

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.06.005

考虑源荷不确定性的光伏小镇鲁棒优化配置

孙天贺¹, 靳双源², 刘国斌², 胡亚青², 曲永强²

(1. 沈阳工程学院电力学院, 辽宁 沈阳 110136;

2. 国网辽宁省电力有限公司抚顺供电公司, 辽宁 抚顺 113000)

摘要: 光伏小镇能源系统是以光伏为主体, 结合其他本地能源的综合能源系统。为充分利用太阳能和地热能, 文中提出一种考虑源荷不确定性的两阶段鲁棒优化方法, 引入不确定性调节参数以避免为保证供电可靠性而牺牲经济效益。建立以系统综合成本最小为目标的 max-min-max 两阶段鲁棒优化配置模型, 对光伏小镇的光伏、热电联产机组、地源热泵、储能进行优化配置。光伏和负荷的不确定性采用不依赖于概率分布的盒式不确定集描述, 以上下边界区间表示光伏和负荷的波动范围, 形成鲁棒约束, 通过列和约束生成算法以及强对偶转换降低求解的复杂度。以我国北方某光伏小镇为研究案例, 通过改变不确定性调节参数, 有效控制配置方案的保守性, 在保证供电可靠性、降低负荷缺电率的同时, 降低配置成本、改善弃光率, 该方案具有很强的适用性。

关键词: 光伏小镇; 综合能源系统; 鲁棒优化; 不确定性; 容量配置; 列和约束生成算法

中图分类号: TM715

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)06-0042-10

0 引言

在全球能源绿色低碳转型背景下, 大量的光伏小镇应运而生。光伏小镇地处内陆, 有丰富的太阳能资源和地热资源, 但风能资源稀缺。光伏小镇综合能源系统为利用太阳能和地热能以及提高能源利用效率提供了有效途径。

传统综合能源系统优化配置基于确定性优化展开研究^[1-3]。而光伏出力具有波动性和间歇性, 用户行为具有复杂性, 因此光伏与负荷都具有不确定性, 若采用确定性优化方法, 则求解出的配置方案可能在实际运行中缺乏适用性和可靠性, 因此需要引入不确定性优化方法。目前考虑不确定性的配置方法有场景法^[4-5]、随机优化法^[6-10]和鲁棒优化^[11-20]等。场景法在场景缩减时有可能丢失极限场景; 随机优化法需要大量采样数据, 从采样数据中总结出统计特征, 过度依赖不确定因素的概率分布, 而不确定因素的概率分布往往很难测定, 且测定成本较高, 当实际情况与测定的概率分布出现偏离时, 最优配置结果也往往不再最优^[21]。

相对而言, 鲁棒优化能够在不确定事件发生时保证其配置结果的可靠性, 其通过一个不确定集合描述参数的波动, 不需要给出不确定参数的概率分布, 只要参数在不确定集范围内取值, 鲁棒优化模型的解就一定可行。文献[11]基于能源集线器模型, 建立区域综合能源系统的鲁棒规划模型, 使用

上下界区间描述负荷的不确定性, 实现系统综合成本最优。文献[12]考虑风电与负荷的不确定性和相关性, 基于鲁棒优化和 Cholesky 分解技术对风电和负荷进行处理, 构建以设备全寿命周期成本最小为目标的分布式电源鲁棒规划模型, 提高系统的投资效益。文献[13]以投资和运行成本之和最小为目标建立两阶段鲁棒规划模型, 引入 minimax 后悔度以降低传统鲁棒优化的保守性。文献[14]引入信息间隙决策理论处理供需两侧的不确定性, 以项目内部收益率最大为目标, 提出一种面向投资收益的鲁棒优化配置模型, 该模型能够兼顾方案鲁棒性和系统投资收益。文献[15]以投资成本最少和系统峰谷波动最小为目标, 建立电热耦合系统多目标鲁棒优化模型, 并采用非支配排序遗传算法和逼近理想点法相结合的求解算法实现多目标问题求解。上述文献采用鲁棒方法进行优化配置, 可在确保新能源消纳的前提下, 提高系统整体的经济性, 但无法根据需要对鲁棒配置方案的保守度进行灵活调节。

文中采用鲁棒优化对光伏小镇综合能源系统多种设备容量协同优化配置, 引入不确定性调节参数, 灵活调节鲁棒配置方案的保守度, 有效改善传统鲁棒优化配置结果过于保守的问题。用盒式不确定集重点描述光伏和负荷的不确定性, 以上下边界区间表示光伏和负荷的波动范围, 形成鲁棒约束。用列和约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法以及强对偶转换将两阶段鲁棒优化问题转变为主问题和子问题进行求解, 降低模型

收稿日期: 2023-05-26; 修回日期: 2023-08-29

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(2022YF-20)

求解的复杂程度。最后,对我国北方某光伏小镇进行优化配置,验证所提模型的适用性和可靠性。

1 光伏和负荷不确定性模型

光伏小镇综合能源系统在实际运行中须考虑光伏出力和负荷需求的不确定性。传统鲁棒优化的光伏出力和负荷需求不确定性集合可表示为式(1)所示盒式集合^[22]。该盒式集合不依赖于不确定参数的概率分布,以预测值与最大上波动偏差的和表示波动范围的上边界,以预测值与最大下波动偏差的差表示波动范围的下边界,能有效保证鲁棒优化结果不受光伏和负荷波动参数的影响。

$$U = \{ \mathbf{u} \mid \mathbf{u} = [u_{\text{PV}}(t) \ u_{\text{L}}(t)]^T \in \mathbf{R}^{2 \times N_T}, \\ u_{\text{PV}}(t) \in [\hat{u}_{\text{PV}}(t) - \Delta u_{\text{PV}}^-(t), \hat{u}_{\text{PV}}(t) + \Delta u_{\text{PV}}^+(t)], \\ u_{\text{L}}(t) \in [\hat{u}_{\text{L}}(t) - \Delta u_{\text{L}}^-(t), \hat{u}_{\text{L}}(t) + \Delta u_{\text{L}}^+(t)], \\ t = 1, 2, \dots, N_T \} \quad (1)$$

式中: U 为盒式不确定集; $u_{\text{PV}}(t)$ 、 $u_{\text{L}}(t)$ 分别为考虑光伏和负荷不确定性的光伏出力和负荷需求; N_T 为运行周期,取值为24 h; $\hat{u}_{\text{PV}}(t)$ 、 $\hat{u}_{\text{L}}(t)$ 分别为光伏出力和负荷需求的预测值; Δu_{PV}^+ 、 Δu_{PV}^- 分别为光伏出力的最大上、下波动偏差; Δu_{L}^+ 、 Δu_{L}^- 分别为负荷需求的最大上、下波动偏差。

式(1)考虑的光伏和负荷波动范围过大,而实际运行中光伏和负荷在调度周期内所有时段都发生最恶劣情况的概率极低,甚至不发生,因此鲁棒配置方案过于保守。为此,引入不确定性调节参数 Γ ,通过改变 Γ 可以调节光伏和负荷取到盒式不确定集内最大或最小值的时段总数,进而灵活调节鲁棒优化结果的保守程度。 Γ 取值越大,得到的方案越保守,经济性越差,决策人员可以根据系统的可靠性需求灵活选取 Γ 。引入不确定性调节参数 Γ 后,式(1)可写成式(2)的形式。文中设定当光伏出力取到区间下界,负荷需求取到区间上界时,为最恶劣场景。

$$U = \left\{ \mathbf{u} \mid \mathbf{u} = [u_{\text{PV}}(t) \ u_{\text{L}}(t)]^T \in \mathbf{R}^{2 \times N_T}, \right. \\ u_{\text{PV}}(t) = \hat{u}_{\text{PV}}(t) - B_{\text{PV}}^-(t) \Delta u_{\text{PV}}^-(t), \\ u_{\text{L}}(t) = \hat{u}_{\text{L}}(t) + B_{\text{L}}^+(t) \Delta u_{\text{L}}^+(t), \\ \sum_{t=1}^{N_T} B_{\text{PV}}^-(t) \leq \Gamma_{\text{PV}}, 0 \leq B_{\text{PV}}^-(t) \leq 1, \\ \left. \sum_{t=1}^{N_T} B_{\text{L}}^+(t) \leq \Gamma_{\text{L}}, 0 \leq B_{\text{L}}^+(t) \leq 1, t = 1, 2, \dots, N_T \right\} \quad (2)$$

式中: B_{PV}^- 、 B_{L}^+ 为二进制变量标志位,取值为0或1,

B_{PV}^- 、 B_{L}^+ 取值为0时表示光伏和负荷取预测值, B_{PV}^- 取值为1时表示光伏取区间下界, B_{L}^+ 取值为1时表示负荷取区间上界; Γ_{PV} 、 Γ_{L} 分别为光伏出力和负荷需求的不确定性调节参数,取值为0~ N_T 内的整数。

2 光伏小镇两阶段鲁棒优化配置模型

2.1 系统组成

光伏小镇拥有丰富的太阳能和地热能,是以光伏为主体,结合其他本地能源的综合能源系统。该系统包括光伏电站、热电联产(combined heat and power, CHP)机组、地源热泵^[23]、储能装置等,通过公共耦合点与外部电网相连。地源热泵通过较少的电力做功,从环境介质中获取低品位热能传递到高温热源,给用户供暖;储能可以在光伏出力较大时储存光伏剩余电能,在光伏出力较小时释放储存的电能;CHP机组可实现系统中电网和热网的耦合。

2.2 目标函数

为充分利用光伏小镇的太阳能和地热能,在考虑光伏和负荷不确定性的基础上,基于光伏小镇综合能源系统结构,建立以综合成本最小为目标的最大-最小-最大两阶段鲁棒优化配置模型。综合成本包括投资成本和运行成本。其中,投资成本包括光伏、CHP机组、地源热泵、储能年化投资成本;运行成本包括年化的各设备运行维护成本、燃料成本和购电成本。

两阶段鲁棒优化配置模型将设备容量配置分为容量配置阶段和典型日运行阶段。容量配置为第一阶段决策变量;设备运行出力为第二阶段决策变量,在第一阶段配置容量与不确定性参数完成取值后被确定。由于决策分阶段进行,与单阶段鲁棒优化模型相比,决策方案的保守性得以改善。该鲁棒优化配置模型的目标函数如式(3)所示,第一阶段的最小为优化配置模型,第二阶段的最大-最小为鲁棒优化运行模型。鲁棒优化的目标是在不确定集 U 内找到最恶劣场景下经济性最优的配置方案。

$$\min C = \min_x (C_{\text{im}} + \max_u \min_y C_{\text{ope}}) \quad (3)$$

$$\mathbf{x} = [E_{\text{PV}} \ E_{\text{CHP}} \ E_{\text{HP}} \ E_{\text{S}}]^T \quad (4)$$

$$\mathbf{y} = [P_{\text{PV}}(t) \ P_{\text{CHP}}(t) \ P_{\text{HP}}(t) \ P_{\text{S, ch}}(t) \ P_{\text{S, dis}}(t) \\ P_{\text{M}}(t) \ P_{\text{L}}(t)]^T \quad t = 1, 2, \dots, N_T \quad (5)$$

式中:配置变量 \mathbf{x} 为第一阶段决策变量,包括光伏配置容量 E_{PV} 、CHP机组配置容量 E_{CHP} 、地源热泵配置容量 E_{HP} 和储能配置容量 E_{S} ;运行变量 \mathbf{y} 为第二阶段决策变量,其值由第一阶段求解得到的配置变量 \mathbf{x} 和不确定变量 \mathbf{u} 共同决定; $P_{\text{PV}}(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}(t)$ 、

$P_{HP}(t)$ 、 $P_{S, ch}(t)$ 、 $P_{S, dis}(t)$ 、 $P_M(t)$ 、 $P_L(t)$ 分别为 t 时刻光伏实际出力、CHP 机组出力、地源热泵耗电功率、储能装置的充电功率、放电功率、向外电网的购电量、负荷实际需求； C_{int} 为投资成本； C_{ope} 为运行成本。

在第二阶段中，max 层目标是寻找运行情况最恶劣时的 \mathbf{u} ，而 min 层目标是在已知 \mathbf{x} 和 \mathbf{u} 的情况下找到使目标函数最小的 \mathbf{y} 。 \mathbf{u} 为式(2)中的光伏和负荷不确定变量。

投资成本 C_{int} 包括光伏电站、CHP 机组、地源热泵和储能装置的年化投资成本，即：

$$C_{int} = \sum_{i \in I} \frac{\rho(1+\rho)^{r_i}}{(1+\rho)^{r_i} - 1} c_i E_i \quad (6)$$

式中： r_i 为设备 i 的投资折现年数； ρ 为贴现率； c_i 为设备 i 的单位容量配置成本； E_i 为设备 i 的配置容量； I 为设备类型集合，包括光伏(PV)、CHP 机组(CHP)、地源热泵(HP)和储能(S)。

运行成本 C_{ope} 包括燃料成本 C_{fuel} 、设备的运行维护成本 C_{om} 和购电成本 C_{grid} ，即：

$$C_{ope} = C_{grid} + C_{om} + C_{fuel} \quad (7)$$

$$\begin{cases} C_{grid} = \sum_{t=1}^{N_T} c_{grid} P_M(t) \Delta t \\ C_{om} = \sum_{i \in I} \sum_{t=1}^{N_T} c_{i, om} P_i(t) \Delta t \\ C_{fuel} = \sum_{t=1}^{N_T} c_{fuel} P_{CHP}(t) \Delta t \end{cases} \quad (8)$$

式中： c_{grid} 、 $c_{i, om}$ 、 c_{fuel} 分别为电价、设备 i 的单位运维成本和 CHP 机组的单位燃料成本； $P_i(t)$ 为 t 时刻设备 i 的功率。

2.3 约束条件

光伏小镇综合能源系统优化配置模型的约束条件包括：功率平衡约束、设备配置容量约束、设备出力约束、向外部电网购电功率约束等。

(1) 热功率平衡约束。

$$H_{HP}(t) + H_{CHP}(t) = H_L(t) \quad (9)$$

式中： $H_{HP}(t)$ 为 t 时刻地源热泵的热输出功率； $H_{CHP}(t)$ 为 t 时刻 CHP 机组的热输出功率； $H_L(t)$ 为 t 时刻的热负荷功率。

(2) 电功率平衡约束。

$$P_M(t) + P_{S, dis}(t) + P_{CHP}(t) + P_{PV}(t) = P_L(t) + P_{S, ch}(t) \quad (10)$$

(3) 配置容量约束。受自然资源条件、设备占地等客观条件限制，综合能源系统各设备配置容量的约束为：

$$0 \leq E_i \leq \bar{E}_i \quad (11)$$

式中： \bar{E}_i 为设备 i 的容量安装上限。

(4) 储能约束。储能约束包括式(12)—式(14)的储能充放电功率约束、式(15)的储能工况约束、式(16)的充放电平衡约束和式(17)、式(18)的储能荷电状态(state of charge, SOC)约束。

$$0 \leq P_{S, dis}(t) \leq U_{S, dis}(t) \bar{P}_S \quad (12)$$

$$0 \leq P_{S, ch}(t) \leq U_{S, ch}(t) \bar{P}_S \quad (13)$$

$$\bar{P}_S = \mu E_S \quad (14)$$

$$0 \leq U_{S, dis}(t) + U_{S, ch}(t) \leq 1 \quad (15)$$

$$\eta \sum_{t=1}^{N_T} P_{S, ch}(t) \Delta t - \frac{1}{\eta} \sum_{t=1}^{N_T} P_{S, dis}(t) \Delta t = 0 \quad (16)$$

$$S(t) =$$

$$\left(E_S(0) + \eta \sum_{t=1}^t P_{S, ch}(t') \Delta t - \frac{1}{\eta} \sum_{t=1}^t P_{S, dis}(t') \Delta t \right) / E_S \quad (17)$$

$$\underline{S} \leq S(t) \leq \bar{S} \quad (18)$$

式中： $U_{S, dis}(t)$ 、 $U_{S, ch}(t)$ 为 0-1 变量，表征储能的放电和充电状态，为 1 表示处于放电或充电状态，为 0 则不处于； \bar{P}_S 为储能充放电功率上限； μ 为储能功率上限和容量的固定比例系数； η 为储能充放电效率； $E_S(0)$ 为储能初始时刻的电量，取 $0.55E_S$ ； $S(t)$ 为储能 SOC； \bar{S} 、 \underline{S} 分别为储能 SOC 上、下限。

(5) CHP 机组输出功率约束。

$$\underline{P}_{CHP} \leq P_{CHP}(t) \leq \bar{P}_{CHP} \quad (19)$$

$$H_{CHP}(t) = \omega P_{CHP}(t) \quad (20)$$

式中： \underline{P}_{CHP} 、 \bar{P}_{CHP} 分别为 CHP 机组的最小、最大输出功率； ω 为背压式 CHP 机组的发电量与供热量之间的比例系数。

(6) 地源热泵输出功率约束。

$$\underline{H}_{HP} \leq H_{HP}(t) \leq \bar{H}_{HP} \quad (21)$$

$$H_{HP}(t) = \theta P_{HP}(t) \quad (22)$$

式中： \underline{H}_{HP} 、 \bar{H}_{HP} 分别为地源热泵的热最小、最大输出功率； θ 为热电转换系数，其值总大于 1。

(7) 向外电网购电传输功率约束。当综合能源系统无法满足负荷需求时，需要向外电网购电，为保证安全运行，向外电网购电功率须满足传输功率约束：

$$0 \leq P_M(t) \leq \bar{P}_M \quad (23)$$

式中： \bar{P}_M 为向外电网购电传输功率的最大值。

3 求解算法

采用 C&CG 算法求解模型^[24]，C&CG 算法将两

阶段鲁棒优化配置问题分解为主问题和子问题,其中主问题为系统的容量配置问题,子问题为在光伏和负荷波动最恶劣场景下的运行问题。然后用强对偶转换和辅助变量将问题线性化,通过在 MATLAB 中调用 Cplex 交替求解主问题和子问题,最终得到原问题的最优解。

为阐述方便,将式(2)一式(23)表示的综合能源系统优化配置模型写成统一的矩阵形式,如式(24)所示。

$$\begin{cases} \min_x (\mathbf{c}^T \mathbf{x} + \max_u \min_y \mathbf{b}^T \mathbf{y}) \\ \text{s.t. } \mathbf{D}\mathbf{x} \geq \mathbf{d} \\ \mathbf{F}\mathbf{x} + \mathbf{G}\mathbf{y} \geq \mathbf{h} \\ \mathbf{K}\mathbf{y} = \mathbf{k} \\ \mathbf{E}\mathbf{y} \geq \mathbf{e} \end{cases} \quad (24)$$

式中: \mathbf{c} 、 \mathbf{b} 为系数列向量; \mathbf{D} 、 \mathbf{F} 、 \mathbf{G} 、 \mathbf{K} 、 \mathbf{E} 为对应约束下各变量的系数矩阵; \mathbf{d} 、 \mathbf{h} 、 \mathbf{k} 、 \mathbf{e} 为对应约束下的常数列向量。目标函数中的 $\mathbf{c}^T \mathbf{x}$ 为式(3)中的投资成本 C_{inv} , $\mathbf{b}^T \mathbf{y}$ 为式(3)中的运行成本。约束有四部分: $\mathbf{D}\mathbf{x} \geq \mathbf{d}$ 为式(11)的装机容量不等式约束; $\mathbf{F}\mathbf{x} + \mathbf{G}\mathbf{y} \geq \mathbf{h}$ 包括式(12)一式(15)的储能充放电功率不等式约束,式(17)、式(18)的储能 SOC 不等式约束,式(19)的 CHP 机组输出功率不等式约束,式(21)的地源热泵输出功率不等式约束; $\mathbf{K}\mathbf{y} = \mathbf{k}$ 包括式(9)、式(10)的功率平衡约束,式(16)的储能充放电电量平衡约束,式(20)的 CHP 机组输出功率等式约束和式(22)的地源热泵输出功率等式约束; $\mathbf{E}\mathbf{y} \geq \mathbf{e}$ 为式(23)的向外电网购电功率约束。分解式(24)得到主问题如式(25)所示。

$$\begin{cases} \min_x (\mathbf{c}^T \mathbf{x}_l + \boldsymbol{\alpha}) \\ \text{s.t. } \boldsymbol{\alpha} \geq \mathbf{b}^T \mathbf{y}_l \\ \mathbf{D}\mathbf{x}_l \geq \mathbf{d} \\ \mathbf{F}\mathbf{x}_l + \mathbf{G}\mathbf{y}_l \geq \mathbf{h} \\ \mathbf{K}\mathbf{y}_l = \mathbf{k} \\ \mathbf{E}\mathbf{y}_l \geq \mathbf{e} \\ \mathbf{I}\mathbf{y}_l = \mathbf{u}_l^* \\ \forall l \leq m \end{cases} \quad (25)$$

式中: $\boldsymbol{\alpha}$ 为辅助变量; l 为迭代次数; m 为最大迭代次数; \mathbf{x}_l 、 \mathbf{y}_l 分别为迭代 l 次的解; \mathbf{u}_l^* 为迭代 l 次后 \mathbf{u} 的取值; \mathbf{I} 为对应约束下变量的系数矩阵; $\mathbf{I}\mathbf{y}_l = \mathbf{u}_l^*$ 表示光伏出力和负荷需求的值取迭代 l 次后得到的最恶劣场景下的值。

分解式(24)得到子问题如式(26)所示。

$$\max_{\mathbf{u} \in U} \min_{\mathbf{y}_l \in \Omega(\mathbf{x}, \mathbf{u})} \mathbf{B}^T \mathbf{y}_l \quad (26)$$

式中: $\Omega(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ 为给定 (\mathbf{x}, \mathbf{u}) 时 \mathbf{y}_l 的可行域,具体如式(27)所示。

$$\begin{aligned} \Omega(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \{ & \mathbf{y}_l \mid \mathbf{E}\mathbf{y}_l \geq \mathbf{e} \rightarrow \boldsymbol{\gamma}, \\ & \mathbf{K}\mathbf{y}_l = \mathbf{k} \rightarrow \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{F}\mathbf{x}_l + \mathbf{G}\mathbf{y}_l \geq \mathbf{h} \rightarrow \boldsymbol{\nu}, \\ & \mathbf{I}\mathbf{y}_l = \mathbf{u} \rightarrow \boldsymbol{\pi} \} \end{aligned} \quad (27)$$

式中: $\boldsymbol{\gamma}$ 、 $\boldsymbol{\lambda}$ 、 $\boldsymbol{\nu}$ 、 $\boldsymbol{\pi}$ 为子问题的内层 min 问题中各约束对应的对偶变量。

根据强对偶理论和式(27),可将式(26)中的内层 min 转化为 max 形式,并与外层的 max 问题合并,得到的对偶问题如式(28)所示:

$$\begin{cases} \max_{\mathbf{u} \in U, \boldsymbol{\gamma}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\nu}, \boldsymbol{\pi}} \mathbf{e}^T \boldsymbol{\gamma} + \mathbf{k}^T \boldsymbol{\lambda} + (\mathbf{h} - \mathbf{F}\mathbf{x})^T \boldsymbol{\nu} + \mathbf{u}^T \boldsymbol{\pi} \\ \text{s.t. } \mathbf{E}^T \boldsymbol{\gamma} + \mathbf{K}^T \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{G}^T \boldsymbol{\nu} + \mathbf{I}^T \boldsymbol{\pi} \leq \mathbf{c} \\ \boldsymbol{\gamma} \geq \mathbf{0}, \boldsymbol{\lambda} \geq \mathbf{0}, \boldsymbol{\nu} \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (28)$$

将式(2)中光伏和负荷不确定变量表达式代入式(28)后,引入相关约束与辅助变量使其线性化^[25],最终可以得到:

$$\begin{cases} \max_{\mathbf{B}, \mathbf{B}', \boldsymbol{\gamma}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\nu}, \boldsymbol{\pi}} \mathbf{e}^T \boldsymbol{\gamma} + \mathbf{k}^T \boldsymbol{\lambda} + (\mathbf{h} - \mathbf{F}\mathbf{x})^T \boldsymbol{\nu} + \hat{\mathbf{u}}^T \boldsymbol{\pi} + \Delta \mathbf{u}^T \mathbf{B}' \\ \text{s.t. } \boldsymbol{\gamma} + \mathbf{K}^T \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{G}^T \boldsymbol{\nu} + \mathbf{I}^T \boldsymbol{\pi} \leq \mathbf{c} \\ \mathbf{0} \leq \mathbf{B}' \leq \bar{\boldsymbol{\pi}} \mathbf{B} \\ \boldsymbol{\pi} - \bar{\boldsymbol{\pi}} (\mathbf{E}_{2 \times N_T} - \mathbf{B}) \leq \mathbf{B}' \leq \boldsymbol{\pi} \\ \sum_{t=1}^{N_T} B_{\text{PV}}^-(t) \leq \Gamma_{\text{PV}} \\ \sum_{t=1}^{N_T} B_{\text{L}}^+(t) \leq \Gamma_{\text{L}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $\hat{\mathbf{u}} = [\hat{u}_{\text{PV}}(t) \ \hat{u}_{\text{L}}(t)]$; $\Delta \mathbf{u} = [\Delta u_{\text{PV}}^-(t) \ \Delta u_{\text{L}}^+(t)]^T$; $\mathbf{B} = [B_{\text{PV}}^-(t) \ B_{\text{L}}^+(t)]^T$; $\bar{\boldsymbol{\pi}}$ 为对偶变量的上界,可取为足够大的正实数; $\mathbf{E}_{2 \times N_T}$ 为所有元素均为 1 的矩阵; $\mathbf{B}' = [B'_{\text{PV}}(t) \ B'_{\text{L}}(t)]^T$, $B'_{\text{PV}}(t)$ 、 $B'_{\text{L}}(t)$ 为引入的连续辅助变量。

经过上述分解后,采用 C&CG 算法求解的具体流程如下:

(1) 设定目标函数值的下界和上界分别为 $L_B = -\infty$ 、 $U_B = +\infty$,同时给定一组不确定变量 \mathbf{u} 的初始值和 Γ ,迭代次数 $l=0$ 。

(2) 根据最恶劣场景 \mathbf{u}_l^* 求解式(25),得到主问题最优解 $(\mathbf{x}_l^*, \boldsymbol{\alpha}_l^*, \mathbf{y}_l^*, \dots, \mathbf{y}_l^*)$,更新 $L_B = \mathbf{c}^T \mathbf{x}_l^* + \boldsymbol{\alpha}_l^*$,将 \mathbf{x}_l^* 代入式(29)中。

(3) 求解式(29),得到子问题的目标函数值 $\mathbf{b}^T \mathbf{y}_l$ 和相应的不确定变量取值 \mathbf{u}_{l+1}^* ,并更新 $U_B = \min \{ U_B, \mathbf{c}^T \mathbf{x}_l^* + \mathbf{b}^T \mathbf{y}_l^* \}$ 。

(4) 给定算法的收敛阈值为 ε ,若 $U_B - L_B \leq \varepsilon$

ε , 则停止迭代, 返回最优解 x_i^* 和 y_i^* ; 否则增加变量 y_{l+1} 及式 (30) 所示约束。令 $l=l+1$, 跳转至步骤 (2) 直至算法收敛。

$$\begin{cases} \alpha \geq b^T y_{l+1} \\ E y_{l+1} \geq e \\ K y_{l+1} = k \\ F x + G y_{l+1} \geq h \\ J y_{l+1} = u_{l+1}^* \end{cases} \quad (30)$$

模型求解流程如图 1 所示。

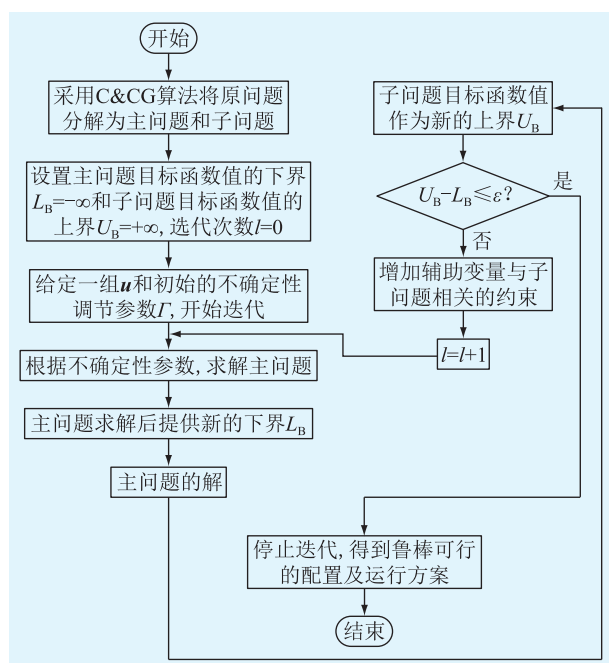


图 1 模型求解流程

Fig.1 The flow chart for model solving process

4 算例分析

4.1 基础数据

以我国北方某光伏小镇为研究案例, 该小镇位于北方的内陆地区, 有丰富的太阳能和地热能, 但是风能稀缺。为利用这些清洁能源, 小镇系统内配置光伏电站、CHP 机组、地源热泵和储能装置, 其容量安装上限分别为 6 000 kW、3 500 kW、1 500 kW、1 500 kW·h, 系统相关参数如表 1 所示, 其中设备成本参照文献 [26-29], 规划期为 1 a。除 CHP 机组外, 其余设备的最小输出功率均为 0。负荷缺电惩罚成本设为 10 元/(kW·h)^[30]。该小镇取暖季典型日光伏功率预测曲线如图 2 所示, 电、热负荷预测曲线如图 3 所示。设电负荷和光伏出力的波动偏差分别为预测值的 10% 和 15%^[31]。

4.2 配置结果分析

为验证文中方法的有效性, 设置 2 种模型进行

表 1 系统相关参数

Table 1 Relevant parameters of the system

参数	数值	参数	数值
$c_{\text{CHP}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	5 800	$c_{\text{S,om}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.25
ω	0.75	$c_{\text{HP}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	3 000
$c_{\text{fuel}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.6	$c_{\text{HP,om}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.023
$c_{\text{CHP,om}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.059	r_{HP}/a	15
r_{CHP}/a	10	θ	3.5
\bar{P}_{CHP}	20% E_{CHP}	$c_{\text{PV}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	1 200
$c_{\text{S}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	5 000	$c_{\text{PV,om}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.009 6
η	0.95	r_{PV}/a	10
μ	0.21	ρ	8%
S	0.2	$\bar{P}_{\text{M}}/\text{kW}$	600
\bar{S}	0.9	$c_{\text{grid}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.9
r_{S}/a	10		

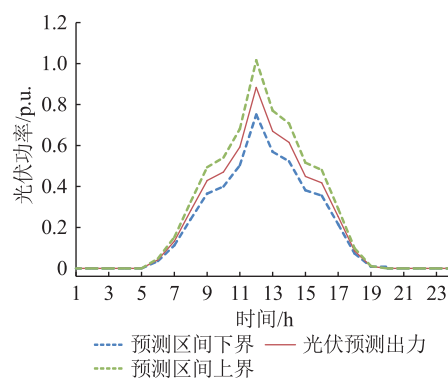


图 2 光伏功率预测曲线

Fig.2 Photovoltaic power forecast curve

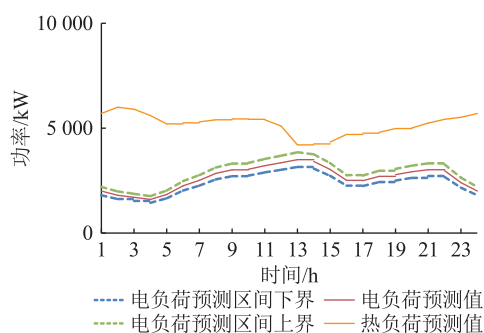


图 3 电、热负荷预测曲线

Fig.3 Electric and heat demand forecast curves

对比。(1) 不考虑源荷不确定性的综合能源系统确定性优化配置模型; (2) 考虑源荷不确定性的综合能源系统鲁棒优化配置模型, 光伏、电负荷的鲁棒不确定性调节参数分别选取 $\Gamma_{\text{PV}} = 13$ 、 $\Gamma_{\text{L}} = 13$ 。

采用负荷缺电率作为综合能源系统的可靠性评估指标^[32], 并以此衡量鲁棒优化结果的保守程度。负荷缺电率是指调度周期内光伏小镇综合能源系统负荷缺电量与总负荷的比值, 负荷缺电率越小, 系统的可靠性越高, 保守程度越高。

将光伏和电负荷预测误差均为5%、10%和15%的3种最坏情况分别代入到2种模型配置的结果中进行求解。预测误差表示各时刻的光伏和电负荷实际值与预测值偏离的程度,取值5%、10%和15%分别表示光伏实际值为预测值的95%、90%和85%,负荷为预测值的105%、110%和115%。2种模型的配置方案在不同预测误差下各项成本如表2所示。不同模型的配置方案在不同预测误差下CHP机组、光伏各时刻发电,储能各时刻充放电,地源热泵用电以及系统购电、缺电情况如图4—图9所示。

表2 各模型配置方案 and 不同预测误差下成本

Table 2 Equipment capacity configuration scheme and cost under different prediction errors of each model

参数	模型1			模型2		
	5%	10%	15%	5%	10%	15%
储能容量/(kW·h)	1 321	1 321	1 321	1 565	1 565	1 565
地源热泵容量/kW	1 290	1 290	1 290	1 360	1 360	1 360
光伏容量/kW	5 295	5 295	5 295	5 652	5 652	5 652
CHP 机组容量/kW	3 055	3 055	3 055	3 287	3 287	3 287
年投资成本/万元	502.42	502.42	502.42	549.47	549.47	549.47
年运行成本/万元	1 398.83	1 476.49	1 648.07	1 344.19	1 439.58	1 536.14
负荷缺电率/%	0.23	1.04	2.04	0	0	0.07
负荷缺电惩罚成本/万元	55.02	263.05	537.60	0	0	20.99
总成本/万元	1 956.27	2 241.96	2 688.09	1 893.66	1 989.05	2 106.60

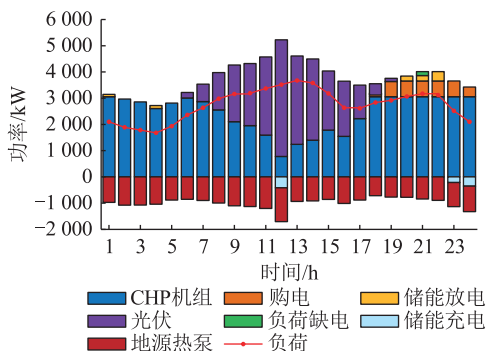


图4 5%预测误差下模型1电平衡图

Fig.4 Electric balance graph of model 1 under 5% prediction error

从表2中可以看出,相比于确定性优化配置模型,鲁棒优化配置模型配置的光伏、CHP机组、地源热泵和储能的容量更大,其中储能容量增加18.5%,

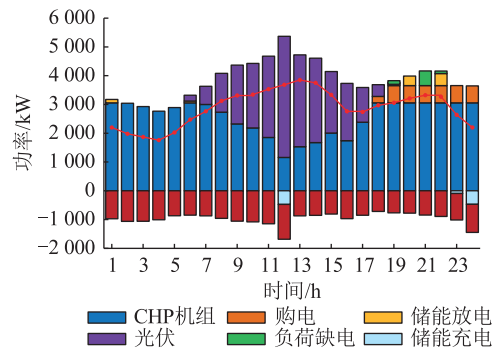


图5 10%预测误差下模型1电平衡图

Fig.5 Electric balance graph of model 1 under 10% prediction error

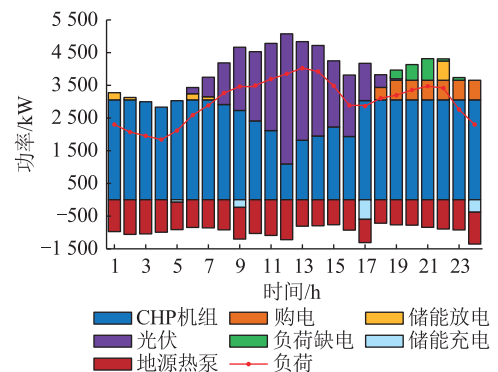


图6 15%预测误差下模型1电平衡图

Fig.6 Electric balance graph of model 1 under 15% prediction error

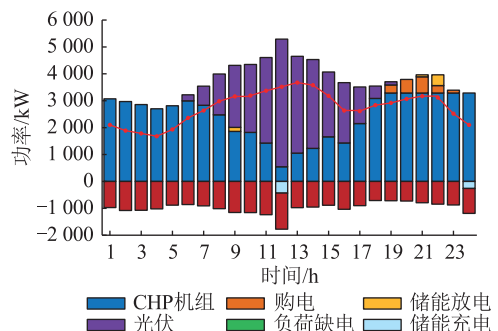


图7 5%预测误差下模型2电平衡图

Fig.7 Electric balance graph of model 2 under 5% prediction error

地源热泵容量增加5.4%,光伏容量增加6.7%,CHP机组容量增加7.6%,投资成本增加9.3%。这是因为确定性优化配置模型没有考虑光伏和负荷不确定性,所得配置结果以确定性光伏出力曲线与确定性负荷曲线为基础,在配置设备容量时,刚好满足负荷需求,更符合经济目标。鲁棒优化配置模型考虑了光伏和负荷的不确定性,配置的容量需要满足光伏和负荷波动范围内供需平衡。因此鲁棒优化配置模型配置的设备容量均大于确定性优化配置模型,配置结果较为保守。

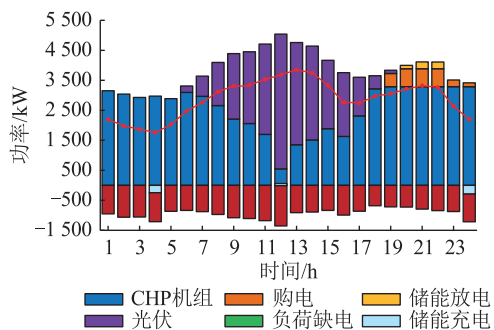


图8 10%预测误差下模型2电平衡图

Fig.8 Electric balance graph of model 2 under 10% prediction error

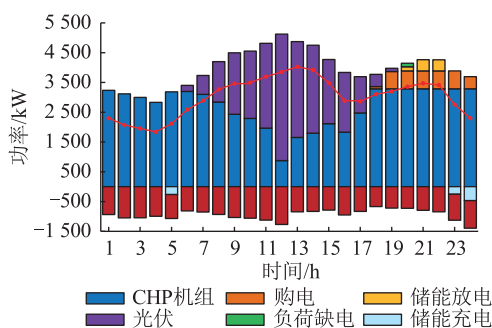


图9 15%预测误差下模型2电平衡图

Fig.9 Electric balance graph of model 2 under 15% prediction error

且随着预测误差增大,2种模型的年运行成本、负荷缺电惩罚成本和总成本也随之增大。在相同预测误差下,鲁棒优化配置模型的年运行成本、负荷缺电惩罚成本和总成本都比确定性优化配置模型小。预测误差越大,2种模型的年运行成本、负荷缺电惩罚成本和总成本相差越大,鲁棒优化配置模型的经济性越明显。在预测误差为5%和10%时,鲁棒优化配置模型的负荷缺电率为0,在预测误差为15%时,鲁棒优化配置模型的负荷缺电率仅为0.07%,远远低于确定性优化配置模型的负荷缺电率,说明鲁棒优化配置模型的配置方案可靠性高。

从图4—图6可以看到,确定性优化配置模型在5%预测误差的情况下,21时就会出现负荷缺电;在10%预测误差的情况下,19、21、22时会出现负荷缺电;在15%预测误差的情况下,19时—23时会出现负荷缺电。预测误差越大,负荷缺电的时段越多,负荷缺电量也越多。从图7—图9可以看到,鲁棒优化配置模型仅在预测误差为15%的情况下,20时会出现少量的负荷缺电。由此说明,鲁棒优化配置模型因考虑了不确定性而供电可靠性强。综上,鲁棒优化配置模型兼顾了可靠性与经济性,可实现经济和安全之间的最佳平衡。

4.3 运行分析

以不同的光伏和电负荷误差波动范围分别随机生成365日光伏出力和电负荷需求曲线场景,仍以上述2种模型为例,在随机生成的365日场景下,对2种模型配置方案投运后的运行情况进行比较。各模型运行情况如表3所示。

表3 不同误差波动范围各模型运行情况

Table 3 Operation status of each model in different fluctuation intervals

模型	预测误差	弃光率/%	光伏发电率/%	负荷缺电率/%	总成本/万元
1	5%	1.06	36.24	0.09	1 844.66
	10%	2.42	35.49	0.77	2 131.92
	15%	3.67	33.15	1.82	2 530.77
2	5%	0	37.32	0	1 785.5
	10%	0.62	37.29	0	1 872.42
	15%	1.56	35.26	0	2 049.64

可以看出,对于鲁棒优化配置方案而言,系统在5%~15%的误差波动范围内,负荷缺电率为0,能可靠运行;对于确定性优化方案而言,预测误差越大,负荷缺电率越高,系统的可靠性越差。在相同预测误差下,鲁棒优化配置模型配置方案投运后的弃光率、光伏发电率、负荷缺电率和总成本都优于确定性优化配置模型配置方案。由此可见,确定性优化方法牺牲了系统的可靠性以获取投资成本较优的配置方案,而鲁棒优化方法考虑了光伏和负荷的不确定性,综合性能更优。

4.4 不确定性调节参数分析

通过改变鲁棒不确定性调节参数 Γ ,可以调节光伏和负荷在式(2)中最小值或者最大值的时段总数,进而调节鲁棒优化结果的保守程度。需要优化结果的保守度高,就增大调节参数 Γ 。当 $\Gamma_{PV} = 0$ 、 $\Gamma_L = 0$ 时为确定性优化,此时光伏和负荷全部取预测值。光伏一个调度周期只有14 h出力,所以光伏最大不确定性调节参数 $\Gamma_{PV} = 14$,负荷最大不确定性调节参数为 $\Gamma_L = 24$ 。当 $\Gamma_{PV} = 14$ 、 $\Gamma_L = 24$ 时为传统鲁棒优化,此时光伏和负荷调度周期内全部取最恶劣值。0表示 $\Gamma_{PV} = 0$ 、 $\Gamma_L = 0$,以此类推,当14以后,光伏不确定性调节参数不再增加, $\Gamma_{PV} = 14$ 不变,只改变负荷不确定性调节参数,如:15表示 $\Gamma_{PV} = 14$ 、 $\Gamma_L = 15$ 。

将光伏小镇全年的光伏和负荷实测数据代入不同不确定性调节参数下的鲁棒优化配置方案中,得到不同不确定性调节参数下的负荷缺电率。不同不确定性调节参数下的各设备配置容量、总成本和负荷缺电率如图10、图11所示。

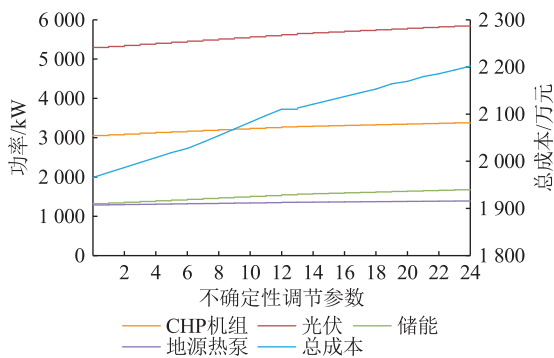


图 10 不同不确定性调节参数下的各设备配置容量和总成本

Fig.10 Equipment capacity configuration and total cost with different uncertainty adjustment parameters

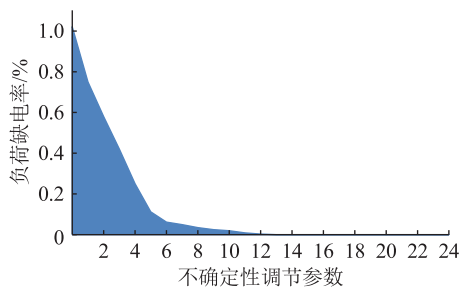


图 11 不同不确定性调节参数下的负荷缺电率

Fig.11 Loss of power supply probability with different uncertainty adjustment parameters

从图 10 和图 11 可以看出,当 $\Gamma_{PV} = 0, \Gamma_L = 0$ 时,也就是确定性优化时,系统的装机容量最少,总成本最小,但鲁棒性最差,负荷缺电率最高。随着 Γ 增大,综合能源系统的总成本也相应提高,但负荷缺电率越来越小,也就是说,在制定配置方案时,综合能源系统越多地考虑所面临的不确定性,光伏出力 and 负荷需求取到边界的时段数越多,所得的配置方案越保守,总成本也越高,但系统供电可靠性得到保证。

值得注意的是,当不确定性参数 Γ 增大到一定程度时,再通过增大 Γ 来提升可靠性的作用较小,此时通过增大配置容量获得可靠性的意义不大。当 Γ 取最大值 24 时,即传统鲁棒优化下,容量配置结果太过保守,会导致容量浪费。通过合理选择不确定性调节参数,可以使两阶段鲁棒模型兼具可靠性和经济性,进而更准确地反映光伏和负荷的不确定性,有效提升综合能源系统对光伏的消纳能力。当 $\Gamma = 13$ 时,负荷缺电率已经为 0,此时已经能够保证系统供电可靠性需求,同时也满足经济性的要求。

5 结语

文中建立考虑源荷不确定性的综合能源系统

两阶段鲁棒优化配置模型,第一阶段为考虑投资成本的配置问题,第二阶段为考虑运行成本的日前调度问题,并采用 C&CG 算法和强对偶转换将两阶段鲁棒优化问题转变为主问题和子问题进行求解,实现了综合能源协同规划和统一运行。仿真结果表明,所提出的鲁棒优化模型有效地处理了光伏出力和负荷需求的不确定问题,通过改变不确定性调节参数,能控制配置方案的保守性,保证了供电可靠性,降低了负荷缺电率,同时降低了配置成本,弃光率也得到改善。

在今后的研究工作中,将进一步考虑如何将碳排放成本引入到模型中,促进系统低碳经济运行,实现双碳目标。

参考文献:

- [1] 管霖,陈鹏,唐宗顺,等. 考虑冷热电存储的区域综合能源站优化设计方法[J]. 电网技术,2016,40(10):2934-2943.
GUAN Lin, CHEN Peng, TANG Zongshun, et al. Integrated energy station design considering cold and heat storage [J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2934-2943.
- [2] 汪露露,吴红斌,周亦尧. 基于供能可靠性的综合能源系统优化配置[J]. 太阳能学报,2021,42(12):395-400.
WANG Lulu, WU Hongbin, ZHOU Yiyao. Optimal configuration of integrated energy system based on energy supply reliability [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(12): 395-400.
- [3] 于波,孙恒楠,项添春,等. 综合能源系统规划设计方法[J]. 电力建设,2016,37(2):78-84.
YU Bo, SUN Hengnan, XIANG Tianchun, et al. Planning design method of integrated energy system [J]. Electric Power Construction, 2016, 37(2): 78-84.
- [4] 朱海南,王娟娟,陈兵兵,等. 考虑经济性与碳排放的电气综合能源系统多目标规划[J]. 上海交通大学学报,2023,57(4):422-431.
ZHU Hainan, WANG Juanjuan, CHEN Bingbing, et al. Multi-objective planning of power-gas integrated energy system considering economy and carbon emission [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023, 57(4): 422-431.
- [5] 李哲,王成福,梁军,等. 计及风电不确定性的电气-热综合能源系统扩展规划方法[J]. 电网技术,2018,42(11):3477-3487.
LI Zhe, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Expansion planning method of integrated energy system considering uncertainty of wind power [J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3477-3487.
- [6] 左逢源,张玉琼,赵强,等. 计及源荷不确定性的综合能源生产单元运行调度与容量配置两阶段随机优化[J]. 中国电机工程学报,2022,42(22):8205-8215.
ZUO Fengyuan, ZHANG Yuqiong, ZHAO Qiang, et al. Two-stage stochastic optimization for operation scheduling and capacity allocation of integrated energy production unit considering supply and demand uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE,

- 2022,42(22):8205-8215.
- [7] KONG X Y, LIU D H, WANG C S, et al. Optimal operation strategy for interconnected microgrids in market environment considering uncertainty[J]. *Applied Energy*, 2020, 275:115336.
- [8] 罗艳红, 梁佳丽, 杨东升, 等. 计及可靠性的电—气—热能量枢纽配置与运行优化[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(4): 47-54.
- LUO Yanhong, LIANG Jiali, YANG Dongsheng, et al. Configuration and operation optimization of electricity-gas-heat energy hub considering reliability[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(4): 47-54.
- [9] 赵瑾, 雍静, 郇嘉嘉, 等. 基于长时间尺度的园区综合能源系统随机规划[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(3): 62-67.
- ZHAO Jin, YONG Jing, HUAN Jijia, et al. Stochastic planning of park-level integrated energy system based on long time-scale[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(3): 62-67.
- [10] 杨晓辉, 杨爽, 徐正宏, 等. 计及灵活配电单元的分布式电源优化配置方法[J]. *电力工程技术*, 2023, 42(1): 19-25.
- YANG Xiaohui, YANG Shuang, XU Zhenghong, et al. Optimal configuration method of distributed generation considering flexible distribution unit[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(1): 19-25.
- [11] 沈欣炜, 郭庆来, 许银亮, 等. 考虑多能负荷不确定性的区域综合能源系统鲁棒规划[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(7): 34-41.
- SHEN Xinwei, GUO Qinglai, XU Yinliang, et al. Robust planning method for regional integrated energy system considering multi-energy load uncertainties[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(7): 34-41.
- [12] 宋璇坤, 辛培哲, 李珊, 等. 考虑多重不确定性因素的分布式电源鲁棒规划方法研究[J]. *智慧电力*, 2019, 47(6): 56-63.
- SONG Xuankun, XIN Peizhe, LI Shan, et al. Robust planning method of distributed generation considering multiple uncertainties[J]. *Smart Power*, 2019, 47(6): 56-63.
- [13] JIANG R W, WANG J H, ZHANG M H, et al. Two-stage minimax regret robust unit commitment[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(3): 2271-2282.
- [14] 梁涛, 尹晓东, 刘亚祥. 面向投资收益的综合能源系统鲁棒优化配置规划[J]. *中国电力*, 2023, 56(4): 156-166.
- LIANG Tao, YIN Xiaodong, LIU Yaxiang. Robust optimal configuration planning of integrated energy system for return on investment[J]. *Electric Power*, 2023, 56(4): 156-166.
- [15] 张敏, 王金浩, 常潇, 等. 考虑可再生能源不确定性的热-电耦合微能源系统多目标鲁棒规划方法[J]. *中国电力*, 2021, 54(4): 119-129, 140.
- ZHANG Min, WANG Jinhao, CHANG Xiao, et al. A multi-objective robust planning method for thermal-electrical coupling micro-energy system considering the uncertainty of renewable energy[J]. *Electric Power*, 2021, 54(4): 119-129, 140.
- [16] QUITORAS M R, CABRERA P, CAMPANA P E, et al. Towards robust investment decisions and policies in integrated energy systems planning: evaluating trade-offs and risk hedging strategies for remote communities[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 229: 113748.
- [17] BUKAR A L, TAN C W, LAU K Y. Optimal sizing of an autonomous photovoltaic/wind/battery/diesel generator microgrid using grasshopper optimization algorithm[J]. *Solar Energy*, 2019, 188: 685-696.
- [18] NAN J P, FENG J R, DENG X, et al. A two-stage robust generation expansion planning framework for regional integrated energy systems with carbon growth constraints[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2023, 11: 1106628.
- [19] ABDIN A F, CAUNHYE A, ZIO E, et al. Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty: a multistage adaptive robust approach[J]. *Applied Energy*, 2022, 306: 118032.
- [20] 潘乐真, 赵璞, 郑思源, 等. 基于信息间隙决策理论的储能电站鲁棒优化配置[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(6): 165-172.
- PAN Lezhen, ZHAO Pu, ZHENG Siyuan, et al. Robust optimal configuration of energy storage power plant based on information gap decision theory[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(6): 165-172.
- [21] BERTSIMAS D, THIELE A. A robust optimization approach to inventory theory[J]. *Operations Research*, 2006, 54(1): 150-168.
- [22] TESTI D, URBANUCCI L, GIOLA C, et al. Stochastic optimal integration of decentralized heat pumps in a smart thermal and electric micro-grid[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 210: 112734.
- [23] YANG P, NEHORAI A. Joint optimization of hybrid energy storage and generation capacity with renewable energy[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, 5(4): 1566-1574.
- [24] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. *Operations Research Letters*, 2013, 41(5): 457-461.
- [25] PISTIKOPOULOS E N. C.A. floudas, nonlinear and mixed-integer optimization. Fundamentals and applications[J]. *Journal of Global Optimization*, 1998, 12(1): 108-110.
- [26] 程孟增, 侯依昕, 杨朔, 等. 一种基于用能行为分析的多源负荷互补集成规划方法[J]. *可再生能源*, 2022, 40(4): 527-535.
- CHENG Mengzeng, HOU Yixin, YANG Shuo, et al. A multi-source-load complementary integration planning method based on energy behavior analysis[J]. *Renewable Energy Resources*, 2022, 40(4): 527-535.
- [27] 刘振国, 胡亚平, 陈炯聪, 等. 基于双层优化的微电网系统规划设计方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(8): 124-133.
- LIU Zhenguo, HU Yaping, CHEN Jiongcong, et al. A planning and design method for microgrid based on two-stage optimization[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(8): 124-133.

- [28] 李腾飞, 占肖卫. 有机光伏研究进展[J]. 化学学报, 2021, 79(3):257-283.
LI Tengfei, ZHAN Xiaowei. Advances in organic photovoltaics [J]. Acta Chimica Sinica, 2021, 79(3):257-283.
- [29] 陈艳波, 马彦虎, 郑国栋, 等. 计及需求响应的多 CHP 机组热电解耦协调规划[J]. 电网技术, 2022, 46(10):3821-3832.
CHEN Yanbo, MA Yanhu, ZHENG Guodong, et al. Coordinated planning of thermo-electrolytic coupling for multiple CHP units considering demand response[J]. Power System Technology, 2022, 46(10):3821-3832.
- [30] 张玮琪, 王沿胜, 杨钊, 等. 考虑新能源、电动汽车充电站与储能协调优化的分布鲁棒规划方法研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(8):114-125.
ZHANG Weiqi, WANG Yansheng, YANG Zhao, et al. Research on distributionally robust planning method for coordination and optimization of new energy, electric vehicle charging station and energy storage[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(8):114-125.
- [31] JABR R A. Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4):4558-4567.
- [32] 李伟, 刘立, 王豪琦, 等. 基于两阶段模型的风光互补系统储能容量配置优化方法[J]. 水电与新能源, 2023, 37(1):74-78.
LI Wei, LIU Li, WANG Haoqi, et al. Optimization of the energy storage capacity for wind-solar hybrid system based on a two-stage model[J]. Hydropower and New Energy, 2023, 37(1):74-78.

作者简介:



孙天贺

孙天贺(1991),男,博士,副教授,研究方向为综合能源系统(E-mail:sunth@sie.edu.cn);

靳双源(1982),男,硕士,高级工程师,从事电力系统自动化相关工作;

刘国斌(1984),男,硕士,高级工程师,从事电力系统自动化相关工作。

A robust optimization approach for capacity configuration of solar towns considering supply-demand uncertainties

SUN Tianhe¹, JIN Shuangyuan², LIU Guobin², HU Yaqing², QU Yongqiang²

(1. School of Electric Power, Shenyang Institute of Engineering, Shenyang 110136, China;

2. State Grid Fushun Power Supply Company of Liaoning Electric Power Co., Ltd., Fushun 113000, China)

Abstract: The energy system of solar town is a comprehensive energy system with the photovoltaic as the main body, combined with other local energy sources. To fully utilize the solar energy and geothermal energy in such system, a two-stage robust optimization method considering uncertainties of both energy supply and demand is proposed. Uncertainty adjustment parameters are introduced to avoid sacrificing economic efficiency in order to ensure power supply reliability. A max-min-max two-stage robust optimization configuration model is established with the objective of minimizing the overall system cost. The optimization includes the allocation of photovoltaics, combined heat and power, ground source heat pumps and storage in the integrated energy system of the solar town. The uncertainty of photovoltaic and load data is described by a box-type uncertainty set independent of probability distribution. The upper and lower boundary interval as robust constraints represents the fluctuation range of photovoltaic and load. The column and constraint generation algorithm and strong duality transformation are employed to reduce the complexity level of solving the problem. A case study is conducted on a solar town located in northern China. By adjusting the uncertainty adjustment parameters, the conservatism of the configuration plan can be effectively controlled. The scheme has strong applicability, mainly embodied in not only ensuring the reliability of power supply, reducing the load power loss rate, but also reducing the configuration cost and improving the light rejection rate.

Keywords: solar town; integrated energy system; robust optimization; uncertainties; capacity configuration; column and constraint generation algorithm

(编辑 方晶)