

新能源小镇综合能源系统两阶段鲁棒优化配置

胡利, 程静

(新疆大学可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要:针对高比例可再生能源并网过程中因波动性与间歇性导致综合能源系统供电可靠性不足的问题,文中提出一种面向新能源小镇的两阶段鲁棒优化配置策略。首先,第一阶段利用源-荷历史数据,以系统配置成本最低为目标函数,对机组容量配置进行初步决策;第二阶段采用多面体不确定集描述源-荷的不确定性,以系统运行成本最低为目标函数,结合第一阶段的决策结果,获取最恶劣场景下源-荷预测功率数据。其次,引入不确定度参数以控制鲁棒优化配置方案的保守度。然后,利用列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法对模型进行求解,通过迭代更新机组容量配置,收敛得到最优配置方案。最后,以我国北方某新能源小镇为研究案例,算例结果表明所提策略与优化方法具有可行性,且能够提高新能源小镇的供电可靠性和经济性。

关键词:容量配置;两阶段鲁棒优化;双重不确定性;新能源小镇;多面体不确定集;列与约束生成(C&CG)算法
中图分类号:TM721 **文献标志码:**A **文章编号:**2096-3203(2026)02-0021-09

0 引言

为促进经济高质量发展并推动能源消费向低碳清洁转型,我国于 2018 年正式印发文件,启动特色小镇建设工作。各级政府高度重视、积极响应,因地制宜推进新能源小镇的建设与发展^[1-5]。风机(wind turbine, WT)和光伏(photovoltaic, PV)发电作为目前最完备的新能源发电技术,其互补特性在一定程度上缓解新能源发电与负荷在时间维度上不匹配的问题。然而 WT 与 PV 出力的波动性和间歇性仍然给电力系统带来不小的挑战,例如巨大的新能源削减和深度调峰^[6-10]。同时新能源小镇居民的行为也具有复杂性。因此,在实际应用中,充分考虑 WT、PV 与负荷的不确定性对新能源小镇的优化配置具有重要意义。

当前,已有学者提出采用随机规划法^[11-13]、场景分析法^[14-16]和鲁棒优化法^[17-20]等多种方法应对不确定性问题。随机规划法利用随机变量概率分布对不确定性建模,并需要大量的数据样本来确定统计特征;场景分析法通过构建场景表征不确定,依赖于随机变量的概率分布信息;鲁棒优化法直接将不确定性描述为不确定集,通过最大最小决策问题,预先考虑了模型的不确定性,将不确定性引入约束条件,求一个“最恶劣”场景下的优化方案,使得求得的决策方案能满足给定集合中的任何场景,因此在实际应用中更具有适用性。随着实际调度

中历史数据的累积,数据驱动的鲁棒优化法逐渐得到重视,由此提出了考虑 Wasserstein 距离^[21]与主成分分析^[22]的不确定集构建方法,但实际风光分布往往非常复杂,具有多模态的特点,使得该方法在实际应用中难以适用。文献[23]考虑突发事件影响下的交通出行成本不确定性,构建基于预算不确定集的先验疏散策略的鲁棒优化模型。文献[24]对比基于线性规划的鲁棒方法与基于多项式混沌展开和二阶锥规划的机会约束方法在含不确定性配电网中的应用,结果表明鲁棒方法更容易实现,且约束条件更少。文献[25]综合考虑频率稳定控制能力和扰动不确定性,建立了储能系统容量鲁棒优化模型。上述文献都采用传统的静态鲁棒优化方法,但该方法只在不确定性发生前做出一次性决策,保守性太强,经济性较差。文献[26]通过 k -means 聚类分群方法得到多个典型日负荷场景,并基于此形成鲁棒规划模型。文献[27]在规划阶段考虑负荷不确定性,结果表明系统总容量有所增加,经济性也有所提高。文献[28]提出一种计及风光不确定性的电-热-氢综合能源系统分布鲁棒优化方法。但是上述文献将供能侧与负荷侧的不确定性单独考虑,忽视了源-荷双重不确定性共同作用下的影响,且无法对配置方案的保守度进行灵活调节。

综上所述,文中提出一种考虑源-荷双重不确定性的新能源小镇两阶段鲁棒优化配置策略。该策略采用多面体不确定集描述新能源小镇中源-荷两侧风光出力和负荷预测的双重不确定性,并引入不确定度参数,以动态调节模型的保守度。在该源-荷双重不确定性下,构建两阶段鲁棒优化模型,对 WT

收稿日期: 2025-06-10; 修回日期: 2025-10-28

基金项目: 新疆维吾尔自治区重大科技专项资助项目 (2022A01001-4)

机组、PV 机组、微型燃气轮机 (gas turbine, GT) 与储能 (energy storage, ES) 进行最优容量配置, 并采用列与约束生成 (column and constraint generation, C&CG) 算法对模型进行迭代求解。最后, 以我国北方某新能源小镇为例进行优化配置, 验证所提模型及优化方法的有效性与可靠性。

1 新能源小镇建模

该新能源小镇为综合能源系统, 以风光互补发电为主体, 微型 GT 发电为后备。系统包含 PV 机组、WT 机组、微型 GT、ES、本地常规负荷及需求响应 (demand response, DR) 负荷等, 并通过变压器与上级配电网相连, 其结构示意图如图 1 所示。

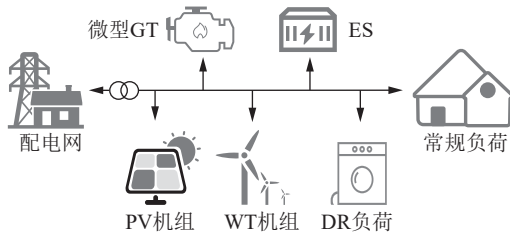


图 1 新能源小镇结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of the new energy town structure

1.1 不确定性模型

采用多面体不确定集 U 表示 PV、WT 出力与负荷预测的波动范围。

$$\left\{ \begin{array}{l} U = \{u_{PV}(t), u_{WT}(t), u_L(t)\} \\ u_{PV}(t) \in [\hat{u}_{PV}(t) - \Delta u_{PV}^{\max}(t), \hat{u}_{PV}(t) + \Delta u_{PV}^{\max}(t)] \\ u_{WT}(t) \in [\hat{u}_{WT}(t) - \Delta u_{WT}^{\max}(t), \hat{u}_{WT}(t) + \Delta u_{WT}^{\max}(t)] \\ u_L(t) \in [\hat{u}_L(t) - \Delta u_L^{\max}(t), \hat{u}_L(t) + \Delta u_L^{\max}(t)] \\ \sum_{t=1}^{24} u_{PV}(t) \leq \Gamma_{PV} \\ \sum_{t=1}^{24} u_{WT}(t) \leq \Gamma_{WT} \\ \sum_{t=1}^{24} u_L(t) \leq \Gamma_L \end{array} \right. \quad (1)$$

式中: $u_{PV}(t)$ 、 $u_{WT}(t)$ 、 $u_L(t)$ 分别为在 t 时段考虑不确定性的 PV 出力、WT 出力、负荷; $\hat{u}_{PV}(t)$ 、 $\hat{u}_{WT}(t)$ 、 $\hat{u}_L(t)$ 分别为在 t 时段 PV 出力、WT 出力、负荷的预测值; $\Delta u_{PV}^{\max}(t)$ 、 $\Delta u_{WT}^{\max}(t)$ 、 $\Delta u_L^{\max}(t)$ 分别为在 t 时段 PV 出力、WT 出力、负荷的最大允许功率波动偏差值; Γ_{PV} 、 Γ_{WT} 、 Γ_L 分别为 PV、WT、负荷的不确定度参数, 取值为 $0 \sim N_t$ 内的整数, N_t 为调度周期, 取 24 h。

另外, 当小镇中的 PV 与 WT 出力降至区间的最低点, 而负荷功率升至区间的最高点时, 小镇的

运行成本达到峰值。这种情况更符合“最恶劣”场景的定义, 因此可将 PV、WT 出力预测与负荷预测重新表述为以下形式:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{PV}(t) = \hat{u}_{PV}(t) - B_{PV}(t) \Delta u_{PV}^{\max}(t) \\ \sum_{t=1}^{N_t} B_{PV}(t) \leq \Gamma_{PV}; \sum_{t=1}^{N_t} u_{PV}(t) \leq \Gamma_{PV} \\ u_{WT}(t) = \hat{u}_{WT}(t) - B_{WT}(t) \Delta u_{WT}^{\max}(t) \\ \sum_{t=1}^{N_t} B_{WT}(t) \leq \Gamma_{WT}; \sum_{t=1}^{N_t} u_{WT}(t) \leq \Gamma_{WT} \\ u_L(t) = \hat{u}_L(t) - B_L(t) \Delta u_L^{\max}(t) \\ \sum_{t=1}^{N_t} B_L(t) \leq \Gamma_L; \sum_{t=1}^{N_t} u_L(t) \leq \Gamma_L \end{array} \right. \quad (2)$$

式中: $B_{PV}(t)$ 、 $B_{WT}(t)$ 、 $B_L(t)$ 为二进制变量。

1.2 新能源小镇规划阶段建模

各设备的规划成本如下:

$$C_{G,p} = c_{G,p} S_G \quad (3)$$

$$C_{E,p} = c_{E,p} S_E \quad (4)$$

$$C_{PV,p} = c_{PV,p} S_{PV} \quad (5)$$

$$C_{WT,p} = c_{WT,p} S_{WT} \quad (6)$$

式中: $C_{G,p}$ 、 $C_{E,p}$ 、 $C_{PV,p}$ 、 $C_{WT,p}$ 分别为 GT、ES、PV、WT 的规划安装总成本; $c_{G,p}$ 、 $c_{E,p}$ 、 $c_{PV,p}$ 、 $c_{WT,p}$ 分别为 GT、ES、PV、WT 的单位成本; S_G 、 S_E 、 S_{PV} 、 S_{WT} 分别为 GT、ES、PV、WT 的规划装机容量。

GT、ES、PV 和 WT 对应的装机容量约束如下:

$$0 \leq S_G \leq S_{G,\max} \quad (7)$$

$$0 \leq S_E \leq S_{E,\max} \quad (8)$$

$$0 \leq S_{PV} \leq S_{PV,\max} \quad (9)$$

$$0 \leq S_{WT} \leq S_{WT,\max} \quad (10)$$

式中: $S_{G,\max}$ 、 $S_{E,\max}$ 、 $S_{PV,\max}$ 、 $S_{WT,\max}$ 分别为 GT、ES、PV、WT 的容量配置上限。

1.3 新能源小镇运行阶段建模

1.3.1 GT

在 t 时段的 GT 成本函数可表示为:

$$C_{G,r}(t) = a P_G^2(t) + b P_G(t) + c \quad (11)$$

式中: $C_{G,r}(t)$ 为 GT 的耗电成本; a 、 b 、 c 为 GT 的成本系数; $P_G(t)$ 为 GT 的输出功率。

输出功率约束为:

$$P_{G,\min} \leq P_G(t) \leq P_{G,\max} \quad (12)$$

式中: $P_{G,\max}$ 、 $P_{G,\min}$ 分别为 GT 输出功率的上、下限。

1.3.2 ES

在 t 时段的 ES 平均充放电成本可表示为:

$$C_{E,r}(t) = K_E (P_E^{\text{dis}}(t)/\eta + P_E^{\text{ch}}(t)\eta) \quad (13)$$

式中: $C_{E,r}(t)$ 为 ES 的平均充放电成本; K_E 为单位充

放电成本; $P_E^{\text{ch}}(t)$ 、 $P_E^{\text{dis}}(t)$ 分别为充、放电功率; η 为充放电效率。

ES 的充放电功率约束为:

$$0 \leq P_E^{\text{dis}}(t) \leq U_E(t) P_{E,\max} \quad (14)$$

$$0 \leq P_E^{\text{ch}}(t) \leq (1 - U_E(t)) P_{E,\max} \quad (15)$$

式中: $U_E(t)$ 为 ES 的充放电状态; $P_{E,\max}$ 为 ES 的最大充放电功率。

ES 的荷电状态约束为:

$$\eta \sum_{t=1}^{N_t} (P_E^{\text{ch}}(t) \Delta t) - \frac{1}{\eta} \sum_{t=1}^{N_t} (P_E^{\text{dis}}(t) \Delta t) = 0 \quad (16)$$

$$E_{E,\min} \leq E_E(0) + \eta \sum_{t'=1}^t (P_E^{\text{ch}}(t') \Delta t) - \frac{1}{\eta} \sum_{t'=1}^t (P_E^{\text{dis}}(t') \Delta t) \leq E_{E,\max} \quad (17)$$

式中: $E_{E,\max}$ 、 $E_{E,\min}$ 分别为 ES 允许剩余容量的上、下限; Δt 为调度步长, 取值为 1; $E_E(0)$ 为 ES 在初始时刻的容量。

1.3.3 DR 负荷

DR 负荷在 t 时段的用电特性为:

$$\sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{DR}}(t) = D_{\text{DR}} \quad (18)$$

$$D_{\text{DR},\min}(t) \leq P_{\text{DR}}(t) \Delta t \leq D_{\text{DR},\max}(t) \quad (19)$$

式中: $P_{\text{DR}}(t)$ 为 DR 负荷实际调度功率; D_{DR} 为总用电需求; $D_{\text{DR},\max}(t)$ 、 $D_{\text{DR},\min}(t)$ 分别为总用电需求上、下限。

在 t 时段的调度成本 $C_{\text{DR},t}(t)$ 可表示为:

$$C_{\text{DR},t}(t) = K_{\text{DR}} |P_{\text{DR}}(t) - P_{\text{DR}}^*(t)| \Delta t \quad (20)$$

式中: K_{DR} 为 DR 负荷单位调度成本; $P_{\text{DR}}^*(t)$ 为期望用电功率。引入辅助变量 $P_{\text{DR}_1}(t)$ 和 $P_{\text{DR}_2}(t)$, 并对式 (20) 中的绝对值项线性化, 得到约束式 (21) 和式 (22)。

$$P_{\text{DR}}(t) - P_{\text{DR}}^*(t) - P_{\text{DR}_1}(t) - P_{\text{DR}_2}(t) = 0 \quad (21)$$

$$\begin{cases} P_{\text{DR}_1}(t) \geq 0 \\ P_{\text{DR}_2}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (22)$$

DR 负荷调度成本的线性形式为:

$$C_{\text{DR},t}(t) = K_{\text{DR}} (P_{\text{DR}_1}(t) + P_{\text{DR}_2}(t)) \Delta t \quad (23)$$

1.3.4 新能源小镇与配电网互动功率

在 t 时段的功率平衡约束为:

$$P_M^{\text{buy}}(t) - P_M^{\text{sell}}(t) = P_E^{\text{ch}}(t) - P_E^{\text{dis}}(t) + P_{\text{DR}}(t) + P_{\text{DR}_1}(t) + P_{\text{DR}_2}(t) - P_G(t) + P_L(t) - P_{\text{PV}}(t) - P_{\text{WT}}(t) \quad (24)$$

式中: $P_M^{\text{buy}}(t)$ 、 $P_M^{\text{sell}}(t)$ 分别为购、售电功率; $P_L(t)$ 、 $P_{\text{PV}}(t)$ 、 $P_{\text{WT}}(t)$ 分别为负荷实际消耗功率、PV 与 WT 的实际发电功率。

新能源小镇与配电网交互约束与成本 $C_{M,t}$ 参考文献 [29]。

2 两阶段鲁棒优化模型及求解

2.1 两阶段鲁棒优化模型

两阶段鲁棒优化模型可分为规划与运行两个阶段, 规划阶段目标函数 C_p 与运行阶段目标函数 C_r 表示为:

$$C_p = \frac{\rho(1+\rho)^{r_i}}{(1+\rho)^{r_i} - 1} (C_{i,p} + C_{\text{PV},p} + C_{\text{WT},p}) \quad (25)$$

$$C_r = \sum_{t=1}^{N_t} (C_{i,r} + C_{\text{DR},r} + C_{M,r} + C_{\text{PV},r} + C_{\text{WT},r}) \quad (26)$$

式中: ρ 为折旧率, 文中取 0.08; i 为 GT 与 ES 设备; r_i 为各设备的折旧年数; $C_{i,p}$ 为各设备的规划安装总成本; $C_{i,r}$ 为各设备的折旧成本; $C_{\text{PV},r}$ 、 $C_{\text{WT},r}$ 分别为 PV 机组与 WT 机组的发电成本。

两阶段鲁棒确定性优化配置模型紧凑形式为:

$$\begin{cases} \min_x (C_p + \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} C_r) \\ \text{s.t.} \quad Nx \geq n \\ \quad Dy \geq d \\ \quad Ky = k \\ \quad Fx + Gy + Eu \geq h \\ \quad I_u y = \hat{u} \end{cases} \quad (27)$$

x 、 y 为优化变量, 具体表达式如式 (28) 所示。

$$\begin{cases} x = [S_G \ S_E \ S_{\text{PV}} \ S_{\text{WT}}]^T \\ y = [P_E^{\text{ch}}(t) \ P_E^{\text{dis}}(t) \ P_G(t) \ P_M^{\text{buy}}(t) \ P_M^{\text{sell}}(t) \ P_{\text{DR}}(t) \\ \quad P_{\text{DR}_1}(t) \ P_{\text{DR}_2}(t) \ P_{\text{PV}}(t) \ P_{\text{WT}}(t) \ P_L(t)]^T \end{cases} \quad (28)$$

式中: $\Omega(x,u)$ 为 y 的可行域; u 为不确定参数, $u = [u_{\text{PV}}(t) \ u_{\text{WT}}(t) \ u_L(t)]^T$; N 、 D 、 K 、 F 、 G 、 E 、 I_u 为各变量的系数矩阵; n 、 d 、 k 、 h 为常数列向量; $\hat{u} = [\hat{u}_{\text{PV}}(t) \ \hat{u}_{\text{WT}}(t) \ \hat{u}_L(t)]^T$ 。在式 (27) 中, 第二行表示规划阶段的不等式约束, 包括式 (7) — 式 (10); 第三行表示运行阶段的不等式约束, 包括式 (12)、式 (17)、式 (19) 和式 (22); 第四行表示运行阶段的等式约束, 包括式 (16)、式 (18)、式 (21) 和式 (24); 第五行表示综合两阶段与 u 相关的约束, 包括式 (14)、式 (15); 第六行表示 WT、PV 和负荷在确定性优化模型中取各时段的预测值。

2.2 C&CG 算法求解

C&CG 算法将原始问题解耦为主、子两个问题, 并采用迭代方式进行求解 [30]。在处理主问题过程中, 通过引入新的变量与约束, 使原问题的目标函数值的下界更加紧凑, 从而有效降低迭代次数。

将式 (27) 解耦, 得到主问题表达式为:

$$\begin{cases} \min_x (c_1^T x + \theta) \\ \text{s.t. } \theta \geq c_2^T y_l \\ Nx \geq n \\ Dy_l \geq d \\ Ky_l = k \\ Fx + Gy_l + Eu_l^* \geq h \\ I_u y_l = u_l^* \end{cases} \quad (29)$$

式中: c_1 、 c_2 分别为规划阶段与运行阶段的成本系数矩阵; θ 为子问题的目标函数值; y_l 为第 l 次主问题迭代后引入的新的决策变量; u_l^* 为第 l 次迭代返回到主问题的不确定变量 u 的值。

分解得到子问题表达式为:

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x, u)} c_2^T y \\ \text{s.t. } Nx \geq n \\ Dy \geq d \rightarrow \lambda_1 \\ Ky = k \rightarrow \nu_1 \\ Fx + Gy + Eu \geq h \rightarrow \lambda_2 \\ I_u y = \hat{u} \rightarrow \nu_2 \end{cases} \quad (30)$$

式中: λ_1 、 λ_2 、 ν_1 、 ν_2 为拉格朗日乘子。

采用卡鲁什-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件对子问题进行简化^[31]。其拉格朗日函数为:

$$L(y, \lambda_1, \nu_1, \lambda_2, \nu_2) = c_2^T y + (d - Dy)^T \lambda_1 + (k - Ky)^T \nu_1 + (h - Fx - Gy - Eu)^T \lambda_2 + (u - I_u y)^T \nu_2 \quad (31)$$

由于互补松弛条件为非线性约束,引入线性辅助变量 p 、 q 、 w 和 z ,再利用大 M 法对互补松弛条件进行等效线性化。结合 KKT 条件后,最终内层子问题为:

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x, u)} c_2^T y \\ \text{s.t. } n - Nx \leq 0 \\ d - Dy \leq 0 \\ k - Ky = 0 \\ h - Fx - Gy - Eu \leq 0 \\ \hat{u} - I_u y = 0 \\ \lambda_1 \leq Mp; d - Dy \geq M(p - 1) \\ \nu_1 \leq Mq; k - Ky \geq M(q - 1) \\ \lambda_2 \leq Mw; h - Fx - Gy - Eu \geq M(w - 1) \\ \nu_2 \leq Mz; \hat{u} - I_u y \geq M(z - 1) \\ p, q, w, z \in [0, 1] \end{cases} \quad (32)$$

采用 C&CG 算法对模型进行求解,使用集成化数学优化软件 CPLEX 直接求解各子问题。首先,选取一组不确定变量 u 的历史数据作为初始最恶劣场景,将下界 L_B 、上界 U_B 设置为 ∞ ,设定不确定度 Γ 与收敛阈值 ε ,并将子问题迭代次数 k 设为 1。其次,根据不确定变量 u 求解主问题,得到配置方案

x_k ,并把求得的运行成本作为新的下界 L_B 。然后,将 x_k 代入子问题中,求解得到最恶劣场景 u_k 及相应调度结果 y_k ,将此时求到的运行成本作为新的上界 U_B 。最后,若满足 $U_B - L_B \leq \varepsilon$,则输出此时的最优解 x_k ,否则令 $k = k + 1$,并将新生成的恶劣场景 u_k 与其对应的约束即式(33)返回主问题继续求解,此时 $u_{k+1} = u_k$ 。

$$\begin{cases} \theta \geq c_2^T y_{k+1} \\ Dy_{k+1} \geq d \\ Ky_{k+1} = k \\ Fx + Gy_{k+1} + Eu_{k+1} \geq h \\ I_u y_{k+1} = u_{k+1} \end{cases} \quad (33)$$

新能源小镇综合能源系统两阶段鲁棒优化配置模型的 C&CG 求解流程如图 2 所示。

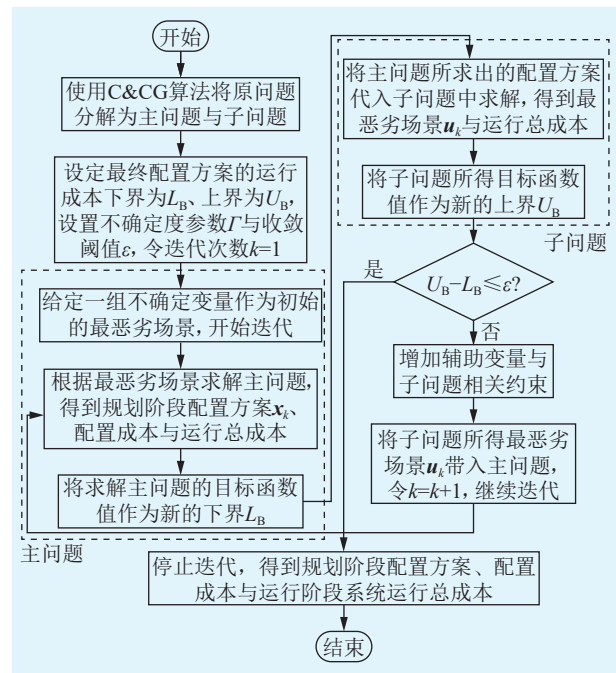


图 2 C&CG 求解流程
Fig.2 C&CG solving process

3 算例分析

3.1 小镇参数设置及优化配置结果分析

以我国北方某新能源小镇为案例。该小镇位于北方内陆地区,拥有丰富的太阳能和风能资源。为验证文中所提出的新能源小镇综合能源系统两阶段鲁棒优化配置模型的有效性,设置对照试验进行分析,仿真运行参数如表 1 所示^[29]。设 WT 出力、PV 出力、负荷功率不确定变量的预测误差为 10%、10%、15%,其预测与实际出力曲线如图 3、图 4 所示^[32]。采用北方某内陆地区居民的固定分时电价作为新能源小镇的分时电价,如图 5 所示^[29]。新能源小镇的电功率平衡情况如图 6 所示。

表 1 新能源小镇运行参数

Table 1 Operating parameters of the new energy town

单元	参数	数值
微型GT	$P_{G,\max}/\text{kW}$	1 000
	$a/[\text{美元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.678
	$b/[\text{美元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	796.8
	$K_E/[\text{美元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.38
ES	η	0.95
	$P_{E,\max}/\text{kW}$	500
	$E_{E,\min}/(\text{kW} \cdot \text{h})$	400
	$E_{E,\max}/(\text{kW} \cdot \text{h})$	1 800
	$E_E(0)/(\text{kW} \cdot \text{h})$	1 000
DR负荷	$D_{\text{DR}}/(\text{kW} \cdot \text{h})$	2 940
	$K_{\text{DR}}/[\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.32

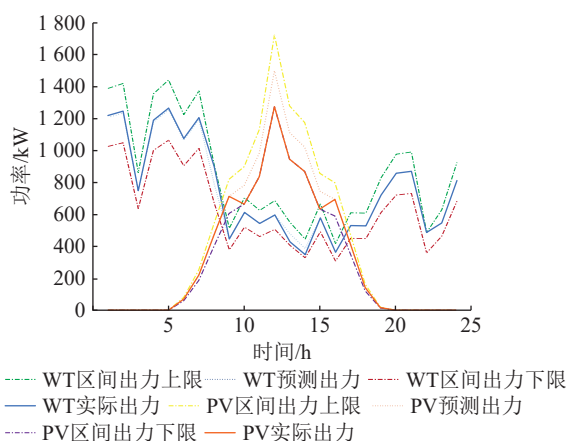


图 3 预测与实际 PV、WT 出力曲线

Fig.3 Predicted and actual output curves of PV and WT

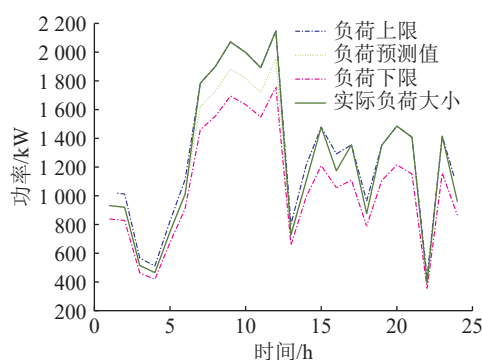


图 4 预测与实际负荷功率曲线

Fig.4 Predicted and actual load power curves

夜晚, WT 发电功率高, 但 PV 发电功率低; 白天则相反, PV 发电功率高, 但 WT 发电功率低。WT 和 PV 发电特性具有极为明显的互补作用, 充分证明了新能源小镇采用风光互补供电方案的现实可行性。

在 1 h—5 h 与 20 h—24 h 时段, PV 无输出, 新能源小镇中主要依靠 WT 与 GT 进行发电。在其余时段, PV 与 WT 等新能源发电为主要功率输出,

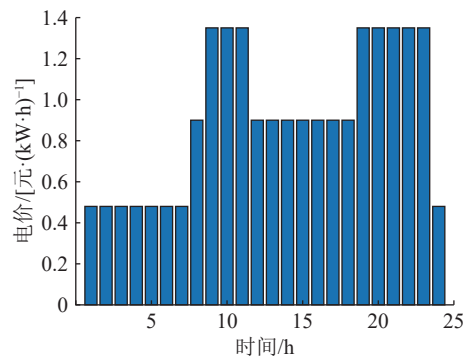


图 5 分时电价曲线

Fig.5 Time-of-use electricity price curve

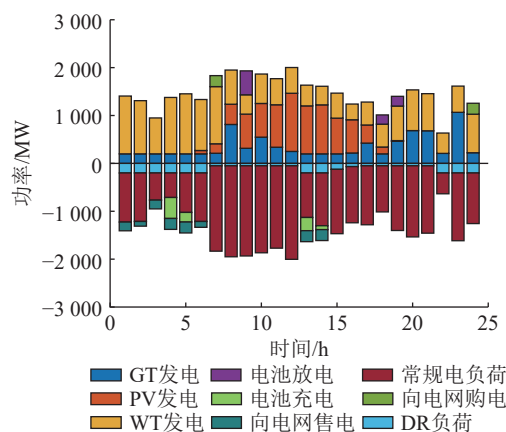


图 6 新能源小镇电功率曲线

Fig.6 Electric power curves of the new energy town

GT 作为后备能源, 仅在 PV 与 WT 发电不足时使用。ES 在负荷功率较大时段进行放电, 以此减少向配电网的购电量或提高向配电网的售电量, 从而降低新能源小镇在用电高峰期的运行成本。

基于分时电价制定 ES 的充放电策略, 在低电价时段充电, 例如 4 h—5 h 和 13 h—14 h; 在高电价时段放电, 例如 9 h 和 19 h, 实现削峰填谷。DR 负荷主要集中于负荷功率较低时段, 通过将部分峰值负荷迁移到非峰值时段, 最小化峰值和非峰值时段之间的负荷功率变化, 因此在常规负荷高峰期 DR 响应少, 在低峰期响应多, 进一步降低高峰期的运行成本。

3.2 不同预测误差下不确定优化方法对比

为验证文中所提的新能源小镇综合能源系统两阶段鲁棒优化配置模型的有效性, 设置 4 种模型进行对比, 分别为: (1) 模型 1, 不考虑 WT 出力、PV 出力与负荷预测不确定性的确定性优化配置模型; (2) 模型 2, 考虑 WT 出力、PV 出力与负荷预测不确定性的两阶段鲁棒优化配置模型; (3) 模型 3, 考虑 WT 出力、PV 出力与负荷预测不确定性的随机优化配置模型; (4) 模型 4, 考虑 WT 出力、PV 出力与负荷预测不确定性的场景分析优化配置模

型。设定 PV、WT 和负荷的不确定度参数分别为 $\Gamma_{PV}=6$ 、 $\Gamma_{WT}=6$ 、 $\Gamma_L=12$ ，其余参数皆相同。将 PV 出力、WT 出力和负荷预测误差设为 5%、10% 和 15%，代入上述 4 种模型中进行对比。不同预测误差下 4 种模型的配置成本如表 2 所示，不同预测误差下 4 种模型的运行成本如图 7 所示。

表 2 不同预测误差下 4 种模型的配置成本对比
Table 2 Comparison of configuration costs for four models under different prediction errors

预测误差/%	模型1/ 万元	模型2/ 万元	模型3/ 万元	模型4/ 万元
5	3.28	3.65	3.71	3.74
10	3.23	3.59	3.67	3.69
15	3.19	3.52	3.64	3.67

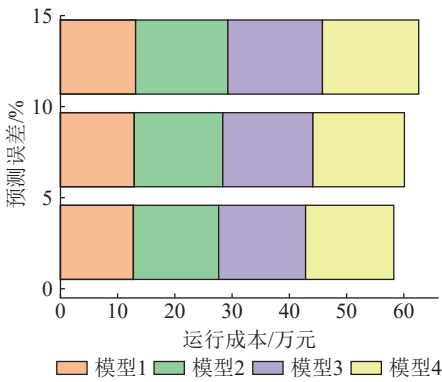


图 7 不同预测误差下 4 种模型的运行成本对比
Fig.7 Comparison of operating costs for four models under different prediction errors

由表 2 可知，模型 1 的配置结果基于确定性 PV、WT 出力及常规负荷曲线，以刚好满足负荷需求为目标进行设备容量配置，因此其配置成本最低，更符合经济目标。然而，该模型未考虑新能源小镇的不确定性，适用范围小，故予以排除。模型 2—模型 4 考虑了不确定性因素，其设备容量配置需要在不确定变量的变化区间内实现供需平衡，因此配置的容量均高于模型 1。结合图 7 进一步分析，在模型 2—模型 4 之间进行对比可见，随着预测误差的逐渐增大，各模型的配置成本逐渐降低，而运行成本逐渐升高。为了使新能源小镇的整体总成本最低，模型会通过减少 PV、WT、GT 与 ES 的配置容量，使发电设备尽可能以最大功率运行，以此来降低新能源小镇整体运行的波动性。即模型通过增加少量运行成本、减少大量规划成本的方式，让新能源小镇达到总成本最低，使模型具有更强的经济性与可靠性。对比可知，模型 2 在 5% 预测误差下采用两阶段鲁棒优化方法的总成本最低，为 14.91 万元；其配置成本也最低，为 3.65 万元。此

时 PV、WT、GT 与 ES 的配置容量分别为 1 448、1 173、959、418 kW，具有较强的经济性与可靠性。

3.3 不确定度参数对新能源小镇的影响

为分析不确定度参数对新能源小镇的影响，将新能源小镇 PV、WT 和负荷数据应用于不同不确定度参数下的配置方案中。各设备在不同不确定度参数下配置容量与总成本的对比如图 8 所示。不同不确定度下总成本与购电量对比如图 9 所示。

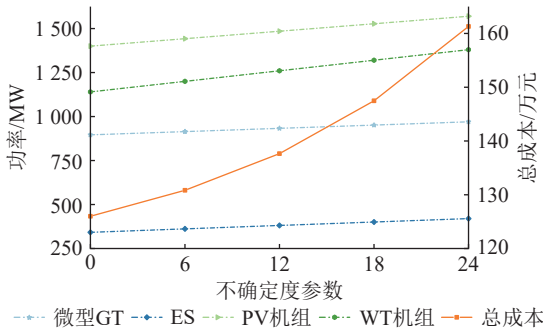


图 8 不同不确定度参数下各设备配置容量与总成本对比
Fig.8 Comparison of capacity configuration and total cost of each device under different uncertainty parameters

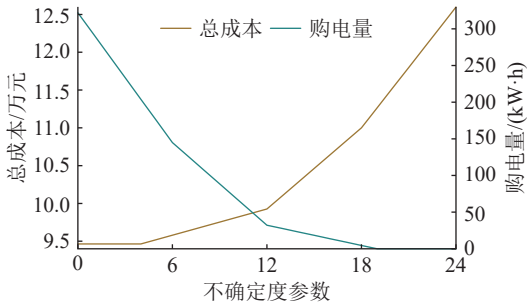


图 9 不同不确定度参数下总成本与购电量对比
Fig.9 Comparison of total cost and purchased electricity under different uncertainty parameters

从图 8 中可以看出，当不确定度 Γ 为 0 时，新能源小镇的设备配置容量和总成本最低，但此时模型的鲁棒性也最弱。随着 Γ 的增大，模型的总成本也随之上升。这表明，在制定规划方案时，如果考虑关于 WT、PT 以及常规负荷的不确定性较多，并且在边界条件下的时段数越多，所得配置方案将趋于保守，总成本也会更高，但同时也显著提升新能源小镇的电力供应可靠性。

图 9 中，在 $\Gamma=0$ 时，新能源小镇的总成本最低，但购电量最高，说明此时新能源小镇的经济性最好，却十分依赖配电网供电，鲁棒性极低。随着 Γ 的不断增大，新能源小镇的鲁棒性逐渐增强，而经济性逐渐降低。当 Γ 为 19~24 时，购电量为 0，GT、PV 与 WT 出力最保守，能够独立应对风光出力不确定性造成的所有不利情况，此时鲁棒性达到最强，但经济性最差。可见，通过调节不确定度 Γ ，可

灵活协调新能源小镇的经济性和鲁棒性之间的平衡。

需特别指出的是,随着不确定度的增加,通过提高 Γ 来提升系统可靠性的效果将逐渐减弱。具体而言,当 Γ 为 11~13 时,新能源小镇的购电量与总成本均处于较低水平,既满足了新能源小镇的供电可靠性需求,也兼顾了良好的经济性。因此根据实际情况选择不确定度,确保两阶段鲁棒模型可靠性的同时,也具有较好的经济性。

4 结论

针对高比例可再生能源并网导致的综合能源系统用电可靠性不足的问题,文中提出一种新能源小镇综合能源系统的两阶段鲁棒优化配置策略,结果表明:

(1) 文中提出一种经济可靠的新能源小镇综合能源系统两阶段鲁棒优化容量配置模型,该模型对特色小镇的可持续发展、技术进步以及社会经济具有重要的参考价值和意义。

(2) 在所提出的模型中,考虑了 WT 出力、PV 出力与负荷预测的源-荷双重不确定性,并通过两阶段鲁棒优化算法求解得到了新能源小镇的机组容量配置方案。该方案既具有一定的经济性,还具有较强的可靠性。

(3) 通过改变不确定度参数 Γ ,可以灵活调整新能源小镇容量配置方案的保守度与鲁棒性,有利于在总成本与运行风险中进行合理选择。

(4) 将碳排放成本和运营商激励机制引入该模型中,以促进包含风光互补的新能源小镇实现低碳经济高效运行,将是未来研究方向。

参考文献:

- [1] 高鑫. 氢能小镇空间结构研究: 以台州氢能小镇为例[D]. 济南: 山东建筑大学, 2022.
GAO Xin. A study on the spatial structure of hydrogen energy towns: a case study of Taizhou hydrogen energy town[D]. Jinan: Shandong Jianzhu University, 2022.
- [2] 王永利, 周含芷, 姜斯冲, 等. 基于电碳耦合的多园区综合能源系统双层博弈优化模型[J]. 可再生能源, 2025, 43(3): 388-399.
WANG Yongli, ZHOU Hanzhi, JIANG Sichong, et al. Bi-level game optimization model of multi-park integrated energy system based on electricity and carbon coupling[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(3): 388-399.
- [3] 崔勇, 陈昱, 郑建, 等. 考虑负荷能量块交易模式的新能源联盟体运营成本优化方法[J]. 电力科学与技术学报, 2025, 40(3): 255-264.
CUI Yong, CHEN Yu, ZHENG Jian, et al. Optimization method

for operational costs of new energy alliances considering load energy block trading mode[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(3): 255-264.

- [4] 蒋明华, 李丁, 孔德祯, 等. 面向高比例新能源送端系统频率稳定的多源协同控制及参数优化方法[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 36-46.
JIANG Minghua, LI Ding, KONG Dezhen, et al. Multi-source coordinated control and parameter optimization methods for frequency stability in high-proportion new energy sending-end systems[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 36-46.
- [5] 何良策, 王宇, 卢志刚, 等. 面向多区域综合能源系统低碳运行的共享电-氢储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(18): 52-63.
HE Liangce, WANG Yu, LU Zhigang, et al. Optimal allocation of shared electricity-hydrogen storage for low-carbon operation of multiple regional integrated energy systems[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(18): 52-63.
- [6] 杜刚, 赵冬梅, 刘鑫. 计及风电不确定性优化调度研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2608-2627.
DU Gang, ZHAO Dongmei, LIU Xin. Research review on optimal scheduling considering wind power uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2608-2627.
- [7] 王喜军, 王伟, 李寅松, 等. 考虑源-荷-储可调度资源的新能源配电网负荷频率控制策略[J]. 可再生能源, 2025, 43(11): 1537-1546.
WANG Xijun, WANG Wei, LI Yinsong, et al. Load frequency control strategy for new energy distribution network considering dispatchable resources of source load storage[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(11): 1537-1546.
- [8] 徐艳春, 任建新, 宋文字, 等. 考虑新能源电力系统频率响应时空分布特性的实时分区方法[J]. 电力建设, 2025, 46(3): 128-145.
XU Yanchun, REN Jianxin, SONG Wenyu, et al. A real-time partitioning method considering the spatial and temporal distribution characteristics of renewable power system frequency response[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(3): 128-145.
- [9] 王翔, 范睿, 陈国富, 等. 考虑动态供能可靠性的电热综合能源系统日前两阶段调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(16): 97-107.
WANG Xiang, FAN Rui, CHEN Guofu, et al. A two-stage day-ahead scheduling model for integrated electro-thermal energy systems considering dynamic energy supply reliability[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(16): 97-107.
- [10] 刘珊珊, 李柯睿, 刘柏康, 等. 绿证-碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 203-215, 225.
LIU Shanshan, LI Kerui, LIU Baikang, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 203-215, 225.

- [11] 李晖, 刘栋, 秦继朔, 等. 考虑风光出力不确定性的新能源基地直流外送随机规划方法研究[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2795-2803.
- LI Hui, LIU Dong, QIN Jishuo, et al. Stochastic planning method for UHVDC transmission of renewable energy power base considering wind and photovoltaic output uncertainties[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2795-2803.
- [12] ATTIA A M, DARGHOOUTH M N, GHATHAN A M, et al. Sizing a grid-connected photovoltaic system under economic and environmental uncertainties[J]. Solar Energy, 2023, 265: 112123.
- [13] 雷杨, 赵纪峰, 丁石川, 等. 考虑双重不确定性的区域综合能源系统多阶段滚动随机规划[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(20): 53-63.
- LEI Yang, ZHAO Jifeng, DING Shichuan, et al. Multi-stage rolling stochastic planning of regional integrated energy system considering dual-uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(20): 53-63.
- [14] 吴家福, 杜松怀, 苏娟, 等. 县域场景划分方法与县域能源互联网典型模式研究[J]. 太阳能学报, 2023, 44(11): 475-484.
- WU Jiafu, DU Songhuai, SU Juan, et al. Study on county scene division method and typical model of county energy Internet[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2023, 44(11): 475-484.
- [15] LI H, REN Z Y, FAN M, et al. A review of scenario analysis methods in planning and operation of modern power systems: methodologies, applications, and challenges[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 205: 107722.
- [16] LI J, MO H H, SUN Q M, et al. Distributed optimal scheduling for virtual power plant with high penetration of renewable energy[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 160: 110103.
- [17] 滕孟杰, 陈晨, 赵宇鸿, 等. 不确定风电接入下计及煤电机组深调和储能的电力系统分布鲁棒优化日前调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3122-3132.
- TENG Mengjie, CHEN Chen, ZHAO Yuhong, et al. Distribution robust optimal day-ahead dispatch method for power systems with uncertain wind power access considering deep peak regulation of coal-fired units and energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3122-3132.
- [18] TAGHIZAD-TAVANA K, TARAFDAR-HAGH M, NOJAVAN S, et al. Operation of smart distribution networks by considering the spatial-temporal flexibility of data centers and battery energy storage systems[J]. Sustainable Cities and Society, 2024, 114: 105746.
- [19] 杨捷凯, 马平, 李立伟. 大规模风电接入微电网的两阶段分布式鲁棒储能容量优化方法[J]. 电气工程学报, 2025, 20(2): 336-344.
- YANG Jiekai, MA Ping, LI Liwei. Two-stage distributed robust energy storage capacity optimization method for large-scale wind power access to microgrid[J]. Journal of Electrical Engineering, 2025, 20(2): 336-344.
- [20] 秦景辉, 潘学萍, 孙晓荣, 等. 综合能源系统两阶段鲁棒优化调度及碳-绿色证书联合交易下重复收费的影响[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(6): 59-67.
- QIN Jinghui, PAN Xueping, SUN Xiaorong, et al. Two-stage robust optimization scheduling of integrated energy system and influence of repeated benefit under carbon-green certificate joint trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 59-67.
- [21] YIN L F, LIN C. Matrix Wasserstein distance generative adversarial network with gradient penalty for fast low-carbon economic dispatch of novel power systems[J]. Energy, 2024, 298: 131357.
- [22] 刘青, 张浩然, 尚英强, 等. 基于主成分分析法的高压服役电缆主绝缘老化状态评估[J]. 绝缘材料, 2022, 55(11): 56-62.
- LIU Qing, ZHANG Haoran, SHANG Yingqiang, et al. Assessment on ageing condition of served HV cable main insulation based on principal component analysis[J]. Insulating Materials, 2022, 55(11): 56-62.
- [23] 温惠英, 邱映寒, 赵胜. 考虑出行成本不确定性的路网交通疏散策略[J]. 哈尔滨工业大学学报, 2024, 56(3): 19-28.
- WEN Huiying, QIU Yinghan, ZHAO Sheng. Traffic evacuation strategy for road network considering travel cost uncertainty[J]. Journal of Harbin Institute of Technology, 2024, 56(3): 19-28.
- [24] STENGLEIN H, FAULWASSER T, STEINKE F. Robust and chance-constrained dispatch policies for linear power systems[J]. IFAC-PapersOnLine, 2024, 58(13): 80-85.
- [25] YANG Z J, LI K, CHEN J J. Robust scheduling of virtual power plant with power-to-hydrogen considering a flexible carbon emission mechanism[J]. Electric Power Systems Research, 2024, 226: 109868.
- [26] 曹永吉, 张恒旭, 李常刚. 计及扰动不确定性的储能系统容量鲁棒优化配置[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(19): 139-147.
- CAO Yongji, ZHANG Hengxu, LI Changgang. Robust optimization configuration for energy storage system capacity considering uncertainty of disturbance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(19): 139-147.
- [27] MA X R, WANG M, WANG P, et al. Energy supply structure optimization of integrated energy system considering load uncertainty at the planning stage[J]. Energy, 2024, 305: 132187.
- [28] 吴孟雪, 房方. 计及风光不确定性的电-热-氢综合能源系统分布鲁棒优化[J]. 电工技术学报, 2023, 38(13): 3473-3485.
- WU Mengxue, FANG Fang. Distributionally robust optimization of electricity-heat-hydrogen integrated energy system with wind and solar uncertainties[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3473-3485.
- [29] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307.

- LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(14): 4013-4022,4307.
- [30] QIU H F, YOU F Q. Decentralized-distributed robust electric power scheduling for multi-microgrid systems[J]. *Applied Energy*, 2020, 269: 115146.
- [31] LOCATELLI M. KKT-based primal-dual exactness conditions for the Shor relaxation[J]. *Journal of Global Optimization*, 2023, 86(2): 285-301.
- [32] 孙天贺, 靳双源, 刘国斌, 等. 考虑源荷不确定性的光伏小镇鲁棒优化配置[J]. *电力工程技术*, 2023, 42(6): 42-51.
- SUN Tianhe, JIN Shuangyuan, LIU Guobin, et al. A robust

optimization approach for capacity configuration of solar towns considering supply-demand uncertainties[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(6): 42-51.

作者简介:



胡利

胡利(2000), 女, 硕士在读, 研究方向为综合能源系统优化调度(E-mail: 2622057460@qq.com);

程静(1980), 女, 博士, 副教授, 研究方向为新能源发电与并网技术。

Two-stage robust optimization configuration of comprehensive energy system for the new energy town

HU Li, CHENG Jing

(Engineering Research Center for Renewable Energy Power Generation and Grid-Connected Control, Ministry of Education, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: A two-stage robust optimization configuration strategy for the new energy town is proposed to address the issue of insufficient power supply reliability in integrated energy systems due to the fluctuation and intermittency characteristics during the integration of a high proportion of renewable energy. In the first stage, historical source-load data is utilized to make preliminary decisions on unit capacity configuration, with the objective of minimizing system configuration costs. In the second stage, polyhedral uncertainty sets are employed to describe the uncertainties of source-load, aiming to minimize system operation costs, and power data predictions for the worst-case scenarios are obtained based on the decision outcomes of the first stage. An uncertainty parameter is then introduced to control the conservativeness of the robust optimization configuration scheme. The model is solved using the column and constraint generation (C&CG) algorithm, which iteratively determines unit capacity configuration and converges to the optimal configuration scheme. A case study of the new energy town in Northern China is conducted, and the results verify the effectiveness and feasibility of the proposed strategy and optimization method, demonstrating their capability to enhance the power supply reliability and economy of the new energy town.

Keywords: capacity configuration; two-stage robust optimization; dual uncertainty; new energy town; polyhedral uncertainty set; column and constraint generation (C&CG) algorithm

(编辑 吴昊)