频率偏差的风电功率爬坡事件预测方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(5): 8-13.  
CUI Mingjian, SUN Yuanzhang, KE Deping, et al. Prediction method for wind power ramp events considering frequency deviation of power grid side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(5): 8-13.

[19] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.  
BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4600.

[20] 中国电力企业联合会. 并网电源一次调频技术规定及试验导则: GB/T 40595—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.

[21] 周校聿, 刘尧, 鲍福增, 等. 百兆瓦级储能参与电网双重辅助服务调度的联合优化模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 60-69.  
ZHOU Xiaoyu, LIU Rao, BAO Fuzeng, et al. Joint optimization model for hundreds of megawatts-level energy storage participating in dual ancillary services dispatch of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 60-69.

[22] 全国电网运行与控制标准化技术委员会. 电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 7 部分: 惯量支撑与阻尼控制 DL/T2246.7—2021[S]. 北京: 中国电力出版社, 2021.

[23] 李姚旺, 苗世洪, 罗星, 等. 含压缩空气储能电力系统日前-日内协调调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2849-2860, 3136.  
LI Yaowang, MIAO Shihong, LUO Xing, et al. Day-ahead and intra-day time scales coordinative dispatch strategy of power system with compressed air energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(10): 2849-2860, 3136.

[24] BIAN Yuankai, WYMAN-PAIN H, LI Furong, et al. Demand side contributions for system inertia in the GB power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 3521-3530.

[25] YANG L, XU Y, ZHOU J, et al. Distributionally robust frequency constrained scheduling for an integrated electricity-gas system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(4): 2730-2743.

[26] ZHANG Z, DU E, TENG F, et al. Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4383-4395.

[27] 何立钢, 王怡聪, 王廷涛, 等. 含多类型异质资源的微电网两阶段黑启动恢复优化方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(17): 37-48.  
HE Ligang, WANG Yicong, WANG Tingtao, et al. A two-stage black-start recovery optimization method for microgrid containing multi-type heterogeneous resources[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(17): 37-48.

[28] QIN Minglei, YANG Yongbiao, ZHAO Xianqiu, et al. Low-carbon economic multi-objective dispatch of integrated energy system considering the price fluctuation of natural gas and carbon emission accounting[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(4): 1013-1030.

收稿日期: 2024-04-22; 修回日期: 2024-07-15

作者简介:

王佳旭(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化规划与调度; E-mail: M202271920@hust.edu.cn

苗世洪(1963—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统智能调度与自动化、微电网和配电网新技术等; E-mail: shmiao@hust.edu.cn

王廷涛(1997—), 男, 博士研究生, 研究方向为低惯量电力系统优化运行。E-mail: faputa\_daisuki@139.com

(编辑 张颖)