

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231428

考虑台风时空特性的海上风电场群协同紧急防御策略

卢睿, 熊小伏, 陈红州

(输变电装备技术全国重点实验室(重庆大学), 重庆 400044)

摘要: 极端天气发生率逐年升高, 威胁电网安全稳定运行。为解决极端天气历史数据抽样建模存在局限性、极端天气预测不准确和电网应对自然灾害防御吸收能力不足等问题, 提出一种考虑台风时空特性的海上风电场群协同紧急防御策略。首先, 基于 Batts 梯度风模型分析台风时空特性与影响机理, 量化台风物理信息与海上风电场出力间的耦合关系。然后, 以偏差考核区间内的紧急防御成本最小为目标函数, 提出了考虑台风时空特性的海上风电集群多时间尺度两阶段随机优化模型。模型第一阶段基于台风预报信息定制出包含常规机组备用出力、抽蓄机组启停计划、储能电站出力、计划弃风/切负荷量的防御资源预调度策略, 第二阶段将台风预报的不确定性纳入决策过程中, 基于灵活分布式资源制定紧急防御调整策略。最后, 通过算例验证了所提紧急防御策略的有效性与经济性。
关键词: 极端天气; 紧急防御策略; 海上风电; 两阶段随机优化; 抽水蓄能; 电网弹性

Collaborative emergency defense strategy for offshore wind farm clusters considering the spatial-temporal characteristics of a typhoon

LU Rui, XIONG Xiaofu, CHEN Hongzhou

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment Technology (Chongqing University), Chongqing 400044, China)

Abstract: The incidence of extreme weather is increasing yearly, threatening the safe and stable operation of power grids. To solve the problems of limitations that exist in extreme weather historical data sampling modeling, inaccurate extreme weather prediction, and insufficient absorption capacity of the power grid to cope with natural disaster defense, this paper proposes a collaborative emergency defense strategy for offshore wind farm clusters that takes into account the spatial-temporal characteristics of typhoons. First, based on the Batts gradient wind model, it analyzes the spatial-temporal characteristics of a typhoon and the influence mechanisms, and quantifies the coupling relationship between the physical information on the typhoon and the output of offshore wind farms. Then, a two-stage stochastic optimization model for offshore wind clusters with multiple time scales considering the spatial-temporal characteristics of typhoons is proposed with the objective function of minimizing the emergency defense cost within the deviation assessment interval. The first stage of the model is based on the typhoon forecast information to customize the defense resource pre-dispatch strategy including conventional unit standby output, pumped storage unit start/stop plan, energy storage plant output, and planned wind curtailment/load shedding. The second stage incorporates the typhoon forecast uncertainty into the decision-making process to formulate the emergency defense adjustment strategy based on the flexible distributed resources. Finally, a case study verifies the effectiveness and economy of the proposed emergency defense strategy.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U1866603).

Key words: extreme weather; emergency defense strategy; offshore wind power; two-stage stochastic optimization; pumped storage; grid resilience

0 引言

近年来, 为落实“双碳”目标, 我国风电装机

容量不断增长。“十四五”期间, 可再生能源发电量增量将超过 50%, 风电和太阳能发电量将实现翻倍^[1]。同时, 风能作为最依赖气候条件的可再生能源之一, 全球气候变化导致极端风速事件的发生频率、严重性和危害性逐年增加, 严重影响了海上风电的出力

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U1866603)

情况^[2]。以台风为例，海上风电场通常以提前停运维护来应对这类高冲击-低频率(high impact low frequency, HILF)事件造成的风机破坏和意外停机，而风力发电渗透率越高，风机停运维护造成负荷短缺的影响越大^[3]。因此，我国作为受台风影响最严重的国家之一，面对可再生能源渗透率和极端天气发生率的不断升高，分析极端天气演化机理、研究极端天气下海上风电场与各分布式资源的协同紧急防御能力具有重要意义。

目前，国内外学者关于电网极端天气应对的研究主要聚焦于电网弹性评估与提升方面，即电网针对 HILF 事件的预警、防御吸收、恢复和适应能力^[4-6]。协同紧急防御指在灾前预警阶段，根据气象预报等信息主动调度多种分布式资源制定紧急防御策略，以减少灾中防御吸收阶段的经济损失，提高极端天气情况下电网的生存能力。在极端灾害建模方面，部分学者基于历史数据建立了元件故障率模型以量化极端天气对电网的破坏^[7-9]，而极端天气历史数据存在局限性和稀缺性，该类方法忽略了物理模型的支撑作用。文献[10]基于 YanMeng 台风模型从物理特性的角度对极端天气的演化进行分析。文献[11]对配电区域进行网格划分，从时间与空间两个维度建立了台风灾害时空演变模型。但随着海上风电场规模不断扩大，上述文献并没有考虑到台风演化过程给风电出力带来的影响。

在可再生能源消纳方面，文献[12]提出了“平滑效应”的概念，指出地风资源分布的差异性，使得风电集结出力比个体出力平滑且波动性更小。文献[13]采用分区间的储能控制策略，有效消纳了负荷谷时段风电。文献[14]提出了一种公共用户侧储能电站服务模式，解决了自建储能投资成本较高和运行时间有限的问题。文献[15]兼顾系统的灵活性与不确定性，构建了电氢混合储能的综合能源两阶段协调调度模型。文献[16]分析比较了电化学储能和抽水蓄能的运行特点，提出了电化学储能-抽水蓄能协同消纳可再生能源的技术可行性与经济潜力。上述文献仅考虑了常规天气下可再生能源互补消纳模式，针对极端灾害防御的协同调度研究较少。

综上所述，针对现有问题，本文提出了一种考虑台风时空特性的海上风电场群协同紧急防御策略，旨在提升极端天气下含高比例海上风电的电网主动防御能力，确保经济性的同时最大限度地减小极端天气事件造成的损害。主要工作包括：1) 考虑台风的形成与演变过程，基于物理方程对台风的物理时空特性进行建模分析，量化了台风侵入期间对海上风电场出力的影响；2) 基于台风预报信息误差

的不确定性，提出了考虑台风时空特性的海上风电集群多时间尺度两阶段随机优化模型，并将原非线性模型简化为混合整数线性规划模型，提高求解效率。

1 海上风电场群协同防御系统架构

由于海上风电场群成员分布在不同海域，地理位置差距相对较大，各海上风电场间出力相关性低、输出功率存在时间差异性与互补性。而共享储能^[17]可以利用风电场间功率平滑效应提高各资源的协调利用率，解决了风电场群离岸远、海上平台配套自建储能成本较高的问题。

因此，考虑台风时空特性的海上风电场群协同紧急防御并网框架如图 1 所示。台风灾害来临前，多个风电场根据台风预报信息通过共享储能平台发布紧急功率平衡需求，共享储能平台统一调度需求下发给储能实体，提前配置防御资源，制定机组启停计划，做好抵御台风灾害的准备。而台风预报信息具有不确定性，为了尽可能地降低极端天气造成的损害，需要将不确定变量纳入日前决策过程中，以应对灾中实时阶段可能发生的情况。

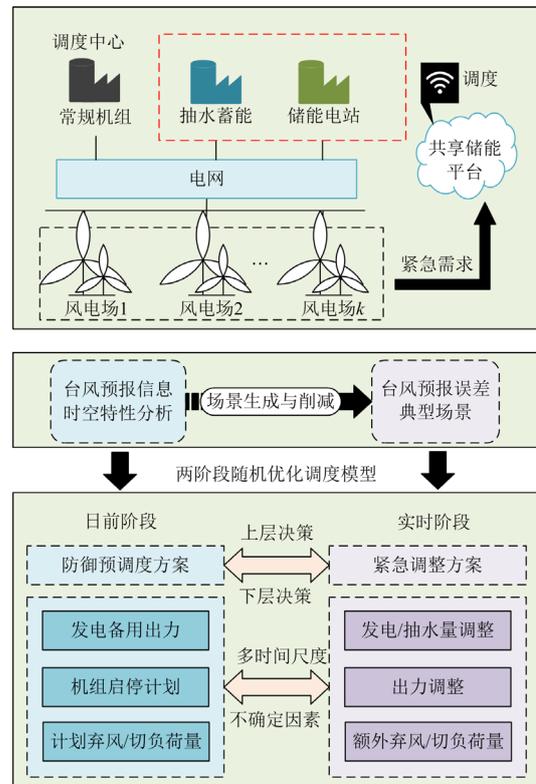


图 1 海上风电场群协同紧急防御并网框架

Fig. 1 Grid-connected framework for collaborative emergency defense of offshore wind farm clusters

本文所提两阶段随机规划方法将台风预报信息不确定因素预测值分为多个预测场景, 建立极端天气下协同紧急防御成本期望值最小的随机调度组合。具体决策分为两个阶段: 上层决策首先根据台风预报信息确定一个初步防御调度策略, 即日前阶段的决策; 下层决策考虑到台风信息预报的不确定性, 计及储能等灵活性资源, 重新评估和修改第一阶段的调度方案, 即实时阶段的决策。两阶段随机规划的优点在于可以在第一阶段中获取经验调整和优化第二阶段的调度, 减小不确定因素的影响。

2 基于时空特性的台风影响机理

本文将台风作为海洋极端天气类型的代表, 考虑台风时空演变的物理过程, 研究台风入侵时海上风电场群风速变化机理与出力情况。

2.1 Batts 梯度风模型

气压差决定了大气流动的速度, 假设台风风场结构为近似对称圆形, 可利用 Batts 梯度风模型^[18]根据台风中心与外围气压差分布描述台风最大梯度风速 V_{gx} , 表示为

$$V_{gx} = -\frac{R_{max} f}{2} + \left(\frac{\alpha R_{max} \Delta P_{max}}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

式中: R_{max} 为台风最大风速半径; f 为 Coriolis 系数, $f = \omega \sin \psi$, ω 为地球自转角速度, ψ 为台风中心所处纬度; ρ 为大气平均密度; α 为经验系数, 本文取 $\alpha R_{max} / \rho = 6.72$; ΔP_{max} 为台风中心最大气压差。

根据 Batts 台风风场模型的经验公式可得到海平面上 10 m 处的最大梯度风速 $V_{gx,10}$ 为

$$V_{gx,10} = 0.865V_{gx} + 0.5v_t \quad (2)$$

式中, v_t 为台风中心移动速度。

台风最大风速半径为

$$R_{max} = e^{-0.1239\Delta P_{max}^{0.6003} + 5.1034} \quad (3)$$

距离台风中心 l 处的海上风电场风机轮毂高度 z 处的风速 v_z 为

$$v_z = \begin{cases} V_{gx,10} l (z/10)^\gamma / R_{max}, & l < R_{max} \\ V_{gx,10} (z/10)^\gamma (R_{max}/l)^\beta, & l \geq R_{max} \end{cases} \quad (4)$$

式中, β 和 γ 为经验系数, 本文取 $\beta = 0.7$, $\gamma = 0.09$ 。

同时, 台风周围风速分布与台风旋转方向有关。以北半球为例, 台风以逆时针方向旋转, 在台风移动方向的左侧, 切向风速与移速抵消, 风速将变小; 在右侧, 风速因叠加而增大, 这种现象导致台风的风场呈现出不均匀的特点。因此, 考虑与台风中心

相对位置, 受台风影响的海上风电场风机轮毂高度处的风速大小 v_{wf} 为

$$v_{wf} = |v_z - v_t \sin \theta| \quad (5)$$

式中, θ 为台风中心和风电场的连线与台风移动方向间的夹角, 风电场位于台风移动方向左侧为正角度, 反之为负角度。

台风对风电场的影响时间 T_{impact} 为

$$T_{impact} = \frac{\int_a^b \sqrt{1 + f^2(x)} dx}{v_t} \quad (6)$$

式中: $f(x)$ 为台风路径拟合函数; a 和 b 分别为台风进入和离开影响范围的坐标。

2.2 台风影响机理

台风侵入过程中对海上风电场的影响可采用模拟圆法(circular sub-region method, CSM)进行描述^[19], 具体步骤如下: 将海上风电场群所在海域进行地理层面网格划分, 以台风中心初始位置为原点、初始移动方向为横坐标轴正方向构建坐标系。以目标风电场为圆心、 R 为半径构建模拟圆; 如果台风路径穿过该模拟圆, 则认为台风将对该风电场处风速产生影响。如图 2 所示, 本文选取 $R = 250$ km。

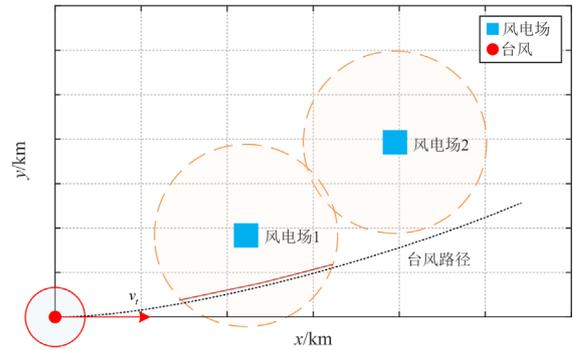


图 2 模拟圆法示意图

Fig. 2 Sketch of circular sub-region method

台风切向风速分布如图 3 所示, 随着风圈半径的增大, 风速呈先增大后减小的趋势。因此, 影响海上风电场出力的台风主要分为两类: 第一类台风穿过模拟圆, 但风电场并未进入由台风最大风速半径构成的台风风圈内部, 这种情况下, 若台风强度较弱, 最大风速未超出截断风速, 将会增加海上风电场的输出功率, 若台风较强, 将会造成海上风电场在风速达到最高的中间时段退出运行; 第二类台风穿过模拟圆, 且风电场穿过了台风风圈, 将导致台风移动过程中海上风电场处风速发生剧烈波动, 风机频繁切机, 对电网稳定运行造成巨大威胁。

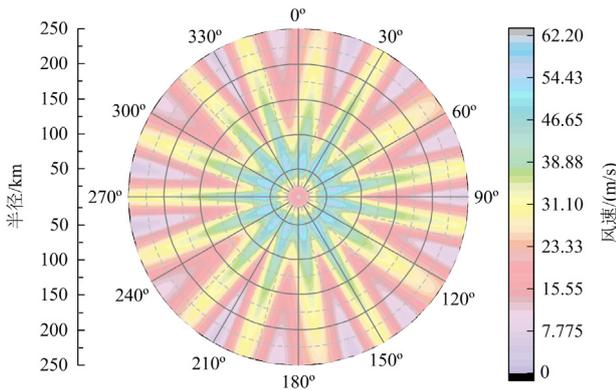


图3 台风切向风速分布示意图

Fig. 3 Sketch of typhoon tangential wind speed distribution

2.3 受台风影响的风电场出力计算

受台风影响的海上风电场出力计算流程图如图4所示，具体步骤如下。

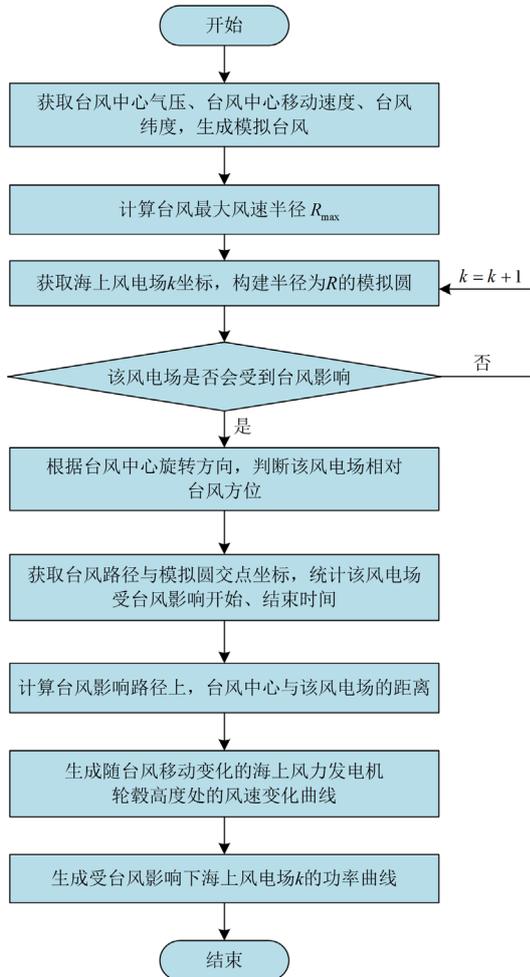


图4 受台风影响的海上风电场出力计算流程图

Fig. 4 Workflow diagram for offshore wind farm power output calculation under the influence of typhoons

1) 根据台风预报预测的台风中心气压数据、移速数据、位置数据等生成模拟台风，判断气旋旋转方向，计算该模拟台风的最大风速半径 R_{max} 和最大梯度风速 V_{gx} ；

2) 以台风初始位置为坐标原点网格化划分风电场群所在海域，获取风电场 k 的坐标，并以其为中心构建半径为 R 的模拟圆，根据台风当前位置 (x_t, y_t) 判断该风电场是否会受到台风影响；

3) 根据台风中心和风电场 k 的距离及该直线与台风移动方向的夹角 θ 、风电场受影响时间，计算得到台风影响的海上风电场 k 风机轮毂高度处的风速 v_{wf} ；

4) 根据风速-风功率公式^[20]计算得到台风影响全过程中风电场 k 的输出功率变化曲线。

2.4 风电场群出力平滑效应指标

为简化计算，将同一海上风电场中的风电机组聚合视为单个风电机组，计算出力波动性指标，风电场集群的总出力 $P_{\Sigma, \tau}^{wind}$ 为

$$P_{\Sigma, \tau}^{wind} = \sum_{k \in K} P_{k, \tau}^{wind} \quad (7)$$

式中： τ 为统计周期内的单位时段编号，共 Γ 个时段； k 为海上风电场编号，共 K 个海上风电场； $P_{k, \tau}^{wind}$ 为海上风电场 k 在 τ 时段发出的功率。

风电场的波动性^[12] σ_k 定义为

$$\sigma_k = \sqrt{\frac{1}{\Gamma} \sum_{\tau \in \Gamma} (P_{k, \tau}^{wind} - \bar{P}_k^{wind})^2} \quad (8)$$

式中， \bar{P}_k^{wind} 为海上风电场 k 在统计周期内单位时段发出功率的平均值。

风电场 k 和风电场 m 出力的相关程度 $r_{k, m}$ 为

$$r_{k, m} = \frac{1}{\Gamma \sigma_k \sigma_m} \sum_{\tau \in \Gamma} [(P_{k, \tau}^{wind} - \bar{P}_k^{wind})(P_{m, \tau}^{wind} - \bar{P}_m^{wind})] \quad (9)$$

平滑系数越小，说明风电厂间平滑效应越强，定义海上风电场集群的平滑系数 ξ 为

$$\xi = \frac{1}{K} \sqrt{K + \sum_{k, m (k \neq m) \in K} r_{k, m}} \quad (10)$$

3 两阶段随机优化模型

该部分基于风电场群出力预测值，将台风预报信息的不确定性融入决策过程中，提出考虑台风物理时空特性的海上风电集群多时间尺度两阶段随机优化紧急防御模型，优化求解灾中防御阶段可再生资源消纳的机组备用配置、启停计划和共享储能容量安排。

3.1 目标函数

本文所提两阶段随机规划旨在提升极端天气下

含高比例海上风电的电网主动防御能力, 确保经济性的同时最大限度地减小极端天气事件造成的损失。目标函数包含日前调度成本 C^{DA} 和实时补偿成本 C^{RT} 两部分, 表示为

$$\min(C^{DA} + C^{RT}) \quad (11)$$

日前调度成本即基于台风天气风电预测预报信息定制的防御资源预调度策略的成本, 包括各调度时段储能电站服务成本 C_t^{ESS} 、抽水蓄能机组启停成本 C_t^{PS} 、常规机组的备用容量成本 C_t^{hydro} 、偏差考核成本 C_t^{dev} 和电网购电成本 C_t^{BUY} , 如式(12)一式(17)所示, 时间尺度为 1 h。

$$C^{DA} = \sum_{t \in T} (C_t^{ESS} + C_t^{PS} + C_t^{hydro} + C_t^{dev} + C_t^{BUY}) \quad (12)$$

$$C_t^{ESS} = c^{ESS-SV} (P_t^{dch} + P_t^{chr}) \Delta t, \forall t \quad (13)$$

$$C_t^{PS} = \sum_{j \in J} c^{PS-on} [(x_{j,t}^g + x_{j,t}^p) - (x_{j,t-1}^g + x_{j,t-1}^p)] + \sum_{j \in J} c^{PS-off} [(x_{j,t-1}^g + x_{j,t-1}^p) - (x_{j,t}^g + x_{j,t}^p)], \forall t > 1 \quad (14)$$

$$C_t^{hydro} = c^{hydro-ad} |P_t^{hydro}|, \forall t \quad (15)$$

$$C_t^{dev} = \lambda_t \max(0, |P_t^{shed} + P_t^{curt}| - \beta^{dev} P_t^{dispatch}), \forall t \quad (16)$$

$$C_t^{BUY} = c_t^{buy} P_t^{BUY}, \forall t \quad (17)$$

式中: t 为调度周期内的时段编号, 每 1 h 为一个时段, 共 T 个时段; j 为抽蓄机组编号, 共 J 台机组; Δt 为日前阶段时间间隔, 取 1 h; c^{ESS-SV} 、 c^{PS-on} 、 c^{PS-off} 、 $c^{hydro-ad}$ 、 c_t^{buy} 分别为储能电站服务成本系数、抽蓄机组开机成本系数、抽蓄机组停机成本系数、常规机组备用成本系数和电网购电成本系数; P_t^{dch} 和 P_t^{chr} 分别为储能电站日前 t 时段放电和充电功率; $x_{j,t}^g$ 和 $x_{j,t}^p$ 分别为指示抽蓄机组 j 在日前 t 时段发电和抽水状态的 0-1 变量; P_t^{hydro} 为常规机组在日前 t 时段的调节备用, 为正时表示上调备用, 为负时表示下调备用, 考虑到极端天气情况的特殊性, 若海上风电场未能按照调度计划发出功率, 导致弃风或切负荷, 将给予一定裕度下的偏差考核^[21]; λ_t 为日前 t 时段的偏差考核系数; P_t^{shed} 和 P_t^{curt} 分别为日前 t 时段的切负荷和弃风功率; β^{dev} 为偏差考核裕度; $P_t^{dispatch}$ 为电网日前 t 时段的调度计划; P_t^{BUY} 为日前 t 时段向电网购电的功率。

实时补偿成本即考虑台风预报信息误差的紧急防御调整策略的成本, 是不同概率误差场景下决策产生的调整成本最小期望, 包括场景 s 下各调度子时段储能电站电量调整服务成本 $C_{s,t,n}^{ESS-rt}$ 、抽水蓄能

机组出力调整成本 $C_{s,t,n}^{PS-rt}$ 、偏差考核调整成本 $C_{s,t,n}^{dev-rt}$ 和电网购电调整成本 $C_{s,t,n}^{BUY-rt}$, 如式(18)一式(22)所示, 时间尺度为 15 min。

$$C^{RT} = \sum_{s \in S} \pi_s \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} (C_{s,t,n}^{ESS-rt} + C_{s,t,n}^{PS-rt} + C_{s,t,n}^{dev-rt} + C_{s,t,n}^{BUY-rt}) \quad (18)$$

$$C_{s,t,n}^{ESS-rt} = c^{ESS-SV-rt} |P_{s,t,n}^{ESS-rt} - P_t^{ESS}| \Delta n \quad (19)$$

$$C_{s,t,n}^{PS-rt} = c^{PS-ad} |P_{s,t,n}^{PS-rt}| \quad (20)$$

$$C_{s,t,n}^{dev-rt} = \lambda_{t,n}^{rt} \max(0, |P_{s,t,n}^{shed-rt} + P_{s,t,n}^{curt-rt}| - \beta^{dev} P_{s,t,n}^{dispatch-rt}) \quad (21)$$

$$C_{s,t,n}^{BUY-rt} = c_{s,t,n}^{buy-rt} P_{s,t,n}^{BUY-rt} \quad (22)$$

式中: n 为 1 h 内的子时段编号, 每 15 min 为一个子时段, 1 h 内共有 N 个子时段; s 为台风预报误差典型场景编号, 共 S 种场景; π_s 为场景 s 的发生概率; Δn 为实时阶段时间间隔, 取 0.25 h; $c^{ESS-SV-rt}$ 、 c^{PS-ad} 、 $c_{s,t,n}^{buy-rt}$ 分别为储能电站电量调整服务成本系数、抽水蓄能厂出力调整成本系数和实时场景 s 下 t 时段 n 子时段的电网购电调整成本系数; $P_{s,t,n}^{ESS-rt}$ 和 P_t^{ESS} 分别为储能电站日前 t 时段和实时场景 s 下 t 时段 n 子时段的调度功率, 放电为正, 充电为负; $P_{s,t,n}^{PS-rt}$ 为抽水蓄能厂实时场景 s 下 t 时段 n 子时段的调度功率, 发电为正, 抽水为负; $\lambda_{t,n}^{rt}$ 为实时 t 时段 n 子时段的偏差考核系数; $P_{s,t,n}^{shed-rt}$ 和 $P_{s,t,n}^{curt-rt}$ 分别为实时场景 s 下 t 时段 n 子时段的切负荷和弃风功率; $P_{s,t,n}^{dispatch-rt}$ 为电网实时场景 s 下 t 时段 n 子时段的调度计划; $P_{s,t,n}^{BUY-rt}$ 为实时场景 s 下 t 时段 n 子时段向电网购电的功率。

3.2 日前防御预调度模型

1) 功率平衡约束

$$\sum_{k \in K} P_{k,t}^{wind} + P_t^{ESS} + P_t^{PS} + P_t^{hydro} + P_t^{shed} + P_t^{BUY} = P_t^{dispatch} + P_t^{curt}, \forall t \quad (23)$$

式中: $P_{k,t}^{wind}$ 为海上风电场 k 在日前 t 时段发出的功率; P_t^{PS} 为抽水蓄能厂在日前 t 时段的调度功率。

2) 弃风/切负荷上下限约束

$$0 \leq P_t^{shed} \leq P_t^{dispatch} \quad (24)$$

$$0 \leq P_t^{curt} \leq \sum_{k \in K} P_{k,t}^{wind} \quad (25)$$

3) 抽水蓄能厂运行约束

抽水蓄能厂具有调峰、调频、启停速度快和容量大等优点, 作为能量型储能可以满足较长时间的充放电需求。

$$P_t^{PS} = \sum_{j \in J} (P_{j,t}^g - P_{j,t}^p), \forall t, j \quad (26)$$

式中, $P_{j,t}^g$ 、 $P_{j,t}^p$ 分别为第 j 台抽蓄机组日前 t 时段发电、抽水功率。

为避免抽蓄机组长时间处于同一工况下, 对最大连续发电、抽水时间进行约束, 如式(27)、式(28)所示。

$$\sum_{t-gT+1 \leq t \leq t+1} x_{j,t}^g \leq gT, t \geq gT-1, \forall j \quad (27)$$

$$\sum_{t-pT+1 \leq t \leq t+1} x_{j,t}^p \leq pT, t \geq pT-1, \forall j \quad (28)$$

式中, gT 、 pT 分别为抽蓄机组最大连续发电、抽水时间。

式(29)—式(31)为抽蓄机组发电、抽水状态下的备用和功率限制约束。

$$x_{j,t}^g P_{\min}^{\text{HG}} \leq P_{j,t}^g + P_{s,j,t,n}^{\text{g-up}} \leq x_{j,t}^g P_{\max}^{\text{HG}}, \forall t, j \quad (29)$$

$$x_{j,t}^p P_{\min}^{\text{HP}} \leq P_{j,t}^p + P_{s,j,t,n}^{\text{p-down}} \leq x_{j,t}^p P_{\max}^{\text{HP}}, \forall t, j \quad (30)$$

$$0 \leq x_{j,t}^g + x_{j,t}^p \leq 1, \forall t, j \quad (31)$$

式中: P_{\max}^{HP} 、 P_{\min}^{HP} 和 P_{\max}^{HG} 、 P_{\min}^{HG} 分别为抽蓄机组 j 的发电、抽水功率上、下限; $P_{s,j,t,n}^{\text{g-up}}$ 和 $P_{s,j,t,n}^{\text{p-down}}$ 分别为抽蓄机组 j 在实时场景 s 下 t 时段 n 子时段的向上和向下备用, 抽蓄机组的启停状态在日前阶段决定后保持不变, 备用启停与机组状态一致。

由于上水库和抽蓄机组间存在一段压力水管, 整个抽水蓄能厂不可同时抽水和发电。

$$0 \leq \delta_t^g + \delta_t^p \leq 1, \forall t \quad (32)$$

式中, δ_t^g 、 δ_t^p 分别为指示抽水蓄能电厂 t 时段发电、抽水状态的 0-1 变量。

抽水蓄能机组数量限制为

$$\sum_{j \in J} x_{j,t}^g \leq J \delta_t^g, \forall t, j \quad (33)$$

$$\sum_{j \in J} x_{j,t}^p \leq J \delta_t^p, \forall t, j \quad (34)$$

抽水蓄能厂在一个调度周期运行过程中需要保证库容均衡, 即同一调度周期内起始和最终时段水库库容应保持一致。

水库蓄能约束为

$$V_t = V_{t-1} + \eta^p \sum_{j \in J} P_{j,t}^p \Delta t - \sum_{j \in J} P_{j,t}^g \Delta t / \eta^g, \forall t > 1 \quad (35)$$

式中: V_t 为抽水蓄能厂日前 t 时段水库蓄水量; η^p 和 η^g 分别为抽蓄机组的抽水、发电效率。

蓄水周期约束为

$$V_1 = V_T \quad (36)$$

式中: V_1 为抽水蓄能厂日前调度周期初始时段水库蓄水量; V_T 为抽水蓄能厂日前调度周期结束时段水库蓄水量。

4) 储能电站运行约束

共享储能电站由内置调控中心统一调度管理, 与常规储能相比, 储能电站的规模优势使其不受工作时间和容量的限制^[22]。

$$P_t^{\text{ESS}} = P_t^{\text{dch}} - P_t^{\text{chr}}, \forall t \quad (37)$$

式(38)、式(39)为储能电站电量约束。

$$E_t^{\text{ESS}} = E_{t-1}^{\text{ESS}} + P_t^{\text{chr}} \eta^{\text{chr}} \Delta t - P_t^{\text{dch}} \Delta t / \eta^{\text{dch}}, \forall t > 1 \quad (38)$$

$$E_t^{\text{ESS}} \leq E^{\text{max}}, \forall t \quad (39)$$

式中: E_t^{ESS} 为储能电站日前 t 时段电量; η^{chr} 和 η^{dch} 分别为储能电站的充、放电效率; E^{max} 为储能电站容量上限。

储能电站不能在同一时段同时充电和放电。

$$0 \leq u_t^{\text{chr}} + u_t^{\text{dch}} \leq 1, \forall t \quad (40)$$

式中, u_t^{chr} 和 u_t^{dch} 分别为指示储能电站日前 t 时段充电和放电状态 0-1 状态变量。

式(41)、式(42)为储能充放电功率约束。

$$u_t^{\text{chr}} P_{\min}^{\text{ESS}} \leq P_t^{\text{chr}} \leq P_{\max}^{\text{ESS}} u_t^{\text{chr}}, \forall t \quad (41)$$

$$u_t^{\text{dch}} P_{\min}^{\text{ESS}} \leq P_t^{\text{dch}} \leq P_{\max}^{\text{ESS}} u_t^{\text{dch}}, \forall t \quad (42)$$

式中, P_{\max}^{ESS} 和 P_{\min}^{ESS} 分别为储能电站的充/放电功率上、下限。

在同一调度周期内, 要保证储能电站的储放达到平衡, 即同一调度周期内起始和最终时段储能电量应保持一致。

储能周期约束为

$$E_1^{\text{ESS}} = E_T^{\text{ESS}} \quad (43)$$

式中: E_1^{ESS} 为储能电站日前调度周期初始时段电量; E_T^{ESS} 为储能电站日前调度周期结束时段电量。

5) 常规机组运行约束

常规机组具有较好的灵活性和调峰能力, 由电网调度中心统一调度。本文仅采用常规机组一部分备用调节能力协同平衡风电波动, 不考虑常规机组的启停成本。

$$P_t^{\text{hydro}} = P_t^{\text{hydro-up}} - P_t^{\text{hydro-down}}, \forall t \quad (44)$$

式中, $P_t^{\text{hydro-up}}$ 和 $P_t^{\text{hydro-down}}$ 分别为常规机组向上、向下调节功率。

式(45)—式(46)为常规机组爬坡约束。

$$P_t^{\text{hydro}} - P_{t-1}^{\text{hydro}} \leq R^{\text{up}}, t \geq 1 \quad (45)$$

$$P_{t-1}^{\text{hydro}} - P_t^{\text{hydro}} \leq R^{\text{down}}, t \geq 1 \quad (46)$$

式中, R^{up} 和 R^{down} 分别为常规机组的爬坡上、下限。

上/下调备用约束为

$$P_t^{\text{hydro-up}} \leq P_t^{\text{up-max}} u_t^{\text{up}}, \forall t \quad (47)$$

$$P_t^{\text{hydro-down}} \leq P_t^{\text{down-max}} u_t^{\text{down}}, \forall t \quad (48)$$

式中, $p_t^{\text{up-max}}$ 和 $p_t^{\text{down-max}}$ 分别为常规机组 t 时段的

上、下调节功率上限。

不可同时上调和下调备用。

$$0 \leq u_t^{\text{up}} + u_t^{\text{down}} \leq 1, \forall t \quad (49)$$

式中, u_t^{up} 和 u_t^{down} 分别为指示常规机组 t 时段上调、下调备用状态的 0-1 变量。

3.3 实时紧急调度模型

实时调度中常规机组备用出力计划保持不变, 以日前预调度的抽蓄机组启停计划为基础, 利用抽蓄机组和储能电站的快速调节能力消纳短时间尺度下台风预测误差导致的功率偏差。

1) 功率平衡约束

$$\sum_{k \in K} P_{s,k,t,n}^{\text{wind-rt}} + (P_{s,t,n}^{\text{PS-rt}} + P_t^{\text{PS}}) + P_{s,t,n}^{\text{ESS-rt}} + P_t^{\text{hydro}} + (P_{s,t,n}^{\text{shed-rt}} + P_t^{\text{shed}}) + (P_{s,t,n}^{\text{BUY-rt}} + P_t^{\text{BUY}}) = P_{t,n}^{\text{dispatch-rt}} + (P_{s,t,n}^{\text{curt-rt}} + P_t^{\text{curt}}), \forall s, k, t, n \quad (50)$$

式中, $P_{s,k,t,n}^{\text{wind-rt}}$ 为海上风电场 k 在实时场景 s 下 t 时段 n 子时段发出的功率。

2) 弃风/切负荷上下限约束

$$0 \leq P_{s,t,n}^{\text{curt-rt}} + P_t^{\text{curt}} \leq \sum_{k \in K} P_{s,k,t,n}^{\text{wind-rt}}, \forall s, k, t, n \quad (51)$$

$$0 \leq P_{s,t,n}^{\text{shed-rt}} + P_t^{\text{shed}} \leq P_{t,n}^{\text{dispatch-rt}}, \forall s, t, n \quad (52)$$

3) 抽水蓄能厂运行约束

抽水蓄能实时阶段的调节功率根据日前抽蓄机组启停计划进行调整, 不再考虑抽蓄机组启停状态等约束。

$$P_{s,t,n}^{\text{PS-rt}} = \sum_{j \in J} (P_{s,j,t,n}^{\text{pg-up}} - P_{s,j,t,n}^{\text{pg-down}}), \forall s, j, t, n \quad (53)$$

水库蓄能约束为

$$V_{s,t,n}^{\text{rt}} = V_{s,t,n-1}^{\text{rt}} + \eta^{\text{p}} \sum_{j \in J} (P_{j,t}^{\text{p}} + P_{s,j,t,n}^{\text{pg-down}}) \Delta n - \sum_{j \in J} (P_{j,t}^{\text{g}} + P_{s,j,t,n}^{\text{pg-up}}) \Delta n / \eta^{\text{g}}, \forall s, j, t, n > 1 \quad (54)$$

式中, $V_{s,t,n}^{\text{rt}}$ 为抽水蓄能厂实时场景 s 下 t 时段 n 子时段水库蓄水量。

蓄水周期约束为

$$V_1 = V_T = V_{s,1,1}^{\text{rt}} = V_{s,T,N}^{\text{rt}}, \forall s \quad (55)$$

式中: $V_{s,1,1}^{\text{rt}}$ 为抽水蓄能厂实时场景 s 下调度周期初始时段水库蓄水量; $V_{s,T,N}^{\text{rt}}$ 为抽水蓄能厂实时场景 s 下调度周期结束时段水库蓄水量。

4) 储能电站运行约束

储能周期约束为

$$E_1^{\text{ESS}} = E_T^{\text{ESS}} = E_{s,1,1}^{\text{ESS-rt}} = E_{s,T,N}^{\text{ESS-rt}}, \forall s \quad (56)$$

式中: $E_{s,t,n}^{\text{ESS-rt}}$ 为实时场景 s 下储能电站 t 时段 n 子时段电量; $E_{s,1,1}^{\text{ESS-rt}}$ 为储能电站实时场景 s 下调度周期初

始时段电量; $E_{s,T,N}^{\text{ESS-rt}}$ 为储能电站实时场景 s 下调度周期结束时段电量。

其余运行约束与式(37)—式(42)类似, 故不再赘述。

4 算例

4.1 参数设定

本文案例以包含 3 个海上风电场的海上风电集群数据为基础进行分析。台风入侵期间, 采用储能电站、抽水蓄能和常规机组可调备用对风电场功率波动进行紧急防御调节, 使风电场群组合出力满足电网调度计划要求, 最大限度地减小极端天气造成的损害。各海上风电场装机容量、规模与坐标分布如表 1 所示。

表 1 海上风电场参数

Table 1 Parameters of offshore wind farms			
海上风电场	容量/MW	风机台数/台	坐标/km
A	150	30	(250,70)
B	240	48	(300,140)
C	200	40	(40,10)

为简化计算, 本文作以下假设:

- 1) 台风移动路径呈直线;
- 2) 台风路径预报误差仅考虑台风移速预测误差;
- 3) 同一风电场内风电机组功率曲线相同;
- 4) 常规机组备用成本为线性函数。

将中央气象台台风网(typhoon.nmc.cn/)历史台风数据作为输入, 假设台风移速预测误差服从期望为 -0.3 m/s 、标准差为 1.1 m/s 的正态分布^[23], 实时阶段使用拉丁超立方抽样生成 1000 组台风移速随机场景, 经 min-max 标准化处理后使用 k-means 聚类削减场景。不同聚类数 k_c 对应的整体误差平方和与轮廓系数如图 5 所示。

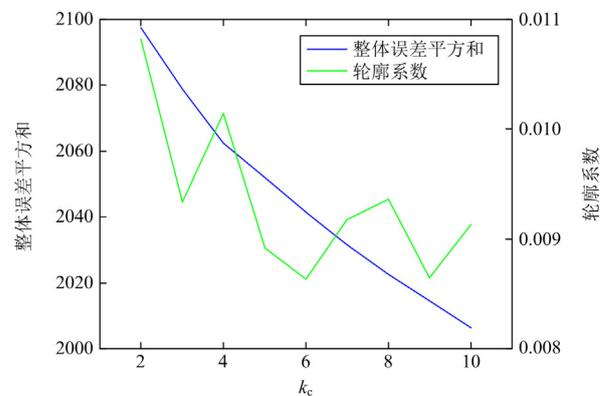


图 5 整体误差平方和与轮廓系数

Fig. 5 Total sum of squares and silhouette coefficient

由图 5 可以看出：当聚类数 $k_c = 4$ 时，整体误差平方和下降速率开始减缓。由于轮廓系数越大，聚类效果越好^[24]，因此，选取典型场景聚类数量为 4 时可以较好地模拟台风移速误差变化情况，削减后的台风移速场景及占比如图 6 和表 2 所示。

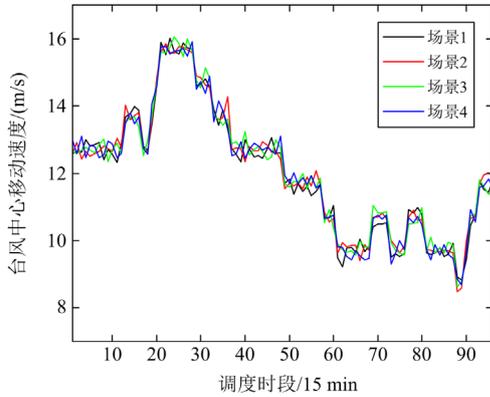


图 6 台风移速场景生成

Fig. 6 Different typhoon movement speed scenarios

表 2 台风移速场景占比

Table 2 Percentage of typhoon movement speed scenarios

场景	占比/%
1	21
2	31
3	22
4	26

偏差考核系数取 500 元/MWh，偏差考核裕度取 5%；储能电站的服务费用、规模和充放电效率等相关参数详见文献[14]；抽水蓄能厂包含 4 台变速恒频抽蓄机组，机组参数、水库容量、机组运行时间和启停成本等相关参数详见文献[25]。

本文模型采用 GAMS 语言编写，并调用 Cplex 进行求解。程序运行环境为笔记本电脑，安装 Windows11 操作系统，硬件配置为 12th Gen Intel(R) Core(TM) i7-12700H @2.30 GHz 14 核，16 GB RAM。模型最大计算时间设置为 3600 s，gap 参数设置为 0.01。

4.2 算例分析

1) 风电场出力分析

本文以北半球台风入侵期间的 24 h 为调度周期，当台风中心不在风电场模拟圆范围内时，认为该风电场风速恢复至正常水平，不再受到台风风速影响。

各风电场出力平滑效应指标计算结果如表 3 所示。可以看出风电场 A 和 B 日前阶段的波动性略高于实时阶段，与文献[12]结论一致，而风电场 C 相

反，这是因为风电场 C 受到台风的影响更大，台风预测误差导致风电场 C 更容易出现实时阶段意外停机的情况。台风入侵过程中，由于各海上风电场地理位置的差异，受台风影响的时间段与影响程度存在时空互补性，海上风电场合作并网可平滑台风侵入时并网出力波动，降低弃风与失负荷风险。

综合来看，根据平滑效应指标的计算结果，极端天气下，多个海上风电场联合并网平滑出力波动以提升电网紧急防御能力是必要的。

表 3 海上风电场群出力平滑效应指标

Table 3 Index of power output smoothing effect for offshore wind farm clusters

指标	日前	实时
σ_A	61.08	60.96
σ_B	56.26	54
σ_C	92.77	97.1
$r_{A,B}$	-0.33	-0.37
$r_{A,C}$	-0.26	-0.22
$r_{B,C}$	0.3	0.41
ξ	0.55	0.56

为进一步分析各风电场的出力变化机理，图 7 给出了台风入侵时海上风电场群及各风电场出力情况对比。

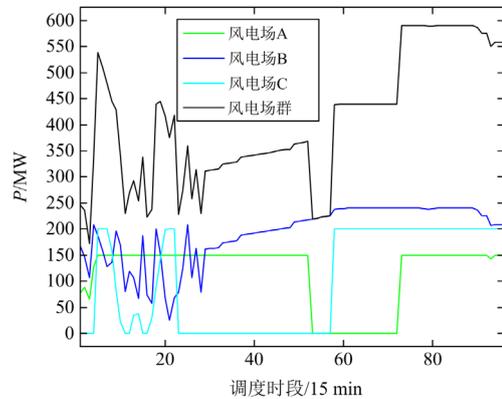


图 7 台风入侵时各海上风电场出力对比

Fig. 7 Comparison of power output from different offshore wind farms during typhoon intrusion

可以看出，在台风侵入移动过程中，海上风电场 A、B 均未穿过以台风最大风速为半径构成的台风风圈。风电场 A 与台风中心呈先靠近后远离的趋势，由于距离台风风圈相对较近，受到影响后风电场 A 一直以额定功率输出，在时段 53 超出截断风速导致风机切机，直到时段 74 重新恢复额定输出；风电场 B 与台风中心呈现逐渐靠近的趋势，由于距

离台风风圈相对较远, 受到影响后风电场 B 输出功率逐渐上升, 在时段 61 达到额定功率, 并于时段 89 开始小幅下降。海上风电场 C 距离台风中心最近, 且穿过了台风风圈, 穿越过程中风电场 C 的输出功率大幅振荡, 在时段 24 靠近风圈边界时, 风速超过截断风速导致风机切机, 直到时段 58 风速逐渐下降, 但仍大于额定风速, 风电场 C 以额定功率输出至调度周期结束。在集群平滑效应的作用下, 风电场联合出力趋于平缓, 减少了功率缺额时段, 减小了部分风电场因台风被迫切机带来的影响。

2) 调度结果分析

设放电功率为正, 充电功率为负, 则日前-实时两阶段随机优化的常规机组备用容量、储能电站充放电功率、抽蓄机组启停与充放电出力调度情况如图 8 所示。

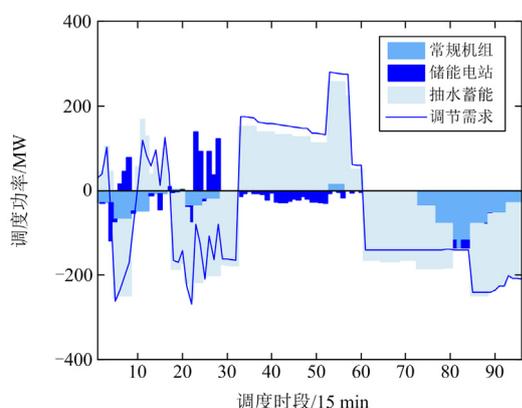


图 8 两阶段调度结果

Fig. 8 Two-stage scheduling results

由图 8 可以看出: 抵御台风侵入的 24 h 期间主要依靠常规机组-抽水蓄能联合提供大部分低频调频容量, 同时抽水蓄能机组爬坡速度快, 解决了常规机组存在爬坡限制、并不能有效应对台风极端天气下调节需求“大起大落”的问题。储能电站则负责提供少量高频调频容量, 短时间内进行快速调节。

台风天气下向下调节需求大于向上调节需求, 而储能容量需要在调度周期结束时回到初始状态, 常规机组备用容量对抽水蓄能无法调节的部分进行了补足, 相对灵活的储能电站则采用了小幅度反向充电的方式满足容量周期约束的限制。

根据台风预报信息在日前阶段对抽水蓄能厂中各抽蓄机组每小时的启停状况进行决策, 如图 9 所示。所有调度时段内弃风/切负荷情况如图 10 所示。

由图 9 可以看出: 抽蓄机组呈现出在调度计划需求较高时发电、调度需求较低时抽水的运行规律, 起到能量型储能双向调节削峰填谷的作用。但由于

抽蓄机组不允许长时间工作在同一工况下, 在第 21 h 进行了一次状态转换, 抽蓄机组工况切换时造成的功率缺额由常规机组和储能电站共同补偿。

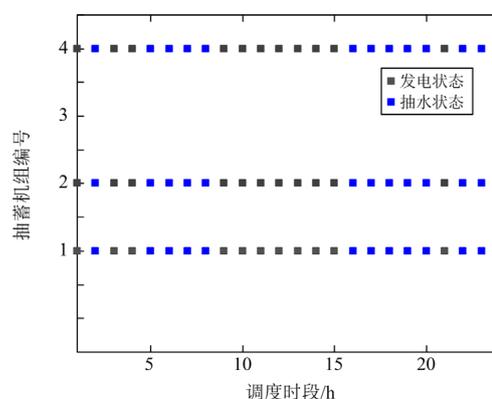


图 9 抽蓄机组启停状况

Fig. 9 Status of start-up and shutdown of pumped storage units

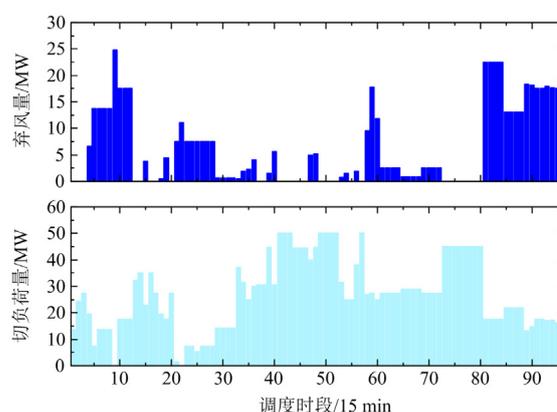


图 10 弃风/切负荷情况

Fig. 10 Wind curtailment/load shedding situations

由图 10 可以看出: 极端天气情况下, 偏差考核裕度允许风电场上网功率与调度指令存在一定偏差, 这导致整个调度周期在偏差考核区间内出现弃风/切负荷的情况。而超出偏差考核区间的弃风功率主要集中在时段 30 以前和时段 80 之后, 切负荷功率主要集中在时段 40—时段 60、时段 70—时段 80, 这与风电场群整体输出功率及调度指令变化情况一致。时段 30 之前由于风电场 C 穿过台风风圈, 其输出功率短时间内大幅波动, 常规机组和抽水储能难以调节, 储能电站调节成本较高, 舍弃部分风电更为经济; 时段 40—时段 60 之间由于负荷需求较高, 设置了更优的调度计划, 但风电场 A 和风电场 C 此时靠近台风最大风速半径, 风电场风速超过风机截断风速, 切除部分负荷以应对风电场群总体输出偏低的问题; 时段 70 之后, 风电场 A 和风电场 C 逐

渐远离台风最大风速半径，从切机状态恢复至满功率输出，总风电功率大幅上升，大量超出调节能力的部分将采用弃风和切负荷同时进行的方式平衡。

3) 案例比较

为验证本文所提紧急防御策略的有效性与经济性，采用不同调度方法对比分析海上风电场集群与多种分布式资源协同紧急防御台风侵入的时空互补优势。

Case1: 风电场合作并网，考虑储能电站协同防御方案^[26]；

Case2: 风电场间不合作，各自考虑常规机组、储能电站和抽水蓄能协同防御方案^[27]；

Case3: 采用本文所提多时间尺度协同紧急防御策略，风电场合作并网，考虑常规机组、储能电站和抽水蓄能协同防御方案。

根据台风入侵期间海上风电场风速仿真情况，各案例调度结果如表 4 和表 5 所示。

表 4 各方案调度结果对比

Table 4 Comparison of scheduling results for various scenarios

算例	总成本/元	弃风率/%	切负荷率/%	偏差考核率/%
Case1	473 083.08	11.01	2.3	14.6
Case2	61 644.35	1.98	5.22	0.01
Case3	27 362.64	1.51	7.31	0

结合表 4 和表 5 可见，Case1 的偏差考核成本占总调度成本的 60.51%，偏差考核率为 14.6%。这是因为台风影响下风电场处风速在风机截断风速附近波动，导致风机工况在额定满发和切机之间不断转换，功率调节需求远大于常规天气情况。而储能电站使用的电化学储能投资运行成本较高，且由于储能周期的限制，仅靠风电场间出力平滑效应和共享储能协同防御台风入侵将产生大量弃风与切负荷

功率，增加了防御成本。因此，文献[26]所提调度方法并不适用于台风灾害情况。

Case2 采用了风电场间不合作的模式，考虑了以抽水蓄能为主的多种分布式资源协同防御方案，使极端天气下的防御调度成本相较于 Case1 下降了 86.97%，偏差考核率降低为 0.01%。常规机组备用调节成本低廉，且抽蓄机组从停机状态到满负荷运行仅需几十秒至数分钟，其水库容量大，实时阶段可以对发电/抽水量进行一定程度的调整，兼具灵活性的同时也能有效弥补常规机组爬坡能力的不足，解决了 Case1 仅采用电化学储能成本高昂和调节存在局限性的问题。但是，各风电场受灾程度不同导致 Case2 中 3 个风电场的防御调度成本差异较大，分别为 6872.98 元、14 519.74 元、40 251.63 元。风电场 A 虽然受到台风影响导致部分时段切机，但存在较为明显的峰谷差契合抽水蓄能调峰特性，调节难度低，风电场 B 长时间处于额定工况，过量的风电反而增加了调节成本，风电场 C 受台风影响最大，调节成本最高。也就是说，文献[27]所提调度方法应用于台风灾害场景时，忽略了风电场间受灾互补潜力，造成了紧急防御资源过度调用。

Case3 在 Case2 的基础上进一步降低了 55.61% 的防御调度成本，弃风和切负荷量均在偏差考核区间允许的范围之内。这是由于台风影响范围广，受灾风电场间地理位置的分布差异较大，受灾情况存在时空互补性，风电场间出力平滑效应更强，均衡各风电场间抗灾压力的同时也节省了大量防御调度资源。结果表明，本文所提多时间尺度协同紧急防御策略能在台风灾害下合理协调防御资源，降低防御成本的同时提升电网弹性。

表 5 各方案调度成本明细

Table 5 Detailed cost breakdown of scheduling for various scenarios

算例	常规机组成本		储能电站成本		抽水蓄能成本		偏差考核成本		购电成本	
	备用调节成本	服务成本	调整服务成本	启停成本	出力调整成本	日前	实时	日前	实时	
Case1	—	150 215.4	36 597.6	—	—	286 270.08	0	0	0	0
Case2	2417.86	26 069.03	24 272.58	4000	4381.21	0	503.67	0	0	0
Case3	599.14	59.6	18 283.77	3000	5420.14	0	0	0	0	0

5 结论

本文提出一种考虑台风物理时空特性的海上风电场群与共享储能协同紧急防御策略，量化了台风物理信息与风电场出力间的耦合关系，构建了台风入侵期间海上风电场群出力模型，将台风移速预测的不确定性纳入决策，建立多时间尺度的两阶段随

机优化模型，对常规机组备用容量、共享储能运行与投切及弃风、切负荷量进行优化，实现了多种分布式资源在极端天气防御能力上的优势互补，提升了极端灾害下海上风电场与各分布式资源的协同紧急防御能力，得到以下结论：

- 1) 台风入侵影响的时间段与影响程度存在时

空互补性,地理位置分散的多个风电场联合并网可通过平滑效应有效控制极端天气带来的出力波动风险;

2) 常规机组、抽水蓄能、储能电站联合提供紧急功率调节服务,大容量低频调节利用抽水储能补偿常规机组,克服极端天气功率大幅波动、爬坡速率慢的缺陷,小容量高频调节利用储能电站快速调节的能力形成优势互补,进一步提升电网灾害防御及吸收能力;

3) 由于台风信息存在预报误差,日前决策确定初步防御调度方案后,实时决策将考虑到台风信息预报的不确定性,计及储能等灵活性资源,重新评估和修改日前调度方案,最终可以得到考虑日前调度结果和不确定因素影响的紧急防御策略,保障电网弹性,实现极端灾害条件下损失最小化。

参考文献

- [1] 李曦. 国家发改委等九部门: 印发《“十四五”可再生能源发展规划》[J]. 中国设备工程, 2022(13).
LI Xi. National Development and reform commission and other nine departments: issued the “14th Five-Year Plan” renewable energy development plan[J]. China Plant Engineering, 2022(13).
- [2] RAPELLA L, FARANDA D, GAETANI M, et al. Climate change on extreme winds already affects off-shore wind power availability in Europe[J]. Environmental Research Letters, 2023, 18(3).
- [3] KIM Y H, KIM J H, KANG Y C, et al. Shutdown of an offshore wind power plant without using a brake to meet the required ramp rate in various storm-driven conditions[J]. Energy, 2015, 82: 1011-1020.
- [4] 陈磊, 邓欣怡, 陈红坤, 等. 电力系统韧性评估与提升研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 11-22.
CHEN Lei, DENG Xinyi, CHEN Hongkun, et al. Review of the assessment and improvement of power system resilience[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 11-22.
- [5] CHEN Donghai, CAI Zhenhua, WU Hangjie, et al. Review of distribution network's resilience based on typhoon disaster[J]. Energy Reports, 2022, 8(16): 876-888.
- [6] JUFRI F H, WIDIPUTRA V, JUNG J. State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies[J]. Applied Energy, 2019, 239: 1049-1065.
- [7] 杨祺铭, 李更丰, 别朝红, 等. 台风灾害下基于 V2G 的城市配电网弹性提升策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 130-139.
YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Vehicle-to-grid based resilience promotion strategy for urban distribution network under typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 130-139.
- [8] 宋晓喆, 汪震, 甘德强, 等. 台风天气条件下的电网暂态稳定风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(24): 1-8.
SONG Xiaozhe, WANG Zhen, GAN Deqiang, et al. Transient stability risk assessment of power grid under typhoon weather[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(24): 1-8.
- [9] 李吉侗, 王洲, 达紫祺, 等. 计及恶劣天气时空相关性的弹性配电网储能电站多层规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(9): 128-137.
LI Jitong, WANG Zhou, DA Ziqi, et al. Multi-level planning method of energy storage stations for resilient distribution networks considering spatio-temporal correlation of severe weather[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(9): 128-137.
- [10] 唐文虎, 杨毅豪, 李雅晶, 等. 极端气象灾害下输电系统的弹性评估及其提升措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2244-2254, 2403.
TANG Wenhui, YANG Yihao, LI Yajing, et al. Investigation on resilience assessment and enhancement for power transmission systems under extreme meteorological disasters[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2244-2254, 2403.
- [11] 王钰山, 邓晖, 王旭, 等. 考虑台风时空演变的配电网移动储能优化配置与运行策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 42-51.
WANG Yushan, DENG Hui, WANG Xu, et al. Optimal configuration and operation strategy of mobile energy storage in distribution network considering spatial-temporal evolution of typhoon[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 42-51.
- [12] 申颖, 赵千川, 李明扬. 多时空尺度下风电平滑效应的分析[J]. 电网技术, 2015, 39(2): 400-405.
SHEN Ying, ZHAO Qianchuan, LI Mingyang. Analysis on wind power smoothing effect in multiple temporal and spatial scales[J]. Power System Technology, 2015, 39(2): 400-405.
- [13] 杨京渝, 罗隆福, 阳同光, 等. 计及谷时段风电消纳的储能系统平抑风电功率波动控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 131-141.
YANG Jingyu, LUO Longfu, YANG Tongguang, et al. Smoothing wind power fluctuation control strategy for an energy storage system considering wind power consumption in the valley period[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 131-141.
- [14] 吴盛军, 刘建坤, 周前, 等. 考虑储能电站服务的冷热

- 电多微网系统优化经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 10-18.
- WU Shengjun, LIU Jiankun, ZHOU Qian, et al. Optimal economic scheduling for multi-microgrid system with combined cooling, heating and power considering service of energy storage station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 10-18.
- [15] QIU Yibin, LI Qi, AI Yuxuan, et al. Two-stage distributionally robust optimization-based coordinated scheduling of integrated energy system with electricity-hydrogen hybrid energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(2): 542-555.
- [16] MA Tao, YANG Hongxing, LU Lin. Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island[J]. Energy Conversion & Management, 2014, 79(3): 387-397.
- [17] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 178-191.
- YAN Dongxiang, CHEN Yue. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 178-191.
- [18] BATTS M E, CORDES M R, RUSSELL L R, et al. Hurricane wind speeds in the United States[J]. Journal of the Structural Division, 1980, 106(124): 2001-2016.
- [19] 李亚林. 基于 Vickery 风场数值模拟的台风极值风速预测[D]. 北京: 北京交通大学, 2023.
- LI Yalin. Prediction of typhoon extreme wind speeds based on vickery wind field numerical simulation[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2023.
- [20] LYDIA M, KUMAR S S, SELVAKUMAR I A, et al. A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 30: 452-460.
- [21] 刘军, 李凌阳, 吴梦凯, 等. 分布式抽水蓄能电站与新能源发电联合参与现货市场的两阶段优化运行策略[J]. 浙江电力, 2023, 42(2): 50-58.
- LIU Jun, LI Lingyang, WU Mengkai, et al. A two-stage optimal operation strategy of distributed pumped storage power plant and new energy power generation jointly participating in spot market[J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(2): 50-58.
- [22] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 100-107.
- LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoping, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 100-107.
- [23] 杨琼琼. 我国 24h 台风路径预报误差分析及其环流特点[D]. 南京: 南京信息工程大学, 2015.
- YANG Qionqiong. Analysis on 24h forecast errors and associated circulation characteristics of typhoon tracks in China[D]. Nanjing: Nanjing University of Information Science and Technology, 2015.
- [24] 朱连江, 马炳先, 赵学泉. 基于轮廓系数的聚类有效性分析[J]. 计算机应用, 2010, 30(增刊 2): 139-141, 198.
- ZHU Lianjiang, MA Bingxian, ZHAO Xuequan. Clustering validity analysis based on silhouette coefficient[J]. Journal of Computer Applications, 2010, 30(S2): 139-141, 198.
- [25] 林俐, 岳晓宇, 许冰倩, 等. 计及抽水蓄能和火电深度调峰效益的抽蓄-火电联合调峰调用顺序及策略[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 20-32.
- LIN Li, YUE Xiaoyu, XU Bingqian, et al. Sequence and strategy of pumped storage-thermal combined peak shaving considering benefits of pumped storage and deep regulation of thermal power[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 20-32.
- [26] 江岳文, 郑晨昕. 风电场群联合共享储能两阶段协同并网优化[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3426-3439.
- JIANG Yuewen, ZHENG Chenxin. Two-stage operation optimization for grid-connected wind farm cluster with shared energy storage[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3426-3439.
- [27] 顾慧杰, 周华锋, 彭超逸, 等. 含抽水蓄能电站的高比例新能源发电系统多时间尺度调度模型[J/OL]. 上海交通大学学报: 1-22[2023-11-10]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.123>.
- GU Huijie, ZHOU Huafeng, PENG Chaoyi, et al. A multi-time scale scheduling model for power generation system with high proportion of new energy including pumped storage power station[J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University: 1-22[2023-11-10]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.123>.

收稿日期: 2023-11-08; 修回日期: 2024-01-29

作者简介:

卢睿(1996—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统保护与控制、考虑新能源的电力系统运行与调度; E-mail: lurui1201@foxmail.com

熊小伏(1962—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统继电保护与优化运行; E-mail: cqquxf@vip.sina.com

陈红州(1997—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统保护与控制、考虑弹性提升的配电网规划。E-mail: chz0617@foxmail.com

(编辑 许威)