

典型极端气候下电网未来态调度的数字化效果

尹莞婷¹, 王嘉杰², 王智敏¹, 刘玉航², 孙艺新¹, 杨苓², 许方园²

(1. 国网能源研究院有限公司, 北京 102209; 2. 广东工业大学自动化学院, 广东 广州 510006)

Digital Effects of Future-State Power-Grid Dispatch under Typical Extreme-Climate Conditions

YIN Wanting¹, WANG Jiajie², WANG Zhimin¹, LIU Yuhang², SUN Yixin¹, YANG Ling², XU Fangyuan²

(1. State Grid Energy Research Institute, Beijing 102209, China; 2. School of Automation,

Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, Guangdong, China)

ABSTRACT: The insufficient research on the effect analysis of digital initiatives in future-oriented power grid dispatching has become a significant factor restricting the digital transformation of power grid dispatching. To fill this gap, this paper proposes a dedicated effectiveness-analysis method for future-oriented power grid dispatching to support power grid companies in their deployment of future-oriented digital dispatching in the region. First, the limitations of traditional power-dispatch methods under current operating conditions are dissected. Next, by integrating various sudden extreme-climate scenarios, a digital dispatch model under extreme conditions is constructed to quantify dispatch performances in such events. Furthermore, by building a future-oriented dispatching effect analysis module, the effect of implementing digital initiatives in the power grid is analyzed. Finally, a power grid dispatching simulation is conducted using the 309-bus system to verify the effect of future-oriented power grid dispatching initiatives. The results show that future-oriented power grid dispatching can effectively improve power grid resilience and reduce losses at both the power grid and social levels.

KEY WORDS: grid dispatching; digitization; extreme weather; renewable energy systems; power resource planning

摘要: 电网未来态调度数字化举措的效果分析研究存在不足, 这已成为制约电网调度数字化转型的重要因素。提出一种面向电网未来态调度数字化举措的效果分析方法, 为电网企业在该地区的未来态调度数字化部署提供支撑。剖析了电力调度传统方法在当前环境下的局限性; 结合不同极端气候突发情况构建极端场景下的数字化调度模型, 以此分析极

端场景中电网的调度效果; 通过搭建未来态调度效果分析模块, 对电网实施数字化举措的效果展开分析; 借助 309 节点系统进行电网调度仿真, 验证电网未来态调度举措的效果。仿真结果表明, 电网未来态调度可有效提升电网韧性, 降低电网及社会层面的损失。

关键词: 电网调度; 数字化; 极端天气; 新能源系统; 电力资源规划

随着全球气候系统的不稳定性加剧, 极端气候事件呈现出频发、广发、强发与并发的态势^[1-3]。此类事件不仅会引发风电、光伏出力骤变、电力设施损毁等问题, 还会导致电力系统的不确定性与多变性显著增加^[4-7]。传统电网调度因缺乏对电网未来运行状态的预案, 且没有足够的电网未来态数据支撑极端情况下的调度分析, 使得系统运行的稳定性与灵活性不足^[8-10]。因此, 推动电网企业数字化转型、促进电力企业未来态技术发展以突破不确定性困境, 让电网从被动应对转变为主动预警, 已成为当务之急^[11-15]。

目前, 国内外已有部分学者围绕电网未来态调度数字化措施展开研究。文献[16]通过对线路进行沿线气象预测及线路电流预测, 获取导线温度未来态数据, 并以此为约束构建电网调度模型, 有效增强了调度决策的抗干扰能力。文献[17]建立了预报入库径流、水库运行状态、调度决策与出力损失和弃水量之间的关联模型, 对复杂情况下梯级水电站水库的调度风险进行未来态预测, 进而提出基于风险形势的梯级水电站水库调度模型, 以应对发电不足和弃水风险。文献[18]提出一种用于未来态预测的电网调度运行断面时空相似性挖掘方法, 通过匹配与当前运行断面相似的历史断面, 选择相似性总排序

基金项目: 广东省自然科学基金项目(2023A1515010061)。

Project Supported by Natural Science Foundation of Guangdong Province(2023A1515010061)。

第一的历史断面的后续时刻断面作为当前电网未来运行调度的断面参考。文献[19]从时间维度、空间维度和元器件维度出发,提出设备多维度未来态及其关联停电拓扑的停电优化模型,以减小电力系统设备故障导致的停电风险。

然而,现有研究方向主要集中于电网未来态调度数字化技术的开发与实现方法,缺乏针对具体区域未来态调度数字化举措在典型极端气候下的效果评估方法。尤其在极端气候条件下,电网的调度能力和稳定性至关重要,但对于电网未来态调度的数字化举措能否显著改善调度效果、提升应对极端气候的能力,仍缺乏系统性的研究和评价工具。因此,亟需对未来态调度数字化措施的效果进行分析,为电网企业在该地区的未来态调度数字化部署提供支撑。

本文提出一种面向典型极端气候下电网未来态调度的数字化效果分析方法。该方法首先结合典型极端气候场景,分析传统电网调度可能存在的弊端,进而构建电网未来态调度的分析模型;其次基于传统调度模型与未来态调度模型的结果,分析未来态调度数字化下电网及社会的损失情况,计算数字化实施后电网及社会减少的损失,以此来评估典型极端气候下电网未来态调度数字化举措的效果。

1 未来态调度的数字化效果分析模型框架

电网未来态调度数字化具体是指运用人工智能、大数据分析等技术,通过对山火、台风等极端事件的未来影响进行预测,进而分析电网未来的运行状态,以此支撑电网的超前调度决策,最终提高电网的运行效率、安全性与可靠性。

传统的电网经济调度无法对极端天气、自然灾害等极端情况进行预警,在极端情况发生时可能导致电网失去平衡。为了保证系统的稳定性和可靠性,传统电网调度需要作出临时应对措施,付出较大的额外成本。在电网建设未来态预警系统后,可以提前模拟极端情况的影响,提供调度决策辅助分析数据,减少出现系统非正常运行,从而有效降低系统因非正常运行所导致的额外成本风险。

为了给极端天气下未来态电网调度数字化措施的效果分析提供数据支撑,本文采用南方区域的典型极端场景来分析数字化对电网调度情况的影响。场景1为山火场景,在该场景中可能存在部分

输电线路被山林、植被覆盖。受山火蔓延的影响^[20-22],这些线路存在故障的风险。在电网投入山火未来态预警系统后,能够整合卫星图像、气候数据等多源信息,精准分析山火蔓延方向以及山火对线路的影响,提前制定调度预案,降低临时性备用出力的需求。场景2为台风天气场景,在该场景中可能存在输电线路受台风影响出现故障的情况,此外受台风影响,风电机组可能出现出力波动甚至停机的情况^[23-26]。在电网投入台风未来态预警系统后,能够通过卫星图像、气候数据等信息,精准分析台风风场变化趋势,为台风影响制定调度预案,提前准备备用资源和调度方案。

在极端气候条件下,电网的应急处置需要电网、电源和政府的通力合作,以确保电力系统的安全性和稳定性。本文构建了数字化调度分析模块,以分析传统调度与未来态调度的调度结果,进而构建未来态调度的效果分析模块,分析极端气候下未来态调度对电网损失和社会损失的影响。通过对比分析未来态调度实施前、后的调度结果,定量分析了电网损失的减少程度和社会损失的减少程度。本文所构建未来态调度数字化举措的效果分析模型框架如图1所示。

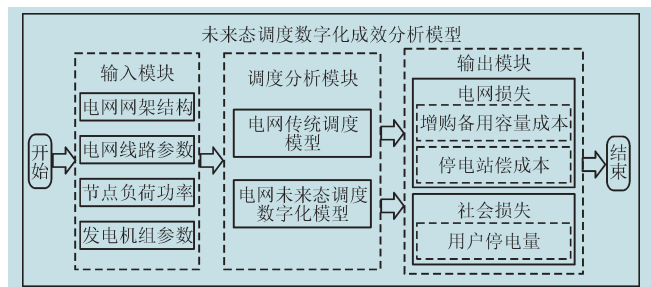


图1 未来态调度的数字化效果分析模型框架流程

Fig.1 Framework flow for analyzing the digital effectiveness of future-state dispatch

2 电网未来态调度数字化效果分析模型

根据图1中电网未来态调度数字化的效果分析框架设计,本文将基于调度模型^[27]构建典型极端气候发生前传统机组组合模型、典型极端气候场景下传统调度实时调度模型和未来态调度日内调度模型。通过对比传统调度与未来态调度的结果,分析得出未来态调度的数字化措施的效果。

未来态调度效果的具体分析流程如图2所示。流程共分为3个模块:1)数字化技术的具体实施细

节;2) 未来态调度触发模块;3) 未来态调度效果分析流程,也即本文的主要研究内容。数字化的具体实施细节中分为山火和台风 2 个场景的实施细节。在山火场景中,数字化技术的实施基于对山火发生区域及山火蔓延趋势的预测,进而预测线路断线概率;在台风场景中,数字化技术的实施基于对台风路径、风速,光照强度进行预测,从而预测极端气候下风光机组出力上限及停机情况,进而预测线路断线概率。在未来态调度触发模块中,调度系统基于数字化得出的线路断线概率判断是否进行未来态调

度:若无未来态调度,电网在断线情况出现后才开始应对,此时电网基于新的拓扑采用实时调度模型进行调度;若实施未来态调度,电网可提前感知断线发生情况,基于对线路断线概率和极端气候下风光机组出力上限及停机情况的预测,以提前半日进行超前调度,因此电网此时采用日内调度模型。

未来态调度效果分析流程首先依据数字化技术预测的线路断线概率,生成多个断线场景。在极端气候场景下未来态调度方案分析中,基于数字化预测的风光机组出力上限,向多个断线场景输入未

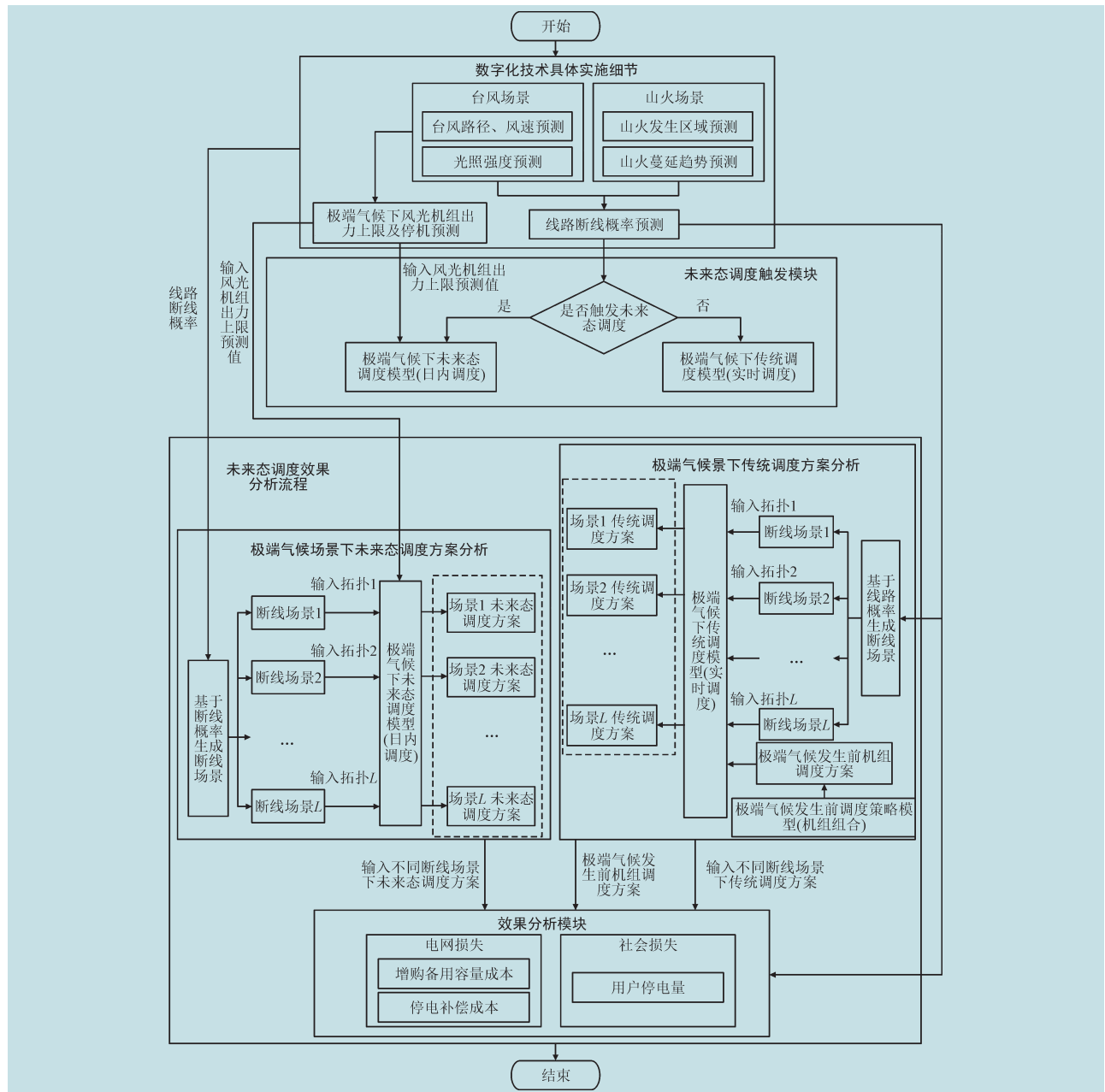


图2 未来态调度效果具体分析流程

Fig.2 Future-state dispatch effectiveness analysis process

来态调度模型中,得到不同断线场景下未来态调度方案。在极端气候场景下传统调度方案分析中,基于极端气候发生前调度策略模型给出极端气候发生前的机组调度方案及多个断线场景输入传统调度模型中,得到不同断线场景下传统调度方案。效果分析模块通过分析极端气候发生前调度策略模型(机组组合)得到的调度方案、极端气候场景下传统调度模型(实时调度)得到的调度方案、极端气候场景下未来态调度(日内调度)得到的调度方案,得出传统调度与未来态调度所需增购的紧急备用容量,进而量化电网损失与社会损失。

2.1 极端气候下风光机组出力上限及线路断线概率预测模块

本文的重点研究内容是对未来态调度效果的分析,因此对数字化技术具体实施细节中的台风路径、光照强度等预测模型不进行详细建模。

2.1.1 山火场景下线路断线概率预测

基于数字化技术对山火蔓延趋势进行预测,结合降水量、地表植被、输电线路闪络故障的概率等因素^[28],构建山火灾害下线路故障概率模型为

$$\theta = D_R D_B D_F P_V \quad (1)$$

式中: θ 为线路故障概率; D_R 为山火跳闸降水因子; D_B 为地表植被因子; D_F 为山火蔓延因子; P_V 为输电线路闪络故障概率。 D_R 、 D_B 、 D_F 、 P_V 计算公式见文献^[28]。

电网可根据山火场景下的故障概率来判断是否超过电网设定的概率值 θ_{wf} ,进而进行调度决策,其流程如图3所示。

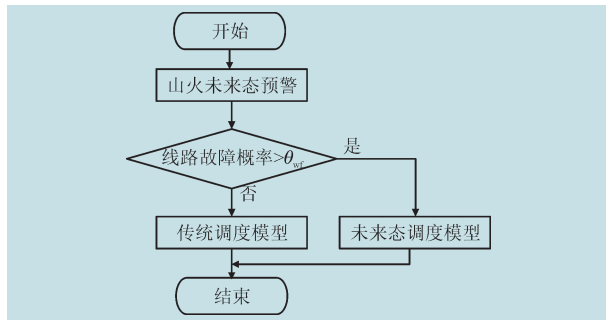


图3 山火场景的电网未来态调度触发条件

Fig.3 Triggers for grid dispatching for future states in the event of a wildfire

2.1.2 台风场景下风光机组出力上限及线路断线概率预测

基于数字化技术对台风路径、风速进行预测,构建台风场景下的线路故障概率模型^[19]。线路故障概率 θ 计算公式为

$$\theta = \begin{cases} 0, & V \in [0, V_{Lmax}) \\ e^{0.6931 \left(\frac{V - V_{Lmax}}{V_{Lmax}} \right)} - 1, & V \in [V_{Lmax}, 2V_{Lmax}) \\ 1, & V \in [2V_{Lmax}, +\infty) \end{cases} \quad (2)$$

式中: V 为风速; V_{Lmax} 为输电线路可承受的最大风力。

结合数字化技术对台风风速的预测,构建电网未来态风电场出力曲线^[29-30]。本文将风电场等效为一个风电机组,其出力模型为

$$P_{ne,t,max}^{pred,w} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_{in} \\ (A + Bv + Cv^2)P_N & v_{in} \leq v < v_N \\ P_N & v_N \leq v < v_{out} \\ 0 & v_{out} \leq v \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{ne,t,max}^{pred,w}$ 为风电机组在 t 时段的出力上限预测值; v_{in} 为风机切入风速; v_N 为风机额定风速; v 为实际风速; v_{out} 为风机停机风速; P_N 为风机额定功率;常数 A 、 B 、 C 为由风机切入风速与风机额定风速构成的风机发电功率二次曲线系数。

基于数字化技术对光照强度的预测,结合温度等因素变化,构建光伏机组出力预测模型^[31-33],其模型为

$$P_{ne,t,max}^{pred,pv} = P_{stc} K_D \frac{G_{actual,t}}{G_{stc}} [1 + \alpha(T_w - T_r)] \quad (4)$$

式中: $P_{ne,t,max}^{pred,pv}$ 为光伏机组在 t 时段出力上限预测值; P_{stc} 为光伏机组在标准测试条件下的出力; K_D 为光伏机组降频因数; $G_{actual,t}$ 为时段 t 内的实际光照强度; G_{stc} 为标准测试条件下的光照强度; α 为功率温度系数; T_w 和 T_r 分别为光伏机组的实际工作温度和参考温度。

电网可根据台风场景下台风风速是否大于 T 以及故障概率是否超过电网设定的概率值 θ_{wf} 来进行调度决策,其流程如图4所示。

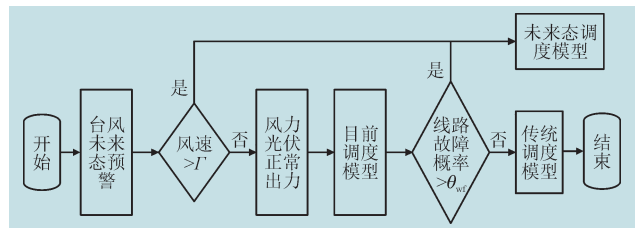


图4 台风场景的电网未来态调度触发条件

Fig.4 Triggers for Power grid dispatching for future states in typhoon scenario

2.2 典型极端气候场景下调度分析模块构建方法

2.2.1 极端气候发生前调度策略模型(机组组合)

在极端气候发生前的时段,电网由于没有进行未来态预警,因此无法得知线路是否将出现故障或机组出力受限的情况。此时电网按原有网架结构

进行机组组合。其目标函数为常规机组发电成本、启动成本、空载运行成本和新能源机组发电成本最小^[34-37]。考虑常规机组出力上、下限,因此加入约束 con5.1;考虑风力发电及光伏发电等新能源机组出力上限,加入约束 con5.2;考虑到常规机组相邻时段出力变化幅度限制,加入爬坡约束 con5.3 和 con5.4;考虑机组启停及状态转变逻辑,加入约束 con5.5;考虑常规机组需满足最低的连续运行时间或停机时间要求,加入约束 con5.6 及 con5.7;为保证启停及运行状态为二进制整数变量,加入约束 con5.8;考虑电网供需平衡,加入约束 con5.9;考虑输电线路安全运行的容量限制,加入约束 con5.10 及 con5.11;设 t 时段发生山火灾害。具体模型为

$$\begin{cases}
 \min f_{\text{obj1}} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G_1} C_i^{\text{eg}} P_{i,t} + C_i^{\text{su}} I_{i,t}^{\text{su}} + C_i^{\text{nl}} I_{i,t} + \\
 \sum_{t \in T} \sum_{n_e \in N_E} C_{n_e}^{\text{neg}} P_{n_e,t} \\
 \text{con5.1: } P_{i,\min} I_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} I_{i,t}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \\
 \text{con5.2: } 0 \leq P_{n_e,t} \leq P_{n_e,t}^{\text{pred}}, \quad \forall t \in T, n_e \in N_E \\
 \text{con5.3: } P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{U_i} I_{i,t}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \\
 \text{con5.4: } P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq R_{D_i} I_{i,t}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \\
 \text{con5.5: } I_{i,t} - I_{i,t-1} = I_{i,t}^{\text{su}} - I_{i,t}^{\text{sd}}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \\
 \text{con5.6: } \sum_{t-T_i^{\text{su}}+1}^t I_{i,t}^{\text{su}} \leq I_{i,t}, \quad \forall t \in T_i^{\text{su}}, i \in G_1 \\
 \text{con5.7: } \sum_{t-T_i^{\text{sd}}+1}^t I_{i,t}^{\text{sd}} \leq 1 - I_{i,t}, \quad \forall t \in T_i^{\text{sd}}, i \in G_1 \\
 \text{con5.8: } I_{i,t}, I_{i,t}^{\text{su}}, I_{i,t}^{\text{sd}} \in \{0,1\}, \quad \forall t \in T_i^{\text{sd}}, i \in G_1 \\
 \text{con5.9: } \sum_{i \in G_{1s}} P_{i,t} + \sum_{n_e \in N_{E_s}} P_{n_e,t} \\
 = \sum_{d \in D} P_{d,t} + \sum_{s \in S} P_{s,t}, \quad \forall t \in T \\
 \text{con5.10: } \sum_{i \in G_{1s}} P_{i,t} + \sum_{n_e \in N_{E_s}} P_{n_e,t} - \sum_{d \in D_s} P_{d,t} - \\
 \sum_{s \in S_n} P_{s,t} - \sum_{(n,m) \in L_n} \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm,t}} = 0, \quad \forall t \in T, n \in N \\
 \text{con5.11: } -P_{nm,\max} \leq \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm,t}} \leq P_{nm,\max}, \\
 \forall t \in T, (n,m) \in L
 \end{cases} \quad (5)$$

式中: f_{obj1} 为极端气候发生前,未采用未来态预警时的机组组合优化目标函数; $C_{n_e}^{\text{neg}}$ 为新能源发电机组 n_e 的出力报价函数; C_i^{eg} 为机组 i 的出力报价函数; T 为调度计划的总时段; G_1 为常规发电机组集合; N_E 为新能源发电机组集合; C_i^{su} 为 i 机组的启动成本; C_i^{nl} 为 i 机组的空载运行成本; $G_{1,n}$ 为第 n 个节点所接有的常规发电机组集合; $I_{i,t}^{\text{su}}$ 、 $I_{i,t}^{\text{sd}}$ 分别表示第 i 机组 t 时刻是否进行启动或停机,若在 t 时刻启动或停机,则为 1,否则为 0; $P_{i,\min}$ 为 i 机组出力最小值;

$P_{i,\max}$ 为 i 机组出力最大值; $I_{i,t}$ 、 $I_{i,t-1}$ 为第 i 个机组在 t 时刻和 $t-1$ 时刻是否投入运行,若为 1 则机组投入运行,若为 0 则未投入运行; $P_{i,t}$ 、 $P_{i,t-1}$ 为第 i 个机组在 t 时刻和 $t-1$ 时刻的出力; T_i^{su} 、 T_i^{sd} 为机组 i 的连续启动时刻和连续关停时刻; $P_{n_e,t}$ 为新能源机组在 t 时刻的实际调度出力; $P_{n_e,t}^{\text{pred}}$ 为新能源机组在 t 时刻可预测出力的最大值; R_{U_i} 、 R_{D_i} 分别为第 i 个机组向上、向下爬坡速率的限值; D 为系统的节点负荷集合; D_n 为系统节点负荷集合中的第 n 个节点所接负荷; L 为系统的所有线路集合; $P_{s,t}$ 为系统第 s 个断面在 t 时刻所需送出或接收的电量; $P_{d,t}$ 为 t 时刻第 d 个负荷值; $\theta_{m,t}$ 、 $\theta_{n,t}$ 为第 m 、 n 个节点在 t 时刻的节点电压相角; $P_{nm,\max}$ 为线路首尾节点为 nm 线路传输容量的最大值; S 为系统中所有断面的集合; S_n 为第 n 个节点所连断面; N 为系统节点的所有节点集合; N_{E_n} 为第 n 个节点所接有的新能源发电机组集合; $x_{nm,t}$ 为线路 nm 在 t 时刻的电抗值。

2.2.2 极端气候场景下传统调度模型(实时调度)

发生极端气候灾害后,受灾害影响,线路可能发生故障或出现风光机组出力受限的情况,此时需要电网按故障后网架结构或机组信息重新进行调度^[38-42]。考虑故障后系统可能出现潮流阻塞而不足以支撑电网的供电能力以及安全运行需求,电网需要紧急启用具有快速爬坡能力的备用容量,如抽水蓄能电站、旋转备用容量(调用时间 10 min 以内)和快速备用容量(调用时间 30 min 以内)。故当线路 l 发生故障时,传统调度模型的目标函数相比未故障时增加了旋转备用容量成本和快速备用容量成本;在约束条件上,增加了备用机组的出力约束和爬坡约束,同时线路集合发生改变。具体模型为

$$\begin{cases}
 \min f_{\text{obj2}}^{\text{L,fault}} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G_1} C_i^{\text{eg}} P_{i,t} + \sum_{t \in T} \sum_{j \in G_2} C_j^{\text{ss}} P_{j,t} + \sum_{t \in T} \sum_{n_e \in N_E} C_{n_e}^{\text{neg}} P_{n_e,t} \\
 \text{con6.1: } P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \cap G_2 \\
 \text{con6.2: } 0 \leq P_{n_e,t} \leq P_{n_e,t}^{\text{pred}}, \quad \forall t \in T, n_e \in N_E \\
 \text{con6.3: } P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{U_i}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \cap G_2 \\
 \text{con6.4: } P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq R_{D_i}, \quad \forall t \in T, i \in G_1 \cap G_2 \\
 \text{con6.5: } \sum_{i \in G_1 \cap G_2} P_{i,t} + \sum_{n_e \in N_{E_s}} P_{n_e,t} = \sum_{d \in D} P_{d,t} + \sum_{s \in S} P_{s,t}, \quad \forall t \in T \quad (6) \\
 \text{con6.6: } \sum_{i \in G_1 \cap G_2} P_{i,t} + \sum_{n_e \in N_{E_s}} P_{n_e,t} - \sum_{d \in D_s} P_{d,t} - \sum_{s \in S_s} P_{s,t} - \\
 \sum_{(n,m) \in L_n^{\text{L,fault}}} \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm,t}} = 0, \quad \forall t \in T, n \in N \\
 \text{con6.7: } -P_{nm,\max} \leq \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm,t}} \leq P_{nm,\max}, \\
 \forall t \in T, (n,m) \in L^{\text{L,fault}}
 \end{cases}$$

式中: $f_{obj2}^{l, fault}$ 为极端气候发生后,未采用未来态预警时的机组组合优化目标函数; G_2 为调用时间短的备用容量机组集合; C_j^{ss} 为可短时快速供应容量的机组 j 在 t 时段的出力报价函数; $L^{l, fault}$ 为线路 l 故障后除去 l 线路其他所有线路的集合。

2.2.3 极端气候场景下未来态调度模型(日内调度)

在典型极端气候场景的数字化调度模型中,电网会提前制定调度预案并预留充足的备用容量^[43-47]。相较于传统调度模型,数字化调度模型拥有更充裕的准备时间,因此,可选择的外购资源更为丰富,能够纳入调用时间较长的备用容量资源(例如调用时间在30 min以上的慢速备用机组),从而拓宽调度决策的选择空间^[48-52]。

当线路 l 发生故障时,未来态调度模型的目标函数中新增了慢速备用容量成本项;同时,约束条件中补充了与慢速备用机组相关的约束。此外,考虑到风光机组存在出力预测误差,为确保故障状态下调度方案的可靠性,本文将新能源机组的出力上限定为预测值与历史最小实际预测比的乘积。具体模型为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f_{obj3}^{l, fault} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in G_1} C_i^{eg} P_{i,t} + \sum_{t \in T} \sum_{j \in G_2} C_j^{ss} P_{j,t} + \\ \sum_{t \in T} \sum_{n_e \in N_E} C_{n_e}^{neg} P_{n_e,t} + \sum_{t \in T} \sum_{k \in G_3} C_k^{ls} P_{k,t} \\ \text{con7.1: } P_{i, \min} \leq P_{i,t} \leq P_{i, \max}, \quad \forall t \in T, i \in G \\ \text{con7.2: } 0 \leq P_{n_e,t} \leq P_{n_e,t}^{\text{pred}} \times \varepsilon_{n_e, \min}, \quad \forall t \in T, n_e \in N_E \\ \varepsilon_{n_e, \min} = \min \left(\frac{P_{n_e}^{\text{his} - \text{actual}}}{P_{n_e}^{\text{his} - \text{pred}}} \right) \\ \text{con7.3: } P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{U_i}, \quad \forall t \in T, i \in G \\ \text{con7.4: } P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq R_{D_i}, \quad \forall t \in T, i \in G \\ \text{con7.5: } \sum_{i \in G} P_{i,t} + \sum_{n_e \in N_E} P_{n_e,t} = \sum_{d \in D} P_{d,t} + \sum_{s \in S} P_{s,t}, \quad \forall t \in T \\ \text{con7.6: } \sum_{i \in G_e} P_{i,t} + \sum_{n_e \in N_{E_e}} P_{n_e,t} - \sum_{d \in D_e} P_{d,t} - \sum_{s \in S_e} P_{s,t} - \\ \sum_{(n,m) \in L_e^{\text{fault}}} \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm,t}} = 0, \quad \forall t \in T, n \in N \\ \text{con7.7: } -P_{nm, \max} \leq \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm,t}} \leq P_{nm, \max}, \\ \forall t \in T, (n,m) \in L^{\text{fault}} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: $f_{obj3}^{l, fault}$ 为极端气候发生后,采用未来态预警时的机组组合优化目标函数; G_3 为调用时间较长的慢速备用容量机组集合; $\varepsilon_{n_e, \min}$ 为新能源机组 n_e 的历史出力实际值与预测值的最小值; $P_{n_e}^{\text{his} - \text{actual}}$ 为 n_e 机组的历史出力真实值; $P_{n_e}^{\text{his} - \text{pred}}$ 为 n_e 机组的历史出力预测值;

$C_{n_e}^{neg}$ 为新能源机组 n_e 的出力报价函数; $P_{k,t}$ 为慢速备用机组 k 的出力; G 为 G_1 、 G_2 和 G_3 3个集合的交集; C_k^{ls} 为慢速备用机组 k 在 t 时段的出力报价函数。

由于未来态多了对极端气候下线路故障概率和风光发电机组出力受限情况的分析,使得电网能够考虑气候对电力系统的影响并做出超前的预案,从而在调度中增加了更多的备选机组进行调度,使得调度经济成本降低。

本文聚焦于对台风及山火2种极端气候进行分析。对台风场景进行分析时,考虑到线路可能出现故障的可能及因台风导致风力机组、光伏机组出现出力波动的情况,在电网调度时需要按照故障后的网架结构调度,同时对风力机组及光伏机组的出力上限进行约束;对山火场景分析时,则需要考虑山火导致输电线路故障的情况,按线路故障后的网架结构进行调度。

2.3 极端气候下电网未来态调度实施方式与效果分析建模

当出现极端气候突发状况时,电网紧急启用备用容量,若备用容量足以满足系统供电缺额,则电网公司的损失仅为备用容量的购买成本;若备用容量不足以满足供电缺额,则不满足部分电量用户将出现停电风险,此时电网损失应为备用容量的购买成本,以及给予因故障造成停电的用户的停电补偿成本。因此极端气候影响下电网损失计算公式为

$$L_{\text{company}} = \begin{cases} F \times \sum_{a=1}^N (\theta_a \times \sum_{t=1}^T C^E(P_{sp,t,a}^a)) & , P_{sp,t}^a \leq P_{sp, \max} \\ F \times \sum_{a=1}^N (\theta_a \times \sum_{t=1}^T (C^E(P_{sp, \max}^a) + \omega_1 P_{st,t}^a)) & , P_{sp,t}^a > P_{sp, \max} \end{cases} \quad (8)$$

式中: L_{company} 为电网损失; F 为极端气候的年发生次数; a 为某种极端气候下的故障种类; θ_a 为第 a 种故障种类的故障概率; $P_{sp,t}^a$ 为第 a 种故障种类下在第 t 时段所需的备用机组出力,由调度分析模型给出; $P_{st,t,a}^a$ 为第 a 种故障类型下在 t 时段内系统的供电缺额; $C^E(\cdot)$ 为备用机组成本函数; $P_{sp, \max}$ 为系统的备用容量; ω_1 为单位电量停电补偿系数。

当电力系统发生故障后,若系统出现供电缺额造成停电,则会导致工业停产、商业中断及居民生活不便,造成严重的社会损失与社会效率的降低。因此本文选择供电缺额做为衡量社会损失的指标,其计算方法为

$$L_{\text{society}} = \begin{cases} 0 & , P_{sp,t,a} \leq P_{sp,\max} \\ F \times \sum_{a=1}^N (\theta_a \times \sum_{t=1}^T P_{st,t,a}), P_{sp,t,a} > P_{sp,\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中： L_{society} 为极端气候下突发情况造成的社会损失。

3 案例分析

3.1 仿真对象

为了对本文提出的电网未来态调度数字化举措投资决策分析模型进行仿真验证,在案例分析中采用 30 节点^[20]系统改进的网架结构,该区域电网存在与外部电网相连的情况,电网拓扑如图 5 所示。单位电量停电补偿系数依据《供电营业规则》中第九十七条选取为 1 400 元/(MW·h);事故备用容量一般为系统最大负荷的 7%~10%,本文取 40 MW;区域每年发生山火次数为 4 次,发生台风次数为 3 次。系统日负荷需求如图 6 所示。

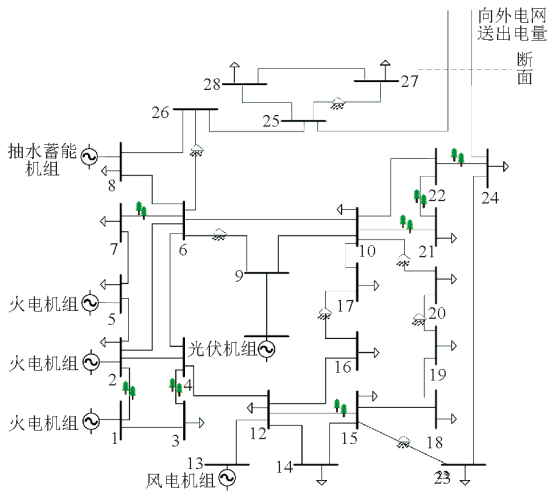


图5 电网拓扑图

Fig.5 Power grid topology diagram

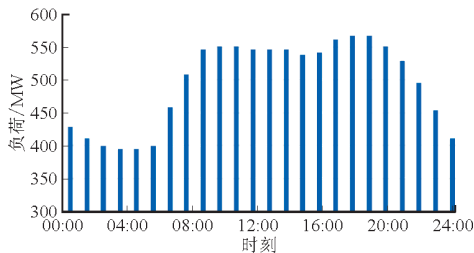


图6 电力用户日负荷以及电网外送电能负荷需求

Fig.6 Daily load of power users and the load demand for feeding out power transmission of the grid

山火场景调度分析模型和台风影响时场景未

来态调度效果分析模型中,植被覆盖且受到山火和受台风影响时线路发生故障的概率如表 1 所示。风电、光伏出力曲线分析分别如图 7、图 8 所示。

表 1 山火和台风场景线路故障概率表

Table 1 Line fault probability in wildfire scenario and typhoon scenario

线路	线路 1	线路 4	线路 9	线路 18	线路 27	线路 29	线路 31
山火概率	0.827	0.922	0.224	0.464	0.104	0.634	0.392
线路	线路 11	线路 21	线路 24	线路 30	线路 35	线路 37	线路 41
台风概率	0.627	0.87	0.437	0.564	0.452	0.554	0.822

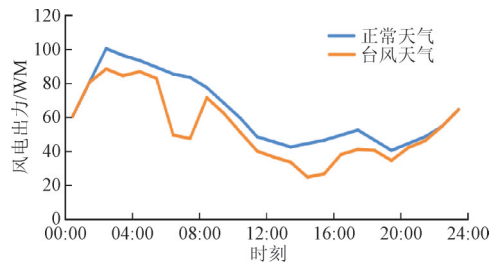


图7 风电出力曲线图

Fig.7 Wind power output curve

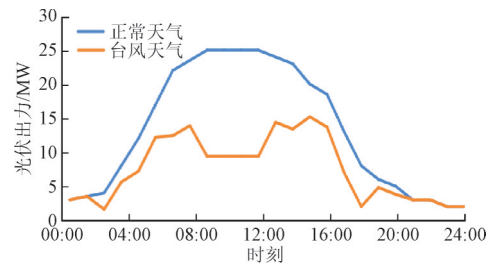


图8 光伏出力曲线图

Fig.8 PV output curve

3.2 实验结果分析

3.2.1 山火场景实验结果分析

基于调度分析模型所得调度结果,山火场景下不同线路故障后传统调度与未来态调度的电网所需增购的备用容量如表 2 所示。

将调度分析模块所得表 2 中数据输入至效果分析模块,得到山火场景的未来态调度数字化措施前、后的电网损失与社会损失,具体数据如表 3 所示。

由表 2 可知,在 18:00 和 19:00 线路 1 与线路 4 故障时备用容量的需求较高,出现这种现象的原因是线路 1 和线路 4 故障会导致传统调度下电网潮流严重阻塞。而在未来态调度下,无论哪个时段

表2 山火场景传统调度和未来态调度下电网所需增购的紧急备用容量

Table 2 The additional emergency spare capacity required by the power grid under traditional dispatch and future state dispatch in wildfire scenarios

时刻	备用容量/MW													
	线路1		线路4		线路9		线路18		线路27		线路29		线路31	
	传统	未来	传统	未来	传统	未来	传统	未来	传统	未来	传统	未来	传统	未来
01:00	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0
02:00	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0
03:00	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0
04:00	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0
05:00	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0
06:00	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0	40	0
07:00	17.8	0	13.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	28.1	0	23.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00	31.9	0	27.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	36.2	0	31.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	36.29	0	31.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	31.9	0	27.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	31.9	0	27.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	31.9	0	27.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	30.2	0	25.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	30.7	0	26.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	48.07	0	43.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	52.9	0	48.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	52.9	0	48.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	36.2	0	31.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	29.05	0	24.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	24.59	0	20.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	10.9	0	7.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

表3 山火场景效果分析模型输出结果

Table 3 Output results of the effectiveness analysis model for wildfire scenarios

损失	传统调度	未来态调度
电网损失/(元·a ⁻¹)	116 498.8	0
社会损失[(MW·h)·a ⁻¹]	7.664 9	0

或故障线路,紧急备用容量的增购需求始终为0,表明未来态调度能提前有效预判并调度资源,避免了事故发生后的应急备用调用需求。

在电网损失方面,传统调度的损失为116 498.8元/a,未来态调度不需增购紧急备用容量,因此,电网损失为0。传统调度的停电损失达到了7.664 9 MW·h/a,而未来态调度实现了零停电,完全避免了社会损失。

3.2.2 台风场景实验结果分析

由调度分析模型所得调度结果得出台风场景下风光机组出力受限时,传统调度与未来态调度的电网所需增购的备用容量,如表4、表5所示,台风场景的效果分析模型输出结果如表6所示。

表4 台风场景传统调度下电网所需增购的紧急备用容量

Table 4 The additional emergency spare capacity required by the power grid under traditional dispatch in typhoon scenarios

时刻	备用容量/MW						
	线路11	线路21	线路24	线路30	线路35	线路37	线路41
	01:00	0	0	40	148.6	0	0
02:00	0	0	40	60	0	40	0
03:00	68.8	69.6	49.6	9.6	9.6	49.6	69.6
04:00	64.6	69.6	49.6	69.6	9.6	69.6	69.6
05:00	62.6	7.6	47.6	122.6	7.6	47.6	7.6
06:00	66.8	7.6	47.6	67.6	7.6	47.6	67.6
07:00	30.4	30.4	30.4	99	30.4	30.4	30.4
08:00	30.4	30.4	30.4	76.5	30.4	30.4	30.4
09:00	14.4	14.4	14.4	160	14.4	14.4	74.4
10:00	14.4	74.4	14.4	74.4	14.4	14.4	74.4
11:00	16	16	16	100	16	16	16
12:00	16	16	16	80.9	16	16	76
13:00	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
14:00	12.4	12.4	12.4	72.4	12.4	12.4	72.4
15:00	16.4	16.4	16.4	90.8	16.4	16.4	16.4
16:00	16.4	26	16.4	110	16.4	16.4	16.4
17:00	11.6	11.6	11.6	173.5	11.6	11.6	71.6
18:00	11.6	11.6	11.6	160	11.6	11.6	71.6
19:00	4.8	4.8	4.8	160	4.8	4.8	64.8
20:00	4.8	4.8	4.8	144.8	4.8	4.8	64.8
21:00	1.6	47.6	1.6	72.8	1.6	1.6	47.6
22:00	80	18.7	1.6	91.6	1.6	1.6	18.7
23:00	0	58.1	0	40	0	0	0
24:00	0	35	0	0	0	0	0

表5 台风场景未来态调度下电网所需增购的紧急备用容量
Table 5 The additional emergency spare capacity required by the power grid under future dispatch in typhoon scenarios

时刻	备用容量/MW						
	线路 11	线路 21	线路 24	线路 30	线路 35	线路 37	线路 41
01:00	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0
03:00	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
04:00	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
05:00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
06:00	4	4	4	4	4	4	4
07:00	80	80	28.5	80	28.5	28.5	28.5
08:00	20.2	62.1	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
09:00	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
10:00	8	8	8	8	8	8	8
11:00	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
12:00	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6
13:00	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
14:00	27.1	27	4.8	4.8	4.8	26.8	4.8
15:00	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	34.5	7.2
16:00	30.9	13.7	13.7	13.7	13.7	30.6	30.7
17:00	4.7	4.7	4.7	4.7	12.1	4.7	4.7
18:00	7.6	7.5	7.8	7.4	7.5	7.4	7.4
19:00	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
20:00	23.1	2.8	2.8	22.7	2.8	2.8	2.8
21:00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
22:00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
23:00	0	60	0	0	0	0	0
24:00	0	60	0	0	0	0	0

表6 台风场景效果分析模型输出结果
Table 6 Output results of the effectiveness analysis model for typhoon scenarios

参数	传统调度	未来态调度
电网损失/(元·a ⁻¹)	355 462.5	155 487.7
社会损失/(MW·h)·a ⁻¹	154.79	17.058

由表5、表6可知,在备用容量的需求上,传统调度在多个时段内需大幅增购备用容量,尤其是在17:00,线路30和线路41故障时的增购需求分别高达173.5 MW和71.6 MW。而在未来态调度下,备用容量的需求显著减少。以线路30为例,传统调度17:00需增购173.5 MW,而未来态调度下仅需4.7 MW,减少了168.8 MW的备用容量调用需求。总体来看,未来态调度通过提前预判台风的影响,显著降低了故障后备用容量的紧急调用需求。

由表7可知,在电网损失方面,传统调度的总损失为355 462.5元/a,而未来态调度将电网损失减少到155 487.7元/a,降幅约为56%。未来态调度通过提前调度,避免了传统调度中大量备用容量的紧

急调用及由此产生的高额成本。在社会损失方面,传统调度的停电损失达到了154.79 MW·h/a,而未来态调度将其减少到17.058 MW·h/a,减少了约90%社会停电损失。由于未来态调度能够更好地预见线路故障和风电波动的情况,并提前做出响应,因此能够有效避免大量停电情况的发生,从而显著减少社会经济损失。

4 结论

本文介绍了一种面向典型极端气候下电网未来态调度的数字化效果分析方法。实验结果表明:

1) 未来态调度通过对极端气候的提前预警和应对,能够有效减少电网在应急情况下对备用容量的紧急调用需求,提升了电网的整体运行效率。

2) 未来态调度在减少电网及社会的损失方面表现尤为突出,能够降低故障发生后对电力系统稳定性的冲击,确保电网的持续安全运行。

未来态调度不仅提高了电网的韧性,还为应对极端气候下的电力保障提供了更可靠的技术支持。

参考文献

- [1] 许寅,吴翔宇,王颖.极端事件下基于城市分区电网孤岛运行的韧性提升技术研究及展望[J].供用电,2024,41(8):45-53.
XU Yin, WU Xiangyu, WANG Ying. Research and prospect on resilience enhancement technology based on islanded operation of urban partitioned power grids under extreme events[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(8): 45-53.
- [2] 孙华东,许涛,郭强,等.英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J].中国电机工程学报,2019,39(21):6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192.
- [3] 李琳,冀鲁豫,张一弛,等.巴基斯坦“1·9”大停电事故初步分析及启示[J].电网技术,2022,46(2):655-663.
LI Lin, JI Luyu, ZHANG Yichi, et al. Preliminary analysis and lessons of blackout in Pakistan power grid on January 9, 2021[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 655-663.
- [4] 何剑,屠竞哲,孙为民,等.美国加州“8·14”、“8·15”停电事件初步分析及启示[J].电网技术,2020,44(12):

- 4471-4478.
- HE Jian, TU Jingzhe, SUN Weimin, et al. Preliminary analysis and lessons of California power outage events on August 14 and 15, 2020[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4471-4478.
- [5] 王振浩, 罗剑潇, 成龙, 等. 面向台风天气下主动配电网韧性提升的改进分级减载策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 34-48.
- WANG Zhenhao, LUO Jianxiao, CHENG Long, et al. Improved graded load reduction strategy for resilience enhancement of an active distribution network in a typhoon [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 34-48.
- [6] 陈亦平, 刘育成, 夏成军, 等. 极端天气下爱尔兰新能源高渗透场景调度经验及启示[J]. 电力建设, 2024, 45(9): 26-38.
- CHEN Yiping, LIU Yucheng, XIA Chengjun, et al. Irish experience and insights on dispatching in high renewable penetration scenarios during extreme weather periods[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(9): 26-38.
- [7] 王振国, 康丽莉, 李特, 等. 浙江沿海地区台风灾害风险区域划分研究[J]. 浙江电力, 2024, 43(3): 28-37.
- WANG Zhenguo, KANG Lili, LI Te, et al. A study on typhoon disaster risk zoning in Zhejiang coastal areas[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(3): 28-37.
- [8] 陈凡, 徐浪, 赵美莲, 等. 考虑气象影响的电力系统运行可靠性评估[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 130-140.
- CHEN Fan, XU Lang, ZHAO Meilian, et al. Operational reliability evaluation of power system considering meteorological impacts[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(6): 130-140.
- [9] 宋明阳, 瞿晟珉, 秦少茜, 等. 基于故障风险水平的海上风电场机会维护策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 117-129.
- SONG Mingyang, QU Shengmin, QIN Shaoxi, et al. Offshore wind farm opportunity maintenance strategy based on failure risk level[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(6): 117-129.
- [10] 许守东, 王建, 李铭益, 等. 极端气象灾害下考虑 MESS 主动调控的配电网故障恢复策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(12): 45-57.
- XU Shoudong, WANG Jian, LI Mingyi, et al. Distribution network fault recovery strategy considering active control of an MESS in extreme weather[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12): 45-57.
- [11] 付红军, 朱劭璇, 王步华, 等. 基于长短期记忆神经网络
- 的检修态电网低频振荡风险预测方法[J]. 发电技术, 2024, 45(2): 353-362.
- FU Hongjun, ZHU Shaoxuan, WANG Buhua, et al. Risk prediction method of low frequency oscillation in maintenance power network based on long short term memory neural network[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(2): 353-362.
- [12] 李明, 彭开宇, 陈利, 等. 电网建设安全风险预警预测技术研究[J]. 农村电气化, 2024(4): 52-55.
- LI Ming, PENG Kaiyu, CHEN Li, et al. Research on safety risk warning and prediction technology for power grid construction[J]. Rural Electrification, 2024(4): 52-55.
- [13] 卢明, 郭志明, 孟高军, 等. 输电线路气象风险精细化建模及气象灾害的在线预警防御策略[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(1): 208-217.
- LU Ming, GUO Zhiming, MENG Gaojun, et al. Refined meteorological risk modeling of transmission lines and online warning and defense strategies of meteorological disasters[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(1): 208-217.
- [14] 黄四亮, 孟湛博, 邢晓敏, 等. 考虑灾前预防和灾时响应状态下的弹性配电网提升策略研究[J]. 东北电力大学学报, 2023, 43(4): 82-89.
- HUANG Siliang, MENG Zhanbo, XING Xiaomin, et al. Consider the research on the improvement strategy of resilient distribution network under pre-disaster prevention and disaster response[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2023, 43(4): 82-89.
- [15] 李明, 彭开宇, 陈利, 等. 电网建设安全风险预警预测技术研究[J]. 农村电气化, 2024(4): 52-55.
- LI Ming, PENG Kaiyu, CHEN Li, et al. Research on safety risk warning and prediction technology for power grid construction[J]. Rural Electrification, 2024(4): 52-55.
- [16] 卢明, 郭志明, 孟高军, 等. 输电线路气象风险精细化建模及气象灾害的在线预警防御策略[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(1): 208-217.
- LU Ming, GUO Zhiming, MENG Gaojun, et al. Refined meteorological risk modeling of transmission lines and online warning and defense strategies of meteorological disasters[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(1): 208-217.
- [17] 胡乾坤, 黄南天. 极端温度气象日母线日前负荷预测[J]. 东北电力大学学报, 2023, 43(1): 55-61.
- HU Qiankun, HUANG Nantian. Day-ahead bus load forecasting in the extreme temperature meteorological days [J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2023, 43

- (1):55-61
- [18] 冯凯,应展烽,陈涵,等.计及线路热惯性效应的模型预测控制安全经济调度模型[J].电工技术学报,2018,33(8):1875-1883.
FENG Kai, YING Zhanfeng, CHEN Xiong, et al. Model predictive control security economic dispatch model considering transmission line thermal inertia effect[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(8):1875-1883
- [19] 丁紫玉,方国华,毛莺池,等.考虑发电与弃水风险的梯级水电站水库风险调度模型[J].水资源保护,2024,40(2):100-106,149.
DING Ziyu, FANG Guohua, MAO Yingchi, et al. Risk dispatching model of cascade hydropower station reservoirs considering power generation and water abandonment risks [J]. Water Resources Protection, 2024, 40(2):100-106, 149.
- [20] 顾雪平,刘彤,李少岩,等.用于未来态预测的电网运行断面时空相似性挖掘[J].电工技术学报,2022,37(23):6145-6156.
GU Xueping, LIU Tong, LI Shaoyan, et al. Temporal and spatial similarity mining of power grid running section for future state prediction[J]. Transactions of China Electro-technical Society, 2022, 37(23):6145-6156.
- [21] 薛斌,马晓伟,任景,等.基于双向长短时记忆网络和设备未来态的停电优化模型[J].电子器件,2022,45(3):732-738.
XUE Bin, MA Xiaowei, REN Jing, et al. Outage optimization model based on bidirectional long short time memory network and future state of equipment[J]. Chinese Journal of Electron Devices, 2022, 45(3):732-738.
- [22] 殷浩洋,刘东.山火灾害下电网安全形态的事件驱动模型与动态推演方法[J].中国电机工程学报,2024,44(20):7911-7925.
YIN Haoyang, LIU Dong. Event-driven model and dynamic deduction method of security morphological of power system under wildfires[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(20):7911-7925.
- [23] 欧阳帆,余笑龙,徐彪,等.基于多指标综合评价的配电网接地故障山火风险等级划分[J].电力系统保护与控制,2024,52(8):10-19.
OUYANG Fan, SHE Xiaolong, XU Biao, et al. A method for dividing the forest fire risk levels caused by a ground fault risk levels on distribution lines based on multiple index comprehensive evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(8):10-19.
- [24] 罗昊,杨琪,王炜宇,等.基于XGBoost的输电线路火灾风险等级评估方法[J].电力科学与技术学报,2023,38(6):132-141.
LUO Hao, YANG Qi, WANG Weiyu, et al. XGBoost-based assessment method for fire risk levels of transmission lines [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(6):132-141.
- [25] 汤耀景,林雅,张彩友,等.考虑台风动态过程的电网故障路径分析方法[J].电网与清洁能源,2024,40(2):119-126.
TANG Yaojing, LIN Ya, ZHANG Caiyou, et al. An analysis method of power grid failures path considering dynamic typhoon process[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(2):119-126.
- [26] 王津宇,李哲,梁允,等.计及气象因素的输电线路安全性评估[J].电力科学与技术学报,2023,38(1):210-217.
WANG Jinyu, LI Zhe, LIANG Yun, et al. Safety evaluation of transmission lines considering meteorological factors[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(1):210-217.
- [27] 谢善益,杨强,谢恩彦,等.考虑受端电网运行安全的台风条件下海上风电场协调运行策略[J].浙江电力,2023,42(10):17-24.
XIE Shanyi, YANG Qiang, XIE Enyan, et al. The coordinated operation strategy for offshore wind farms with energy storage under typhoon conditions considering the operation safety demand of receiver grid[J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(10):17-24.
- [28] 童旭.风电场风能资源分析方法与综合评价研究[J].电力科技与环保,2023,39(4):292-298.
TONG Xu. Study of comprehensive evaluation analysis of wind energy resources in wind farm[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2023, 39(4):292-298.
- [29] 张金龙,张衡,程浩忠,等.考虑台风时空演变的风电容量可信度评估方法[J].电力建设,2024,45(8):75-84.
ZHANG Jinlong, ZHANG Heng, CHENG Haozhong, et al. Reliability assessment method of wind power capacity considering the spatiotemporal variation of typhoons[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(8):75-84.
- [30] 于永进,梁荣波,刘婧文,等.基于零和博弈的电力系统最优调度[J].中国科技论文,2019,14(5):548-552.
YU Yongjin, LIANG Rongbo, LIU Jingwen, et al. Optimal scheduling of power systems based on zero-sum game[J]. China Sciencepaper, 2019, 14(5):548-552.
- [31] 方超颖,许军,丁志龙,等.山火灾害下输电系统的弹性

- 评估方法及其提升措施[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 239-247.
- FANG Chaoying, XU Jun, DING Zhilong, et al. Resilience assessment method and enhancement measures of power transmission system under mountain fire disasters[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(2): 239-247.
- [32] 朱兰, 张学涵, 李振坤, 等. 台风天气计及停机概率的电能、惯性与一次调频联合出清模型[J]. 现代电力, 2025, 42(3): 562-570.
- ZHU Lan, ZHANG Xuehan, LI Zhenkun, et al. Combined clearing model of electric energy, inertia and primary frequency regulation considering shutdown probability in typhoon weather[J]. *Modern Electric Power*, 2025, 42(3): 562-570.
- [33] 张金龙, 张衡, 程浩忠, 等. 考虑台风时空演变的风电容量可信度评估方法[J]. 电力建设, 2024, 45(8): 75-84.
- ZHANG Jinlong, ZHANG Heng, CHENG Haozhong, et al. Reliability assessment method of wind power capacity considering the spatiotemporal variation of typhoons[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(8): 75-84.
- [34] 李练兵, 高一波, 代亮亮, 等. 多策略改进白鲨算法的风光氢储微电网优化调度[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2025, 53(7): 31-37.
- LI Lianbing, GAO Yibo, DAI Liangliang, et al. Multi-strategy improved white shark algorithm for wind and hydrogen storage microgrids optimal scheduling[J]. *Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition)*, 2025, 53(7): 31-37.
- [36] NIKNAM T, NARIMANI M R, JABBARI M. Dynamic optimal power flow using hybrid particle swarm optimization and simulated annealing[J]. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2013, 23(7): 975-1001.
- [37] 国家发展和改革委员会. 供电营业规则[EB/OL]. [2024-10-16] https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11326/202405/content_6949617.html.
- National Development and Reform Commission. Power supply business rules[EB/OL]. [2024-10-16] https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11326/202405/content_6949617.html.
- [38] 蒋承刚, 熊国江, 帅茂杭. 基于DE-Jaya混合优化算法的电力系统经济调度方法[J]. 传感器与微系统, 2023, 42(8): 157-160, 164.
- JIANG Chenggang, XIONG Guojiang, SHUAI Maohang. Economic dispatching method of power system based on DE-Jaya hybrid optimization algorithm[J]. *Transducer and Microsystem Technologies*, 2023, 42(8): 157-160, 164.
- [39] 田年杰, 王宁, 王永刚, 等. 考虑计划执行与新能源消纳的中长期调度优化方法[J]. 沈阳工业大学学报, 2023, 45(2): 133-138.
- TIAN Nianjie, WANG Ning, WANG Yonggang, et al. Optimization method for medium and long term dispatch schedule considering schedule execution and new energy consumption[J]. *Journal of Shenyang University of Technology*, 2023, 45(2): 133-138.
- [40] 张照彦, 张东月, 刘志恒, 等. 综合能源系统多时间尺度复合调度优化运行方法研究[J]. 中国测试, 2023, 49(1): 137-144.
- ZHANG Zhaoyan, ZHANG Dongyue, LIU Zhiheng, et al. Research on multi-time-scale compound coordinated optimal operation method of integrated energy system[J]. *China Measurement & Test*, 2023, 49(1): 137-144.
- [41] 胡少华, 杨淑婷, 许克华, 等. 基于改进狼群算法的含分布式能源配电网优化重构[J]. 黑龙江电力, 2024, 46(1): 45-49.
- HU Shaohua, YANG Shuting, XU Kehua, et al. Optimal reconfiguration of distribution network with NISTributed energy based on improved wolf pack algorithm[J]. *Heilongjiang Electric Power*, 2024, 46(1): 45-49.
- [42] 王一妹, 李俊领, 曾杰, 等. 计及不可调度DG的孤岛串级交流微电网功率控制方法[J]. 电源学报, 2024, 22(3): 298-306.
- WANG Yimei, LI Junling, ZENG Jie, et al. Power control method for island cascaded AC microgrid including non-dispatchable DG[J]. *Journal of Power Supply*, 2024, 22(3): 298-306.
- [43] 呼斯乐, 王渊, 于源, 等. 考虑风光不确定性与灵活性指标的园区综合能源系统最优调度[J]. 内蒙古电力技术, 2024, 42(1): 15-21.
- HU Sile, WANG Yuan, YU Yuan, et al. Optimal dispatching of integrated energy system in industrial parks considering wind and solar uncertainty and flexibility indicators[J]. *Inner Mongolia Electric Power*, 2024, 42(1): 15-21.
- [44] 李阳, 张启亮, 李开灿, 等. 计及主动需求响应的配电网有功无功鲁棒优化调度[J]. 山东电力技术, 2024, 51(1): 35-44.
- LI Yang, ZHANG Qiliang, LI Kaican, et al. Active and reactive robust optimal dispatch of distribution network considering active demand response[J]. *Shandong Electric Power*, 2024, 51(1): 35-44.
- [45] 周忠玉, 孔小民, 郝沛, 等. 面向云储能差异化调控的有

- 源配电网多区域分布式光伏高效消纳方法[J]. 湖南电力, 2024, 44(3): 136-144.
- ZHOU Zhongyu, KONG Xiaomin, HAO Pei, et al. Efficient consumption methods of multi-area distributed photovoltaic energy for active distribution network with differentiated scheduling for cloud energy storage[J]. Hunan Electric Power, 2024, 44(3): 136-144.
- [46] 晁文浩, 袁至, 李骥. 计及电转气-风-火-核-碳捕集的多源联合系统优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(1): 183-194.
- CHAO Wenhao, YUAN Zhi, LI Ji. Optimal dispatch of power system with P2G-wind-thermal-nuclear-carbon capture units[J]. Electric Power, 2024, 57(1): 183-194.
- [47] 郭斯琦, 楼劲, 郑凌蔚. 考虑热网特性的综合能源系统混合时间尺度调度方法[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 16-26.
- GUO Siqi, LOU Jin, ZHENG Lingwei. Hybrid time scale scheduling method for integrated energy systems considering the characteristics of heating networks[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 16-26.
- [48] 王宇坤, 陈皓勇, 黄宇翔, 等. 多重不确定性下的虚拟电厂参与电能量和需求响应市场鲁棒优化调度策略[J]. 发电技术, 2024, 45(6): 1173-1185.
- WANG Yushen, CHEN Haoyong, HUANG Yuxiang, et al. Robust optimal scheduling strategy for virtual power plant participation in electric energy and demand response markets under multiple uncertainties[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(6): 1173-1185.
- [49] 谭九鼎, 李帅兵, 李明澈, 等. 计及不确定性的分布式微网参与电网优化调度方法综述[J]. 综合智慧能源, 2024, 46(1): 38-48.
- TAN Jiuding, LI Shuaibing, LI Mingche, et al. Optimized scheduling of the power grid with participation of distributed microgrids considering their uncertainties[J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, 46(1): 38-48.
- [50] 赵心怡, 谢俊, 周翠玉, 等. 风-光-抽蓄零碳电力系统多时间尺度协调调度模型[J]. 电力工程技术, 2023, 42(3): 121-129.
- ZHAO Xinyi, XIE Jun, ZHOU Cuiyu, et al. A multi-time scale coordinated dispatching model of wind-photovoltaic-pumped storage zero-carbon power system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 121-129.
- [51] 王灿, 李欣然, 赵积红, 等. 基于P2G与富氧燃烧联合运行的多能源低碳调度[J]. 电力工程技术, 2023, 42(3): 139-148.
- WANG Can, LI Xinran, ZHAO Jihong, et al. Low carbon scheduling of multi-energy system based on power to gas combined with oxygen enriched combustion[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 139-148.
- [52] 束娜, 江山, 刘春伶, 等. 计及灵活性资源多时间尺度协调互济的电-气-热综合能源系统优化调度[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 3-15.
- SHU Na, JIANG Shan, LIU Chunling, et al. Optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system with flexible resources in multiple time scales[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 3-15.

收稿日期: 2025-02-18。 修回日期: 2025-03-18。

作者简介:

尹莞婷(1995—), 女, 博士, 工程师, 研究方向为电力系统运行、数字化转型;

王嘉杰(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行、数字化转型、电力市场;

王智敏(1988—), 女, 博士, 高级工程师, 研究方向为系统运行、数字化转型;

刘玉航(2002—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行、数字化转型;

孙艺新(1983—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为能源大数据、数字化转型等;

杨苓(1992—), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行、微网运行与控制等;

许方园(1984—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行、电力市场、数字化转型等。

(编辑 董小兵)