

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240515

# 计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒机组组合模型

谭洪<sup>1,2</sup>, 陈嘉迅<sup>2</sup>, 王秋杰<sup>1,2</sup>, 陈涛<sup>3</sup>, 李振兴<sup>1,2</sup>, 翁汉珩<sup>1,2</sup>

(1. 新能源微电网湖北省协同创新中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 3. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210018)

**摘要:** 大规模风电并网导致电力系统惯量和一次调频响应资源减少, 大扰动下系统频率安全问题突出。为应对风电不确定性和系统惯量降低的挑战, 提出计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒机组组合(unit commitment, UC)模型。首先, 通过系统发生有功扰动后频率偏差动力学摆动方程建立频率安全的运行约束模型, 并嵌入到 UC 问题中。其次, 考虑到风电出力不确定性, 提出风电出力鲁棒可行域定义以表征系统接纳风电的安全运行范围, 并基于此提出系统运行风险模型。最后, 基于两阶段鲁棒优化理论提出计及风电频率支撑能力和运行风险的 UC 鲁棒优化模型, 并采用列和约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法求解该模型。在 IEEE 9 和 IEEE 118 节点测试系统进行仿真分析, 结果验证了所提模型的有效性。

**关键词:** 风电频率支撑能力; 运行风险; 机组组合; 风电不确定性; 鲁棒可行域

## A robust unit commitment model considering wind power frequency support capability and operational risk

TAN Hong<sup>1,2</sup>, CHEN Jiaxun<sup>2</sup>, WANG Qiuji<sup>1,2</sup>, CHEN Tao<sup>3</sup>, LI Zhenxing<sup>1,2</sup>, WENG Hanli<sup>1,2</sup>

(1. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid (China Three Gorges University), Yichang 443002, China; 2. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210018, China)

**Abstract:** The large-scale integration of wind power into the grid has led to a reduction in power system inertia and frequency response resources, highlighting frequency security issues under large disturbances. To address the challenges of wind power uncertainty and the reduced system inertia, a robust unit commitment (UC) model considering wind power frequency support capability and operational risk is proposed. First, a frequency security operational constraint model is established through the dynamic swing equation of frequency deviation after active power, and is embedded into the UC problem. Secondly, considering the uncertainty of wind power output, a robust feasible range definition for wind power output is proposed to characterize the safe operating range of the system's wind power acceptance, and based on this, a system operational risk model is proposed. Finally, based on two-stage robust optimization theory, a robust optimization model for UC considering wind power frequency support capability and operational risk is proposed, and the column and constraint generation (C&CG) algorithm is used to solve the model. The effectiveness of the proposed model is verified through simulations conducted on the IEEE 9-bus and 118-bus testing systems.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307109).

**Key words:** wind power frequency support capability; operational risk; unit commitment; uncertainty of wind power; robust feasible region

## 0 引言

为减少电力系统对传统化石能源的依赖, 以风

电和光伏为代表的新能源在电力系统中的占比不断增加。2023 年全球新增风电装机容量为 117 GW, 同比增长 50%<sup>[1]</sup>。由于风电具有强不确定性和间歇性, 大规模风电并网给电力系统的调度运行带来了巨大挑战。此外, 风电场主要是通过电力电子器件

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52307109)

并网, 无法像同步机组直接提供惯量支撑。大规模风电并网会导致传统电力系统惯量下降, 使系统频率在出现有功扰动时不符合标准, 例如英国“8·9”<sup>[2]</sup>和澳大利亚“9·28”<sup>[3]</sup>大停电事故。因此, 为应对风电不确定性和系统惯量降低的挑战, 亟需提出考虑风电不确定性和频率安全的电力系统优化调度方法。

为解决风电不确定性和间歇性问题, 已有诸多学者对含风电的电力系统优化调度问题进行了研究。例如采用场景法<sup>[4-5]</sup>或机会约束规划法<sup>[6-7]</sup>来刻画优化调度过程中的风电不确定性。而与前两种方法相比, 鲁棒优化理论在处理风电不确定性方面更具优势, 该理论无须通过不确定量的概率分布和场景数来处理不确定性, 更易于实现<sup>[8]</sup>。基于鲁棒优化理论, 文献[9]考虑风电时空相关性提出仿射可调鲁棒 UC 模型。文献[10]建立综合考虑发电成本和弃风成本的鲁棒 UC 模型。上述文献所建立的风电不确定集是人为设定的固定集, 但是风电功率的日前预测值与日内的偏差往往较大, 风电的实际出力可能不在日前确定的不确定集合之内<sup>[11]</sup>。这会给电网的运行带来弃风或切负荷等经济损失。因此, 文献[12]基于日前和实时调度框架提出一种基于两阶段鲁棒优化的可再生能源“不超过”极限评估方法。基于文献[13]所提的运行风险定义, 在考虑风电不确定的同时, 文献[14-15]评估系统允许的最大风电鲁棒可行域。上述文献主要从稳态运行角度考虑风电不确定性, 尚未考虑由大规模风电的接入出现系统惯量下降的问题, 会使系统受扰动发生低频减载等事故。因此, 在评估系统风电鲁棒可行域的同时, 如何将频率安全限制纳入系统优化调度模型尤为重要。

为解决大规模风电并网导致系统传统惯量不足的问题, 文献[16]提出虚拟同步机的概念, 即通过控制算法可使有变流器件的风电场和储能等具备与传统机组类似的惯性和有功调频等运行外特性。文献[17]综合考虑同步机与风机参与调频, 推导最大频率偏差的解析表达式。在考虑风电参与调频的同时, 文献[18]提出考虑频率跌落最低值的频率安全约束构造方法。从分布式能源参与调频的角度, 文献[19]提出一种动态约束频率控制方法, 以补偿低惯性电力系统中频率动力学优化与二次频率控制之间的差距。文献[20]从储能系统参与调频的角度建立储能系统的扩展系统频率响应模型。基于风力出力和所提供虚拟惯量的不确定性, 文献[21]提出两阶段机会约束随机优化模型。在此基础上, 文献[22]采用数据驱动的方法处理两阶段机会约束随机优化模型。还有诸多学者从电-气互联系统<sup>[23]</sup>和多能系

统<sup>[24]</sup>的角度提出含频率约束的调度方法。综上所述, 考虑风电提供虚拟惯量支撑和一次调频备用的优化调度模型主要采用确定性或随机规划方法进行分析, 采用鲁棒优化理论处理风电场提供的虚拟惯量和出力的不确定性的研究较少。

针对上述问题, 本文提出一种计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒 UC 模型, 其特点为: 1) 通过系统扰动后频率响应过程的分析, 建立能充分反映系统频率安全的运行约束模型, 并嵌入到 UC 问题, 分析频率约束对运行结果的影响; 2) 提出风电出力鲁棒可行域来表征系统接纳风电的安全运行范围, 并基于此建立系统运行风险模型。需要指出的是, 与一般的风险定义不同, 本文是从广义风险角度将系统切负荷或弃风导致的经济损失定义为运行风险。最后, 对本文所提鲁棒 UC 模型进行了仿真, 结果表明在保证频率安全的前提下, 所提模型提高了系统经济性。

## 1 系统频率约束建模

当系统发生有功缺额时, 功率扰动后频率变化过程如图 1 所示。图中:  $f_N$ 、 $f_{nadir}$ 、 $f_{qssf}$  和  $\Delta f_{qssf}$  分别为系统额定频率、最低点频率、准稳态频率和准稳态频率偏差;  $\phi_{nadir}$  和  $\phi_{qssf}$  分别为达到最低点频率和准稳态频率所对应的时间。在时段  $\Delta\phi_1$  主要依靠系统自身的惯性响应阻止频率下降; 在时段  $\Delta\phi_2$ , 系统一次调频开始响应, 经过一段时间后, 系统频率恢复至一定水平。因此, 根据有功扰动后系统频率变化的时序过程和系统频率偏差的动力学摆动方程推导了 3 个线性的约束条件, 即频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)约束, 频率最低点(frequency nadir, FN)约束和准稳态频率(quasi-steady-state-frequency, QSSF)约束。

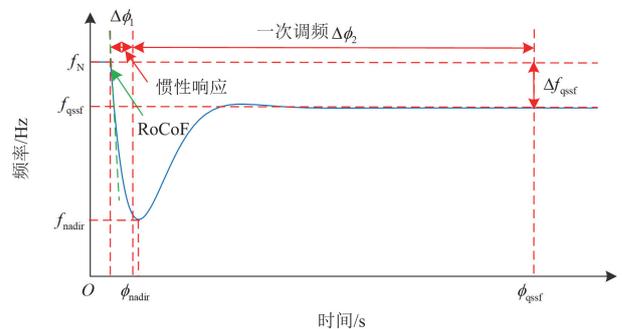


图 1 功率扰动后频率变化过程

Fig. 1 Frequency variation process after power disturbance

文献[21]指出配备了电力电子器件控制的风电存储系统可以提供虚拟惯量和一次调频备用容量。

因此,在频率约束建模中考虑了可控风电场可提供虚拟惯量和一次频率响应备用容量。突然功率扰动后系统频率偏差的模型可通过频率偏差动力学摆动方程来描述,如式(1)所示。

$$2H_t^{\text{sys}} \frac{d\Delta f_\phi}{d\phi} + kP_t^{\text{L}} \Delta f_\phi = \sum_{i=1}^{N^{\text{G}}} \hat{P}_{i,\phi}^{\text{G}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{W}}} \hat{P}_{j,\phi}^{\text{W}} - P_t^{\text{dis}} \quad (1)$$

式中:  $H_t^{\text{sys}}$  为系统时段  $t$  提供的聚合惯量;  $\Delta f_\phi$  为有功扰动后时段  $\phi$  的频率偏差;  $k$  为负荷阻尼率;  $P_t^{\text{L}}$  为时段  $t$  的系统负荷水平;  $\hat{P}_{i,\phi}^{\text{G}}$  和  $\hat{P}_{j,\phi}^{\text{W}}$  分别为常规机组  $i$  和可控风电场  $j$  时段  $\phi$  提供的调整功率;  $P_t^{\text{dis}}$  为时段  $t$  的有功扰动,经典取值为 5% 或 10% 的有功负荷;  $N^{\text{G}}$  和  $N^{\text{W}}$  分别为同步机组和风电场的总数。

假设同步机组和可控风电场的一次频率响应随时间线性增加,并且具有相同响应时长,则调整功率可表示为式(2)和式(3)<sup>[25]</sup>。

$$\hat{P}_{i,\phi}^{\text{G}} = \begin{cases} 0, & \text{if } \phi \leq \Phi_{\text{DB}} \\ R_{i,t}^{\text{GPFR}} \frac{\phi - \Phi_{\text{DB}}}{\Phi_{\text{d}}}, & \text{if } \Phi_{\text{DB}} \leq \phi \leq \Phi_{\text{d}} + \Phi_{\text{DB}} \\ R_{i,t}^{\text{GPFR}}, & \text{if } \Phi_{\text{d}} + \Phi_{\text{DB}} \leq \phi \end{cases} \quad (2)$$

$$\hat{P}_{j,\phi}^{\text{W}} = \begin{cases} 0, & \text{if } \phi \leq \Phi_{\text{DB}} \\ R_{j,t}^{\text{WPFR}} \frac{\phi - \Phi_{\text{DB}}}{\Phi_{\text{d}}}, & \text{if } \Phi_{\text{DB}} \leq \phi \leq \Phi_{\text{d}} + \Phi_{\text{DB}} \\ R_{j,t}^{\text{WPFR}}, & \text{if } \Phi_{\text{d}} + \Phi_{\text{DB}} \leq \phi \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $\Phi_{\text{DB}}$  为采用下垂控制时频率死区时间;  $\Phi_{\text{d}}$  为响应时长;  $R_{i,t}^{\text{GPFR}}$  和  $R_{j,t}^{\text{WPFR}}$  分别为同步机组  $i$  和可控风电场  $j$  时段  $t$  提供的一次频率响应备用容量。

### 1.1 频率变化率约束

由图 1 可知,当  $\phi \rightarrow 0^+$  时系统频率变化率最大,因此联立式(1)一式(3)可推导出频率变化率约束为

$$\begin{cases} \left| \frac{d\Delta f_\phi}{d\phi} \right| = \left| \frac{-P_t^{\text{dis}}}{2H_t^{\text{sys}}} \right| \leq F^{\text{rmax}} \\ H_t^{\text{sys}} = H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}}, \forall t \\ H_t^{\text{G}} = \sum_{i=1}^{N^{\text{G}}} H_i^{\text{G}} P_i^{\text{GM}} x_{i,t} / f_{\text{N}}, \forall t \\ H_t^{\text{W}} = \sum_{j=1}^{N^{\text{W}}} H_j^{\text{W}} P_j^{\text{WM}} u_{j,t} / f_{\text{N}}, \forall t \end{cases} \quad (4)$$

$$H_t^{\text{sys}} \geq \frac{P_t^{\text{dis}}}{2F^{\text{rmax}}}, \forall t \quad (5)$$

式中:  $F^{\text{rmax}}$  为允许最大频率变化率;  $H_t^{\text{G}}$  为同步机组时段  $t$  提供的聚合惯量;  $H_t^{\text{W}}$  为风电场时段  $t$  提供

的聚合惯量;  $H_i^{\text{G}}$  为同步机组  $i$  的惯量时间常数;  $P_i^{\text{GM}}$  为同步机组  $i$  装机容量;  $x_{i,t}$  为同步机组  $i$  时段  $t$  运行状态,其为 0-1 变量;  $H_j^{\text{W}}$  为风电场  $j$  时段  $t$  可提供虚拟惯量时间常数;  $P_j^{\text{WM}}$  为风电场  $j$  的装机容量;  $u_{j,t}$  为可控风电场  $j$  时段  $t$  备用状态。

### 1.2 频率最低点约束

频率最低点发生在时段  $\Phi_{\text{DB}} \leq \phi \leq \Phi_{\text{d}} + \Phi_{\text{DB}}$ , 结合式(1)一式(3),并在时段  $[0, \phi]$  对  $\phi$  积分,可得

$$\begin{cases} R_t = \sum_{i=1}^{N^{\text{G}}} R_{i,t}^{\text{GPFR}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{W}}} R_{j,t}^{\text{WPFR}} \\ |\Delta f_\phi| = \Delta f_{\text{DB}} + \left( \frac{P_t^{\text{dis}} - kP_t^{\text{L}} \Delta f_{\text{DB}}}{kP_t^{\text{L}}} + \frac{2R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})}{\Phi_{\text{d}}(kP_t^{\text{L}})^2} \right) \\ \left( 1 - e^{-\frac{kP_t^{\text{L}}(\phi - \Phi_{\text{DB}})}{2(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})}} \right) - \frac{R_t(\phi - \Phi_{\text{DB}})}{\Phi_{\text{d}}kP_t^{\text{L}}} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $R_t$  为系统时段  $t$  的总备用容量;  $\Delta f_{\text{DB}}$  为采用下垂控制时的频率死区。

式(6)可表示任意时间  $\phi$  的频率偏差,当  $d\Delta f_\phi/d\phi = 0$  时系统达到频率最低点,如图 1 所示,因此达到频率最低点时间  $\phi_{\text{nadir}}$  可表示为

$$\begin{aligned} \phi_{\text{nadir}} &= \Phi_{\text{DB}} - \frac{2(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})}{kP_t^{\text{L}}} \\ &\ln \left( \frac{2R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})}{\Phi_{\text{d}}kP_t^{\text{L}}(P_t^{\text{dis}} - kP_t^{\text{L}}\Delta f_{\text{DB}}) + 2R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})} \right) \end{aligned} \quad (7)$$

联立式(6)、式(7)可得最大频率偏差  $|\Delta f_{\text{nadir}}|$  为

$$\begin{aligned} |\Delta f_{\text{nadir}}| &= \frac{P_t^{\text{dis}}}{kP_t^{\text{L}}} + \frac{2R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})}{\Phi_{\text{d}}(kP_t^{\text{L}})^2} \\ &\ln \left( \frac{2R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})}{\Phi_{\text{d}}kP_t^{\text{L}}(P_t^{\text{dis}} - kP_t^{\text{L}}\Delta f_{\text{DB}}) + 2R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}})} \right) \leq \Delta f^{\text{max}} \end{aligned} \quad (8)$$

式中:  $\Delta f^{\text{max}}$  为允许最大频率偏差。式(8)为非线性不等式,可等效为式(9),详细证明见文献[25]。

$$R_t(H_t^{\text{G}} + H_t^{\text{W}}) \geq \alpha_t \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \Delta f^{\text{max}} &= \frac{P_t^{\text{dis}}}{kP_t^{\text{L}}} + \frac{\alpha_t}{\Phi_{\text{d}}(kP_t^{\text{L}})^2} \\ &\ln \left( \frac{2\alpha_t}{\Phi_{\text{d}}kP_t^{\text{L}}(P_t^{\text{dis}} - kP_t^{\text{L}}\Delta f_{\text{DB}}) + 2\alpha_t} \right) \end{aligned} \quad (10)$$

式中:  $\alpha_t$  为引入的辅助常数;式(9)存在 0-1 变量与连续变量相乘,因此,采用大 M 法将式(9)等效为

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N^G} H_i^G P_i^{\text{GM}} X_{i,t} + \sum_{j=1}^{N^W} H_{j,t}^W P_j^{\text{WM}} U_{j,t} \geq f_N \alpha_t, \forall t \\ -Mx_{i,t} \leq X_{i,t} \leq Mx_{i,t}, \forall t \\ -M(1-x_{i,t}) \leq X_{i,t} - R_t \leq M(1-x_{i,t}), \forall t \\ -Mu_{j,t} \leq U_{j,t} \leq Mu_{j,t}, \forall t \\ -M(1-u_{j,t}) \leq U_{j,t} - R_t \leq M(1-u_{j,t}), \forall t \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $M$  为适当的极大正实数;  $X_{i,t}$  和  $U_{j,t}$  分别为同步机组  $i$  和风电场  $j$  在时段  $t$  采用大  $M$  法引入的辅助变量。

### 1.3 准稳态频率约束

当准稳态频率时间  $\phi_{\text{qssf}} \gg \Phi_d + \Phi_{\text{DB}}$  时, 认为频率达到了稳态, 此时频率变化率  $d\Delta f_\phi/d\phi = 0$  且  $\Phi_d + \Phi_{\text{DB}} \leq \phi$ , 如图 1 所示, 联立式(1)一式(3)可得

$$|\Delta f_{\text{qssf}}| = \frac{P_t^{\text{dis}} - \sum_{i=1}^{N^G} R_{i,t}^{\text{GPFR}} - \sum_{j=1}^{N^W} R_{j,t}^{\text{WPFR}}}{kP_t^L} \leq \Delta f_{\text{qssf}}^{\text{max}}, \forall t \quad (12)$$

式中,  $\Delta f_{\text{qssf}}^{\text{max}}$  为允许的最大准稳态频率偏差。

## 2 基于风电出力鲁棒可行域的系统运行风险建模

### 2.1 风电出力鲁棒可行域

#### 2.1.1 目标函数

风电出力鲁棒可行域定义: 当确定风电出力边界时, 无论风电出力在可行域内如何波动都不会给系统运行带来损失。若风电出力大于最大允许上限, 为了保证安全运行, 系统会产生弃风现象; 若风电出力小于最小允许下限, 系统会产生切负荷现象。因此, 为了满足在该可行域内系统对风电出力的全额消纳并保证对负荷的供电可靠性, 使系统在风电出力最差场景下弃风和切负荷量最小且等于 0, 建立双层模型, 如式(13)所示。

$$\max_{b_{j,t}^{\text{WU}}, b_{j,t}^{\text{WL}}} \min_{\Delta P_{j,t}^{\text{W}}, \Delta P_{d,t}^{\text{D}}} \sum_{t=1}^T \left( \sum_{j=1}^{N^W} \Delta P_{j,t}^{\text{W}} + \sum_{d=1}^{N^D} \Delta P_{d,t}^{\text{D}} \right) = 0 \quad (13)$$

式中:  $b_{j,t}^{\text{WU}}$ 、 $b_{j,t}^{\text{WL}}$  分别为风电场  $j$  在时段  $t$  取可行域上、下界的二进制变量;  $\Delta P_{j,t}^{\text{W}}$  为风电场  $j$  时段  $t$  的弃风量;  $\Delta P_{d,t}^{\text{D}}$  为负荷  $d$  在时段  $t$  的切负荷量;  $N^D$  为负荷总数。

#### 2.1.2 约束条件

系统运行约束条件主要包括: 风电出力不确定集约束、风电出力约束、弃风和切负荷约束、同步机组运行逻辑约束、同步机组出力约束、同步机组爬坡约束、功率平衡约束和输电线路功率传输约束,

具体如式(14)一式(21)所示。

#### 1) 风电出力不确定集约束

$$\begin{cases} b_{j,t}^{\text{WU}} + b_{j,t}^{\text{WL}} \leq 1, \forall j, \forall t \\ \sum_{t=1}^T (b_{j,t}^{\text{WU}} + b_{j,t}^{\text{WL}}) \leq \Gamma^t, \forall j \\ \sum_{j=1}^{N^W} (b_{j,t}^{\text{WU}} + b_{j,t}^{\text{WL}}) \leq \Gamma^s, \forall t \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $\Gamma^t$  为风电场的时间不确定度;  $\Gamma^s$  为风电场的空间不确定度。

#### 2) 风电场出力约束

$$P_{j,t}^{\text{W}} = b_{j,t}^{\text{WU}} (P_{j,t}^{\text{WU}} - P_{j,t}^{\text{reW}}) + b_{j,t}^{\text{WL}} (P_{j,t}^{\text{WL}} - P_{j,t}^{\text{reW}}) + P_{j,t}^{\text{reW}} - R_{j,t}^{\text{WPFR}}, \forall j, \forall t \quad (15)$$

式中:  $P_{j,t}^{\text{W}}$  为风电场  $j$  在时段  $t$  的实际出力;  $P_{j,t}^{\text{WU}}$  为风电场  $j$  在时段  $t$  的鲁棒可行域上界;  $P_{j,t}^{\text{WL}}$  为风电场  $j$  在时段  $t$  的鲁棒可行域下界;  $P_{j,t}^{\text{reW}}$  为风电场  $j$  在时段  $t$  的预测值。

#### 3) 弃风和切负荷约束

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_{d,t}^{\text{D}} \leq P_{d,t}^{\text{reD}}, \forall d, \forall t \\ 0 \leq \Delta P_{j,t}^{\text{W}} \leq P_{j,t}^{\text{W}}, \forall j, \forall t \end{cases} \quad (16)$$

式中,  $P_{d,t}^{\text{reD}}$  为负荷  $d$  在时段  $t$  的预测值。

#### 4) 同步机组运行逻辑约束

$$\begin{cases} y_{i,t} - z_{i,t} = x_{i,t} - x_{i,t-1}, \forall i, \forall t \\ \sum_{\bar{t}=\max\{1,t-T_i^{\text{on}}+1\}}^t y_{i,\bar{t}} \leq x_{i,t}, \forall i, \forall t \\ \sum_{\bar{t}=\max\{1,t-T_i^{\text{off}}+1\}}^t z_{i,\bar{t}} \leq x_{i,t}, \forall i, \forall t \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $y_{i,t}$ 、 $z_{i,t}$  和  $x_{i,t}$  分别为同步机组  $i$  在时段  $t$  启动、停机和运行状态的二进制变量;  $T_i^{\text{on}}/T_i^{\text{off}}$  分别为同步机组  $i$  启/停机所需时间。

#### 5) 同步机组出力约束

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{G}} + R_{i,t}^{\text{GPFR}} \leq x_{i,t} P_i^{\text{Gmax}}, \forall i, \forall t \\ P_{i,t}^{\text{G}} \geq x_{i,t} P_i^{\text{Gmin}}, \forall i, \forall t \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $P_{i,t}^{\text{G}}$  为同步机组  $i$  在时段  $t$  的出力;  $P_i^{\text{Gmin}}$ 、 $P_i^{\text{Gmax}}$  分别为同步机组  $i$  的最小、最大技术出力。

#### 6) 同步机组爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{G}} - P_{i,t+1}^{\text{G}} + (R_{i,t}^{\text{GPFR}} - R_{i,t+1}^{\text{GPFR}}) \leq x_{i,t+1} R_i^{\text{GL}} + (1-x_{i,t+1}) P_i^{\text{Gmax}}, \forall i, \forall t \\ P_{i,t+1}^{\text{G}} - P_{i,t}^{\text{G}} + (R_{i,t+1}^{\text{GPFR}} - R_{i,t}^{\text{GPFR}}) \leq x_{i,t} R_i^{\text{GU}} + (1-x_{i,t}) P_i^{\text{Gmax}}, \forall i, \forall t \end{cases} \quad (19)$$

式中,  $R_i^{GU}$ 、 $R_i^{GL}$  分别为机组  $i$  最大上、下爬坡功率。

7) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N^G} P_{i,t}^G + \sum_{j=1}^{N^W} (P_{j,t}^W - \Delta P_{j,t}^W) = \sum_{d=1}^{N^D} (P_{d,t}^{reD} - \Delta P_{d,t}^D) \quad (20)$$

8) 输电线路传输功率约束

$$-f_l^{\max} \leq a_l \left( \begin{matrix} \mathbf{B}^G \mathbf{P}^G + \\ \mathbf{B}^W (\mathbf{P}^W - \Delta \mathbf{P}^W) - \\ \mathbf{B}^D (\mathbf{P}^D - \Delta \mathbf{P}^D) \end{matrix} \right) \leq f_l^{\max} \quad (21)$$

式中:  $f_l^{\max}$  为线路  $l$  的最大传输功率;  $a_l$  为线路  $l$  的功率转移分布因子矩阵;  $\mathbf{B}^G$ 、 $\mathbf{B}^W$ 、 $\mathbf{B}^D$  分别为同步机组、风电场和负荷的网络关联矩阵;  $\mathbf{P}^G$  为同步机组出力矩阵;  $\mathbf{P}^W$  为风电场的实际出力矩阵;  $\Delta \mathbf{P}^W$  为风电场的弃风量矩阵;  $\mathbf{P}^D$  为负荷的预测值矩阵;  $\Delta \mathbf{P}^D$  为系统的切负荷量矩阵。

## 2.2 系统运行风险模型

系统运行风险被定义为风力发电超过或低于系统允许的风电出力可行域时, 由弃风和切负荷导致的系统损失<sup>[13]</sup>, 即图 2(a)中的阴影部分。假设任意时段的风电功率预测误差服从正态分布, 均值为 0, 如图 2(c)所示, 则基于风电出力可行域的系统运行风险  $R$  可以定义为

$$R = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N^W} \left[ \left( \gamma^W \int_{P_j^{WU}}^{P_j^{Wmax}} (P_{j,t}^W - P_{j,t}^{WU}) + \right. \right. \\ \left. \left. \gamma^D \int_0^{P_j^{WL}} (P_{j,t}^{WL} - P_{j,t}^W) \right) y_{j,t}(P_{j,t}^W) dP_{j,t}^W \right] \quad (22)$$

式中:  $\gamma^W$ 、 $\gamma^D$  分别为系统的弃风、切负荷成本系数;  $P_j^{Wmax}$  为风电场  $j$  的最大出力;  $y_{j,t}(P_{j,t}^W)$  为  $P_{j,t}^W$  的概率密度函数。而式(22)存在积分形式, 难以求解, 因此采用以下离散化方法进行等效。

在任意时段, 将风电场出力可行域  $[0, P_j^{Wmax}]$  以预测值  $P_j^{reW}$  为界,  $[0, P_j^{reW}]$  为下界区间,  $[P_j^{reW}, P_j^{Wmax}]$  为上界区间, 进一步, 将下界和上界区间分别等分为  $N^l$  和  $N^u$  个风险单元, 如图 2(b)和图 2(d)所示, 且每个风险单元包含两个参数: 上界风险单元包含运行风险值  $V^u$  和对应风电出力  $P^u$ ; 下界风险单元包含运行风险值  $V^l$  和对应风电出力  $P^l$ 。每个风险单元  $\xi$ 、 $\zeta$  的运行风险值分别表示为

$$V_{j,t,\xi}^u = \sum_{k=1}^{\xi} v_{j,t,k}^u, \forall j, \forall t, \forall \xi \in [1, 2, \dots, N^u] \quad (23)$$

$$V_{j,t,\zeta}^l = \sum_{k=1}^{\zeta} v_{j,t,k}^l, \forall j, \forall t, \forall \zeta \in [1, 2, \dots, N^l] \quad (24)$$

式中:  $V_{j,t,\xi}^u$ 、 $V_{j,t,\zeta}^l$  分别为风电场  $j$  在时段  $t$  风险单元  $\xi$ 、 $\zeta$  的风险值;  $v_{j,t,k}^u$ 、 $v_{j,t,k}^l$  分别为上、下可行域的风险单元  $k$  中实际风电出力发生的概率乘以该单元的间隔宽度, 这些概率是从预测误差数据的统计分析中获得的。

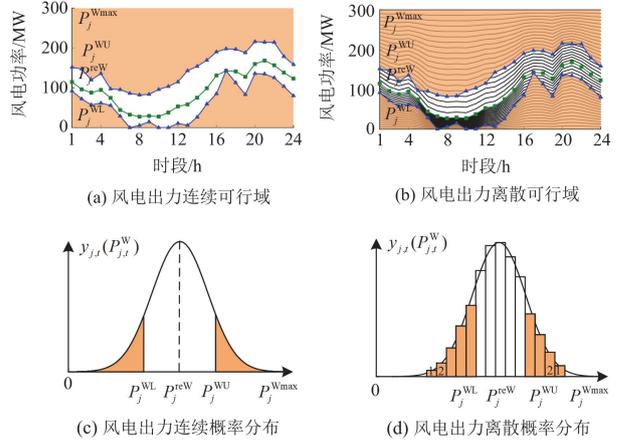


图 2 风电场的可行域和风力发电的概率分布

Fig. 2 Feasible region of wind farm and probability distribution of wind power generation

根据上述定义, 为了使系统运行风险最小, 则整体调度时段的运行风险模型为

$$\min \sum_{j=1}^{N^W} \sum_{t=1}^T \left( \gamma^W \sum_{\xi=1}^{N^u} e_{j,t,\xi}^+ V_{j,t,\xi}^u + \gamma^D \sum_{\zeta=1}^{N^l} e_{j,t,\zeta}^- V_{j,t,\zeta}^l \right) \quad (25)$$

$$\begin{cases} \sum_{\xi=1}^{N^u} e_{j,t,\xi}^+ = 1, \sum_{\zeta=1}^{N^l} e_{j,t,\zeta}^- = 1, \forall j, \forall t \\ e_{j,t,\xi}^+, e_{j,t,\zeta}^- \in \{0,1\} \end{cases} \quad (26)$$

式中,  $e_{j,t,\xi}^+$ 、 $e_{j,t,\zeta}^-$  分别为风电场  $j$  在时段  $t$  的鲁棒可行域上、下界的决策变量。

风电场出力边界取值可表示为

$$\begin{cases} P_{j,t}^{WU} = \sum_{\xi=1}^{N^u} e_{j,t,\xi}^+ \cdot P_{j,t,\xi}^u \\ P_{j,t}^{WL} = \sum_{\zeta=1}^{N^l} e_{j,t,\zeta}^- \cdot P_{j,t,\zeta}^l \end{cases} \quad (27)$$

式中,  $P_{j,t,\xi}^u$ 、 $P_{j,t,\zeta}^l$  分别为风电场  $j$  在时段  $t$  风险单元  $\xi$ 、 $\zeta$  的出力值。

## 3 计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒 UC 模型

计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒 UC 模型可表示为目标函数式(28)和约束条件式(29), 从数学上讲, 所提模型为两阶段鲁棒优化模型。

$$\begin{aligned} \min \sum_{j=1}^{N^G} \sum_{t=1}^T \left( \gamma^W \sum_{\xi=1}^{N^u} e_{j,t,\xi}^+ V_{j,t,\xi}^u + \gamma^D \sum_{\zeta=1}^{N^l} e_{j,t,\zeta}^- V_{j,t,\zeta}^l \right) + \\ \sum_{i=1}^{N^G} \sum_{t=1}^T \left( a_i^{\text{Gon}} y_{i,t} + a_i^{\text{Goff}} z_{i,t} + a_i^{\text{Gop}} x_{i,t} + \sum_{\kappa=1}^{N_\kappa} a_{i,\kappa}^{\text{G1}} P_{i,t,\kappa}^G \right) + \\ \sum_{i=1}^{N^G} \sum_{t=1}^T b_i^G R_{i,t}^{\text{GPF}} + \sum_{j=1}^{N^W} \sum_{t=1}^T (b_j^{\text{WPF}} R_{j,t}^{\text{WPF}} + b_j^{\text{WIV}} u_{j,t}) \end{aligned} \quad (28)$$

式中:  $a_i^{\text{Gon}}$ 、 $a_i^{\text{Goff}}$  和  $a_i^{\text{Gop}}$  分别为同步机组  $i$  的启动、停机和运行成本系数;  $a_{i,\kappa}^{\text{G1}}$  为同步机组  $i$  在分段  $\kappa$  上的运行成本系数;  $P_{i,t,\kappa}^G$  为同步机组  $i$  时段  $t$  在分段  $\kappa$  上的出力;  $N_\kappa$  为同步机组的分段数;  $b_i^G$  为同步机组  $i$  的备用成本系数;  $b_j^{\text{WPF}}$  为风电场  $j$  的备用成本系数;  $b_j^{\text{WIV}}$  为风电场  $j$  提供虚拟惯量的成本系数。需要指出的是, 在本文中以常规火电机组作为同步机组, 具体参数见文献[27]。

$$\begin{cases} \max_{b_{j,t}^{\text{WU}}, b_{j,t}^{\text{WL}}} \min_{\Delta P_{j,t}^{\text{W}}, \Delta P_{j,t}^{\text{D}}} \sum_{t=1}^T \left( \sum_{j=1}^{N^W} \Delta P_{j,t}^{\text{W}} + \sum_{d=1}^{N^D} \Delta P_{d,t}^{\text{D}} \right) = 0 \\ \sum_{\xi=1}^{N^u} e_{j,t,\xi}^+ = 1, \sum_{\zeta=1}^{N^l} e_{j,t,\zeta}^- = 1, e_{j,t,\xi}^+, e_{j,t,\zeta}^- \in \{0,1\} \\ P_{j,t}^{\text{WU}} = \sum_{\xi=1}^{N^u} (e_{j,t,\xi}^+ \cdot P_{j,t,\xi}^u) \\ P_{j,t}^{\text{WL}} = \sum_{\zeta=1}^{N^l} (e_{j,t,\zeta}^- \cdot P_{j,t,\zeta}^l) \\ \text{频率约束式(5), 式(11)和式(12)} \\ x_{i,t} R_i^{\text{Gmin}} \leq R_{i,t}^{\text{GPF}} \leq x_{i,t} R_i^{\text{Gmax}} \\ u_{j,t} R_j^{\text{Wmin}} \leq R_{j,t}^{\text{WPF}} \leq u_{j,t} R_j^{\text{Wmax}} \\ \text{系统运行约束} \\ P_{i,t}^G = \sum_{\kappa=1}^{N_\kappa} P_{i,t,\kappa}^G + x_{i,t} P_i^{\text{Gmin}} \\ 0 \leq P_{i,t,\kappa}^G \leq P_{i,\kappa}^{\text{Gmax}} \end{cases} \quad (29)$$

式中:  $R_i^{\text{Gmin}}/R_i^{\text{Gmax}}$  和  $R_j^{\text{Wmin}}/R_j^{\text{Wmax}}$  分别为同步机组  $i$  和风电场  $j$  的最小/最大备用容量;  $P_{i,\kappa}^{\text{Gmax}}$  为同步机组  $i$  在分段  $\kappa$  上的最大出力。

#### 4 模型求解

上述鲁棒优化模型可采用 KKT 条件或者 C&CG 算法<sup>[26]</sup>求解。本文采用 C&CG 算法求解, 首先将模型写成紧凑数学形式, 即

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{Z}, \mathbf{R}, \mathbf{P}^W} \left( (\boldsymbol{\gamma}^W)^T \cdot (\mathbf{e}^+ \odot \mathbf{V}^u) + (\boldsymbol{\gamma}^D)^T \cdot (\mathbf{e}^- \odot \mathbf{V}^l) + \right. \\ \left. \mathbf{a}_1^T \cdot \mathbf{Y} + \mathbf{a}_2^T \cdot \mathbf{P}^G + \mathbf{a}_3^T \cdot \mathbf{R} + (\mathbf{b}^{\text{WIV}})^T \mathbf{u} \right) \\ \left. \begin{aligned} & \text{频率约束式(5), 式(11)和式(12)} \\ & \boldsymbol{\alpha} \cdot \mathbf{e}^+ + \boldsymbol{\beta} \cdot \mathbf{e}^- + \boldsymbol{\delta} \cdot \mathbf{Z} + \boldsymbol{\varepsilon} \cdot \mathbf{u} + \boldsymbol{\varphi} \cdot \mathbf{R} \leq \mathbf{Q} \\ & \boldsymbol{\vartheta} \cdot \mathbf{P}^W \leq \mathbf{H} \\ & \max_b \min_y \mathbf{C}^T \cdot \mathbf{y} = 0 \\ & \mathbf{A} \cdot \mathbf{R} + \mathbf{B} \cdot \mathbf{y} + \mathbf{D} \cdot (\mathbf{b} \odot \mathbf{P}^W) + \mathbf{E} \cdot \mathbf{Z} \leq \mathbf{G} \\ & \mathbf{S} \cdot \mathbf{b} \leq \mathbf{w} \\ & \mathbf{y} = [\mathbf{P}^G \ \mathbf{P}^W \ \Delta \mathbf{P}^W \ \Delta \mathbf{P}^D]^T \end{aligned} \right. \quad (30) \end{aligned}$$

式中:  $\boldsymbol{\gamma}^W$ 、 $\boldsymbol{\gamma}^D$  分别为弃风、切负荷成本系数向量;  $\mathbf{e}^+$ 、 $\mathbf{e}^-$  分别为风电出力上、下边界位置的二进制决策变量向量;  $\mathbf{V}^u$ 、 $\mathbf{V}^l$  分别为风电出力上、下界的运行风险值向量;  $\mathbf{Z}$  为同步发电机组的运行状态二进制决策变量向量;  $\mathbf{R}$  为系统应对一次调频响应所需的备用容量;  $\mathbf{P}^W$  为待优化的风电出力边界变量;  $\mathbf{b}$  为风电出力不确定集二进制决策变量;  $\mathbf{y}$  为同步机组出力  $\mathbf{P}^G$ 、风电出力  $\mathbf{P}^W$ 、弃风量  $\Delta \mathbf{P}^W$  和切负荷  $\Delta \mathbf{P}^D$  变量组成的变量向量;  $\mathbf{u}$  为风电场提供备用容量和虚拟惯量的二进制决策变量;  $\mathbf{a}_1$ ,  $\mathbf{a}_2$ ,  $\mathbf{a}_3$ ,  $\mathbf{b}^{\text{WIV}}$ ,  $\boldsymbol{\alpha}$ ,  $\boldsymbol{\beta}$ ,  $\boldsymbol{\delta}$ ,  $\boldsymbol{\varepsilon}$ ,  $\boldsymbol{\varphi}$ ,  $\boldsymbol{\vartheta}$ ,  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$ ,  $\mathbf{C}$ ,  $\mathbf{D}$ ,  $\mathbf{E}$ ,  $\mathbf{S}$ ,  $\mathbf{Q}$ ,  $\mathbf{H}$ ,  $\mathbf{G}$  和  $\mathbf{w}$  是将上述模型写成紧凑形式时引入的常系数矩阵或向量; 符号  $\odot$  表示两个矩阵采用点乘形式。

将上述原问题划分为主问题和子问题并求解, 具体求解过程如下所述。

步骤 1: 设迭代收敛值为  $\mu$ , 迭代次数为  $n=1$ 。

步骤 2: 构建主问题并求解, 主问题可表述为

$$\begin{aligned} A^n = \min_{\mathbf{Z}, \mathbf{R}, \mathbf{P}^W} \left( (\boldsymbol{\gamma}^W)^T \cdot (\mathbf{e}^+ \odot \mathbf{V}^u) + (\boldsymbol{\gamma}^D)^T \cdot (\mathbf{e}^- \odot \mathbf{V}^l) + \right. \\ \left. \mathbf{a}_1^T \cdot \mathbf{Y} + \mathbf{a}_2^T \cdot \mathbf{P}^G + \mathbf{a}_3^T \cdot \mathbf{R} + (\mathbf{b}^{\text{WIV}})^T \mathbf{u} \right) \\ \left. \begin{aligned} & \boldsymbol{\alpha} \cdot \mathbf{e}^+ + \boldsymbol{\beta} \cdot \mathbf{e}^- + \boldsymbol{\delta} \cdot \mathbf{Z} + \boldsymbol{\varepsilon} \cdot \mathbf{u} + \boldsymbol{\varphi} \cdot \mathbf{R} \leq \mathbf{Q} \\ & \boldsymbol{\vartheta} \cdot \mathbf{P}^W \leq \mathbf{H} \\ & \left( \mathbf{A} \cdot \mathbf{R} + \mathbf{B} \cdot \mathbf{y}_n + \right. \\ & \left. \mathbf{D} \cdot (\mathbf{b}_n^* \odot \mathbf{P}^W) + \mathbf{E} \cdot \mathbf{Z} \right) \leq \mathbf{G}, \forall n \in [1, N] \end{aligned} \right. \quad (31) \end{aligned}$$

式中:  $\mathbf{y}_n$ 、 $\mathbf{b}_n^*$  分别为前  $n$  次迭代的变量向量集和风电不确定度集合。

在第 1 次求解时, 将风电预测场景默认为最差场景, 则  $\mathbf{b}_1^*$  为合适维度的 0 向量, 并引入至主问题, 采用 Matlab 软件和商业求解器 GUROBI 可求解得到同步机组运行状态  $\mathbf{Z}^*$ 、一次调频所需备用容量  $\mathbf{R}^*$ 、风电出力边界  $\mathbf{P}^{\text{W}*}$  和目标函数的解  $A^n(n)$ 。

步骤 3: 构建子问题并求解, 子问题可表述为

$$A^1 = \max_b \min_y C^T \cdot y$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} A \cdot R^* + B \cdot y + D \cdot (b \odot P^{W*}) + E \cdot Z^* \leq G \\ S \cdot b \leq w \end{cases} \quad (32)$$

由于子问题为 max-min 问题, 无法直接求解, 本文采用对偶理论, 将双层 max-min 问题对偶成单层 max 问题。

$$A^1 = \max_{b, \lambda} \left( G - D \cdot (b \odot P^{W*}) - \begin{pmatrix} A \cdot R^* - E \cdot Z^* \end{pmatrix} \right)^T \cdot \lambda$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} B^T \cdot \lambda = C \\ S \cdot b \leq w \\ \lambda \leq 0 \end{cases} \quad (33)$$

式中:  $\lambda$  为采用对偶原理引入的辅助变量; 目标函数中存在非线性项相乘  $[D \cdot (b \odot P^{W*})]^T \cdot \lambda$ , 本文采用大 M 法进行线性化, 则对偶子问题可以重述为

$$A^1 = \max_{b, \lambda} (G - A \cdot R^* - E \cdot Z^*)^T \cdot \lambda - \psi^T \cdot q$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} B^T \cdot \lambda = C \\ S \cdot b \leq w \\ \lambda \leq 0 \\ \lambda \leq \psi \leq 0 \\ -M \cdot b \leq \psi \leq \lambda + M \cdot (1 - b) \end{cases} \quad (34)$$

式中:  $\psi$  为引入的辅助变量;  $q$  为引入的常系数向量。

$$[D \cdot (b \odot P^{W*})]^T \cdot \lambda = \sum_{\zeta} \sum_{\tau} \lambda_{\zeta} b_{\tau} q_{\zeta, \tau} = \psi^T \cdot q \quad (35)$$

式中:  $\zeta$ 、 $\tau$  分别为向量第  $\zeta$ 、 $\tau$  个元素标号或矩阵第  $\zeta$  行第  $\tau$  列的元素标号。

将主问题求解得到的  $R^*$ 、 $Z^*$  和  $P^{W*}$  传递至式 (34), 求解得到子问题目标函数的解  $A^1(n)$  和风电出力最差场景的二进制变量  $b^*$ 。

步骤 4: 如果  $A^1(n) \geq \mu$ , 则  $n = n + 1$ , 并返回主问题执行步骤 2; 否则执行步骤 5。

步骤 5: 迭代结束并输出结果。

## 5 算例分析

本文基于改进的 IEEE 9 节点和 IEEE 118 节点测试系统验证所提模型的有效性。改进的 IEEE 9 节点系统中有 5 台同步发电机组, 节点 1 和节点 7 分别接入 300 MW 的风电场 W1 和 W2。风电机组装机容量占比为 34.29%。风电场 W1 和 W2 与系统总体负荷预测数据如图 3 所示。本文所提模型均采用 Matlab 软件和 GUROBI 求解器进行求解。

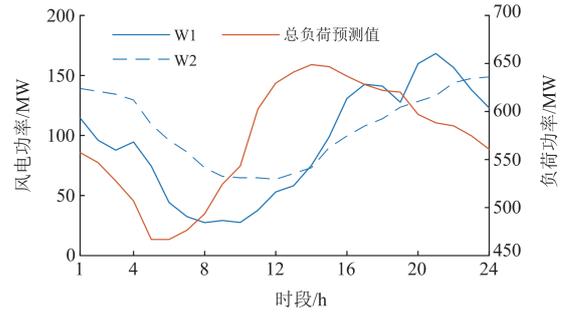


图 3 风电场和系统总负荷预测数据

Fig. 3 Wind farm and system total load forecast data

为了在系统突然发生有功扰动时保证系统频率安全, 本文频率相关参数设置如下<sup>[21]</sup>: 最大频率变化率  $F^{r\max} = 0.125 \text{ Hz/s}$ , 最大频率偏差  $\Delta f_{\text{nadir}} = 0.8 \text{ Hz}$ , 即最低点频率为 49.2 Hz, 准稳态频率偏差  $\Delta f_{\text{qssf}} = 0.2 \text{ Hz}$ , 额定频率  $f_N = 50 \text{ Hz}$ , 同步机组和风电场提供调频备用时的响应时长  $\Phi_d = 10 \text{ s}$ , 频率死区  $\Delta f_{\text{DB}} = 0.015 \text{ Hz}$ 。在以下算例分析中, 以突然 5% 负荷激增作为系统的有功扰动, 其他参数见文献[27]。

### 5.1 计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒 UC 模型仿真分析

本节通过对整体 UC 模型在改进的 IEEE 9 节点测试系统中进行仿真分析验证所提模型的有效性。设置风险单元数  $N^u = N^l = 20$ , 风电不确定度  $\Gamma^s = 2$  和  $\Gamma^l = 16$ , 模型求解结果如表 1 所示。调度时段风电场 W1 和 W2 的鲁棒可行域如图 4 所示, 在 1—9 h 时段风电场的鲁棒下可行域比上可行域更窄, 系统更容易产生切负荷的风险, 在其他时段风电场的上下鲁棒可行域大致相同。此外, 根据图 5 和图 6 可知, 考虑系统的综合运行成本最小, 同步机组 G1、G2 和 G5 优先出力。在图 6 中实心圆表示系统处于运行状态, 空心圆表示非运行状态。

由图 7 可知, 为保证在综合成本最小情况下系统有足够的备用容量参与一次调频, 在风电出力较大时段(1—2 h 时段和 20—24 h 时段), 风电场所提供的备用容量占比较大, 而在风力出力较小时段系统备用容量主要由同步机组提供。此外, 由于一次调频为有差调节, 图 7 所示的备用容量略小于有功扰动。图 8 为各风电场提供备用容量和虚拟惯量的状态, 其中实心圆表示可提供, 空心圆表示不提供。

由图 6 和图 8 可知, 在 4—6 h 时段机组 G3 和 G4 与 20—24 h 时段机组 G1 和 G4 处于非运行状态, 不提供系统所需惯量, 为了满足经济性, 风电场 W1 和 W2 处于提供备用容量和虚拟惯量状态。在

全时段, 发生有功扰动后 10 h 的频率情况最差, 但仍符合频率安全标准, 如图 9 所示。

表 1 系统综合运行成本

Table 1 Comprehensive operating costs of the system

美元					
同步机组成本		运行	机组	风电	总成本
启停成本	运行成本	风险成本	备用成本	备用成本	
2280	91 916	4773	31 033	14 173	144 175

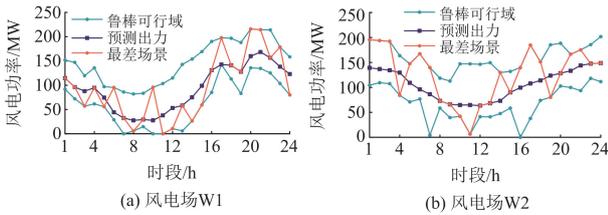


图 4 风电场的鲁棒可行域

Fig. 4 Robust feasible region of wind farms

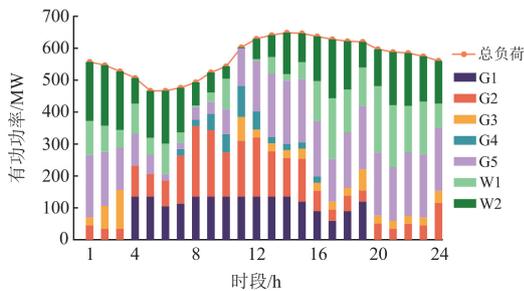


图 5 IEEE 9 节点系统调度结果

Fig. 5 IEEE 9 bus system scheduling results

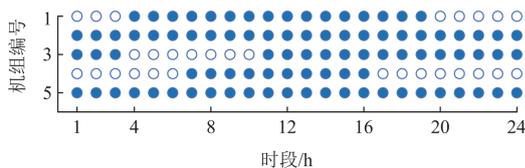


图 6 IEEE 9 节点同步机组的 UC 决策

Fig. 6 Synchronous unit of UC decision IEEE 9 bus system

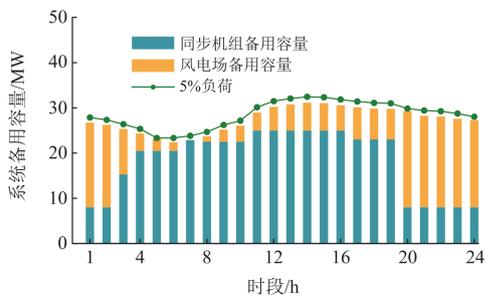


图 7 调度时段的系统备用容量

Fig. 7 System reserve capacity during scheduling period

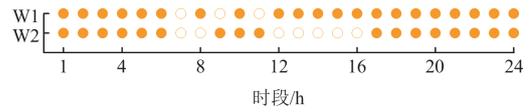


图 8 风电场(W1 和 W2)提供备用和虚拟惯量状态

Fig. 8 Wind farm (W1 and W2) provides reserve and virtual inertia state

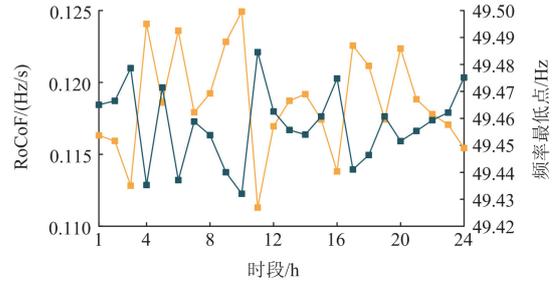


图 9 调度时段系统频率变化率和频率最低点

Fig. 9 The RoCoF and FN during the scheduling period

### 5.2 频率约束对结果的影响分析

为验证频率约束参与系统调度时对运行结果的影响, 本节设置如下 5 个场景进行对比。

S1: 没有频率约束, 有  $R_i \geq P_i^{\text{dis}}$  和备用容量仅同步机组提供;

S2: 没有频率约束, 有  $R_i \geq P_i^{\text{dis}}$  和备用容量由同步机组和风电场提供;

S3: 有频率约束, 风电场不提供备用容量和虚拟惯量;

S4: 有频率约束, 风电场只提供备用容量不提供虚拟惯量;

S5: 有频率约束, 风电场提供备用容量和虚拟惯量。

在本节中, 定义风电鲁棒可行域为风电鲁棒可行域上界-风电鲁棒可行域下界。

如表 2 所示, 相比于场景 S1, S2 考虑了风电场可提供备用容量, 使得 S2 的总成本最低。相较于其他 3 个场景, 场景 S1 和 S2 的运行风险成本最高, 导致这两个场景的风电鲁棒可行域最小, 如图 10(a)和图 10(b)所示, 以至于最差场景下风电出力占比较高, 同步机组所提供的运行成本较低。然而, 由于 S1 和 S2 的运行风险成本最高, 在该情况下更易导致弃风和切负荷风险。

在考虑频率约束的 3 个场景 S3、S4 和 S5 中, S4 的运行风险成本最小, 则对应风电鲁棒可行域最大。相较于 S3, S4 和 S5 考虑了风电场可提供备用容量, 使得 S4 和 S5 的系统调频所需备用容量成本较低, 在系统综合运行成本上, S5 的总成本最低。

表 2 不同场景下系统综合运行成本

Table 2 Comprehensive operating costs of the system in different scenarios

场景	同步机组成本		运行成本	机组备用成本	风电备用成本	总成本
	启动成本	运行成本				
	美元					
S1	3040	53 020	10 500	46 621	0	113 181
S2	3040	53 349	10 287	26 595	18 468	111 739
S3	2260	104 233	4281	46 118	0	156 892
S4	2260	104 293	4026	35 230	10 137	155 946
S5	2280	91 916	4773	31 033	14 173	144 175

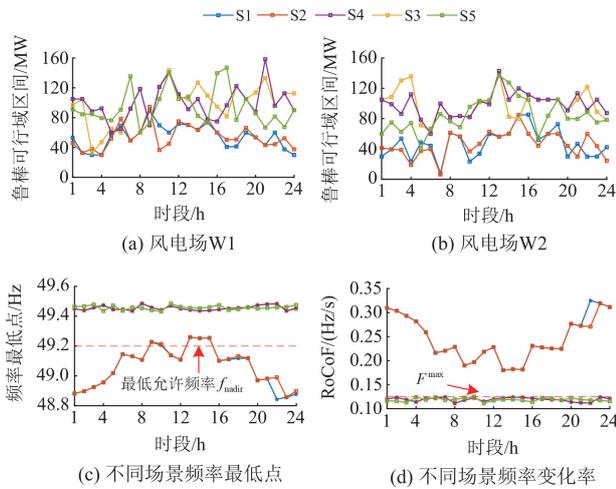


图 10 不同场景下的对比结果

Fig. 10 Comparison results in different scenarios

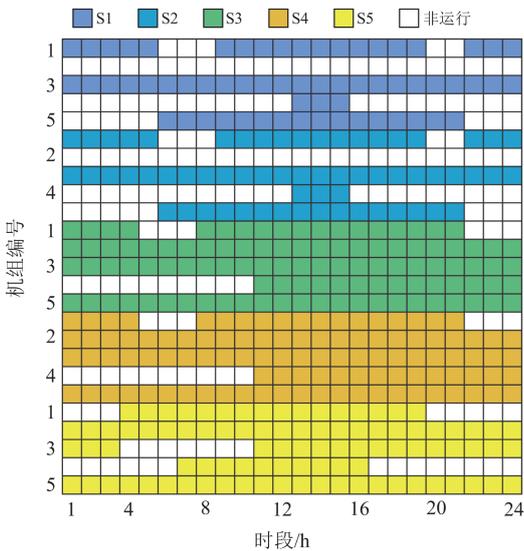


图 11 不同场景下 UC 决策

Fig. 11 UC decisions in different scenarios

由图 10(c)、图 10(d)和图 11 可知，在 S1 和 S2 中并未考虑频率约束，发生有功扰动时同步机组仅

需要满足正常负荷需求。而仅靠该部分运行的同步机组是无法满足系统所需惯量需求的，导致在任何时段，S1 和 S2 的频率变化率都不符合要求，频率最低点大部分也不符合要求。相比于 S1 和 S2，为了满足系统频率限制，场景 S3 和 S4 多了 43 个时段的同步机组处于运行状态，场景 S5 多了 29 个时段的同步机组处于运行状态。因此，同步机组的组合情况、备用容量上限和爬坡限制都是制约频率安全的关键因素。

### 5.3 风电出力不确定度的影响

为研究风电出力不确定度对系统运行的影响，本节对  $\Gamma^s = 2$  和不同的  $\Gamma^s$  进行仿真分析，不同不确定度下的系统综合运行成本如表 3 所示。

表 3 不同不确定度下系统综合运行成本

Table 3 Comprehensive operating costs of the system under different uncertainty

$\Gamma^s$	同步机组成本		运行成本	机组备用成本	风电备用成本	总成本
	启动成本	运行成本				
	美元					
2	2280	92 246	4614	27 554	17 905	144 600
4	2280	92 247	4401	27 529	17 952	144 409
6	2280	92 244	4596	28 004	17 547	144 671
8	2280	91 918	4608	30 639	14 537	143 983
10	3040	91 747	4644	29 485	15 823	144 739
12	2280	91 918	4482	30 568	14 582	143 831
14	2280	91 918	4782	30 753	14 433	144 166
16	2280	91 916	4773	31 033	14 173	144 175
18	2280	91 917	4428	30 958	14 258	143 841
20	2270	91 770	4626	32 069	13 049	143 784
22	2280	91 917	4704	30 794	14 331	144 026
24	2280	91 917	4542	30 746	14 390	143 876

图 12 给出了不同不确定度  $\Gamma^l$  下模型求解所需时间和迭代次数，不确定度为  $\Gamma^l = 2$  时，模型每次迭代最多可以找到 2 个点为最差场景，假设这 2 个点都会产生弃风和切负荷量，返回主问题进行迭代

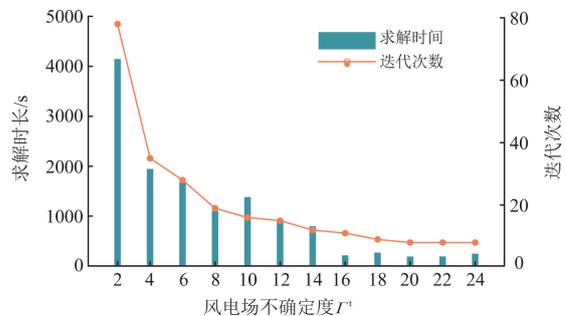


图 12 不同不确定度下模型所需求解时长和迭代次数

Fig. 12 The required solution duration and iteration number of the model under different uncertainty

时, 最多可找到满足 2 个点的风电出力域, 而不确定度为  $\Gamma^l = 16$  时, 最多可以找到 16 个点为最差场景, 更容易求解得到最优的风电鲁棒可行域。因此, 求解时长和迭代次数都会随着不确定度的增加而减少。如图 12 所示, 当不确定度为  $\Gamma^l = 2$  时, 模型求解时长最长, 迭代次数最多, 当不确定度为  $\Gamma^l = 16$  时, 模型求解迭代次数趋于稳定。系统运行商可根据实际情况选择合适的确定度。

#### 5.4 风电场的风险单元数选取

根据风险单元的定义, 单元数越多, 本文中使用的离散解与式(22)的积分解越接近, 但求解过程也更复杂。因此, 有必要找到能够满足计算精度的最优数量值。

为选取最优的风险单元数  $N = N^u = N^l$ , 在不确定度为  $\Gamma^s = 16$  和  $\Gamma^l = 2$  的情况下, 当上下界风险单元数分别取  $N = 10, 12, 14, 16, 18, 20, 25, 30$  时, 对比系统运行综合成本和系统运行风险成本。如图 13 所示, 当风险单元数  $N = 20$  时, 系统运行风险成本变化率基本为 0, 综合运行成本较为稳定。

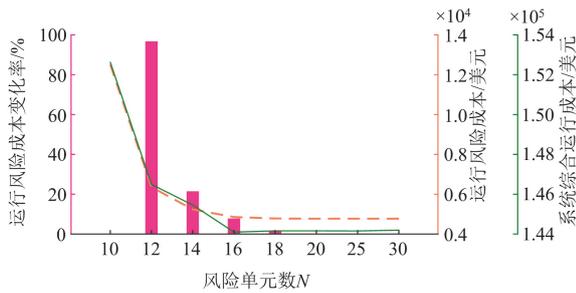


图 13 不同风险单元数下运行风险成本和综合运行成本

Fig. 13 Operating risk costs and comprehensive operating costs under different numbers of risk units

#### 5.5 IEEE 118 节点系统测试系统仿真分析

为进一步验证所提模型的有效性, 在改进的 IEEE 118 节点测试系统进行仿真分析。该系统中有 54 台同步机组, 99 个电负荷, 186 条传输线路, 分别在 11、17 和 23 节点接入 800 MW 的风电场(W1、W2 和 W3), 其他详细参数见文献[27]。

各风电场的鲁棒可行域如附录 A 图 A1 所示。在 12—18 h 时段, 负荷处于高峰时段且在该时段各风电场的下界鲁棒可行域比上界鲁棒可行域小, 具有较高的切负荷风险。此外, 由于改进的 IEEE 118 节点测试系统本身具有较大的灵活性和风电消纳能力, 因此可以接纳更大的风电鲁棒可行域。

如附录 A 图 A2 所示, 在风电场处于大发时段, 风电场可以提供备用容量, 其他时段均由同步机组提供。在 12—18 h 时段, 负荷处于高峰时段, 因此当产生 5% 负荷扰动时, 系统的频率最低点和频率变

化率最恶劣, 如图 A1(d)所示。图 A3 和图 A4 分别给出了同步机组的 UC 决策情况和风电场提供备用容量和虚拟惯量状态。

## 6 结论

为了在 UC 问题中考虑频率安全和风电不确定性带来的运行风险, 本文提出一种计及风电频率支撑能力和运行风险的鲁棒 UC 模型。为了验证所提模型的有效性, 在改进的 IEEE 9 节点和 IEEE 118 节点测试系统中进行了仿真分析, 得出如下结论:

1) 通过系统扰动频率响应过程的分析, 建立能充分反映系统频率安全的运行约束模型, 与现有尚未考虑频率限制的 UC 模型相比, 所提模型的频率变化率和频率最低点均在限值以上, 可以有效地保证系统遭受有功扰动时满足频率标准。

2) 在鲁棒 UC 问题中考虑频率限制时, 与未考虑风电频率支撑能力相比, 所提模型成本下降了 8.1%, 并且减少了系统同步机组的运行时段, 在系统综合运行成本上优于未考虑风电频率支撑能力的 UC 模型。

## 附录 A

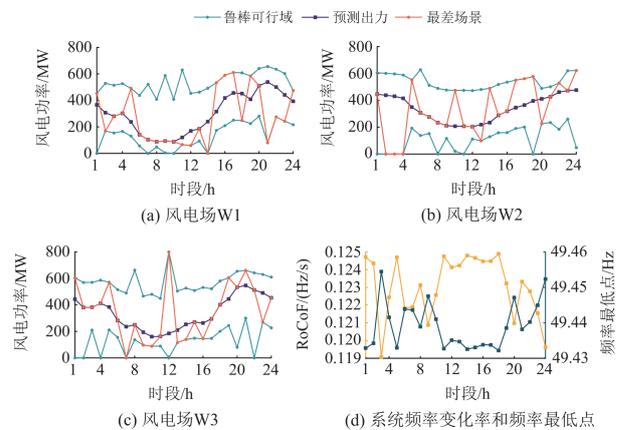


图 A1 IEEE 118 节点系统调度结果

Fig. A1 Scheduling results of IEEE 118 bus system

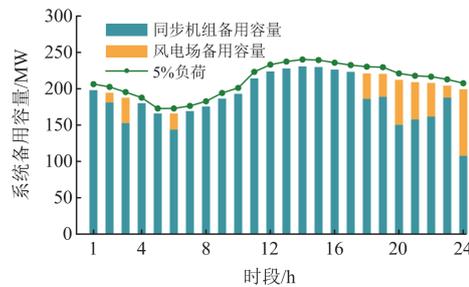


图 A2 系统备用容量

Fig. A2 System reserve capacity

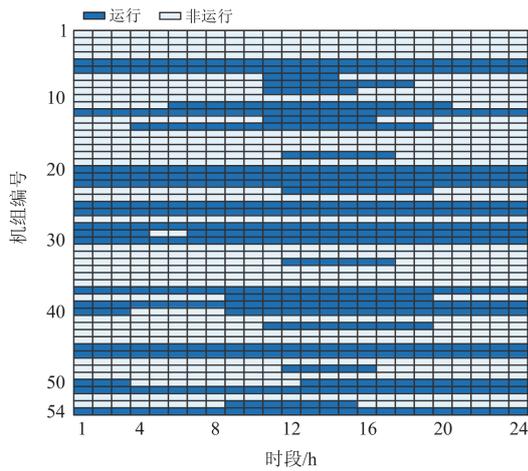


图 A3 同步机组运行情况

Fig. A3 Operation status of synchronous unit

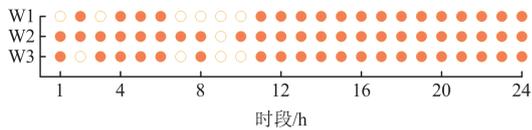


图 A4 风电场提供备用和虚拟惯量状态

Fig. A4 Wind farm provides reserve and virtual inertia state

参考文献

[1] ALEX. Global wind report 2024[EB/OL]. [2024-04-27]. <https://gwec.net/global-wind-report-2024/>.

[2] Investigation into 9 August 2019 power outage[EB/OL]. [2023-10-15]. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/investigation-9-august-2019-power-outage>.

[3] YAN R, MASOOD N A, KUMAR S T, et al. The anatomy of the 2016 south Australia blackout: a catastrophic event in a high renewable network[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5374-5388.

[4] 鲍海波, 郭小璇. 求解含风电相关性区间潮流的仿射变换最优场景法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(18): 114-122.  
BAO Haibo, GUO Xiaoxuan. Optimal scenario algorithm based on affine transformation applied to interval power flow considering correlated wind power[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(18): 114-122.

[5] 彭春华, 熊志盛, 张艺, 等. 基于多场景置信间隙决策的风光储联合鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 178-187.  
PENG Chunhua, XIONG Zhisheng, ZHANG Yi, et al. Joint robust planning of wind-photovoltaic-energy storage system based on multi-scenario confidence gap decision[J]. Automation of Electric Power systems, 2022, 46(16): 178-187.

[6] 臧云帆, 夏晟, 李嘉文, 等. 含共享储能的微电网群分布鲁棒博弈优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 90-101.  
ZANG Yunfan, XIA Sheng, LI Jiawen, et al. A robust game optimization scheduling method for shared energy storage micro electric network group distribution[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 90-101.

[7] 吴文传, 许书伟, 杨越, 等. 风险量化的高比例新能源电力系统概率调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 3-11.  
WU Wenchuan, XU Shuwei, YANG Yue, et al. Risk-quantified probabilistic dispatch for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 3-11.

[8] 郭烽, 明波, 黄强, 等. 考虑输电功率平稳性的水-风-光-储多能互补日前鲁棒优化调度[J]. 电工技术学报, 2023, 38(9): 2350-2363.  
GUO Yi, MING Bo, HUANG Qiang, et al. Day-ahead robust optimal scheduling of hydro-wind-PV-storage complementary system considering the steadiness of power delivery[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(9): 2350-2363.

[9] 吴巍, 汪可友, 李国杰. 考虑风电时空相关性的仿射可调鲁棒机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4089-4097.  
WU Wei, WANG Keyou, LI Guojie. Affinely adjustable robust unit commitment considering the spatiotemporal correlation of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4089-4097.

[10] 葛晓琳, 郝广东, 夏澍, 等. 高比例风电系统的优化调度方法[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 390-400.  
GE Xiaolin, HAO Guangdong, XIA Shu, et al. An optimal system scheduling method with high proportion of wind power[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 390-400.

[11] 夏洪伟, 李坤, 韩丽. 考虑风电预测误差的电-热系统混合时间尺度调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(17): 86-96.  
XIA Hongwei, LI Kun, HAN Li. Hybrid time-scale dispatch of an electric-heating system considering wind power forecast error[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(17): 86-96.

[12] 田坤鹏, 孙伟卿, 韩冬, 等. 基于两阶段鲁棒优化的可再生能源 DNE 极限评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 73-80.  
TIAN Kunpeng, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. DNE limit assessment of renewable energy based on two-stage robust optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 73-80.

- [13] WANG C, LIU F, WANG J, et al. Robust risk-constrained unit commitment with large-scale wind generation: an adjustable uncertainty set approach[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(1): 723-733.
- [14] TAN H, REN Z, YAN W, et al. A wind power accommodation capability assessment method for multi-energy microgrids[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(4): 2482-2492.
- [15] 张智, 陈艳波, 刘芳, 等. 计及运行风险和响应需求的两阶段鲁棒机组组合模型[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(3): 961-973.  
ZHANG Zhi, CHEN Yanbo, LIU Fang, et al. Two-stage robust unit commitment model considering operation risk and demand response[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(3): 961-973.
- [16] 中国国家标准化管理委员会. 虚拟同步机 第1部分: 总则: GB/T 38983.1—2020[S]. 北京: 国家市场监督管理总局, 2020.  
Standardization Administration of the People's Republic of China. Virtual synchronous machine—part 1: general: GB/T 38983.1—2020[S]. Beijing: State Administration for Market Regulation, 2020.
- [17] 张嘉琪, 胥国毅, 王程, 等. 考虑同步机调差系数灵敏度与频率约束的机组组合[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(13): 102-110.  
ZHANG Jiaqi, XU Guoyi, WANG Cheng, et al. Unit commitment considering the sensitivity of the synchronous generator adjustment coefficient and frequency constraint[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(13): 102-110.
- [18] 毛颖群, 张建平, 程浩忠, 等. 考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的电力系统机组组合[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(11): 61-70.  
MAO Yingqun, ZHANG Jianping, CHENG Haozhong, et al. Unit commitment of a power system considering frequency safety constraint and wind power integrated inertial control[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(11): 61-70.
- [19] LI Z, YANG L, XU Y. A dynamics-constrained method for distributed frequency regulation in low-inertia power systems[J]. *Applied Energy*, 2023, 344.
- [20] 曹永吉, 吴秋伟, 张恒旭, 等. 考虑分时电价和最大暂态频率偏移的储能机会约束优化配置[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(2): 61-68.  
CAO Yongji, WU Qiuwei, ZHANG Hengxu, et al. Chance-constrained optimal configuration for energy storage system considering time-of-use price and maximum transient frequency deviation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(2): 61-68.
- [21] DING T, ZENG Z, QU M, et al. Two-stage chance-constrained stochastic thermal unit commitment for optimal provision of virtual inertia in wind-storage systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(4): 3520-3530.
- [22] YANG L, LI Z, XU Y, et al. Frequency constrained scheduling under multiple uncertainties via data-driven distributionally robust chance-constrained approach[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(2): 763-776.
- [23] 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.
- [24] 邱星宇, 吴毓峰, 王梓耀, 等. 计及并离网频率约束的微电网容量优化配置方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(21): 166-177.  
QIU Xingyu, WU Yufeng, WANG Ziyao, et al. Optimal configuration method of microgrid capacity considering grid connection and islanding frequency constraints[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(21): 166-177.
- [25] TENG F, TROVATO V, STRBAC G. Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(2): 1557-1566.
- [26] TAN H, YAN W, REN Z, et al. A robust dispatch model for integrated electricity and heat networks considering price-based integrated demand response[J]. *Energy*, 2022, 239.
- [27] Data of test systems[EB/OL]. [2023-01-09]. [https://www.researchgate.net/publication/376425212\\_Data\\_of\\_test\\_system](https://www.researchgate.net/publication/376425212_Data_of_test_system).

收稿日期: 2024-04-28; 修回日期: 2024-10-31

作者简介:

谭洪(1991—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为综合能源系统优化运行与规划、电力市场等; E-mail: tanhong@ctgu.edu.cn

陈嘉迅(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行与风电消纳能力评估; E-mail: ctguchenjiaxun@foxmail.com

王秋杰(1988—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为综合能源系统优化运行与规划、弹性配电网等。E-mail: wangqiujie@ctgu.edu.cn

(编辑 周金梅)