

8-20-2020

Optimal coordinated planning of an integrated energy system considering characteristics of energy networks

Lijun ZHANG

Economic and Technology Research Institute, State Grid Zhejiang Electric Power Co , Ltd , Hangzhou 310000 , China

Yizheng WANG

College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027 , China

Fei CHEN

Economic and Technology Research Institute, State Grid Zhejiang Electric Power Co , Ltd , Hangzhou 310000 , China

You XUE

College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027 , China ; Hangzhou PowerSupply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co , Ltd , Hangzhou 310000 , China

Yikai SUN

Economic and Technology Research Institute, State Grid Zhejiang Electric Power Co , Ltd , Hangzhou 310000 , China

Follow this and additional works at: <https://jepst.researchcommons.org/journal>

See next page for additional authors

Recommended Citation

ZHANG, Lijun; WANG, Yizheng; CHEN, Fei; XUE, You; SUN, Yikai; and WEN, Fushuan (2020) "Optimal coordinated planning of an integrated energy system considering characteristics of energy networks," *Journal of Electric Power Science and Technology*. Vol. 35: Iss. 1, Article 1.

DOI: 10.19781/j.issn.16739140.2020.01.001

Available at: <https://jepst.researchcommons.org/journal/vol35/iss1/1>

This Article is brought to you for free and open access by Journal of Electric Power Science and Technology. It has been accepted for inclusion in Journal of Electric Power Science and Technology by an authorized editor of Journal of Electric Power Science and Technology.

Optimal coordinated planning of an integrated energy system considering characteristics of energy networks

Authors

Lijun ZHANG, Yizheng WANG, Fei CHEN, You XUE, Yikai SUN, and Fushuan WEN

计及能源网络特性的综合能源系统 最优协调规划

张利军¹, 王一铮², 陈 飞¹, 薛 友^{2,3}, 孙轶恺¹, 文福拴²

(1. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江 杭州 310000; 2. 浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310027;
3. 国网浙江省电力有限公司杭州供电公司, 浙江 杭州 310000)

摘 要:对综合能源系统进行协调规划, 可以提升整个系统运行的安全性与经济性, 实现多种能流互补共济, 并改善总的能源利用效率。在此背景下, 对含天然气与热力管网的 IES 的规划问题进行研究。首先, 在计及气网管存效应、热网延时效应与热网热量损失的情况下, 构建含多个能源中心(energy hub, EH)的 IES 模型; 然后, 提出以规划期内投资和运行总成本最小为目标的 IES 协调优化规划的混合整数非线性优化模型, 以确定 EH 设备和能源网络的优化配置方案; 接着, 采用增量法将所构建的最优协调规划模型转化为混合整数线性优化问题, 并采用商业求解器 Yalmip/Gurobi 求解; 最后, 以包含 6 个 EH 的 IES 为例对所提协调规划方法进行验证。算例结果表明, 在 IES 规划中考虑天然气与热力管网特性是必要的, 所提方法是可行的。

关 键 词:综合能源系统; 协同规划; 天然气管网; 热力管网; 能源中心

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2020.01.001 中图分类号: TM93 文章编号: 1673-9140(2020)01-0003-11

Optimal coordinated planning of an integrated energy system considering characteristics of energy networks

ZHANG Lijun¹, WANG Yizheng², CHEN Fei¹, XUE You^{2,3}, SUN Yikai¹, WEN Fushuan²

(1. Economic and Technology Research Institute, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310000, China;
2. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China; 3. Hangzhou Power Supply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310000, China)

Abstract: Coordinated planning for an integrated energy system (IES) could promote its operational security and economics, implement complementation among various kinds of energy systems, and improve the overall energy utilization efficiency. Given this background, the optimal planning problem of an IES with natural gas and heating networks is addressed. First, the mathematical model of an IES based on multiple energy hubs (EHs) is established, with the line pack of the concerned natural gas network, the heat loss and time-delay of the concerned heating network considered. Then, the optimal coordinated planning problem of an IES is addressed and a mixed integer nonlinear programming model attained, with an objective of minimizing its overall cost including investment and operation ones, so as to

收稿日期: 2019-12-10; 修回日期: 2019-12-20

基金项目: 国家自然科学基金(U1910216); 国网浙江省电力有限公司科技项目(5211JY180011)

通信作者: 文福拴(1965-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统故障诊断与系统恢复、电力经济与电力市场、智能电网与电动汽车等研究; E-mail: fushuan.wen@gmail.com

achieve the optimal placements of EH devices and energy networks. The optimal coordinated planning model is next transformed into a mixed integer linear programming problem by applying the incremental method, and then solved by the commercial solver Yalmip/Gurobi. Finally, an IES with six EHs is employed to demonstrate the proposed coordinated planning method. It is shown by simulation results that it is necessary to consider the characteristics of natural gas and heating networks in the IES planning, and the presented method is feasible.

Key words: integrated energy system (IES), coordinated planning, natural gas network, heating network, energy hub

随着化石能源的逐步枯竭,能源可持续发展的压力不断加大,促使很多国家打破不同类型的能源系统单独规划、独立运行的既有模式,开展多种能源综合利用的研究和实现^[1-4]。多种能源系统在规划、设计、建设和运行阶段协调配合,能够推动多种能流互补共济,促进可再生能源消纳,提升能源整体利用效率,增强整个能源系统的运行灵活性。

能源中心(energy hub, EH)^[5]概念将综合能源系统(integrated energy system, IES)中的能量转换设备和储能设备抽象为一个输入-输出双端口网络模型,其中多种能流分别从2个端口输入与输出,这样就比较简单的方式描述了IES中复杂的多种能流耦合关系。在此基础上,IES规划问题可分为EH规划与能源网络规划2个部分。目前,针对EH规划问题已有较多的研究报道,文献[6-7]以经济性、可靠性以及环保性等为优化目标,构建了EH最优规划的双层优化模型;文献[8]研究了以年为时间尺度的多阶段电-气耦合系统的协同规划问题;文献[9]考虑了电能缺额与弃风惩罚成本,发展了计及风电出力不确定性的电-气-热耦合系统规划方法。现有EH规划方面的文献着重研究了EH的能量转换设备和储能设备的选址定容,没有考虑相关的能源网络的特性。

能源网络将一个区域内的EH连接起来,并将其作为不同能流的耦合节点,这样在IES优化规划中就有必要考虑能源网络的容量配置,以及能源网络的特性对EH的影响。文献[10]基于天然气体力学,总结归纳了具有不同精度的多种天然气管道经典数学模型;文献[11-14]在考虑了管存、可移动负荷的情形下,研究了电-气耦合IES的最优运行策略;文献[15]构建了考虑管网温度损耗与延时效应的区域供热系统模型,研究了电热耦合IES的多区域协调运行策略;文献[16]分析了能源网络的动态特性,研究了电气热综合能源系统的优化调度。

目前,对能源网络特性的研究主要集中在气网管存、热网损耗和热网延时等方面。

单个EH一般能够满足范围较小的城镇、园区等多种场景的用能需求;对于范围较大的区域,可以采用含多个EH的IES,在这种情况下需要对EH进行协调规划以优化整个区域的能源利用模式。含多个EH的IES规划问题,已有一些研究报道,文献[17]构建了电-气耦合IES的统一规划模型,对燃气电厂、输电线路、天然气供给站和天然气管道的选址定容进行优化,并利用Benders解耦算法求解所构造的非线性非凸优化规划模型;文献[18]针对含天然气管网的IES规划问题,构建了两层优化模型,包括下层若干EH的结构优化和上层能源网络的拓展规划;文献[19]针对计及天然气管网特性的多阶段IES规划问题,构建了基于多场景分析的规划方法;文献[20]研究了包括三联供机组的IES规划方法,考虑了热能-流量约束和热量损耗约束。在现有文献所提出的IES规划方法中,对天然气与热力管网特性缺乏考虑。

该文针对计及天然气与热力管网特性的IES规划方法开展研究。首先,对含多个EH和能源网络的IES进行建模;然后,以规划期内投资和运行总成本最小为目标,提出计及能源网络特性的IES协调优化规划的混合整数非线性优化模型,并采用增量法将之转化为混合整数线性规划问题且采用商业求解器Yalmip/Gurobi求解;最后,通过算例对所提出的IES最优协调规划方法进行验证。

1 计及能源网络特性的IES建模

IES分为EH与能源网络2个部分,EH中包含能量转换设备和储能设备,而能源网络则包括电力网络、天然气管网与热力管网等,如图1所示。

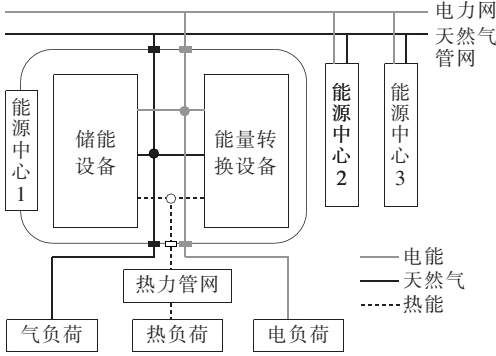


图 1 含多个 EH 的 IES 典型结构

Figure 1 Typical configuration of an IES with multiple EHs

1.1 能源中心 (EH) 模型

1.1.1 能量转换设备

EH 内部的能量转换设备作为能源转换器,通过其内部的电、气、热多种能流互补共济,可以满足多种负荷的用能需求。典型的能量转换设备包括电热锅炉、燃气锅炉、燃气轮机和热电联产(combined heating and power, CHP)机组等。该文不考虑 EH 中能量转换设备的串联应用。

能量转换设备的运行可以统一描述为

$$\mathbf{P}_{(3 \times 1)}^{\sigma_0} = \boldsymbol{\eta}_{(3 \times 3)} \mathbf{P}_{(3 \times 1)}^{\sigma_1} \quad (1)$$

式中 $\mathbf{P}_{(3 \times 1)}^{\sigma_1} = \{P_{(3 \times 1)}^{\kappa, \sigma_1}\}$ 和 $\mathbf{P}_{(3 \times 1)}^{\sigma_0} = \{P_{(3 \times 1)}^{\kappa, \sigma_0}\}$ 分别表示第 x 类能量转换设备的输入和输出功率向量,其中上标 $\kappa \in \{e, g, h\}$ 分别表示电能、天然气能和热能的能量形式; $\boldsymbol{\eta}_{(3 \times 3)}$ 为能源转换效率矩阵。

1.1.2 储能设备

储能设备启停时间短,功率爬坡速度快,能够在短时间内响应供用能侧的功率变化。该文考虑的储能设备包括储电、储气和储热设备。储能设备的运行约束可统一描述为

$$E_t^\kappa = E_{t-1}^\kappa + (P_t^{\kappa, \text{si}} \eta^{\kappa, \text{si}} - P_t^{\kappa, \text{so}} / \eta^{\kappa, \text{so}}) \Delta t \quad (2)$$

$$E_{\min}^\kappa \leq E_t^\kappa \leq E_{\max}^\kappa \quad (3)$$

式中 下标 t 表示时刻;上标 κ 表示能流形式; E_t^κ 为第 κ 类能量的储能设备在时刻 t 的储能量; $P_t^{\kappa, \text{si}}$ 和 $P_t^{\kappa, \text{so}}$ 分别为第 κ 类能量的储能设备在时刻 t 的充能和放能速率; $\eta^{\kappa, \text{si}}$ 和 $\eta^{\kappa, \text{so}}$ 分别为第 κ 类能量的储能设备的充能和放能效率; Δt 为单位时间段的时长; E_{\max}^κ 和 E_{\min}^κ 分别为第 κ 类能量储能设备的储能上限和下限。

1.1.3 能源中心功率平衡

在每个 EH 中,需要保持电能、天然气和热能的功率平衡,可统一描述为式(4)所示约束:

$$P_{k,t}^{\kappa, \text{ch}} + P_{k,t}^{\kappa, \text{so}} + \sum_{x \in N_k^D} P_{k,t}^{\kappa, \text{xo}} = P_{k,t}^{\kappa, \text{load}} + P_{k,t}^{\kappa, \text{si}} + \sum_{x \in N_k^D} P_{k,t}^{\kappa, \text{xi}} \quad (4)$$

式中 下标 k 表示 EH 所在节点编号; N_k^D 表示第 k 个 EH 中所有设备的集合; $P_{k,t}^{\kappa, \text{ch}}$ 表示在时刻 t 输入第 k 个 EH 的第 κ 类能量的功率; $P_{k,t}^{\kappa, \text{load}}$ 为第 k 个 EH 在时刻 t 承载的第 κ 类能量的负荷功率。

1.2 能源网络模型

与 EH 之间的能源网络相比, EH 与负荷之间的电力网络与天然气管网规模较小,因此,该文只考虑 EH 之间的电力网络与天然气管网,以及 EH 与负荷之间的热力管网。

1.2.1 电力网络

采用直流潮流模型描述电力网络:

$$P_{ij,t}^e = (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) / X_L \quad (5)$$

式中 $P_{ij,t}^e$ 为支路 ij 在时刻 t 传输的有功功率; X_L 、 $\theta_{i,t}$ 和 $\theta_{j,t}$ 分别为 ij 的电抗值和首末端在时刻 t 的电压相角。

节点有功功率平衡约束可描述为

$$\sum_{j \in N_k^{\text{LE}}} P_{jk,t}^e + P_{k,t}^{e, \text{net}} = P_{k,t}^{e, \text{eh}} \quad (6)$$

式中 N_k^{LE} 为与节点 k 相连的节点集合; $P_{k,t}^{e, \text{net}}$ 为在时刻 t 输入第 k 个 EH 的电功率。

1.2.2 天然气管网

天然气系统通常由气源、管道、压缩机和气负荷等组成。

1) 天然气管道约束。

天然气具有压缩性,且传输速度远不及电力,因此天然气管道的输入与输出流量不必时刻相等,管道能够存储一定量的天然气并发挥缓冲作用。根据气体状态方程与波义耳定律,管道存储(管存)体积满足式(7)所示约束;根据质量守恒定律,管存还需满足式(8)所示约束。

$$V_{ij,t} = I_{ij}^{\text{g,pack}} \frac{p_{i,t} + p_{j,t}}{2} \quad (7)$$

$$V_{ij,t} = V_{ij,t-1} + (Q_{ij,t}^{\text{in}} - Q_{ij,t}^{\text{out}}) \Delta t \quad (8)$$

其中

$$I_{ij}^{g,pack} = \frac{\pi L_{ij}^g D_{ij}^{g2}}{4} \frac{M_{gas}}{1000 R^{gas} T^g \psi \rho^g} \quad (9)$$

式中 $V_{ij,t}$ 为天然气管道 ij 在时刻 t 的管存量; $p_{i,t}$ 和 $p_{j,t}$ 分别为 ij 首末端在时刻 t 的气压; $I_{ij}^{g,pack}$ 为 ij 的管存系数; $Q_{ij,t}^{out}$ 和 $Q_{ij,t}^{in}$ 分别为 ij 出入口在时刻 t 的流量; D_{ij}^g 和 L_{ij}^g 分别为 ij 内径和长度; R^{gas} 为通用气体常数; M_{gas} 为天然气分子量; T^g 、 ψ 和 ρ^g 分别为天然气温度、压缩因子和相对空气的密度。

天然气管道传输的气流量与首末端气压有关。在实际运行中,输气管道大多以高雷诺系数的流速运行即处于湍流状态,满足管道气流方程约束^[10],如式(10)、(11)所示;式(12)表示节点气压的上下限约束。该小节所描述参数均需折算到标准状况下。

$$S^{sign}(Q_{ij,t}) Q_{ij,t}^2 = I_{ij}^{g,pipe} (p_{i,t}^2 - p_{j,t}^2) \quad (10)$$

$$Q_{ij,t} = (Q_{ij,t}^{in} + Q_{ij,t}^{out})/2 \quad (11)$$

$$p_{i,min} \leq p_{i,t} \leq p_{i,max} \quad (12)$$

其中

$$I_{ij}^{g,pipe} = 1.287 \times 10^{-3} \times \frac{D_{ij}^{g5}}{L_{ij}^g T^g \psi \rho^g} \times \left[2 \lg \left(\frac{3.7 D_{ij}^g}{\epsilon_{ij}} \right) \right]^2 \quad (13)$$

式中 $S^{sign}(Q_{ij,t})$ 为符号函数; $Q_{ij,t}$ 为天然气管道 ij 在时刻 t 的平均气流量; $I_{ij}^{g,pipe}$ 为 ij 的流量系数; ϵ_{ij} 为 ij 的绝对粗糙度; $p_{i,max}$ 和 $p_{i,min}$ 分别为节点 i 的气压上下限。

2) 加压站约束。

由于天然气管道内部存在摩擦力,气压会逐步衰减,因此天然气系统中一般安装加压站,用于提升天然气管道内的气压。加压站模型可以简单描述为

$$p_{i,t} \leq \xi_{com} p_{j,t} \quad (14)$$

式中 ξ_{com} 为加压站的压缩系数上限。

3) 气网节点功率平衡约束。

天然气网络节点能量平衡约束可描述为

$$\sum_{j \in N_k^{LG}} P_{jk,t}^{g,out} + P_{k,t}^{g,net} = P_{k,t}^{g,eh} \quad (15)$$

$$P_{jk,t}^{g,out} = Q_{jk,t}^{out} \zeta^g \quad (16)$$

$$P_{jk,t}^{g,in} = Q_{jk,t}^{in} \zeta^g \quad (17)$$

式中 N_k^{LG} 为天然气管网中与节点 k 相连的节点集合; $P_{jk,t}^{g,out}$ 和 $P_{jk,t}^{g,in}$ 分别为管道 jk 出入口在时刻 t 的气功率; $P_{k,t}^{g,net}$ 为外部气源在时刻 t 输入第 k 个 EH

的气功率; $P_{k,t}^{g,eh}$ 为在时刻 t 输入第 k 个 EH 的总气功率; ζ^g 为天然气热值。

1.2.3 热力管网

热力系统通常由热源及其换热站、热负荷及其换热站,以及热力管网等组成。环式热力管网的典型结构如图2所示。为描述简洁起见,该节中略去下标 k 。

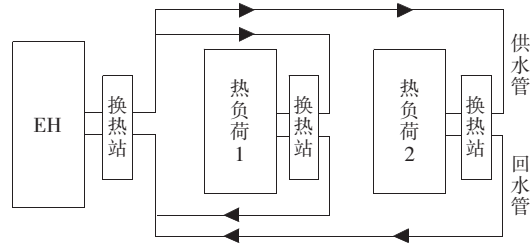


图2 热力管网典型结构

Figure 2 Typical structure of a heating network

1) 换热站约束。

热能由热力管网的工质进行传递,并在换热站进行热量交换,传递与交换的热功率大小与各节点工质温度有关。式(18)、(19)分别表示换热站热交换约束;式(20)~(23)表示供水管和回水管的出入口温度约束。

$$P_t^{hex} = \sum_{f \in N^h} c^w m_{f,t}^{hex} (T_{f,t}^{si} - T_{f,t}^{do}) \quad (18)$$

$$P_{f,t}^{hex} = c^w m_{f,t}^{hex} (T_{f,t}^{so} - T_{f,t}^{di}) \quad (19)$$

$$T_{min}^{so} \leq T_{f,t}^{so} \leq T_{max}^{so} \quad (20)$$

$$T_{min}^{si} \leq T_{f,t}^{si} \leq T_{max}^{si} \quad (21)$$

$$T_{min}^{do} \leq T_{f,t}^{do} \leq T_{max}^{do} \quad (22)$$

$$T_{min}^{di} \leq T_{f,t}^{di} \leq T_{max}^{di} \quad (23)$$

式中 N^h 表示由 EH 供热的热负荷集合; $T_{f,t}^{so}$ 和 $T_{f,t}^{do}$ 分别为第 f 个热负荷的供水管与回水管在时刻 t 的出口温度; $T_{f,t}^{si}$ 和 $T_{f,t}^{di}$ 分别为第 f 个热负荷的供水管与回水管在时刻 t 的入口温度; P_t^{hex} 和 $P_{f,t}^{hex}$ 分别为 EH 及其供热的第 f 个热负荷在时刻 t 的换热站功率; c^w 为水的比热容; $m_{f,t}^{hex}$ 为在第 t 个时段流过第 f 个热负荷换热站的工质质量。

2) 延时效应约束。

热力管网的工质在管网中流动需要足够时间且存在一定损耗。已有研究表明,热力传播速度近似等于载体流动速度,故热力管网延时特性可以用加权平均方法描述。图3为热力管道纵截面,深灰色部分为时段 t 流出管道的工质, $m_{b,t}^{in} dt$ 和 $m_{b,t}^{out} dt$ 分别为

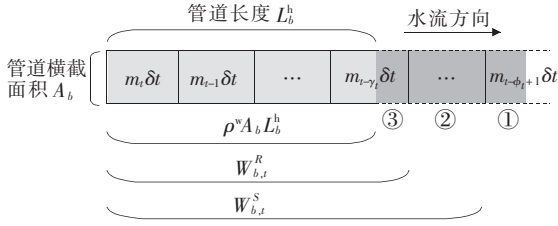


图 3 热力管网延时效应示意图

Figure 3 Schematic diagram of the time-delay effect in a heating network

δt 时间内流入和流出管道 b 的工质质量。

如式(24)所示,流出的工质温度可由 3 个部分温度的加权平均数表示。

$$(m_{b,t}^{\text{out}} \delta t) T_{b,t}^{\text{out}'} = (\rho^w A_b L_b^h + m_{b,t}^{\text{out}} \delta t - W_{b,t}^S) T_{b,t-\Phi_{b,t}}^{\text{in}} + \sum_{v=t-\Phi_{b,t}+1}^{t-\gamma_{b,t}-1} (m_{b,v}^{\text{in}} \delta t) T_{b,v}^{\text{in}'} + (W_{b,t}^R - \rho^w A_b L_b^h) T_{b,t-\gamma_{b,t}}^{\text{in}} \quad (24)$$

其中

$$\gamma_{b,t} = \min(n : s. t. \sum_{v=t-n}^t m_{b,v}^{\text{in}} \delta t \geq \rho^w A_b L_b^h) \quad (25)$$

$$\Phi_{b,t} = \min(n : s. t. \sum_{v=t-n}^t m_{b,v}^{\text{in}} \delta t \geq \rho^w A_b L_b^h + m_{b,t}^{\text{out}} \delta t) \quad (26)$$

$$W_{b,t}^R = \sum_{v=t-\gamma_{b,t}}^t m_{b,v}^{\text{in}} \delta t \quad (27)$$

$$W_{b,t}^S = \begin{cases} \sum_{v=t-\Phi_{b,t}+1}^t m_{b,v}^{\text{in}} \delta t & \Phi_{b,t} \geq \gamma_{b,t} + 1 \\ W_{b,t}^R & \Phi_{b,t} < \gamma_{b,t} + 1 \end{cases} \quad (28)$$

式中 $\gamma_{b,t}$ 和 $\Phi_{b,t}$ 分别为与延时特性相关的中间变量; $T_{b,t}^{\text{out}'}$ 和 $T_{b,t}^{\text{in}'}$ 分别为管道 b 在时刻 t 的出口和入口工质温度; ρ^w 为工质的密度; $W_{b,t}^R$ 和 $W_{b,t}^S$ 分别为从 $t-\gamma_{b,t}$ 时刻和 $t-\Phi_{b,t}+1$ 时刻到 t 时刻注入管道 b 的工质质量; N 为正整数集合。

3) 热量损耗约束。

由于工质在传输过程中不可避免地要与管道进行热交换而产生热量损耗,故管道出口温度可以根据苏霍夫降温公式进行修正:

$$T_{b,t}^{\text{out}} = T_{b,t}^{\text{am}} + J_{b,t} (T_{b,t}^{\text{out}'} - T_{b,t}^{\text{am}}) \quad (29)$$

其中

$$J_{b,t} = \exp \left[- \frac{\lambda_b \delta t}{A_b \rho^w c^w} \left(\gamma_{b,t} + \frac{1}{2} + \frac{W_{b,t}^S - W_{b,t}^R}{m_{b,t-\lambda_b}^{\text{in}} \delta t} \right) \right] \quad (30)$$

式中 $T_{b,t}^{\text{am}}$ 和 $T_{b,t}^{\text{out}}$ 分别为环境温度和管道 b 在时刻 t 的修正出口温度; $J_{b,t}$ 和 λ_b 分别为管道 b 在时刻 t 的温度保持系数和管道导热系数。

4) 热网节点功率平衡约束。

可把热力系统中的换热站视为网络节点。假设第 f 个热负荷由第 k 个 EH 供热,这样可用式(31)、(32)分别描述 EH 和热负荷的热功率平衡约束。

$$P_{k,t}^{\text{hex}} = P_{k,t}^{\text{h,eh}} \quad (31)$$

$$P_{f,t}^{\text{hex}} = P_{f,t}^{\text{h,load}} \quad (32)$$

式中 $P_{k,t}^{\text{hex}}$ 和 $P_{f,t}^{\text{hex}}$ 分别为线路 kf 的供端和受端换热站在时刻 t 的功率; $P_{k,t}^{\text{h,eh}}$ 为第 k 个 EH 在时刻 t 的热功率; $P_{f,t}^{\text{h,load}}$ 为第 f 个热负荷在时刻 t 的热功率。

2 综合能源系统最优协调规划

2.1 目标函数

以 IES 规划期内投资和运行总成本最小为优化目标,决策变量为能量转换设备、储能设备、电力线路、天然气管道和热力管道的投运状态。每个 EH 中可投运多台多类型的设备,在能源网络的 2 个节点间可投运多条并行线路。这里用天然气管道传输功率上限描述天然气系统容量,用换热站功率上限描述热力系统容量。所构造的目标函数为

$$\min C_{\text{total}} = C^{\text{inv}} + \sum_{\tau=1}^{H_{\text{or}}} \frac{C_{\tau}^{\text{ope}}}{(1+r)^{\tau-1}} \quad (33)$$

其中

$$C_{\tau}^{\text{ope}} = D \sum_{t=1}^T \sum_{k \in N_{\text{eh}}} (P_{k,t}^{\text{e,net}} c_t^{\text{e,net}} + P_{k,t}^{\text{g,net}} c_t^{\text{g,net}}) \Delta t \quad (34)$$

$$C^{\text{inv}} = \sum_{x \in N_{\text{D}}} \sum_{k \in N_{\text{eh}}} \sum_{n \in N_k^x} (1 - R_n) (c_n S_n \beta_n) + \sum_{\kappa \in \{\text{e,g,h}\}} \sum_{ij \in N_{\text{br}}^{\kappa}} \sum_{ij \in N_{ij}^{\kappa}} (1 - R_l) (c_l S_l \beta_l) \quad (35)$$

式中 C^{inv} 、 C_{τ}^{ope} 和 C_{total} 分别表示计及设备残值的投资成本、第 τ 年的外部能源购买成本和系统投资与运行总成本; r 为贴现率; H_{or} 为规划年限; D 为一年的天数; N_{D} 为 EH 中候选设备种类的集合; N_{eh} 和 N_{br} 分别为 IES 拓扑结构中的节点集合与支路集合; N_k^x 为第 k 个 EH 中第 x 种候选设备的集合; N_{ij}^{κ} 为支路 ij 中第 κ 种能量候选支路的集合; T 为一个典型日的时间分段数(后面的算例系统中以

小时为时段); $c_t^{e,\text{net}}$ 和 $c_t^{g,\text{net}}$ 分别为时段 t 的电能和天然气购买成本; 假定投运都发生在年初, R_n 、 c_n 、 β_n 和 S_n 分别为第 n 个设备的规划期末残值率、单位容量投资成本、投运状态和单台容量; R_l 、 c_l 、 β_l 和 S_l 分别为第 l 条支路的规划期末残值率、单位容量投资成本、投运状态和单条容量。

假设 EH 设备和能源网络中支路的折旧程度与投运时间呈线性关系, 这样, 以 EH 设备为例, 其残值率可统一描述为

$$R_n = 1 - H_{\text{or}} \times (1 - R_{n,0}) / T_n \quad (36)$$

式中 T_n 和 $R_{n,0}$ 分别为第 n 个设备的预期运行年数和退役残值率。

2.2 约束条件

2.2.1 IES 建设约束

IES 的投资成本包括能量转换设备、储能设备以及电力网络、天然气管网和热力管网的建设成本。投资成本通常存在上限约束, 可描述为:

$$\sum_{x \in N_D} \sum_{k \in N_{\text{eh}}} \sum_{n \in N_k^x} c_n S_n \beta_n + \sum_{\kappa \in \{e, g, h\}} \sum_{ij \in N_{\text{br}}} \sum_{l \in N_{ij}^{\kappa}} c_l S_l \beta_l \leq C_{\text{max}}^{\text{inv}} \quad (37)$$

式中 $C_{\text{max}}^{\text{inv}}$ 为 IES 投资成本上限。

对于 EH 设备和能源网络, 设备安装台数和支路数需分别满足式(38)、(39)所描述的约束:

$$\sum_{n \in N_k^x} \beta_n \leq \sigma_{k, \text{max}}^x \quad (38)$$

$$\sum_{l \in N_{ij}^{\kappa}} \beta_l \leq \sigma_{ij, \text{max}}^{\kappa} \quad (39)$$

式中 $\sigma_{k, \text{max}}^x$ 为第 k 个 EH 中第 x 类设备的最大投运数目; $\sigma_{ij, \text{max}}^{\kappa}$ 为支路 ij 中第 κ 种能量支路的建设数目上限。

2.2.2 IES 运行约束

EH 中的设备输入功率和爬(滑)坡速度约束条件可统一描述为

$$0 \leq P_{k,t}^{xi} \leq \sum_{n \in N_k^x} \beta^n P_{\text{max}}^{u,n} \quad (40)$$

$$- \sum_{n \in N_k^x} \beta^n P_{\text{max}}^{r,n} \leq P_{k,t+1}^{xi} - P_{k,t}^{xi} \leq \sum_{n \in N_k^x} \beta^n P_{\text{max}}^{r,n} \quad (41)$$

式中 $P_{\text{max}}^{u,n}$ 和 $P_{\text{max}}^{r,n}$ 分别为第 n 个设备的输入功率上限和功率爬(滑)坡速度上限。

在能源网络中, 2 个节点之间可以建设多条支路。电力、天然气和热力支路的功率约束分别为

$$- \sum_{l \in N_{ij}^e} \beta_l F_l^e \leq P_{ij,t}^e \leq \sum_{l \in N_{ij}^e} \beta_l F_l^e \quad (42)$$

$$- \sum_{l \in N_{ij}^g} \beta_l F_l^g \leq (P_{ij,t}^{g,\text{out}} + P_{ji,t}^{g,\text{out}}) / 2 \leq \sum_{l \in N_{ij}^g} \beta_l F_l^g \quad (43)$$

$$0 \leq P_{f,t}^{\text{hex}} \leq \sum_{l \in N_{kf}^h} \beta_l F_l^h \quad (44)$$

式中 F_l^e 、 F_l^g 和 F_l^h 为第 l 条候选电力、天然气和热力支路的容量。

从外部注入的电功率和气功率需分别满足式(45)、(46)的约束:

$$0 \leq P_{k,t}^{e,\text{net}} \leq P_{\text{max}}^{e,\text{net}} \quad (45)$$

$$0 \leq P_{k,t}^{g,\text{net}} \leq P_{\text{max}}^{g,\text{net}} \quad (46)$$

式中 $P_{\text{max}}^{e,\text{net}}$ 和 $P_{\text{max}}^{g,\text{net}}$ 分别为从外部购买电能和天然气的功率上限。

2.3 求解方法

由于天然气系统中的管道气流方程是非线性非凸的, 这样由式(1)~(46)构成的 IES 最优协调规划模型是混合整数非线性优化问题, 求解比较困难。为此, 对该模型进行线性化处理, 以提高求解效率。

2.3.1 线性化

采用增量法^[21]对天然气系统中的非线性非凸的管道气流方程进行线性化。对非线性函数 $h(y)$ 线性化, 方法概述如下。

首先权衡计算精度与计算量, 将自变量的取值范围分为 v 个区间; 依次计算第 i 个分段点 Y_i 处的函数值, 即表示为式(47)所示形式。其中, μ_i 为连续变量, 表示第 i 个分段上的占比; φ_i 为布尔变量, 用于确保增量法可以表示可行域内的所有函数值。对于天然气管道非线性约束, 依次线性化式(10)中的 3 个平方项, 然后进行线性叠加, 即可完成线性化。

$$h(y) = h(Y_1) + \sum_{i \in v} [h(Y_{i+1}) - h(Y_i)] \mu_i$$

$$y = Y_1 + \sum_{i \in v} (Y_{i+1} - Y_i) \mu_i$$

$$\mu_{i+1} \leq \varphi_i \leq \mu_i, \quad \forall i \in [1, v-1]$$

$$[0 \leq \mu_i \leq 1, \quad \forall i \in [1, v]] \quad (47)$$

2.3.2 优化问题求解

在完成线性化之后,由式(1)~(9)和式(11)~(47)构成的 IES 最优协调规划模型系混合整数线性规划问题,可采用 Matlab 环境下的商业求解器 Yalmip/Gurobi 求解。

3 算例与结果

3.1 算例

针对包含电负荷、天然气负荷和集中供热负荷的某个区域,构建了图 4 所示的含 6 个 EH 的 IES。在该区域中,电力系统与天然气系统的耦合节点多,具备电、气、热负荷,为提高其运行效益,需要对该 IES 进行协调规划。该区域节点 1 到节点 6 分别配置了一个 EH,其中 EH1、EH2 和 EH3 均承载电、气、热 3 类负荷,其他 EH 则只承载电、气 2 类负荷。外部电力系统通过节点 1、2 和 6 向 IES 供电,外部气源通过节点 3、6 向 IES 供气, EH1、EH2 和 EH3 均通过环式网络向各自区域内 2 个热负荷(节点 7 到节点 12)供热。

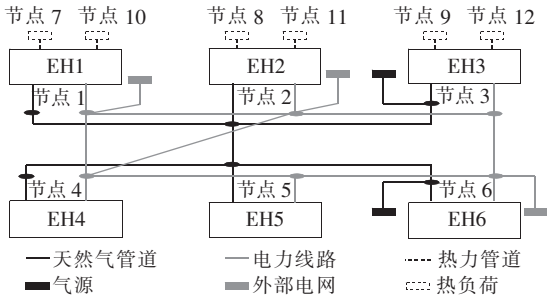


图 4 含 6 个 EH 的 IES

Figure 4 An IES with six EHs

将一年分成夏季、过渡季和冬季 3 个典型场景,对应的电、气、热的负荷轮廓如图 5 所示。给定规划期为 10 年,投资上限为 1.6 亿元,贴现率为 0.1。采用浙江省峰谷电价,规划初年天然气价格给定定为 3.25 元/m³。候选设备参数如表 1 所示。能源网络各类支路的编号如表 2 所示,每个支路分别有 8 条电力线路、6 条天然气管道和 5 条热力管道作为候选,单条线路容量均为 0.5 MW。天然气管道与热力管道参数参考文献[10-11]、[15]进行设置。为分析在 EH 之间建设热力管网的情形,在 EH1 和 EH2 之间设置备选热力管道。

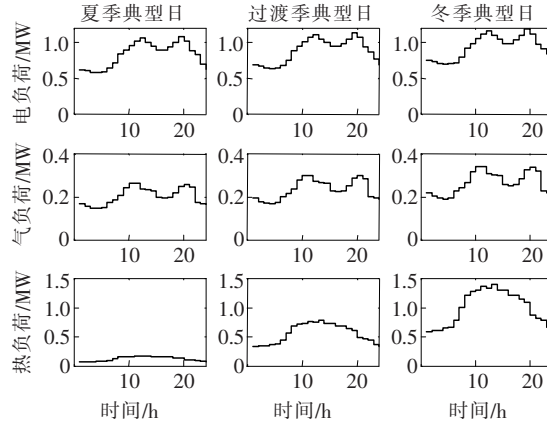


图 5 典型日电、气、热负荷

Figure 5 Electric, natural gas, and heating loads in typical days

表 1 候选设备参数

Table 1 Parameters of candidate devices

设备	单台容量/MW	建设上限/台	单位建设成本/(10 ⁴ ¥/MW)	效率	运行寿命/年
CHP	3.0	2	500	电:0.30 热:0.45	30
电热锅炉	2.0	5	500	0.70	20
燃气轮机	3.0	2	290	0.60	30
燃气锅炉	2.0	5	400	0.60	20
储电设备	0.1	20	120	充:0.95 放:0.95	10
储气设备	0.1	20	50	充:0.85 放:0.85	10
储热设备	0.1	20	30	充:0.80 放:0.80	10

表 2 能源网络支路

Table 2 Branches of energy networks

电力线路编号	首末端节点		天然气线路编号	首末端节点		热力线路编号	首末端节点	
	首端节点	末端节点		首端节点	末端节点		首端节点	末端节点
1	1	2	1	2	1	1	7	
2	1	4	2	3	2	2	8	
3	2	3	3	2	5	3	9	
4	2	4	4	5	4	4	10	
5	3	6	5	6	5	5	11	
6	4	5	—	—	—	6	3	12
7	5	6	—	—	—	7	1	2

3.2 结果分析

基于 IES 的最优协调规划结果,考察能源网络

特性对 IES 规划的影响,并对投资上限、负荷规模以及热负荷占比等影响因素进行敏感性分析。

3.2.1 规划结果与分析

计及能源网络特性的 IES 最优协调规划方案如表 3、4 所示。

EH3 配置了 1 台 CHP 机组,原因在于:EH3 同时承载了电、气、热负荷,需要配置热能生产设备;EH3 与气源相连但不与外部电力系统直接相连,更适宜采用 CHP 机组生产热能。EH4 也配置了 1 台燃气轮机,用于支撑电能供应。EH3 距离气源较近,EH4 距离气源较远,但 EH3 与 EH4 均配置了较多的储气设备,这是由于 CHP 机组和燃气轮机的优化运行需要配置充足的储气设备。

EH4 和 EH5、EH5 和 EH6 之间配置了容量较大的天然气管道,以满足 EH4 燃气轮机的需求,而各节点间的天然气管道均未达到建设上限,天然气管网有较大的建设裕度。虽然在 EH4 投运燃气轮机提高了管网建设成本,但燃气轮机通过响应电价所带来的收益明显高于额外的投资成本。

表 3 能量转换设备与储能设备最优协调规划方案

Table 3 Optimal coordinated planning schemes of energy conversion devices and energy storages

设备	EH1	EH2	EH3	EH4	EH5	EH6
电热锅炉	4	3	3	0	0	0
燃气锅炉	0	0	0	0	0	0
燃气轮机	0	0	0	1	0	0
CHP	0	0	1	0	0	0
储电设备	20	20	20	20	20	20
储气设备	7	14	20	20	20	7
储热设备	20	20	20	0	0	0

表 4 能源网络最优协调规划方案

Table 4 Optimal coordinated planning schemes of energy networks

电力 线路编号	条数	天然气		热力	
		线路编号	条数	线路编号	条数
1	1	1	1	1	3
2	2	2	3	2	3
3	5	3	1	3	3
4	1	4	5	4	4
5	5	5	4	5	4
6	1	—	—	6	4
7	5	—	—	7	0

为满足热负荷需求,主要配置了电热锅炉,辅以少量 CHP 机组,并尽可能投建蓄热设备。这是由于电热锅炉具有较高的能量转化效率,而 CHP 机组则具有较好的整体用能效率,二者的运行成本较低;虽然燃气锅炉的单位容量投资成本较低,但考虑到其长期运行成本,系统未配置燃气锅炉。在此基础上,系统充分利用蓄热设备,这样可增强负荷可控性,并实现错峰用热以获得灵活性收益。

此外,规划方案中 EH1 和 EH2 之间的热力管网容量为 0,即不通过热力管网跨区供热;这是由于跨区输送热能损耗较大,经济性较差。

3.2.2 能源网络特性影响分析

以表 1 中的规划方案为参照情景,另外设置以下 3 种情景:

情景 1:忽略天然气管存效应影响,即假设天然气管网出入口流量时刻保持一致;

情景 2:忽略热力管网延时效应,即假设热力管网出入口温度变化趋势时刻保持一致;

情景 3:忽略热力管网热量损耗,即假设热力管网不发生热量损耗。

针对情景 1,最优协调规划方案中储气设备总容量由 8.8 MW 增加到为 10.4 MW,如图 6 所示。这是由于考虑管存效应时,管道出入口流量不必时刻相等,天然气管道表现出储能设备的特性,可以在一定范围内通过调节气压控制天然气流量,对储能设备起到替代作用,需要的储气设备总容量就较小。相应地,不考虑管存效应时所需储气设备的总容量就较大。

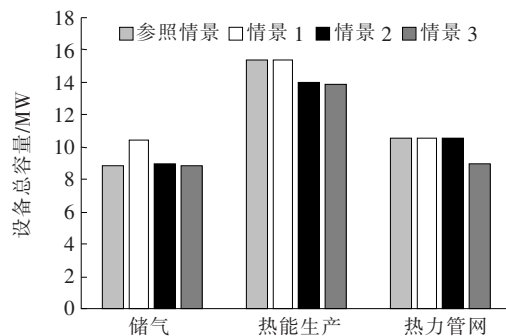


图 6 能源网络特性对 IES 最优协调规划方案的影响

Figure 6 Effects of energy networks on the IES optimal coordinated planning scheme

在情景 2 中,电热锅炉数目减少,热能生产总容量降低,如图 6 所示。这是由于在参照场景中, t 时段流出管道的工质温度实质上等于 $t-1$ 和 $t-2$ 这 2 个时段流入工质温度的加权平均数。与输入端相比,输出端温度相对平滑,在该特性的影响下,系统增大了供水管中流入工质的温度调节幅度。在延时效应的作用下,供热负荷(热负荷与热损耗之和)的峰值增大,需要的电热锅炉的总容量就较大。

在针对情景 3 的规划方案中,用 1 台热功率相对较低的 CHP 机组替换了原有的 2 台电热锅炉,热能生产总容量降低,同时,热力管网的容量也有所降低,如图 6 所示。这是由于不考虑热量损耗时,EH 的供热负荷明显减小,对热能的生产和输送容量需求也相应减小。相应的,考虑热量损耗时需要的热能生产与输送总容量也就较大。

3.2.3 规划方案的敏感性分析

1) 投资成本上限。

以投资成本上限为自变量,分析其对 IES 最优协调规划方案的影响。如图 7、表 5 所示,随着允许

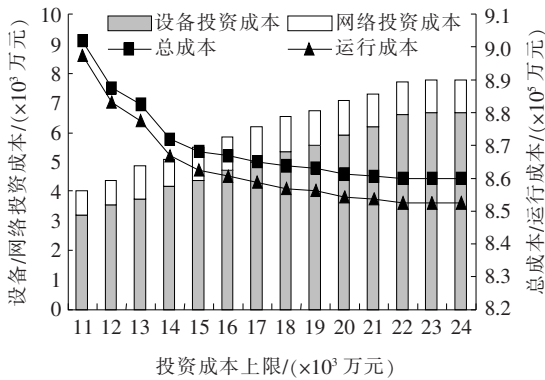


图 7 给定不同投资成本上限时的 IES 投资和运行成本

Figure 7 Investment and operation costs of the IES given different investment cost limits

表 5 给定不同投资成本上限时的 IES 最优协调规划方案

Table 5 Optimal coordinated planning scheme of the IES given different investment cost limits

投资成本上限/($\times 10^8$ 元)	储热设备总数/台	储电设备总数/台	CHP 机组总数/台	电热锅炉总数/台
11	4	112	0	8
14	44	114	1	9
17	60	120	1	12
20	60	120	2	12
23	60	120	3	12

投资上限的提高,IES 最优协调规划方案的总成本减小,EH 及能源网络建设成本增大。最优协调规划方案主要变化趋势如下。

①终端用户的电能替代。电热锅炉逐渐替代天然气锅炉,这虽然增加了建设成本,但电热锅炉比燃气锅炉具有效率优势,节省了更多的从外部购买能源的成本。

②CHP 机组增加。CHP 机组建设成本较高,但用能效率高,可节省能源成本。

③储能设备增加。储能设备可促进有序用能,储电设备可响应电价信号进行适当调节,储热设备协同电热锅炉对电价信号进行响应,可增强电、热负荷的可控性,降低用能成本。

2) 负荷规模。

将负荷规模从减少 30% 逐次调整到增加 30%,分析其对 IES 最优协调规划方案的影响。如表 6 所示,随着电、气、热负荷需求的增长,最优协调规划方案的主要变化趋势如下。

表 6 不同负荷规模下 IES 的最优协调规划方案

Table 6 Optimal coordinated planning schemes of the IES given different load scales

负荷规模变化/%	天然气线路/条	电热锅炉总数/台	CHP 机组总数/台	储气设备总数/台
-30	5	9	2	40
-15	5	10	1	88
0	5	10	1	88
15	4	10	1	88
30	4	11	0	88

①外部电能对燃气轮机的替代。EH4 和 EH5 之间的天然气管道容量需求减小,EH4 处不再配置燃气轮机,同时储气设备也减少了。

②电热锅炉对 CHP 机组的替代。IES 中的 CHP 机组总数减少,电热锅炉增多。这是因为天然气气源每日提供的天然气容量有限,需要优先满足各 EH 的气负荷;在天然气较为充裕时,CHP 机组才显现出高效利用能源的优势。

3) 热负荷占比。

在夏季、过渡季和冬季 3 个情景中,热负荷占电、气、热负荷总和的比值分别是 13.0%、20.6% 和 47.9%,逐次调整热负荷占比并保持电、气、热负荷

总和不变。如表7所示,随着热负荷占比的增加,输电线路总数减少,热力管网总数增多,CHP机组总容量增加。换言之,随着热负荷占比增加,最优协调规划方案除了扩大热力管网容量外,还通过提高CHP的热能生产量来满足热负荷。这同时也提高了CHP机组发电量,降低了对输电线路容量的需求。

表7 不同热负荷占比下 IES 最优协调规划方案

Table 7 Optimal coordinated planning scheme of the IES given different ratios of the heating load over the overall load

热负荷占比 变化/%	CHP 机组 总数/台	热力管道 总数/回	电力线路 总数/条
-13.0	1	21	20
-7.5	1	21	20
0	1	21	20
+7.5	1	21	19
+15.0	2	24	18

4 结语

该文构建了含电力网络、天然气管网和热力管网的 IES 模型,发展了计及能源网络特性影响的 IES 最优协调规划模型,以规划期内的投资和运行总成本最低为优化目标,实现对能源中心和能源网络的最优协调规划。

算例计算结果表明,在 IES 规划中考虑天然气与热力管网特性是必要的,所提方法是可行的。

参考文献:

- [1] Krause T, Andersson G, Frohlich K, et al. Multiple-energy carriers: modeling of production, delivery, and consumption[J]. Proceedings of the IEEE, 2010, 99(1): 15-27.
- [2] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴, 等. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11.
DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, Wen Fushuan, et al. From smart grid to energy internet: basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11.
- [3] 王毅, 张宁, 康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(22): 5669-5681.
WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Review and prospect of optimal planning and operation of energy hub in energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(22): 5669-5681.
- [4] 李宇泽, 齐峰, 朱英伟, 等. 多能互补综合能源电力系统的建设模式初探[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(1): 3-10.
LI Yuze, QI Feng, ZHU Yingwei, et al. A preliminary investigation on the construction mode of a multi-energy complementary integrated energy system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(1): 3-10.
- [5] Favre-Perrod P. A vision of future energy networks [C]// 2005 IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference & Exposition in Africa. Durban, South Africa; IEEE, 2005.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 黄国日, 刘伟佳, 文福拴, 等. 具有电转气装置的电—气混联综合能源系统的协同规划[J]. 电力建设, 2016, 37(9): 1-13.
HUANG Guori, LIU Weijia, WEN Fushuan, et al. Collaborative planning of integrated electricity and natural gas energy systems with power-to-gas stations[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(9): 1-13.
- [9] 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.

- [10] Menon E S. Gas pipeline hydraulics[M]. Boca Raton: Crc Press, 2005.
- [11] Correa-Posada C M, Sanchez-Martin P. Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-term operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3347-3355.
- [12] Zhang Xiaping, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, et al. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2302-2311.
- [13] 邓卿,李志强,文福拴,等. 电—气集成能源系统环境下的电力系统动态输电断面识别[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(1): 28-36.
- DENG Qing, LI Zhiqiang, WEN Fushuan, et al. Identification of dynamic power transmission sections in an integrated electricity-gas energy system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(1): 28-36.
- [14] 徐晨博,薛友,林紫菡,等. 计及可转移负荷的电-气综合能源系统多目标优化[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 13-23.
- XU Chenbo, XUE You, LIN Zihan, et al. Multi-objective optimization of an integrated electricity-gas energy system considering transferable loads[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 13-23.
- [15] WU Chenyu, GU Wei, JIANG Ping, et al. Combined economic dispatch considering the time-delay of a district heating network and multi-regional indoor temperature control [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 118-127.
- [16] 董帅,王成福,徐士杰,等. 计及网络动态特性的电-气-热综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 12-19.
- DONG Shuai, WANG Chengfu, XU Shijie, et al. Day-ahead optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 12-19.
- [17] 张睿,黄国日,文福拴,等. 电力—天然气集成能源系统的统一规划模型与 Benders 解耦方法[J]. 电力建设, 2017, 38(7): 67-76.
- ZHANG Rui, HUANG Guori, WEN Fushuan, et al. Unified planning model of integrated electric power and natural gas energy systems based on benders decomposition[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(7): 67-76.
- [18] 黄武靖,张宁,董瑞彪,等. 多能源网络与能量枢纽联合规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18): 5425-5437.
- HUANG Wujing, ZHANG Ning, DONG Ruibiao, et al. Coordinated planning of multiple energy networks and energy hubs[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5425-5437.
- [19] 权超,董晓峰,姜彤. 基于 CCHP 耦合的电力、天然气区域综合能源系统优化规划[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2456-2466.
- QUAN Chao, DONG Xiaofeng, JIANG Tong. Optimization planning of integrated electricity-gas community energy system[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2456-2466.
- [20] 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.
- WANG Jun, GU Wei, LU Shuai, et al. Coordinated planning of multi-district integrated energy system combining heating network model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 17-24.
- [21] 胡源,别朝红,李更丰,等. 天然气网络和电源、电网联合规划的方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 45-54.
- HU Yuan, BIE Zhaohong, LI Gengfeng, et al. Integrated planning of natural gas network and composite power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 45-54.