

基于需求响应的电-热-气耦合系统综合直接负荷 控制协调优化研究

艾欣¹, 陈政琦¹, 孙英云¹, 周树鹏², 王坤宇¹, 杨莉萍³

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206;

2. 国网能源研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209;

3. 国网北京市电力公司, 北京市 西城区 100031)

Study on Integrated DLC Coordination Optimization of
Electric-thermal-gas Coupling System Considering Demand Response
AI Xin¹, CHEN Zhengqi¹, SUN Yingyun¹, ZHOU Shupeng², WANG Kunyu¹, YANG Liping³

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System With Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China;

3. State Grid Beijing Electric Power Company, Xicheng District, Beijing 100031, China)

ABSTRACT: Traditional energy system's operation and planning is limited to single energy systems of electricity, gas, thermal and others, which can not fully utilize their complementary advantages and synergies. Optimization scheduling techniques for multiple energy sources can achieve optimal allocation and improved energy efficiency. At the same time, direct load control (DLC) participation in multi-energy optimal scheduling provides new ideas for multi-energy cooperative dispatch. Based on this, a structure of electric-thermal-gas multi-energy system is constructed. The characteristics of source side multi-energy system and the DLC characteristics on load side involved in various energy loads are analyzed. In addition, a comprehensive optimization scheduling model of DLC participating in electro-thermal-gas coupling system is established. Then, simulation analysis of multi-energy complementarity coordination optimal scheduling for electro-thermal-gas coupling system is performed, and the advantages of DLC participating in the electro-thermal-gas coupling scheduling are analyzed. Results show that mutual support and reserve of various energy sources on supply side have great significance to safe operation of multi-energy systems. Demand side scheduling makes supply and demand more balanced. Integrated DLC can reduce peak load and increase elasticity of demand side by optimizing demand side of

electric-thermal coupling system. Therefore, the optimization method proposed in this paper improves stability of the electric-thermal-gas coupling system in terms of supply and demand.

KEY WORDS: electric-thermal-gas coupling; direct load control; multi energy system; optimal dispatch; demand response

摘要: 传统能源系统运行、规划局限于电、气、热(冷)等单一能源形式系统,无法充分发挥它们之间互补优势和协同效益。对电-热-气多种能源的优化调度研究,可以实现统筹优化配置,提高多种能源互补利用效率;同时直接负荷控制参与多能源的优化调度为多能源协同调度提供新思路。首先构建了一种电-热-气多源耦合系统结构,分析了供给侧多源耦合系统的特性及需求侧直接负荷控制参与多种能源负荷的特性,其次建立了基于多种能源的直接负荷控制参与电-热-气耦合系统的综合经济优化调度模型;然后仿真分析了电-热-气耦合系统多源互补协调优化调度的场景,以及直接负荷控制参与的电热气耦合调度的特性。结果显示:供应侧多种能源的互支持和备用对于保证多能源系统的安全运行具有重要意义;需求侧调度使供需更趋于平衡,综合直接负荷控制对电-热-气耦合系统需求侧的优化,能够降低峰值负荷,增加需求侧的弹性。

关键词: 电-热-气耦合;直接负荷控制;综合能源系统;优化调度;需求响应

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.2476

0 引言

随着近年电力行业的发展,电能以其更为高

基金项目:国家重点研发计划资助“智能电网技术与装备”重点专项“支撑低碳冬奥的智能电网综合示范工程”(2016YFB0900500);北京市自然科学基金资助项目(3182037)。

National Key R&D Program of China to Support Low-carbon Winter Olympics of Integrated Smart Grid Demonstration Project (2016YFB0900500); Beijing Natural Science Foundation (3182037)。

效、安全、环保的特性,成为了当前多种二次能源中的核心能源^[1-2]。在耦合系统中,电力系统承担着多能源耦合、交互调节的关键作用。电-热-气耦合系统是由多种能源耦合形成,它能够在系统内部进行多能源规划与综合利用^[1-4]。耦合系统需求侧管理,是通过调整需求侧用户行为,参与能源调度,为系统安全提供保障的同时使用户获得一定程度补偿^[5]。为实现高效利用与节能环保,传统单一能源系统将向着综合能源系统方向发展。

直接负荷控制(direct load control, DLC)作为基于激励的需求响应(incentive-base, DR)的一种,可以增加需求侧的弹性,平抑多能源耦合的波动。直接负荷控制是在高级量测体系(advance metering infrastructure, AMI)的技术支持下,调度中心依据需求在时段对负荷进行调度,并通过补偿机制来提高用户满意度。目前对于需求侧的研究有:文献[6]提出对商业楼宇微网系统的负荷进行交互控制,通过需求响应调节微网功率平衡,但仅限于商业楼宇;文献[7]提出家用热水器作为电热耦合载体,在考虑舒适度和恒温控制的前提下参与 DLC 的调度行为;文献[8]考虑可再生能源和储能的两阶段互补 DLC 框架模型;文献[9]建立了兼顾供电商和用户利益的多目标 DLC 优化决策模型;文献[10]提出了基于机会约束的直接负荷控制和可中断负荷模型;文献[11]建立了考虑风电接入的用户侧互动系统日前调度模型。上述文献考虑了需求侧及电热耦合的特性,但仅考虑了单一能源形式的需求侧调度,没有结合综合能源系统进行统一分析。

对于多源耦合系统的研究,文献[12]分析了储热对风电的消纳效果,但是未考虑需求侧的电热耦合;文献[13]引入电锅炉、热泵等促进风电消纳,实现电热协调,但也仅限于供应侧电热协调;文献[14]将电力系统和天然气系统通过燃气机组关联起来;上述文献没有考虑耦合系统的负荷特性。对于多源耦合系统需求侧调度研究有:文献[15]在传统 DR 机制的基础上,考虑电-热系统中各种能源的价格和需求差异,建立耦合系统的 DR 的优化模型;文献[16]中提出电加热与热水器等智能储能相结合,可以在不影响用户体温的情况下将能源消耗转移到非高峰时段,并且优化消费者的消费价格;文献[17]分析了燃气和电力系统的耦合调节,同时考虑了天然气和输电网的联合定价方法。但是上述文献没有将多源耦合系统的供应侧和需求侧结合起来,且耦合系统仅考虑了 2 种能源的耦合,考虑的不够全面。

本文基于多源耦合系统,在供应侧研究了电-热-气的耦合特性,并采用热-气结合的低温供暖网络进行供暖;在需求侧,将 DLC 扩展到了多源耦合系统,研究了电-热-气耦合系统中综合直接负荷控制(integrated direct load control, IDLC)参与需求侧调度的优化调度方法;从整体上构建了考虑电-热-气的多源耦合系统供应侧和需求侧 IDLC 的综合优化模型。首先,分析了电-热-气耦合系统结构特性与 IDLC 概念及特性;其次,建立经济优化调度模型,综合考虑了多能源接入下的电-热-气系统耦合特性、负荷预测误差及直接负荷控制等约束。仿真算例结果表明,所提出的模型能够有效调控电-热-气耦合系统的经济调度,为 IDLC 参与电-热-气耦合系统规划运行提供参考。

1 电-热-气耦合系统构建

本文如图 1 所示,构建了电-热-气耦合系统,在供电侧有常规发电机组,CHP 机组和燃气发电机组;在供热侧有 CHP 热电联供机组、电锅炉、储热罐;同时还有供气网络,在终端节点配置天然气热泵。

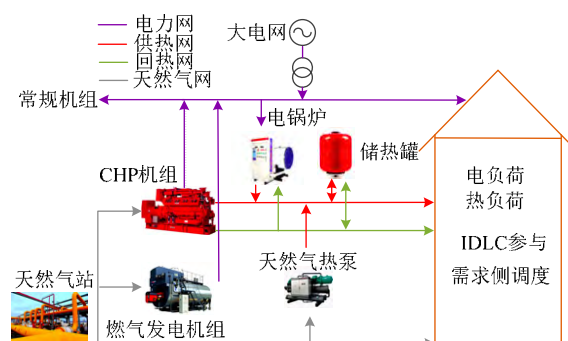


图1 电-热-气耦合系统结构图

Fig. 1 Structure of electric-thermal-gas coupling system

在需求侧,本文分析 DLC 参与需求侧响应,对电-热-气耦合系统的影响。如图 2 所示,将主要分析基于激励的需求响应中 DLC 部分,其中电热负荷的耦合,导致需求侧可控资源的特性和模式都发

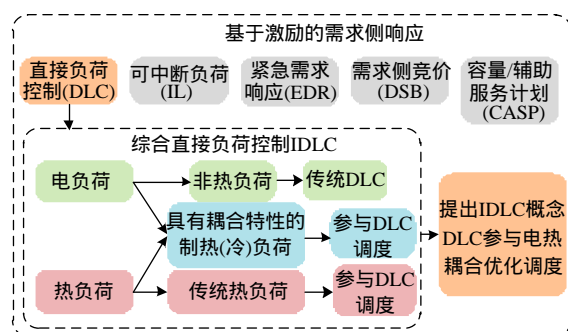


图2 IDLC概念的提出

Fig. 2 Proposal of the concept of IDLC

生了巨大变化。IDLC 的概念是需求响应在电-热-气耦合系统中的扩展。可以说, IDLC 是基于用户侧的负荷控制模式, 通过对负荷、多能源市场价格信号等的分析, 改善用户综合能源利用效率的机制。

2 电-热-气耦合系统特性分析

2.1 供应侧热力系统特性分析

对于热力系统, 本文采用低温循环冷却水进行供暖, 低温供热管路减少了供热源对供热水的加热量, 同时供应节点终端配置天然气热泵, 以满足用户入户供水温度。

原一次管网供水温度需达到 120 , 本文采用的低温供热方式, 用余热供水仅需 80 , 且低温供热具有更好的经济效益和用户舒适度^[18-19]。

首先建立供热水管路模型^[12], 供热水管路示意图如图 3 所示。

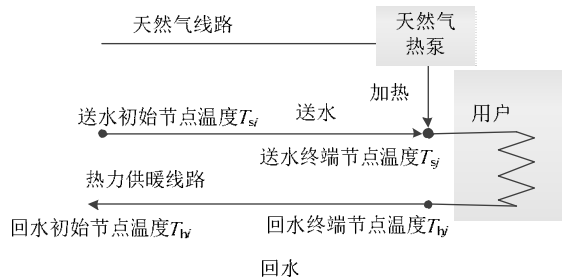


图 3 供热水管路示意图

Fig. 3 Schematic diagram of heating water pipeline

供热水管路节点送水温度计算表达式为

$$T_{si}(t) = (T_{sj}(t) - T_{en}(t))e^{\frac{-\lambda d_{ij}}{C_p m_{ij}}} + T_{en}(t) \quad (1)$$

式中: $\lambda = 0.95$; C_p 为水比热容, 取值为 $4.2 \times 10^3 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C}$; T_{si} 、 T_{sj} 为送水初始节点温度和终止节点温度; T_{en} 为室外温度; m_{ij} 为管路 ij 的水流量; d_{ij} 为管路 ij 长度; m_{ij} 、 d_{ij} 数据参见附录表 A1。

供热网络节点回水温度计算表达式为

$$T_{hi}(t) = (T_{hj}(t) - T_{en}(t))e^{\frac{\lambda d_{ij}}{C_p m_{ij}}} + T_{en}(t) \quad (2)$$

式中 T_{hi} 、 T_{hj} 为回水初始节点温度和终止节点温度。热源的供热功率与回水温度、流量关系为

$$Q_R(t) = C_p m_{ic}(t) \quad (3)$$

式中: Q_R 为供热功率; m_{ic} 为出水流量。

然后建立天然气热泵的模型, 天然气热泵制热能效为

$$\varepsilon_{\text{GAS}} = 1 - \eta + \eta C_{\text{OP}} \quad (4)$$

式中: ε_{GAS} 为天然气热泵能效系数; η 为燃气机的效率, 取 0.33; C_{OP} 为热泵制热系数, 取 3。

入户送水温度 65 , 回水温度 40 , 用户舒

适性最好^[19], 当送水温度不达 65 时, 需要天然气热泵提供热能, 通过式(5)计算天然气热泵需要提供的热能:

$$Q_G(t) = C_p \cdot M(t) \cdot \Delta T \quad (5)$$

式中: $Q_G(t)$ 为单位时间需要热泵提供的热量, 单位 kJ/s ; $M(t)$ 为供热管路水流量; ΔT 为相对于供热供水温度与节点温度差。

通过式(6)计算天然气热泵消耗的天然气量:

$$L(t) = \frac{Q_G(t)}{H_{\text{GAS}} \cdot \varepsilon_{\text{GAS}}} = \frac{C_p \cdot M(t) \cdot \Delta T}{H_{\text{GAS}} \cdot \varepsilon_{\text{GAS}}} = \Delta T \cdot \Pi \quad (6)$$

式中: $L(\Delta t)$ 为单位时间消耗的天然气量; H_{gas} 为天然气热值, 取 35.6 MJ/m^3 ; ε_{GAS} 为天然气热泵能效系数, 为简化后面表达式, 设 $\Pi = \frac{C_p \cdot M(\Delta t)}{H_{\text{GAS}} \cdot \varepsilon_{\text{GAS}}}$ 。由此构建了天然气消耗量与供水温度差的函数关系。

因此供应侧热-气总供应热量为 $Q_R(t) + Q_G(t)$ 。

2.2 供应侧天然气系统特性分析

天然气系统与电热耦合系统的耦合元件为燃气 CHP 机组和天然气热泵。

不含压缩机的天然气管路模型为

$$L_r = f(\Delta p^2) = K_r s_{ij} \sqrt{s_{ij} (p_i^2 - p_j^2)} \quad (7)$$

式中: L_r 为管路 r 的流量; K_r 为管路系数; $\Delta p = p_i^2 - p_j^2$ 为管路压降; s_{ij} 为流动方向系数, 当 $p_i > p_j$ 时, $s_{ij} = 1$, 否则取 -1。在中压天然气网络中, K_r 和 Δp 的取值参见附录公式(A-1)和(A-2)。

含压缩机管路示意图见图 4。

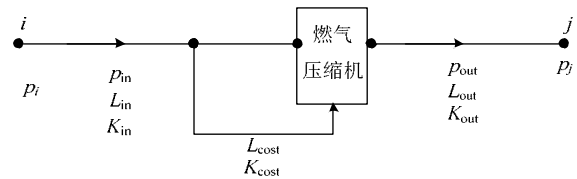


图 4 含压缩机管路示意图

Fig. 4 Schematic diagram of compressor piping

对于含有压缩机的支路, 要进行单独分析, 本文中压缩机控制模式认定为出口压力已知进行分析, 构建含燃气轮机驱动的压缩机管路模型^[20]为

$$\begin{cases} L_{\text{out}} = K_{\text{out}} \sqrt{(p_{\text{out}}^2 - p_j^2)} \\ L_{\text{cost}} = \frac{K_{\text{cost}} (L_{\text{out}} - L_{\text{cost}}) T_{\text{cost}}}{q_{\text{gas}}} \left(K_{\text{cost}}^{\frac{a-1}{a}} - 1 \right) \\ L_{\text{in}} = L_{\text{cost}} + L_{\text{out}} \\ L_{\text{in}} = K_{\text{in}} \sqrt{(p_i^2 - p_{\text{in}}^2)} \end{cases} \quad (8)$$

式中: p_i 、 p_j 为支路两端节点压力; p_{in} 、 p_{out} 为压缩机输入输出两端节点压力; K_{in} 、 K_{out} 为压缩机输入输出管路管道系数; L_{in} 、 L_{out} 为压缩机入口出口流

量; L_{cost} 为压缩机消耗的天然气流量; q_{gas} 为天然气热值; T_{cost} 为天然气温度; a 为多变指数。

式(8)计算流程: 已知 p_{out} 、 p_i 、 p_j , 通过式(1)计算 L_{out} , 将其作为 L_{in} 初值 $L_{\text{in}}(t_0)$ 结合式(4)计算 $P_{\text{in}}(t_0)$, 通过式(2)计算 $L_{\text{cost}}(t_0)$, 通过式(3)计算 $L_{\text{in}}(t_0+1)$, 然后计算 $|L_{\text{in}}(t_0+1) - L_{\text{in}}(t_0)| \leq \varepsilon$, 反复计算 L_{in} 的变化量绝对值直至小于给定值。

通过上面计算的 L_{in} 、 L_{out} 可分别作为节点 ij 的等效天然气负荷。通过式(8)等效计算, 将含有压缩机支路等效为两端网络节点的等效负荷, 从而简化了天然气网络的计算。

2.3 需求侧电力系统 DLC 特性

电力系统 DLC 负荷通常指: 对居民或小型商业用户短时间停电, 对其供电质量影响不大且具有一定储能效果负荷, 比如电采暖、电热水器等^[10]。

电力系统 DLC 负荷特性: 其一, 响应时间极短即可完成负荷管理中心的负荷调整指令, 这是 DLC 参与电力系统负荷快速调度和多种辅助服务的基础; 其次, DLC 会产生反弹负荷, 即当完成减小负荷的调度后, 负荷水平会尝试恢复至调度前的状态, 如果负荷反弹速度过快, 或反弹量过大, 产生的二次峰值负荷, 会对电力系统稳定产生影响; 再次, DLC 负荷具备一定的存储能力, 即短时间的暂停不会对用电质量产生明显影响^[18]。

2.4 需求侧热力系统负荷及 DLC 特性

热力系统主要用户侧需求为冬季供暖。首先构建热负荷预测模型, 以冬季小区为例, 建立热负荷与室内外温度变化的动态模型。小区用户热耗量即为热负荷, 用户耗热量的计算表达式为

$$H_1 = \sum_{n=1}^N Q_{\text{H}} = \sum_{n=1}^N (Q_{\text{H}} + Q_{\text{INF}} - Q_{\text{L,H}}) \quad (9)$$

式中: H_1 为热负荷; Q_{H} 为建筑室内耗热量; N 为小区个数; Q_{H} 为单位面积通过围护结构的耗热量; Q_{INF} 为单位面积空气渗透耗热量, 以上单位均为 W/m^2 ; $Q_{\text{L,H}}$ 为单位面积室内得热量, 一般住宅取 $3.8 \text{ W}/\text{m}^2$ ^[21]。单位面积通过围护结构的耗热量的计算^[22]表达式为

$$Q_{\text{H}} = \frac{(t_i - \bar{t}_e)}{(\bar{t}_n - t_w)} \cdot \frac{1}{A_0} \sum \left[\frac{\varepsilon_i}{\alpha_i (1 + \chi_{\text{chi}})} \cdot Q_i \right] \quad (10)$$

式中: t_i 为室内平均温度采样值, t_w 为室外温度采样值, \bar{t}_e 为室外平均温度, \bar{t}_n 为室内平均温度, 以上单位为 $^\circ\text{C}$; ε_i 为围护结构传热修正系数, 取值为 0.70; α_i 为围护结构温差修正系数, 取值为 0.10; χ_{chi} 为朝向修正系数, 取值为 0.20; A_0 为建筑面积, 单位 m^2 ; Q_i 为通过围护结构基础耗热量, 取经验

值为 $52.20 \text{ W}/\text{m}^2$ ^[22]。单位面积空气渗透耗热量的计算式为

$$Q_{\text{INF}} = \frac{(t_i - \bar{t}_e)(C_e \cdot \rho_e \cdot N \cdot V)}{A_0} \quad (11)$$

式中: C_e 为空气比热容; ρ_e 为空气密度, 单位 kg/m^3 ; N 为换气次数, 依据《民用建筑节能设计标准》(采暖居住建筑部分)中规定, 换气次数取 0.51 次/h; V 为换气体积, 一般换气体积按室内体积的 0.6 倍计算, 室内层高取 2.8 m。由式(9)——(11)可知, 室内温度是影响热负荷的重要指标, 用户热舒适度的约束即为对温度范围的约束, 即

$$\begin{cases} T_{\min}(t) = T_{\text{mid}}(t) - \Delta T_{\max} / 2 \\ T_{\max}(t) = T_{\text{mid}}(t) + \Delta T_{\max} / 2 \\ T(t) = T_0 + \Delta T_{\text{sp}}(t) \\ |\Delta T_{\text{sp}}(t)| \leq \Delta T_{\max} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $T(t)$ 为 t 时刻室内温度; T_0 为室内起始温度; $\Delta T_{\text{sp}}(t)$ 为 t 时刻温度改变量; ΔT_{\max} 为温度改变量的最大值; $T_{\min}(t)$ 和 $T_{\max}(t)$ 为室内温度调节的上下范围; 其中设 $T_{\text{mid}}(t)$ 为设定温度范围 $[T_{\min}, T_{\max}]$ 的中间位置。考虑室内温度的调节范围, 设定改变量最大值。

式(9)——(11)建立了热负荷与室内外温度的动态模型, 由于热负荷具有时间延续性, 同时式(12)室内热舒适需求约束了相邻时刻温度改变量的大小, 因此需要计算前后 2 个时刻的温度差引起的热负荷变化量, 即室内外温度差 $\Delta T(t) = t_i(t) - t_w(t)$ 与耗热实时量变化量 $\Delta Q_{\text{H}}(t)$ 的关系, 即

$$\Delta Q_{\text{H}}(t) = f(\Delta T(t)) = f(t_i(t) - t_w(t)) \quad (13)$$

式中: $\Delta T(t)$ 为 t 时刻室内外温度差; $\Delta Q_{\text{H}}(t)$ 为 t 时刻耗热量差。

通过式(13)的计算, 可以通过下式计算不同温度下室内热负荷需求。

$$\Delta Q_{\text{H}, T_n} = f(T_n) - f(T_n - m) \quad (14)$$

式中 $\Delta Q_{\text{H}, T_n}$ 为室内温度降低 m 摄氏度需要的热量。

热力系统负荷 DLC 特性有以下几点: 首先, 温度作为其调节尺度, 用户敏感度较低, 保证用户在温度舒适区间即可; 其次, 受调控手段及网络特性影响, 热力系统相对电力系统负荷调度调节速率慢, 且居民小区围护及网络结构具有一定的储热能力, 使其对短时的波动和间歇具有较强的平抑和耐受能力。热负荷 DLC 调控容量为

$$P_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t) = a_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t) H_{\text{H}}^{\text{DLC}}, a_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t) \in [0, 1] \quad (15)$$

式中: $P_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t)$ 是 t 时段热负荷 DLC; $a_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t)$ 为调控率, $a_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t) > 0$ 表示正在调控, $a_{\text{H}}^{\text{DLC}}(t) = 0$ 表示中断调控;

H_{\max}^{DLC} 为 DLC 最大调控容量。热力系统 DLC 调度要满足用户舒适度的约束, 即对室内温度调节范围进行约束, 通过式(14)(15)可以计算 DLC 调控量的最大约束, 即

$$P_H^{\text{DLC}}(t) \leq \Delta Q_{\max} \quad (16)$$

式中 ΔQ_{\max} 为 DLC 满足温度约束下的最大受控量。其中 $P_H^{\text{DLC}}(t)$ 、 ΔQ_{\max} 与式(12)中 $\Delta T_{\text{sp}}(t)$ 、 ΔT_{\max} 温度与热量的关系通过式(13)进行计算。

2.5 电热气耦合系统 DLC 特性

如图 1 所示, 电热气耦合系统负荷为热电联合调度的负荷, 一般有: 电储热、电采暖、具有储能的中央空调负荷等。

与电负荷不同, 热负荷具有很大的热惯性, 负荷的惯性决定了 DLC 参与的时间点及时长, 依据文献[23]热力网络延迟时间计算表达式为

$$\xi = \frac{HH_2^2 t_e^2 L(H_1 + H_2 - \omega)}{H_1 \cdot 3600 \cdot u[(H_1 + H_2)^2 + \omega^2]^2} + \frac{L}{3600u} \quad (17)$$

式中: ξ 代表给供热管路出口水温度到用户侧温度的延迟时间, 单位 h; u 为水流速, 单位 m/s; ω 为角频率, 单位 rad/h; t_e 为室内环境温度平均值; L 为供热管路长度, 单位 m; H_1 、 H_2 、 H_3 取值参数参见附录公式(A-3)。因各负荷节点管路长度不同, 为求得热网在不同节点延迟时间近似值, 以管路出口水流量为标准, 求得延迟时间得加权平均值, 即

$$\bar{\xi} = \frac{\sum n \cdot \xi}{\sum n} \quad (18)$$

式中: $\bar{\xi}$ 为平均延迟时间; n 为权重。

为此建立考虑前后时刻热惯性的耗热量变化关系式, 并通过式(19)转换为考虑热惯性的耗热量变化与温度变化量的关系模型, 即

$$\Delta Q_n(t) = \sum_{j=0}^{\bar{\xi}} e_j \cdot (\Delta Q_H(t-j) - \Delta Q_H(t-j-1)) = \sum_{j=0}^{\bar{\xi}} e_j \cdot (f(\Delta T(t-j)) - f(\Delta T(t-j-1))) \quad (19)$$

式中: $\Delta Q_n(t)$ 为用户 t 时刻热耗量变化量; e 为室内热量惯性物理参数; $\bar{\xi}$ 为影响当前热量变化的时间间隔, 通过式(17)计算得到; f 函数为式(13)热量变化与温度变化的关系式。

在电热气耦合系统中, 温度是负荷调控的主要目标, 由于热力负荷的惯性, 热负荷调节速率相对电负荷较慢, 本文引入不平衡量的概念, 通过计算热负荷不平衡量及室内温度的约束, 通过电热耦合元件快速调节热需求, 以满足系统平衡及用户需求。

结合式(14)和(16)可计算温度改变量最大值对

应的热负荷变化量 ΔQ_{\max} , 再结合式(14)(19), 考虑热惯性的温度变化与热量变化量关系约束, 将热耗量的变化换成对系统不平衡的约束, 即

$$|dp_H(t)| \leq \Delta Q_{\max}(t) + \Delta Q_n(t) \quad (20)$$

式中 $|dp_H(t)|$ 为不平衡量的绝对值, 只有不平衡量在这个范围内, DLC 和储热等调控方式才有作用。

本文提出 IDLC 参与多能负荷控制, 以期能够在不对用户产生明显影响的情况下, 通过对温度的实时监控, 调度负荷需求, 达到节能优化的目标。

3 DLC 参与电-热-气耦合系统调度模型

3.1 优化模型

电-热-气耦合系统优化是基于各子网的功率约束, 以考虑日前负荷预测、实时电价, 提出 DLC 参与电热气耦合系统构建综合经济优化调度模型。

模型为日前调度模型, 包括了常规火电机组、燃气机组、CHP 机组和储热等运行约束和相关系统功率平衡约束, 以园区多能源微网综合运行成本最小为目标函数, 即

$$\min C^{\text{MG}} = \sum (C_i^{\text{G}}, C_j^{\text{GAS}}, C_k^{\text{CR}}, C_l^{\text{CHP}}, C^{\text{IDLC}}, C^{\text{GUO}}) \quad (21)$$

式中: C^{MG} 为多能源微网综合运行成本; C_i^{G} 、 C_j^{GAS} 、 C_k^{CR} 、 C_l^{CHP} 、 C^{IDLC} 、 C^{GUO} 分别为常规机组、燃气机组、储热、CHP 机组、DLC 和电锅炉的运行成本。储热在本文中的成本忽略不计。

$$\begin{cases} C_i^{\text{G}}(t) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + b_i P_i^{\text{G}}(t) + c_i P_i^{\text{G}2}(t)) \\ C_j^{\text{GAS}}(t) = \sum_{j=1}^{N_g} b_j^{\text{GAS}} P_j^{\text{GAS}}(t) \\ C^{\text{GUO}}(t) = \sum_{\omega=1}^{N_{\text{GUO}}} c_p(t) P_{\omega}^{\text{GUO}}(t) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_i^{\text{G}}(t)$ 为 t 时段 i 台发电机组的有功出力; $P_j^{\text{GAS}}(t)$ 为 t 时段 j 台天然气机组的有功出力; $P_{\omega}^{\text{GUO}}(t)$ 为 t 时段 i 台电锅炉的有功出力; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为常规机组发电成本系数; $b_j^{\text{GAS}}(t)$ 为燃气机组成本系数; $c_p(t)$ 为实时电价。

$$\begin{aligned} C_l^{\text{CHP}}(t) = & \sum_{l=1}^{N_e} [a_e + b_e P_l^{\text{CHP}}(t) + c_e P_l^{\text{CHP}2}(t) + \\ & d_e m_{e,l}^2(t) + \dots \\ & f_e m_{e,l}(t) + h_e + r_e P_l^{\text{CHP}}(t) m_{e,l}(t)] \end{aligned} \quad (23)$$

式中: a_e 、 b_e 、 c_e 为 CHP 机组的发电成本系数; d_e 、 f_e 、 h_e 为 CHP 机组的供热成本系数; $m_{e,l}(t)$ 为 CHP 机组的平均供热功率; r_e 为热电联产系数; $r_e P_l^{\text{CHP}}(t) m_{e,l}(t)$ 为热电联产成本, 即背压式机组单位时间需要热电转换的成本。

式(24)中综合直接负荷控制(IDLC)的一般模

型,以在满足用户满意度和 DLC 受控约束,尽可能增加 DLC 受控量,挖掘需求侧调控能力。

$$C^{\text{IDLC}}(t) = \sum_{k=1}^{N_{\text{IDLC}}} b_{p,h,k}^{\text{IDLC}}(t) P_k^{\text{IDLC}}(t) \quad (24)$$

式中: $C^{\text{IDLC}}(t)$ 为电热气耦合系统需求侧 DLC 运行成本; $P_k^{\text{IDLC}}(t)$ 为电热气耦合系统需求侧中 t 时段 k 台 IDLC 的有功出力; $b_{p,h,k}^{\text{IDLC}}(t)$ 为 DLC 的补偿价格,本文以韦伯-费希纳定律(Weber-Fechner law)为理论依据,构建了用户参与 DLC 的意愿心理活动模型^[18],通过此定律的经验计算,提出较为合理有效的定价方案,以满足用户因参与需求调度给予补偿的心理预期。因此 DLC 实时补偿价格与实时电价的关系为

$$b_{p,h}^{\text{IDLC}}(t) = b_{p,h} \cdot \ln(c_{p,h}(t)) + C \quad (25)$$

式中: $b_{p,h}^{\text{IDLC}}(t)$ 为电、热系统 DLC 补偿价格;电力系统中 DLC 补偿 $b_p^{\text{IDLC}}(t)$ 与实时电价 $c_p(t)$ 相关,热力系统中 DLC 补偿 b_h^{IDLC} 与售热价格相关; $b_{p,h}$ 为电、热 DLC 的补偿系数,取值 0.5; C 为常数,一般取 1。本文中实时电价是通过实时电价定价法模型计算得到的^[22],其数学表达式为

$$\rho_{k,t} = \frac{\partial C_{W,d}}{\partial W_{k,d}} \quad (26)$$

$$\text{s.t. } W_{G,t} = W_{d,t} + W_{l,t} \quad (27)$$

式中: $\rho_{k,t}$ 为用户 k 在时段 t 的实时电价; $C_{W,d}$ 为机组运行成本; $W_{k,d}$ 为用户 k 在 d 时段的用电量; $W_{G,t}$ 为发电总电量; $W_{d,t}$ 为用户消耗电能; $W_{l,t}$ 为电能损耗。

对式(24)中 P^{IDLC} 进行描述:根据调度需求,将可参与的负荷分成 M 组,那么 t 时段 DLC 实际控制的所有负荷可表示为

$$P_k^{\text{IDLC}}(t) = \sum_{k=1}^{N_{\text{IDLC}}} a_k(t) P_k(t), a_k(t) \in [0,1] \quad (28)$$

式中: $P_k(t)$ 是 t 时段第 k 组 DLC 实际调控的负荷功率; $a_k(t)$ 为调控率, $a_k(t) > 0$ 表示增加负荷调控, $a_k(t) = 0$ 表示中断负荷调控。对于反弹负荷(energy payback, EP)的数学模型,目前还没有关于 EP 的准确模型,一般情况下广泛使用三阶段自回归模型进行拟合^[24],即

$$P_{pb,k}(t) = \alpha P_k(t-1) + \beta P_k(t-2) + \gamma P_k(t-3) \quad (29)$$

式中: $P_{pb,k}(t)$ 是第 t 时段 k 组 DLC 的反弹负荷; $P_k(t-1)$ 、 $P_k(t-2)$ 、 $P_k(t-3)$ 是第 k 组 DLC 在 $t-1$ 、 $t-2$ 、 $t-3$ 时段的受控负荷功率; α 、 β 、 γ 为反弹系数。

3.2 约束条件

供应侧模型约束主要分为 2 个部分,即系统约束和个体约束。

1) 系统约束。

供需侧电功率平衡约束为

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_j^{\text{GAS}}(t) + \sum_{i=1}^{N_G} P_i^{\text{G}}(t) + \sum_{l=1}^{N_{\text{CHP}}} P_l^{\text{CHP}}(t) = P_1(t) \quad (30)$$

热功率平衡约束为

$$\begin{cases} Q_R(t) + Q_G(t) + dp_H^-(t) = H_1(t) + dp_H^+(t) \\ Q_R(t) + Q_G(t) = \sum_{j=1}^{N_G} H_j^{\text{GAS}}(t) + \sum_{i=1}^{N_G} H_i^{\text{CR}}(t) + \sum_{l=1}^{N_{\text{CHP}}} H_l^{\text{CHP}}(t) \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_1(t)$ 和 $H_1(t)$ 为电、热负荷预测值; $dp_H(t)$ 为不平衡量。受热力系统传统惯性影响,热力系统不平衡量的调节需要借助耦合系统中电、热环节(如储热、DLC 和电制热环节)的快速调节实现。

热-气网络约束包含:流量连续约束、气网终端节点压强约束、室内温度约束及不平衡量约束。流量连续约束为

$$\left(\sum_{i,j \in \sigma_{i,in}} L_{ij} \right) + L_{i,in} = 0 \quad (32)$$

式中: L_{ij} 为从节点 i 流向节点 j 的流量; $L_{i,in}$ 为节点 i 注入流量; $\sigma_{i,in}$ 为以 i 为注入节点的支路集合。

气网终端节点压强约束为

$$p_j \geq 200 \text{ kPa} \quad (33)$$

式中: p_j 为末端支路节点压力,根据《城镇燃气设计规范(GB50028—2006)》规定,入户天然气管路压强不得低于 200 kPa。

室内温度约束及不平衡量约束分别在前文式(12)和式(20)中描述。

2) 个体约束。

常规机组、CHP 机组、燃气机组出力上下限约束、爬坡约束、CHP 机组的热电联耦约束和 IDLC 受控量约束参见附录公式(A-4)—(A-7)及图 A1。

DLC 最小可中断时间约束为

$$\sum_{t=k}^{k+T_{\min}^{\text{DLC}}-1} u^{\text{DLC}}(t) \geq T_{\min}^{\text{DLC}} [u^{\text{DLC}}(k) - u^{\text{DLC}}(k-1)], \quad (34)$$

$$k = 1, \dots, T - T_{\min}^{\text{DLC}} + 1$$

$$\sum_{t=k}^T [u^{\text{DLC}}(t) - u^{\text{DLC}}(k) + u^{\text{DLC}}(k-1)] \geq 0,$$

$$k = T - T_{\min}^{\text{DLC}} + 2, \dots, T \quad (35)$$

DLC 最大可中断时间约束为

$$\sum_{t=k}^{k+T_{\max}^{\text{DLC}}} u^{\text{DLC}}(t) \geq T_{\max}^{\text{DLC}}, k = 1, \dots, T - T_{\max}^{\text{DLC}} \quad (36)$$

DLC 中断次数约束为

$$\sum_{t=1}^T [1 - u^{\text{DLC}}(t-1)] u^{\text{DLC}}(t) \leq N^{\text{DLC}} \quad (37)$$

式中： T_{\min}^{DLC} 和 T_{\max}^{DLC} 为最小和最大可中断时间； N^{DLC} 为最大动作次数。

3.3 模型求解

首先对本文目标函数进行分析，目标函数由多个二次函数和一次函数的线性加权组成，其中，二次项系数为正，均为凸函数；因此，本文的目标函数为多个凸函数的线性加权，且权值大于 0，所以整个函数为凸函数。本文的目标函数加上含整数变量的约束，形成混合整数二次规划问题(mixed integer quadratic programming problems)，即为 CPLEX 可以求解的问题。本文采用 MATLAB R2016a 进行编程，通过 YALMIP 平台调用 CPLEX 12.5 算法包对模型进行求解。

4 电热气耦合系统 IDLC 优化算例分析

4.1 算例结构及数据

以某地电-热-气耦合综合能源系统示范园区为例，构建 12 节点热气混合低温供热网络，系统网络结构如图 5 所示，其中供热源包含 CHP、电锅炉和储热罐，热气网络根据本身传输特性是辐射网络，并在终端节点配置天然气热泵。由于示范区天然气管路传输距离较短和传输容量较小，暂不考虑天然气管路压缩机，其中热网单独结构及热网、气网数据参见附录 A 图 A3 和表 A1。

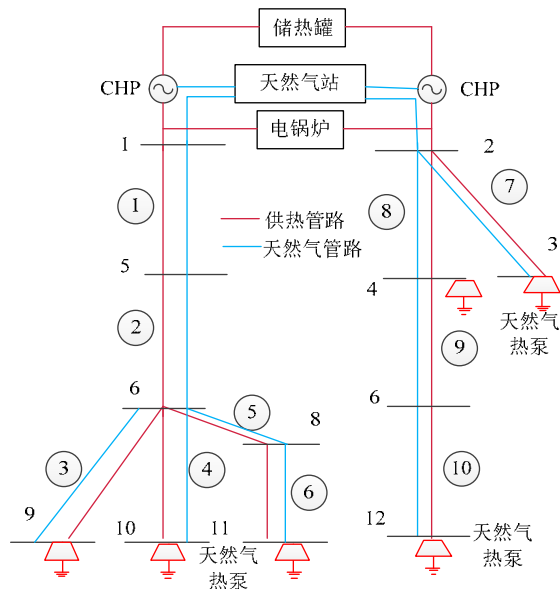


图 5 热-气混合网络结构

Fig. 5 Hybrid structure of heat-gas mixture

系统包含 1 台常规火电机组，容量为 50 MW；2 台 CHP 机组，容量为 32 MW，机组参数及特性参见附录；一个燃气发电机组，容量为 15 MW；一个电锅炉，容量为 15 MW；储热罐容量 15 MW·h。其中，常规机组爬坡率为 120 MW/h；燃气机组爬

坡率为 15 MW/h^[25]；CHP 机组爬坡率为 96 MW/h；电锅炉爬坡率为 15 MW/h；储热罐的储放热速率为 36MW/h，室外温度为冬季室外温度典型日采样^[22]。目标函数求解后的值为 2.878×10^5 元。算例共有变量 1344 个，求解时间为 6.426 s。

4.2 供应侧算例分析

附录图 A4 为电负荷的预测曲线和日前实时电价曲线，其中电负荷以 15 min 为一个时段，实时电价是根据式(26)(27)得到。图 A5 为热负荷的预测曲线和室内外温度差的变化曲线，室内外温度差由附录图 A2 中室内外温度得到。

机组电功率变化曲线见图 6。

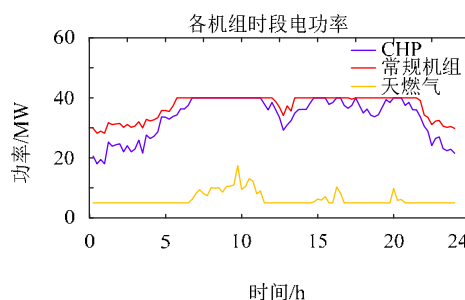


图 6 机组电功率变化曲线

Fig. 6 Electric power units output curve

从图 6 可以看出，在 7:00—12:00 和 15:00—17:00 期间，燃气机组出力明显，使常规火电机组和 CHP 机组出力维持稳定；常规机组最大运行功率在额定容量的 80%，CHP 机组的最大运行功率在额定容量的 62.5%，可见电-热-气耦合系统相互支持，可以互为备用，降低了系统运行成本。

热电机组出力变化曲线见图 7。

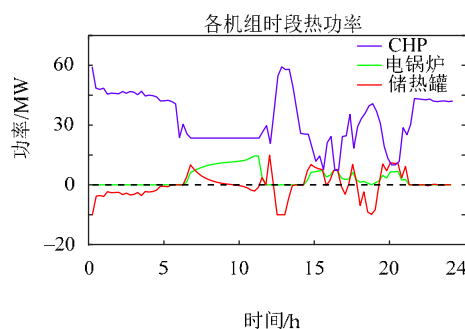


图 7 热电机组出力变化曲线

Fig. 7 Thermal electric units output curve

从图 7 可以看出，0:00—5:00 点期间，负荷低谷期，储热罐储热；CHP、电锅炉和储热罐交替出力满足热负荷需求。

图 8 中，以节点 4 和 10 为例，并从附录表 A1 可以看出，若不考虑天然气热泵在末端节点的热支撑作用，4 节点和 10 节点的送水温度为 49.97 和 21.21，均不满足低温供热管路入户供水温度。从

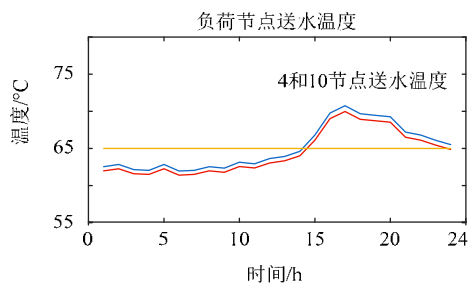


图 8 负荷节点送水温度曲线
Fig. 8 Temperature curve of water delivery node

图 8 可以看出，天然气热泵参与后，依据室内外温差(附录图 A2)，节点 4 和节点 10 的送水温度均可以满足用户热需求，可见热气网络的耦合支撑使低温供热得以实现，且低温供热具有更好的经济性，同时提高了终端节点的供热能力。

4.3 需求侧算例分析

IDLC 参与园区多能源微网的负荷调度的相关参数参见附录表 A4 所示。

图 9 是电力系统 DLC 的受控量和反弹量的示意图，调控时间以 15 min 为单位。可以看出，反弹量趋势与受控量一致，但时间明显延后于受控量，反弹量的峰值大小也明显小于受控量；结合表 1 可知，在 DLC 参与调度的时段，明显降低了系统峰值负荷，DLC 总量占调控时段总负荷量的 6.23%。

图 10 为热负荷变化曲线和 DLC 参与热负荷调度量变化。可以看出 DLC 的调度时间提前了 1.47 h，DLC 的参与明显降低了峰值负荷，在 DLC 参与调度的时段，DLC 总量占调控时段总负荷量的 3.52%，达到了节能减排的效果。

DLC 节能参数见表 2。

经过式(17)(19)的计算， $H=4.54$ ； $H_1=24.6$ ；

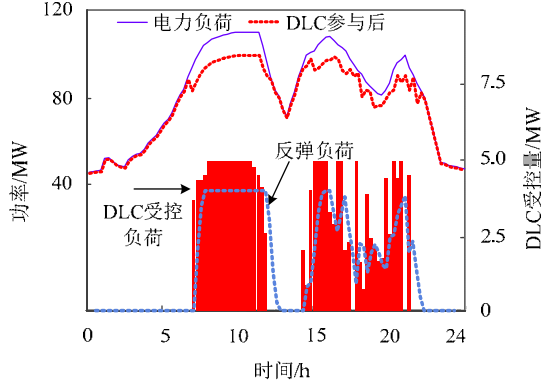


图 9 电力负荷及 DLC 受控曲线
Fig. 9 Power load and DLC controlled curve

表 1 DLC 节能参数 Tab. 1 DLC energy-saving parameter		
DLC 参与时间段电力 系统负荷/MW	参与调度 DLC 负荷/MW	DLC 节能 百分比/%
3.05×10^3	190	6.23

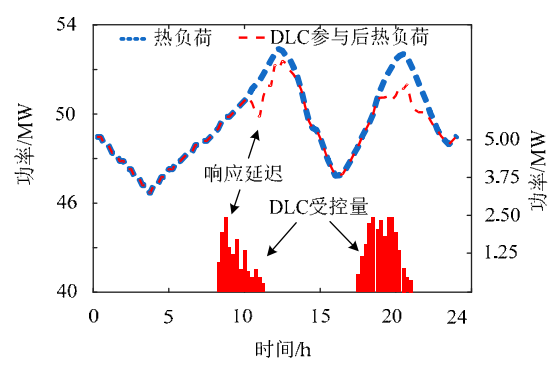


图 10 热力负荷及 DLC 参与量变化曲线
Fig. 10 DLC and energy payback variation curve

表 2 DLC 节能参数 Tab. 2 DLC energy-saving parameter		
DLC 参与时间段热力 系统负荷/MW	参与调度 DLC 负荷/MW	DLC 节能 百分比/%
1.55×10^3	54.5	3.52

$H_2=0.041$ ；经过表 A1 中管路长度和出口水流量的计算，得 $\tau=1.47$ h，即热网整体平均延迟时间为 1.47 h。

但是由于热系统 DLC 在计算中没有考虑温差对耗热量影响和热负荷不平衡量对系统影响，为考虑更为周全，引入电热气耦合系统 DLC 调度算例分析。对温差耗热量进行 3 次多项式拟合，室内温度范围定为 17~19℃，室外温度范围定为 -8~5℃，温度差 ΔT 在 12~27℃。通过式(5)的计算，12~27℃ 每一个离散温度点对应的耗热量变化量 ΔQ_H ，为了能够计算更为方便准确，将离散点转化为连续曲线，运用最小二乘法进行多项式拟合，发现 3 次多项式和 4 次多项式对原离散数据具有较好拟合度，且结果接近，因此选用较为容易求解的 3 次多项式进行拟合，如附录图 A6 所示。经拟合计算，得到室内外温差 ΔT 与耗热量变化量 ΔQ_H 的关系式：

$$\Delta Q_H(t)=a_0+a_1\Delta T(t)+a_2\Delta T(t)^2+a_3\Delta T(t)^3 \quad (39)$$

式中： $a_0=-115$ ； $a_1=130$ ； $a_2=-41$ ； $a_3=4.36$ 。

式(31)中，热力系统存在不平衡量的问题，首先分析不平衡量大小，如图 11 所示。

从图 11 可以看出，正负不平衡量 $dp_{\text{H}}^+(t)$ 、 $dp_{\text{H}}^-(t)$ 由储热和 DLC 调节。通过耦合系统的快速调节，正负不平衡量均有明显改善，使供需更趋于平衡。

对于用户行为对热负荷的影响，属于随机因素对热负荷的影响。依据文献[26]，将用户用热模式分为：固定模式、工作模式和随机模式。基于实际调查情况，随机模式用户根据自己的热需求自主调节室内温度，这类用户数量较少，对整体住户用热负荷影响较小，暂不考虑。本文以此为基础，为考

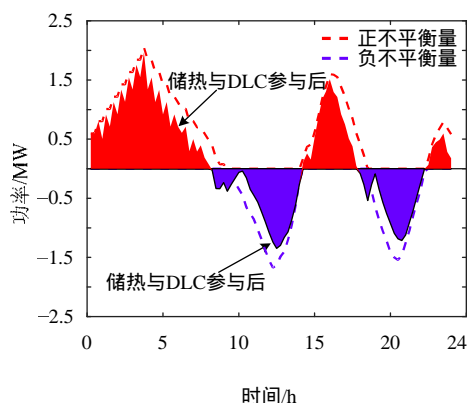


图 11 热负荷不平衡量变化曲线

Fig. 11 Variation curve of heat load unbalance

考虑电热负荷调度的优势,将用户用热模式均设定为固定模式(即用户不去调节温控开关,保持固定值)。本文在考虑了系统供需平衡的条件下,还计及了需求侧的温度约束,同时耦合系统不平衡量的调节也会对用户温度产生影响,本文中对室内温度舒适区间定于 17~19℃,如图 12 所示。

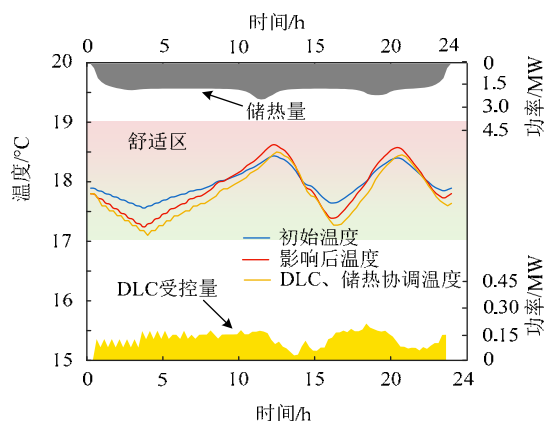


图 12 热负荷不平衡量对温度影响曲线

Fig. 12 Influence of heat load unbalance on temperature

从图 12 可以看出,温度受不平衡量影响后波动较大,通过图 10、11, DLC 和储热的参与在满足用户热舒适的前提下,尽可能地提高 DLC 参与量,并结合式(13)~(16),总结数据见表 3。

表 3 IDLC 节能参数
Tab. 3 IDLC energy-saving parameter

DLC 参与时间段耦合系统热负荷/MW	参与调度 DLC 负荷/MW	DLC 节能百分比/%
4.84×10^3	1.26×10^2	2.60

从表 3 可以看出,在耦合系统中,保证用户舒适需求的前提下,在 DLC 参与调度的时段,明显减少了不平衡量的波动,负荷节能达到了 2.60%。可看出,电-热-气耦合系统 DLC 有较好的节能效果。

5 结论

本文构建了基于需求响应的电-热-气耦合系

统综合直接负荷控制协调优化模型,分析电-热-气耦合系统的结构及运行特性,建立了低温供热网络,研究了供给侧网络结构和需求侧特性,建立了多源耦合及 DLC 参与耦合系统的模型。主要结论如下:

1) 构建了电-热-气多能源耦合网络系统,提出了一种基于 IDLC 的综合需求响应策略,在供应侧多种能源的互支持提高了机组的备用容量,提高能源交互利用效率,降低了系统运行成本。

2) 构建了以多能源系统运行成本最小为目标的综合能源系统优化调度模型,该模型考虑了供应侧电-热-气耦合系统及个体约束,分析了需求侧 IDLC 参与调度的约束条件,能够实现供给侧和需求侧为整体的电-热-气多能源耦合系统优化调度。

3) 通过对所构建的电-热-气耦合综合能源系统示范园区的仿真分析,分析了供应侧电-热-气耦合系统的互补特性和 DLC 参与的电热气耦合系统需求侧调度的优势,结果显示:供应侧多种能源的互为支持和备用对于保证多能源系统的安全运行具有重要意义且能够降低运行成本;需求侧调度使供需更趋于平衡, IDLC 对电热气耦合系统需求侧的优化,能够降低峰值负荷,增加需求侧的弹性。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/volumn/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 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 (in Chinese).
- [2] 邵成成,王锡凡,王秀丽,等.多能源系统分析规划初探[J].中国电机工程学报,2016,36(14):3817-3828.
Shao Chengcheng, Wang Xifan, Wang Xiuli, et al. Probe into analysis and planning of multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3817-3828 (in Chinese).
- [3] 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 based on coupled CCHP[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2456-2466 (in Chinese).
- [4] 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 (in Chinese).
- [5] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等.综合能源系统与能源互联网简述[J].电工技术学报,2016,31(1):1-13.
Yu Xiaodan, Xu Xiandong, Chen Shuoyi, et al. A brief review to

- integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13(in Chinese).
- [6] He H, Corbin C D, Kalsi K, et al. Transactive control of commercial buildings for demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 774-783.
- [7] 仪忠凯, 李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的热电联合调度策略[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1378-1384.
- Yi Zhongkai, Li Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1378-1384(in Chinese).
- [8] Zhang C, Xu Y, Dong Z Y, et al. Robust operation of microgrids via two-stage coordinated energy storage and direct load control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, PP(99): 1-1.
- [9] 张钦, 王锡凡, 别朝红, 等. 电力市场下直接负荷控制决策模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(9): 23-28.
- Zhang Qin, Wang Xifan, Bie Zhaohong, et al. A decision model of direct load control in electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(9): 23-28(in Chinese).
- [10] 罗琴, 宋依群. 售电市场环境计及可中断负荷的营销策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 134-139.
- Luo Qin, Song Yiqun. Marketing strategy in competitive retail market considering interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 134-139(in Chinese).
- [11] 孙宇军, 王岩, 王蓓蓓, 等. 考虑需求响应不确定性的多时间尺度源荷互动决策方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(2): 106-113.
- Sun Yujun, Wang Yan, Wang Beibei, et al. Multi-time scale decision method for source-load interaction considering demand response uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(2): 106-113(in Chinese).
- [12] 卢志刚, 杨宇, 耿丽君, 等. 基于 Benders 分解法的电热综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(7): 1922-1934.
- Lu Zhigang, Yang Yu, Geng Lijun, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated electrical and heating systems based on benders decomposition[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(7): 1922-1934(in Chinese).
- [13] 刘述欣, 戴赛, 胡林献, 等. 计及回水管网热损失的电热联合系统潮流模型及算法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 77-81.
- Liu Shuxin, Dai Sai, Hu Linxian, et al. Power flow model and algorithm of combined power and heat system considering heat loss in return pipe network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 77-81(in Chinese).
- [14] Correa-Posada C M, Sánchez-Martín. Security-constrained optimal power and natural-gas flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1780-1787.
- [15] Ziqing J, Ran H, Qian A. Extended multi-energy demand response scheme for industrial integrated energy system[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2018, 12(13): 3186-3192.
- [16] Ali M, Koivisto M, Lehtonen M. Optimizing the DR control of electric storage space heating using LP approach[J]. International Review on Modelling & Simulations, 2013, 6(3): 853-860.
- [17] Morales M S, Lima J W M. Natural gas network pricing and its influence on electricity and gas markets[C]//Power Tech Conference Proceedings. Bologna: IEEE, 2003: 6.
- [18] 韦福水, 郑晓菲. 低温地热及热泵联合供热系统热源设计[J]. 应用科技, 2001, 28(11): 10-17.
- Wei Fushui, Zheng Xiaofei. A design of heat resource for space heating system of low temperature geothermal energy associated with heat pump[J]. Applied Science and Technology, 2001, 28(11): 10-17(in Chinese).
- [19] 谢雯雯. 低温供热对室内舒适性影响的数值模拟[J]. 科技创新与应用, 2018, 12(4): 82-83.
- [20] 王英瑞, 曾博, 郭经, 等. 电-热-气综合能源系统多能流计算方法[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2942-2950.
- Wang Yingrui, Zeng Bo, Guo Jing, et al. Multi-energy flow calculation method for integrated energy system containing electricity, heat and gas[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2942-2950(in Chinese).
- [21] 王建华. 采暖居住建筑耗热量指标计算方法的研究[D]. 西安: 西安建筑科技大学, 2005.
- [22] 朱兰, 严正, 杨秀, 等. 计及需求侧响应的微网综合资源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2621-2628.
- Zhu Lan, Yan Zheng, Yang Xiu, et al. Integrated resources planning in microgrid based on modeling demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2621-2628(in Chinese).
- [23] Jie P, Tian Z, Yuan S, et al. Modeling the dynamic characteristics of a district heating network[J]. Energy, 2012, 39(1): 126-134.
- [24] 王蓓蓓, 刘小聪, 李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 35-44.
- Wang Beibei, Liu Xiaocong, Li Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 35-44(in Chinese).
- [25] 赵志远. 风电功率爬坡事件的识别方法研究[D]. 兰州: 兰州大学, 2016.
- [26] 闫丙宏. 行为节能对集中供热系统热负荷特性的影响研究[D]. 天津: 河北工业大学, 2011.



艾欣

收稿日期: 2018-10-23。

作者简介:

艾欣(1964), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统分析与控制、新能源发电与智能电网方面的研究工作, E-mail: aixin@ncepu.edu.cn;

陈政琦(1990), 男, 博士研究生, 通信作者, 主要从事电力系统分析与控制方面的研究工作, E-mail: chenzhengqi86@126.com;

孙英云(1975), 男, 博士, 副教授, 主要从事电力系统分析与控制方面的研究工作, E-mail: sunyy@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 徐梅)

附录 A

在中压天然气网络中, K_r 的取值为:

$$K_r = 27.24 \frac{L_r(i)}{D_r^{4.848} \varepsilon^2} \quad (\text{A-1})$$

式中: $L_r(i)$ 为支路管路长度, 单位 m; D_r 为管路直径, 单位 mm; ε 天然气管路影响系数, 一般取值为 0.98^[19]。 Δp 的取值为

$$\Delta p = K_r L_{\text{gas}} |L_{\text{gas}}^{k-1}| \quad (\text{A-2})$$

式中: Δp 为管路压降; L_{gas} 为管路流量; k 为流量压力指数, 在中压天然气网络中取值为 1.848^[19]。

$$H = \frac{\alpha L_1}{F C_p \rho}, H_1 = \frac{\alpha L_1}{F_p C_p \rho_p}, H_2 = \frac{k L_2}{F_p C_p \rho_p} \quad (\text{A-3})$$

其中, α 为流体与管壁间热传导系数, 单位 $\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$; L_1 为内部管路长度; F 为管道截面积, 单位 m^2 ; C_p 为水比热容; ρ 为水密度; F_p 为管壁截面积; C 为管道热值; ρ_p 为管道密度; L_2 为外部管路长度; k 为管路整体热传导系数。

常规机组、CHP 机组、燃气机组出力上下限约束为:

$$P_{i\min}^{G, \text{CHP}, \text{GAS}} \leq P_i^{G, \text{CHP}, \text{GAS}}(t) \leq P_{i\max}^{G, \text{CHP}, \text{GAS}} \quad (\text{A-4})$$

常规机组、CHP 机组、燃气机组爬坡约束及储热罐放热速率约束为

$$r_{i\downarrow}^{G, \text{CHP}, \text{GAS}, \text{CR}} \leq P_i^{G, \text{CHP}, \text{GAS}, \text{CR}}(t) - P_i^{G, \text{CHP}, \text{GAS}, \text{CR}}(t-1) \leq r_{i\uparrow}^{G, \text{CHP}, \text{GAS}, \text{CR}} \quad (\text{A-5})$$

式中 r_{\downarrow} 、 r_{\uparrow} 为机组的爬坡率。

CHP 机组热电联耦约束可描述为

$$\begin{cases} \max \{P_{\min}^{\text{CHP}} - c_v h^{\text{CHP}}, c_m h^{\text{CHP}}\} \leq P^{\text{CHP}} \leq P_{\max}^{\text{CHP}} - c_v h^{\text{CHP}} \\ 0 \leq h^{\text{CHP}} \leq h_{\max}^{\text{CHP}} \end{cases} \quad (\text{A-6})$$

式中: P^{CHP} 为发电功率; h^{CHP} 为发热功率; P_{\max} 和 P_{\min} 为机组纯凝工况下最大最小发电功率; c_v 为机组进汽量; c_m 为机组背压值。附录图 A1 为 CHP 机组热电联耦特性图及参数。

IDLC 受控量约束为

$$P_{i\min}^{\text{DLC}} u_i^{\text{DLC}}(t) \leq P_i^{\text{DLC}}(t) \leq P_{i\max}^{\text{DLC}} u_i^{\text{DLC}}(t) \quad (\text{A-7})$$

式中: $P_{i\min}^{\text{DLC}}$ 和 $P_{i\max}^{\text{DLC}}$ 分别为参与直接负荷控制用户的最小、最大受控量; u_i^{DLC} 为状态变量, 取值为 0 时表示负荷不受控, 取值为 1 时表示负荷受控。同时热力 DLC 负荷遵循原文式(34)约束。

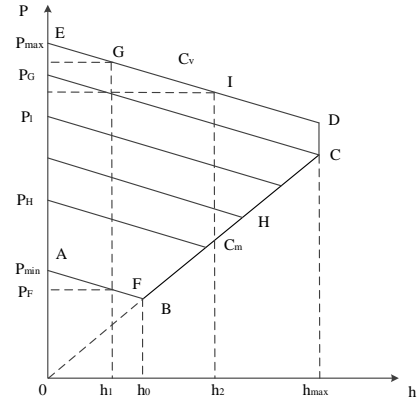


图 A1 CHP 机组热电联耦特性
Fig. A1 Coupling characteristics of CHP unit

图中: A(0,15.5), B(19.5,10.7), C(32,17.6), D(32,24.4), E(0,32), $C_v=0.25$; $C_m=0.55$ 。

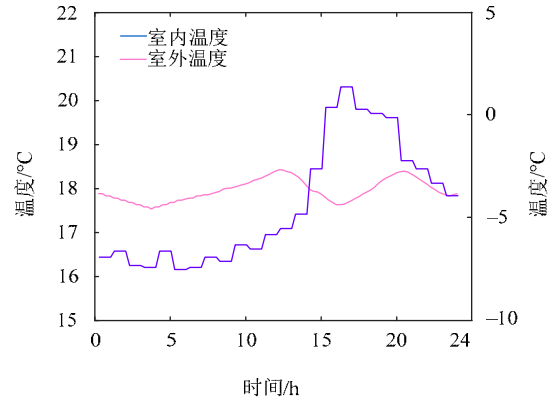


图 A2 室内外温度曲线
Fig. A2 Indoor and outdoor temperature curve

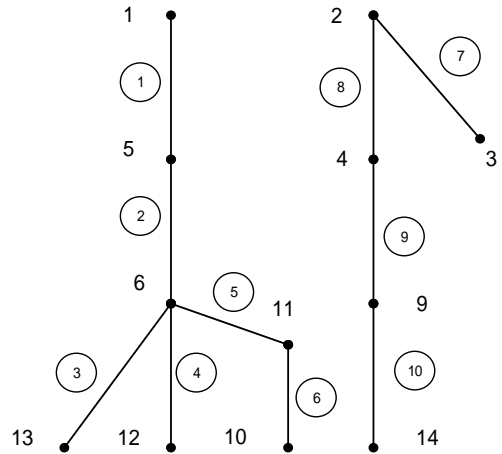


图 A3 辐射状热网结构图
Fig. A3 Radial heat network structure

表 A1 热力网络和天然气网络支路数据

Tab. A1 Thermal network and natural gas network branch data

支路	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
节点	1-5	5-6	6-13	6-12	6-11	11-10	2-3	2-4	4-9	9-14
长度(Km) d_{ij}	0.2451	0.6222	0.8400	1.5607	1.2061	1.0419	0.5967	0.7379	1.3733	1.6141
热水管路流量(kg/h) m_{ij}	2200	2200	800	750	650	650	400	400	275	275
负荷节点供水温度 (未考虑天然气热泵的情况)	78.01	75.04	63.09	49.97	52.58	55.67	57.09	52.71	25.85	21.21
天然气负荷节点需求 m^3/h	0	0	108.79	801.82	0	431.20	225.03	349.65	0	856.36

表 A2 数值仿真参数

Tab. 1 Parameter values for the numerical simulation

参数	值	参数	值
P_{min}^{DLC}	0 MW	R	2 /kW
P_{max}^{DLC}	5 MW	C	10 kWh/
T_{min}^{DLC}	2 hr	P	14 kW
T_{max}^{DLC}	5 hr	η	2.5
U_{min}^{DLC}	2 min	α	0.4
γ	0.1	β	0.3
c_h	0.16 元/kWh	$b_{p,h}$	0.7

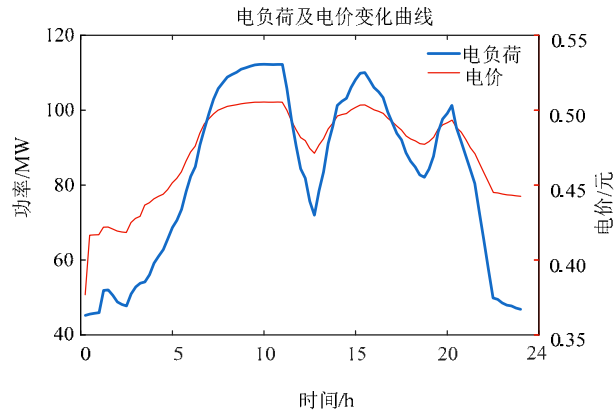


图 A4 电负荷预测和日前实时电价曲线

Fig. A4 Electricity load forecast and real - time electricity price curve

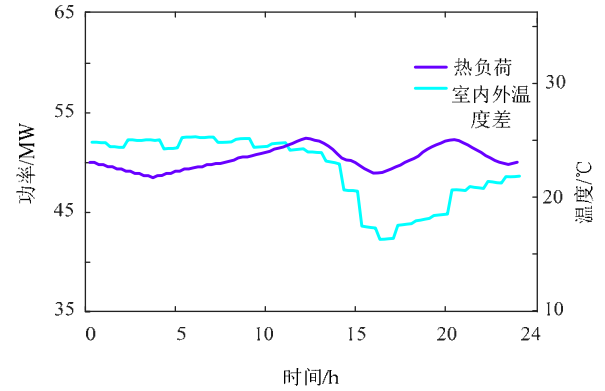


图 A5 热负荷和室内外温度差曲线

Fig. A5 Curves of heat load and outdoor temperature

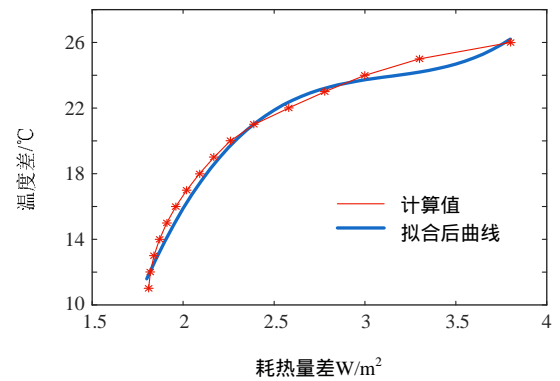


图 A6 耗热量变化曲线

Fig. A6 Heat consumption change curve