

# 考虑热网潮流的区域热-电综合能源系统 协同优化配置研究

邓靖微<sup>1</sup>, 曹敏琦<sup>1</sup>, 晁化伟<sup>1</sup>, 陈大为<sup>2</sup>, 胡涛<sup>2</sup>

(1. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041;

2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

**摘要:**区域热-电综合能源系统作为连接跨区域和用户侧综合能源系统的“桥梁”,如何协同其设备配置与系统运行是值得关注的课题。首先,研究建立了考虑流向可变量调节运行方式下的热网模型,通过松弛结合罚函数的方式将其转化为二阶锥形式;进一步结合其他设备及电网潮流模型建立了协同优化配置模型,该模型下的设备配置策略能够同时优化多种设备接入节点的位置及其配置容量。算例结果表明:与传统配置策略相比,同时考虑设备容量及节点位置的配置策略能够减少设备容量配置冗余,降低规划及运行综合成本;流向可变的热网模型能提供更灵活的运行方式以增加设备配置的灵活性,得到成本更低的配置方案。

**关键词:**综合能源系统; 联合优化; 量调节; 混合整数二阶锥规划

中图分类号: TM 721 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2023)06-0050-09

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20230608

## Research on Collaborative Optimal Allocation of District Thermal-Electric Integrated Energy System Considering Thermal Network Power Flow

DENG Jingwei<sup>1</sup>, CAO Minqi<sup>1</sup>, CHAO Huawei<sup>1</sup>, CHEN Dawei<sup>2</sup>, HU Tao<sup>2</sup>

(1. State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, Hunan, China)

**Abstract:** As a "bridge" connecting inter-regional and user-side integrated energy systems, the coordinated configuration and operation of a district thermal-electricity integrated energy system is a topic worthy of attention. A thermal network model considering variable flow direction regulation operation is established, which is transformed into second-order cone form by relaxed combination with penalty function. Further combined with other equipment and power grid flow models, a collaborative optimal allocation model is established. The device configuration strategy under this model can simultaneously optimize the location and capacity of multiple device access nodes. The results show that compared with traditional allocation strategies, the allocation strategy that simultaneously considers both equipment capacity and node location can reduce equipment capacity redundancy and lower planning and operating costs. The thermal network model with variable flow direction can provide more flexible operation modes to increase the flexibility of equipment configuration and obtain configuration solutions with lower costs.

**Key words:** integrated energy system; coordinated optimization; quantity regulation; mixed-integer second-order cone programming

## 0 引言

区域热-电综合能源系统(regionally integrated heat and electricity system, RIHES)作为连接用户与供

基金项目: 国网四川省电力公司科技项目(521996230006)

能网络的终端,对于缓解当前环境保护与能源需求的矛盾具有重要意义<sup>[1]</sup>。RIHES利用能量转换设备耦合区域热网和配电网能够提高能源利用率。RIHES作为能量转换最复杂的环节,合理统筹其新增设备规划与系统运行策略,实现节能增效的同时兼顾投资经济性是一个值得关注的问题<sup>[2]</sup>。

目前,针对 RIHES 的协同优化配置已有较广泛的研究<sup>[3-9]</sup>。如文献[3]固定了待配置设备的容量,以设备是否安装的 0-1 变量作为规划决策变量,用随机优化方法求解 RIHES 的随机规划模型。文献[4-5]以设备容量作为规划决策变量,固定了待配置设备的数量,采用随机优化方法、区间优化等方法求解计及源荷不确定性因素的 RIHES 规划模型。文献[6-7]考虑经济性与可靠性双重因素,分别从引入可靠性指标校验经济性的单目标优化和可靠性与经济性双目标优化两个角度,讨论了双重目标下的 RIHES 优化配置问题。文献[8-9]从储能角度展开,通过精细化储能模型,考虑 RIHES 中储能装置的配置问题。上述文献从不同角度研究了 RIHES 的优化配置问题,但是,在设备配置方面均以待配置设备的容量<sup>[4-9]</sup>或数量<sup>[3,9]</sup>作为规划决策变量,并未考虑同类设备的容量及数量同时作为规划决策变量的设备配置策略。此外,在运行方面,上述文献均未考虑传输网络模型,而导致优化结果无法满足实际 RIHES 的网络传输损耗及传输变量对应的静态安全约束。

考虑传输网络模型后,规划决策变量还需考虑待配置设备的选址,即设备接入对应网络的节点位置;此外,原决策变量设备数量变为设备可接入节点的数量。现有考虑传输网络模型的 RIHES 协同优化配置的研究主要集中在用户侧综合能源系统<sup>[10-11]</sup>和多区域综合能源系统<sup>[12]</sup>。有研究初步考虑了传输网络模型,但其热-电传输网络模型仅包含外部母线功率平衡模型,并未对网络潮流进行精细建模<sup>[10]</sup>。文献[12]建立了热网潮流模型,针对各区域接入网络的设备容量进行优化配置,但并未考虑电网潮流模型。然而实际热网采用调节流量的量调节或调节温度的质调节运行方式<sup>[1]</sup>,但上述研究中的热网模型并未考虑区域热网流量或温度的变化。因此,有研究进一步考虑了质调节运行下区域热网及储能模型,优化配置接入 RIHES 中的储能容量及接入节点位置<sup>[13]</sup>,但由于储热装置难以用温度量化其充放热过程,因此采用控制储热装置等效水流量的运行方式改变储能的充放功率,导致储热与热网的运行方式不符。由此可以看到,在包含储热装置的 RIHES 规划问题中采用量调节运行方式下的热网模型能够统一二者的运行方式。然而量调节运行方式下热网的潮流模型变为非凸非线性,造成优化模型难以求解。常用的求解方法即为假定管道流向已知

且在调度周期内不变,采用凸松弛方法结合商业求解器来求解<sup>[14-15]</sup>,但流向固定的运行方式难以适用于部分管道流向通常不确定的多热源区域热网<sup>[16]</sup>。

综上所述,现有关于考虑传输网络模型的 RIHES 规划-运行联合优化的研究仍有部分不足,具体为:

- 1) 鲜有针对区域级综合能源系统应用场景;
- 2) 规划方面除了少量研究仅考虑设备定容,大部分将设备容量通常考虑为几类离散的已知量,仅规划其接入节点及设备选型的规划策略;
- 3) 运行方面热网模型与供热设备模型采用的运行方式不符及未考虑热网的管道流向可变因素。

基于上述考虑,提出了一种考虑流向可变的量调节运行方式下的 RIHES 的协同优化配置模型。首先,在运行方面建立了流向可变的量调节运行方式下的热网潮流模型;然后,对热网模型进行松弛,同时引入罚函数以收紧松弛间隙,进而将其转化为二阶锥规划模型。其次,在设备配置方面,同时考虑设备待配置容量及接入节点位置作为决策变量的设备配置策略建立规划模型。最后,结合其他设备及配电网的模型提出以设备配置与系统运行的经济性、新能源机组削减为目标的协同优化配置模型,并在 IEEE 33 节点配电网与 17 节点区域热网测试系统中求解。算例验证表明所提协同优化配置模型具有优越性,考虑流向可变的区域热网模型对设备配置经济性有积极的影响。

## 1 区域热-电综合能源系统模型

所建立的 RIHES 结构如图 1 所示,由热电联产(combined heat and power, CHP)、风力发电(wind

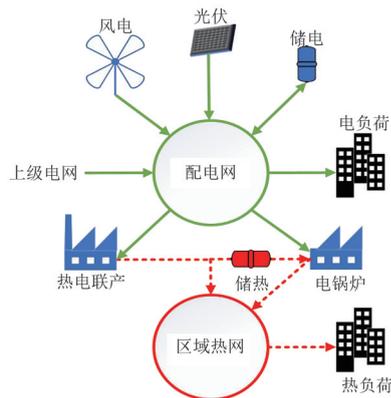


图 1 区域热-电综合能源系统结构

turbine generation, WT)、光伏发电 (photovoltaic power generation, PV)、电锅炉 (electric boiler, EB)、蓄热式电锅炉 (electric boiler with thermal energy storage, EBTES)、蓄电装置 (electrical energy storage, EES) 及配电网、区域热网与电、热负荷组成。

### 1.1 区域热网凸松弛模型

#### 1.1.1 考虑流向可变的水力模型

热网中各节点处与该节点相关支路的质量流量满足:

$$\mathbf{A}m_{b,t} = \mathbf{m}_{q,t} \quad (1)$$

$$a_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{管道 } j \text{ 流出节点 } i \\ 0 & \text{管道 } j \text{ 不与节点 } i \text{ 相连} \\ -1 & \text{管道 } j \text{ 流入节点 } i \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $\mathbf{A}$  为热网的供水网络的节点-支路关联矩阵;  $\mathbf{m}_{b,t}$  为  $t$  时段热网各管道的质量流列向量;  $\mathbf{m}_{q,t}$  为  $t$  时段热网各节点质量流列向量;  $a_{ij}$  为  $\mathbf{A}$  阵中元素。

由于传输管道有一定的粗糙度, 可由达西-魏斯巴赫 (Darcy-Weisbach) 公式计算。

$$h_{bj,t} = S_j m_{bj,t} |m_{bj,t}|, \forall j \in B \quad (3)$$

式中:  $S_j$  为管道  $j$  的比摩阻<sup>[17]</sup>;  $B$  为管道集合。

考虑流向可变因素时, 则需要预定义各管道的方向, 式(1)中  $\mathbf{A}$  阵中各元素按照预定义的方向选取, 若所求得管道  $j$  在  $t$  时段的流量  $m_{bj,t}$  为正, 则表示管道实际流向与预定义的方向一致, 反之亦然。建立式(4)模型表征管道流向及流量限制。

$$\begin{cases} m_{bj,\min} \leq m_{bj,t} \leq m_{bj,\max}, m_{bj,t} \geq 0 & \forall j \in B \\ -m_{bj,\max} \leq m_{bj,t} \leq -m_{bj,\min}, m_{bj,t} \leq 0 & \forall j \in B \end{cases} \quad (4)$$

式中,  $m_{bj,\min}$ 、 $m_{bj,\max}$  分别为管道集合  $B$  中管道  $j$  的流量最小值和最大值。

#### 1.1.2 热力模型

$$\varphi_{i,t} = C_p m_{qi,t} (T_{Si} - T_{Oi}), \forall i \in Q \quad (5)$$

$$\sum_{i \in I_q^{\text{HS}}} \varphi_{in,t}^{\text{HS}} = \sum_{i \in Q_{\text{load}}} \varphi_{i,t}^{\text{load}} + \varphi_{\text{loss}}^s + \varphi_{\text{loss}}^r \quad (6)$$

式中:  $\varphi_{i,t}$  为热负荷节点  $i$  消耗的热功率或热源节点提供给热网的热功率;  $C_p$  为水的比热容;  $T_{Si}$ 、 $T_{Oi}$  分别为节点  $i$  的供水温度和回水温度;  $\varphi_{in,t}^{\text{HS}}$  为热源节点集合  $I_q^{\text{HS}}$  中节点  $i$  处的热源供热功率;  $\varphi_{i,t}^{\text{load}}$  为热负荷节点集合  $Q_{\text{load}}$  中节点  $i$  处的热负荷功率需求。

此外, 热力模型还有热损耗模型及热力拓扑模型, 详见文献[15]。

#### 1.1.3 热网模型松弛

考虑管道流向后, 去掉式(3)绝对值, 松弛为分

段二阶锥形式, 同时引入中间二进制变量  $x_{bj,t}$  将分段约束式线性化, 同时采用麦考密克 (McCormick) 松弛<sup>[18]</sup>引入变量  $Z_{bj,t}$  并令其满足:

$$Z_{bj,t} = x_{bj,t} h_{bj,t}, \forall j \in B \quad (7)$$

则式(3)、式(4)变为:

$$-m_{bj,\max}(1-x_{bj,t}) \leq m_{bj,t} \leq m_{bj,\max}x_{bj,t}, \forall j \in B \quad (8)$$

$$m_{bj,\min}x_{bj,t} \leq m_{bj,t} \leq -m_{bj,\min}(1-x_{bj,t}), \forall j \in B \quad (9)$$

$$x_{bj,t} h_{bj,\min} \leq Z_{bj,t} \leq x_{bj,t} h_{bj,\max}, \forall j \in B \quad (10)$$

$$h_{bj,t} + (x_{bj,t} - 1) h_{bj,\min} \leq Z_{bj,t} \leq h_{bj,t} + (x_{bj,t} - 1) h_{bj,\max}, \forall j \in B \quad (11)$$

$$2Z_{bj,t} - h_{bj,t} \geq S_j m_{bj,t}^2, \forall j \in B \quad (12)$$

式(8)一式(11)均为线性约束, 式(12)为二阶锥约束。

为保证松弛精确性, 将管道压差作为惩罚目标函数。

$$F_h = \mu_h \cdot \sum_{j \in B} \sum_{t=1}^T 2Z_{bj,t} - h_{bj,t} \quad (13)$$

式中,  $\mu_h$  为管道压差惩罚因子。通过最小化惩罚项能够使二阶锥约束接近原等式约束, 保证松弛的精确性。

### 1.2 蓄热式电锅炉模型

相比单一 EB, EBTES 不受热负荷需求限制, 能够在热负荷需求低谷阶段将电能转化为热能, 通过 TES 在时间尺度上平移至负荷需求高峰阶段供热, 缺点是供热能量损耗较电锅炉直供方式下大。因此, 采用 EB 与 EBTES 自由组合的配置方式, 二者模型可统一描述如下。

#### 1.2.1 电锅炉模型

$$\varphi_{i,t}^{\text{EB}} = \eta_{\text{EB}} \cdot P_{i,t}^{\text{EB}}, \quad i \in N \quad (14)$$

$$\varphi_{i,t}^{\text{EB}} = \varphi_{i,t}^{\text{EBin}} + \varphi_{i,t}^{\text{TESchr}}, \quad i \in N \quad (15)$$

式中:  $N$  为区域热网的节点集合;  $P_{i,t}^{\text{EB}}$ 、 $\varphi_{i,t}^{\text{EB}}$  为区域热网节点  $i$  处的 EB 在  $t$  时段所消耗的电功率与其制热功率;  $\eta_{\text{EB}}$  为 EB 的电热转化效率;  $\varphi_{i,t}^{\text{TESchr}}$  为供给 TES 储存的热功率。

#### 1.2.2 蓄热装置模型

不同于传统 TES 的充放热端口均与热网连接, 仅可在热负荷低谷且供热设备供能过剩时期储存热网多余的热能, 反之向热网放热, 因而其储、放能不可同时发生。而 EBTES 中的 TES 由于储热功率来

源于 EB,无需满足上述限制,可实现利用 EB 储热的同时向热网放热,并在一段时间内与 EB 同时供热以提高供热上限。

$$S_{i,t}^{\text{TES}} = S_{i,t-1}^{\text{TES}}(1 - \gamma_{\text{TES}}) + (\varphi_{i,t}^{\text{TESchr}} \eta_{\text{chr}}^{\text{TES}} - \varphi_{i,t}^{\text{TESdis}} / \eta_{\text{dis}}^{\text{TES}}) \cdot \Delta t, \quad i \in N \quad (16)$$

$$\varphi_{i,t}^{\text{EBTES}} = \varphi_{i,t}^{\text{EBin}} + \varphi_{i,t}^{\text{TESdis}}, \quad i \in N \quad (17)$$

式中: $S_{i,t}^{\text{TES}}$ 、 $S_{i,t-1}^{\text{TES}}$ 分别为 TES 在  $t$  时段的蓄热量和前一个时间间隔内的蓄热量; $\gamma_{\text{TES}}$ 为 TES 的储能自损系数; $\eta_{\text{chr}}^{\text{TES}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{TES}}$ 分别为 TES 的充、放热效率; $\varphi_{i,t}^{\text{TESdis}}$ 为 TES 在  $t$  时段向区域热网传输的热功率; $\varphi_{i,t}^{\text{EBTES}}$ 为 EBTES 的总热出力。

### 1.3 其他模型

其他模型包括配电网潮流模型、热电联产机组模型及电储能运行模型。配电网模型采用二阶锥形式的 Distflow 潮流模型,EES 模型见文献[14],CHP 模型见文献[19]。

## 2 协同优化配置模型

### 2.1 规划策略

基于第 1 章所建立的 RIHES 模型建立协同优化配置模型。模型中决策变量由设备规划变量和系统运行变量两部分组成。规划变量包含待配置设备的容量及接入网络的节点位置。考虑到实际中 CHP 机组占地面积较其他各类设备大,受场地环境等因素影响,CHP 机组无法随意确定安装节点位置。此外,随着碳排放政策的限制,中国各地“十四五”能源规划均以分布式新能源和储能规划为主<sup>[20]</sup>,合理协调传统化石机组与其他新建供能设备的容量以达到协同节能降耗的效果具有一定现实意义。因此固定 CHP 机组接入节点及数量,仅考虑将配置容量作为规划变量,而 WT、PV、EB/EBTES 等其他设备同时考虑能否接入节点的 0-1 变量及待配置容量的连续变量作为规划决策变量。运行变量为典型日中各时段内各设备出力、热网的管道质量流量及节点注入流量、电网潮流相关变量等。

### 2.2 目标函数

综合考虑 RIHES 的投资及建设的经济性和新能源机组消纳,以待配置设备的年投资成本  $C_{\text{inv}}$ 、年运行成本  $C_{\text{op}}$  和新能源机组的年出力削减  $C_{\text{cur}}$  最小为优化目标,其表达式为

$$\min C = C_{\text{inv}} + C_{\text{op}} + C_{\text{cur}} \quad (18)$$

### 2.2.1 年投资成本

$$C_{\text{inv}} = \sum_{\Delta t \in T} \sum_{l \in L} \sum_{k \in \{N, N\}} \frac{r(1+r)^{y_l}}{(1+r)^{y_l} - 1} \cdot C_l^{\text{inv}} \cdot M_{k,l} \cdot \Delta t \quad (19)$$

式中: $T$ 为典型日的调度周期; $L$ 为设备类型集合; $r$ 为设备折现率; $y_l$ 为第  $l$  类设备寿命年限; $C_l^{\text{inv}}$ 为第  $l$  类设备单位容量投资成本; $M_{k,l}$ 为在节点  $k$  处配置的第  $l$  类设备的配置容量。

### 2.2.2 年运行成本

$$C_{\text{op}} = \theta_d \cdot (F_{\text{CHP}} + F_e + F_h) \quad (20)$$

$$F_{\text{CHP}} = \sum_{\Delta t \in T} \sum_{i \in N} [\alpha_0 + \alpha_1 P_{i,t}^{\text{CHP}} + \alpha_2 (P_{i,t}^{\text{CHP}})^2 + \beta_1 \varphi_{i,t}^{\text{CHP}} + \beta_2 (\varphi_{i,t}^{\text{CHP}})^2 + \gamma_1 P_{i,t}^{\text{CHP}} \varphi_{i,t}^{\text{CHP}}] \quad (21)$$

$$F_e = \sum_{\Delta t \in T} [(C_{e,t}^{\text{b}} P_{\text{in},t} + C_{e,t}^{\text{s}} P_{\text{in},t}) \cdot \Delta t] \quad (22)$$

式中: $Q_d$ 为一年内典型日数; $F_{\text{CHP}}$ 和  $F_e$ 分别为热电联产机组运行总成本和上级电网交互成本; $\alpha_0$ 、 $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$ 、 $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 、 $\beta_3$ 、 $\gamma_1$ 为燃料费用系数; $C_{e,t}^{\text{b}}$ 为分时购电电价; $C_{e,t}^{\text{s}}$ 为售电电价。

### 2.2.3 新能源机组年出力削减

$$C_{\text{cur}} = \theta_d \cdot (F_{\text{WTc}} + F_{\text{PVc}}) \quad (23)$$

$$F_{\text{WTc}} = \sum_{\Delta t \in T} \sum_{i \in N} [\mu_{\text{WT}} (P_{i,t}^{\text{WT,pr}} - P_{i,t}^{\text{WT}}) \cdot \Delta t] \quad (24)$$

$$F_{\text{PVc}} = \sum_{\Delta t \in T} \sum_{i \in N} [\mu_{\text{PV}} (P_{i,t}^{\text{PV,pr}} - P_{i,t}^{\text{PV}}) \cdot \Delta t] \quad (25)$$

式中: $F_{\text{WTc}}$ 、 $F_{\text{PVc}}$ 分别为弃风、弃光惩罚成本; $\mu_{\text{WT}}$ 、 $\mu_{\text{PV}}$ 分别为单位功率弃风、弃光的惩罚系数; $P_{i,t}^{\text{WT,pr}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{PV,pr}}$ 为节点  $i$  处风电和光伏机组的日前预测出力。

### 2.3 约束条件

#### 2.3.1 规划约束

##### 1) 设备容量及节点规划约束

对于 WT、PV、EB 等同时考虑节点位置及配置容量的设备,规划变量需满足如下约束:

$$0 \leq M_{k,l} \leq M_{k,l}^{\text{max}} \cdot I_{k,l}, \quad l \in \{\text{WT, PV, EB, TES, EES}\} \quad (26)$$

$$0 \leq \sum_{k \in N} I_{k,l} \leq I_l^{\text{max}} \quad (27)$$

式中: $M_{k,l}^{\text{max}}$ 为第  $l$  类设备在节点  $k$  处的配置容量上限; $I_{k,l}$ 为 0-1 变量,表征第  $l$  类设备是否在节点  $k$  建设; $I_l^{\text{max}}$ 为第  $l$  类设备可建设节点数量上限。

此外,考虑场地限制等因素,在单个节点上配置的供能机组不能超过一台。

$$0 \leq \sum_l I_{k,l} \leq 1, \quad \forall k \in N \cup Q \quad (28)$$

$$\forall l \in \{\text{WT, PV, EES}\} \cup \{\text{EB, EBTES}\}$$

## 2) CHP 机组规划约束

$$0 \leq M_k^{\text{CHP}} \leq M_{k,\max}^{\text{CHP}} \quad (29)$$

## 2.3.2 运行约束

## 1) WT、PV 约束

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT},\text{pr}} \quad (30)$$

$$P_{i,t}^{\text{WT},\text{pr}} = K_{i,t}^{\text{WT}} M_i^{\text{WT}} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \leq P_{i,t}^{\text{PV},\text{pr}} \quad (32)$$

$$P_{i,t}^{\text{PV},\text{pr}} = K_{i,t}^{\text{PV}} M_i^{\text{PV}} \quad (33)$$

式中,  $K_{i,t}^{\text{WT}}$ 、 $K_{i,t}^{\text{PV}}$  分别为风电和光伏机组负荷系数。

## 2) 储能约束

对于电、热储能设备,典型日内任意时段运行变量与规划变量需满足如下约束:

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{\text{TESchr}} \leq M_{Pi}^{\text{TES}}, \quad i \in N \quad (34)$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{\text{TESdis}} \leq M_{Pi}^{\text{TES}}, \quad i \in N \quad (35)$$

$$\mu_{\min}^{\text{TES}} M_{Si}^{\text{TES}} \leq S_{i,t}^{\text{TES}} \leq M_{Si}^{\text{TES}}, \quad i \in N \quad (36)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{EESchr}} \leq M_{Pi}^{\text{EES}}, \quad i \in N \quad (37)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{EESdis}} \leq M_{Pi}^{\text{EES}}, \quad i \in N \quad (38)$$

$$\mu_{\min}^{\text{EES}} M_{Si}^{\text{EES}} \leq S_{i,t}^{\text{EES}} \leq M_{Si}^{\text{EES}}, \quad i \in N \quad (39)$$

式中:  $M_{Pi}^{\text{TES}}$ 、 $M_{Pi}^{\text{EES}}$ 、 $M_{Si}^{\text{TES}}$ 、 $M_{Si}^{\text{EES}}$  分别为电、热储能的出力和蓄能容量规划变量;  $\mu_{\min}^{\text{TES}}$ 、 $\mu_{\min}^{\text{EES}}$  分别为电、热储能的最小蓄能容量系数。

## 2.4 求解方法

上面提出的热-电综合能源系统协同优化配置模型为混合整数二阶锥规划模型 (mixed-integer second-order cone programming, MISOCP), 可利用商业求解器 Gurobi 9.1.1 建模并求解。

## 3 算例分析

## 3.1 输入数据

采用改进的 IEEE 33 节点配电网和 17 节点区域热网测试系统<sup>[21]</sup>, 系统网络结构如图 2 所示。电网基准电压为 12.66 kV, 电网基准容量为 100 MW, 上级电网通过节点 1 与配电网连接, 上级电网交互功率上限为 20 MW; 区域热网测试系统包含 17 个热网节点及 16 条热力管道, 基准容量为 150 MW, 各管道预定义流量方向如图 2 区域热网中各支路箭头所示, 其中空心节点代表该节点无热负荷, 实心节点则表明该节点有热负荷, CHP 机组分别位于电网节点 18 和热网节点 1 处。

待配置设备的相关参数见表 1, 表中 e 表示对应设备配置在配电网中的节点位置; h 表示对应设

备配置在区域热网中的节点位置, 其中 TES 和 EES 除了可安装储存容量上限外还有充放功率上限。

风力发电与光伏发电的预测值采用文献[4]中的确定性预测数据, 风力及光伏机组惩罚系数取 0.05, 热网的松弛惩罚系数取 0.04, 进水温度为 70 °C, 回水温度为 40 °C, 热水比热为 4.182 kJ/(kg · °C)。

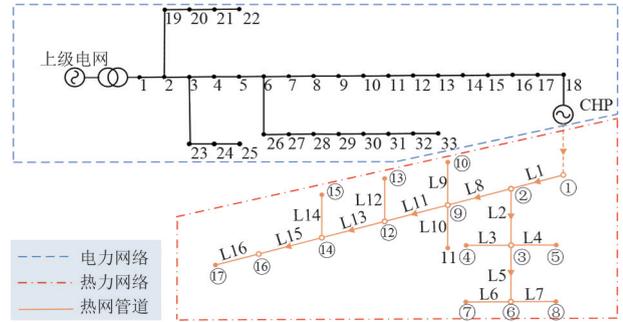


图 2 系统网络结构

表 1 设备配置参数

设备	可接入节点	可安装容量上限	价格/(元 · kW <sup>-1</sup> )	寿命/a
CHP	—	100 MW	4500	30
WT	(e) 1-16, 18-33	50 MW	7000	25
PV	(e) 1-16, 18-33	50 MW	12 000	25
EES	(e) 1-16, 18-33	50 MWh 25 MW	1800	15
EB	(h) ②, ③, ⑥, ⑨, ⑫, ⑬, ⑯	30 MW	1000	20
TES	(h) ②, ③, ⑥, ⑨, ⑫, ⑬, ⑯	100 MWh 25 MW	200	20

## 3.2 优化配置结果分析

为验证所提的协同配置策略及热网运行模型的有效性, 分别设置以下 3 种场景:

1) 场景 1: 同时考虑设备配置容量及节点位置作为规划决策变量, 热网运行决策变量中管道流向可变。

2) 场景 2: 采用传统规划策略, 仅以设备是否接入节点作为规划决策变量, 运行决策变量中管道的流向可变。

3) 场景 3: 同时考虑设备配置容量及节点位置作为规划决策变量, 但热网运行决策变量中管道流向固定不变, 以所提预定义流量方向作为固定的管道流向。

3 种场景下的设备配置结果见表 2。场景 1 和场景 3 中 CHP 机组的配置容量基本一致而比场景 2 少 9.89 MW; 3 个场景中 WT 配置容量及数量均相同,

表 2 不同场景下设备配置结果

场景	设备编号	CHP		WT		PV		EES		EB		TES		
		容量/MW	容量/MW	位置	容量/MW	位置	容量/MWh	功率/MW	位置	容量/MW	位置	容量/MWh	功率/MW	位置
场景 1	1	77.76	50	e6	9.4	e20	15.13	14.12	e17	5.2	e32 h③	—		
	2	—	50	e23	5	e21	49.31	17.71	e24	27.78	e17 h⑥	75.7	13.45	h⑥
	3	—	50	e31	31.4	e22	39.67	18.06	e29	21.27	e16 h⑩	—		
场景 2	1	87.65	50	e1	50	e24	50	30	e8	30	e15 h③	—		
	2	—	50	e23	—	—	50	30	e17	30	e17 h⑥	100	27	h⑥
	3	—	50	e31	—	—	50	30	e22	30	e16 h⑩	—		
场景 3	1	77.76	50	e5	7.96	e19	15.47	14.43	e17	10.2	e31 h③	—		
	2	—	50	e23	6.72	e21	49.58	17.4	e24	27.78	e17 h⑥	76.61	15.27	h⑥
	3	—	50	e31	32.12	22e	35.53	17.26	e29	17.26	e16 h⑩	—		

表 3 不同场景下的成本明细

场景	年投资成本/ 万元	年运行成本/ 万元	机组削减 成本/元	总成本/ 万元
场景 1	14 486.41	46 202.44	$1.68 \times 10^{-2}$	60 688.85
场景 2	16 080.72	49 534.62	$1.77 \times 10^6$	65 792.91
场景 3	14 529.23	46 513.87	$1.14 \times 10^{-3}$	61 043.10

但各场景下配置的节点位置不同;场景 2 中其他设备配置的总容量均大于场景 1 和场景 3;而场景 1 配置的 PV 总容量较场景 3 少 1 MW;至于 EES,场景 1 则比场景 3 多配置了 3.5 MW;3 个场景在区域热网中均采用两台 EB 及一台 EBTES 的组合配置方式,而场景 1 中 EB 和 TES 配置的总容量分别比场景 3 少 1.66 MW 和 0.91 MW。各场景下成本明细见表 3。场景 1 的年规划成本和运行成本比场景 2 和场景 3 低,但新能源机组削减成本略高于场景 3,由于场景 2 中 PV 的配置容量较大导致新能源机组的削减成本远高于其他两个场景。综合之下,场景 1 的总成本最低,场景 3 的总成本略有增高,而场景 2 的总成本与其他两个场景下的总成本的差异较大。

图 3 为各设备供电、供热结构图。由图 3(a) 可以看到场景 2 中购电比例为 5.32%, 少于场景 1 和场景 3 的 12.39%, 这部分购电功率由其他供电设备替代;场景 2 中 EES 的出力比例为 9.24%, 大于场景 1 的 5.37% 和场景 3 的 5.71%。图 3(b) 中场景 2 的 TES 供热比例为 4.69%, 大于场景 1 的 1.59% 和场景 3 的 1.57%。尽管场景 1 与场景 3 各设备的出力

比例接近,但场景 3 中总供电量和供热量较场景 1 分别多出 0.34 GWh 和 0.12 GWh。

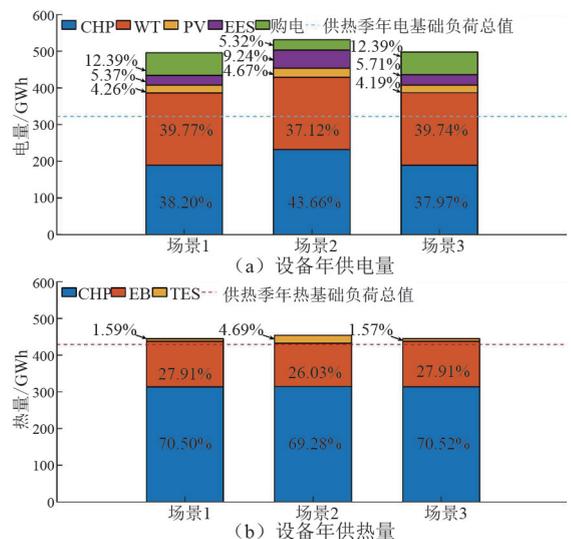


图 3 各场景下供能结构

### 3.3 规划策略对协同运行的影响

对比分析不同规划策略下的场景 1 与场景 2 中典型日的运行结果以验证不同规划策略对 RIHES 协同运行经济性的影响。两场景下 CHP 及 PV 的电出力如图 4、图 5 所示。由图 4 看到场景 2 下从上级电网购电的供能比例降低,这部分功率主要由 CHP 和 PV 承担。由于场景 2 中 EES 配置容量过大及其供能增加,导致其他电源不得不增加出力为 EES 储能,进而使得场景 2 下的设备总出力较大。尽管图 5 中场景 2 的 PV 供能比例与场景 1 接近,

但由于场景 2 下 PV 配置容量较场景 1 大,因此在运行周期内 PV 的实际出力比场景 1 多 24.26 MW,而 CHP 的出力比场景 1 多 283.65 MW。

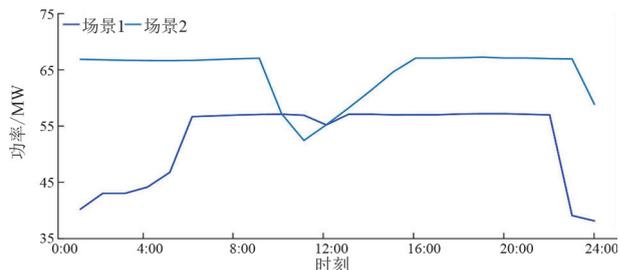


图 4 场景 1 和场景 2 下 CHP 机组电出力

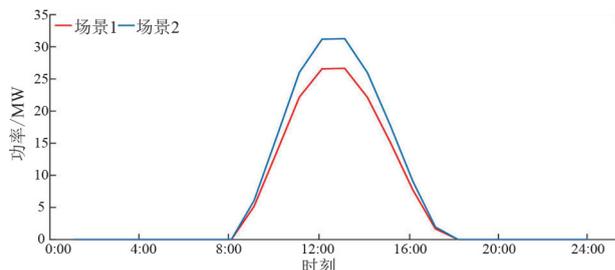
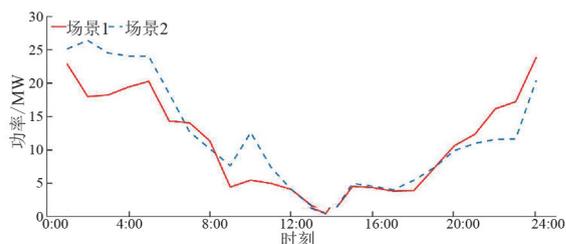
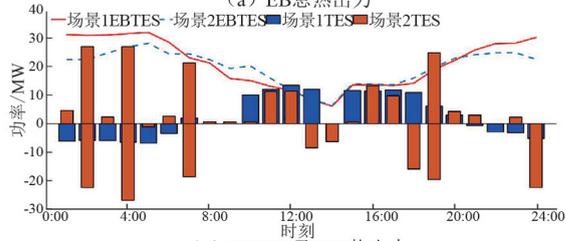


图 5 场景 1 和场景 2 下 PV 出力

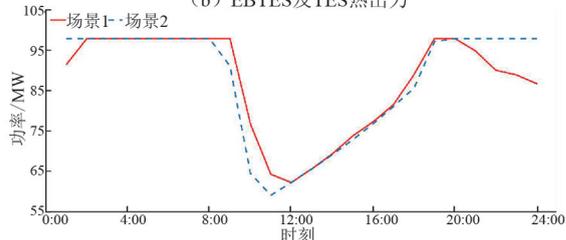
图 6 为两场景下各供热设备出力。场景 2 中 TES 同样由于配置容量较大比场景 1 多储热 62.5 MW;但其 EB 及 EBTES 向区域热网的实际总供热功率比场景 1 少了 6.99 MW,因此场景 2 中 CHP 热出力比场景 1 多 6.99 MW 以补充这部分功率缺额。



(a) EB 总热出力



(b) EBTES 及 TES 热出力



(c) CHP 热出力

图 6 场景 1 和场景 2 下供热设备热出力

综上,由于场景 2 配置容量固定策略下设备配置容量较大,为了提高设备利用效率,一方面外购电能供能降低以提高配置的供能设备的出力;另一方面供能设备额外增加出力向储能装置充能,导致了场景 2 的运行成本增加。

### 3.4 热网管道流向对协同运行的影响

对比分析管道流向可变的场景 1 与管道流向固定的场景 3,验证管道流向对 RIHES 协同运行经济性的影响。由于场景 3 中管道流向固定,导致两场景中优化结果管道流量不同。以流量差别最大的管道 L15 为例,两场景中该管道流量如图 7 所示,场景 1 中流量正负交替,表明场景 1 下该管道的流向在调度周期内发生了两次变化;而场景 3 中流向固定不变,导致部分时间流量较小,两场景均在区域热网节点⑩处配置有 EB,场景 3 中节点⑩处的 EB 受到管道流量限制,仅能向节点⑪处热负荷供能。因此在该节点处 EB 的配置容量较小,转而增加了在节点③处的 EB 配置容量。两场景的购电功率见图 8,场景 3 比场景 1 多购电 1.07 MW。

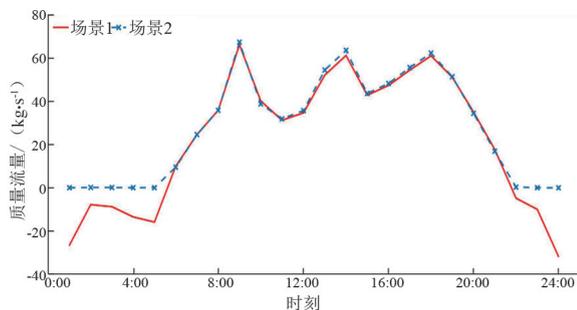


图 7 场景 1 和场景 3 下管道 L15 的流量

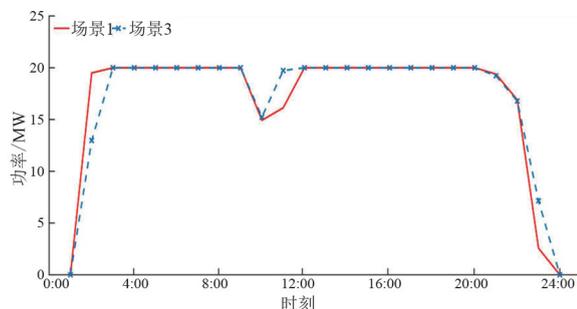


图 8 场景 1 和场景 3 下购电功率

场景 1 中在管道 L15 处的流量为负的对应时刻即为 EB 通过管道 L15 向其他热负荷传输热能。两场景下节点⑩处 EB 注入功率如图 9(a) 所示,场景 1 中节点⑩处 EB 供能比场景 3 多 16.12 MW,这部分热功率在场景 3 中由配置在节点③处 EB 和 CHP 机组提供;图 9(b)、(c)为两场景下 EB 和 EBTES 总

供热功率及 CHP 机组供热功率。与场景 1 相比,场景 3 中 EB 和 EBTES 的总供热功率比场景 1 少 1.05 MW,而 CHP 增加出力替代这部分功率。由于流量限制进一步导致了 CHP 机组出力的增加和外购电功率的增加使得场景 3 的运行成本略高于场景 1。

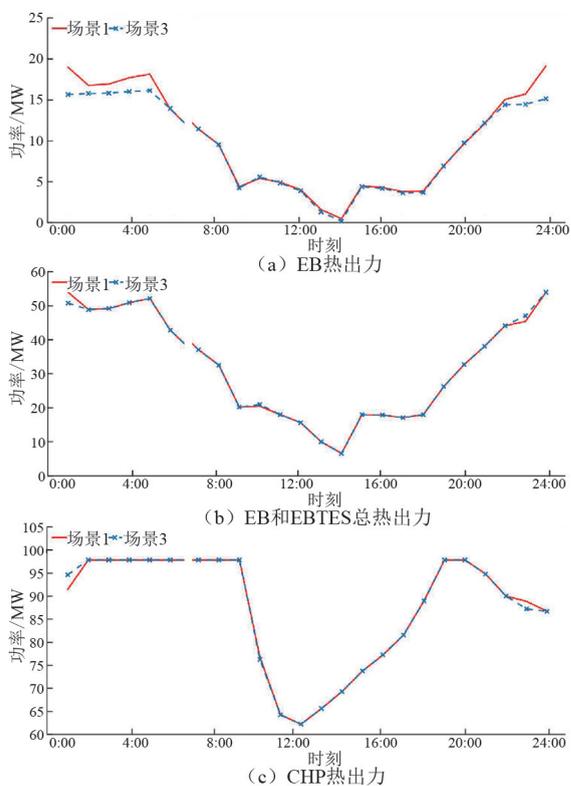


图9 场景1和场景3下供热设备热出力

## 4 结论

上面建立了考虑流向可变量调节运行方式下的热网模型,通过松弛结合罚函数的方式将其转化为二阶锥形式。进一步结合其他设备及电网潮流模型,在传统经济性目标的基础上考虑新能源机组消纳目标,建立了规划-运行联合优化模型(混合整数二阶锥规划模型),该模型下的规划策略能够同时优化多种设备接入节点的位置及其配置容量。通过算例验证,得出以下结论:

1) 同时考虑设备配置容量及节点位置的规划策略能够有效降低规划成本,并且能够避免部分容量配置冗余的供能设备增加出力与储能装置进行多余的能量转换,具有更好的经济性。

2) 流向可变的区域热网模型在提高 RIHES 的经济性和运行灵活性方面具有优势。通过仅改变局

部管道的流向进而在就近节点负荷需求较低时将热能传输给更多热负荷,增加供热机组的灵活性,能够得到更经济的设备配置方案及运行方案。

## 参考文献

- [1] 汤木易,罗毅,胡博,等. 电热联合调度模型综述[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(23):161-175.
- [2] 吕佳炜,张沈习,程浩忠,等. 考虑互联互动的区域综合能源系统规划研究综述[J]. 中国电机工程学报,2021,41(12):4001-4021.
- [3] 雷金勇,郭祚刚,陈聪,等. 考虑不确定性及电/热储能的综合能源系统两阶段规划-运行联合优化方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):169-175.
- [4] 程杉,徐建宇,何畅,等. 计及不确定性的综合能源系统容量规划方法[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(18):17-24.
- [5] 曾博,徐富强,刘裕,等. 考虑可再生能源与需求响应协同增效的能量枢纽多目标区间优化规划方法[J]. 中国电机工程学报,2021,41(21):7212-7225.
- [6] 孙强,高松,谢典,等. 协调可靠性与经济性的园区综合能源系统优化规划[J]. 电力系统及其自动化学报,2020,32(4):76-82.
- [7] 边晓燕,史越奇,裴传逊,等. 计及经济性和可靠性因素的区域综合能源系统双层协同优化配置[J]. 电工技术学报,2021,36(21):4529-4543.
- [8] 李军徽,付英男,李翠萍,等. 提升风电消纳的储热电混合储能系统经济优化配置[J]. 电网技术,2020,44(12):4547-4557.
- [9] 代琼丹,杨莉,林振智,等. 考虑功能区差异性和虚拟储能的综合能源系统多元储能规划[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):182-190.
- [10] 崔全胜,白晓民,董伟杰,等. 用户侧综合能源系统规划运行联合优化[J]. 中国电机工程学报,2019,39(17):4967-4981.
- [11] 白牧可,唐巍,吴聪,等. 基于热网-电网综合潮流的用户侧微型能源站及接入网络优化规划[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):84-93.
- [12] 王珺,顾伟,陆帅,等. 结合热网模型的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):17-24.
- [13] 刁涵彬,李培强,吕小秀,等. 考虑多元储能差异性的区域综合能源系统储能协同优化配置[J]. 电工技术学报,2021,36(1):151-165.

- [14] MITRIDATI L, TAYLOR J A. Power systems flexibility from district heating networks[C]//Power Systems Computation Conference, 2018:1-7.
- [15] 韩赫,张沛超,杜炜,等.量调节方式下区域热电系统的联合最优潮流[J].电力系统自动化,2021,45(2):30-36.
- [16] HUANG S J, TANG W C, WU Q W, et al. Network constrained economic dispatch of integrated heat and electricity systems through mixed integer conic programming[J]. Energy, 2019, 179: 464-474.
- [17] LIU X Z, WU J Z, JENKINS N, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Applied Energy, 2016,162:1238-1250.
- [18] MCCORMICK Garth P. Computability of global solutions to factorable nonconvex programs: Part I—Convex underestimating problems[J]. Mathematical Programming, 1976,10(1):147-175.
- [19] CAO Y, WEI W, WANG J H, et al. Capacity planning of energy hub in multi-carrier energy networks: A data-driven robust stochastic programming approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020,11(1):3-14.
- [20] 赵剑波,王蕾.“十四五”构建以新能源为主体的新型电力系统[J].中国能源,2021,43(5):17-21.
- [21] 葛晓琳,王云鹏,朱肖和,等.计及差异化能量惯性的电-热-气综合能源系统日前优化调度[J].电网技术,2021,45(12):4630-4642.

#### 作者简介:

邓靖微(1996),女,硕士,助理工程师,从事电力系统规划工作;

曹敏琦(1995),女,硕士,助理工程师,从事电力系统规划工作;

晁化伟(1995),男,硕士,工程师,从事新能源并网工作;  
陈大为(1993),男,博士研究生,研究方向为电力能源系统规划与运行;

胡涛(2000),男,硕士研究生,研究方向为电力系统规划。

(收稿日期:2023-06-06)

(上接第 14 页)

- [9] 杨媛平,杨扬,全相军,等.“光伏扶贫”场景下配电网台区电压质量综合治理方案研究[J].浙江电力,2022,41(9):40-49.
- [10] 江秀臣,许永鹏,李曜丞,等.新型电力系统背景下的输变电数字化转型[J].高电压技术,2022,48(1):1-10.
- [11] 中电联:2023 年度全国电力供需形势分析预测报告[EB/OL].(2023-1-19)[2023-06-30].[http://www.indaa.com.cn/zz/nypl/=nyp\\_l202302/202302/P020230216513268767807.pdf](http://www.indaa.com.cn/zz/nypl/=nyp_l202302/202302/P020230216513268767807.pdf).
- [12] CHOENG Chivon, KRY Meng Leang, LEE Young-II. Robust Tracking Control of a Three-Phase Bidirectional Charger for Electric Vehicle[J/OL]. Journal of Advanced Transportation,2022, Carpus ID:251996578[2023-06-30].<https://semanticscholar.org/parer/Robust-Tralking-Control-of-a-Three-Phase-Charger-Choeng-Kry/02594013452c46c2e72853fac44ce1197c9cbfb3>.
- [13] 张慧,李健,吴青青,等.虚拟电厂通信网络体系架构及通信方式适配方法[J].电力信息与通信技术,2022,20(12):47-54.
- [14] 张逸,吴逸帆,陈晶腾.新型电力系统背景下电压暂降风险评估技术挑战与展望[J].电力建设,2023,44(2):15-24.
- [15] 马睿,程硕.新型电力系统面临的挑战以及有关机制探讨[J].工程建设与设计,2022(23):242-244.
- [16] 周劼英,张晓,邵立嵩,等.新型电力系统网络安全防护挑战与展望[J].电力系统自动化,2023,47(8):15-24.
- [17] 国家能源局.新型电力系统发展蓝皮书[M].北京:中国电力出版社,2023.
- [18] 林原,顾涛,仇向东,等.分布式光伏对户用配电网电能质量影响研究[J].电子器件,2023,46(2):561-566.
- [19] 王黄磊,江涛,吴玉玲,等.计及新能源并网发电的配电网电能质量分析[J].电气自动化,2021,43(4):20-23.
- [20] 郭小江,郑超,尚慧玉,等.西藏中部同步电网安全稳定研究[J].电网技术,2010,34(6):87-92.
- [21] 李相俊,马会荫,姜倩.新能源侧储能配置技术研究综述[J].中国电力,2022,55(1):13-25.

#### 作者简介:

范荣全(1966),男,硕士,正高级工程师,研究方向为柔性输电、智能电网、设备在线监测、电网防灾减灾、新型电力系统等方面的科学理论和工程应用;

杨云(1975),男,硕士,高级工程师,研究方向为新型电力系统、智慧配电网等方面的规划与应用;

许珂(1991),女,硕士,工程师,研究方向为新型电力系统发展模式 and 数字化转型。

(收稿日期:2023-07-12)