

基于多能互补的热电联供型微网优化运行

程 杉, 魏昭彬, 黄天力, 何 畅, 赵孟雨

(新能源微电网湖北省协同创新中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443002)

摘要: 热电联供型微网(CHP-MG)对实现能源可持续发展和构建绿色低碳社会具有重要的应用价值, 而内部复杂的能源结构与设备耦合关系, 也对其运行优化带来了挑战。利用供需双侧电、热能的互动互补关系, 在供给侧采用储能装置实现联供设备的热电解耦, 通过各能源转换设备提升系统多能源的供应能力。在需求侧对负荷类型进行分类, 利用电负荷的弹性和系统供热方式的多样性, 构建含电负荷时移、削减响应及热负荷供能方式响应的综合能源需求响应模型, 并提出响应补偿机制。在此基础上, 以系统运行成本与响应补偿成本之和最小为目标, 综合考虑供需双侧设备运行和可调度负荷资源约束, 建立基于多能互补的 CHP-MG 优化运行数学模型。基于算例的仿真结果和对比分析表明: 考虑多能互补的供需双侧协同优化能有效提高系统供能的灵活性以及运行经济性。

关键词: 热电联供型微网; 热电解耦; 综合能源需求响应; 多能互补

Multi-energy complementation based optimal operation of a microgrid with combined heat and power

CHENG Shan, WEI Zhaobin, HUANG Tianli, HE Chang, ZHAO Mengyu

(Hubei Collaborative Innovation Centre for Microgrid of New Energy (CTGU), Yichang 443002, China)

Abstract: CHP-MG is important for sustainable energy development and building a green and low-carbon society. The complex coupling relationship between internal energy structure and equipment also brings challenges to its operational optimization. In this paper, the thermoelectric decoupling of cogeneration equipment is realized by using energy storage devices on the supply side, utilizing the mutual complementary relationship of electricity and heat energy on both sides of supply and demand, and the multi-energy supply capacity of the system is enhanced by various energy conversion devices. The load types are classified on the demand side, and the elasticity of electric load and the diversity of heating modes of the system are utilized. A comprehensive energy demand response model including time-shift of electric load, reduction response and conversion response of heating mode is built, and a response compensation mechanism is proposed. On this basis, taking the minimum sum of system operation cost and response compensation cost as the objective, and accounting for the constraints of equipment operation and dispatchable load resources on both sides of supply and demand, a mathematical model of optimal operation of CHP-MG based on multi-energy complementarity is established. Finally, the results and comparisons of an example show that the bilateral collaborative optimization of supply and demand considering multi-energy complementarity can effectively improve the flexibility of energy supply and operational economy of the system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51607105).

Key words: CHP-MG; thermoelectric decoupling; integrated demand-side management; multi-energy complementary

0 引言

热电联供型微网(Combined Heat and Power Microgrid, CHP-MG)基于能源梯级利用的理念, 打

破能源系统之间相互分立的格局, 有效提高了能源利用率^[1]。如何通过储能和分布式产能/能源转换设备的协同优化来突破热电耦合约束, 充分利用需求侧多种负荷的互补关系, 建立科学、合理的供需双侧多能协调的经济调度模型是 CHP-MG 优化运行的重要研究内容^[2-3]。

近年来, 国内外针对 CHP-MG 的单元建模、规

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51607105); 三峡大学硕士学位论文培优基金(2019SSPY055)

划以及能量管理做出了一系列具有开拓性的研究。文献[4-5]在 CHP-MG 设备规划层面给出规划模型,前者建立以降低系统总成本为目标的非线性规划模型,后者兼顾经济指标和碳排放指标,建立多目标混合整数线性规划模型。文献[6]建立了热电联产经济调度模型,并采用纵横交叉算法求解。在此基础上,为处理电价、风电、光伏和负荷的不确定性问题,文献[7-8]分别采用随机规划和鲁棒优化方法来建立 CHP-MG 调度优化模型。文献[9-11]分别利用蒸汽储存系统、电转气技术以及供热管道和蓄热器的蓄热能力来实现热电联产机组的热电耦合,提高了系统的供能灵活性。而文献[12]还考虑热网节点流量平衡、热能—流量约束及热损平衡约束,建立了多区域 CCHP 系统容量协同优化配置的混合整数线性规划模型,使调度结果更贴近于实际。上述文献围绕规划与调度问题对 CHP-MG 供给侧设备出力优化做出了比较完善的研究,但没有考虑需求侧资源的可调度性。为进一步激发 CHP-MG 的灵活性,有必要对其需求侧进行合理的调度管理。

需求侧管理在 20 世纪 80 年代被美国电力科学院提出^[13],如今向着更能反映市场竞争和需求弹性的需求响应发展。需求响应(Demand Response, DR)强调供应侧和需求侧的双向互动,是用户参与系统调度的重要手段,用户根据能源市场价格和系统要求改变其负荷需求以获取一定的利益回报。目前 DR 研究大多停留在电力方面,文献[14]为解决风电功率不确定性对系统稳定运行带来的影响,构建了计及需求响应的风电储能 2 阶段调度优化模型。文献[15]采用鼓励机制,为用户提供优惠券激励来引导用电需求。而多能互补型的 CHP-MG 还可以通过合理地改变热负荷大小来进一步降低能源成本,文献[16]针对多能互补系统,为用户提供了热需求市场机制,并建立热需求响应模型,成功降低了系统运行成本。文献[17]基于楼宇的蓄热特性,提出一种融合需求侧虚拟储能系统的冷热电联供楼宇微网优化调度方法。文献[18]研究了冰蓄冷空调的运行方式对 CHP-MG 综合效益的影响。上述研究主要通过负荷削减和负荷时移两种方式来实现 DR,但这些方式都是以牺牲用户的舒适度为代价而得以实现。CHP-MG 中拥有多种类型的能源,为需求响应提供了新的方式,即在高峰用电时段用户除了可以使用削减和时移响应,还可以基于负荷之间的互补特性,调节电热负荷参与响应调节。

综合需求侧响应(Integrated Demand Side Response, IDSR)拓展了用户参与需求响应的方式,使用户可选择消费不同的能源达到同样的响应效

果,使系统的负荷调节指令得以执行的同时,对用户的用能舒适度影响也较小^[19-21]。本文针对以上问题,通过储能设备解耦热电联系,建立基于多能互补的 CHP-MG 优化运行模型。模型包含系统供给侧的多能互补协调与需求侧的综合能源响应两个方面,使供给侧通过能源转换设备扩充供能能力,使需求侧通过改变用户用能选择来提高响应能力,为微网的热、电生产提供优化空间。最后,采用 CPLEX 软件进行模型求解,通过算例仿真验证,本文的优化策略能实现系统供能的灵活性以及运行经济性的提高。

1 CHP-MG 系统供给侧多能互补模型

本文主要研究包含热、电、气 3 种能源形式的 CHP-MG 系统优化运行,系统微源设备主要有风力发电、微型燃气轮机(Micro Turbine, MT)、燃气锅炉(Gas Boiler, GB);储能设备(Energy Storage system, ESS)包含蓄电池(Battery, BT)和蓄热槽(Thermal Storage Tank, TST);能源转换设备包括热交换机(Heat Exchange, HE)、电热设备等,其结构如图 1 所示,此系统与外部大电网和储能系统之间均存在双向功率流动。

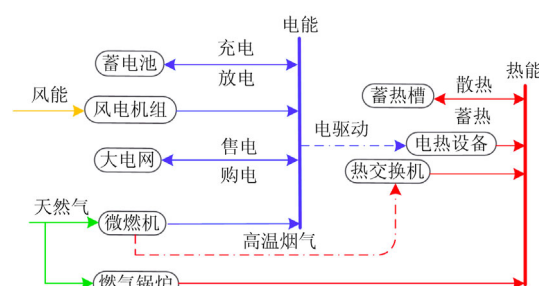


图 1 CHP-MG 系统结构图

Fig. 1 System architecture diagram of CHP-MG

1.1 微型燃气轮机

本文基于 Capstone 的 C65 型 MT 建立热电关系数学模型,忽略外部环境及燃烧效率影响,其排气余热功率 $Q_{MT}(t)$ 表示为^[22-23]式(1)。

$$Q_{MT}(t) = \frac{P_{MT}(t)(1 - \eta_{MT}(t) - \eta_L)}{\eta_{MT}(t)} \quad (1)$$

式中: $P_{MT}(t)$ 、 $\eta_{MT}(t)$ 为时段 t 内 MT 的发电功率和发电效率; η_L 为散热损失系数。

运行时,MT 要满足式(2)和式(3)所示运行功率和爬坡率约束,即

$$U_{MT}(t)P_{MT.min} \leq P_{MT}(t) \leq U_{MT}(t)P_{MT.max} \quad (2)$$

$$P_{MT.down} \leq P_{MT}(t) - P_{MT}(t-1) \leq P_{MT.up} \quad (3)$$

式中： $P_{MT,up}/P_{MT,down}$ 和 $P_{MT,min}/P_{MT,max}$ 分别为 MT 的爬坡率上/下限和最小/最大输出功率； $U_{MT}(t)$ 为时段 t 内 MT 的状态标记位，0 时为停运，1 时为运行。

1.2 热交换机

MT 排出余热经热交换机满足用户气热能需求。

$$Q_{MT,h}(t) = Q_{MT}(t)COP_{ho}\eta_{rec} \quad (4)$$

式中： $Q_{MT,h}(t)$ 为时段 t 内热交换机的制热功率； COP_{ho} 、 η_{rec} 分别为热交换机的制热系数和烟气回收率系数。

1.3 燃气锅炉

当 HE、TST 无法满足用户气热负荷需求时，可由 GB 提供不足的部分。运行时，GB 要满足式(5)和式(6)所示运行约束和爬坡率约束。

$$Q_{B,min} \leq Q_B(t) \leq Q_{B,max} \quad (5)$$

$$Q_{B,down} \leq Q_B(t) - Q_B(t-1) \leq Q_{B,up} \quad (6)$$

式中： $Q_B(t)$ 为时段 t 内的 GB 输出功率； $Q_{B,up}/Q_{B,down}$ 和 $Q_{B,max}/Q_{B,min}$ 分别为 GB 的爬坡率上/下限和最大/最小输出功率。

1.4 电热设备

电热设备通过电能获取热能，例如电空调、电锅炉等，本文采用文献[22]中的数学模型。

$$Q_{EH}(t) = P_{EH}(t)\eta_{eh} \quad (7)$$

式中： $Q_{EH}(t)$ 和 $P_{EH}(t)$ 分别为时段 t 内电热设备的制热功率和用电功率； η_{eh} 为转换系数。

1.5 储能设备

通过储能设备解耦热电联系，使系统脱离“以电定热”和“以热定电”模式，在此基础上，利用能源转换设备，实现 CHP-MG 系统供给侧的多能协调运行，使系统能够在各个时段以低价能源运行，降低系统运行成本。本文 CHP-MG 中 ESS 包括 BT 和 TST。在电价的引导下，BT 通过“削峰填谷”提高微网运行的经济性，其时段 t 内 BT 的剩余电功率 $E_{EES}(t)$ 和充 $P_{EES,ch}(t)$ /放 $P_{EES,dis}(t)$ 电功率约束如式(8)一式(11)所示。

$$E_{EES}(t) = E_{EES}(t-1) + (P_{EES,ch}(t)\eta_{ch} - \frac{P_{EES,dis}(t)}{\eta_{dis}}) \quad (8)$$

$$P_{EES,ch,min}U_{ESS,ch}(t) \leq P_{EES,ch}(t) \leq P_{EES,ch,max}U_{ESS,ch}(t) \quad (9)$$

$$P_{EES,dis,min}U_{ESS,dis}(t) \leq P_{EES,dis}(t) \leq P_{EES,dis,max}U_{ESS,dis}(t) \quad (10)$$

$$0.2E_{EES,max} \leq E_{EES}(t) \leq 0.8E_{EES,max} \quad (11)$$

式中： $P_{EES,ch,min}/P_{EES,ch,max}$ 和 $P_{EES,dis,min}/P_{EES,dis,max}$ 分别

为 BT 的充/放电的最小/最大功率； $E_{EES,max}$ 为 BT 的最大容量； η_{ch}/η_{dis} 分别为 BT 的充/放电系数； $U_{ESS,ch}(t)/U_{ESS,dis}(t)$ 分别为 BT 在时段 t 内的充/放电状态标记位，0 时为停运，1 时为运行；且满足互斥约束和充放频率约束，即

$$U_{ESS,ch}(t) + U_{ESS,dis}(t) \leq 1 \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^{24} (U_{ESS,ch,i}(t) + U_{ESS,dis,i}(t)) \leq T \quad (13)$$

另 BT 每日起始与终止时刻荷电状态要满足：

$$E_{EES}(0) = E_{EES}(24) \quad (14)$$

通常，用电量高峰出现在白天，而用热量高峰则在早晨和晚上^[23]。因此，可以采用 TST 对气热负荷实现时间上的平移，缓解 CHP 系统的电热输出与负荷需求不匹配的问题，实现电热能量的统一协调管理。其时段 t 内 TST 的剩余热功率 $H_{TST}(t)$ 和蓄 $Q_{TST,ch}(t)$ /放 $Q_{TST,dis}(t)$ 热功率约束如式(15)一式(18)所示。

$$H_{TST}(t) = (1-\mu)H_{TST}(t-1) + (Q_{TST,ch}(t)\eta_{h,ch} - \frac{Q_{TST,dis}(t)}{\eta_{h,dis}}) \quad (15)$$

$$Q_{TST,ch,min}U_{TST,ch}(t) \leq Q_{TST,ch}(t) \leq Q_{TST,ch,max}U_{TST,ch}(t) \quad (16)$$

$$Q_{TST,dis,min}U_{TST,dis}(t) \leq Q_{TST,dis}(t) \leq Q_{TST,dis,max}U_{TST,dis}(t) \quad (17)$$

$$0.2H_{TST,max} \leq H_{TST}(t) \leq 0.8H_{TST,max} \quad (18)$$

式中： $Q_{TST,ch,min}/Q_{TST,ch,max}$ 和 $Q_{TST,dis,min}/Q_{TST,dis,max}$ 分别为 TST 蓄/放热的最小/最大功率； $\eta_{h,ch}/\eta_{h,dis}$ 分别为 TST 的蓄/放热系数； $H_{TST,max}$ 为 TST 的最大容量； μ 为自损系数； $U_{TST,ch}(t)/U_{TST,dis}(t)$ 分别为 TST 的蓄/放热状态标记位，同 BT 一样，要满足互斥约束，即

$$U_{TST,dis}(t) + U_{TST,ch}(t) \leq 1 \quad (19)$$

运行时，BT 和 TST 要满足爬坡率约束，即

$$P_{EES,ch,down} \leq P_{EES,ch}(t) - P_{EES,ch}(t-1) \leq P_{EES,ch,up} \quad (20)$$

$$P_{EES,dis,down} \leq P_{EES,dis}(t) - P_{EES,dis}(t-1) \leq P_{EES,dis,up} \quad (21)$$

$$Q_{TST,ch,down} \leq Q_{TST,ch}(t) - Q_{TST,ch}(t-1) \leq Q_{TST,ch,up} \quad (22)$$

$$Q_{TST,dis,down} \leq Q_{TST,dis}(t) - Q_{TST,dis}(t-1) \leq Q_{TST,dis,up} \quad (23)$$

式中： $P_{EES,ch,up}/P_{EES,ch,down}$ 和 $P_{EES,dis,up}/P_{EES,dis,down}$ 为 BT

充/放电的最大/最小爬坡率; $Q_{TST.ch.up}/Q_{TST.ch.down}$ 和 $Q_{TST.dis.up}/Q_{TST.dis.down}$ 分别为 TST 蓄/放热的最大/最小爬坡率。

1.6 静态投资回收期

增设能源设备还需考虑增加的投资成本对系统长期收益的影响。为了对增加能源设备的可行性进行分析, 本文考虑静态投资回收期, 即投资项目经营相对收益抵偿项目原始投资所需要的全部时间^[24]。

$$\sum_{j=1}^J C_{vest,j} = \sum_{m=1}^{H_m} L_{NCF,m} \quad (24)$$

式中: $C_{vest,j}$ 为设备 j 的投资; $L_{NCF,m}$ 为第 m 年的净收益; H_m 为静态投资回收期; J 为设备总数。 H_m 越小, 说明投资回收能力越强, 越具有可行性。

2 综合能源需求响应模型

IDSR 中具有多种类型的负荷, 依靠供给侧电热耦合设备的作用, 不仅能激励电力用户根据电价来削减和时移电负荷, 还可以实现电供热负荷和气供热负荷的转移。

2.1 用户的选择行为

从使用时间、功率等运行特性将电负荷分为 3 类: 固定、时移和可控负荷; 依据用户热能获取方式将热负荷分为 2 类: 气热负荷和电热负荷。

假定用户在响应方式选择时可存在以下策略:

1) 存在电供暖情况下, 对于用户 i , 可通过调节电热与气热负荷需求量, 来进行需求响应。

2) 存在电供暖情况下, 对于用户 i , 可通过调节可控负荷用电量、转移时移负荷使用时段, 来进行需求响应。

3) 存在燃气供暖情况下, 对于用户 i , 可通过调节可控负荷用电量、转移时移负荷使用时段, 来进行需求响应。

2.2 计及用户行为响应模型

2.2.1 调节用电负荷响应

1) 时移负荷

时移负荷是指负荷用电时间可以根据用户的需求进行变化的负荷, 且不同负荷类型持续时间具有差异性。

设时移负荷的转出时段为 T_{out} 转入时段为 T_{in} , 其时段 t 内时移负荷 $P_{mo}(t)$ 的表达式如式(25)—式(26)所示。

$$P_{mo}(t) = \sum_{i=1}^{M1} \bar{P}_{mo,i}(t) - \sum_{i=1}^{M1} P_{mo,out,i}(t) + \sum_{i=1}^{M1} P_{mo,in,i}(t) \quad (25)$$

$$\sum_{t \in T_{in}} P_{mo,in}(t) = \sum_{t \in T_{out}} P_{mo,out}(t) \quad (26)$$

式中: $\bar{P}_{mo,i}(t)$ 为时段 t 内第 i 个用户未经过 IDSR 调节前的时移电负荷用电功率; $P_{mo,in,i}(t)$ 、 $P_{mo,out,i}(t)$ 分别为时段 t 内第 i 个用户经 IDSR 调节后接入和移出负荷功率; $M1$ 为参与时移负荷响应的用户数量。

2) 可控负荷

可控负荷是指系统对用户用电负荷进行部分削减的负荷, 通常会对削减用户进行价格补偿。

设时段 t 内削减负荷 $P_{fle,i}(t)$ 的表达式为

$$P_{fle}(t) = \sum_{i=1}^{M2} (\bar{P}_{fle,i}(t) - \Delta P_{fle,i}(t)) \quad (27)$$

式中, $\bar{P}_{fle,i}(t)$ 为时段 t 内第 i 个用户未经过 IDSR 调节前的可控负荷用电功率; $\Delta P_{fle,i}(t)$ 为时段 t 内第 i 个用户经 IDSR 调节后被切除的用电功率; $M2$ 为参与可控负荷响应的用户数量。

且对可控负荷进行调度时, 其调节功率要在一定限制以内, 如式(28)所示。

$$P_{fle,i}(t) \geq P_{fle,min,i} \quad (28)$$

式中: $P_{fle,min,i}$ 为第 i 个用户最小用电功率。

2.2.2 调节供热方式响应

空调、电炉等负荷的峰值时段与电网供电峰时段基本可以保持一致, 在 IDSR 调节中, 使具有条件的用户放弃空调、电炉等取暖方式, 转而使用集中式的供暖方式, 可保持用户热能需求不变的情况下, 缓解电网供电压力。

设时段 t 内, 第 i 个用户经 IDSR 调节后的替换响应功率为 $\Delta Q_{e,i}(t)$, 则经过 IDSR 调节后的系统电热负荷 $Q_e(t)$ 为

$$Q_e(t) = \sum_{i=1}^{M3} (\bar{Q}_{e,i}(t) - \Delta Q_{e,i}(t)) \quad (29)$$

经过 IDSR 调节后的系统气热负荷 $Q_g(t)$ 和电负荷 $P_{load}(t)$ 为

$$Q_g(t) = \sum_{i=1}^{M3} (\bar{Q}_{g,i}(t) + \alpha_e \Delta Q_{e,i}(t)) \quad (30)$$

$$P_{load}(t) = \bar{P}_{load}(t) - \sum_{i=1}^M \Delta Q_{e,i}(t) \quad (31)$$

式中: $\bar{Q}_{g,i}(t)$ 为时段 t 内第 i 个用户未经过 IDSR 调节前的气热负荷需求功率; α_e 为替换系数; $\bar{P}_{load}(t)$ 为时段 t 内未经过 IDSR 调节前的系统用电功率。

2.3 IDSR 补偿机制

为激励用户更积极地参与需求响应, 对用户采

取费用补偿机制, 补偿费用由供能系统承担, 补偿成本如式(32)所示。

$$C_d = \sum_{t=1}^{24} \Delta P_{\text{fle}}(t) C_{e1}(t) + \sum_{t=1}^{24} P_{\text{mo.out}}(t) C_{e2}(t) + \sum_{t=1}^{24} \Delta Q_e(t) C_{e3}(t) \quad (32)$$

式中, $C_{e1}(t)$ 、 $C_{e2}(t)$ 和 $C_{e3}(t)$ 分别为时段 t 内削减电功率、转移电功率和调整电热功率的单位价格, 价格大小与参与响应前后系统获得的收益大小相关。

3 基于多能互补的 CHP-MG 优化运行模型

含 IDSR 的 CHP-MG 优化运行模型, 通过 ESS 解耦热电联系, 考虑多能互补特性, 从供需双侧共同制定各联供设备的最优出力计划。

3.1 目标函数

CHP-MG 日前计划模型为混合整数线性规划问题, 以最小化运行费用为目标函数, 即

$$\min F = C_{\text{grid}} + C_{\text{ng}} + C_e + C_b + C_d \quad (33)$$

1) 购电成本(C_{grid})

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^{24} P_{\text{grid}}(t) C_{\text{rb}}(t) \quad (34)$$

式中, $P_{\text{grid}}(t)$ 和 $C_{\text{rb}}(t)$ 分别为时段 t 内微网向大电网的购电功率和单位购电价格。

2) MT 发电成本(C_{ng})

$$C_{\text{ng}} = \sum_{t=1}^{24} C_{\text{gas}}(t) \frac{P_{\text{MT}}(t)}{\eta_{\text{MT}}(t) LHV_{\text{gas}}} \quad (35)$$

式中: $C_{\text{gas}}(t)$ 为时段 t 内天然气单位价格; LHV_{gas} 为天然气低热值, 取 9.7 kWh/m^3 。

3) BT 充放电老化成本(C_e)

$$C_e = \sum_{t=1}^{24} C_{\text{gas}}(t) Q_B(t) / \eta_b \quad (36)$$

式中, C_e 为电池的单位老化成本。

4) GB 成本(C_b)

$$C_b = \sum_{t=1}^{24} C_{\text{gas}}(t) Q_B(t) / \eta_b \quad (37)$$

式中, η_b 为燃气锅炉的效率系数。

3.2 约束条件

系统约束除了考虑设备运行约束以外, 还要满足式(38)—式(41)所示电、热功率平衡和交换功率约束。

1) 电功率平衡

$$P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{MT}}(t) + P_{\text{grid}}(t) + P_{\text{ESS,dis}} = P_{\text{fle}}(t) + P_{\text{mo}}(t) + P_{\text{bas}}(t) + P_{\text{ESS,ch}}(t) + P_{\text{EH}}(t) \quad (38)$$

2) 热功率平衡

$$Q_{\text{MT,h}}(t) + Q_{\text{TST,dis}}(t) + Q_B(t) + Q_{\text{EH}}(t) = Q_g(t) + Q_e(t) + Q_{\text{TST,ch}}(t) \quad (39)$$

3) 交换功率约束

$$P_{\text{grid,min}} \leq P_{\text{grid}}(t) \leq P_{\text{grid,max}} \quad (40)$$

$$P_{\text{grid,down}} \leq P_{\text{grid}}(t) - P_{\text{grid}}(t-1) \leq P_{\text{grid,up}} \quad (41)$$

式中: $P_{\text{grid,max}} / P_{\text{grid,min}}$ 和 $P_{\text{grid,up}} / P_{\text{grid,down}}$ 分别为 PCC 的最大/最小购电功率和爬坡率上/下限; $P_{\text{bas}}(t)$ 为时段 t 内固定电负荷的预测功率。

4 算例分析

4.1 不同方案下的运行结果分析

为了验证供需双侧考虑多能互补的优势, 选取以下 5 种运行方式进行比较。

方案 1: 热电分产运行, 优化系统供给侧设备出力。

方案 2: 热电联产运行, 利用 ESS 解耦热电联系, 优化系统供给侧设备出力。

方案 3: 热电联产运行, 利用 ESS 解耦热电联系, 用户侧只参与电负荷的削减和时移响应, 优化系统供给侧设备出力。

方案 4: 热电联产运行, 利用 ESS 解耦热电联系, 用户侧只参与热负荷的供能选择响应, 优化系统供给侧设备出力。

方案 5: 热电联产运行, 利用 ESS 解耦热电联系, 用户侧参与电负荷的削减和时移响应以及热负荷的供能选择响应, 优化系统供给侧设备出力。

5 种运行方案下 CHP-MG 运行情况如表 1 所示。在方案 1 下, 电能和热能独立运行, 电能主要由外部大电网以及发电设备满足, 热能主要由 GB 满足, MT 的余热未能有效利用, 且 GB 的燃料费用较高, 因此, 该方案下运行成本较高为 8 000.5 元; 方案 2 在方案 1 的基础上, 在供给侧通过能源转换设备提升系统多能源的供应能力, 使热能由 GB、HE 以及电热设备满足, 因此, 交换费用和锅炉费用有所降低, 其经济运行成本为 7 712.3 元; 方案 3 在方案 2 的基础上, 将需求侧管理纳入系统经济运行, 在峰时段调节可控负荷和时移负荷用电功率, 使系统购电费用降低, 其系统总运行成本减少至 7 660.8 元; 方案 4 在方案 2 的基础上, 利用负荷之

间互补特性使用户进行替换式的需求响应,降低峰时段购电功率,但锅炉费用有所上升,其总运行成本为 7 651.1 元;方案 5 综合两种需求响应方式,相比方案 3 和 4,锅炉费用增加,但峰时段购电功率有所降低,其总运行费用得到优化为 7 609.6 元。

经过优化后各方案的电负荷如图 2 所示,相较于原电负荷,方案 3、4、5 在高峰时段总的电负荷得到有效降低,且通过方案 4 可以了解,基于负荷之间的互补特性,挖掘用户响应潜力,并不会给其余时段的系统运行造成太大影响。

表 1 不同运行方案下的优化运行结果

Table 1 Optimization results of different modes

方案	锅炉 费用/元	发电 费用/元	交换 费用/元	需求侧 补偿/元	总运行 费/元
1	1 321.9	1 184.8	5 477.3	0	8 000.5
2	806.9	2 104.4	4 782.6	0	7 712.3
3	779.3	2 230.3	4 220.0	412.8	7 660.8
4	844.7	2 223.0	4 185.4	379.6	7 651.1
5	851.5	2 230.9	3 791.8	717.0	7 609.6

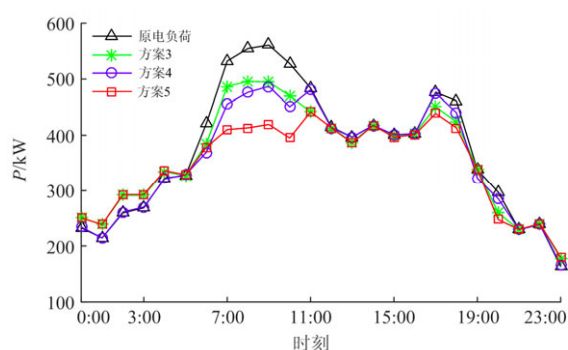


图 2 电负荷运行曲线

Fig. 2 Running curve of electrical demand

方案 2、3、4、5 相对方案 1 增设了储能设备,包含蓄热槽和蓄电池,其建设成本及使用寿命见表 2^[25-26]。本文以供暖季(120 天/年)进行分析,在供暖季对方案 1 与方案 5 进行比较,每年可节约运行费用 4.69 万元,CHP-MG 储能设备的静态投资回收期为 7.26 年,表明虽然方案 5 相对方案 1 增加了投资和维护成本,但能在运营周期内回收成本并盈利。

表 2 能源转换设备成本与寿命

Table 2 Costs and life times of equipments

设备	建设成本/万元	年维护成本/万元	寿命/年
蓄热槽	15.2	0.076	30
蓄电池	17.8	0.067	12

4.2 电能运行结果分析

方案 3、4、5 的电能运行结果分别如图 3、图 4、图 5 所示。结果表明,在 22:00—6:00 电价谷时段,电负荷主要由电网和风力发电承担,方案 3、4、5 中 MT 均在 4:00 启动,电储能均处于充电状态,相较于方案 4,方案 3 和 5 此时段有部分电负荷被转移至此,因此,此时段的购电功率较大;在 6:00—12:00 电价峰时段,随着电负荷和电价的逐渐上升,各方案中均出现 MT 出力增加,电储能放电以及系统购电功率降低等情况,相较于方案 3 和 4,场景 5 在此时段即削减和转移用电功率,又引导用户调节供能方式,因而此时段的购电功率下降较大,且相较于方案 4,方案 5 此时段电储能的放电功率也较少;在 12:00—18:00 电价平时段,电负荷和电价有所降低,各场景中 MT 均降低出力,购电功率有所增加;在 18:00—22:00 时段是电价第 2 个峰时段,系统的工作状况与第一个峰时段 6:00—12:00 相近;但第 2 个峰时段的后半段,电负荷有所下降,因此,各方案的电储能放电功率与频率较少。

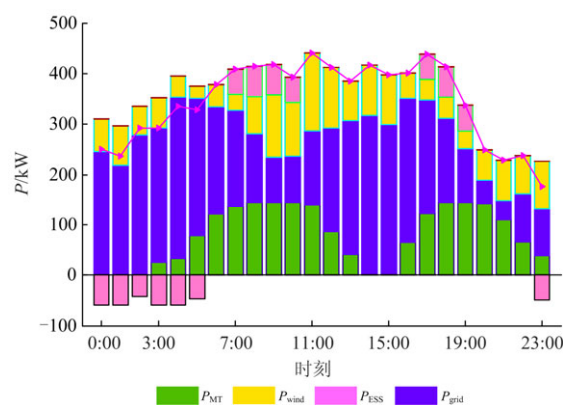


图 3 方案 5 的电能运行结果

Fig. 3 Results of power scheduling of option 5

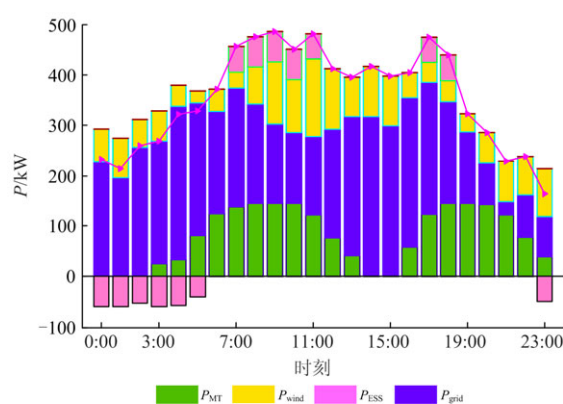


图 4 方案 4 的电能运行结果

Fig. 4 Results of power scheduling of option 4

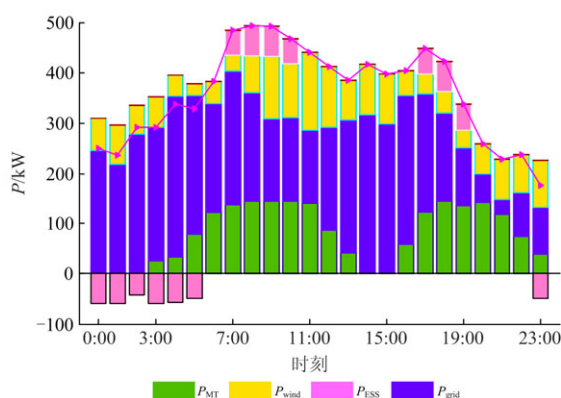


图5 方案3的电能运行结果

Fig. 5 Results of power scheduling of option 3

与方案3和4相比,方案5在2个负荷峰时段购电功率明显较小,从而表明IDS R的应用可在一定程度上提高CHP-MG的调峰能力。

4.3 热能运行结果分析

方案3、4、5的气热能运行结果分别如图6、图7、图8所示。在22:00—6:00电价谷时段,各方案中气热负荷主要由GB和TST承担,相较方案3和4,方案5中储能释放热能较多,GB出力较小;在6:00—12:00时段,各方案中MT提供的热能逐步增加,多余热能由TST储存,相较方案3,方案4和5在此时段电热设备的运行功率降低,从而气热负荷功率有所增加,因此GB的功率有所增加,且方案5比方案4在此时段的储热时长较长,储存功率较多;在12:00—18:00时段,各方案中MT提供的热能减少,此时,TST开始释放能功率;在18:00—22:00时段是电价第2个峰时段,系统运行状况与6:00—12:00时段相似,因而气热负荷功率有所增加,GB在此时段运行功率较大。

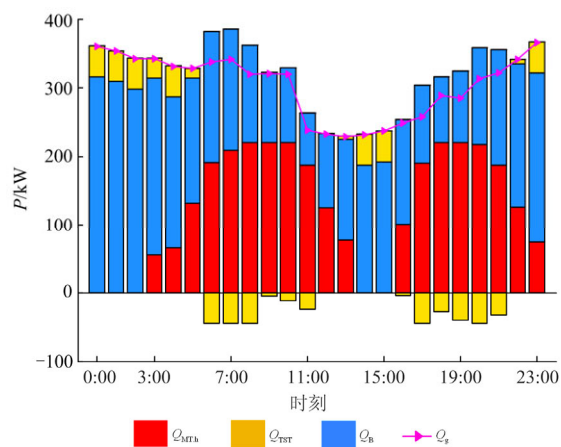


图6 方案5的热能运行结果

Fig. 6 Results of heat scheduling of option 5

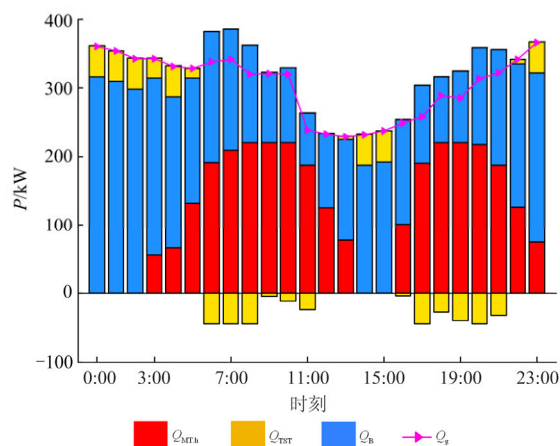


图7 方案4的热能运行结果

Fig. 7 Results of heat scheduling of option 4

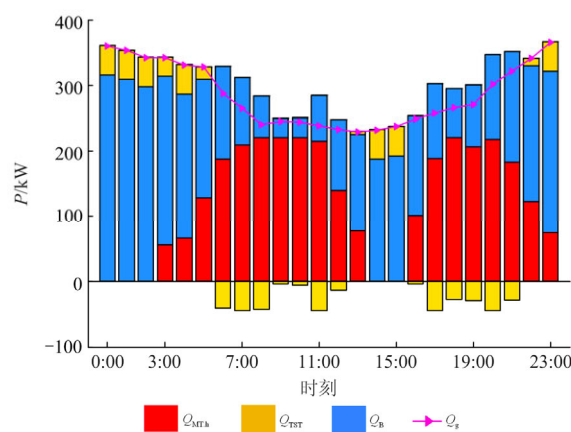


图8 方案3的热能运行结果

Fig. 8 Results of heat scheduling of option 3

与方案3相比,方案4和5在2个负荷峰时段GB出力明显增加,结合电能运行曲线,主要是因为用户调整了供能方式。且方案5的储能随负荷变化,低充高放,有效缓解了系统供需不匹配问题。

5 结论

本文针对含有可再生分布式发电的CHP-MG,通过ESS解耦热电联系,建立基于多能互补的CHP-MG优化运行模型,使供给侧通过转换设备扩充供能能力,使用户改变用能选择来提高需求侧响应能力,为微网的热、电生产提供优化空间。通过结果分析,可得以下结论:

- 1) 供给侧通过ESS解耦热电联系,在此基础上,应用能量转换设备,能有效提高供给侧的供给能力,使系统在各个时段能以最低成本运行。
- 2) 引导用户在各个时段有选择性的调节供能

方式, 使 CHP-MG 系统的需求侧响应能力得到提高, 为微网的热、电生产提供优化空间, 可有效提高系统的调峰能力。

参考文献

- [1] 杨经纬, 张宁, 王毅, 等. 面向可再生能源消纳的多能源系统: 述评与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 11-24.
YANG Jingwei, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Multi-energy system toward renewable energy accommodation: review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 11-24.
- [2] 黄国栋, 许丹, 丁强, 等. 考虑热电和大规模风电的电网调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 162-170.
HUANG Guodong, XU Dan, DING Qiang, et al. Review of grid dispatching considering thermal power and large-scale wind power integration[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 162-170.
- [3] 徐箴, 孙宏斌, 郭庆来. 综合需求响应研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(24): 7194-7205, 7446.
XU Zheng, SUN Hongbin, GUO Qinglai. Review and prospect of integrated demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24): 7194-7205, 7446.
- [4] GU W, TANG Y, PENG S, et al. Optimal configuration and analysis of combined cooling, heating, and power microgrid with thermal storage tank under uncertainty[J]. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2015, 7(1): 013104.
- [5] 刘辉, 刘强, 张立, 等. 考虑需求侧协同响应的热电联供微网多目标规划[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(5): 43-51.
LIU Hui, LIU Qiang, ZHANG Li, et al. Multi-objective planning for combined heat and power microgrid considering demand side cooperative response[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(5): 43-51.
- [6] 孟安波, 梅鹏, 卢海明. 基于纵横交叉算法的热电联产经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(6): 90-97.
MENG Anbo, MEI Peng, LU Haiming. Crisscross optimization algorithm for combined heat and power economic dispatch[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(6): 90-97.
- [7] ALIPOUR M, MOHAMMADI-IVATLOO B, ZARE K. Stochastic scheduling of renewable and CHP-based microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015, 11(5): 1049-1058.
- [8] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂热电联合调度鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Thermal and electrical scheduling of a virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets based on robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
- [9] KORPELA T, KAIVOSOJA J, MAJANNE Y, et al. Utilization of district heating networks to provide flexibility in CHP production[J]. Energy Procedia, 2017, 116: 310-319.
- [10] TRIFONOV T O. Coordination of battery energy storage and power-to-gas in distribution systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 421-428. DOI: 10.1186/s41601-017-0072-y.
- [11] MATTHIAS S, FOSCA C, ABDESSAMAD S, et al. Steam storage systems for flexible biomass CHP plants-Evaluation and initial model based calculation[J]. Biomass and Bioenergy, 2019, 128: 105321.
- [12] 王琨, 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.
- [13] GELLINGS C W. Then and now: the perspective of the man who coined the term 'DSM'[J]. Energy Policy, 1996, 24(4): 285-288.
- [14] 鞠立伟, 于超, 谭忠富. 计及需求响应的风电储能两阶段调度优化模型及求解算法[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1287-1293.
JU Liwei, YU Chao, TAN Zhongfu. A two-stage scheduling optimization model and corresponding solving algorithm for power grid containing wind farm and energy storage system considering demand response[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1287-1293.
- [15] 王均, 黄琦. 基于优惠券激励的需求响应双层优化机制[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(1): 108-114.
WANG Jun, HUANG Qi. Coupon incentives based customers voluntary demand response program via bilevel optimization mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(1): 108-114.
- [16] VAHID-PAKDEL M J, NOJAVAN S, MOHAMMADI-IVATLOO B. Stochastic optimization of energy hub operation with consideration of thermal energy market and demand response[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 145: 117-128.

- [17] 靳小龙, 穆云飞, 贾宏杰, 等. 融合需求侧虚拟储能系统的冷热电联供楼宇微网优化调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 581-590.
JIN Xiaolong, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Optimal scheduling method for a combined cooling, heating and power building microgrid considering virtual storage at demand side[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 581-590.
- [18] 程杉, 黄天力, 魏荣宗. 含冰蓄冷空调的冷热电联供型微网多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 30-38.
CHENG Shan, HUANG Tianli, WEI Rongzong. Multi-time-scale optimal scheduling of CCHP microgrid with ice-storage air-conditioning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 30-38.
- [19] BAHRAMI S, SHEIKHI A. From demand response in smart grid toward integrated demand response in smart energy hub[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 650-658.
- [20] DENG R, YANG Z, CHOW M Y, et al. A survey on demand response in smart grids: mathematical models and approaches[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015, 11(3): 570-582.
- [21] HUANG W, ZHANG N, KANG C, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2): 148-150. DOI: 10.1186/s41601-019-0126-4.
- [22] 李乐. 微网的经济运行研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
LI Le. Study of economic operation in microgrid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [23] 徐立中, 易永辉, 朱承治, 等. 考虑风电随机性的微网多时间尺度能量优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(23): 1-8.
XU Lizhong, YI Yonghui, ZHU Chengzhi, et al. Multi-time scale optimal energy dispatch of microgrid considering stochastic wind power[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(23): 1-8.
- [24] 施泉生, 丁建勇, 刘坤, 等. 含电、气、热 3 种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 269-276, 293.
SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 269-276, 293.
- [25] 刘春阳, 王秀丽, 刘世民, 等. 计及蓄电池使用寿命的微电网经济调度模型[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(10): 29-36.
LIU Chunyang, WANG Xiuli, LIU Shimin, et al. Economic dispatch model considering battery lifetime for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(10): 29-36.
- [26] 卢志刚, 隋玉珊, 冯涛, 等. 考虑储热装置与碳捕集设备的风电消纳低碳经济调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(17): 41-51.
LU Zhigang, SUI Yushan, FENG Tao, et al. Wind power accommodation low-carbon economic dispatch considering heat accumulator and carbon capture devices[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(17): 41-51.

收稿日期: 2019-08-01; 修回日期: 2019-11-03

作者简介:

程杉(1981—), 男, 通信作者, 工学博士, 副教授, 主要从事研究方向为新能源微电网运行优化与控制、可再生能源与电动汽车设施集成与运行方面的研究工作; E-mail: hpucquyzu@ctgu.edu.cn

魏昭彬(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为微电网能量优化与管理。E-mail: 18482163517@163.com

黄天力(1992—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统能量管理。E-mail: 598136307@qq.com

(编辑 张爱琴)