

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240904

计及恢复进程影响的电网分区鲁棒优化模型及算法

毛荀¹, 董王朝¹, 王京景¹, 吕凯¹, 汤伟¹, 俞登洋¹, 黄凯², 李堂明³, 林济铿³

(1. 国网安徽省电力有限公司电力科学研究院, 安徽 合肥 230601; 2. 安徽继远软件有限公司, 安徽 合肥 230093; 3. 同济大学电子与信息工程学院, 上海 201804)

摘要: 合理、科学的电网分区可显著加快系统恢复进程及提升恢复的成功率。对新型电力系统下计及系统恢复进程影响的电网分区鲁棒优化模型及算法进行研究。首先, 构建了以系统恢复过程的停电损失、分区联络线功率及分区恢复时间差的加权和最小为目标函数, 并考虑相关完备约束条件的电网分区鲁棒优化模型。该模型考虑了频率及电压调节容量约束和分区问题的新能源出力不确定性, 使得分区优化模型更加接近于工程实际, 同时基于此所得到的分区方案也更加合理。由于该模型目标函数中包括分区恢复过程的节点负荷恢复时间变量而难以直接求解, 提出了一种有效的分解求解策略。即将模型转换为两层优化模型, 上层模型为既定节点负荷恢复时间的分区优化鲁棒模型, 采用约束生成法(constraint generation, CG)进行求解; 下层模型为既定分区方案的分区近似恢复模型, 采用列与约束生成法(column and constraint generation, C&CG)进行求解。基于此, 通过上下层模型间交互迭代而实现问题的最终求解。该求解算法实现了分区优化与系统恢复两个相互耦合子问题的有效求解。算例及实际系统验证了模型及算法的有效性和先进性。

关键词: 新型电力系统; 电网分区优化; 系统恢复进程; 鲁棒优化; 分解求解方法

Robust optimization model and algorithm for power grid partitioning considering the impact of system recovery process

MAO Xun¹, DONG Wangchao¹, WANG Jingjing¹, LÜ Kai¹, TANG Wei¹, YU Dengyang¹, HUANG Kai², LI Tangming³, LIN Jikeng³

(1. State Grid Anhui Electric Power Corporation Research Institute, Hefei 230601, China; 2. Anhui Jiyuan Software Limited Company, Hefei 230093, China; 3. College of Electronic and Information Engineering, Tongji University, Shanghai 201804, China)

Abstract: Rational and systematic grid partitioning can significantly accelerate system recovery and improve restoration success rates. This paper investigates a robust optimization model and algorithm for power grid partitioning that accounts for the impact of the recovery process in new power systems. First, a robust optimization model for grid partitioning is constructed, with the objective of minimizing a weighted sum of outage losses during recovery, tie-line power flows between partitions, and differences in partition restoration times, while incorporating comprehensive operational constraints. The model also considers frequency and voltage regulation constraints, and uncertainties in renewable energy output within grid partitions, making it more consistent with engineering practice and yielding more practical partitioning schemes. Since the objective function includes node load restoration time variables in the recovery process, which makes direct solution difficult, an effective decomposition-based solution strategy is proposed. Specifically, the model is reformulated as a two-level optimization framework: the upper-level model is a robust partitioning optimization problem with given node load restoration times, solved using the constraint generation method (CG); the lower-level model is an approximate recovery optimization model for a given partition scheme, solved using the column and constraint generation method (C&CG). This solution algorithm effectively addresses the two interdependent subproblems of partitioning optimization and system recovery. Case studies and practical system tests verify the effectiveness and superiority of the proposed model and algorithm.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51177107).

Key words: new power system; grid partitioning optimization; system recovery process; robust optimization; decomposition-based solution method

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51177107)“基于图论的智能电网最优电力孤岛形成模型和算法”; 国网安徽省电力有限公司科技项目资助(521205230013)“基于储能和新能源的区域电网黑启动及恢复关键技术研究”

0 引言

我国新能源电厂并网数量及出力占比均越来越大,在使得电网运行及发展更加绿色和可持续的同时,因新能源电厂出力直接取决于气象条件而具有较强的不确定性,使得电网安全经济运行更加复杂,相应在一定程度上也加大了电网发生局部甚至大面积停电事故风险。近年来,国际上已发生多起与新能源电厂直接相关的大停电事故,例如2016年澳大利亚因大规模风电机组脱网导致的大停电事故^[1],2019年英国电网因海上风电场脱网导致大规模停电事故^[2],2021年美国德州因极寒天气导致风力发电装置被冻住而引发的全州停电事故^[3]等。有效的黑启动及系统恢复方案是迄今应对电网大面积停电最有效的策略,可明显加快恢复进程,减少停电损失。若充分挖掘综合能源微网(integrated energy microgrid, IEM)的潜在价值,促进可再生能源消纳^[4-5],以新能源作为黑启动电源,并根据黑启动电源的数量,对电网进行合理分区,然后采用分区并行恢复再同期的策略,则可明显加快系统恢复进程而大幅减少停电损失。由于分区方案的合理与否直接影响分区系统恢复进程及成功率,再加上电网合理分区问题的复杂性,使得面向系统恢复的电网合理分区问题成为电网灾变及恢复领域倍受关注的问题之一。

迄今关于电网分区方法研究的相关文献,根据其分区方法机理的不同,大致可以分成如下3类:

1) 基于复杂网络理论的分区方法研究; 2) 基于智能进化优化算法的分区方法研究; 3) 基于0-1混合整数规划的分区方法研究。

1) 基于复杂网络理论的分区方法研究。该类方法基于复杂网络理论,将厂站等效为网络中的节点,线路等效为具有权重的边,利用社区检测算法(例如谱聚类算法、分裂算法等)找到模块度最大的网络结构以实现区域划分。文献[6]和文献[7]分别基于谱聚类算法及利用负荷电流的虚拟场与层次聚类对电力系统进行分区。文献[8-9]和文献[10]分别采用标签传播算法及基于Wasserstein电气距离测度对电网进行分区。该类分区方法所建分区模型相对简单,分区方案具有子系统内部节点联系紧密而子系统之间弱联系的特点。但该类方法存在的共同问题是:大多仅考虑功率平衡约束而无法考虑电网安全运行约束条件,如分区调节容量约束等,使得分区方案实际可行性较低。

2) 基于智能进化优化算法的分区方法研究。该类方法构建满足不同目标的分区优化模型,然后采用进化类算法进行求解。文献[11]和文献[12]分别提

出了基于改进秃鹰搜索算法及多目标自适应进化算法的分区优化模型及求解算法。文献[13]和文献[14]构建了基于非支配排序遗传算法 II(non-dominated sorting genetic algorithm II, NSGA-II), 分别计及联络线功率、灵活性不足率以及运行成本最低,和最大化模块度、多馈入短路比、最小化平均输电距离等的网络分区多目标优化模型。该类方法的优点是所建模型可以同时满足多种分区目的,但其缺点是求解速度很慢,只适用于较小规模的系统分区计算。

3) 基于0-1混合整数规划的分区方法研究。该类方法基于数学规划理论构建分区优化模型,并采用数学规划算法进行求解。文献[15-17]基于树背包问题(tree knapsack problem, TKP)建立了最优孤岛划分数学模型及求解算法。文献[18]构建了计及分区间联络线数量与传输功率最小的分区优化模型。该类方法基于相对完善的数学规划理论进行建模和求解,具有较强的理论支撑,但其缺点是只能构建近似模型,且由于所建的模型大都为混合整数非线性优化模型,当系统规模比较大时,迄今并无理论能够保证在既定的时间内求得其最优解。

基于以上研究,可以看出迄今的系统分区模型及算法总体还存在如下问题:

1) 大多没有考虑新能源出力的不确定性,使得其模型及算法无法适用于新型电力系统;

2) 目标函数中大多没有计及分区系统恢复进程的影响,使得其分区方案无法保证系统恢复的最优性(或近似最优性);

3) 分区约束过于简单,大多只考虑功率平衡约束,并没有考虑分区调节能力约束等,其分区方案存在无法实现系统恢复的风险;

4) 目前的相关电网分区方法缺乏对于分区方案的有效性综合评价,使得其真实有效性无法度量。

因此,本文提出新型电力系统下电网分区优化模型及求解算法。首先构建计及系统恢复进程影响的电网分区鲁棒优化模型,模型以系统恢复过程的停电损失、分区联络线功率和各分区恢复时间差加权和最小为目标,以节点功率平衡约束、调频调压容量约束、网络连通性约束、新能源机组出力波动特性约束为约束条件。由于模型中包括了分区进程影响(节点负荷恢复时间变量),而无法直接求解,本文将其分解为两层优化模型,上层模型为已知分区恢复时间的最优分区问题,下层模型为各分区近似最优恢复问题,通过上下层模型间交替迭代实现求解。在此基础上,本文提出了用于分区方案有效性评价的指标体系。算例证明了本文模型及算法的有效性和正确性。

本文的创新点如下:

1) 提出计及系统恢复进程影响的电网分区鲁棒优化模型, 该模型考虑了分区系统恢复进程的影响、调节容量约束及新能源出力的不确定性, 使得所建模型更加符合实际需求, 且保证了分区方案的合理性和有效性。

2) 提出了电网分区鲁棒优化模型的分层求解算法, 该算法将原模型分解为均可解的上下层优化模型, 通过上下层模型间交替迭代实现求解, 该求解方法合理地解决了分区变量与恢复变量耦合导致的求解难题。

3) 提出了分区方案有效性的评价指标体系, 实现了分区方案有效性的综合评价。

1 计及分区恢复进程影响的新型电力系统恢复最优分区优化模型

1.1 目标函数

分区的目的是使得各个分区有足够的调节容量, 各个分区的供电功率尽量平衡, 联络线功率尽可能小, 各个分区恢复尽可能同步。根据该目的, 本文构建考虑新能源出力的不确定性, 在新能源各种恶劣波动场景下, 确定最优的分区方案, 即节点和线路归属情况, 使得各分区停电损失、联络线传输功率和各分区恢复时间差的加权和最小。相应地, 系统分区单阶段鲁棒优化模型的目标函数为

$$\max_{P_r} \min_{x_{ik}, y_{lk}} \left\{ \begin{aligned} & \alpha \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{N_A} x_{ik} P_{i,d} T_{i,k} + \\ & \beta \sum_{l=1}^{N_L} (1 - \sum_{k=1}^{N_A} y_{lk}) P_l + \gamma \sum_{k=1}^{N_A} \sum_{m=1}^{N_A} |T_k - T_m| \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中: N 、 N_L 和 N_A 分别表示系统中节点总个数、线路总条数和黑启动电源个数(即分区个数); x_{ik} 和 y_{lk} 分别表示节点 i 和线路 l 是否归属于分区 k , 若为 1 则表示归属于分区 k , 若为 0 则表示不属于分区 k , 若 $\sum_{k=1}^{N_A} y_{lk} = 0$, 则表示线路 l 为联络线; $P_{i,d}$ 为节点 i 处的有功负荷量; \widetilde{p}_r 为节点 r 接入的新能源机组实际出力; P_l 表示联络线 l 的传输功率; $T_{i,k}$ 表示节点 i 在分区 k 的停电时间; T_k 和 T_m 分别表示分区 k 和分区 m 完成系统恢复所需时间; α 、 β 和 γ 为权重系数, $\alpha + \beta + \gamma = 1$ 。

1.2 约束条件

1) 分区功率平衡约束

$$\begin{cases} -P_{\text{umb}} \leq \sum_{i=1}^N \{x_{ik}(P_{i,g} - P_{i,d}) + x_{rk} \widetilde{p}_r\} \leq P_{\text{umb}} \\ k = 1, 2, \dots, N_A \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{umb} 为每个分区所允许的最大功率不平衡量; $P_{i,g}$ 表示节点 i 处接入常规机组(以下简称机组 i)的功率额定值; x_{rk} 表示第 r 台新能源机组是否划分到分区 k 。式(2)表示每个区域的功率不平衡量必须在阈值范围之内。注意到 $x_{rk} \widetilde{p}_r$ 为双线性项, 本文采用大 M 法进行处理^[19], 引入辅助连续变量 φ_{rk} , 将式(2)变换为如下约束, 如式(3)一式(5)所示。

$$-P_{\text{umb}} \leq \sum_{i=1}^N \{x_{ik}(P_{i,g} - P_{i,d}) + \varphi_{rk}\} \leq P_{\text{umb}}, k = 1, 2, \dots, N_A \quad (3)$$

$$-M(1 - x_{rk}) \leq \varphi_{rk} - \widetilde{p}_r \leq M(1 - x_{rk}) \quad (4)$$

$$-M x_{rk} \leq \varphi_{rk} \leq M x_{rk} \quad (5)$$

式中: M 表示一大数, 一般取 1000。

2) 无功调节备用容量约束

各个分区应具有一定无功备用调节容量用于电压控制, 具体为

$$R_Q^{k+} \leq \sum x_{ik} \overline{Q}_{i,g} + \sum x_{ik} \underline{Q}_i - \sum x_{ik} q_{i,d}, k = 1, 2, \dots, N_A \quad (6)$$

$$R_Q^{k-} \geq \sum x_{ik} \underline{Q}_{i,g} + \sum x_{ik} \overline{Q}_i - \sum x_{ik} q_{i,d}, k = 1, 2, \dots, N_A \quad (7)$$

式中: $\overline{Q}_{i,g}$ 、 $\underline{Q}_{i,g}$ 分别为节点 i 接入的传统机组无功出力上限和下限; \overline{Q}_i 、 \underline{Q}_i 分别为节点 i 接入的无功电源(综合电容器及电抗器)输出无功的上限及下限; R_Q^{k+} 、 R_Q^{k-} 分别为分区 k 无功正备用及负备用容量需求; $q_{i,d}$ 表示节点 i 的额定无功负荷量。

3) 有功备用容量约束

各个分区应该具有适量的有功调节备用容量, 其相应的备用容量约束为

$$\delta_g^+ \sum_{i=1}^{N_G} x_{ik} (\overline{P}_{i,g} - P_{i,g}) \geq \delta_d^+ \sum_{i=1}^{N_d} x_{ik} P_{i,d} \quad (8)$$

$$\delta_g^- \sum_{i=1}^{N_G} x_{ik} (P_{i,g} - \underline{P}_{i,g}) \geq \delta_d^- \sum_{i=1}^{N_d} x_{ik} P_{i,d} \quad (9)$$

式中: $k = 1, 2, \dots, N_A$; $\overline{P}_{i,g}$ 和 $\underline{P}_{i,g}$ 分别表示节点 i 接入的传统机组有功出力的上下限; N_G 和 N_d 分别表示系统内机组和负荷的总数目; δ_g^+ 和 δ_g^- 分别表示分区 k 中有功正备用和负备用因子, 取值分别为 0.3、0.1^[20]; δ_d^+ 和 δ_d^- 分别表示分区 k 中负荷需求正备用和负备用因子, 取值分别为 0.08、0.02^[21]。

4) 机组启动功率约束

对于分区 k , 至少存在一台被启动机组 j 的启动功率小于该分区中黑启动机组出力上限的 70%, 从

而保证该分区至少有一台非黑启动机组能够被成功启动, 即

$$\exists x_{jk} P_{j, st} \leq 0.7 x_{ik} \overline{P_{i, g}}, i \in \Omega_B, j \in \Omega_{NB} \quad (10)$$

式中: Ω_B 表示接入黑启动机组的节点集合; Ω_{NB} 表示未接入黑启动机组的节点集合; x_{jk} 表示第 j 台机组是否划入分区 k ; $P_{j, st}$ 表示第 j 台被启动机组的启动功率。

5) 节点及支路分区约束

$$\sum_{k=1}^{N_A} x_{ik} = 1 \quad \forall i \quad (11)$$

$$\sum_{k=1}^{N_A} y_{lk} \leq 1 \quad \forall l \quad (12)$$

$$\sum_{i \in \Omega_B} x_{ik} = 1 \quad \forall k \quad (13)$$

式(11)表示每个节点只能属于一个分区; 式(12)表示每条支路最多只能属于一个分区, 当某条支路不属于任何一个分区时, 表示该支路为联络线支路; 式(13)表示每个区域必须有一个黑启动电源节点。

6) 网络连通性约束

本文基于网络流理论构建子系统连通性约束。从系统源点注入流量, 流量通过线路到达每一个节点, 所有节点消耗单位流量, 当每一个节点都有流量到达时, 则可以确保网络的连通性。因此, 可将黑启动机组节点定义为系统源点, 待启动机组及负荷节点定义为汇点, 当网络满足网络流约束时, 则可保证所得子区域的连通性。定义整数变量 F_{lk} 为子分区 k 中线路 l 上的虚拟流量, 同时规定由编号小的节点流向编号大的节点为线路虚拟流量的正方向。具体约束如式(14)一式(18)。

$$y_{lk} \leq F_{lk} \leq M y_{lk} \quad \forall l, \forall k \quad (14)$$

$$\sum_{l(m,i)} F_{lk} - \sum_{l(i,n)} F_{lk} \geq x_{ik} \quad i \in \Omega_{NB}, \forall k \quad (15)$$

$$\sum_{l(m,i)} F_{lk} \geq x_{ik} \quad i \in \Omega_B, \forall k \quad (16)$$

$$\sum_{l(i,n)} F_{lk} = \sum_{i=1}^N x_{ik} - 1 \quad i \in \Omega_B, \forall k \quad (17)$$

$$\sum_{l(m,i)} F_{lk} = 0 \quad i \in \Omega_B, \forall k \quad (18)$$

式中: M 为一足够大的正数; $l(m,i)$ 表示终点为 i 的支路; $l(i,n)$ 表示起点为 i 的支路。式(14)表示虚拟流量仅在子系统内部线路上流动, 区间联络线上无流量, y_{lk} 为 0,1 变量, $y_{lk} = 1$ 意味着 $F_{lk} \geq 1$, 即线路上有流量, $y_{lk} = 0$ 意味着 $F_{lk} = 0$, 即线路上无流量。式(15)表示除黑启动电源节点外, 其他节点消耗的流量值不小于 1 个单位。式(16)表示子系统

内除黑启动电源外, 其他节点应流入的流量。式(17)表示黑启动电源节点流出的流量等于该区域节点总数减 1。式(18)表示黑启动电源节点流入的流量为 0。

7) 不确定集

新能源出力的不确定性满足预算不确定集^[22], 如式(19)所示。

$$U = \left\{ \begin{array}{l} \tilde{p}_r \in \mathbb{R}^{N_w} : \tilde{p}_r \in [\bar{w}_r - \delta_r, \bar{w}_r + \delta_r], \\ \left| \frac{\tilde{p}_r - \bar{w}_r}{\delta_r} \right| \leq \Gamma \end{array} \right\}, r \in \Omega_{WT} \quad (19)$$

式中: N_w 为新能源场站总数; \bar{w}_r 为新能源机组 r 的出力预测值; δ_r 表示新能源机组 r 的出力波动极限; Γ 表示不确定变量波动预算值, 通常取整数; Ω_{WT} 表示新能源机组的节点集合。

2 模型求解方法

2.1 模型分解策略

如式(1)所示, 分区优化模型的目标函数中包括节点停电时间 $T_{i,k}$, 该量由分区恢复过程确定而无法直接得到, 而分区恢复过程又依赖于分区方案, 从而无法直接求解由式(1)一式(19)组成的模型。本文将其分解为两层优化模型, 上层模型为给定节点停电时间的分区优化问题, 下层模型为给定分区方案的分区近似恢复优化问题, 以获得负荷节点恢复时间, 通过上下层模型间的交互迭代实现模型的近似求解。

1) 上层优化模型

给定节点停电时间的分区优化模型可以简洁地用矩阵形式表示为

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_{x, y} C^T x \\ A^T x + B^T y \leq E^T u + e \\ D^T x + F^T y \leq d \\ G^T x = g \\ H^T x \leq h \end{cases} \quad (20)$$

式中: $x = [x_{ik}, y_{lk}, F_{lk}]$, $y = [\varphi_{rk}]$, $u = [\tilde{p}_r]$; C^T 为与变量 x 对应的系数矩阵, 即式(1)中与 x_{ik} 和 y_{lk} 对应的系数, F_{lk} 未在目标函数中, 因此对应系数为 0。需要指出的是系数矩阵 C^T 中, 负荷节点停电时间 $T_{i,k}$ 通过求解下层模型获得, 在求解上层模型时将 $T_{i,k}$ 视为常数。式(20)中的 $A^T x + B^T y \leq E^T u + e$ 表示含有整数变量 x 、连续变量 y 和随机变量 u 的不等式约束, 对应式(3), A^T 、 B^T 、 E^T 和 e 为对应系数矩阵; $D^T x + F^T y \leq d$ 表示含有整数变量 x 、

连续变量 \mathbf{y} 的不等式约束, 对应式(4)和式(5), \mathbf{D}^T 、 \mathbf{F}^T 和 \mathbf{d} 为对应系数矩阵; $\mathbf{G}^T \mathbf{x} = \mathbf{g}$ 表示仅含有整数变量 \mathbf{x} 的等式约束, 对应式(11)、式(13)、式(17)和式(18), \mathbf{G}^T 和 \mathbf{g} 为对应系数矩阵; $\mathbf{H}^T \mathbf{x} \leq \mathbf{h}$ 表示仅含有整数变量 \mathbf{x} 的不等式约束, 对应式(6)一式(10)、式(12)、式(14)一式(16), \mathbf{H}^T 和 \mathbf{h} 为对应系数矩阵。

2) 下层优化模型

下层模型为给定分区情况下各个分区恢复鲁棒优化模型, 对于分区 k 而言, 求解该模型获得分区 k 的每个负荷节点停电时间 $T_{i,k}$ 。分区恢复鲁棒优化模型的目标是最小化新能源出力期望场景下的系统停电损失, 同时最小化恶劣场景下对期望场景所得机组调度与负荷恢复方案的调整幅度。根据设备恢复是按照顺序进行的实际要求, 将系统恢复过程分成 N_T 个时段, 每个时段的长度为 ΔT , 总恢复时间为 N_S , 且假定分区中黑启动机组及其所在节点恢复时刻为 0 时刻。相应的目标函数为

$$\min_{\substack{u_{k,i,b}^s, u_{k,i,d}^s, u_{k,i,g}^s \\ u_{k,i,j,l}^s, P_{k,i,g}^s, P_{k,r}^s}} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{s=0}^{N_T} \Delta T \left[\sum_{i=1}^{N_{k,BUS}} (1 - u_{k,i,d}^s) W_{i,d} P_{k,i,d}^s \right] + \\ \max_{P_{k,r}^s} \min_{\substack{\Delta P_{k,i,g}^s, \Delta P_{k,r}^s \\ \Delta P_{k,i,d}^s, \Delta Q_{k,i,g}^s}} \sum_{s=0}^{N_T} \Delta T \left[\sum_{i=1}^{N_{k,BUS}} \Delta P_{k,i,d}^s \right] \end{array} \right\}, s \in \Omega_T \quad \forall k \quad (21)$$

$$T_{i,k} = \sum_{s=0}^{N_T} \Delta T (1 - u_{k,i,d}^s) \quad (22)$$

式中: $u_{k,i,b}^s$ 、 $u_{k,i,d}^s$ 和 $u_{k,i,g}^s$ 分别表示分区 k 中第 i 个母线节点、负荷节点和机组节点在时段 s 的状态, 其值为 1 表示节点已恢复, 反之表示未恢复; $u_{k,i,j,l}^s$ 表示分区 k 中连接节点 (i,j) 的线路 l 是否在时段 s 恢复; $P_{k,i,g}^s$ 表示期望场景下分区 k 中第 i 台常规机组有功出力大小; $p_{k,r}^s$ 表示期望场景下第 k 个分区中第 r 台新能源机组实际有功出力大小; $P_{k,i,d}^s$ 表示分区 k 中节点 i 所需恢复的负荷量大小; $W_{i,d}$ 表示节点 i 的负荷权重系数, 根据负荷重要性, 负荷分为 1 类、2 类、3 类、4 类, 每一类负荷的 $W_{i,d}$ 分别为 100、50、30 及 10, 需要指出的是发电机厂用负荷为 1 类负荷; $\Delta P_{k,i,g}^s$ 和 $\Delta Q_{k,i,g}^s$ 、 $\Delta P_{k,r}^s$ 、 $\Delta P_{k,i,d}^s$ 分别表示最恶劣场景下对期望场景下的常规机组、新能源机组出力以及节点已恢复负荷量调整量; $N_{k,BUS}$ 表示分区 k 中母线节点个数; $\Omega_T = \{1, \dots, N_T\}$ 表示时段的集合。

分区恢复的约束条件包括: 1) 常规机组出力及爬坡约束; 2) 新能源机组出力约束; 3) 冷热启动时

限约束; 4) 安全运行约束; 5) 变压器变比及电容器投入组数上下限约束; 6) 计及交流潮流约束的节点功率平衡约束; 7) 设备恢复状态约束; 8) 新能源出力不确定集合; 9) 冷负荷恢复约束; 10) 过电压约束; 11) 频率约束; 12) 调整量约束。限于篇幅, 上述约束的具体表达式可参考文献[23]。

2.2 上层模型求解策略

对于给定节点恢复时间的上层模型式(20), 其为单阶段分区鲁棒优化模型, 本文采用约束生成法 (constraint generation, CG)^[24] 进行求解。其基本思想是把原问题直接分解为满足期望场景及各种新能源极端场景的优化主问题和极端场景寻求子问题。从任一初始可行解出发, 基于该可行解寻求相应的极端场景, 并判断当前可行解是否满足该极端场景, 若满足, 则计算结束; 否则, 找到新的极端场景, 把该极端场景添加到主问题中, 重新优化并得到新的可行解; 如此反复迭代, 直至找到满足所有极端场景的最优解。

1) 主问题

将式(20)进行分解得到主问题的模型为

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{y}} \mathbf{C}^T \mathbf{x} \quad (23)$$

$$\mathbf{A}^T \mathbf{x} + \mathbf{B}^T \mathbf{y} - \mathbf{E}^T \mathbf{u} \leq \mathbf{e} \quad \mathbf{u} \in S_{\text{ext}}(\mathbf{u}) \quad (24)$$

$$\mathbf{D}^T \mathbf{x} + \mathbf{F}^T \mathbf{y} \leq \mathbf{d} \quad (25)$$

$$\mathbf{G}^T \mathbf{x} = \mathbf{g} \quad (26)$$

$$\mathbf{H}^T \mathbf{x} \leq \mathbf{h} \quad (27)$$

式中: $S_{\text{ext}}(\mathbf{u})$ 表示由违背约束式(24)最严重的极端场景构成的集合(即极端场景集), 其余变量的含义与式(20)一样。

2) 子问题

子问题模型为

$$\max_{\mathbf{u}} \mathbf{A}^T \mathbf{x}^* + \mathbf{B}^T \mathbf{y}^* - \mathbf{E}^T \mathbf{u} - \mathbf{e} \quad (28)$$

$$\mathbf{u} \in U \quad (29)$$

式中: \mathbf{x}^* 和 \mathbf{y}^* 为主问题求解得到的当前最优解。

求解由式(28)、式(29)组成的模型, 得到当前最优解(即分区方案)情况下使式(28)最大化的场景, 若所求得的场景使得式(28)小于 0, 则辨识出新的极端场景 \mathbf{u}^* , 将所辨识出的当前极端场景反馈给主问题, 即 $S_{\text{ext}}(\mathbf{u}) \leftarrow S_{\text{ext}}(\mathbf{u}) + \mathbf{u}^*$, 然后重新求解主问题, 即寻求新的分区方案; 否则, 当前解(分区方案)已能满足各种极端场景, 求解结束。由于主、子问题均为线性规划问题, 均可以直接调用求解器求解。

基于 CG 及给定节点恢复时间的分区鲁棒优化模型(上层模型)求解的具体步骤如图 1 所示。

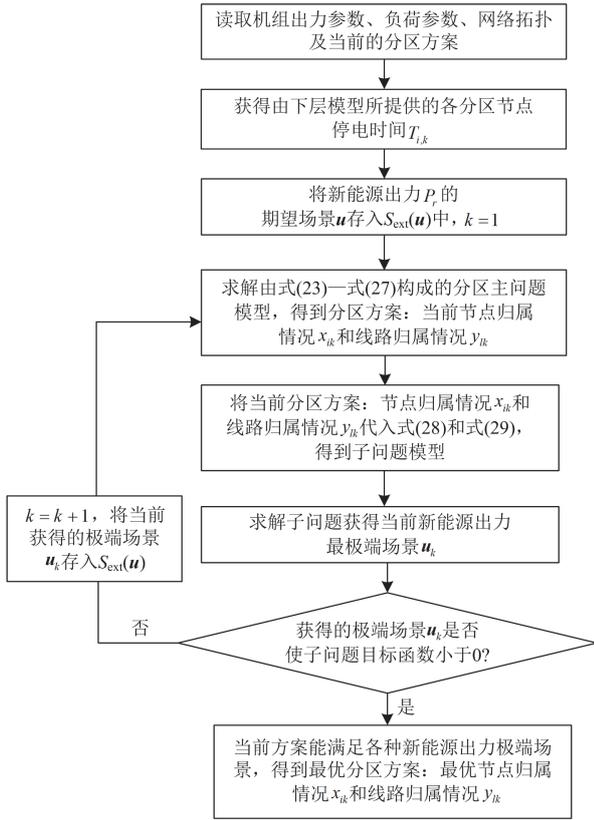


图 1 上层模型求解流程

Fig. 1 Solving process diagram of upper layer model

2.3 下层模型求解策略

由式(21)及约束组成的分区系统恢复模型为两阶段鲁棒优化模型, 求解该模型可以得到满足所有约束条件的各个分区停电损失最小的设备恢复顺序及机组和负荷的恢复量。该模型的第一阶段为在新能源出力期望场景下决定元件恢复顺序以及负荷恢复量; 该模型的第二阶段为在新能源出力最恶劣场景下, 寻求基于第一阶段决策的最小调整量, 使得在最恶劣场景下经调整之后的恢复方案具有可行性。该模型包括交流潮流约束, 需采用二阶锥变换, 将其凸化, 具体凸化过程详见附录 A。

模型凸化之后的新模型为混合整数二阶锥优化模型, 其形式为 min-max-min 三层优化问题, 无法直接求解, 需将其分解为主问题和子问题, 并采用列与约束生成法(column and constraint generation, C&CG)进行求解。其中, 主问题(main problem, MP)模型为: 以期望场景下的所有恢复约束(即 2.1 节下层模型所包括的 12 个约束条件)及从子问题反馈来的叠加约束(即新的极端场景)为约束条件, 以系统停电损失与最恶劣场景下负荷恢复调节量最小为目标函数。主问题模型为混合整数二阶锥优化模型问

题, 直接调用求解器求解, 得到满足系统在当前所有极端场景及期望场景下所有约束的各设备恢复顺序及各发电机和负荷的恢复量, 并获得该问题的下界。子问题(sub-problem, SP)为: 基于给定的主问题解, 寻求新能源最恶劣场景下的负荷恢复量及机组出力的最小调整量, 确定问题的上界, 并把辨识得到的最恶劣场景反馈给主问题。通过主子问题交替迭代, 直到上下界的间隙满足要求, 相应得到问题的解。具体求解流程如下。

1) 获取由上层模型确定的分区方案: 节点归属情况 x_{ik} 和线路归属情况 y_{ik} ;

2) 初始化迭代次数 $m=1$, 设置第 m 次迭代下界 $L_m=0$, 以及第 m 次迭代上界 $U_m=+\infty$, 辅助变量 $\alpha=0$;

3) 求解恢复模型主问题 MP, 得到一组主问题的最优解 x^* (包括各分区中所有母线、机组、负荷和线路的恢复状态 $u_{k,i,b}^s$ 、 $u_{k,i,g}^s$ 、 $u_{k,i,d}^s$ 、 $u_{k,ij,l}^s$, 机组各时段出力 $P_{i,g}^s$ 、 P_r^s 和负荷各时段恢复情况 $P_{i,d}^s$) 及对应目标函数值 f_{MP}^* ;

4) 更新迭代下界 $L_{m+1} = \max\{L_m, f_{MP}^*\}$;

5) 将 3) 中得到的 x^* 代入到子问题中, 求解子问题, 得到一组子问题最优解 y_s^* (包括各时段机组出力调整量 $\hat{P}_{k,i,g}^s$ 和切负荷量 $\hat{P}_{k,i,d}^s$) 及对应目标函数值 f_{SP}^* , 以及新能源新的最恶劣场景 $\{y_{i,g}^{s,*}\}$, 并更新迭代上界 $U_{m+1} = \min\{U_m, f_{SP}^*\}$;

6) 判断下界和上界的间隙是否满足要求, 即: 如果 $|U_{m+1} - L_{m+1}| / |L_{m+1}| \leq \varepsilon$, 则停止迭代, 否则把 y_s^* 以及 $\{y_{i,g}^{s,*}\}$ 反馈给主问题, 并转至步骤 3) 继续迭代求解。

上述求解过程的流程图如图 2 所示。

2.4 整体求解步骤

基于 2.1 节的上下层分解模型、2.2 节上层单阶段鲁棒模型的求解以及 2.3 节下层两阶段模型的求解, 实现了由式(1)一式(19)组成的复杂模型的求解。完整的求解步骤如下。

1) 输入相关参数, 包括网络参数、节点机组参数及类型(包括黑启动机组、被启动机组及新能源机组), 节点负荷及电容器、电抗器等参数;

2) 以各黑启动机组为初始点, 采用 Dijkstra 算法计算各个负荷节点及非黑启动机组到各黑启动机组的最短电气距离, 根据电气距离最小确定各个负荷节点及非黑启动机组的归属, 从而得到初始的系统分区。

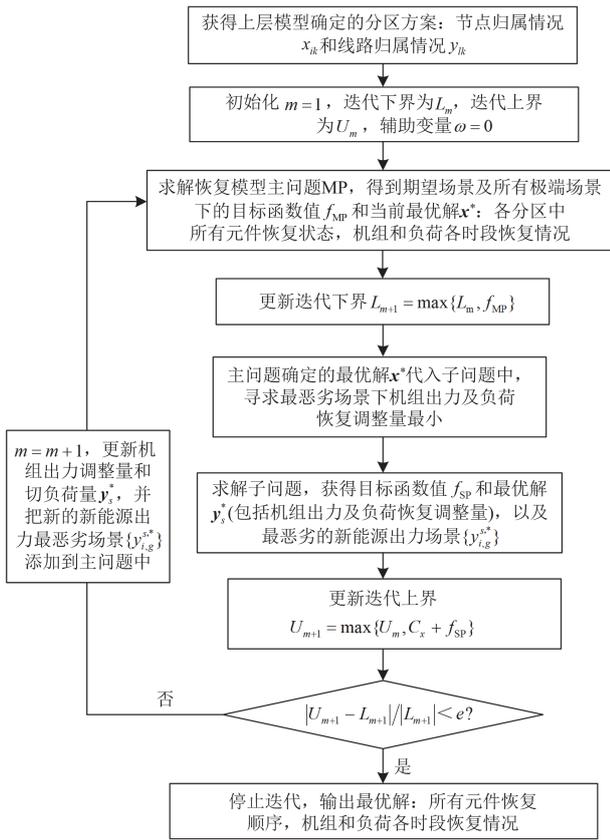


图 2 下层模型求解流程

Fig. 2 Solving process diagram of lower layer model

3) 基于当前分区方案, 采用 2.3 节方法求解由式(21)及约束构成的各个分区系统恢复优化模型, 获得每个负荷近似停电时间 $T_{i,k}$;

4) 基于所得到的各个节点负荷停电时间 $T_{i,k}$, 采用 2.2 节中 CG 算法求解由式(20)构成的分区鲁棒优化模型, 获得更新的分区方案;

5) 判断当前的方案和上一次的方案是否有区别, 若区别很小或没有区别, 计算结束, 得到最优的分区方案, 否则, 转向 3)。

3 分区方案有效性评价

一个合理有效的分区方案应该使得分区之间弱耦合分区内强耦合、分区有功及无功功率失配量最小、有功备用及无功备用分布合理。为了实现对于包括上述诸方面因素的综合评价, 需要一套相应的评价指标体系, 以实现对于不同电网分区方案优劣性的客观和综合评价。迄今的分区优化模型大多只考虑分区联络线功率最小及分区内紧耦合分区间弱耦合, 其只需考虑失配有功功率最小, 即可判断分区方案的相对有效性, 若进一步考虑备用容量约束时, 单一的有功功率失配量大小就无法全面地评

价其相对合理性和有效性。因此, 本文构建了包括分区耦合度指标、分区功率不平衡度指标以及分区备用容量指标, 以便更加全面地评估分区方案的综合有效性。限于篇幅限制, 各项指标的具体表达可参考文献[25]。最后, 将分区耦合度指标 ϕ_1 、分区功率不平衡度指标 ϕ_2 以及分区备用容量指标 ϕ_3 加权求和, 得到分区的综合评价指标 ϕ 为

$$\phi = \sigma_1 \phi_1 + \sigma_2 \phi_2 + \sigma_3 \phi_3 \quad (30)$$

式中: $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3 \geq 0$, $\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = 1$, 本文取 $\sigma_1 = \sigma_2 = 0.4$, $\sigma_3 = 0.2$ 。该指标越小, 表明分区方案综合评价越好。

4 算例分析

以改造后的 IEEE39 节点及 IEEE118 节点系统作为算例, 采用本文方法、文献[26]方法和文献[27]方法分别计算上述算例系统, 对比分区方案的相对优劣性, 以证明本文所提出模型及算法的有效性和先进性。需要指出的是, 迄今未见考虑不确定性分区的相关研究, 因此难以将本文方法与其他处理不确定性的方法进行直接对比。为了验证本文考虑新能源出力不确定性之后模型的先进性和有效性, 对于本文方法及文献[26]和文献[27]所得到的分区方案, 分别校验新能源出力在最恶劣场景下 3 种分区方案的负荷恢复情况及停电时间损失。最后, 把本文方法应用于某实际系统的分区计算, 以验证本文方法的实际可行性。

4.1 不同方法的计算结果对比

1) IEEE39 节点系统计算结果对比分析

IEEE39 节点系统包含 39 个厂站, 10 台机组, 46 条支路, 常规机组参数及节点负荷数据分别如附录 B 表 B1 和表 B2 所示。选择 1、31 和 34 节点接入黑启动机组, 并在节点 3、5、14、16、17 接入风电场, 各风电场的容量均为 100 MW, 图 3 中给出了 3 种方法的分区结果。表 1 给出上层模型、下层模型和双层优化算法的迭代次数和求解时间。表 2 给出 3 种分区方法得到的评价指标对比结果。

可以看出本文方法系统耦合度指标、功率不平衡度指标和备用容量指标均明显小于文献[26]和文献[27]方案。其原因是文献[27]将电气距离近的节点归属到一起, 因此区域内节点耦合紧密, 但没有考虑功率分布的均衡, 导致功率不平衡度指标较大。文献[26]在目标函数中考虑机组间电气距离、联络线功率和网损最小, 但没有考虑新能源机组出力的不确定性, 且该方法进行分区方案调整时, 仅根据有功不平衡度对方案进行调整, 而无法同时兼顾无

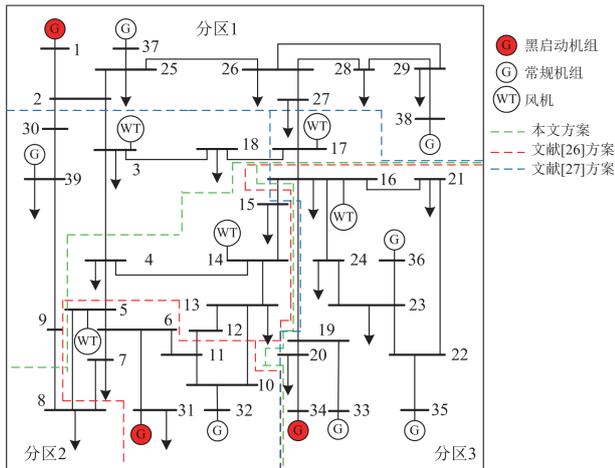


图 3 IEEE39 节点系统分区对比

Fig. 3 Partition comparison of IEEE39-bus system

表 1 CG 算法、C&CG 算法和双层优化算法的迭代次数和求解时间

Table 1 Number of iterations and solving time of the CG, C&CG, and double-layer optimization algorithm

方法	迭代次数	求解时间/s
CG 算法	3	24
C&CG 算法	3	37
双层优化算法	2	68

表 2 IEEE39 节点系统由不同方法得到的分区方案评价指标对比

Table 2 Comparison of evaluation indicators of partition schemes for IEEE39-bus system calculated by different methods

方法	耦合度指标	功率不平衡度指标	备用容量指标	综合指标
本文方法	0.7262	0.6151	0.1977	0.5761
文献[26]方法	0.8007	0.6639	0.4026	0.6664
文献[27]方法	0.8021	0.6817	0.4259	0.6787

功率不平衡度，导致无功功率不平衡度也较大，不利于子分区系统恢复。另外，文献[26]和文献[27]方法均没有考虑备用容量的分布情况，导致其备用容量充裕度指标计算结果偏大，这表明其在充裕度评估方面不及本文方法。而本文所提分区优化模型，在约束中引入不确定集以描述新能源出力的不确定性，并同时计及有功功率不平衡约束和无功容量不平衡约束，其目标函数通过最小化各分区联络功率等效分区耦合度，从而使得所得到的分区方案的分项及综合指标均明显优于其他两种方法。相应证实了本文方法的有效性和先进性。

为了体现本文方案相对于确定性方案的优越性，本文将各方法得到的分区方案用于新能源出力

波动最恶劣场景的系统恢复，并生成对应的恢复方案。表 3 和表 4 分别给出了不同分区方案的各时段负荷恢复量和停电损失对比。可以发现确定性分区方案在面对恶劣场景时，生成的恢复方案无法在既定恢复时段内完成所有负荷恢复，即该恢复方案不可行，且停电损失也明显大于本文方案。其原因是确定性分区方案没有考虑新能源出力的波动性，使得该分区方案的鲁棒性差，当新能源出力出现较大波动时，该分区方案无法实现所有负荷的全部恢复。充分证明了本文考虑不确定性分区优化建模及求解的有效性和必要性。

表 3 恶劣场景下由不同分区方案得到的 IEEE39 节点系统的负荷恢复量对比

Table 3 Comparison of load recovery quantities of IEEE39-bus system in case of the worst scenario based on different partition schemes

时段	负荷恢复量/MW		
	本文方法	文献[26]方法	文献[27]方法
1	114	22	30
2	192	61	58
3	350	127	120
4	570	207	189
5	810	350	314
6	1079	662	620
7	1359	976	980
8	1510	1290	1242

表 4 恶劣场景下 IEEE39 节点系统恢复方案停电损失对比

Table 4 Comparison of power failure loss in IEEE39-bus system recovery scheme in case of the worst scenarios

方案	停电损失/MW
本文方案	6096
文献[26]方法	8387
文献[27]方法	8527

2) IEEE118节点系统计算结果对比分析

该系统共包含 54 台机组、186 条支路；算例以节点 1、55 和 69 所连发电机为黑启动机组，并在节点 4、54、104 接入风力发电机，各风电场的容量均为 150 MW。机组及节点负荷需求可参见文献[23]。利用本文模型及算法、文献[26]方法和文献[27]方法分别计算了该系统。图 4 给出了 3 种分区方法所得到的分区方案，表 5 给出了 3 种分区方案的评价指标对比结果。可以看出，随着系统规模的扩大，由于文献[26]和文献[27]方法均没有考虑备用容量的分布，且文献[27]没有考虑功率分布的均衡，本文方案功率不平衡度指标和备用容量指标均明显优于文献[26]方案和文献[27]方案，再次证明了本文模型及算法的可行性和优越性。

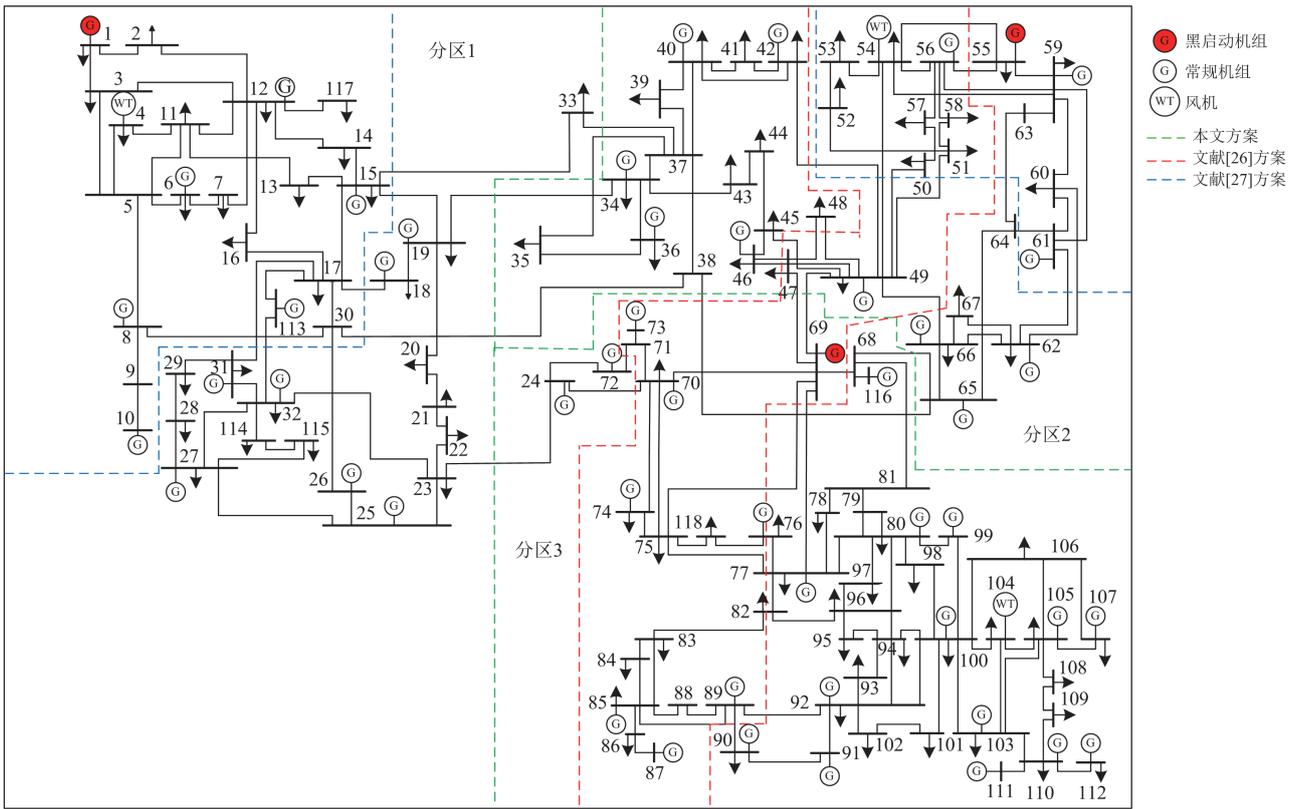


图 4 IEEE118 节点系统分区结果

Fig. 4 Partition comparison of IEEE118-bus system

表 5 118 节点系统不同分区方案的评价指标对比

Table 5 Comparison of evaluation indicators of different partition schemes of IEEE118-bus system

方法	耦合度 指标	功率不平衡 度指标	备用容 量指标	综合指标
本文方法	0.6698	0.5824	0.1596	0.5328
文献[26]方法	0.7909	0.6078	0.4282	0.6451
文献[27]方法	0.7784	0.7593	0.4562	0.7063

4.2 实际算例验证

进一步采用某省实际电网算例验证本文方法的可行性。该实际电网有 419 个厂站、134 台发电机、275 个负荷和 559 条线路,电压等级包括 230 kV、525 kV 和 1050 kV; 新能源厂站共 98 座,以节点 332、345 和 367 所接入的发电机为黑启动机组。利用本文模型及算法计算了该实际系统分区方案,因系统过于庞大和复杂,图 5 给出了分区方案简图,表 6 给出了分区方案评价指标结果,且综合指标评价值小于 0.7,所以指标值均未超限(数值大小未超过 1),满足评价指标要求。由于签署保密协议,所有变电站名字,均用编号表示。可以看出分区方案各项指标均能满足分区恢复要求。

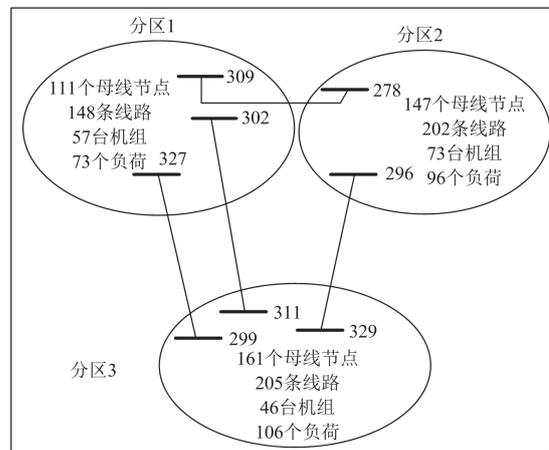


图 5 实际电网系统分区结果

Fig. 5 Partition comparison of a practical power system

表 6 实际系统分区方案的评价指标

Table 6 Evaluation indicators of partition schemes of a practical power system

方法	耦合度 指标	功率平衡度 指标	备用容量 指标	综合指标
本文方法	0.7920	0.5822	0.4050	0.6307

5 结论

如何构建更加有效和符合实际的系统分区优化模型和算法，一直是工程界和理论界的关注重点之一。本文建立了计及系统恢复进程影响的电网分区鲁棒优化模型及求解算法，实现了更加合理和更符合实际需求的电网分区。本文模型及算法具有如下特点：1) 本文模型除了考虑常规约束之外，还考虑了系统恢复进程影响、备用容量约束及新能源出力的不确定性约束等，使得本文模型更加接近于工程实际需求；2) 采用分解求解策略，实现了该复杂分区优化模型的有效求解；3) 提出了分区有效性的评价指标体系，实现了不同分区方案的合理对比和科学评价。典型系统及实际系统的算例结果证明了本文模型及算法的有效性和正确性。

在新型系统下，有效分区是分区并行恢复的基础，本文的模型及算法为实际系统分区方案的制定提供了一定的理论支撑和借鉴。

附录 A 下层模型转换策略

本文将潮流方程通过二阶锥进行转换，将其转换为近似线性模型，实现模型的凸化处理，从而转换为可解模型。

引入中间变量 $V_{ij,t}^s$ 表示网损二次项，即

$$O_{ij}^s = (\theta_{ij}^s)^2 + \frac{((V_i^s)^2 - (V_j^s)^2)^2}{4} \quad (A1)$$

式中： O_{ij}^s 为中间变量； s 表示第 s 个潮流截面； θ_{ij}^s 为节点 i 与节点 j 的相角差； V_i^s 、 V_j^s 分别为节点 i 和节点 j 的电压幅值。引入二阶锥约束式(A2)以获得全局最优解。

$$\begin{cases} O_{ij}^s \geq (\theta_{ij}^s)^2 + \frac{(z_{ij}^s)^2}{4} \\ z_{ij}^s = (V_i^s)^2 - (V_j^s)^2 \end{cases} \quad (A2)$$

式中： z_{ij}^s 为中间变量。式(A2)可进一步转换为标准形式的二阶锥约束，如式(A3)。

$$\left\| \begin{matrix} 2 \\ O_{ij}^s \\ 2\theta_{ij}^s \\ (V_i^s)^2 - (V_j^s)^2 \end{matrix} \right\|_2 \leq O_{ij}^s + 2 \quad (A3)$$

引入二阶锥约束后，网损二次项可简化为

$$\begin{cases} p_{ij,l}^{\text{loss},s} = G_l O_{ij}^s \\ q_{ij,l}^{\text{loss},s} = -B_l O_{ij}^s \end{cases} \quad (A4)$$

式中： $p_{ij,l}^{\text{loss},s}$ 、 $q_{ij,l}^{\text{loss},s}$ 分别为连接节点 i 与节点 j 的支

路 l 上的有功网损和无功需求； G_l 、 B_l 分别为支路 l 的电导和电纳。此外，将电压平方视为独立变量后，安全运行约束中节点电压约束转换为

$$-u_{i,l}^s V_{i,\max}^2 \leq V_{ij,s}^s \leq u_{i,l}^s V_{i,\max}^2 \quad (A5)$$

最后采用大 M 法将非线性潮流等式约束转换为线性不等约束如下。

$$\begin{cases} (u_{ij,l}^s - 1)M \leq p_{ij,l}^s - \left[G_l \frac{z_{ij}^s}{2} - B_l \theta_{ij}^s + \frac{p_{ij,l}^{\text{loss},s}}{2} \right] \leq (1 - u_{ij,l}^s)M \\ (u_{ij,l}^s - 1)M \leq q_{ij,l}^s - \left[-B_l \frac{z_{ij}^s}{2} + G_l \theta_{ij}^s + \frac{q_{ij,l}^{\text{loss},s}}{2} \right] \leq (1 - u_{ij,l}^s)M \\ (u_{ij,l}^s - 1)M \leq p_{ji,l}^s - \left[G_l \frac{z_{ij}^s}{2} + B_l \theta_{ij}^s + \frac{p_{ij,l}^{\text{loss},s}}{2} \right] \leq (1 - u_{ij,l}^s)M \\ (u_{ij,l}^s - 1)M \leq q_{ji,l}^s - \left[-B_l \frac{z_{ij}^s}{2} - G_l \theta_{ij}^s + \frac{q_{ij,l}^{\text{loss},s}}{2} \right] \leq (1 - u_{ij,l}^s)M \end{cases} \quad (A6)$$

$s \in \Omega_T, i, j \in \Omega_N, l \in \Omega_L$

附录 B 相关参数设置

表 B1 IEEE39 节点系统常规机组参数

Table B1 Regular generator parameters in IEEE39-bus system

编号	$p_{i,g}/\text{MW}$	$\underline{p}_{i,g}/\text{MW}$	$\overline{p}_{i,g}/\text{MW}$
1	83	50	250
2	226	136	678
3	550	330	650
4	544	326	632
5	169	102	508
6	217	130	650
7	187	112	560
8	180	108	540
9	277	166	830
10	66	40	200

表 B2 IEEE39 节点系统负荷数据

Table B2 Load data in IEEE39-bus system

编号	接入母 线编号	$p_{i,d}/\text{MW}$	编号	接入母 线编号	$p_{i,d}/\text{MW}$
1	3	322	11	23	248
2	4	500	12	24	309
3	7	234	13	25	224
4	8	522	14	26	139
5	13	9	15	27	281
6	15	320	16	28	206
7	16	329	17	29	284
8	18	158	18	30	98
9	20	680	19	31	9
10	21	274	20	39	1104

参考文献

- [1] JAMBORSALAMATI P, MOGHIMI M, HOSSAIN M J, et al. A framework for evaluation of power grid resilience case study: 2016 South Australian blackout[C] // 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), June 12-15, 2018, Palermo, Italy: 1-6.
- [2] DONALDSON D L, FERRANTI E J S, QUINN A D, et al. Enhancing power distribution network operational resilience to extreme wind events[J]. Meteorol Application, 2023, 30(2): 1-14.
- [3] SUGG M M, WERTIS L, RYAN S C, et al. Cascading disasters and mental health: the February 2021 winter storm and power crisis in Texas, USA[J]. Science of the Total Environment, 2023, 880.
- [4] 柏昊阳, 李华强, 臧天磊, 等. 柔性网架结构下考虑双边交易的多微网与配网协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 51-64.
BAI Haoyang, LI Huaqiang, ZANG Tianlei, et al. Collaborative planning of multiple microgrids and a distribution network considering bilateral transactions in a flexible network structure[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 51-64.
- [5] 孙文杰, 武家辉, 张强. 基于双层博弈的配电网与多综合能源微网协调优化[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 26-38.
SUN Wenjie, WU Jiahui, ZHANG Qiang. Coordinated optimization of a distribution network and multi-integrated energy microgrid based on a double-layer game[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 26-38.
- [6] 李东东, 董楠, 姚寅, 等. 考虑频率响应分散性及系统分区的含风电系统等效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 36-45.
LI Dongdong, DONG Nan, YAO Yin, et al. Equivalent inertia estimation of a power system containing wind power considering dispersion of frequency response and system partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 36-45.
- [7] 李克豫. 区域电网分层分区运行及其稳定性研究[D]. 郑州: 郑州大学, 2021.
- [8] 任浩箐. 分布式大规模图划分算法的研究与应用[D]. 北京: 北京邮电大学, 2023.
- [9] 刘丽军, 吴桐, 翁涵迪, 等. 基于标签传播的配电网动态分区方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 36-44.
LIU Lijun, WU Tong, WENG Handi, et al. Dynamic partitioning method of distribution network based on label propagation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 36-44.
- [10] 彭啸宇, 沈怡, 陆秋瑜, 等. 考虑风电出力不确定性的电网无功-电压控制鲁棒分区方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4102-4110.
PENG Xiaoyu, SHEN Yi, LU Qiuyu, et al. Robust var-voltage control partitioning for power grid considering wind power uncertainty[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4102-4110.
- [11] 杨国华, 冯骥, 柳萱, 等. 基于改进秃鹰搜索算法的含分布式电源配电网分区故障定位[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(18): 1-9.
YANG Guohua, FENG Ji, LIU Xuan, et al. Fault location of a distribution network hierarchical model with a distribution generator based on IBES[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(18): 1-9.
- [12] 徐玉韬, 蔡永翔, 王扬, 等. 考虑跨电压等级电压-功率灵敏度的交直流配电网动态分区方法[J]. 供用电, 2024, 41(7): 29-38.
XU Yutao, CAI Yongxiang, WANG Yang, et al. A dynamic partitioning method for AC-DC distribution networks considering voltage-power sensitivity across voltage levels[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(7): 29-38.
- [13] 吴桐, 刘丽军, 林钰芳, 等. 基于动态分区的配电网日前优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 21-32.
WU Tong, LIU Lijun, LIN Yufang, et al. Day-ahead optimal dispatch for a distribution network based on dynamic partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 21-32.
- [14] 赵康, 田浩, 马欢, 等. 基于复杂网络理论的多直流馈入受端电网优化分区方法[J]. 山东大学学报, 2022, 52(1): 128-134.
ZHAO Kang, TIAN Hao, MA Huan, et al. Optimal partitioning method for receiving-end power grid with multiple direct currents based on complex network theory[J]. Journal of Shandong University, 2022, 52(1): 128-134.
- [15] 王旭东, 林济铿. 含分布发电配电网系统的孤岛划分[J]. 中国科学: 技术科学, 2011, 41(5): 693-702.
WANG Xudong, LIN Jikeng. Island partition of the distribution system with distributed generation[J]. Scientia Sinica (Technologica), 2011, 41(5): 693-702.
- [16] 赵晋泉, 张强, 方嵩, 等. 最小化用户停电损失的主动配电网黑启动分区优化策略[J]. 中国电力, 2020, 53(7): 114-121.
ZHAO Jinquan, ZHANG Qiang, FANG Song, et al. Optimization strategy for black-start partitioning of active distribution network to minimize customer outage

- cost[J]. *Electric Power*, 2020, 53(7): 114-121.
- [17] 刘星. 含分布式电源的配电网故障恢复研究[D]. 乌鲁木齐: 新疆大学, 2020.
- [18] 孙磊, 张璨, 林振智, 等. 大停电后电力系统黑启动分区两步策略[J]. *电力自动化设备*, 2015, 35(9): 14-21. SUN Lei, ZHANG Can, LIN Zhenzhi, et al. Two-step strategy for black-start zone partitioning of power system after blackout[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2015, 35(9): 14-21.
- [19] 张玺, 廖胜利, 方舟, 等. 耦合复杂生态约束的梯级水电短期优化调度标准混合整数线性规划模型[J]. *电网技术*, 2025, 49(5): 2004-2013. ZHANG Xi, LIAO Shengli, FANG Zhou, et al. A short-term optimal dispatch MILP model of cascade hydropower stations coupled with complex ecological constraints[J]. *Power System Technology*, 2025, 49(5): 2004-2013.
- [20] 王莹. 考虑风电的系统备用优化决策[D]. 南京: 东南大学, 2012.
- [21] 虎挺昊. 考虑弃风约束的电力系统调峰容量配置要求研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2015.
- [22] 李卓然. 考虑不确定预算的区域电热综合能源系统区间潮流计算方法研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- [23] 毛荀, 董王朝, 吕凯, 等. 计及新能源出力不确定性的电力系统恢复模型及快速求解方法[J/OL]. *南方电网技术*: 1-12[2025-08-11]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20240731.1707.005> MAO Xun, DONG Wangchao, LÜ Kai, et al. Power system restoration modeling and fast solution method considering the uncertainty of new energy output[J/OL]. *Southern Power System Technology*: 1-12[2025-08-11]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20240731.1707.005>
- [24] DIMITRIS B, IAIN D, MILES L. Reformulation versus cutting-planes for robust optimization[J]. *Computational Management Science*, 2016, 13(2): 195-217.
- [25] 季玉琦, 陈雪寒, 薛源, 等. 考虑“源-荷”时序特性的配电网电压无功分区[J]. *电力科学与技术学报*, 2022, 37(4): 45-56. JI Yuqi, CHEN Xuehan, XUE Yuan, et al. Voltage and reactive power partitioning of distribution network considering the temporal information of “source-load”[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2022, 37(4): 45-56.
- [26] 项胤兴, 黎琦, 林济铿. 电力系统并行恢复分区新模型及算法[J]. *中国电力*, 2020, 53(7): 160-168. XIANG Yinxing, LI Qi, LIN Jikeng. New partition model and algorithm of system restoration[J]. *Electric Power*, 2020, 53(7): 160-168.
- [27] 高浩荣, 陈羽, 顾泽林. 考虑微网和 HVDC 特性的电网黑启动优化[J]. *电网与清洁能源*, 2021, 37(11): 9-16. GAO Haorong, CHEN Yu, GU Zelin. Grid black start optimization considering microgrid and HVDC characteristics[J]. *Power System and Clean Energy*, 2021, 37(11): 9-16.

收稿日期: 2024-07-12; 修回日期: 2025-02-19

作者简介:

毛荀(1989—), 男, 硕士, 高级工程师, 国网安徽电科院系统及新能源中心专业总工, 中国电机工程学会系统专业委员会仿真建模学组成员, 长期从事安徽电网运行特性分析相关工作;

黄凯(1986—), 男, 硕士, 工程师, 长期从事电网运行分析、配电网数字化相关工作;

林济铿(1967—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 从事电力系统稳定性分析和控制、不确定性量化及调度、状态估计、参数辨识、黑启动及系统恢复、电力市场、人工智能等研究及开发工作。

(编辑 魏小丽)