

计及电力不平衡风险的配电网分区协同规划

李宏仲, 陈熙峰

(上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090)

摘要:在实现“双碳”目标的过程中,大量分布式可再生能源随机接入配电网。由于分布式电源出力的波动性,配电网可能出现弃电、切负荷等电力不平衡的情况。提出一种计及电力不平衡风险的配电网分区协同规划方法。构建一种基于非参数估计方法的时序源荷特性仿射模型,以描述源荷特性的时序波动性和不确定性,并利用 Wasserstein 距离指标进行聚类,减少时序预测误差概率分布的数量;采用 A* 算法计算在电力廊道受限条件下负荷点之间的距离,并构建负荷点间距离矩阵和功率特性匹配度矩阵,以划分馈线区块;提出电力不平衡风险价值的计算方法,量化灵活性资源水平与电力不平衡风险间的关系;基于此,构建配电网双层协同规划模型,上层以线路和储能装置投资费用最低为目标,下层以配电网运行成本和电力不平衡风险成本最低为目标。以西北某地区实际配电网为案例,验证所提方法的有效性和优越性。

关键词:源荷特性;馈线区块;源网荷储;不确定性;配电网规划

中图分类号:TM715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202405021

0 引言

为了实现“双碳”目标,配电网正逐步由传统的单向供电网络转变为源网荷储融合互动、与上级电网灵活耦合的配电系统^[1]。配电网电力平衡机制由确定性发电跟踪不确定负荷转变为不确定发电与不确定负荷双向匹配^[2]。因此,配电网规划需要综合考虑运行方式和复杂不确定性因素。传统规划以最恶劣情形确保安全裕度,导致投资浪费和资产利用率低下^[3]。计及源荷功率波动造成的电力不平衡风险,提升规划方案的经济性,实现源网荷储协调运行,是应对高渗透率分布式电源大规模并网的关键技术之一^[4]。

现有研究常用条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)指标衡量电力不平衡风险对规划方案的影响。文献[5]从供需平衡的角度出发,利用 CVaR 值计算系统功率越过阈值所造成的潜在损失,基于此进一步确定储能的安装位置及容量配置方案。文献[6]基于 CVaR 值将机会约束转换为线性约束进行求解,解决储能和传输线路容量配置的问题。文献[7]提出基于 CVaR 值的月电量不平衡风险的新型电力系统规划方法。然而, CVaR 值依赖于规划人员选取合适的源荷置信度,选取的置信度不同将会导致规划结果有较大的差异。

大规模配电网的协同规划属于混合整数规划问题。随着大量分布式电源接入配电网,配电网的不确定性显著增加,也加大了这类问题的求解难度^[8]。通常将具有相似负荷特性且地理位置相邻的负荷划分为同一馈线区块进行求解和分析^[9]。文献[9]提

出旋转中心线距离加权交替定位算法,在考虑负荷特性的情况下,计算负荷点到虚拟中心线的加权距离。文献[10]按照勒贝格公式计算负荷点间的距离,将待规划区域划分为若干个类扇形供区。文献[11]考虑负荷点间的欧氏距离和负荷曲线的形态特征,提出基于负荷峰谷耦合特性的馈线区块优化方法。在实际规划中,还应当考虑电力廊道受限因素。

针对以上问题,本文提出一种计及电力不平衡风险的配电网分区协同规划方法。首先,基于高斯核密度估计方法构建源荷时序仿射模型,描述风光和负荷在不同场景下的预测值和预测误差,并采用 Wasserstein 距离指标合并相似的预测误差概率分布;其次,利用 A* 算法计算考虑电力廊道建设空间限制下负荷点间的距离,对配电网负荷进行供区划分;然后,提出电力不平衡风险价值(power imbalance risk value, PIRV)计算方法,量化灵活性资源水平与电力不平衡风险的关系,基于此,进一步构建考虑电力不平衡风险的配电网双层协同规划模型,以解决分布式电源大规模并入配电网时储能设备和线路协同配置的难题;最后,以西北某地区实际配电网为案例,验证所提规划方法的有效性和优越性。

1 基于高斯核密度估计的源荷特性仿射模型构建

1.1 源荷特性时序仿射模型的构建

新能源出力和负荷需求因受天气、季节等因素的影响而具有高度的不确定性,从而使其实际值与预测值间存在一定的偏差。由于单一的时序出力预测值无法准确描述源荷特性的不确定性,通常采用概率方法或区间方法更准确地描述源荷特性^[12]。

仿射方法是一种改进的区间方法,具有较高的

计算精度、较快的计算速度和优异的收敛性,适合评估多种风险指标,从而提高决策的合理性和适应性^[13]。仿射模型具有线性漂移和扩散特性,能有效描述源荷特性的预测值和预测偏差。此外,仿射模型易于组合,将多个模型叠加仍能保持仿射特性,从而可简化不确定参数的处理。本文采用仿射模型描述源荷特性,模型构建流程如附录A图A1所示。

采用 k -means聚类算法^[14]分别将历史风光日出力曲线和日负荷需求曲线划分为多个典型场景集,每个场景集为连续的时序区间。 t 时刻场景 N 下分布式电源与负荷在节点 i 的有功功率可通过式(1)的仿射模型表达。其中负荷为正值,光伏和风电功率为负值。

$$\begin{cases} \hat{P}_{i,t}^{N,LD} = P_{i,E,t}^{N,LD} + f_{i,t}^{N,LD} \\ \hat{P}_{i,t}^{N,PV} = P_{i,E,t}^{N,PV} + f_{i,t}^{N,PV} \\ \hat{P}_{i,t}^{N,WD} = P_{i,E,t}^{N,WD} + f_{i,t}^{N,WD} \end{cases} \quad i \in B \quad (1)$$

式中: $\hat{P}_{i,t}^{N,LD}$ 、 $\hat{P}_{i,t}^{N,PV}$ 、 $\hat{P}_{i,t}^{N,WD}$ 分别为 t 时刻场景 N 下负荷、光伏和风电在节点 i 的有功功率实际值; $P_{i,E,t}^{N,LD}$ 、 $P_{i,E,t}^{N,PV}$ 、 $P_{i,E,t}^{N,WD}$ 分别为场景 N 下 t 时刻负荷、光伏和风电在节点 i 的有功功率预测值,其值由 t 时刻场景 N 下的平均值确定; $f_{i,t}^{N,LD}$ 、 $f_{i,t}^{N,PV}$ 、 $f_{i,t}^{N,WD}$ 分别为场景 N 下 t 时刻负荷、光伏和风电在节点 i 的有功功率预测偏差服从的概率分布; B 为负荷节点集。

1.2 基于 Wasserstein 距离的概率分布缩减方法

本文结合多元高斯核密度^[15]和EM^[16](expectation maximization)算法计算时序预测偏差服从的概率分布。这种非参数估计方法能根据样本数据计算概率分布,适应多样数据形态。然而,预测偏差的概率分布在不同时间点可能有所不同。以光伏出力的2种典型场景为例,源荷特性示意图如图1所示,图中预测误差为标么值。

为了提高规划问题的求解效率,需要对多个时序预测误差的概率分布进行缩减,聚类缩减的准确性取决于概率分布之间距离的定义。Wasserstein距离代表了2个概率分布之间的最低转移成本,能够衡量2个概率分布的差异。典型概率分布与原始概率分布之间的 Wasserstein 距离越小,求解问题的结果越接近^[17]。

本文利用 Wasserstein 距离指标结合层次聚类算法得到典型时刻的预测偏差概率分布,计算公式为:

$$W(p, q) = \inf_{\gamma(X, Y) \in \Pi(p, q)} \iint \gamma(X, Y) \|X - Y\|_2 dX dY \quad (2)$$

$$\begin{cases} p = \int \gamma(X, Y) dY \\ q = \int \gamma(X, Y) dX \\ \gamma(X, Y) \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

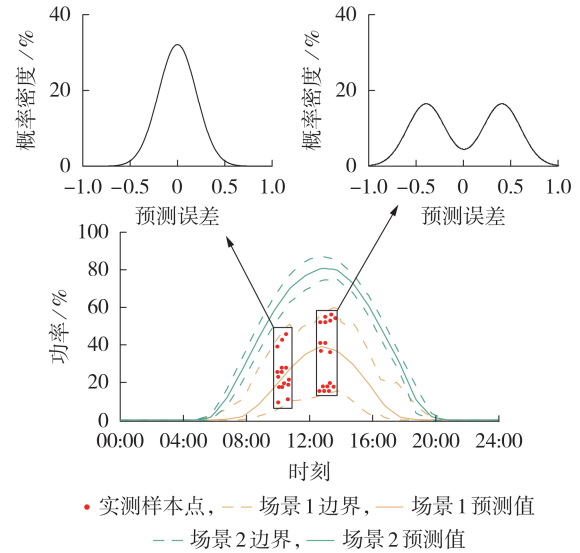


图1 源荷特性示意图

Fig.1 Schematic diagram of source-load characteristics

式中: $W(p, q)$ 为概率分布间的 Wasserstein 距离, p, q 为任意两时刻预测偏差的概率分布; \inf 表示取极限操作,用于寻找期望代价最小的联合分布; X, Y 为预测偏差的样本; $\gamma(X, Y)$ 、 $\Pi[p, q]$ 分别为 p, q 的联合概率分布和所有联合概率分布的集合。

1.3 概率分布缩减有效性指标

DBI (Davies-Bouldin index) 通过比较簇内平均距离与簇间中心点距离评估聚类效果。DBI 值较低意味着聚类簇内更紧密,簇间更分离。本文利用 DBI 来确定最佳的典型概率分布数量。DBI 的计算公式为:

$$A^{DBI} = \frac{1}{k} \sum_{a=1}^k \max_{b \neq a} \left(\frac{\bar{W}_a + \bar{W}_b}{W_{ab}} \right) \quad (4)$$

式中: A^{DBI} 为 DBI 值; k 为聚类数; \bar{W}_a 、 \bar{W}_b 分别为第 a 类、第 b 类中样本点到对应聚类簇中心的平均距离; W_{ab} 为聚类簇 a 和聚类簇 b 的簇间中心距离。

2 考虑廊道受限的馈线区块划分方法

本章基于源荷特性仿射模型,在考虑电力廊道建设限制的情况下,优先将距离相近且净负荷特性相匹配的负荷点归入同一馈线区块。

2.1 考虑廊道受限的负荷点间距离计算方法

为节省线路建设投资,负荷点间的距离应当是考虑电力廊道建设空间后的地理距离。本文将负荷点间距离矩阵记为 $D = [d_{ij}]_{c \times c}$,其中 d_{ij} 为负荷节点 i 与负荷节点 j 之间的最短地理距离, c 为负荷节点总数。负荷节点间的距离示意图如附录A图A2所示。

本文利用A*算法计算负荷节点间的距离,该算法利用启发式函数通过不断地选择、处理和探索节点判断起始负荷节点到目标负荷节点间的最小距

离。负荷节点间距离 d_{ij} 的表达式为:

$$d_{ij}=g(n)+h(n) \quad (5)$$

式中: $g(n)$ 为从起始负荷节点 i 到负荷节点 n 的最优路径实际距离; $h(n)$ 为从负荷节点 n 到目标负荷节点 j 的最优路径估计距离,本文采用欧氏距离作为估计距离。

2.2 负荷特性匹配计算方法

由于仿射模型具有易于组合的特性,节点净负荷仿射模型可表示为:

$$\begin{cases} \hat{P}_{i,t}^N = P_{i,E,t}^N + f_{i,t}^N \\ P_{i,E,t}^N = P_{i,E,t}^{N,LD} + P_{i,E,t}^{N,PV} + P_{i,E,t}^{N,WD} \\ f_{i,t}^N = f_{i,t}^{N,LD} + f_{i,t}^{N,PV} + f_{i,t}^{N,WD} \end{cases} \quad i \in B \quad (6)$$

式中: $\hat{P}_{i,t}^N$ 为 t 时刻场景 N 下节点 i 的净负荷实际需求; $P_{i,E,t}^N$ 为 t 时刻场景 N 下节点 i 的净负荷预测值; $f_{i,t}^N$ 为 t 时刻场景 N 下节点 i 的净负荷预测误差,由高斯分布组合而成,由于高斯分布的叠加性,卷积计算简单且结果仍然保持高斯形式。

节点间净负荷特性的时间间隔一致,允许使用相邻时刻预测值的差异来揭示趋势变化。在仿射模型的基础上,本文采用式(7)评估源荷特性匹配程度。

$$e_{ij,t}^N = \exp\left[\left(P_{i,E,t+1}^N - P_{i,E,t}^N\right) - \left(P_{j,E,t+1}^N - P_{j,E,t}^N\right)\right] \quad i, j \in B \quad (7)$$

式中: $e_{ij,t}^N$ 为 t 时刻在场景 N 下的源荷特性匹配程度。

2.3 馈线区块划分方法

可以将馈线区块划分问题视为无监督学习问题,通过聚类思想实现区块划分,据此,本文提出一种综合考虑负荷节点间距离和净负荷匹配程度的馈线区块划分方法,馈线区块划分流程如附录A图A3所示。具体步骤如下。

1)设置馈线区块最大功率限制,即:

$$S_{\max} = \mu S_{\text{line,max}} \quad (8)$$

式中: S_{\max} 为馈线区块最大功率限制值; μ 为技术参数系数,在配电网规划中,通常规定标准接线的馈线负载率不超过50%,因此取 $\mu=0.5$; $S_{\text{line,max}}$ 为线路最大传输功率限制值。

2)计算负荷节点间距离矩阵 $D=[d_{ij}]_{c \times c}$ 和源荷特性匹配程度矩阵 $E=[e_{ij}^N]_{c \times c}$,并进一步计算负荷节点间综合评分矩阵 G , G 的计算公式为:

$$G = \omega_d D + \omega_e E \quad (9)$$

$$\omega_d + \omega_e = 1 \quad (10)$$

式中: ω_d 、 ω_e 为权重。

3)将每个负荷节点视为一个单独的簇,将所有的簇两两组合形成簇对。遍历所有可能的簇对,检查合并后的簇的总负荷是否超过了最大功率限制。计算2个簇对之间的综合得分,并根据综合得分最

低的原则合并对应的簇对。

4)判断是否还有更多合并的可能,若无法继续合并则结束循环,返回最终簇的集合,形成最终的馈线区块划分结果。

5)利用帕累托优化算法修改步骤2)中的加权因子,获得最佳的馈线区块划分结果。

3 计及电力不平衡风险的规划模型

配电网电力不平衡风险主要来自源荷特性的不确定性所引起的功率变化。本章以馈线区块为单位,量化灵活性资源水平与电力不平衡风险的关系,构建配电网分区协同规划模型,提高配电网的消纳能力,降低不平衡风险和投资。规划模型结构图如图2所示。

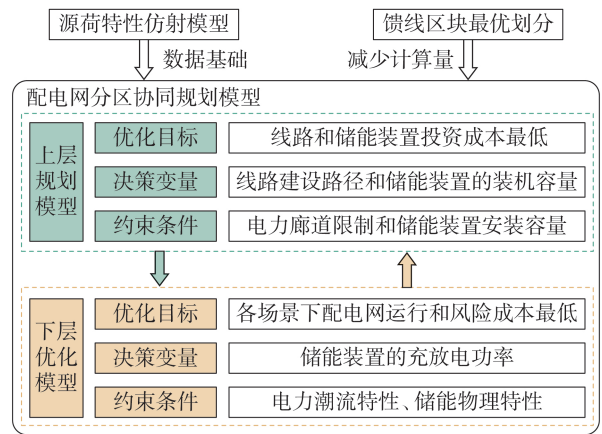


图2 规划模型结构图

Fig.2 Structure diagram of planning model

3.1 考虑灵活性资源的PIRV计算方法

在配电网中,柔性负荷、储能装置等灵活性资源在调控风险的过程中发挥了重要作用。其中柔性负荷包含可中断负荷和可转移负荷。

可中断负荷是指当能源供应不足时可选择中断部分电力负荷,以缓解供能压力。节点可中断负荷如式(11)所示。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{IL}} \leq \xi_i P_{i,\max}^{\text{IL}} \quad i \in B \quad (11)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{IL}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{IL}}$ 分别为 t 时刻节点 i 的可中断负荷中断功率和节点 i 的可中断负荷最大中断功率; ξ_i 为节点 i 的0-1变量。

可转移负荷的特点是总耗能不变,耗能时间灵活变化。节点可转移负荷如式(12)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{SL}} \leq \eta_i P_{i,\max}^{\text{SL}} \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{SL}} = 0 \end{cases} \quad i \in B \quad (12)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{SL}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{SL}}$ 分别为 t 时刻节点 i 的转移功率和节点 i 的最大转移功率; η_i 为节点 i 的0-1变量; T 为场景集的时段数,本文取为96。

配电网协同规划的本质是规划控制配电网中的灵活性资源,使得电力不平衡风险最小。传统基于 CVaR 值的风险评估方法需要预设置信度 α ,因而规划或评估结果会受到选取的置信度的主观影响。本文提出考虑灵活性资源的 PIRV 计算方法,使用灵活性资源边界定义风险阈值,量化电力不平衡风险。

PIRV 风险值示意图如图 3 所示,净负荷实际需求位于净负荷边界范围内,图中 $R_{i,t}^+$ 、 $R_{i,t}^-$ 分别为 t 时刻节点 i 的向上和向下电力不平衡风险值。配电网中的灵活性资源水平决定了灵活性资源边界,若超过灵活性资源边界则会出现电力不平衡问题。

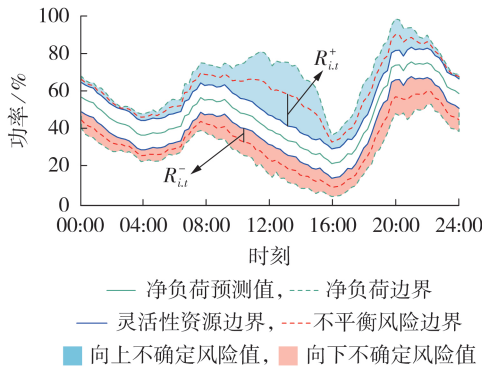


图 3 PIRV 风险值示意图

Fig.3 Schematic diagram of PIRV risk value

灵活性资源边界的计算公式为:

$$\begin{cases} v_{i,t}^+ = P_i^{\text{ESS}} + \xi_i P_{i,\text{max}}^{\text{IL}} + \eta_i P_{i,\text{max}}^{\text{SL}} \\ v_{i,t}^- = -P_i^{\text{ESS}} - \eta_i P_{i,\text{max}}^{\text{SL}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $v_{i,t}^+$ 、 $v_{i,t}^-$ 分别为 t 时刻节点 i 的灵活性资源上边界和下边界; P_i^{ESS} 为节点 i 的储能装置额定功率。

配电网中电力不平衡风险可分为向上不平衡风险和向下不平衡风险。本文基于馈线区块源荷特性和灵活性资源水平计算不同场景集中各时刻的 PIRV 风险值,计算公式为:

$$\begin{cases} R_{i,t}^+ = \int_{v_{i,t}^+}^{+\infty} v f_{i,t}^N dv \\ R_{i,t}^- = \int_{-\infty}^{v_{i,t}^-} v f_{i,t}^N dv \end{cases} \quad (14)$$

式中: v 为超过灵活性边界的预测误差值。

为方便对 PIRV 风险值进行求解,本文采用蒙特卡罗模拟法,根据概率密度函数进行抽样,将连续性随机变量转化为离散型随机变量。可将 PIRV 风险值改写为:

$$\begin{cases} R_{i,t}^+ = \sum v f_{i,t}^N & v \geq v_{i,t}^+ \\ R_{i,t}^- = \sum v f_{i,t}^N & v \leq v_{i,t}^- \end{cases} \quad (15)$$

3.2 上层规划建设模型

上层规划模型用于确定线路和储能装置的投资费用 F_1 。上层规划模型为:

$$\min F_1 = C_L + C_{\text{ESS}} \quad (16)$$

$$C_L = C_{L1} + C_{L2} + C_{L3} \quad (17)$$

式中: C_L 为线路的投资费用; C_{ESS} 为储能装置的投资费用; C_{L1} 、 C_{L2} 、 C_{L3} 分别为主干线路、联络线路和分支线路的投资费用。

1) 线路投资费用为:

$$\begin{cases} C_{L1} = k_r \sum_{xy \in r_1} \Gamma_{xy} l_{xy} c_{11} \\ C_{L2} = k_r \sum_{xy \in r_2} \Gamma_{xy} l_{xy} c_{12} \\ C_{L3} = k_r \sum_{xy \in r_3} \Gamma_{xy} l_{xy} c_{13} \end{cases} \quad (18)$$

$$k_r = (1 + \beta) \frac{r_0(1 + r_0)^s}{(1 + r_0)^s - 1} \quad (19)$$

式中: k_r 为折现系数; β 为设备投资的年维护折旧率; r_0 为折现率; s 为折现年份数; r_1 、 r_2 、 r_3 分别为主干线、联络线和分支线的待规划线路集合; Γ_{xy} 为邻接变量,用于确定是否建设线路 xy ; l_{xy} 为建设线路 xy 的长度; c_{11} 、 c_{12} 、 c_{13} 分别为主干线、联络线和分支线的单位投资费用。

2) 储能装置的投资费用为:

$$C_{\text{ESS}} = \sum_{i \in B} \delta_i (c_i^I k_r + c^E E_i^{\text{ESS}}) \quad (20)$$

式中: δ_i 为 0-1 变量,用于确定是否在节点 i 安装储能装置; c_i^I 为在节点 i 安装储能装置的建设成本系数,其值由前期建设成本决定,影响储能装置的安装数量; c^E 为储能装置的单位造价; E_i^{ESS} 为在节点 i 安装储能装置的额定容量,其值按照该装置在额定功率下连续运行 2 h 确定。

3.3 下层优化运行模型

在确定规划投资的情况下,制定灵活性资源的控制策略。下层优化运行模型的目标为运行成本和电力不平衡风险成本 F_2 最低,即:

$$\min F_2 = C_{\text{buy}} + C_{0,\text{ESS}} + C_{\text{up}} + C_{\text{down}} \quad (21)$$

式中: C_{buy} 为从上级电网购电的成本; $C_{0,\text{ESS}}$ 为储能收益; C_{up} 、 C_{down} 分别为向上和向下电力不平衡风险成本。

1) 从上级电网购电的成本为:

$$C_{\text{buy}} = c_{\text{buy},t} \sum_N \sum_{i=1}^T n^N P_{i,t}^{\text{N,G}} \Delta t \quad (22)$$

式中: $c_{\text{buy},t}$ 为 t 时刻从上级电网购电的实时单位电价; n^N 为场景 N 所包含的天数; $P_{i,t}^{\text{N,G}}$ 为从上级电网购电功率; Δt 为时间间隔。

2) 储能收益。

储能装置通过实施合理的充放电策略,在电力价格较低时储存能量,在电力价格较高时释放能量,利用电价差异实现获利。储能收益为:

$$C_{0,\text{ESS}} = \sum_N \sum_{i=1}^T \sum_{t=1}^T c_{\text{buy},t} n^N P_{i,t}^{\text{ESS}} \Delta t \quad (23)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{ESS}}$ 为储能充放电功率,充电时其值为正,放

电时其值为负。

3) 风险成本为:

$$\begin{cases} C_{\text{up}} = c_{\text{up}} \sum_N \sum_{i=1}^c \sum_{t=1}^T n^N R_{i,t}^+ \Delta t \\ C_{\text{down}} = c_{\text{down}} \sum_N \sum_{i=1}^c \sum_{t=1}^T n^N R_{i,t}^- \Delta t \end{cases} \quad (24)$$

式中: c_{up} 、 c_{down} 分别为单位向上和向下电力不平衡成本, 其值可分别由弃电成本和失负荷成本测算。

3.4 约束条件

当存在电力向下不平衡风险时, 在实际运行中可能出现弃电问题。根据我国新能源弃电率的规定, 本文将新能源弃电风险控制在5%以内^[18], 即:

$$\frac{R_{i,t}^-}{P_{i,E,t}^{\text{N,PV}} + P_{i,E,t}^{\text{N,WD}}} \leq 5\% \quad (25)$$

当存在电力向上不平衡风险时, 在实际运行可能需要进行负荷削减。根据电力负荷管理办法, 本文将负荷削减风险限制在第IV级预警信号水平, 即确保负荷削减控制在5%以内^[19], 即:

$$R_{i,t}^+ / P_{i,E,t}^{\text{N,LD}} \leq 5\% \quad (26)$$

其余电气约束条件如附录A式(A1)~(A10)所示。

3.5 模型求解策略

配电网规划属于长期的动态规划过程, 通常以5 a为一个完整的规划周期, 逐年划分为多个阶段。每个阶段的规划方案均在前一阶段规划方案的基础上新增线路和储能装置, 最终形成目标年的规划方案。根据历史数据预测每个阶段中分布式电源的接入量和负荷需求水平的增长率, 计算公式如式(27)所示。

$$\begin{cases} P_{g+1}^{\text{WD}} = \sigma_g^{\text{WD}} P_g^{\text{WD}} \\ P_{g+1}^{\text{PV}} = \sigma_g^{\text{PV}} P_g^{\text{PV}} \\ P_{g+1}^{\text{LD}} = \sigma_g^{\text{LD}} P_g^{\text{LD}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: σ_g^{WD} 、 σ_g^{PV} 、 σ_g^{LD} 分别为在当前规划阶段 g 的风电、光伏发电和负荷增长率; P_g^{WD} 、 P_g^{PV} 分别为规划阶段 g 的风电、光伏装机容量; P_g^{LD} 为规划阶段 g 的负荷需求量。

当前阶段和下一阶段的线路和灵活性资源配置情况如式(28)与式(29)所示。

$$\sum_{xy \in r^{g+1}} \Gamma_{xy}^{g+1} \geq \sum_{xy \in r^g} \Gamma_{xy}^g \quad (28)$$

$$E_{g+1}^{\text{ESS}} \geq E_g^{\text{ESS}} \quad (29)$$

式中: Γ_{xy}^g 为规划阶段 g 的线路邻接变量; r^g 为规划阶段 g 的线路集; E_g^{ESS} 为规划阶段 g 的储能装置容量。在求解每个阶段的上层规划模型时, 以馈线区块为单位进行规划。从变电站出发, 逐一选取节点集中的节点作为末端节点进行线路和储能装置的投资计算。主干线末端相连的距离为联络线的长度。负荷

节点到最近的主干线节点的距离为分支线的距离。该模型为混合整数线性规划模型, 适合采用分支定界法进行求解。对于下层运行模型, 本文通过二阶锥方法进行凸松弛将其转化为凸模型, 并利用内点法进行求解。上层模型根据规划结果指导下层模型制定运行方案, 下层模型的反馈用于上层规划方案的调整, 该过程重复进行, 直至满足式(30)所示的收敛条件。

$$F_{z+1} - F_z \leq \tau \quad (30)$$

$$F_z = F_{z,1} + F_{z,2} \quad (31)$$

式中: τ 为收敛条件阈值; F_z 为第 z 次迭代的综合目标函数; $F_{z,1}$ 、 $F_{z,2}$ 分别为第 z 次迭代过程中的规划成本和运行成本。

在实际应用中, 为及时应对配电网的变化, 在每个规划阶段结束时, 根据当前阶段负荷和分布式电源装机容量的实际增长情况滚动修改下一阶段的规划方案。

4 算例分析

选取西北某地区实际配电网进行分析, 该区域范围内共有3座110 kV变电站, 主变容量均为 $2 \times 50 \text{ MV} \cdot \text{A}$, 待选线路型号如附录A表A1所示, 线路负载率要求为35%~50%。供电范围内共有327个负荷, 负荷有居民、商业、工业、行政、医疗、教育6种类型。规划目标年分布式电源共接入218户, 装机容量共为68.4 MW。购电电价参照附录A图A4设定。电力不平衡风险单位成本设为1.4元/(kW·h)。储能设备的成本设为1500元/(kW·h)。采用的贴现率为0.08, 设备预计使用年限为20 a。

4.1 典型场景集生成结果

根据风光出力 and 负荷需求历史数据构建的场景集如附录B图B1~B3所示, 包括5个风电出力典型场景集、4个光伏出力典型场景集和6个负荷场景集。相较于传统的确定性场景, 本文所构建的区间场景集能够更好地反映源荷的不确定性。

为验证本文提出的基于Wasserstein距离的概率分布缩减方法的有效性, 将本文方法的结果与正态分布进行对比分析, 结果如附录B图B4和图B5所示。以风电出力场景集1为例进行分析, 时序样本概率分布均呈现一定程度的尾部效应, 其中概率分布簇B的样本近似呈双峰分布, 这些复杂特性无法通过正态分布进行有效拟合, 而本文方法能更有效地拟合样本特征。

4.2 馈线区块划分结果

为验证本文所提馈线区块划分方法的有效性, 将基于欧氏距离的划分方法^[11]与本文所提划分方法进行对比。馈线区块划分结果如附录C图C1所示。采用本文划分方法共划分出24个馈线区块, 这些区

块组成了 12 个供电单元。由图可知,基于欧氏距离划分方法的结果容易将障碍物包含在内,不利于线路建设投资,而采用本文所提方法进行馈线区块划分时可有效避开电力廊道受限路段。

4.3 馈线区块净负荷特性分析

在新能源大规模接入后,各个馈线区块存在众多净负荷区间场景集。本文选择光伏接入量最大的馈线区块 9 和风电接入量最大的馈线区块 20 进行分析。馈线区块净负荷区间如附录 C 图 C2 所示。由图可知:由于分布式电源并入配电网,净负荷呈现“鸭型”曲线的特征,且不同时间段的实际值与预测值之间的偏差程度不同;馈线区块 9 的光伏预测出力较高,中午时段主要存在向上不平衡风险;馈线区块 20 的风电接入装机容量较大,全天都存在不同程度的电力不平衡风险。

4.4 规划结果

基于馈线区块划分结果,将本文所提出的考虑电力不平衡风险的规划方法与其他规划方法进行比较,分析相关指标,以验证本文方法的正确性和有效性。对比方法如下:方法 1,考虑净负荷极端边界的鲁棒规划方法^[20];方法 2,基于典型日分析的确定性规划方法^[21];方法 3,本文计及电力不平衡风险的规划方法,其中预测误差服从的概率分布采用高斯核密度估计方法计算;方法 4,本文计及电力不平衡风险的规划方法,采用经 Wasserstein 距离聚类缩减的概率分布作为预测误差服从的概率分布。

不同规划方法的年化投资成本和运行成本分别如图 4 和表 1 所示。方法 4 的各馈线区块储能配置情况如附录 C 表 C1 所示。虽然方法 1 的规划结果避

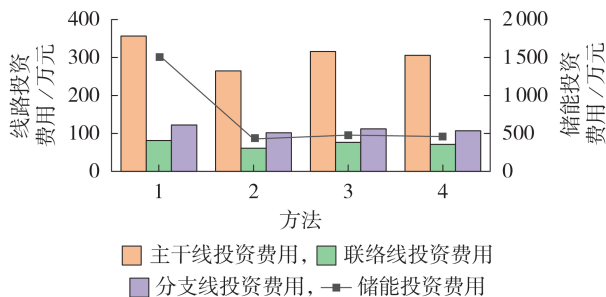


图 4 不同规划方法的年化投资费用
Fig.4 Annualized investment cost of different planning methods

表 1 不同规划方法的运行成本

Table 1 Operating cost of different planning methods

方法	向下不平衡风险成本 / 万元	向上不平衡风险成本 / 万元	购电成本 / 万元	储能收益 / 万元
1	0	0	47 030	1 157
2	474	56	47 368	475
3	287	30	47 235	525
4	316	34	47 256	515

免了电力不平衡的问题,但投资成本过高;虽然方法 2 规划结果的投资成本较低,但电力不平衡风险成本较高;方法 3 和方法 4 则较好地平衡了经济性与电力不平衡风险,验证了本文方法的有效性;方法 3 和方法 4 的线路和储能建设总成本相差 4%,这说明采用 Wasserstein 距离指标缩减概率分布在减小计算量的同时能够有效保留大部分重要信息,验证了该方法的正确性。方法 4 的主干线与联络线布线情况如附录 C 图 C3 所示。

为进一步验证本文所提考虑电力不平衡风险的规划方法的有效性,利用蒙特卡罗模拟法从场景集中随机抽取 100 个运行场景进行仿真,弃电和切负荷结果如表 2 所示。由表可知,与传统的典型日规划方法相比,本文规划方法能有效降低弃电量和切负荷量。

表 2 不同规划方法的电力不平衡情况

Table 2 Power imbalance situation of different planning methods

方法	弃电量 / (MW·h)	弃电率 / %	切负荷量 / (MW·h)	切负荷率 / %
2	927	3.3	199	0.94
3	562	2.0	118	0.56
4	618	2.2	131	0.62

4.5 灵活性资源调控结果

由于篇幅限制,本文仅介绍馈线区块 20 中灵活性资源的控制策略及其调节效果,结果如附录 C 图 C4 和图 C5 所示。在 14:00—18:00,由于电价较低且分布式电源出力较大,灵活性资源主要执行充电操作;在 18:00—20:00,面对较高的电价和增加的负荷需求,灵活性资源通过放电进行套利,实现收益最大化。在该场景中,通过灵活性资源的调节显著改善了净负荷曲线,避免了向上级电网传输电量的情况。此外,相较于调节前,灵活性资源调节后的净负荷峰谷差减少了 30%,线路的最高负载率从 52.6% 降至 46.2%,且线路负载率均在 50% 内。

不同规划方法的时序向上与向下不平衡风险分别如图 5 和图 6 所示。不同规划方法的馈线区块 20

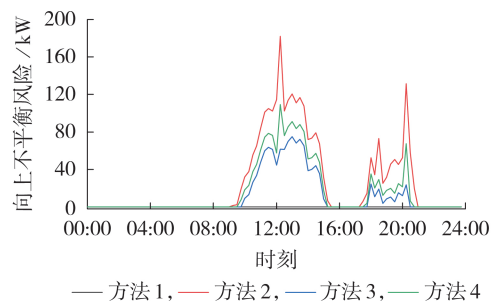


图 5 时序向上不平衡风险

Fig.5 Temporal upward imbalance risk

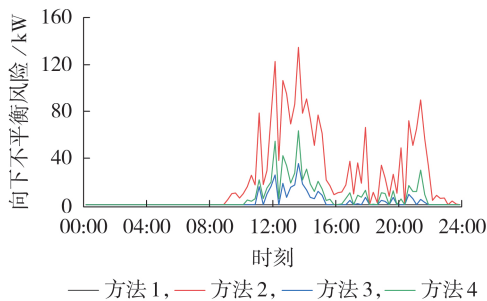


图6 时序向下不平衡风险

Fig.6 Temporal downward imbalance risk

时序风险值有所差异。在所选场景集中,该馈线区块在08:00—20:00存在不同程度的电力不平衡风险,采用本文的规划方法可以有效降低时序电力不平衡风险。需要说明的是,本文采用的概率分布缩减方法可能会导致尾部数据的部分丢失,从而使特定时间段内的风险估计存在一定的偏差。

5 结论

本文针对配电网中分布式电源大规模接入导致电力不平衡风险增加的问题,提出一种计及电力不平衡风险的配电网分区协同规划方法,结论如下。

1)仿射模型能够较好地刻画源荷特性的波动性和不确定性,形成能够适用于配电网分区协同规划的不确定性模型。

2)在馈线区块划分的过程中考虑电力廊道的限制可避免将受限区域纳入馈线区块内部,从而降低了配电网的布线成本。同时,在分区时考虑源荷的匹配程度有助于减小馈线区块的峰谷差以及降低线路负载率。

3)规划配置储能装置能有效降低馈线区块的线路负载率以及减小净负荷峰谷差和电力不平衡风险,有助于提升新能源的消纳能力,实现配电网的协调规划运行。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 国家发展改革委,国家能源局. 关于新形势下配电网高质量发展的指导意见[EB/OL]. (2024-03-01)[2024-05-02]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202403/content_6935790.htm.

[2] 舒印彪,陈国平,贺静波,等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61-69. SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.

[3] 郭红霞,陈凌轩,张启,等. 电力电量平衡视角下新型电力系统极端场景研究及应对综述[J/OL]. 电网技术. [2024-05-06]. <https://link.cnki.net/urliid/11.2410.TM.20240412.2219.013>.

[4] 高红均,郭明浩,刘挺坚,等. 新型电力系统电力电量平衡分析研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2683-2696. GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Tingjian, et al. Review on

electric power and energy balance analysis of new-generation power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2683-2696.

- [5] 温丰瑞,李华强,温翔宇,等. 主动配电网中计及灵活性不足风险的储能优化配置[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3952-3962. WEN Fengrui, LI Huaqiang, WEN Xiangyu, et al. Optimal allocation of energy storage systems considering flexibility deficiency risk in active distribution network[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3952-3962.
- [6] 谢毓广,李金中,王川,等. 考虑消纳水平的新能源配套储能和输电通道容量协调优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 51-57, 72. XIE Yuguang, LI Jinzhong, WANG Chuan, et al. Coordinated optimal capacity configuration of energy storage equipped by new energy and transmission lines considering consumption level[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 51-57, 72.
- [7] 姜海洋,杜尔顺,马佳豪,等. 考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法[J/OL]. 中国电机工程学报. [2024-01-15]. <https://link.cnki.net/urliid/11.2107.TM.20240109.1733.016>.
- [8] 王成山,王瑞,于浩,等. 配电网形态演变下的协调规划问题与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2385-2396. WANG Chengshan, WANG Rui, YU Hao, et al. Challenges on coordinated planning of smart distribution networks driven by source-network-load evolution[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2385-2396.
- [9] 葛少云,蔡期源,刘洪,等. 考虑负荷特性互补及供电单元划分的中压配电网实用化自动布线[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(3): 790-803. GE Shaoyun, CAI Qiyuan, LIU Hong, et al. Practical automatic planning for MV distribution network considering complementation of load characteristic and power supply unit partitioning[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(3): 790-803.
- [10] 徐芮,刘俊勇,刘友波,等. 考虑负荷聚类分区与分布式发电接入的配电网主网架规划方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 48-55, 63. XU Rui, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Primary and subordinate distribution network planning considering load clustering partition and DG integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 48-55, 63.
- [11] 汤波,杨鹏,余光正,等. 基于负荷峰谷耦合特性的中压配电网供区优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19): 7051-7063. TANG Bo, YANG Peng, YU Guangzheng, et al. Power supply area optimization method of medium voltage distribution network based on load peak valley coupling characteristics[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 7051-7063.
- [12] 黎静华,骆怡辰,杨舒惠,等. 可再生能源电力不确定性预测方法综述[J]. 高电压技术, 2021, 47(4): 1144-1157. LI Jinghua, LUO Yichen, YANG Shuhui, et al. Review of uncertainty forecasting methods for renewable energy power[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(4): 1144-1157.
- [13] 晋飞,刘静利,刘晓亮,等. 基于电压灵敏度的配电网DG接纳能力不确定性分析[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 183-189. JIN Fei, LIU Jingli, LIU Xiaoliang, et al. Uncertainty analysis of DG hosting capacity in distribution network based on voltage sensitivity[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 183-189.
- [14] LI R, LI F R, SMITH N D. Multi-resolution load profile clustering for smart metering data[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4473-4482.
- [15] 张紫菁,张芳,姚文鹏. 基于风电出力概率预测模型的源荷储日前概率优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 190-197.

- ZHANG Zijiang, ZHANG Fang, YAO Wenpeng. Day-ahead probabilistic optimal dispatching of source-load-storage based on probabilistic prediction model of wind power output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 190-197.
- [16] NIJHUIS M, GIBESCU M, COBBEN S. Gaussian mixture based probabilistic load flow for LV-network planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 2878-2886.
- [17] 董骁翀, 孙英云, 蒲天骄, 等. 一种基于 Wasserstein 距离及有效性指标的最优场景约简方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4650-4658, 4968.
DONG Xiaochong, SUN Yingyun, PU Tianjiao, et al. An optimal scenario reduction method based on Wasserstein distance and validity index[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4650-4658, 4968.
- [18] 国家发展改革委, 国家能源局. 清洁能源消纳行动计划(2018—2020) [EB/OL]. (2018-10-30) [2023-05-29]. <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201812/W020190905495739358-481.pdf>.
- [19] 国家发展改革委. 电力负荷管理办法(2023年版)[EB/OL]. [2023-09-07]. <https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2023-10/P020231006397081632369.pdf>.
- [20] 符杨, 邢馨月, 李振坤, 等. 基于主从博弈的微电网多阶段鲁棒优化规划[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(4): 1-8.
FU Yang, XING Xinyue, LI Zhenkun, et al. Multi-stage robust optimization planning of microgrid clusters based on master-slave game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 1-8.
- [21] 朱俊澎, 施凯杰, 李强, 等. 考虑输电网潮流约束的时序生产模拟及新能源消纳能力评估[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1947-1955.
ZHU Junpeng, SHI Kaijie, LI Qiang, et al. Time series production simulation and renewable energy accommodation capacity evaluation considering transmission network power flow constraints[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1947-1955.

作者简介:

李宏仲(1977—), 男, 副教授, 博士, 主要研究方向为电力系统规划、可靠性规划(**E-mail**: Lhz_ab@263.net);

陈熙峰(1997—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为配电网规划(**E-mail**: 617578472@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Collaborative zoning planning of distribution network considering power imbalance risk

LI Hongzhong, CHEN Xifeng

(College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: In the process of achieving carbon peaking and carbon neutrality goals, a large number of distributed renewable energy sources are randomly connected into the distribution network. Due to the fluctuation of distributed energy source output, the power imbalance conditions such as power abandon or load shedding may happen in distribution network. A collaborative zoning planning method for distribution network is proposed considering the power imbalance risk. A time-series source-load characteristic affine model based on nonparametric estimation method is constructed to describe the time-series fluctuation and uncertainty of source-load characteristics, and the Wasserstein distance index is used for clustering to reduce the number of probability distribution of time-series forecasting error. The A* algorithm is employed to calculate the distance between load points under the condition of limited power corridor, and a distance matrix between load points and a power characteristic matching matrix are constructed to divide the feeder blocks. A calculation method of power imbalance risk value is proposed to quantify the relationship between the flexibility resource level and the power imbalance risk. On this basis, a bi-layer collaborative planning model of distribution network is constructed, the upper layer takes the minimum investment cost of lines and energy storage devices as the object, while the lower layer aims at the minimum operation cost and the power imbalance risk cost of distribution network. A real distribution network in a region of Northwestern China is taken as an example, which verifies the effectiveness and superiority of the proposed method.

Key words: source-load characteristics; feeder block; source-grid-load-storage; uncertainty; distribution network planning

附录 A

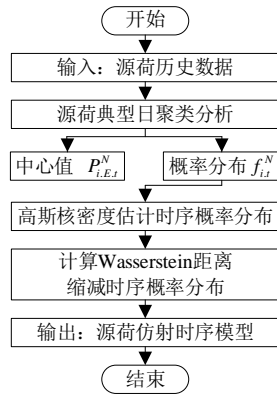


图 A1 仿射模型构建流程示意图

Fig.A1 Schematic diagram of affine model construction process

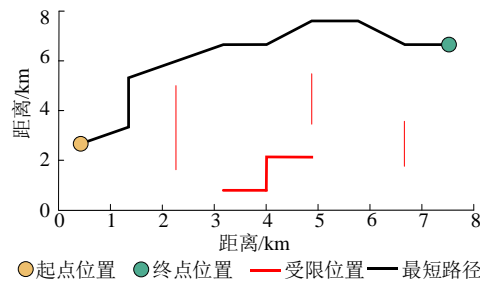


图 A2 负荷节点间距离示意图

Fig.A2 Schematic diagram of load point spacing

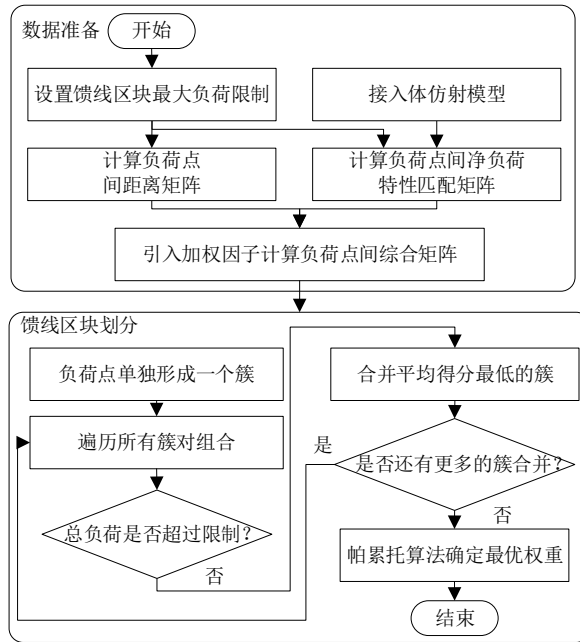


图 A3 馈线区块划分流程图

Fig.A3 Feeder zone division flowchart

A1 约束条件

(1) 主干线约束

在配电网馈线区块的网架规划中，主干线应设计为无分支的线路，以确保能够进行开环运行。

$$\begin{cases} \sum_i \Gamma_{si} = 1 \\ \sum_i \Gamma_{ix} = 2 \\ \sum_i \Gamma_{ie} = 1 \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中： s 、 e 分别为馈线的起点和终点。除起点和终点外，其余各线路节点均仅与两个其他不同线路节点相连。

(2) 联络线约束

通过联络线将馈线区块相互连接，形成闭环，实现区块间的相互联络，确保供电的可靠性。每条主干线的终点只与一个其他终点相连，约束表达式如式(A2)所示。

$$\sum_e \Gamma_{ex} = 1 \quad (\text{A2})$$

(3) 潮流约束

配电网中潮流方程如式(A3)-(A5)所示。

$$\begin{cases} p_j = \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij} - r_{ij} I_{ij}^2) \\ q_j = \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij} - r_{ij} I_{ij}^2) \end{cases}, i, j, k \in B \quad (\text{A3})$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij}^2 \quad (\text{A4})$$

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} \quad (\text{A5})$$

式中： p_i 、 q_i 分别为节点注入的有功功率和无功功率； P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为支路的有功功率和无功功率； V_i 、 V_j 分别是节点电压幅值， $r_{ij} + jx_{ij}$ 为支路的阻抗。

原始潮流约束为非线性等式约束，通过二阶锥松弛对式(A5)进行转化，经过等价变换，可以写成式(A6)标准二阶锥形式。

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ I_{ij}^2 - V_{ij}^2 \end{array} \right\|_2 \leq I_{ij}^2 + V_{ij}^2 \quad (\text{A6})$$

(4) 节点功率平衡约束

$$P_{i,t}^{N,G} + P_{i,E,t}^{N,PV} + P_{i,E,t}^{N,WD} + P_{i,t}^{IL} + P_{i,t}^{SL} + P_{i,t}^{N,L} = P_{i,E,t}^{N,LD} + P_{m,t}^{ESS} \quad (\text{A7})$$

式中： $P_{i,t}^{N,L}$ 为与节点相连线路传输功率。

(5) 节点电压约束

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \quad (\text{A8})$$

式中： $V_{i,\max}$ 、 $V_{i,\min}$ 分别为电压幅值的上下限。

(6) 线路传输功率约束

$$0 \leq S_{ij,t} \leq \mu S_{ij,\max} \quad (\text{A9})$$

式中： $S_{ij,\max}$ 是线路所能传输视在功率的上限， μ 为技术参数，由接线方式和具体负载率要求决定，通常取 $\mu = 0.5$ 。

(7) 储能装置特性约束

$$\begin{cases} -P_i^{\text{ESS}} \leq P_{i,t}^{\text{ESS}} \leq P_i^{\text{ESS}} \\ 0.2 \leq E_{i,t}^{\text{SOC}} \leq 0.8 \\ \sum_{t=1}^T |P_{i,t}^{\text{ESS}}| \leq Q_{i,\max} \\ P_{i,t}^{\text{ESS}} = S_i / \eta^{\text{ESS}} \end{cases} \quad (\text{A10})$$

式中： P_i^{ESS} 为第 i 个负荷节点储能装置的额定功率； $E_{i,t}^{\text{SOC}}$ 为储能装置的荷电状态； $Q_{i,\max}$ 为储能装置一日功率交换的最大值； S_i 为第 i 个负荷节点储能装置的额定容量； η^{ESS} 为性能因子。为延长储能装置的使用寿命，一日内功率交换量应在两倍额定容量以内。

表 A1 电缆型号参数

Table A1 Cable specifications and model parameters

线路型号	最大传输容量	单位成本
YJV22-3*400	8.2MW	60 万元/km
YJV22-3*240	6.4MW	40 万元/km
YJV22-3*185	5.4MW	30 万元/km
YJV22-3*95	4MW	10 万元/km

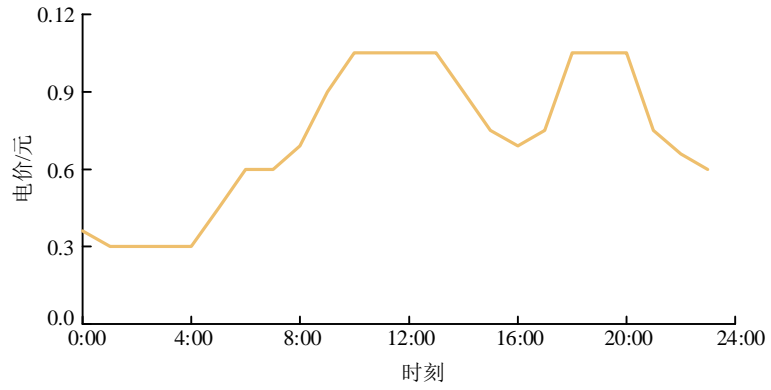


图 A4 购电电价曲线图

Fig.A4 Electricity purchase price curve diagram

附录 B

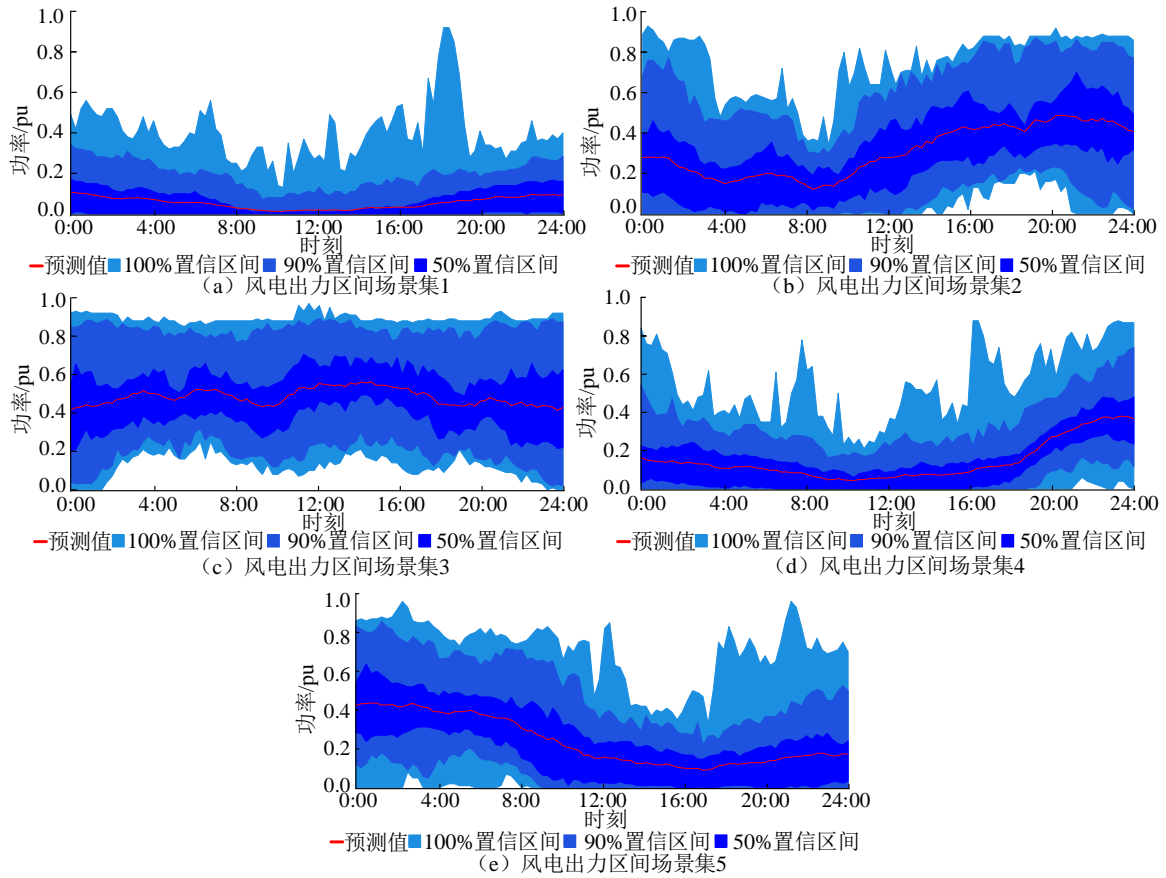


图 B1 风电出力区间场景集

Fig.B1 Wind power output interval scenario set

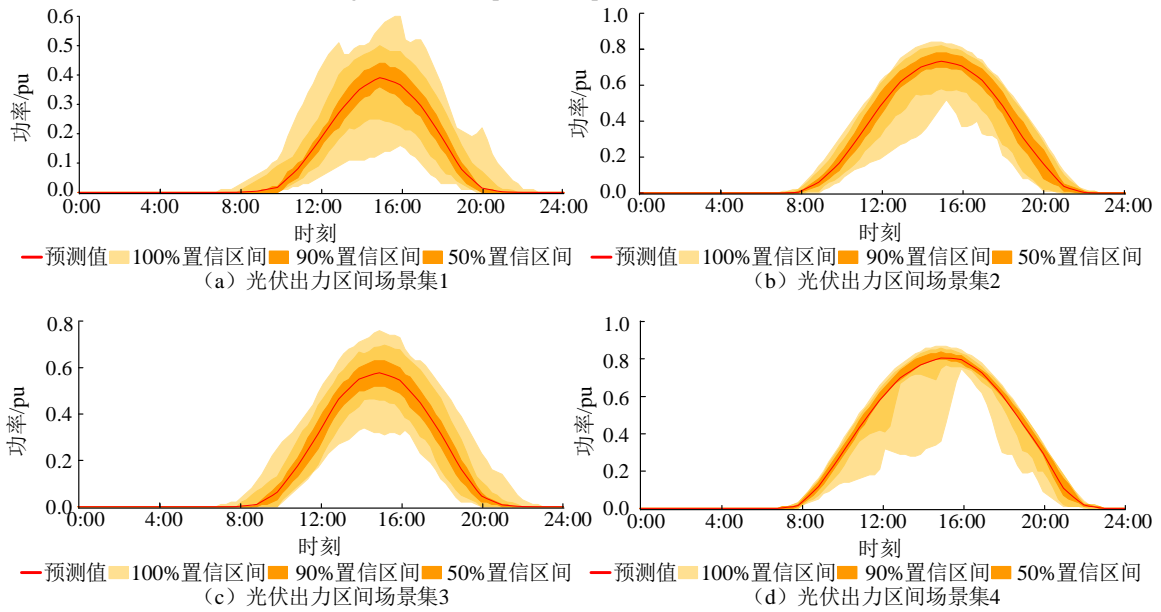


图 B2 光伏出力区间场景集

Fig.B2 Photovoltaic output interval scenario set

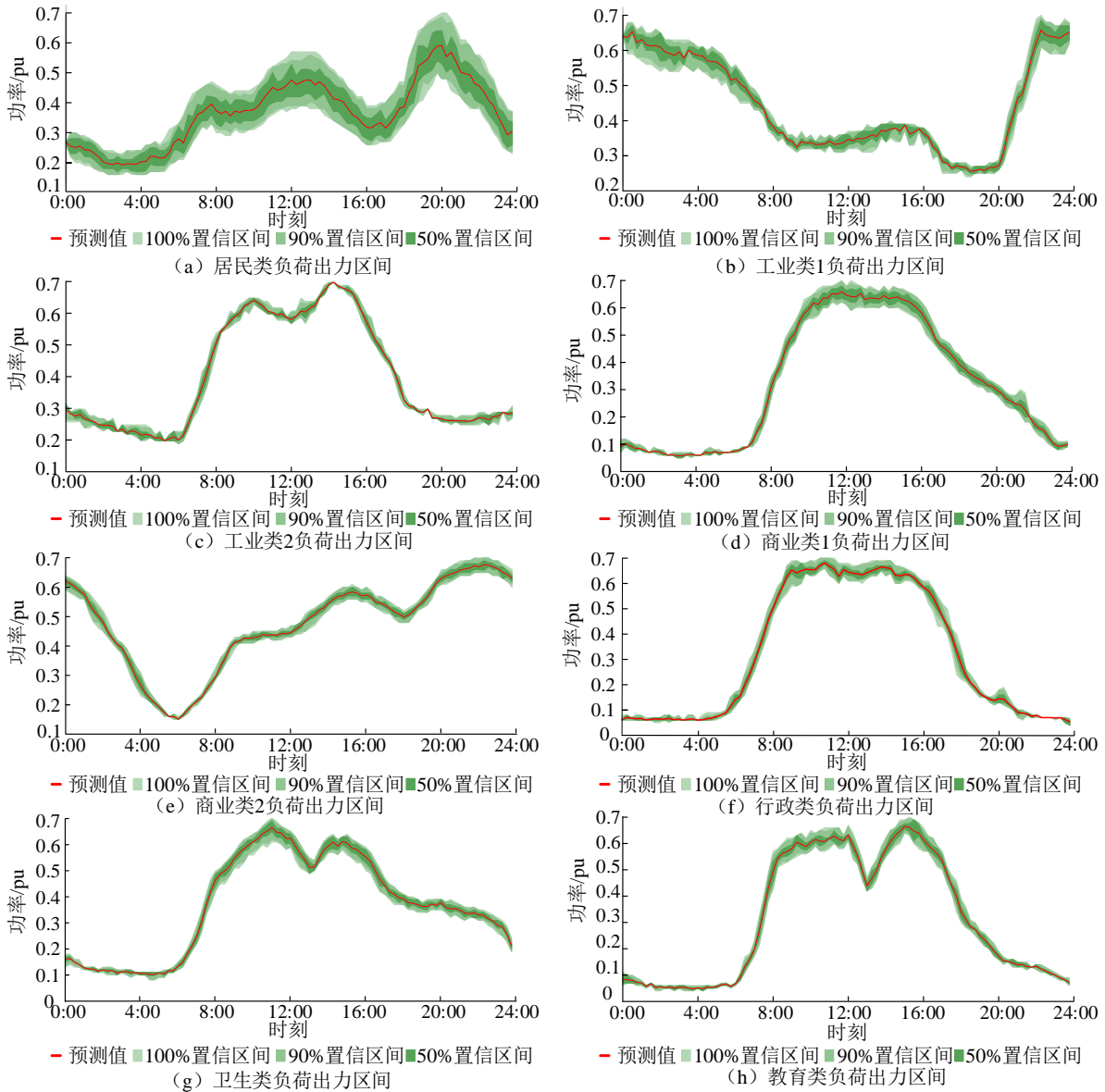


图 B3 负荷需求区间场景集
Fig.B3 Load demand range scenario set

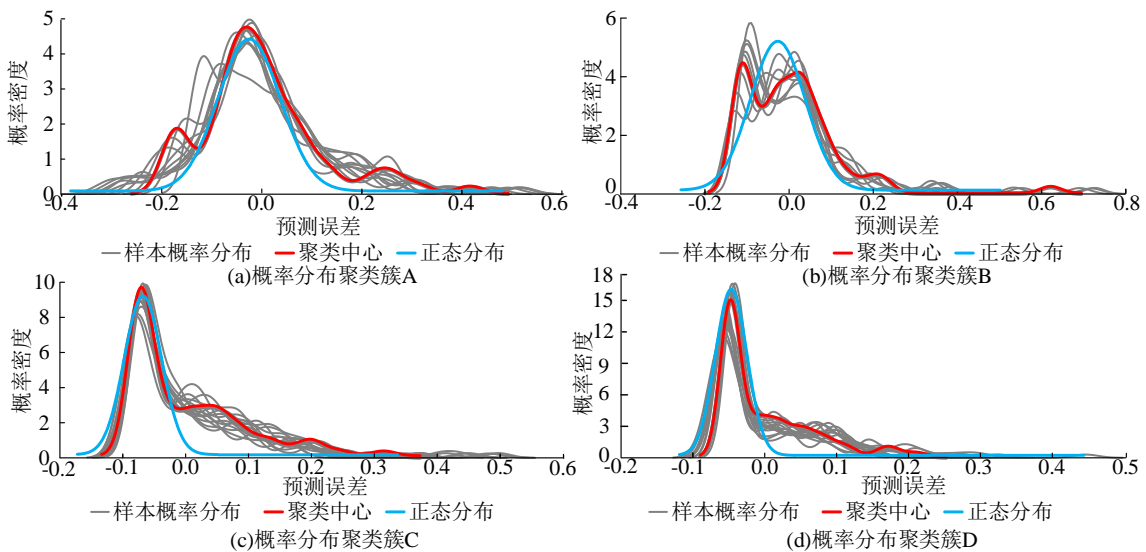


图 B4 风电出力场景集 1 预测误差概率分布聚类结果
Fig.B4 Clustering results of forecast error probability distribution for wind farm scenario set 1

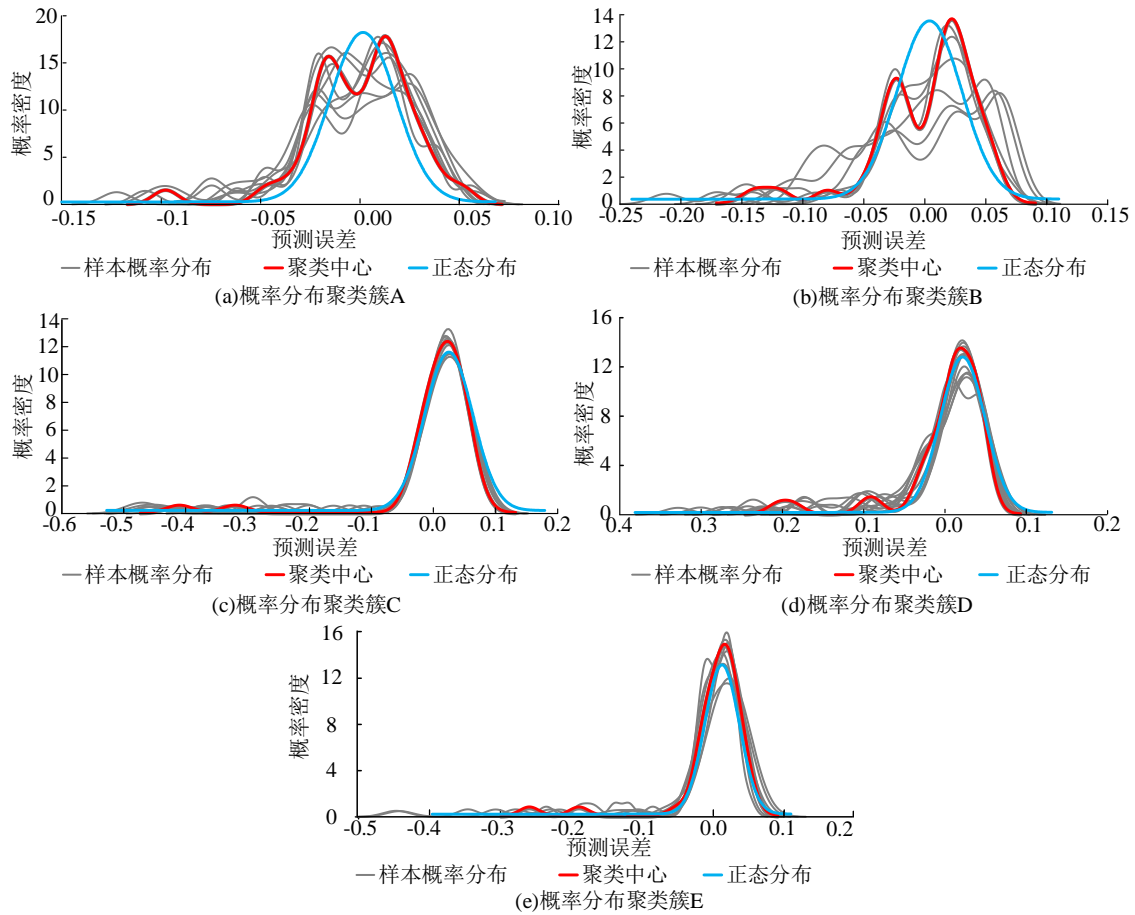


图 B5 光伏出力场景集 1 预测误差概率分布聚类结果图

Fig.B5 Clustering results diagram of forecast error probability distribution for photovoltaic scenario set 1

附录 C

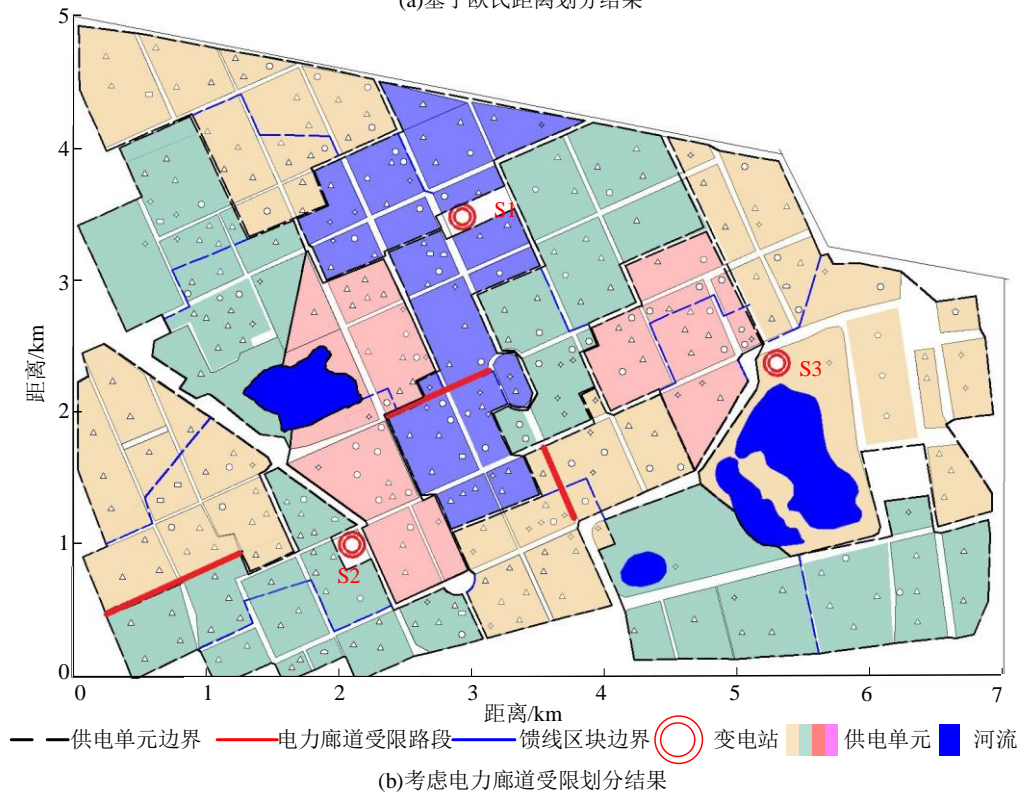
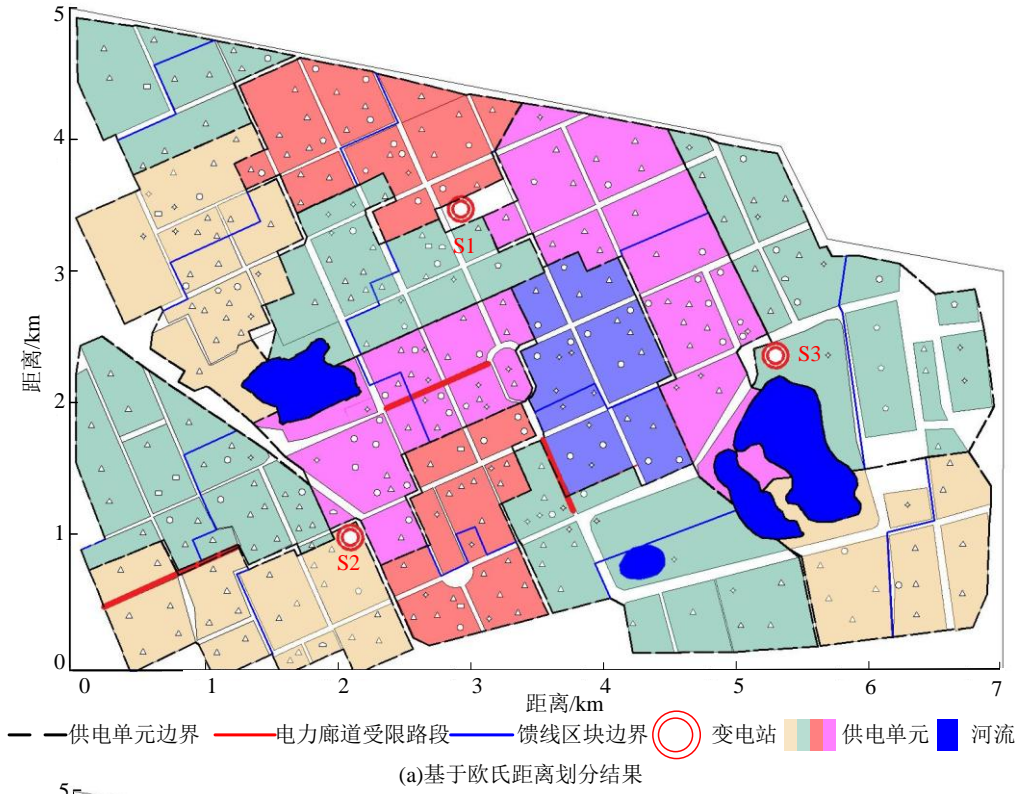
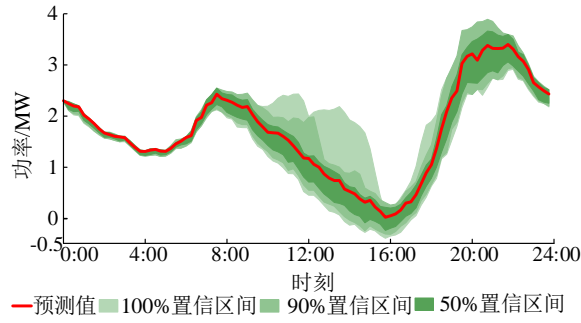
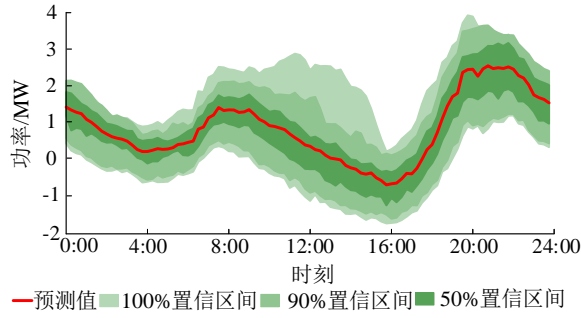


图 C1 馈线区块划分结果图

Fig.C1 Feedline section division result diagram



(a) 馈线区块9净负荷区间图



(b) 馈线区块20净负荷区间图

图 C2 部分馈线区块净负荷区间图

Fig.C2 Partial feeder line section net load range diagram

表 C1 各个馈线区块规划结果

Table C1 Results of the planning for each feeder line block

馈线区 块编号	最大峰谷差 (kW)	最大负载 率(%)	储能额定功 率(kW)	储能装机容量 (kWh)	馈线区 块编号	最大峰谷差 (kW)	最大负载 率(%)	储能额定功 率(kW)	储能装机容量 (kWh)
1	1483	45.6	560	1200	13	1667	41	615	1230
2	1188	37.4	250	500	14	1723	40.6	560	1120
3	1842	48.9	400	800	15	1957	42.8	640	1280
4	1348	49.4	445	890	16	1060	40.8	280	560
5	958	38.8	365	730	17	880	36.1	215	430
6	2184	41.6	625	1250	18	2208	49.8	1250	2500
7	2200	49.3	1100	2200	19	2101	45.2	1100	2200
8	1755	49.8	1160	2320	20	1899	46.2	585	1170
9	1213	45.9	385	770	21	1388	38.6	435	870
10	1121	43.5	425	850	22	2379	48	1225	2450
11	1562	39.4	475	950	23	1425	47.8	545	1090
12	1913	47.3	625	1250	24	2023	43.4	760	1520

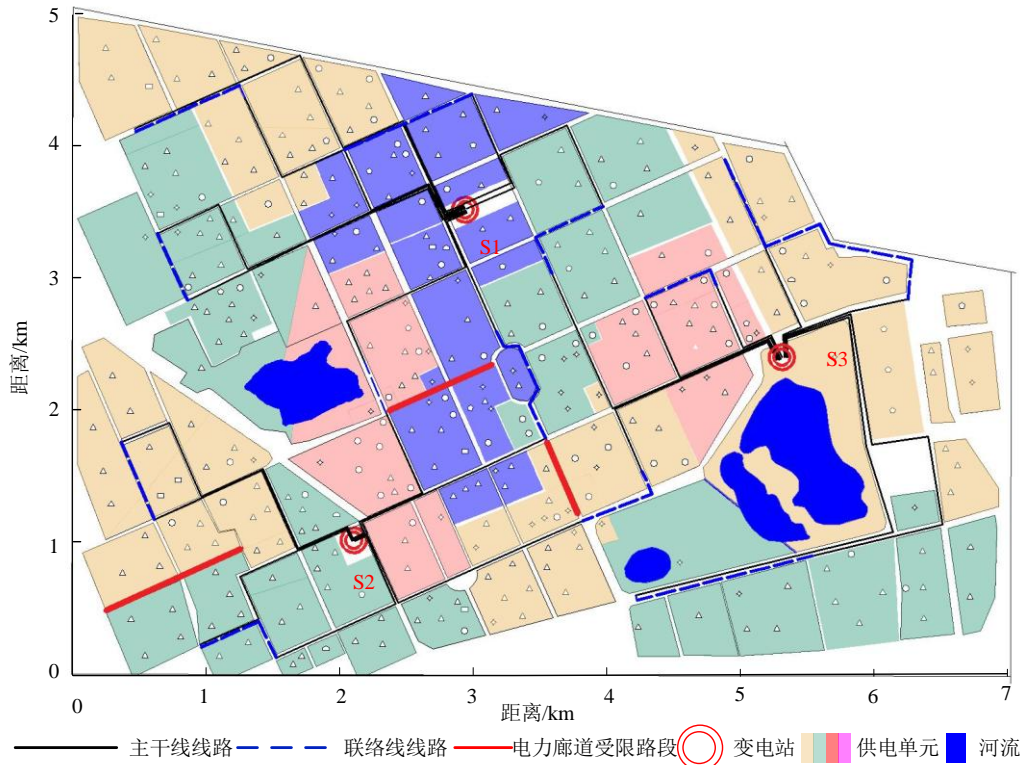


图 C3 方法 4 主干线和联络线布线结果图
Fig.C3 Method four main trunk and link line wiring result diagram

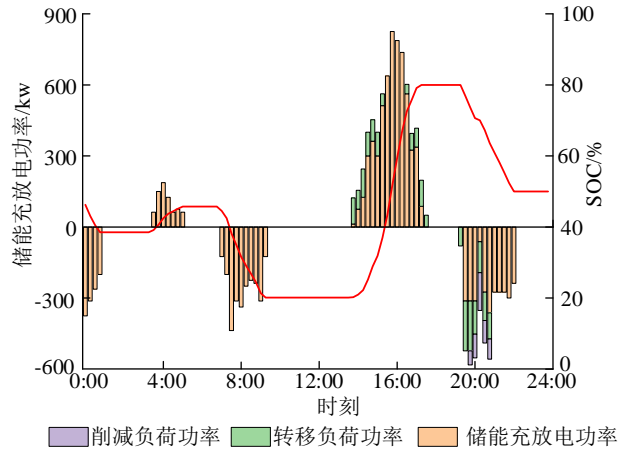


图 C4 灵活性资源控制策略图
Fig.C4 Flexibility resource control strategy diagram

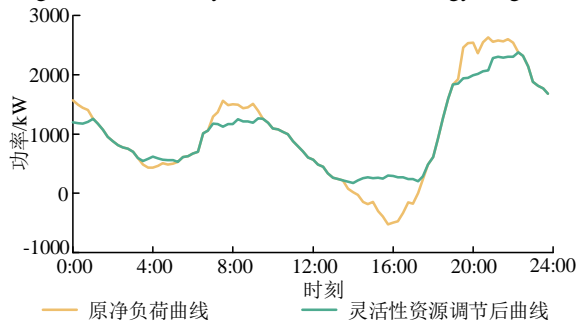


图 C5 灵活性资源调节效果对比图
Fig.C5 Comparison diagram of flexibility resource adjustment effects