

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240245

考虑风电不确定性的电力系统在线动态分区恢复优化方法

刘珂¹, 顾雪平¹, 白岩松¹, 李少岩¹, 刘艳¹, 刘玉田², 王洪涛²

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北保定 071003; 2. 电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东济南 250061)

摘要: 规模风电的接入给电力系统运行与控制带来了很大不确定性, 也给大停电后的系统恢复带来挑战。根据恢复过程中变化的风电出力场景动态调整分区恢复方案有助于提升恢复效率。在计及初始停电场景中风电不确定性的基础上, 为进一步考虑恢复过程中风电出力的不确定性, 提出了一种电力系统在线动态分区恢复优化方法。首先, 建立风电出力的不确定场景集合, 基于 Wasserstein 距离构建分布之间的测度, 采用核密度估计求取风电出力预测误差的不确定集合。然后, 刻画恢复模型约束、分区模型约束、动态分区约束, 分别从系统网架和运行状态两个角度设立两阶段优化目标, 建立两阶段动态分区恢复分布鲁棒优化模型, 并采用对偶理论等实现模型的转化与求解。最后, 新英格兰 10 机 39 节点系统和实际电网算例的仿真结果表明所提动态分区恢复方法能有效应对风电出力不确定性和提高系统恢复效率。

关键词: 电力系统恢复; 分区恢复; 在线决策; 风电不确定性; 分布鲁棒优化

Online dynamic partition restoration optimization method of a power system considering wind power uncertainty

LIU Ke¹, GU Xueping¹, BAI Yansong¹, LI Shaoyan¹, LIU Yan¹, LIU Yutian², WANG Hongtao²

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education (Shandong University), Jinan 250061, China)

Abstract: The access of large-scale wind power brings great uncertainty to the operation and control of a power system, and also brings challenges to the system restoration after blackout. Dynamically adjusting the partition restoration scheme according to the changing wind power output scenarios during the restoration process helps to improve restoration efficiency. Based on the uncertainty of wind power in the initial outage scenario, an online dynamic partition restoration optimization method for a power system is proposed to further consider the uncertainty of wind power output during the restoration process. First, the uncertain scenario set of wind power output is established, and the measure between distributions is constructed based on Wasserstein distance. Kernel density estimation is used to obtain the uncertain set of wind power output prediction error. Secondly, the restoration model, partition model and dynamic partition constraints are characterized. Two-stage optimization objectives are set up from the perspectives of grid topology and operation state, and the two-stage dynamic partition restoration distributed robust optimization model is established. The dual theory is used to realize the transformation and analysis of the model. Finally, a simulation of the New England 10-machine 39-bus system and a real power system verify that the dynamic partition restoration method proposed can effectively deal with the uncertainty of wind power output and improve system restoration efficiency.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U22B2099).

Key words: power system restoration; partition restoration; online decision; wind power uncertainty; distributed robust optimization

0 引言

近年来, 在自然灾害频繁出现、新能源渗透率

逐渐升高等多重因素影响下, 系统发生大停电事故的概率呈现增大趋势^[1-2]。科学有效的系统恢复策略能够缩短系统停电时间, 减少经济损失^[3]。当前的停电系统恢复策略主要包括串行恢复和并行恢复。前者属于接力恢复模式, 电源供给较为稳定, 但全

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U22B2099)

面恢复网架和负荷的时间较长。为提高系统恢复速度和效率,可采用分区并行恢复策略,也就是将系统划分为若干个区域,各区域独立并行恢复再联网运行。在这种并行恢复框架下,合理有效的分区方案是保障恢复过程顺利实施的前提。

已有的系统分区方法主要包括3种:地理分区法、社团结构划分法^[4-6]和优化建模法^[7-9]。地理分区法根据电网的地理分布属性进行分区,但该方法很难依照系统实际场景对恢复方案进行调整^[10]。社团结构划分法将电网抽象成拓扑图,利用社团之间联系稀疏、内部联系紧密的特点进行分区,但对电气运行特性有所忽略,故有学者将线路有功潮流作为线路权重,引入社团结构发现算法^[5-6]进行系统分区,但分区结果易受算法初始条件设置的影响。优化建模法能够结合电力系统恢复决策,将附加约束纳入到方案制定中。这些分区方法基于电网结构和电气属性对系统进行静态的区域划分,对初始停电场景的多样性考虑并不充分。因此,已有学者提出基于事故后的电网停电信息进行动态分区^[11]。但值得注意的是,仅考虑初始停电场景确定的一次性分区恢复方案往往由于恢复过程中实际系统状态发生变化而难于实现^[12],不能保证方案在实际恢复过程中的有效性^[13],故需研究根据系统停电场景和恢复状态的实时信息动态调整分区方案的方法。

为此,现有研究开始逐渐重视恢复过程中的不确定性事件对电网恢复的影响。考虑输电网恢复过程中系统抗扰能力弱、设备操作频繁等因素,动态确定恢复方案^[14]。针对快速切回(fast cut back, FCB)机组不能保证百分之百成功启动的问题,文献^[15]提出了含FCB机组电网的动态分区策略,根据电网恢复过程中实际成功实现FCB功能的机组数量进行分区。文献^[16]考虑电气设备的恢复状态,动态地刷新分区结果,对在线动态分区框架进行了初步探索。前述研究方法针对传统电网分区恢复问题较为适用,但未能充分考虑新能源功率可能因气象条件^[17]或自身运行状态的改变(如新能源机组故障^[18])等原因而出现大幅波动,进而导致系统很难按照既定的方案完成恢复。

随着新能源的大规模接入,如何考虑新能源出力的不确定性,根据恢复过程中变化的场景动态调整分区恢复方案,成为保证新型电力系统恢复决策有效执行的重要问题。新能源出力不确定性的研究是制定分区恢复方案的基础。风电是应用最广的新能源电源之一。文献^[19]假设风电预测误差服从正态分布,建立了两阶段随机优化混合整数线性规划模型。随机优化法假设不确定性遵循已知分布,将

随机问题转化为确定性问题,但实际中真实分布很难获知,优化结果与实际情况相比可能存在较大偏离。为保证极端风电波动场景下系统安全恢复,文献^[20]通过鲁棒优化实现最恶劣风电波动场景下系统负荷恢复量的最大化。鲁棒优化法无需任何不确定性的概率信息,在最差的情况下求取最优解,但实际这种最差的情况极少发生,却仍在面对极小概率的不确定性时保证方案稳定可靠,因此鲁棒优化的方案不可避免过于保守^[21]。分布鲁棒优化法在一定程度上克服了随机优化法和鲁棒优化法的局限性^[22],尽可能使得真实概率分布被包含在一个模糊集中^[23],兼顾求解的准确性和保守性,为解决分区恢复决策中风电出力的不确定性问题提供了可行的思路。

鉴于已有研究的不足,本文提出了一种考虑风电不确定性的电力系统在线动态分区恢复方法,其特点为:1)基于分布鲁棒优化方法描述风电出力的不确定性,建立分区恢复模型,兼顾求解方案的准确性和保守性,采用对偶理论等实现模型的转化与求解;2)实现恢复过程中的在线动态分区恢复决策,可有效应对风电出力的不确定性,根据风电出力场景的变化及时更新分区恢复方案。利用新英格兰10机39节点系统与某省实际电网算例进行仿真分析,验证了本文所提在线动态分区恢复方法的有效性。

1 在线动态分区恢复决策

本文在线动态分区恢复决策是指在求取初始分区恢复方案的基础上,进一步考虑恢复过程中当风电预测出力更新、出现较大的非预期性变化时,及时更新风电预测出力,构建不确定性场景集,并保持已恢复区域的连通性和前后时步的连续性,通过重新划分未恢复区域实现分区边界的调整,同时优化元件恢复次序,制定后续时步的动态分区恢复方案。动态分区恢复方案制定过程见图1。

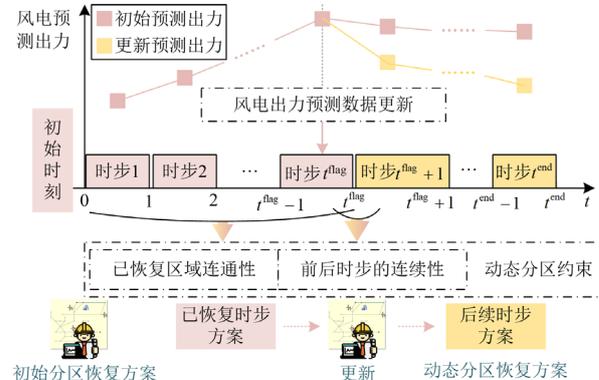


图1 动态分区恢复方案制定

Fig. 1 Development of dynamic partition restoration scheme

图 1 中: t 为时步数; t^{end} 为恢复时步总数; t^{flag} 为预测出力更新的时步。

需要说明的是, 系统停电场景差异通常较大, 本文以全停电作为研究场景, 而当系统中存在局部带电区域(半停电)时, 本文方法同样适用, 仅需根据半停电场景的初始停电信息调整 $t=0$ 时的约束。从整个恢复过程上看, 半停电的初始分区恢复方案的求解相当于全停电场景下系统恢复到中间某时步时方案的更新制定。因此, 本文方法可适用于多种不同的停电场景。

2 风电出力不确定性建模

针对前述随机优化法对不确定性问题处理能力较弱以及鲁棒优化法具有较大保守性的问题, 本文采用分布鲁棒方法, 以风电出力预测误差为随机变量, 构造风电出力不确定场景。

2.1 基于 Wasserstein 距离构建分布之间的测度

分布鲁棒优化方法有 Wasserstein 距离法、欧氏距离法、Kullback-Leibler 散度法等, 其中 Wasserstein 距离法能够提供较为全面准确的分布差异度量, 具有更强的广泛适应性。因此, 本文基于 Wasserstein 距离构建分布之间的测度, 通过最小化两个概率分布之间的 Wasserstein 距离来求解优化问题。

依据有限历史数据得到精确的概率分布是不可能的, 因此只能从历史样本中构造某种分布作为真实分布的估计, 即中心分布, 并尽可能包含中心分布构造分布模糊集。分布之间的 Wasserstein 距离 W 和分布模糊集 F_S 分别为

$$W(F_C, F) = \inf_{\Pi} \left\{ \int d(\hat{\xi}, \tilde{\xi}) \Pi(d\hat{\xi}, d\tilde{\xi}) \right\} \quad (1)$$

$$F_S = \{F \in \mathcal{R}(\mathcal{E}) \mid W(F_C, F) \leq \varepsilon(N_{\text{wpc}})\} \quad (2)$$

式中: N_{wpc} 为风电出力预测误差样本数量; $\hat{\xi}$ 为风电预测误差样本, $\hat{\xi} \in \{\hat{\xi}_1, \hat{\xi}_2, \dots, \hat{\xi}_{N_{\text{wpc}}}\}$; $\tilde{\xi}$ 为风电预测误差分布 F 的连续型随机变量; F_C 为中心分布; F_S 为一个半径为 $\varepsilon(N_{\text{wpc}})$ 、中心为 F_C 的 Wasserstein 球; $d(\hat{\xi}, \tilde{\xi})$ 为随机变量间的距离, $d(\hat{\xi}, \tilde{\xi}) = \|\hat{\xi} - \tilde{\xi}\|$; Π 为 $\hat{\xi}$ 和 $\tilde{\xi}$ 的联合分布; $\mathcal{R}(\mathcal{E})$ 为支撑集 \mathcal{E} 的所有概率分布集合; $\varepsilon(N_{\text{wpc}})$ 为模糊集半径, 如式(3)所示。

$$\varepsilon(N_{\text{wpc}}) = A \sqrt{\frac{1}{N_{\text{wpc}}} \ln \left(\frac{1}{1-\beta} \right)} \quad (3)$$

式中: β 为模糊集的置信水平; A 为模糊集半径常数, A 通过式(4)进行求解。

$$\begin{cases} A \approx \min 2 \sqrt{\frac{1}{2\gamma} \left[1 + \ln \left(\frac{1}{N_{\text{wpc}}} \sum_{k=1}^{N_{\text{wpc}}} \exp \left(\gamma \|\hat{\xi}_k - \hat{\mu}\|^2 \right) \right) \right]} \\ \text{s.t. } \gamma > 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: γ 为辅助变量; $\hat{\xi}_k$ 为第 k 个风电预测误差样本; $\hat{\mu}$ 为风电出力预测误差样本的均值。

2.2 基于核密度估计建立风电出力预测误差的不确定集合

分布模糊集的中心分布常采用经验分布, 但当数据中存在噪声或异常值时, 经验分布可能会受到影响导致模糊集的中心分布不稳定。核密度估计基于数据样本进行推断, 属于非参数估计法, 无需进行先验模型假设, 对于风电功率预测误差的统计特性分析有较好的适用性, 已获得广泛应用。故本文采用核密度对中心分布 F_C 进行估计。进一步地, 基于核密度估计所得分布求取不确定集合。分布鲁棒优化模型求解最坏概率分布下的决策, 结果的保守程度受不确定集合 ψ 的影响。 ψ 是 \mathcal{E} 的子集, 为保证结果具有一定保守性的同时又足够准确, 其应覆盖某一置信水平下的所有概率分布并且尽可能小。

2.2.1 构造中心分布

风电出力预测误差的概率密度函数为

$$f_{\text{KDE}}(\xi) = \frac{1}{N_{\text{wpc}}} \sum_{k=1}^{N_{\text{wpc}}} K_y(\xi, \hat{\xi}_k), \hat{\xi}_k \in \Omega \quad (5)$$

式中: Ω 为风电预测误差样本集; y 为带宽; K_y 为核函数。因高斯核函数具有平滑性、参数控制较好等优势, 本文将 K_y 设为高斯核函数, 此时 y 为唯一影响非参数核密度估计曲线形状的决定性因素^[24]。

$$K_y(\xi, \hat{\xi}_k) = (2\pi y^2)^{-1/2} \exp\left(-\frac{\|\xi - \hat{\xi}_k\|^2}{2y^2}\right) \quad (6)$$

2.2.2 建立不确定集合

通过核密度估计所得分布的置信区间构造风电出力预测误差的边界。由式(5)积分得到累积分布函数如式(7)所示, 分位数 α 的定义如式(8)所示。

$$F_{\text{KDE}}(\xi) = \int f_{\text{KDE}}(\xi) d\xi \quad (7)$$

$$F_{\text{KDE}}^{-1}(\alpha) = \min\{\xi \in \Omega \mid F_{\text{KDE}}(\xi) \geq \alpha\} \quad (8)$$

由此进一步得出风电出力预测误差的不确定集合。

$$\psi = \left\{ \xi \left| \begin{array}{l} \underline{\xi} \leq \hat{\xi}_k \leq \bar{\xi}, \quad \forall k=1, 2, \dots, N_{\text{wpc}} \\ \underline{\xi} = F_{\text{KDE}}^{-1}(\alpha), \quad \bar{\xi} = F_{\text{KDE}}^{-1}(1-\alpha) \end{array} \right. \right\} \quad (9)$$

式中, $\bar{\xi}$ 和 $\underline{\xi}$ 分别为风电出力预测误差随机变量的上、下边界。

3 考虑风电出力不确定性的动态分区恢复分布鲁棒优化模型

本文考虑恢复过程中风电出力不确定场景的影响, 统一考虑系统分区与恢复方案决策进行建模。电力系统动态分区恢复问题是一个复杂的多目标优化问题。本文动态分区恢复模型分别从系统网架和运行状态角度设立两阶段目标函数。第一阶段关注分区方案及恢复顺序, 以最大化恢复加权节点数和线路数、最小化分区规模差异为目标。第二阶段关注各分区的恢复运行状态, 为尽可能在较短的时间内恢复更多的负荷, 目标函数中包含未恢复负荷量。此外, 风电机组启动功率小、启动速度快, 在保证满足安全约束的前提下尽可能充分利用风电, 有助于加快恢复电力供应, 且风电为清洁能源, 提高清洁能源的利用比例、发挥清洁能源的主体地位是未来的发展趋势^[25]。因此, 引入弃风量的二次项, 优先使用风电出力, 将弃风量和未恢复负荷量的期望共同作为第二阶段的目标。刻画恢复模型约束、分区模型约束、动态分区约束等各类约束进行求解。其中, 恢复模型确定各分区的恢复计划, 分区模型对系统进行分区, 确定节点和线路的分区归属, 研究变量的范围为整个系统, 结合动态分区约束实现方案的在线调整优化。

3.1 目标函数

动态分区恢复分布鲁棒优化模型第一阶段以各分区元件恢复情况和分区节点数量差为目标, 第二阶段以未恢复负荷量和弃风量为目标, 求取其在风电出力不确定性最坏分布下的期望 \mathbb{E}_F 。目标函数为

$$\begin{cases} \min(f_1 + \sup_{F \in \mathcal{F}_S} \mathbb{E}_F(f_2)) \\ f_1 = -\lambda_1 \sum_{i \in T} \sum_{z \in Z} (\sum_{i \in V_z} I_i u_{i,t} + \sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t}) + \lambda_2 a \\ f_2(\tau, \xi) = \min \sum_{i \in T} \sum_{z \in Z} (\sum_{i \in V_z} C_i^d p_{i,t}^{\text{shed}} + \sum_{w \in W_z} C_w^w \tilde{p}_{w,t}^{\text{ab}2}) \end{cases} \quad (10)$$

式中: f_1 和 f_2 分别为第一、第二阶段的目标函数; f_1 由加权恢复节点数和线路数、分区间节点数目差组成; λ_1 、 λ_2 分别对应这两项的权重系数, 可根据实际恢复需要进行调整; τ 为第一阶段变量集合; i 、 j 为节点编号; z 为分区编号; w 为风电场编号; T 为时步集合; Z 为分区集合; V_z 、 E_z 、 W_z 分别为分区 z 的节点、线路和风电场的集合; I_i 为节点重要度, 从网络拓扑角度表征节点 i 的重要程度, 求取方法见文献[26]; $u_{i,t}$ 和 $u_{ij,t}$ 分别为节点 i 和线路 ij 的二元恢复决策变量, 其值为 1 表明节点 i 或线路 ij 在时步 t 被恢复, 否则未恢复; a 为分区间最大

节点数目差; C_i^d 为节点 i 的负荷节点重要度系数, 结合负荷的大小和类型进行取值, 确保关键的负荷得到优先恢复; C_w^w 为风电场 w 的重要度系数, 依据风电场的发电能力和可靠性取值; $p_{i,t}^{\text{shed}}$ 和 $\tilde{p}_{w,t}^{\text{ab}}$ 分别为在时步 t 节点 i 的未恢复负荷量和风电场 w 的弃风量。

3.2 恢复模型的约束条件

每个分区均遵循恢复模型的约束条件, 本节以分区 z 为例进行说明。

3.2.1 元件恢复次序与逻辑约束

在第一时步, 分区 z 的黑启动电源节点已恢复且黑启动机组已启动, 其他节点和线路尚未恢复。

$$u_{i,t} = \begin{cases} 1 & \forall t=1, i \in V_z^{\text{BS}} \\ 0 & \forall t=1, i \in (V_z - V_z^{\text{BS}}) \end{cases} \quad (11)$$

$$u_{ij,t} = 0 \quad \forall t=1, (ij) \in E_z \quad (12)$$

$$u_{g,t}^{\text{start}} = 1 \quad \forall t=1, g \in G_z^{\text{BS}} \quad (13)$$

式中: V_z^{BS} 为分区 z 的黑启动电源节点集合; G_z^{BS} 为分区 z 的黑启动发电机组集合; $u_{g,t}^{\text{start}}$ 为机组 g 的二元启停决策变量, 若机组 g 在时步 t 启动则 $u_{g,t}^{\text{start}} = 1$, 否则为 0。

线路与母线的恢复次序遵循以下约束:

$$u_{i,t} \geq u_{ij,t}, u_{j,t} \geq u_{ij,t} \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z \quad (14)$$

$$u_{ij,t+1} \leq u_{i,t} + u_{j,t} \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z \quad (15)$$

$$u_{i,t} \leq \sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t} + u_{i,1} \quad \forall t > 0, i \in V_z \quad (16)$$

式(14)表示若线路 ij 在时步 t 被恢复, 其两端母线在时步 t 一定被恢复。式(15)表示线路 ij 两端母线至少有一端在上一时步被恢复, 下一时步该线路才可能被恢复。式(16)表示没有直接与黑启动机组相连的母线, 其所连线路中至少有一条线路恢复, 该母线才可以被恢复。

发电机以及风电机组投入运行状态的必要前提之一是所连接母线恢复, 其约束分别表示为

$$u_{g,t}^{\text{start}} \leq u_{i,t} \quad \forall t > 0, g \in (G_z \sim i), i \in V_z \quad (17)$$

$$u_{w,t} \leq u_{i,t} \quad \forall t > 0, w \in (W_z \sim i), i \in V_z \quad (18)$$

式中: $u_{w,t}$ 为风电机组的二元并网决策变量, 其值为 1 说明该机组在时步 t 并网; G_z 为分区 z 的发电机组集合; $(G_z \sim i)$ 和 $(W_z \sim i)$ 分别表示与母线 i 相连的发电机和风电场。

分区内的发电机开机及并网时步遵循式(19)、式(20)约束。

$$u_{g,t}^{\text{on}} \geq (\sum_{t>0} u_{g,t}^{\text{start}} - T_g) / M_1 \quad \forall t > 0, g \in G_z \quad (19)$$

$$u_{g,t}^{\text{on}} \leq m + \left(\sum_{t>0} u_{g,t}^{\text{start}} - T_g \right) / M_1 \quad \forall t > 0, g \in G_z \quad (20)$$

式中： $u_{g,t}^{\text{on}}$ 为发电机组的二元并网决策变量，其值为1说明该机组在时步 t 并网； T_g 为机组启动时步数； M_1 为某一适值常数； m 为辅助常数。式(19)和式(20)表示发电机组 g 在开机后至少要等 T_g 时步才能并网，设 m 为0.995，此时将 M_1 取值为100，恰好可满足当发电机符合开机条件后尽快并网的需求。

在恢复过程中，各元件一旦恢复则认为不再开断，始终处于已恢复状态。

$$\begin{aligned} (u_{i,t+1}, u_{ij,t+1}, u_{g,t+1}^{\text{on}}, u_{g,t+1}^{\text{start}}, u_{w,t+1}) \geq & (u_{i,t}, u_{ij,t}, u_{g,t}^{\text{on}}, u_{g,t}^{\text{start}}, u_{w,t}) \\ \forall t > 0, i \in V_z, (ij) \in E_z, g \in G_z, w \in W_z \end{aligned} \quad (21)$$

3.2.2 恢复过程连通性约束

恢复过程连通性约束是指在系统恢复过程中，分区 z 内已恢复的网架结构保持连通，基于网络流理论，刻画连通性约束如式(22)一式(24)所示。

$$\begin{cases} \sum_{j:(ji) \in E_z} f_{ji,t} - \sum_{j:(ij) \in E_z} f_{ij,t} \leq (N_{\text{Bus}})^{-1} u_{i,t} \\ \forall t > 0, i \in (V_z - V_z^{\text{BS}}), j \in V_z, (ij) \in E_z \\ \sum_{j:(ji) \in E_z} f_{ji,t} - \sum_{j:(ij) \in E_z} f_{ij,t} + f_{g,t} \leq (N_{\text{Bus}})^{-1} u_{i,t} \\ \forall t > 0, i \in V_z^{\text{BS}}, g \in G_z^{\text{BS}}, j \in V_z, (ij) \in E_z \end{cases} \quad (22)$$

$$0 \leq f_{g,t} \leq u_{g,t}^{\text{start}} \quad \forall t > 0, g \in G_z^{\text{BS}} \quad (23)$$

$$-u_{ij,t} \leq f_{ij,t} \leq u_{ij,t} \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z \quad (24)$$

式中： N_{Bus} 为系统节点数量； $j:(ji) \in E_z$ 为线路 ji 属于分区 z 的线路集合， j 为线路 ji 的节点； $f_{ij,t}$ 为恢复过程中流量的连续型变量，若线路 ij 有流量通过，即在时步 t 节点 i 与节点 j 连通，则 $f_{ij,t} \neq 0$ ，否则为0； $f_{g,t}$ 为发电机母线注入流量的连续型变量，若在时步 t 发电机组 g 启动则 $f_{g,t} \neq 0$ ，否则为0。

3.2.3 节点功率平衡约束

对于已恢复的节点 i ，在任意时步 t ，遵循式(25)、式(26)。

$$\begin{aligned} \sum_{j:(ji) \in E_z} p_{ji,t} - \sum_{j:(ij) \in E_z} p_{ij,t} + p_g^{\text{CR}} (u_g^{\text{BS}} - u_{g,t}^{\text{start}}) + \\ p_{g,t} + p_{w,t} = p_{i,0}^{\text{shed}} - p_{i,t}^{\text{shed}} \end{aligned} \quad (25)$$

$$\forall t > 0, i \in V_z, g \in (G_z \sim i), w \in (W_z \sim i)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j:(ji) \in E_z} q_{ji,t} - \sum_{j:(ij) \in E_z} q_{ij,t} + q_{g,t} + \sum_{j:(ij) \in E_z} \frac{1}{2} B_{ij}^{\text{SH}} u_{ij,t} + \\ \sum_{j:(ij) \in E_z} \frac{1}{2} B_{ji}^{\text{SH}} u_{ji,t} = (p_{i,0}^{\text{shed}} - p_{i,t}^{\text{shed}}) \tan \varphi_i \end{aligned} \quad (26)$$

$$\forall t > 0, i \in V_z, g \in (G_z \sim i), w \in (W_z \sim i)$$

式中： $p_{ij,t}$ 和 $q_{ij,t}$ 分别为线路 ij 在时步 t 流过的有功功率和无功功率； p_g^{CR} 为机组启动功率； u_g^{BS} 为黑启动机组的标识位参数，黑启动机组对应位置取值为1，其他机组为0； $p_{g,t}$ 和 $q_{g,t}$ 分别为发电机组在时步 t 的有功出力 and 无功出力； $p_{w,t}$ 为风电机组在时步 t 的有功出力； $p_{i,0}^{\text{shed}}$ 为初始时刻节点未恢复负荷功率，初始时刻指系统恢复开始前的时刻； B_{ij}^{SH} 为支路 ij 的并联电纳； $\tan \varphi_i$ 为母线 i 的功率因数。

3.2.4 线路潮流约束

已恢复线路的有功功率和无功功率在任意时步 t 均应满足潮流约束。通过大M法^[20]，支路的有功和无功功率潮流约束可线性化为

$$-M_2(1 - u_{ij,t}) \leq \frac{P_{ij,t}}{S_b} - B_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) + \quad (27)$$

$$G_{ij}(U_{i,t} - U_{j,t}) \leq M_2(1 - u_{ij,t}) \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z$$

$$-M_2(1 - u_{ij,t}) \leq \frac{q_{ij,t}}{S_b} - G_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) - \quad (28)$$

$$B_{ij}(U_{i,t} - U_{j,t}) \leq M_2(1 - u_{ij,t}) \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z$$

式中： M_2 为足够大正数； S_b 为基准功率； B_{ij} 和 G_{ij} 分别为导纳矩阵中节点 i 与 j 的互电纳与互电导； $\theta_{i,t}$ 和 $U_{i,t}$ 分别为母线 i 在时步 t 的相位和电压值。

此外，线路传输有功和无功功率应不超过其功率传输极限，表示为

$$p_{ij}^{\min} u_{ij,t} \leq p_{ij,t} \leq p_{ij}^{\max} u_{ij,t} \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z \quad (29)$$

$$q_{ij}^{\min} u_{ij,t} \leq q_{ij,t} \leq q_{ij}^{\max} u_{ij,t} \quad \forall t > 0, (ij) \in E_z \quad (30)$$

式中： p_{ij}^{\min} 和 p_{ij}^{\max} 分别为线路 ij 允许流过的最小和最大有功功率； q_{ij}^{\min} 和 q_{ij}^{\max} 分别为线路 ij 允许流过的最小和最大无功功率。

3.2.5 发电机出力与爬坡限制

发电机的出力约束为

$$p_g^{\text{low}} u_{g,t}^{\text{on}} \leq p_{g,t} \leq p_g^{\text{upper}} u_{g,t}^{\text{on}} \quad \forall t > 0, g \in G_z \quad (31)$$

$$q_g^{\text{low}} u_{g,t}^{\text{on}} \leq q_{g,t} \leq q_g^{\text{upper}} u_{g,t}^{\text{on}} \quad \forall t > 0, g \in G_z \quad (32)$$

式中： p_g^{low} 和 p_g^{upper} 分别为发电机有功出力的下限和上限； q_g^{low} 和 q_g^{upper} 分别为发电机无功出力的下限和上限。发电机的爬坡约束为

$$\begin{cases} -R_g u_{g,t}^{\text{on}} \leq p_{g,t} - p_{g,0} \leq R_g u_{g,t}^{\text{on}} \quad \forall t = 1, g \in G_z \\ -R_g u_{g,t}^{\text{on}} \leq p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq R_g u_{g,t}^{\text{on}} \quad \forall t > 1, g \in G_z \end{cases} \quad (33)$$

式中： R_g 为发电机组 g 的爬坡速率； $p_{g,0}$ 为初始时刻发电机组 g 的发电功率。

3.2.6 风电出力约束

本文围绕分区恢复中如何针对风电出力的不确定性变化制定有效的分区恢复方案展开研究, 而恢复过程中的风机故障特性分析并非研究的重点, 故暂不予以考虑。根据第2节可得风电场的预计出力。

$$\begin{aligned} \tilde{p}_{w,t,k} &= p_{w,t}^{\text{for}} + \tilde{\xi}_{w,t,k} \\ \forall t > 0, w \in W_z, k &= 1, \dots, N_{\text{sa}} \end{aligned} \quad (34)$$

式中: $\tilde{p}_{w,t,k}$ 为风电场 w 在时步 t 的第 k 个预计出力值; $p_{w,t}^{\text{for}}$ 为风电场 w 在时步 t 的预测值; $\tilde{\xi}_{w,t,k}$ 为风电场 w 在时步 t 的第 k 个预测误差; N_{sa} 为各时刻风电预测误差样本的数量, $N_{\text{sa}} = N_{\text{wpe}} / t^{\text{end}}$ 。

根据风机桨距角调节与最大功率追踪原理, 风电场出力遵循以下约束。

$$\begin{aligned} 0 \leq p_{w,t} \leq \tilde{p}_{w,t,k} u_{w,t} \\ \forall t > 0, w \in W_z, k &= 1, \dots, N_{\text{sa}} \end{aligned} \quad (35)$$

式(35)表示恢复过程中 $p_{w,t}$ 不超过风电场出力上限, 同时限定了未恢复的风电场功率为0。

弃风量的计算公式为

$$\begin{aligned} \tilde{p}_{w,t}^{\text{ab}} &= \sum_{k=1}^{N_{\text{sa}}} \tilde{p}_{w,t,k} / N_{\text{sa}} - p_{w,t} \\ \forall t > 0, w \in W_z, k &= 1, \dots, N_{\text{sa}} \end{aligned} \quad (36)$$

3.2.7 电压与支路相角差限制

系统电压允许波动范围为

$$U^{\text{low}} \leq U_{i,t} \leq U^{\text{upper}} \quad \forall t > 0, i \in V_z \quad (37)$$

处于运行状态的支路, 其两端母线的相角差:

$$\theta^{\text{low}} \leq \theta_{i,t} - \theta_{j,t} \leq \theta^{\text{upper}} \quad \forall t > 0, i \in V_z, j \in V_z \quad (38)$$

式中: U^{low} 和 U^{upper} 分别为母线 i 电压的下限和上限; θ^{low} 和 θ^{upper} 为支路 ij 相角差的下限和上限。

3.2.8 操作数量限制

单时步内系统能够完成的操作数量有限, 系统能够恢复的节点数和操作数限制如式(39)、式(40)所示。

$$\begin{cases} \sum_{z \in Z} \sum_{i \in V_z} u_{i,t} \leq N_{\text{resBus}} & \forall t = 1 \\ \sum_{z \in Z} (\sum_{i \in V_z} u_{i,t} - \sum_{i \in V_z} u_{i,t-1}) \leq N_{\text{resBus}} & \forall t > 1 \end{cases} \quad (39)$$

$$\begin{cases} \sum_{z \in Z} \chi \left(\sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t} - \sum_{i \in V_z} u_{i,t} + 1 \right) + \sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t} \leq N_{\text{OPT}} & \forall t = 1 \\ \sum_{z \in Z} \left\{ \chi \left[\left(\sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t} - \sum_{i \in V_z} u_{i,t} + 1 \right) - \left(\sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t-1} - \sum_{i \in V_z} u_{i,t-1} + 1 \right) \right] + \left(\sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t} - \sum_{(ij) \in E_z} u_{ij,t-1} \right) \right\} \leq N_{\text{OPT}} & \forall t > 1 \end{cases} \quad (40)$$

式中: N_{resBus} 为单时步内恢复的节点数量上限; N_{OPT} 为单时步内操作数量上限, 由新增环路数和线路数共同决定; χ 为合环权重。

3.2.9 投负荷约束

在恢复过程中, 投负荷会带来系统频率跌落, 易使频率偏离安全范围, 故增加约束(41)以防止触发低频减载, 式(42)表示恢复过程中已投入的负荷不会二次削减。

$$\begin{cases} \sum_{i \in V_z} (p_{i,0}^{\text{shed}} - p_{i,t}^{\text{shed}}) \leq \sum_{g \in G_z} b_g u_{g,t}^{\text{on}} \Delta f \quad \forall t = 1 \\ \sum_{i \in V_z} (p_{i,t-1}^{\text{shed}} - p_{i,t}^{\text{shed}}) \leq \sum_{g \in G_z} b_g u_{g,t}^{\text{on}} \Delta f \quad \forall t > 1 \end{cases} \quad (41)$$

$$p_{i,t}^{\text{shed}} \leq p_{i,t-1}^{\text{shed}} \quad \forall t > 1, i \in V_z \quad (42)$$

$$(1 - u_{i,t}) p_{i,0}^{\text{shed}} \leq p_{i,t}^{\text{shed}} \leq p_{i,0}^{\text{shed}} \quad \forall t > 0, i \in V_z \quad (43)$$

式中: b_g 为发电机组 g 的调频系数; Δf 为频率允许的最大偏差。

3.3 分区模型的约束条件

3.3.1 分区逻辑约束

分区逻辑约束包括黑启动电源约束和拓扑逻辑约束。每个分区中含有的黑启动电源是分区恢复的重要前提, 对于系统分区 $z \in Z$, 则有

$$v_{i,z} = 1 \quad \forall i \in V_z^{\text{BS}} \quad (44)$$

式中, $v_{i,z}$ 表示分区属性的二元决策变量, 节点 i 属于分区 z 则其值为1, 否则为0。

拓扑逻辑约束的对象为节点和线路。每个节点属于且仅属于一个分区; 若线路两端的节点均属于同一分区, 则该线路为分区内部线路, 否则为联络线。拓扑逻辑约束如式(45)、式(46)所示。

$$\sum_{z \in Z} v_{i,z} = 1 \quad \forall i \in V \quad (45)$$

$$\begin{cases} e_{ij,t}^{\text{in}} \leq v_{i,z} + 1 - v_{j,z} \quad \forall (ij) \in E, z \in Z \\ e_{ij,t}^{\text{in}} \leq 1 - v_{i,z} + v_{j,z} \quad \forall (ij) \in E, z \in Z \end{cases} \quad (46)$$

式中: V 、 E 分别为系统的节点和线路集合; $e_{ij,t}^{\text{in}}$ 为分区内部线路的二元决策变量, $e_{ij,t}^{\text{in}} = 1$ 说明线路 ij 在时步 t 为分区内部线路, 否则为分区间联络线, 由于分区内部线路才可能被恢复, 而分区间联络线在并行恢复期间不会被恢复, 因此有

$$u_{ij,t} \leq e_{ij,t}^{\text{in}} \quad \forall (ij) \in E \quad (47)$$

由于分区同步的要求, 变压器支路不能作为分区联络线, 设该部分支路集合为 E^{in} , 则有

$$e_{ij,t}^{\text{in}} = 1 \quad \forall (ij) \in E^{\text{in}} \quad (48)$$

3.3.2 分区内连通性约束

基于网络流理论, 构建分区内连通性约束, 如式(48)、式(49)所示。

$$\begin{aligned} \sum_{j:(j) \in E} F_{ji,z} - \sum_{j:(j) \in E} F_{ij,z} = -v_{i,z} \\ \forall i \in (V - V^{\text{BS}}), z \in Z \end{aligned} \quad (49)$$

$$\sum_{j:(ji) \in E} F_{ji,z} - \sum_{j:(ij) \in E} F_{ij,z} = \sum_{i \in V} v_{i,z} - 1 \quad (50)$$

$$\forall i \in V^{BS}, z \in Z$$

式中： $F_{ij,z}$ 为分区流量的连续型变量，若线路 ij 有流量通过且属于分区 z 则 $F_{ij,z} \neq 0$ ，否则为0； V^{BS} 为系统的黑启动电源节点集合。

式(49)表示没有直接与黑启动机组相连的节点消耗单位流量，式(50)表示黑启动电源节点不消耗流量，并且提供该分区内除黑启动电源节点外其他所有节点的流量。此外，增加约束以保证分区 z 内线路 ij 在节点 i 到 j 间有网络流量。

$$-M_3 e_{ij,t}^{\text{in}} \leq F_{ij,z} \leq M_3 e_{ij,t}^{\text{in}} \quad \forall (ij) \in E, z \in Z \quad (51)$$

式中， M_3 为一足够大的常数。

3.3.3 分区内功率平衡约束

当火电机组出力低于其最小技术出力时，运行状态相对不稳定^[27]，每个分区需保证均有足够的可调度负荷平衡机组出力。此外，每个分区均需能保证满足I类负荷的需求，其约束分别为

$$\sum_{i \in I} p_i^D v_{i,z} \geq \sum_{g \in G} \kappa_g p_g^{\text{upper}} v_{g,z} \quad \forall z \in Z \quad (52)$$

$$\sum_{i \in I} \vartheta p_i^D v_{i,z} \leq \sum_{g \in G} p_g^{\text{upper}} v_{g,z} + \sum_{w \in W} p_w^{\text{upper}} v_{w,z} \quad \forall z \in Z \quad (53)$$

式中： p_i^D 为节点 i 的负荷，数值上 $p_i^D = p_{i,0}^{\text{shed}}$ ； G 为系统发电机组集合； p_w^{upper} 为风电场 w 的出力上限； W 为系统风电场集合； $v_{g,z}$ 和 $v_{w,z}$ 分别表示发电机组 g 和风电场 w 分区属性的二元决策变量，属于分区 z 则值为1，否则为0； ϑ 为I类重要负荷的比例； κ_g 为机组的最小出力系数，取值详见文献[27]。

3.3.4 分区规模差异与联络线数量限制

每个厂站的恢复耗费一定的时间，为缩小各分区的恢复进程差异，各分区的规模应尽可能相同，设 x 为分区编号，通过节点数目衡量分区规模大小，表示为

$$\left| \sum_{i \in V} v_{i,x} - \sum_{i \in V} v_{i,x} \right| \leq a \quad \forall z \in Z, x \in Z, z \neq x \quad (54)$$

考虑到分区间的联络线恢复方式为串行恢复，操作复杂、耗时长、风险大，联络线数量不宜过多，在实际操作中可考虑系统的规模、分区的数量等因素适当调整。 N_{Tie} 为联络线数量上限，则有

$$\sum_{(ij) \in E} (1 - e_{ij,t}^{\text{in}}) \leq N_{\text{Tie}} \quad \forall t > 0 \quad (55)$$

3.4 动态分区的约束条件

在实际恢复进程中，系统已恢复区域的网架不断变化，后续方案应保持已恢复区域的连通性。因此，增加已恢复区域约束，使已恢复的节点与线路

仍被保留在原有子区。对于已恢复区域的元件有

$$\varphi_t = \varphi_t' \quad \forall t = 1, 2, \dots, t^{\text{flag}} \quad (56)$$

式中： φ_t 表示分区恢复模型中里所有变量的向量； φ_t' 表示风电出力预测值更新前解得的分区恢复方案。

此外，后续时步的方案应保持更新时步前后的连续性，增加以 t^{flag} 时步结果为初始条件的约束，具体包括式(15)、式(19)—式(21)、式(33)和式(39)—式(42)。

本文的在线动态分区恢复模型以基于第3.2节和3.3节约束的初始时刻分区恢复方案为指导，随着恢复的进行，气象条件的突然变化和风电机组运行状态的改变等因素可能会导致风电出力预测发生较大的非预期性波动，预测数据发生变化。通过在恢复过程中实时获取风电出力的预测数据，适时调整后时步的分区恢复方案，可使得恢复效益最大化。通过增加上述约束，同时调整恢复结构变量与恢复运行变量实现方案的更新，两类变量的定义为：1) 为表明元件是否被恢复及其恢复次序、分区属性，将恢复结构变量设为二元决策变量；2) 为实现系统运行状态的调整，将恢复运行变量设为连续型变量。以 t^{flag} 时步的结果为初始条件， t^{flag} 后续时步两类变量取值不受初始时刻或上次求解所得的分区恢复方案对应的结果所约束。

4 分布鲁棒优化模型的转化与求解

在本文建立的两阶段分布鲁棒优化模型中，第一阶段确定元件的最佳投入时序及分区属性；第二阶段基于模糊集，确定最坏分布下的风电出力场景，求解该场景下最优的分区子系统恢复方案。然而，由于第二阶段的目标函数中含有期望项，无法直接通过求解器求解，故将模型进行如下转化。

4.1 模型的转化与求解

依据强对偶理论^[28]，对第二阶段的目标进行等效替换，转化为单阶段求解，目标函数重新表述为

$$\sup_{F \in F_S} \mathbb{E}_F(f_2) = \inf \sigma \varepsilon(N_{\text{wpe}}) + \frac{1}{N_{\text{wpe}}} \sum_{k \in N_{\text{wpe}}} \rho_k$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} f_2(\tau, \underline{\xi}) + \sigma(\underline{\xi} - \hat{\xi}) \leq \rho_k, \forall k \leq N_{\text{wpe}} \\ f_2(\tau, \xi) - \sigma(\xi - \hat{\xi}) \leq \rho_k, \forall k \leq N_{\text{wpe}} \\ f_2(\tau, \hat{\xi}) \leq \rho_k, \forall k \leq N_{\text{wpe}} \end{cases} \quad (57)$$

式中： σ 为对偶变量； ρ_k 为辅助变量。

显然，新增约束数目与样本数量 N_{wpe} 成正比，当样本数量较多时，计算复杂度将大大增加。 $f_2(\tau, \xi)$ 为凸二次函数，为提高计算效率，采用文献[23]的求导法，取 $\sigma = \max(f_2'(\tau, \underline{\xi}), -f_2'(\tau, \xi))$ 将式(57)近似转化为

$$\sup_{F \in \mathcal{F}_S} \mathbb{E}_F(f_2) = \inf \sigma \mathcal{E}(N_{\text{wpc}}) + \frac{1}{N_{\text{wpc}}} \sum_{k \in N_{\text{wpc}}} \rho_k \leq$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \inf \sigma \mathcal{E}(N_{\text{wpc}}) + \frac{1}{N_{\text{wpc}}} \sum_{k \in N_{\text{wpc}}} f_2(\tau, \hat{\xi}) \\ \text{s.t.} \begin{cases} f_2'(\tau, \bar{\xi}) \leq \sigma \\ -f_2'(\tau, \underline{\xi}) \leq \sigma \end{cases} \end{array} \right. \quad (58)$$

可见, 式(58)中约束的数目与样本数量无关。此外, 式(54)中含有绝对值项, 将其线性转化为

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in V} v_{i,z} - \sum_{i \in V} v_{i,x} \leq a \quad \forall z \in Z, x \in Z, z \neq x \\ -\sum_{i \in V} v_{i,z} + \sum_{i \in V} v_{i,x} \leq a \quad \forall z \in Z, x \in Z, z \neq x \end{array} \right. \quad (59)$$

4.2 动态分区恢复模型的流程

大停电发生后获取电网信息, 基于第2节提供的风电不确定性出力场景和第3、4节求解分布鲁棒优化的分区恢复方案, 在线动态分区恢复模型具体流程见图2。

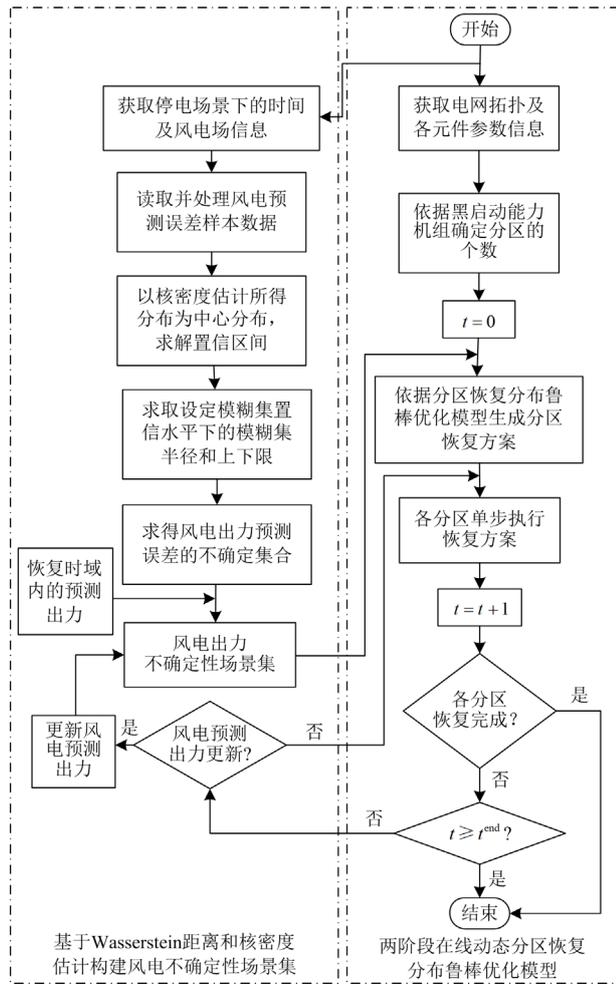


图2 在线动态分区恢复模型流程

Fig. 2 Online dynamic partition restoration model process

5 算例仿真

本文通过新英格兰10机39节点系统和某省实际电网来验证本文模型和方法的有效性。借助Matlab软件的Yalmip平台建模, 调用GUROBI求解器进行模型求解。计算采用普通PC机, 配置为Intel(R) Core(TM) i7-12700H CPU @2.30 GHz, 安装内存为16 GB。

5.1 新英格兰10机39节点系统算例

新英格兰10机39节点系统拓扑结构见图3。该系统共39个节点、46条支路。以B表示节点, L表示线路, 黑启动电源接入节点为B30、B33; 每个分区保证有一个黑启动电源, 分区数量设置为2; 风电场接入节点为B3、B16, 分别记为风电场一和风电场二, 装机容量均为400 MW, 节点B31处的火电机组被替换为等容量的风电机组, 其出力特性与风电场一相同; 发电机组参数见附录A表A1; 模糊集的置信水平 $\beta = 0.95$; 核密度估计所得累积分布函数的分位数 $\alpha = 0.01$; 风电场的重要度系数 C_w^w 分别为0.9、0.8、0.9; 负荷节点重要度系数 C_i^d 取值为0.8、0.9和1.0; 为尽可能减小分区间的规模差异, λ_1 取值为1、 λ_2 取值为5; 单时步恢复的节点数量上限 $N_{\text{resBus}} = 5$, 操作数量上限 $N_{\text{OPT}} = 4$, 可根据系统的实际恢复能力进行调整; 参考文献[29]取合环权重 $\chi = 2$; 联络线数量上限 $N_{\text{Tie}} = 3$; U^{low} 为0.95 p.u., U^{upper} 为1.05 p.u.; θ^{low} 为 $-\pi/3$, θ^{upper} 为 $\pi/3$; 采用某风电场2014年—2017年每年2月1日—3月15日风电的数据集, 每个时间点包括风电出力的预测值和实际值两组数据, 选取23:00—04:00风电的预测出力数据作为不同风电场初始的预测出力, 以此为基础叠加风电波动, 模拟预测出力的变化; 恢复时步总数 $t^{\text{end}} = 20$; 恢复时步步长为15 min。

初始时刻的分区恢复方案记为初始方案, 将采用本文动态分区恢复方法所得方案记为动态分区方案。为说明本文方法的效果, 将仅调整恢复运行变量方法作为对比方法, 风电的预测出力更新时系统保持原有分区和恢复次序不变, 其所得的方案记为固定分区方案。

5.1.1 初始分区恢复

针对以上算例, 首先求取核密度估计的最优带宽, 并进一步计算得风电出力预测误差的上下限分别为21.125 MW、-19.269 MW, 模糊集半径为0.7358, 风电的初始预测出力曲线见图4, 基于第2节建立风电不确定性场景集。

接着, 在初始时刻制定分区子系统恢复方案, 结果见表1, 其元件恢复次序如图3所示, 灰色虚

线为分区边界线。

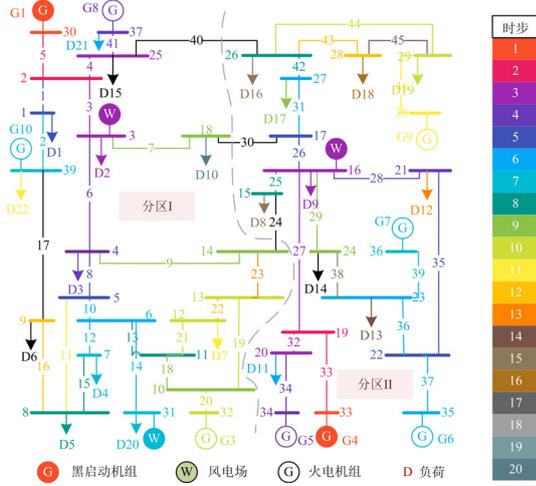


图3 初始分区恢复方案次序图

Fig. 3 Sequence diagram of initial partition restoration scheme

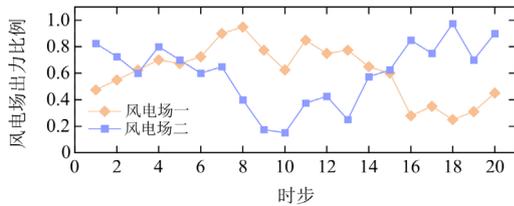


图4 初始时刻风电预测出力曲线

Fig. 4 Wind power predicted output curves at the initial time

表1 初始分区恢复方案结果

Table 1 Initial partition restoration scheme results

目标函数值	节点恢复耗时/时步	线路恢复耗时/时步	发电量/MWh	弃风量/MWh	停电负荷电能损失/MWh
385 329	13	15*	9789.0	1064.6	19 833.6

由图3可得,除区间联络线和分区内部线路L17外,其他线路均已在第15时步完成恢复,尽管L17在第20时步仍未投入,但并不影响分区子系统恢复的连通性,表1中加“*”标记表示除L17外其他线路的恢复耗时。在初始方案中,以L40、L30、L24为区间联络线,形成分区边界,将系统划分为两个分区,黑启动机组G1、G4分别依次通电各自分区内的线路和节点,分区I在第13时步恢复最后一条线路L23,分区II在第15时步恢复最后一条线路L38,两分区恢复进程仅相差2个时步,用时较为接近。然而,若改用串行恢复,将无法充分发挥两个黑启动电源的优势,导致系统的节点和线路恢复耗时进一步增加。初始方案各分区和系统的负荷恢复情况如图5所示。

由图5可得,随着恢复的进行,负荷恢复量逐渐增大,最终系统完成90.36%的负荷恢复。

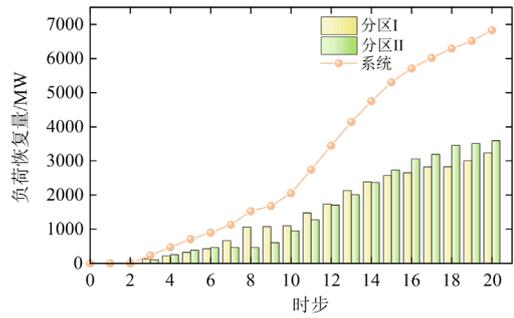
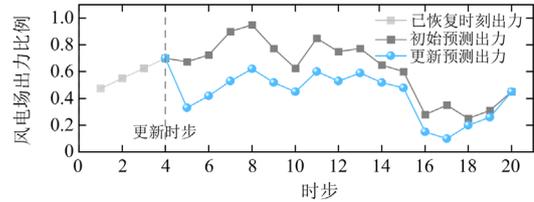


图5 初始方案负荷恢复情况

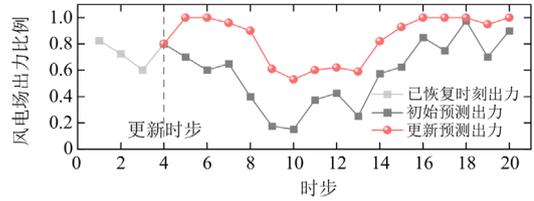
Fig. 5 Load restoration of initial scheme

5.1.2 动态分区恢复

当风电出力预测曲线出现较大非预期波动时,需要及时更新分区恢复方案。现假设第4时步起,分区I风电场一出力大幅下降、分区II风电场二出力大幅上升,预测曲线变化分别如图6(a)和图6(b)所示。



(a) 风电场一预测出力波动下降



(b) 风电场二预测出力波动上升

图6 风电场预测出力曲线变化

Fig. 6 Wind farm forecast output curve changes

此时仍保持原有恢复方案不变,系统因风电出力的大幅波动导致部分安全约束越限,引发安全稳定问题,造成恢复进程停滞,原有恢复方案不可行,故调整方案,分别依据本文方法和对比方法更新方案。分区恢复结果和负荷恢复情况见表2和图7。

表2 两种分区恢复方案的结果对比

Table 2 Comparison of the results of the two partition restoration schemes

不同方案	目标函数值	节点恢复耗时/时步	线路恢复耗时/时步	发电量/MWh	弃风量/MWh	停电负荷电能损失/MWh
动态分区方案	306 164	11	16*	9828.4	999.6	20 045.8
固定分区方案	306 297	12	15*	9339.8	1000.6	20 528.4

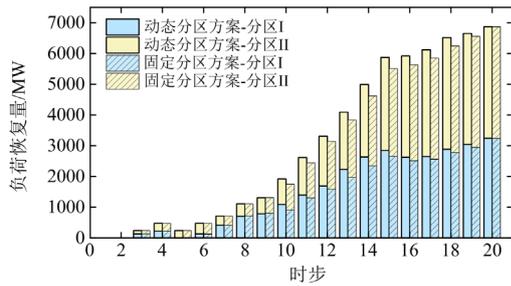


图7 两种方案的负荷恢复情况

Fig. 7 Load restoration of the two schemes

由表2可得, 固定分区方案的目标函数值大于动态分区方案, 其恢复效果较差, 主要表现为停电负荷电能损失较大, 即 T 时步累积未恢复的负荷较多。当风电场出力出现较大波动时, 固定分区方

案仅通过改变运行变量的值来保证满足安全约束, 仍按照原有方案的分区及元件恢复次序执行恢复过程, 当所恢复的节点功率不平衡时可能导致能够恢复的负荷较少甚至负荷切除, 如图7中第10—第15时步, 固定分区方案分区I的负荷恢复量明显少于动态分区方案。需要说明的是, 在动态分区恢复方案中, 允许适时切除少量负荷, 有助于提升累积负荷恢复效益和寻找最优解, 因此在第5和第16时步负荷恢复量有所下降。此外需要注意, 在其他风电出力变化场景下, 固定分区方案容易无解, 表明对比方法适用性较差, 在第5.1.3节将会详细说明。

现对动态分区方案进行分析, 动态分区方案与初始方案的元件恢复次序对比见表3, 动态分区方案元件恢复次序如图8所示。

表3 初始方案与动态分区方案的元件恢复次序对比

Table 3 Component restoration sequence comparison of initial scheme and dynamic partition scheme

时步	初始方案		动态分区方案	
	分区 I	分区 II	分区 I	分区 II
1	B30	B33	B30	B33
2	B2、 L5	B19、 L33	B2、 L5	B19、 L33
3	B3、B25、 L3、L4	B16、B20、 L27、L32	B3、B25、 L3、L4	B16、B20、 L27、L32
4	B4、B37、 L6、L41	B21、B34、 L28、L34	B4、B37、 L6、L41	B21、B34、 L28、L34
5	B1、B5、 L1、L8	B17、B22、 L26、L35	B1、B5、 L1、L8	B17、B22、 L26、L35
6	B6、 L10	B23、B27、B35、 L31、L36、L37	B6、B39、 L2、L10	B23、B35、 L36、L37
7	B7、B31、B39、 L2、L12、L14	B36、 L39	B11、B31、 L13、L14	B27、B36、 L31、L39
8	B8、B11、 L13、L15	B15、B26、 L25、L42	B8、B10、 L11、L18	B24、B26、 L29、L42
9	B10、B14、B18、 L7、L9、L18	B24、 L29	B12、B14、B32、 L9、L20、L21	B29、 L44
10	B12、B13、B32、 L19、L20、L21	B29、 L44	B13、 L19	B18、B28、B38、 L30、L45、L46
11	L11	B38、 L46	B7、B9、 L12、L17	B15、 L25
12	B9、 L16、L22	—	L15	—
13	L23	B28、 L43	—	L38
14	—	L45	L22	—
15	—	L38	—	L43
16	—	—	L23	—

注: 以初始方案为基准, 红色表示动态分区方案中该元件恢复早于初始方案, 蓝色表示晚于初始方案, 橙色表示该元件在初始方案和动态分区方案中分别属于不同分区, 故标注橙色加以区分。

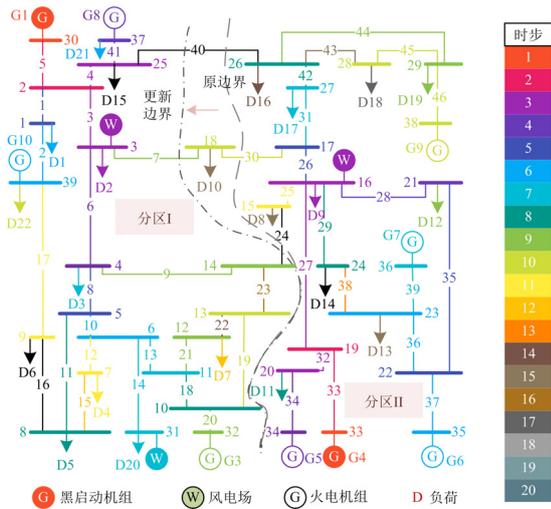


图8 动态分区方案元件恢复次序图

Fig. 8 Component restoration sequence diagram of dynamic partition scheme

动态分区方案将联络线由 L24、L30、L40 变更为 L7、L24、L40，B18 及其所带负荷由分区 II 被划分至分区 I。从功率平衡上看，分区 I 出力大幅下降，为尽可能保证负荷恢复效益，分配给分区 I 的负荷量须适当减少。与此同时，分区 II 风电出力上升，具备恢复更多负荷的潜力。因此，以原有分区方案为基础调整分区边界，改为分区 II 恢复 B18 及其负荷，有效降低了分区 I 风电场出力下降带来的风险，且充分利用了分区 II 风电场的出力，发挥了风电场的价值。

结合表 3 和图 8，相较于初始方案，动态分区方案将 B39 处的 G10 由原来的第 7 时步恢复提前至第 6 时步恢复，B32 处的 G3 由原来的第 10 时步恢复提前至第 9 时步恢复，B11 和 B10 为 G3 的恢复打通路径，尽早通过火电机组弥补风电功率的缺额，待 G3 稳定出力后，在第 11 时步恢复负荷节点 B4。分区 II 风电场出力前期上升幅度较大，后期幅度较小，因此前期恢复负荷节点 B27、B29，后期借助火电机组(如 B38 等)恢复其他节点的负荷。在第 20 时步初始方案和动态分区方案分别存在一条分区内部线路 L17 和 L16 未恢复。尽管动态分区方案下的 L16 在恢复时步末仍未投入，但 L16 不破坏分区 I 的连通性，且从整体的恢复效益上看，其他元件均已在第 16 时步恢复完成，恢复时域内的累积负荷恢复效益远大于初始方案。

由前述分析可得，当风电场更新的预测曲线与预期相比波动较大时，考虑风电出力的不确定性进行动态分区恢复方案调整十分必要。

5.1.3 风电出力变化场景的影响

区域风电场受风速等影响，出力存在上升和下降两种情况。为探讨区域风电场出力均下降对分区恢复方案的影响，另假设第 4 时步起，风电场二出力与原预测曲线相比也大幅下降，见图 9。两分区风电出力均下降的场景下不同方案的结果见表 4。

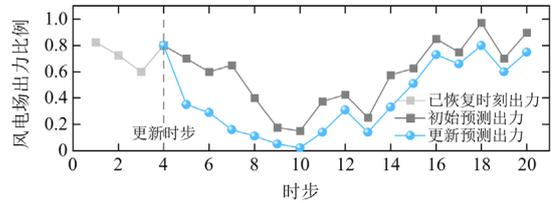


图9 风电场二预测出力波动下降曲线

Fig. 9 Predicted output fluctuation decline curve of wind farm II

表4 风电出力下降场景下不同分区恢复方案结果

Table 4 Results of different partition restoration schemes in the wind power output decline scenario

不同方案	目标函数值	节点恢复耗时/时步	线路恢复耗时/时步	发电量/MWh	弃风量/MWh	停电负荷电能损失/MWh
初始方案	385 329	12	15 [*]	9789.0	1064.6	19 833.6
动态分区方案	291 135	11	16 [*]	10 305.8	918.4	20 093.2
固定分区方案	无解	—	—	—	—	—

风电场出力下降，导致停电负荷电能损失与初始方案相比有所增大，需要更多的火电机组出力弥补风电功率缺额。故与初始方案相比，表 4 中动态分区方案的发电量有所增大，经优化后目标函数值减小。然而该变化场景下，固定分区方案无解，表明仅调整运行变量的值已无法保证恢复的顺利进行，证明动态分区恢复的必要性。在第 5.1.2 节两分区风电出力分别下降和上升的场景下，调整分区恢复方案后恢复效果更佳，证明动态分区恢复方案的有效性。

5.1.4 模糊集置信水平 β 的影响

本文采用分布鲁棒优化，其模糊集置信水平 β 对结果有着重要影响， β 越大，Wasserstein 球的半径越大，模糊集中包含的概率分布越多。设置不同置信水平，目标函数值变化如图 10 所示。

由图 10 可得，目标函数值随着 β 的增大而逐渐增大。原因为包含的概率分布越多，则考虑风电波动的情况越复杂，风电波动给分区恢复带来的影响越严重，为尽可能降低这种影响，需要方案的保守程度更强，体现为目标函数值越大。当置信水平为 0 时，模糊集中仅包含核密度估计所得分布，本文模型结果趋于随机优化模型。当置信水平接近于

1 时, 趋于鲁棒优化模型。本文分布鲁棒优化方法可通过调整 β 的值来调整方案的准确性和鲁棒性。

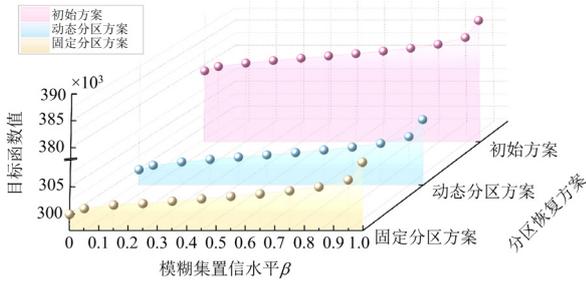


图 10 不同置信水平下目标函数值的变化

Fig. 10 Change of objective function value under different confidence levels

5.2 某省实际电网算例

通过某省实际电网算例仿真验证本文方法对含风电实际电网恢复决策的有效性。该系统共 62 个节点、75 条线路, 其拓扑结构见图 11。黑启动电源接入节点为 JDC、JLC、JXT; 风电场接入节点 JXL、JGY、JGD; 单时步恢复的节点数量上限 $N_{resBus} = 12$; 操作数量上限 $N_{OPT} = 12$; 联络线数量上限 $N_{Tie} = 8$ 。

通过仿真可得该系统分区恢复方案结果, 如表 5 和图 11、图 12 所示。

表 5 实际系统分区恢复方案结果

Table 5 Real system partition restoration scheme results

不同方案	目标函数值	节点恢复耗时/时步	线路恢复耗时/时步	发电量/MWh	弃风量/MWh	停电负荷电能损失/MWh
初始方案	207 603	13	12 [*]	8442.6	812.2	12 888.4
动态分区方案	232 797	11	18	8200.6	902.0	13 323.0
固定分区方案	234 765	13	12 [*]	7491.8	912.2	14 036.8

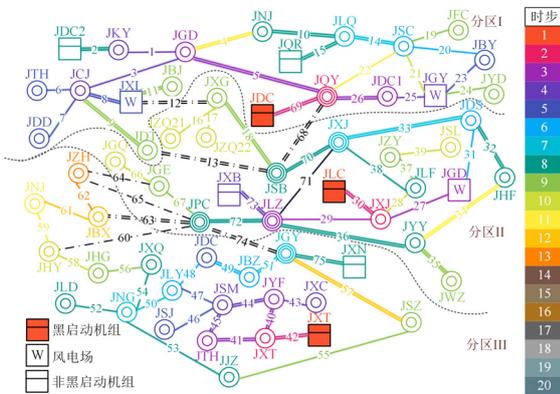


图 11 实际系统初始方案元件恢复次序图

Fig. 11 Real system component restoration sequence diagram of initial scheme

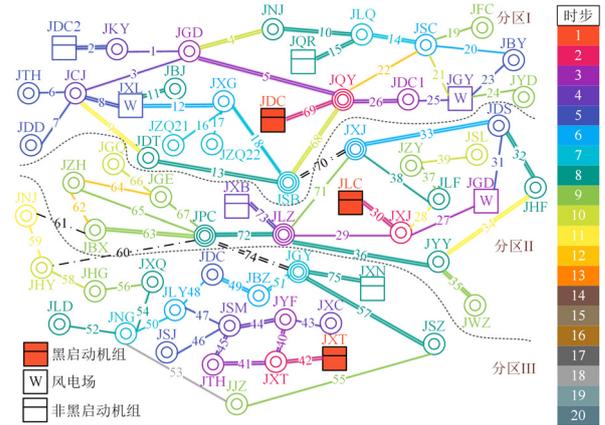


图 12 实际系统动态分区方案元件恢复次序图

Fig. 12 Real system component restoration sequence diagram of dynamic partitioning scheme

结合表 5 和图 11 可得, 初始方案在 13 时步内完成所有节点的恢复, 在第 12 时步, 除联络线和 L71 外其他线路均已恢复。由图 12 可得, 在分区 I 风电场出力下降、分区 II 风电场出力上升的变化场景下, 由本文方法所得的动态分区方案将分区 I 发电厂 JDC2 由初始方案的第 8 时步恢复提前至第 5 时步恢复, 通过 JDC2 和 JDC 弥补风电功率的缺额。分区 II 减少了负荷为 0 的节点 JXG、JZQ21、JZQ22、JSB 和带有较小负荷的节点 JDT, 增加了带有较大负荷的节点 JZH 和 JBX, 并分别提前了 4 时步和 3 时步恢复, 充分利用了风电波动增加的出力。从元件恢复效果上看, 动态分区方案在第 12 时步完成除联络线和 L53 外其他线路的恢复, 并于第 18 时步恢复 L53, 而固定分区方案最终仍有 L71 未恢复, 故动态分区方案的元件恢复效果优于固定分区方案。动态分区方案通过调整分区边界和元件恢复次序, 使得停电负荷电能损失远小于固定分区方案, 较大程度地提升了恢复效益, 证明了本文所提方法的有效性。

6 结论

针对现有分区恢复方法难以适应恢复过程中风电出力不确定性、分区恢复方案无法实时更新导致恢复受阻的问题, 本文提出了一种考虑风电不确定性的电力系统在线动态分区恢复优化方法, 从系统网架和运行状态两个角度设立两阶段优化目标, 建立两阶段动态分区恢复的分布鲁棒优化模型, 并采用对偶理论等实现模型的转化与求解。通过新英格兰 10 机 39 节点系统和某省实际电网算例对本文方法进行了验证, 得到如下结论。

1) 当风电场预测出力出现较大的非预期变化时, 仍按照初始分区方案进行恢复, 可能导致恢复停滞。

2) 动态分区恢复通过调整分区边界和元件恢复次序, 更新后续时步的分区恢复方案, 可以降低停电负荷电能损失, 提升累积恢复效益。

3) 通过调节模糊集置信水平可以控制分布鲁棒优化方案的准确性和保守性, 置信水平越高, 包含的概率分布越多, 方案保守性越强。

本文依据风电预测出力曲线的变化进行动态分区, 下一步工作可设定动态分区恢复的判据, 自动判断更新分区恢复方案的时机, 建立更细致、智能的在线动态分区恢复模型。

附录 A

表 A1 新英格兰 10 机 39 节点系统机组参数

Table A1 New England 10-machine 39-bus system unit parameters

节点编号/ (机组编号)	P_g^{CR} /MW	R_g /(MW/时步)	T_g /时步	P_g^{upper} /MW
30(G1)	—	82	1	1040
32(G3)	8	106	4	725
33(G4)	—	131	1	652
34(G5)	5	98	4	508
35(G6)	8	124	4	687
36(G7)	6	104	4	580
37(G8)	6	110	4	564
38(G9)	13	176	4	865
39(G10)	15	184	4	1100

参考文献

- [1] 方健, 林翔, 王红斌, 等. 基于设备实时故障率的配电网停电概率计算方法[J]. 电测与仪表, 2023, 60(1): 116-123. FANG Jian, LIN Xiang, WANG Hongbin, et al. Calculation method of outage probability of distribution network based on real-time failure rate of equipment[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(1): 116-123.
- [2] 韩世军, 杜帅, 李真娣. 配电网不停电状态下电能分项计量误差测试方法[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(8): 24-29, 39. HAN Shijun, DU Shuai, LI Zhendi. Test method for power metering error in distribution network without power failure[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(8): 24-29, 39.
- [3] 李明明, 孙磊, 丁明. 考虑系统恢复能力的快速切负荷机组最优布点策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 84-95. LI Mingming, SUN Lei, DING Ming. An optimal location strategy of units with FCB function considering the restorability of power systems[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 84-95.
- [4] WANG Yi, LEBOVITZ L, ZHENG Kedi, et al. Consensus clustering for bi-objective power network partition[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(4): 973-982.
- [5] 魏震波, 关翔友, 高红均, 等. 基于改进局部拓展算法的电力系统并行恢复分区方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(5): 62-68. WEI Zhenbo, GUAN Xiangyou, GAO Hongjun, et al. Partitioning method for parallel restoration of power system based on improved local fitness method[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(5): 62-68.
- [6] HUANG Shujian, LI Changcheng, LI Zhipeng, et al. An improved label propagation algorithm-based method to develop sectionalizing strategies for parallel power system restoration[J]. IEEE Access, 2020, 8: 118497-118509.
- [7] 王炜歆, 王小君, 许寅, 等. 考虑输配协同的电网并行恢复分区及机组启动次序统一优化决策方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(3): 859-872. WANG Weixin, WANG Xiaojun, XU Yin, et al. A synthetic optimal decision-making method for parallel restoration sectionalizing and generator start-up sequence of power grids considering transmission and distribution system coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(3): 859-872.
- [8] LI Shaoyan, LIN Zimian, ZHANG Youhao, et al. Optimization method of skeleton network partitioning scheme considering resilience active improvement in power system restoration after typhoon passes through[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 148.
- [9] 刘仲, 牟龙华, 杨智豪. 大停电后含分布式电源的电网分区及负荷恢复方案[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 55-61. LIU Zhong, MU Longhua, YANG Zhihao. Scheme for partitioning and load restoration of power grid containing distributed generation after blackout[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 55-61.
- [10] 吴楚凤. 黑启动分区并行恢复优化的数学规划建模与求解[D]. 北京: 华北电力大学, 2020. WU Chufeng. Modeling and solving method of black-start partitioning schemes optimization based on mathematical programming[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.
- [11] 刘玉田, 王洪涛, 叶华. 电力系统恢复理论与技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- [12] 周光奇. 考虑规模风电接入的电力系统分区协调恢复研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021. ZHOU Guangqi. Research on parallel coordination restoration of power systems considering large scale wind power participation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [13] 李泽. 输配电网协同恢复控制的自适应优化[D]. 南京: 东南大学, 2021. LI Ze. Adaptive optimization of collaborative restoration control of transmission and distribution systems[D]. Nanjing:

- Southeast University, 2021.
- [14] 王春义, 刘玉田. 输电网架恢复的动态优化决策方法[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(2): 23-27, 78.
WANG Chunyi, LIU Yutian. A dynamic optimization decision-making method for power system skeleton restoration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(2): 23-27, 78.
- [15] 刘昌盛, 谢云云, 石屹岭, 等. 加快含快速切回机组电网恢复的动态分区策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(19): 46-53.
LIU Changsheng, XIE Yunyun, SHI Yiling, et al. Dynamic partition strategy for fast restoration of power systems with fast cut back units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(19): 46-53.
- [16] LI Ze, XUE Yusheng, WANG Haobao, et al. A dynamic partitioning method for power system parallel restoration considering restoration-related uncertainties[J]. Energy Reports, 2020, 6: 352-361.
- [17] PAN Chunyang, WEN Shuli, ZHU Miao, et al. Hedge backpropagation based online LSTM architecture for ultra-short-term wind power forecasting[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 4179-4192.
- [18] 王耀健, 顾洁, 温洪林, 等. 基于在线高斯过程回归的短期风电功率概率预测[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 197-207.
WANG Yaojian, GU Jie, WEN Honglin, et al. Short-term wind power probability prediction based on online Gaussian process regression[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 197-207.
- [19] GOLSHANI A, SUN Wei, ZHOU Qun, et al. Incorporating wind energy in power system restoration planning[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 16-28.
- [20] 顾雪平, 白岩松, 李少岩, 等. 考虑风电不确定性的电力系统恢复全过程两阶段鲁棒优化方法[J]. 电工技术学报, 2022, 37(21): 5462-5477.
GU Xueping, BAI Yansong, LI Shaoyan, et al. Two stage robust optimization method for the whole-process power system restoration considering wind power uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(21): 5462-5477.
- [21] 赵毅, 王维庆, 闫斯哲. 考虑阶梯型碳交易的风光储联合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 127-136.
ZHAO Yi, WANG Weiqing, YAN Sizhe. Distributionally robust optimization scheduling of a joint wind-solar-storage system considering step-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 127-136.
- [22] 王蓬蓬, 宋运忠. 计及最恶劣场景概率和供需灵活性的综合能源系统分布鲁棒低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(13): 78-89.
WANG Pengpeng, SONG Yunzhong. Distributed robust low-carbon optimal scheduling of an integrated energy system considering worst-case scenario probability and flexibility of supply and demand[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(13): 78-89.
- [23] HOU Wenting, ZHU Rujie, WEI Hua, et al. Data-driven affinely adjustable distributionally robust framework for unit commitment based on Wasserstein metric[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(6): 890-895.
- [24] 李文栋. 风功率预测误差的非参数核密度估计方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
LI Wendong. Research on nonparametric kernel density estimation method of wind power forecast error[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [25] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2819.
- [26] 顾雪平, 李少岩, 李凯. 用于网架重构决策的节点重要度动态评价方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(4): 89-95.
GU Xueping, LI Shaoyan, LI Kai. Dynamic assessment of nodal importance for decision-making of network reconfiguration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(4): 89-95.
- [27] 顾雪平, 周光奇, 李少岩. 计及系统可观测性的网络化简与黑启动分区方案制定[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(20): 114-122.
GU Xueping, ZHOU Guangqi, LI Shaoyan. Network simplification and formation of black-start zone partitioning scheme considering system observability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(20): 114-122.
- [28] ESFAHANI M P, KUHN D. Data-driven distributionally robust optimization using the Wasserstein metric: performance guarantees and tractable reformulations[J]. Mathematical Programming, 2018, 171(1-2): 115-166.
- [29] 李少岩, 赵汉广, 顾雪平, 等. 考虑次生故障差异化影响下韧性主动提升的输电系统网架重构策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(5): 1712-1726.
LI Shaoyan, ZHAO Hanguang, GU Xueping, et al. A novel transmission network reconfiguration strategy considering active improvement of system resilience under the differential influence of contingencies[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(5): 1712-1726.

收稿日期: 2024-03-04; 修回日期: 2024-07-23

作者简介:

刘珂(2000—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统安全防御和恢复控制; E-mail: kncepu@163.com

顾雪平(1964—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统安全防御和恢复控制、安全稳定评估与控制、智能技术在电力系统中的应用等; E-mail: xpgu@ncepu.edu.cn

白岩松(1997—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统安全防御和恢复控制。E-mail: 2846919603@qq.com

(编辑 许威)