

含多个能源站的区域综合能源系统建模 及协同优化运行策略

朱少杰¹,刘皓明¹,唐宇¹,王鹤²,汤江晖²

(1. 河海大学 能源与电气学院,南京 211100;
2. 国网(北京)节能设计研究院有限公司,北京 100052)

Modeling and collaborative optimal operation strategy for multiple energy stations of regional integrated energy system

ZHU Shaojie¹, LIU Haoming¹, TANG Yu¹, WANG He², TANG Jianghui²

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China; 2. State Grid (Beijing)
Energy Conservation Design and Research Institute Co., Ltd., Beijing 100052, China)

摘要:区域综合能源系统通过统一调度不同能源设备,协调优化电、气、冷、热多种能源系统来提高区域供能的经济性和环保性。但是多种能源的耦合提高了系统运行的复杂性,因此需要有效的优化方法来保证其运行经济性。通过分析多能源站区域综合能源系统结构,构建了区域综合能源系统模型。在此基础上,提出了一种以系统运行经济性为目标、包含多个能源站的区域综合能源系统协同优化调度方法。案例仿真结果显示,多能源站协同优化运行可以大幅提高区域综合能源系统运行的经济性。

关键词:区域综合能源系统;多能源站;网络约束;运行策略

Abstract: Regional integrated energy system improves the economy and environment of energy supply via collaborative optimal operation of power, gas, cold and heat energy systems. However, the coupling of multiple energy sources increases the complexity of system operation. Reasonable operation optimization method is the key point to ensure its economy. The structure of the regional integrated energy system that consists of multiple energy stations is analyzed. A practical model of the multi-energy station regional integrated energy system is established. On this basis, a collaborative optimal dispatching method for the regional integrated energy system with multiple energy stations is proposed, which aims at the economic operation of the system. The simulation results of a practical case show that collaborative optimal operation for multiple energy stations can significantly improve the overall economy of the regional integrated energy system.

Key words: regional integrated energy system; multiple energy stations; network constraints; operation strategy

中图分类号:TK018;TM715 文献标志码:A

0 引言

当前生态环境问题突出、传统能源日益短缺,天然气等清洁能源的高效利用受到越来越多的关注。综合能源系统(integrated energy system, IES)将电、气、冷、热等不同能源协调优化,通过能源梯级利用来提高一次能源利用率,进而提高终端供能系统的用能经济性和环保性。区域综合能源系统涉及多种终端能源利用,系统设备繁多、结构复杂,研究其优化运行对提高能源使用效率、降低终端用能系统运行费用具有重要意义^[1]。

收稿日期:2019-05-17;修回日期:2019-05-28

基金项目:国家电网公司科技项目“基于全能流模型的区域多能源供给系统关键技术研究与应用”

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation “Research and development on key technology of universal energy flow model based regional multi-energy system”

在区域综合能源系统建模方面,文献[2]进行了区域电力、天然气、热力系统的综合建模,给出了区域能源网络模型,并以此为基础进行多能流优化分析;文献[3]基于电气热冷母线对区域综合能源系统进行建模,但是对单个设备的模型缺乏考虑;文献[4]建立了区域综合能源系统的非线性时域模型,但其仅考虑了燃气轮机和燃气锅炉等少数设备。

在区域综合能源系统优化运行方面,一般是经济性为目标,部分文献考虑了环保性和二氧化碳排放。文献[5]综合考虑了热电联供运行的经济性和氮氧化物等污染物排放等,建立一种多目标优化运行模型;文献[6]研究了碳排放市场环境下,包含电气热的区域综合能源系统低碳经济运行方法;文献[7]从多个角度较全面的分析了通过大容量储热提高风电消纳能力的相关技术;文献[8]研究了通过储能提高光伏电力接纳的规划和运行优化模型;文献[9]同时计及电储能和热储能,研究了电热统一优化调度

方法;文献[10]通过热泵与混合储能联合优化来平抑风电功率波动;文献[11]同时考虑楼宇和售电公司双方利益,提出一种基于分时电价的双层优化模型。

综上所述,当前综合能源系统建模中对能源站(energy station, EST)设备功率均进行了等效处理,例如将一个能源站中多台冷热电联供(combined cooling heating and power, CCHP)机组聚合等效为一台设备^[12],此时如果将等效后获得的优化功率平均分配给多台机组有可能与实际情况不符,每个机组的启停状态也不能通过一个等效聚合后的机组来表示。另一方面,当前对综合能源系统内部设备多样性上的研究仍不够充分。基于此,本文主要从如下2点开展研究工作:①按能源站进行区域综合能源系统等效建模,但具体到优化可控的重要设备时,为保证控制精度,对单台设备进行建模与控制;②对区域综合能源系统常见设备进行建模,并考虑区域综合能源系统中多个能源站间的电网和热网约束,计及MW级区域综合能源系统多能源站间管网模型,以经济性为目标对多能源站进行协同优化运行。

1 综合能源系统建模

以我国华东某省实际综合能源系统示范工程为案例,其结构如图1所示,其中包含2个互联能源站。

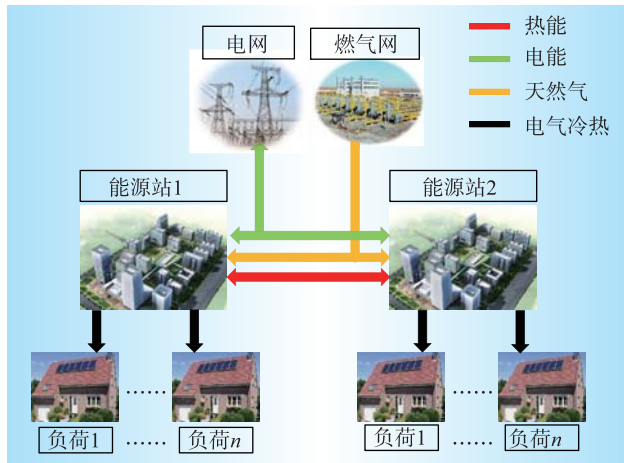


图1 多能源站区域综合能源系统结构图

Fig. 1 Structure chart of regional integrated energy system including multiple energy stations

2个能源站通过电网、热水管网和燃气管网互联。各能源站从电网和燃气网获得电能和燃气,并向各自负荷提供所需的电气冷热终端用能。2个能源站的设备具体配置情况如表1所示。

1.1 可再生能源发电模型

本文参考文献[9]中的模型,基于预测风速数据、太阳辐射强度以及环境温度等数据,预测风电和光伏发电功率,详细过程不再赘述。

表1 区域综合能源系统能源站内部设备配置编号
Tab. 1 Details of equipment configuration in the two energy stations of regional integrated energy system

设备	能源站1	能源站2
风力发电(wind turbines, WT)	1号	
光伏发电(photovoltaic, PV)	1号	
CCHP	1号、2号	3号
电制冷(electric refrigeration, ER)	1号	2号
蓄热电锅炉(thermal storage electric boiler, TSEB)	1号	
燃气锅炉(gas boilers, GB)	1号、2号、3号	4号
电储能(electricity storage, ES)	1号	
热储能(heat storage, HS)	1号	2号
冷储能(cold storage, CS)	1号	2号

1.2 CCHP机组模型

CCHP机组作为区域综合能源系统的核心能流耦合设备,通过天然气系统的负荷端,发电系统的电源端,冷、热能源的生产端,将整个能源系统关联起来。其数学模型如下^[12]

$$F_{CCHP}^g(t) = u_{CCHP}(t) \cdot P_{CCHP}^e(t) \cdot \frac{1}{\eta_{CCHP}^e(t)} \cdot \frac{1}{LHV} \quad (1)$$

$$\eta_{CCHP}^e(t) = a_{CCHP} \times \left(\frac{P_{CCHP}^e(t)}{P_{CCHP,N}^e} \right)^3 + b_{CCHP} \times \left(\frac{P_{CCHP}^e(t)}{P_{CCHP,N}^e} \right)^2 + c_{CCHP} \times \left(\frac{P_{CCHP}^e(t)}{P_{CCHP,N}^e} \right) + d_{CCHP} \quad (2)$$

$$P_{WHB}^h(t) = u_{CCHP}(t) \cdot \frac{P_{CCHP}^e(t)}{\eta_{CCHP}^e(t)} \cdot (1 - \eta_{CCHP}^h(t) - \eta_{CCHP}^{loss}) \quad (3)$$

$$P_{CCHP}^c(t) = u_{CCHP}(t) \cdot P_{LR}^h(t) \cdot \eta_{LR} \quad (4)$$

$$P_{CCHP}^h(t) = P_{GT}^h(t) - P_{LR}^h(t) \quad (5)$$

式中: $F_{CCHP}^g(t)$ 为 t 时段CCHP机组天然气消耗量, m^3/h ; $u_{CCHP}(t)$ 为 t 时段CCHP机组启停状态, 1表示开机, 0表示停机; $P_{CCHP}^e(t)$ 为 t 时段CCHP机组的输出电功率, kW ; $\eta_{CCHP}^e(t)$ 为 t 时段CCHP机组的发电效率; LHV 为天然气的低热值, 取 $9.7 \text{ kWh}/Nm^3$ ^[12]; a_{CCHP} 、 b_{CCHP} 、 c_{CCHP} 、 d_{CCHP} 分别为CCHP机组的发电效率函数系数; $P_{CCHP,N}^e$ 为CCHP机组的额定电功率; $P_{WHB}^h(t)$ 为 t 时段CCHP机组中余热回收锅炉输出热功率, kW ; η_{CCHP}^{loss} 为CCHP机组的热能自耗散率; $P_{CCHP}^h(t)$ 为 t 时段CCHP机组输出热功率, kW ; $P_{CCHP}^c(t)$ 为 t 时段CCHP机组输出冷功率, kW ; $P_{LR}^h(t)$ 为 t 时段溴化锂吸收式制冷设备(LiBr refrigerator, LR)从燃气轮机吸收的热功率, kW ; η_{LR} 为LR的热冷转换效率。

1.3 电制冷设备模型

电制冷设备的模型为^[13]

$$P_{ER}^c(t) = P_{ER}^e(t) \times COP_{ER} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{ER}}^{\text{e}}(t)$ 为 t 时段电制冷设备输出冷功率, kW; $P_{\text{ER}}^{\text{e}}(t)$ 为 t 时段电制冷设备输入电功率, kW; COP_{ER} 为电制冷的能效系数, 取 3.2^[13]。

1.4 蓄热电锅炉模型

蓄热电锅炉的模型为

$$E_{\text{TSEB}}(t) = E_{\text{TSEB}}(t-1) \times (1 - \sigma_{\text{TSEB}} \times \Delta t) + (P_{\text{TSEB}}^{\text{e}}(t) \times \eta_{\text{TSEB}}^{\text{cha}} - P_{\text{TSEB}}^{\text{h}}(t) / \eta_{\text{TSEB}}^{\text{dis}}) \times \Delta t \quad (7)$$

式中: $E_{\text{TSEB}}(t)$ 为 t 时段蓄热电锅炉储存的热量, kWh; σ_{TSEB} 为蓄热电锅炉自散热率; $P_{\text{TSEB}}^{\text{e}}(t)$ 为 t 时段蓄热电锅炉输入电功率, kW; $P_{\text{TSEB}}^{\text{h}}(t)$ 为 t 时段蓄热电锅炉输出热功率, kW; $\eta_{\text{TSEB}}^{\text{cha}}$ 和 $\eta_{\text{TSEB}}^{\text{dis}}$ 分别为蓄热电锅炉的充放能效率。

1.5 燃气锅炉模型

燃气锅炉的燃气消耗量和输出热功率相关, 其模型为^[13]

$$F_{\text{GB}}^{\text{g}}(t) = P_{\text{GB}}^{\text{h}}(t) / (LHV \times \eta_{\text{GB}}) \quad (8)$$

式中: $F_{\text{GB}}^{\text{g}}(t)$ 为 t 时段燃气锅炉输入燃气量, m³/h; $P_{\text{GB}}^{\text{h}}(t)$ 为 t 时段燃气锅炉输出热功率, kW; η_{GB} 为燃气锅炉的气热转换效率系数, 取 0.85^[13]。

1.6 多种储能模型

本文研究的区域综合能源系统中涉及的储能 有电储能、热储能、冷储能 3 种, 其模型为^[12]

$$E_i(t) = E_i(t-1) \times (1 - \sigma_i \times \Delta t) + (P_i^{\text{cha}}(t) \times \eta_i^{\text{cha}} - P_i^{\text{dis}}(t) / \eta_i^{\text{dis}}) \times \Delta t \quad (9)$$

式中: $i \in \{\text{ES}, \text{HS}, \text{CS}\}$; $E_i(t)$ 为储能在 t 时段所储存的能量, kWh; $P_i^{\text{cha}}(t)$ 、 $P_i^{\text{dis}}(t)$ 分别为储能在 t 时段的充放能功率, kW; σ_i 为储能的自耗能率; η_i^{cha} 、 η_i^{dis} 分别为储能的充放能效率。

1.7 电力网络模型

若研究能源站之间的电能传输时只计传输线路的有功损耗, 并假定能源站电压均为额定电压, 则 2 个能源站间输电线损为

$$P_{\text{Lloss}}^{\text{e}}(t) = I_{\text{L12}}^2(t) \times R_{\text{L12}} \quad (10)$$

$$I_{\text{L12}}(t) = P_{\text{L12}}(t) / U_{\text{N}} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{Lloss}}^{\text{e}}(t)$ 为能源站 1 和能源站 2 之间的电能传输损耗, kW; $I_{\text{L12}}(t)$ 为能源站间电力线路电流, A; R_{L12} 为能源站间电力线路电阻, Ω ; $P_{\text{L12}}^{\text{e}}(t)$ 为能源站 1 注入电力线路的有功功率, kW; U_{N} 为能源站间联络线额定电压, kV。

1.8 热网模型

区域综合能源系统一般以热水为介质, 借助供水回水管网将热能从热源传送到负荷。热力模型包含热源供能功率和热水管道损失功率两部分。其中热源供热功率为

$$P_{\text{L12}}^{\text{h}}(t) = c_w \cdot \rho_w \cdot \frac{G_s(t)}{3600} \cdot (T_{\text{S,s}}(t) - T_{\text{S,r}}(t)) \quad (12)$$

式中: $P_{\text{L12}}^{\text{h}}(t)$ 为热源向热网注入的热功率, kW; c_w 为流体比热容, 一般取值 4.2 kJ/(kg·°C)^[14]; ρ_w 为流体密度, 一般取值 1 000 kg/m³^[14]; $G_s(t)$ 为热源供回水流量, m³/h; $T_{\text{S,s}}$ 、 $T_{\text{S,r}}$ 分别为热源供水、回水温度, °C。当能源站 1 向能源站 2 输送热能时, S 代表能源站 1; 反之, 代表能源站 2。

热水管道热损失可表示为

$$P_{\text{Lloss}}^{\text{h}}(t) = \frac{L_{12}}{R_{\text{H}}} (T_{\text{S,s}}(t) - T_{\text{a}}(t)) \quad (13)$$

式中: $P_{\text{Lloss}}^{\text{h}}(t)$ 为管道热损失, kW; L_{12} 为能源站间管道长度, km; R_{H} 为热媒到周围介质间 1 km 管道的总热阻, 一般取值 2.89 kW·°C/km^[14]; $T_{\text{a}}(t)$ 为能源站间管道所处环境温度, °C。

循环水泵是驱动热水在热网中循环流动的机械 设备。循环水泵的流量、扬程、轴功率和效率满足

$$P_{\text{pump}}^{\text{e}}(t) = \frac{2.73 \cdot G_{\text{pump}}(t) \cdot h_{\text{pump}}}{1000 \eta_{\text{pump}}} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{pump}}^{\text{e}}(t)$ 为循环水泵的轴功率, kW; $G_{\text{pump}}(t)$ 为循环水泵实际流量, m³/h; h_{pump} 为水泵扬程, m; η_{pump} 为循环水泵的电机效率, 一般取值 0.6~0.8^[14]。

2 多能源站协同优化运行模型

2.1 目标函数

区域综合能源系统多能源站协同优化运行以 经济性为目标, 目标函数包含燃料费、电能交互费、 机组启停费以及设备维护费。

$$\min C = C_{\text{f}} + C_{\text{e}} + C_{\text{st}} + C_{\text{w}} \quad (15)$$

$$C_{\text{f}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J c_{\text{f}} \times F_j^{\text{g}}(t) \times \Delta t \quad (16)$$

$$C_{\text{e}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{buy}}^{\text{e}}(t) \times P_{\text{buy}}^{\text{e}}(t) \times \Delta t) - \sum_{t=1}^T (c_{\text{sell}}^{\text{e}}(t) \times P_{\text{sell}}^{\text{e}}(t) \times \Delta t) \quad (17)$$

$$C_{\text{st}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{st}}} c_{\text{st},n} \times |U_n(t) - U_n(t-1)| \quad (18)$$

$$C_{\text{w}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{\text{w},i} \times P_i(t)) \quad (19)$$

式中: C 、 C_{f} 、 C_{e} 、 C_{st} 和 C_{w} 分别为区域综合能源系 统一天的运行总费用、燃料费、购电售电费、机组启 停费和设备维护费, 元; T 为一天中优化运行的总时 段数; c_{f} 为天然气单价, 元/m³; $F_j^{\text{g}}(t)$ 为 t 时段区域 综合能源系统中设备 j 消耗的燃气体积, m³/h; J 为以天 然气作为燃料输入的 CCHP 机组和燃气锅炉数量; $c_{\text{buy}}^{\text{e}}(t)$ 和 $c_{\text{sell}}^{\text{e}}(t)$ 分别为 t 时段区域综合能源系统从电 网购电的价格和向电网售电的价格, 元/kWh; $P_{\text{buy}}^{\text{e}}(t)$ 和 $P_{\text{sell}}^{\text{e}}(t)$ 分别为 t 时段区域综合能源系统从电网

购电的功率和向电网售电的功率, kW; N_{st} 为区域综合能源系统中计及启停费用的机组设备数量; $c_{st,n}$ 为设备 n 的启停费用, 元/次; $U_n(t)$ 为 t 时段设备 n 的启停状态, 取 0 (表示停机) 或者 1 (表示开机); I 为区域综合能源系统中所有的设备数; $c_{w,i}$ 为设备 i 的维护费, 元/kW; $P_i(t)$ 为 t 时段设备 i 的输出功率, kW。

2.2 约束条件

(1) 各能源站内部能量平衡约束

区域综合能源系统 2 个能源站内部需要满足各自电能、热能、冷能平衡约束, 现将其统一表示为式 (20)~(22)。在能量平衡约束式中将区域综合能源系统的所有设备列出, 若能源站不包含某设备则将其功率设置为 0。

$$\sum_{q_1=1}^{Q_{CCHP}} P_{CCHP,q_1}^e(t) + P_{WT}^e(t) + P_{PV}^e(t) + P_{buy}^e(t) - P_{sell}^e(t) -$$

$$P_{ES}^{cha}(t) + P_{ES}^{dis}(t) - P_{TSEB}^e(t) - P_{L12}^e(t) - P_{ER}^e(t) = P_{load}^e(t) \quad (20)$$

$$\sum_{q_1=1}^{Q_{CCHP}} P_{CCHP,q_1}^h(t) + \sum_{q_2=1}^{Q_{GB}} P_{GB,q_2}^h(t) - P_{L12}^h(t) +$$

$$P_{TSEB}^h(t) - P_{HS}^{cha}(t) + P_{HS}^{dis}(t) = P_{load}^h(t) \quad (21)$$

$$\sum_{q_1=1}^{Q_{CCHP}} P_{CCHP,q_1}^c(t) + P_{ER}^c(t) - P_{CS}^{cha}(t) + P_{CS}^{dis}(t) = P_{load}^c(t) \quad (22)$$

式中: $P_{load}^e(t)$ 、 $P_{load}^h(t)$ 、 $P_{load}^c(t)$ 分别为区域综合能源系统的电、热、冷负荷, kW; $P_{CCHP}^e(t)$ 、 $P_{CCHP}^h(t)$ 、 $P_{CCHP}^c(t)$ 分别为 t 时段 CCHP 机组输出电、热、冷功率, kW; Q_{CCHP} 、 Q_{GB} 分别为 CCHP 机组和燃气锅炉的数量; $P_{WT}^e(t)$ 、 $P_{PV}^e(t)$ 分别为 t 时段风电和光伏的预测发电出力, kW; $P_{L12}^e(t)$ 、 $P_{L12}^h(t)$ 分别为 t 时段能源站 1 向能源站 2 输送电功率和热功率, kW。当能源站 2 向能源站 1 输送电功率和热功率时, $P_{L12}^e(t)$ 、 $P_{L12}^h(t)$ 为负值。

(2) 区域综合能源系统与电网间联络线功率约束

$$0 \leq P_{buy}^e(t) \leq P_{buy,max}^e \quad (23)$$

$$0 \leq P_{sell}^e(t) \leq P_{sell,max}^e \quad (24)$$

式中: $P_{buy,max}^e$ 和 $P_{sell,max}^e$ 分别为区域综合能源系统与电网间联络线的最大允许购电和售电功率。

(3) 能源站间电网、热网功率约束

$$|P_{L12}^e(t)| \leq P_{L12,max}^e \quad (25)$$

$$|P_{L12}^h(t)| \leq P_{L12,max}^h \quad (26)$$

式中: $P_{L12,max}^e$ 为能源站 1 与能源站 2 之间传输电功率的最大值, kW; $P_{L12,max}^h$ 为能源站 1 与能源站 2 之间传输热功率的最大值, kW。

(4) CCHP 机组输出冷、热功率约束

CCHP 机组输出冷功率是通过溴化锂吸收式制冷机吸收燃气轮机余热产生的, 所以其输出的冷功

率要小于余热回收锅炉输出的热功率

$$P_{WHB,i}^h(t) \geq P_{LR,i}^h(t) \quad i=1,2,3 \quad (27)$$

式中: $P_{WHB,i}^h(t)$ 为 t 时段 CCHP 机组余热回收锅炉热出力, kW; $P_{LR,i}^h(t)$ 为 t 时段 CCHP 机组溴化锂吸收式制冷输入热功率, kW。

(5) CCHP 机组启停时间约束

$$(T_{CCHP}^{on} - T_{CCHP}^U)(U_{CCHP}(t-1) - U_{CCHP}(t)) \geq 0 \quad (28)$$

$$(T_{CCHP}^{off} - T_{CCHP}^D)(U_{CCHP}(t) - U_{CCHP}(t-1)) \geq 0 \quad (29)$$

式中: $U_{CCHP}(t)$ 为 CCHP 机组在 t 时段的启停状态; T_{CCHP}^{on} 、 T_{CCHP}^{off} 分别为 CCHP 机组在 t 时段之前的持续开机和关机时间, h; T_{CCHP}^U 、 T_{CCHP}^D 分别为 CCHP 机组所要求的最小持续开机和停机时间, h。

(6) CCHP 机组爬坡速率约束

$$P_{CCHP}^{down} \leq (P_{CCHP}^e(t) - P_{CCHP}^e(t-1)) / \Delta t \leq P_{CCHP}^{up} \quad (30)$$

式中: P_{CCHP}^{down} 和 P_{CCHP}^{up} 分别为 CCHP 机组电出力的最大下坡速率和最大爬坡速率, kW/h。

(7) 备用容量约束

$$P_{CCHP}^{UP}(t) + P_{GRID}^{UP}(t) \geq P^{UP} \quad (31)$$

$$P_{CCHP}^{DOWN}(t) + P_{GRID}^{DOWN}(t) \geq P^{DOWN} \quad (32)$$

式中: $P_{CCHP}^{UP}(t)$ 和 $P_{CCHP}^{DOWN}(t)$ 分别为 t 时段 CCHP 机组提供的正、负旋转备用容量, kW; $P_{GRID}^{UP}(t)$ 和 $P_{GRID}^{DOWN}(t)$ 分别为 t 时段电网提供的正、负旋转备用容量, kW; P^{UP} 、 P^{DOWN} 分别为区域综合能源系统要求的最小正负电能旋转备用容量, kW。

(8) 设备出力上下限约束

$$P_i^{min} \leq P_i(t) \leq P_i^{max} \quad (33)$$

式中: P_i^{min} 、 P_i^{max} 分别为设备 i 最小、最大出力, kW; $P_i(t)$ 为设备 i 在 t 时段的出力。

(9) 多能源储能相关约束

区域综合能源系统中储能系统包含储电、储热和储冷 3 种方式。为方便日前周期性调度储能的充裕性, 要求储能系统每日始末剩余储能容量保持一致

$$\begin{cases} 0 \leq P_s^{dis}(t) \leq \gamma_s^{dis} \times C_s \\ 0 \leq P_s^{cha}(t) \leq \gamma_s^{cha} \times C_s \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} SOC_s^{min} \leq \frac{E_s(t)}{C_s} \leq SOC_s^{max} \\ E_s(0) = E_s(T) \end{cases} \quad (35)$$

式中: S 为储能方式, 包括电储能、热储能和冷储能; $P_s^{cha}(t)$ 、 $P_s^{dis}(t)$ 分别为储能在 t 时段的充放能功率, kW; $\gamma_s^{cha}(t)$ 、 $\gamma_s^{dis}(t)$ 分别为储能的充放能倍率; C_s 为储能装置的额定储存量, kWh; $E_s(t)$ 为 t 时段储能装置储存的能量, kWh; SOC_s^{min} 、 SOC_s^{max} 分别为储能的最小、最大荷电状态; $E_s(0)$ 、 $E_s(T)$ 分别为一个调度周期内储能开始时刻和最后时刻的储能。

3 案例仿真

3.1 仿真参数

以图1所示区域综合能源系统示范工程为例。该区域综合能源系统可以与电网进行电能交互,区域内风、光可再生能源发电以及CCHP机组发电优先满足内部负荷,当电能出现富余时向电网售电,当电能不足时从电网购电。购电和售电价格采用所在城市实行的峰谷电价,峰时段(10:00~15:00, 18:00~21:00)购、售电电价分别为0.83元/kWh和0.65元/kWh,平时段(7:00~10:00, 15:00~18:00, 21:00~23:00)购、售电电价分别为0.49元/kWh和0.38元/kWh,谷时段(0:00~7:00, 23:00~24:00)购、售电电价分别为0.17元/kWh和0.13元/kWh。区域综合能源系统与城市天然气系统相连,从天然气公司以2.5元/m³的价格购买天然气。

区域综合能源系统负荷及可再生能源出力预测数据如图2所示,其中能源站1的负荷主要为居民负荷,能源站2的负荷主要为商业负荷。区域综合能源系统中储能设备参数如表2所示^[12],其它主要设备运行参数如表3所示。本文对前文建立的非线性模型采用文献^[15]中所提线性化方法处理,并在MATLAB平台中使用CPLEX求解器计算。

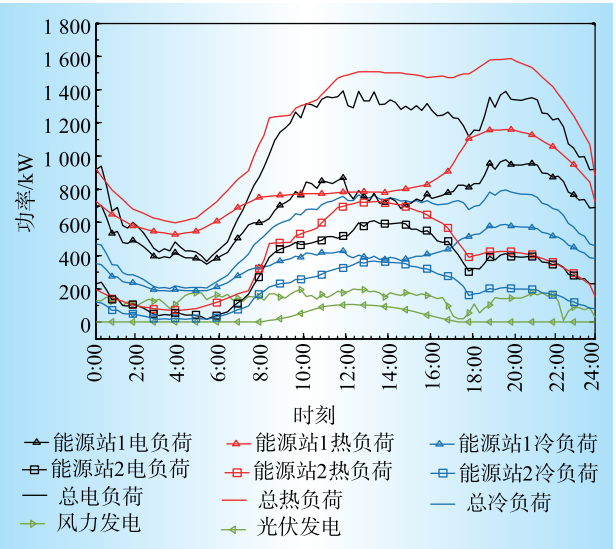


图2 区域综合能源系统负荷及可再生能源出力预测
Fig. 2 Regional integrated energy system load and predicted renewable energy output

3.2 结果分析

图3为电储能及蓄热式电锅炉优化运行结果,其中,电储能在典型日一天进行2次充放电过程,2次充电分别发生在分时电价的谷时段和平时段,2次放电均发生在峰时段。类似的,蓄热式电锅炉的充能过程发生在电价谷时段的凌晨,放能过程发生在电价峰时和热负荷高峰的重叠时段,蓄热式电锅炉的削峰填谷效果明显。

表2 多种储能设备参数

Tab. 2 Parameters of various energy storage equipments

	ES	HS	CS	TSEB
η_s^{cha}	0.90	0.95	0.95	0.95
η_s^{dis}	0.90	0.95	0.95	0.95
σ_s	0.001	0.010	0.010	0.010
γ_s^{dis}	0.2	0.2	0.2	0.2
γ_s^{cha}	0.2	0.2	0.2	0.2
SOC_s^{min}	0.2	0.2	0.2	0.2
SOC_s^{max}	0.8	0.8	0.8	1.0
$E_s(0)/\text{kWh}$	400	200	200	200
C_s/kWh	2 000	1 000	1 000	1 000
$c_w/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.02	0.01	0.01	0.01

表3 其它主要设备参数

Tab. 3 Parameters of other main equipments

	GT	GB	TSEB	ER	LR
设备额定功率 P_{max}/kW	500	200	100	100	300
设备维护费用 $c_w/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.100	0.012	0.006	0.015	0.020

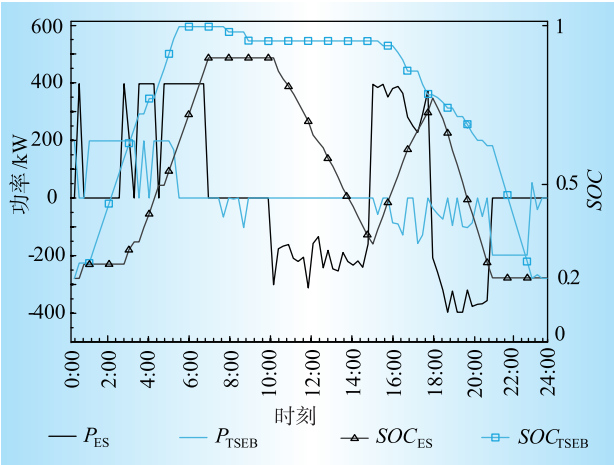


图3 电储能及蓄热式电锅炉运行情况
Fig. 3 Operation of electric energy storage and thermal storage electric boilers

2个能源站均配置有热储能,其运行情况如图4所示。由于能源站2只配置了一台燃气锅炉,在热负荷峰值时生产热能的能力有限,因此2#热储能一天需要进行2次充放能,第一次充能过程发生在1:30~7:00,为电价低谷时段。第二次充能过程发生在11:00~13:00,这段时间虽然为电价高峰,但2#热储能需要为即将到来的热负荷峰值储备所需热能。结合图3可以看出,蓄热式电锅炉的充能过程输入功率波动幅度要大于热储能,这是由于电功率的大小可以快速变化,而热能由于惯性较大,热功率的变化相对平缓。

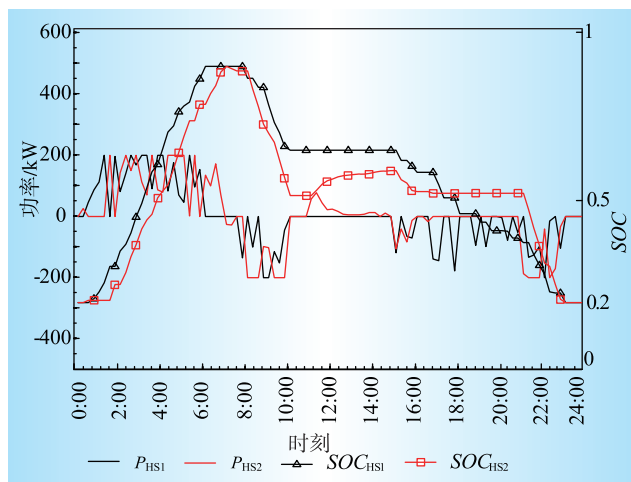


图4 热储能运行情况

Fig. 4 Operation of Heat Storage

结合图2,由于能源站2负荷相对较少,与能源站1相比,没有配置电储能和蓄热式电锅炉,且所配置的CCHP机组和燃气锅炉数量也少于能源站1。由图5可以看出,当区域综合能源系统内部2个能源站之间互联时,能量主要从能源站1输送到能源站2。在峰值电价时,可能会发生能源站2向能源站1输送电能的情况。

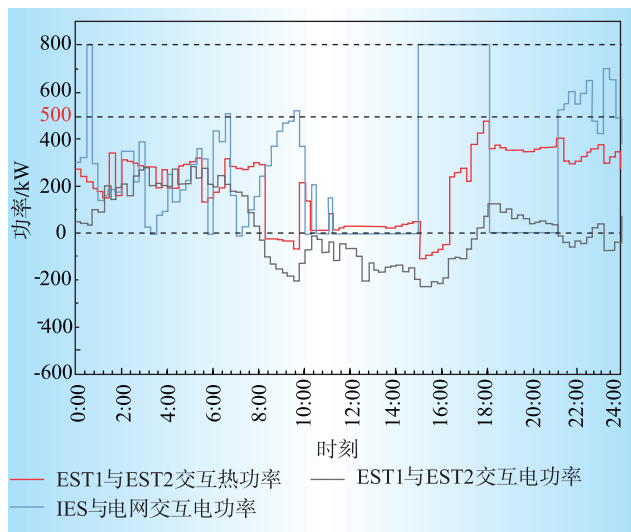


图5 能源站间及与电网交互功率

Fig. 5 Interactive power between energy stations and from power grid

为验证本文所提区域综合能源系统多能源站协同优化运行方法的经济性,设置3种运行方式。方式1:本文所提多能源站协同优化运行;方式2:区域综合能源系统内部2个能源站无热网和电网互联,各能源站独立优化运行;方式3:采用传统的电热冷独立供给方式运行,所需电能由电网直接供应,热能通过燃气锅炉供应,冷能通过空调制冷供应。为使3种方式更有可比性,方式3的电负荷是已经除去风、光可再生能源发电功率后的净负荷。3种运行方式的费用如表4所示。

表4 3种运行方式运行费用对比
Tab. 4 Comparison on operation costs of three operation modes

费用	方式1	方式2		方式3
		能源站1	能源站2	
电费	购电	2 610	2 628	14 355
	售电	1	304	306
	总电费	2 609	2 324	14 355
燃气费	15 268	8 739	6 980	8 689
启停费	0	0	0	
维护费	2 261	1 326	995	
总费用	20 138	20 892		23 044

由表4可以看出,传统供能方式3的费用最高,方式1相较方式3经济性提高了12.6%;方式1相较方式2经济性提高了3.6%。在方式3中,购电费用最多,占了总运行费用的62.3%;在方式1中,燃气费最高,占了总运行费用的75.8%,而购电费用只占13.0%,这说明了CCHP机组能够对能量进行分级利用,在多能源用能终端领域具有无可比拟的高能效性。

4 结束语

本文首先分析了区域综合能源系统内部构成,建立了区域综合能源系统关键设备模型;考虑到能源站之间电能和热能的交互,建立了能源站间电力网络和热网的实用模型。在此基础上提出了以系统运行经济性为目标的区域综合能源系统多能源站协同优化运行策略。通过案例仿真验证了多能源站协同优化运行可以大幅度提高区域终端供能的经济性。D

参考文献:

- [1] 董振斌,蒯狄正.多能互补集成优化能源系统的研究与实践[J].电力需求侧管理,2018,20(1):46-49.
DONG Zhenbin, KUAI Dizheng. Research and practice of optimizing energy system with multi-complementary integration [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20 (1):46-49.
- [2] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等.考虑运行约束的区域电力-天然气-热力综合能源系统能量流优化分析[J].中国电机工程学报,2017,37(24):7 108-7 120.
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Analysis of energy flow optimization in regional electricity-gas-heat integrated energysystem considering operational constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(24):7 108-7 120.
- [3] 王成山,洪博文,郭力,等.冷热电联供微网优化调度

- 通用建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(31): 26-33.
- WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li, et al. A general modeling method for optimal dispatch of combined cooling, heating and power microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 26-33.
- [4] 解大, 陈爱康, 顾承红, 等. 并网式热电联供系统的时域建模与动态仿真[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(13): 3 735-3 747, 4 015.
- XIE Da, CHEN Aikang, GU Chenghong, et al. Time-domain modeling and dynamic simulation of the grid-connected CHPs [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(13): 3 735-3 747, 4 015.
- [5] 顾伟, 吴志, 王锐. 考虑污染气体排放的热电联供型微电网多目标运行优化[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(14): 177-185.
- GU Wei, WU Zhi, WANG Rui. Multi-objective optimization of combined heat and power microgrid considering pollutant emission [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(14): 177-185.
- [6] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13, 22.
- QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13, 22.
- [7] 徐飞, 闵勇, 陈磊, 等. 包含大容量储热的电-热联合系统[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5 063-5 072.
- XU Fei, MIN Yong, CHEN Lei, et al. Combined electricity-heat operation system containing large capacity thermal energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5 063-5 072.
- [8] 高琳, 王志新, 邹建龙, 等. 基于分布式光伏电站和储能系统的家庭能效管理策略研究[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(2): 20-24.
- GAO Lin, WANG Zhixin, ZOU Jianlong, et al. Research on home energy efficiency management strategy based on distributed photovoltaic power station and energy storage system [J]. Power Demand Side Management, 2017, 19(2): 20-24.
- [9] 戴远航, 陈磊, 闵勇, 等. 风电场与含储热的热电联产联合运行的优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3 470-3 479.
- DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Optimal dispatch for joint operation of wind farm and combined heat and power plant with thermal energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3 470-3 479.
- [10] 施金晓, 黄文焘, 邵能灵, 等. 电-热联合微网中分布式可再生能源功率波动平抑策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(2): 537-546.
- SHI Jinxiao, HUANG Wentao, TAI Nengling, et al. A strategy to suppress fluctuation of distributed renewable energy in microgrids with combined heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(2): 537-546.
- [11] 张志义, 余涛, 王德志, 等. 基于集成学习的含电气热商业楼宇群的分时电价求解[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(1): 112-125.
- ZHANG Zhiyi, YU Tao, WANG Dezhi, et al. Optimal solution of time-of-use price based on ensemble learning for electricity-gas-heat commercial building [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(1): 112-125.
- [12] 李正茂, 张峰, 梁军, 等. 含电热联合系统的微电网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3 569-3 576.
- LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3 569-3 576.
- [13] 赵峰, 张承慧, 孙波, 等. 冷热电联供系统的三级协同整体优化设计方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3 785-3 793.
- ZHAO Feng, ZHANG Chenghui, SUN Bo, et al. Three-stage collaborative global optimization design method of combined cooling heating and power [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3 785-3 793.
- [14] 杨家豪. 区域综合能源系统冷-热-电-气概率多能流计算[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 74-83.
- YANG Jiahao. Probabilistic multi-energy flow calculation for regional integrated energy system containing cooling, heating, electricity and gas [J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 74-83.
- [15] 吴雄, 王秀丽, 王建学, 等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(28): 1-9.
- WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-9.

作者简介:

朱少杰(1994),男,湖北襄阳人,硕士研究生,研究方向为综合能源系统优化运行;

刘皓明(1977),男,江苏盐城人,教授,博士,研究方向为智能电网、电力系统优化运行和电力市场;

唐宇(1997),女,江苏盐城人,硕士研究生,研究方向为多能负荷预测、综合能源系统优化运行;

王鹤(1974),女,辽宁辽阳人,研究方向为综合能源服务技术;

汤江晖(1989),男,湖北十堰人,本科,工程师,主要从事综合能源服务技术咨询和工程应用方面的工作。

(责任编辑 李雅超)