

含光热电站的热电联供型微网储热容量 双层优化配置

许玲丽, 高 岩

(上海理工大学 管理学院, 上海 200093)

摘要: 含可再生能源的微网已成为能源领域重要的发展趋势, 在此背景下, 针对热电联产微网中储能优化配置的不足, 构建了含有光热电站的热电联供型微网储热容量双层优化配置模型。上层模型以极小化光热电站日投资成本和热电联产微网日运行成本为优化目标, 下层以极小化热电联产微网日运行成本为优化目标。利用 Karush-Kuhn-Tucker 最优性条件将双层模型转化为单层模型。算例证明了基于光热电站的储热系统提升了微网的经济性以及微网消纳可再生能源的能力, 并分析了光热电站的储热容量和储热成本对热电联产微网投资成本和运行成本的影响, 同时验证了所提双层规划模型的有效性。

关键词: 储能配置; 光热电站; 双层规划; KKT 条件; 热电联供

中图分类号: TM 73 **文献标志码:** A

Bi-level optimal capacity configuration of thermal energy storage for combined heat and power microgrid with concentrating solar power plant

XU Lingli, GAO Yan

(Business School, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China)

Abstract: Microgrid with renewable energy has become an important development trend in the field of energy. Under such circumstances, to solve the shortage of optimal configuration of energy storage in the combined heat and power microgrid, the bi-level optimal capacity configuration model of thermal energy storage for the combined heat and power microgrid with concentrating solar power plant was developed. The optimization objective of the upper layer was to minimize the daily investment cost of the concentrating solar power plant and the daily operation cost of the combined heat and power microgrid, The lower layer was to minimize the daily operation cost of the combined heat and power

收稿日期: 2021-10-27

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(72071130)

第一作者: 许玲丽(1998-), 女, 硕士研究生. 研究方向: 需求侧管理、智能电网定价机制. E-mail: 1196436139@qq.com

通信作者: 高 岩(1962-), 男, 教授. 研究方向: 需求侧管理、智能电网定价机制、非光滑优化. E-mail: gaoyan@usst.edu.cn

microgrid. The Karush-Kuhn-Tucker optimality condition was used to transform the bi-level model into a single-level model. The simulation proves that the thermal energy storage system based on the concentrating solar power plant improves the economy of microgrid and the capacity of the microgrid to absorb renewable energy. The influence of the capacity and cost of thermal energy storage of the concentrating solar power plant on the investment and operating cost of the combined heat and power microgrid is analyzed, and the effectiveness of the proposed bi-level programming model is verified.

Keywords: *energy storage configuration; concentrating solar power plant; bi-level programming; KKT condition; combined heat and power*

2020年,习近平主席在联合国大会上提出我国将努力在2060年实现“碳中和”,其中,大力发展可再生能源替代化石能源,减少二氧化碳排放,是实现“碳中和”的重要途径^[1]。热电联供(combined heat and power, CHP)能够同时对外输出电能和热能,能量的梯级利用能够使一次能源利用率高达90%,是未来能源发展的重要方向^[2-4]。随着可再生能源和储能技术的发展,微网的结构组成日益复杂且多元。先进储能技术在微网项目中的灵活应用对于提高能源利用效率、促进能源改革具有重要意义^[5]。

储能设备容量过小会影响微网的运行,储能设备容量过大则会增加微网的运维成本。因此,合理规划储能设备的容量对微网的稳定性、经济性和安全性有重大意义。文献[6]对园区内电池寿命损耗进行建模,在此基础上,提出了园区综合能源系统电热混合储能容量的优化配置模型。文献[7]将共享储能电站应用于冷热电微网中,分析了共享储能电站的运行方式和盈利机制,建立了多个微网与储能电站之间的储能交易,并且提出了储能系统的双层优化配置方法。文献[8]提出了考虑虚拟储能系统的电池容量双层优化模型,上层建立考虑需求响应的虚拟储能系统中电池容量的配置模型,下层制定能源调度策略。文献[9]提出了一种基于瞬时可再生能源可用性的需求响应方案,并建立了动态定价经济模型,以极小化储能投资成本、运行成本和需求响应成本为优化目标,进行储能设备容量调整和运行调度。文献[10]将用户进行分类,以储能设备全寿命周期内净收益、回收年限和投资回报率为评估指标,判断不同典型用户是否适合配置储能设备,并建立了相应的优化调度模型。文献[11]用P-图论的方法来选择微电网电池-氢混合储能的最佳优化方案。文

献[12]在热电联产微网中以碳排放成本和运行成本最小为多目标,并且考虑可移动负荷需求响应,优化了压缩空气储能和热储能的混合储能容量。

相比传统的光伏发电,光热电站不仅能在光照充足的时间发电,其自带的储热装置还能将多余的热量储存起来以供用电高峰时期发电,此特点在一定程度上减少了“弃光”现象。此外,光热电站的储热系统还可以向负荷供热,大大提高了太阳能的利用率。因此,研究光热电站的储热系统和发电技术有重要意义。目前,大多数文献研究的是含有光热电站的微网调度模型。文献[13]在含有光热电站的系统中,采用GA-PSO算法对不同调度策略下的光热电站储热容量进行优化,以实现电力成本最小化。文献[14]考虑了风、光出力的不确定性,并且建立了负荷的需求响应模型,在含有光热电站的微网中以微网运行收益最大为目标,优化系统的运行。文献[15]将波动的光伏电以热能的形式存储在光热电站的储热系统中,从而代替高成本的电池储电,并分析其经济性。文献[16]研究了完全由可再生能源,即风能、生物质能和聚光太阳能(concentrating solar power, CSP)覆盖的微网中能源的管理与调度。文献[17]建立了含光热电站的微网两阶段调度模型:在第一阶段,根据风、光的日前数据,建立日前调度模型;在第二阶段,根据实时变化作出调整,制定日内实际备用计划。文献[18]考虑了风电功率和负荷功率的预测误差,并构建了基于机会约束的高斯混合模型,以微网的经济性和鲁棒性为目标,构建了含光热电站的微网多目标优化调度模型。关于光热电站规划的研究主要包含选址^[19]、储热系统的容量规划^[20-21]等。

综合以上研究状况,关于光热电站的大多数文章都是研究其与可再生能源,如风电、光电等

的协调运行, 将光热电站应用于 CHP 微网中, 并在微网中单独为光热电站储热系统配置容量的相关研究较少。

基于以上问题, 本文构建的 CHP 微网包含光热电站, 并建立了考虑光热电站储热系统的双层优化配置模型, 上层极小化光热电站日投资成本和 CHP 微网日运行成本, 下层极小化 CHP 微网日运行成本。使用 KKT 条件将双层规划转换为单层混合整数线性规划问题, 最终得到了 CHP 微网储能配置方案。

1 CHP 微网结构

图 1 为含光热电站的热电联供型微网的系统结构模型及能量流动过程。CHP 微网内负荷主要考虑电负荷和热负荷。微网首先使用风电站和光热电站输出的电, 高效利用可再生能源, 再使用由燃气轮机和燃料电池输出的电。当微网内供电量不足时, 可向上级电网购电, 电量多余时, 可售电给上级电网。热负荷由电加热器、燃气轮机和光热电站满足。

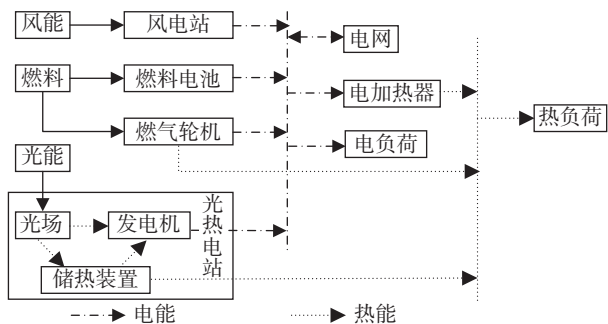


图 1 含光热电站的 CHP 微网系统结构

Fig.1 Framework of CHP microgrid with concentrating solar power plant

1.1 光热电站

光热电站由 3 个模块组成, 分别是聚光集热模块、储热模块和发电模块。

a. 聚光集热模块。

光场中的反射镜将太阳光汇集到集热器, 集热器将太阳能转化为热能, 集热器转化的热能可流向发电模块和储热模块^[22], 模型如下:

$$Q_{SF}(t) = Q_{SFPB}(t) + Q_{SFTES}(t) \quad (1)$$

式中, $Q_{SF}(t)$, $Q_{SFPB}(t)$ 和 $Q_{SFTES}(t)$ 分别为 t 时刻光场集热器转化的热量、从聚光集热模块流入发电模块的热量和从聚光集热模块流入储热模块的热量。

b. 储热模块。

在光照充足时, 光场转化的热能在流入发电模块满足了电负荷之后, 多余的热能将由光热电站的储热系统储存起来。在傍晚太阳光照不足或用电高峰时, 储热系统储存的热量流入发电模块继续供电。储热系统储存的热量也可以向热负荷供热。储热系统储热和放热过程满足储能充放定理^[23]:

$$e_{TES}(t) = (1 - \eta_{loss})e_{TES}(t-1) + Q_{SFTES}(t)\eta_{cr} - \frac{Q_{TESd}(t)}{\eta_{fr}} \quad (2)$$

$$Q_{TESd}(t) = Q_{TESPB}(t) + Q_{TESLOAD}(t) \quad (3)$$

式中: $e_{TES}(t)$ 为 t 时刻光热电站储热系统的储热量; η_{loss} 为储热系统热量损失率; $Q_{TESd}(t)$ 为 t 时刻储热系统向外放热功率; $Q_{TESPB}(t)$ 为 t 时刻储热系统向发电模块放热功率; $Q_{TESLOAD}(t)$ 为 t 时刻储热系统向热负荷放热功率; η_{cr} 和 η_{fr} 分别为储热系统的储热效率和放热效率。

c. 发电模块。

由光场集热器转化的热能可通过导热介质流向发电模块, 储热系统的热量也可流向发电模块, 然后由热蒸汽驱动汽轮机发电, 模型如下:

$$P_{CSP}(t) = \eta_{PB}(Q_{SFPB}(t) + Q_{TESPB}(t)) \quad (4)$$

式中: $P_{CSP}(t)$ 为 t 时刻光热电站发电模块的发电量; η_{PB} 为光热电站发电模块热电转化效率。

1.2 燃气轮机

燃气轮机以天然气为燃料, 同时输出电能和热能, 模型如下:

$$P_{GT}(t) = \eta_{GT}P_{GT_in}(t) \quad (5)$$

$$Q_{GT}(t) = P_{GT}(t)\eta_{rd}\eta_{yr} \quad (6)$$

式中: $P_{GT}(t)$, $Q_{GT}(t)$ 和 $P_{GT_in}(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机输出电功率、输出热功率和天然气输入功率; η_{GT} , η_{rd} 和 η_{yr} 分别为燃气轮机发电效率、输出热功率与输出电功率之比和余热回收效率。

1.3 燃料电池

燃料电池通过化学反应将化学能转化为电能。目前 CHP 微网中使用的燃料电池主要包括固体氧化物燃料电池和质子交换膜燃料电池两种。相比固体氧化物燃料电池, 质子交换膜燃料电池工作温度低, 功率调节灵活, 更适合应用于 CHP 微网中^[24]。燃料电池模型如下:

$$P_{FC}(t) = P_{FC_in}(t)\eta_{FC} \quad (7)$$

式中: $P_{FC_in}(t)$ 为 t 时刻燃料电池的天然气输入功率; $P_{FC}(t)$ 为 t 时刻燃料电池输出电功率; η_{FC} 为燃料电池的发电效率。

1.4 电加热器

电加热器可将电能转化为热能,且转化效率很高,接近100%。在夜间电价低时,微网主动购电,使用电加热器将低价电转化为热能为热负荷供热,从而提高微网的经济效益,其模型为

$$Q_{EH}(t) = P_{EH}(t)\eta_{EH} \quad (8)$$

式中: $P_{EH}(t)$ 和 $Q_{EH}(t)$ 分别为 t 时刻电加热器的电输入和热输出; η_{EH} 为电加热器的电热转化效率。

2 双层优化配置模型

双层规划包括两个层级的优化问题,上层首先作出决策,传递给下层,下层在此基础上确定自身的可行域,进行下层问题优化,并将优化结果传递给上层,经过多次迭代,得到最优解。

上层首先配置出光热电站储热系统的储热容量,传递给下层,下层确定光热电站储热系统的运行范围,优化 CHP 微网运行,将微网运行优化结果传递给上层,其结构如图2所示。

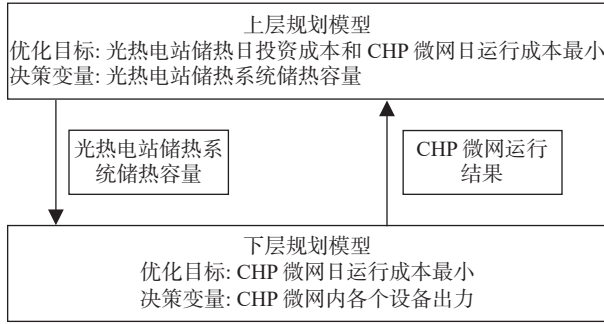


图2 双层优化配置结构图

Fig.2 Bi-level optimal configuration structure diagram

2.1 上层优化问题

上层模型以极小化光热电站储热系统日投资成本和 CHP 微网日运行成本为优化目标,决策变量为光热电站储热系统的储热容量。

2.1.1 上层模型目标函数

微网日总成本 C_{all} 由光热电站储热系统日投资成本 C_{inv}^{csp} 和 CHP 微网日运行成本 C_{op} 组成,即

$$\min C_{all} = C_{inv}^{csp} + C_{op} \quad (9)$$

一般地,储能设备投资成本与其最大容量线性相关。按照等年金折算,光热电站储热系统日

投资成本 C_{inv}^{csp} 可表示为

$$C_{inv}^{csp} = K_{TES} E_{TES} \eta_{TES}^{crf} \quad (10)$$

$$\eta_{TES}^{crf} = \frac{r(1+r)^Y}{365[(1+r)^Y - 1]} \quad (11)$$

式中: K_{TES} 为光热电站单位储热容量投资成本; E_{TES} 为最大储热容量; η_{TES}^{crf} 为资金回收系数; r 为贴现率; Y 为资本回收年限。

光热电站最大储热容量 E_{TES} 也可以用“满负荷小时数” H_{TES} 表示,满负荷小时数表示光热电站的储热系统储存的热量能让发电机以最大功率发电的小时数,模型如下^[25]:

$$E_{TES} = \frac{H_{TES} P_{CSP}^{max}}{\eta_{PB}} \quad (12)$$

式中, P_{CSP}^{max} 和 η_{PB} 分别为光热电站发电机的额定功率和光热电站的热电转化效率。

2.1.2 上层模型约束条件

上层模型的决策变量仅为光热电站储热容量,所以约束条件为其储热容量建设规模限制,模型如下:

$$0 \leq H_{TES} \leq H_{TES}^{max} \quad (13)$$

式中, H_{TES}^{max} 为光热电站储热系统设计容量 H_{TES} 的上限。

2.2 下层优化问题

下层模型以极小化 CHP 微网日运行成本为优化目标,决策变量为燃气轮机、燃料电池、风机、电加热器和光热电站出力。

2.2.1 下层模型目标函数

CHP 微网日运行成本 C_{op} 由微网内各设备运行维护成本 C_{OM} 、燃气费用 C_{Fuel} 和微网购售电成本 C_{Grid} 组成,模型如下:

$$\min C_{op} = C_{OM} + C_{Fuel} + C_{Grid} \quad (14)$$

a. CHP 微网内设备运行维护成本。

微网内设备运行维护成本通常表示为各设备单位功率运行维护成本与设备出力的乘积:

$$C_{OM} = \sum_{t=1}^T [C_{GT} P_{GT}(t) + C_{FC} P_{FC}(t) + C_{WT} P_{WT}(t) + C_{EH} P_{EH}(t) + C_{CSPE} P_{CSP}(t) + C_{CSPT} (Q_{SFTES}(t) + Q_{TESd}(t))] \quad (15)$$

式中: C_{GT} , C_{FC} , C_{WT} 和 C_{EH} 分别为燃气轮机、燃料电池、风机和电加热器的单位功率运行维护成本; $P_{GT}(t)$, $P_{FC}(t)$, $P_{WT}(t)$ 和 $P_{EH}(t)$ 分别为 t 时刻燃

气轮机、燃料电池、风机和电加热器的出力;
 C_{CSPE} 为光热电站发电机单位发电量成本; C_{CSPT} 为
 储热系统单位功率储热和放热成本。

b. 燃气费用。

燃气轮机和燃料电池以天然气为燃料, 故微
 网需要向外界购买天然气, 燃气总费用为

$$C_{\text{Fuel}} = \sum_{t=1}^T (C_{\text{GT,Fuel}}(t) + C_{\text{FC,Fuel}}(t)) = \sum_{t=1}^T \left(C_{\text{gas}} \frac{P_{\text{GT_in}}(t)}{L_{\text{NG}}} + C_{\text{gas}} \frac{P_{\text{FC_in}}(t)}{L_{\text{NG}}} \right) \quad (16)$$

式中: $C_{\text{GT,Fuel}}(t)$ 和 $C_{\text{FC,Fuel}}(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机和
 燃料电池消耗天然气的费用; $P_{\text{GT_in}}(t)$ 和 $P_{\text{FC_in}}(t)$
 分别为 t 时刻燃气轮机和燃料电池的天然输入功
 率; C_{gas} 和 L_{NG} 分别为天然气单价和低热值。

c. 微网购售电成本。

CHP 微网内电能不足时, 需要向外部电网购
 电, 电能多余时, 可以卖给外部电网赚取收益:

$$C_{\text{Grid}} = \sum_{t=1}^T (E_{\text{Buy}}(t)E_{\text{PriceB}}(t) - E_{\text{Sell}}(t)E_{\text{PriceS}}(t)) \quad (17)$$

式中: $E_{\text{Buy}}(t)$ 和 $E_{\text{Sell}}(t)$ 分别为 t 时刻微网向电网购电
 量和售电电量; $E_{\text{PriceB}}(t)$ 和 $E_{\text{PriceS}}(t)$ 分别为 t 时刻
 微网向电网购电电价和售电电价。

2.2.2 下层模型约束条件

a. 电/热功率平衡约束。

每个时刻 CHP 微网内系统电、热供需能量平衡:

$$E_{\text{Buy}}(t) - E_{\text{Sell}}(t) + P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{FC}}(t) + P_{\text{CSP}}(t) + P_{\text{GT}}(t) - P_{\text{EH}}(t) = P_{\text{LOAD}}(t) \quad (18)$$

$$Q_{\text{EH}}(t) + Q_{\text{GT}}(t) + Q_{\text{TESLOAD}}(t) = Q_{\text{LOAD}}(t) \quad (19)$$

式中, $P_{\text{LOAD}}(t)$ 和 $Q_{\text{LOAD}}(t)$ 分别为用户在 t 时刻的用
 电负荷和用热负荷。

b. 设备出力约束。

CHP 微网内所有设备出力都不能超过其额定
 容量:

$$0 \leq P_{\text{WT}}(t) \leq P_{\text{WTYC}}(t) \quad (20)$$

$$0 \leq P_{\text{FC}}(t) \leq P_{\text{FC}}^{\text{max}} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\text{max}} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{\text{EH}}(t) \leq P_{\text{EH}}^{\text{max}} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{\text{CSP}}(t) \leq P_{\text{CSP}}^{\text{max}} \quad (24)$$

式中: $P_{\text{WTYC}}(t)$ 为 t 时刻风机的预测出力; $P_{\text{FC}}^{\text{max}}$,
 $P_{\text{GT}}^{\text{max}}$, $P_{\text{EH}}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{CSP}}^{\text{max}}$ 分别为燃料电池、燃气轮机、电
 加热器和光热电站发电机出力的最大值。

c. 微网购售电功率约束。

当微网内供电不足时, 可向上级电网购电,
 电量多余时, 可售电给上级电网, 其购售电功率
 约束为

$$0 \leq E_{\text{Buy}}(t) \leq u(t)E_{\text{Buy}}^{\text{max}} \quad (25)$$

$$0 \leq E_{\text{Sell}}(t) \leq (1 - u(t))E_{\text{Sell}}^{\text{max}} \quad (26)$$

式中: $E_{\text{Buy}}^{\text{max}}$ 和 $E_{\text{Sell}}^{\text{max}}$ 分别为微网向电网购电功率最大
 值和微网向电网售电功率最大值; $u(t)$ 为 t 时刻微网
 购售电 0-1 状态变量, $u(t)$ 为 1 代表微网此刻向电
 网购电, $u(t)$ 为 0 代表微网此刻向电网售电。

d. 光热电站储热系统约束。

光热电站储热系统每一时刻的储热量不能超
 过其额定容量, 且每一时刻不能同时进行储热和
 放热, 其储热功率和放热功率也有上下限约束, 即

$$0 \leq e_{\text{TES}}(t) \leq \frac{H_{\text{TES}}P_{\text{CSP}}^{\text{max}}}{\eta_{\text{PB}}} \quad (27)$$

$$0 \leq Q_{\text{SFTES}}(t) \leq v(t)Q_{\text{TESC}}^{\text{max}} \quad (28)$$

$$0 \leq Q_{\text{TESd}}(t) \leq (1 - v(t))Q_{\text{TESD}}^{\text{max}} \quad (29)$$

$$Q_{\text{SFPB}}(t) \geq 0, Q_{\text{TESLOAD}}(t) \geq 0, Q_{\text{TESPB}}(t) \geq 0 \quad (30)$$

式中: $Q_{\text{TESC}}^{\text{max}}$ 和 $Q_{\text{TESD}}^{\text{max}}$ 分别为储热系统最大储热功
 率和最大放热功率; $v(t)$ 为 t 时刻储热系统储热和放
 热的 0-1 状态变量, $v(t)$ 为 1 代表储热系统此刻储
 热, $v(t)$ 为 0 代表储热系统此刻放热。式(30)保证
 了每个时刻光热电站热能的单向传递。

2.3 求解方法

双层规划模型存在耦合部分, 难以直接求
 解。本文采用 KKT 方法进行求解, 其基本思想:
 将下层优化等价转化为 KKT 系统, 并代入上层,
 再进行求解。KKT 条件的应用范围不止于此, 在
 单层规划中, KKT 条件可以直接求解相关优化问
 题^[26]。在电力系统优化问题中, KKT 条件常用来
 将双层规划转化为单层规划^[27-28]。KKT 条件还可
 以应用到机器学习优化问题中, 例如: 支持向量
 机 (support vector machine, SVM) 算法^[29]。具体到
 此双层规划模型中, 下层的规划模型是凸连续可
 微的, 满足使用 KKT 的条件^[30]。双层模型转化为
 单层模型后, 再使用大 M 法将 KKT 中的互补松弛
 条件线性化。因双层规划中包含连续变量和整数
 变量, 所以最终转化的模型为单层混合整数线性
 规划模型。在 Matlab 2016 b 中使用 Yalmip 工具箱
 建模, 调用 Cplex 求解器求解。双层模型转化为单
 层模型的过程参考文献^[31]。

3 算例分析

3.1 基础数据

光热电站单位储热容量投资成本为 200 元/kW，贴现率为 10%，光热电站基础数据见表 1，CHP 微网内其他设备数据见表 2。CHP 微网运行调度周期 T 取 24 h。电价采用分时电价^[32]，见表 3。电负荷和热负荷等部分数据参考文献 [33]，见图 3 和图 4。算例设置两个场景：场景 1，CHP 微网中储热系统为光热电站内部储热装置；场景 2，CHP 微网中储热系统为普通储热装置。

表 1 光热电站参数
Tab.1 Parameters of CSP plant

参数	数值
储热系统热量损失率/%	0.03
储热系统储热、放热效率/%	98
发电模块热电转化效率/%	40
储热容量上限/h	12
储热系统最大储热、放热功率/kW	300
发电模块发电机出力上限/kW	100
发电模块发电机单位发电量成本/(元·kW ⁻¹)	0.2
储热系统单位功率储热、放热成本/(元·kW ⁻¹)	0.05

表 2 热电联供型微网内设备参数
Tab.2 Parameters of equipment in CHP microgrid

参数	数值
燃气轮机发电效率	0.3
燃气轮机输出热电比	1.2
燃气轮机余热回收效率	0.85
电加热器的电热转化效率	0.9999
燃料电池发电效率	0.4
风机单位功率运行维护成本/(元·kW ⁻¹)	0.03
燃气轮机单位功率运行维护成本/(元·kW ⁻¹)	0.15
电加热器单位功率运行维护成本/(元·kW ⁻¹)	0.02
燃料电池单位功率运行维护成本/(元·kW ⁻¹)	0.028
燃气轮机出力上限/kW	200
电加热器出力上限/kW	700
燃料电池出力上限/kW	50

3.2 优化配置结果分析

由表 4 可知，场景 2 总成本明显比场景 1 高，从各项成本分析，两个场景储热系统投资成本、

表 3 分时电价
Tab.3 Time of use (TOU) electricity prices

时段	微网购电电价/(元·kW ⁻¹)	微网售电电价/(元·kW ⁻¹)
峰: 11:00—14:00, 17:00—21:00	1.24	1.11
平: 8:00—10:00, 15:00—16:00, 22:00	0.75	0.56
谷: 1:00—7:00, 23:00—24:00	0.33	0.21

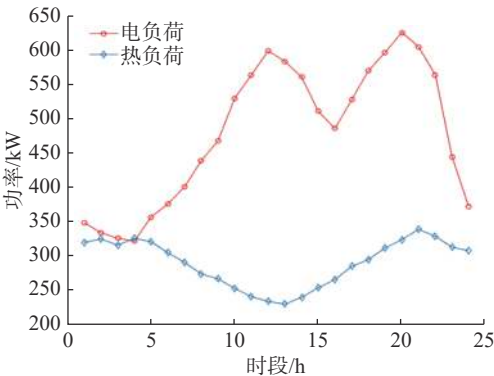


图 3 电负荷和热负荷预测值
Fig. 3 Predicted values of electrical loads and thermal loads

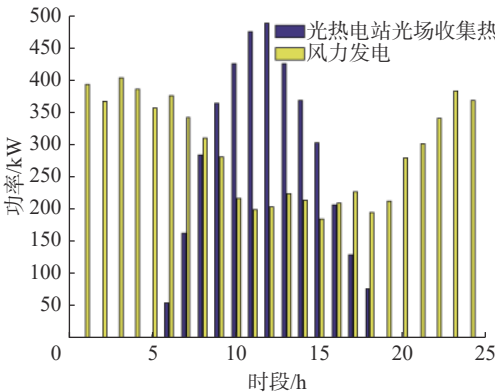


图 4 风力发电和光热电站收集热量预测值
Fig. 4 Predicted values of wind power outputs and total thermal power collected by CSP plant

CHP 微网内设备运维成本和燃气费用相差不多，主要是场景 2 中 CHP 微网购电成本较高，即场景 2 需要向电网购买更多电。因为场景 1 的 CHP 微网内含有光热电站，光热电站的特殊处在于：它不仅拥有储热系统，还具有发电功能，此特点缓解了 CHP 微网在负荷高峰的供电压力，从而减少了微网向外部电网的购电量，而场景 2 的 CHP 微网内含有的是普通储热装置，所以场景 2 的 CHP 微网在用电高峰更依赖外部电网。

为进一步分析上述结论，从 CHP 微网内各设备出力情况具体分析，各设备出力图如图 5、图 6 所示。夜间 23:00 到早上 7:00 之前，用电负荷较低，电价低，而热负荷较高，所以 CHP 微网会以

表 4 不同场景下配置结果

Tab.4 Configuration results in different scenarios

场景	满负荷小时数/h	储热容量/(kW·h)	总成本/元	储热系统投资成本/元	微网内设备运维成本/元	微网购电成本/元	燃气费用/元
场景1	6.9754	1743.9	5199.8	101.36	1164.4	839.4	3094.6
场景2	—	1055.9	6323.9	70.61	794.3	2297.2	3161.7

低价向电网购电，使用电加热器设备将电能转化为热能向热负荷供热。从9点开始，光热电站发电模块开始利用光场吸收的太阳能发电。10:00—15:00，太阳光照充足，光热电站吸收的热能转化为电能，内部发电机以最大出力在负荷高峰供电，剩余的热量由光热电站储热系统存储起来。从图5中可以发现：在正午用电高峰，场景1因有光热电站发电，只需从外部购买少量电量；而

场景2中的微网没有光热电站，则需要在用电高峰以高价向电网购电，所以场景2向电网购电成本较高，总成本较高。18:00以后，太阳落山，光热电站光场收集不到热量，光热电站开始使用储热系统中储存的热量发电，从而减少了在傍晚用电高峰时段电量的购买。相比场景2的普通储热系统，场景1因有光热电站的存在，大大提升了微网的经济性。

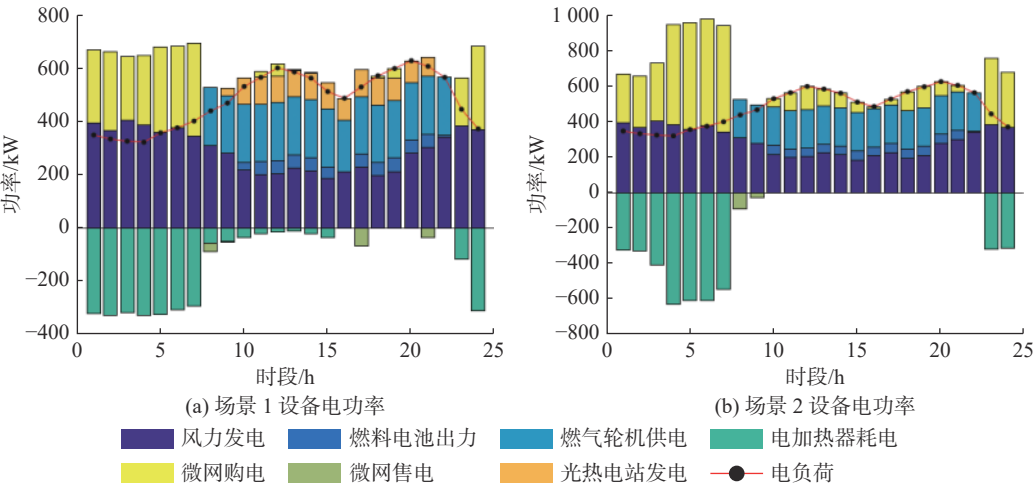


图 5 CHP 微网内各设备的电功率水平

Fig.5 Electric power levels of equipment in CHP microgrid

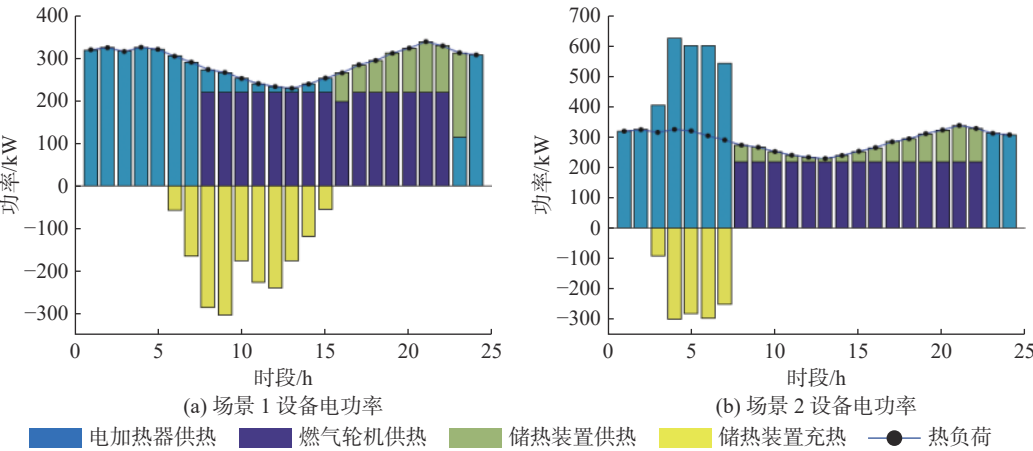


图 6 CHP 微网内各设备的热功率水平

Fig.6 Thermal power levels of equipment in CHP microgrid

3.3 光热电站储热容量配置对优化结果的影响

光热电站储热容量会对优化结果产生一定影响。由图7可知，随着光热电站储热系统储热容

量增加，光热电站储热系统投资成本随之增加，CHP微网运行成本随之减少，减少到一确定值之后不再减少。总成本为CHP微网运行成本与投资

成本之和，总成本先减少再增加。光热电站储热容量在 1~3 h 时，由于光热电站储热容量过小，CHP 微网需要其他设备出力，从而增加了运行成本，总成本较高；光热电站储热容量在 6~7 h 时，

储热容量为最优储热容量，CHP 微网运行成本达到最低，总成本也达到最低值；储热容量达到 7 h 后，CHP 微网运行成本达到定值，储热容量再增加会造成资源浪费和投资成本过高，导致总成本变高。

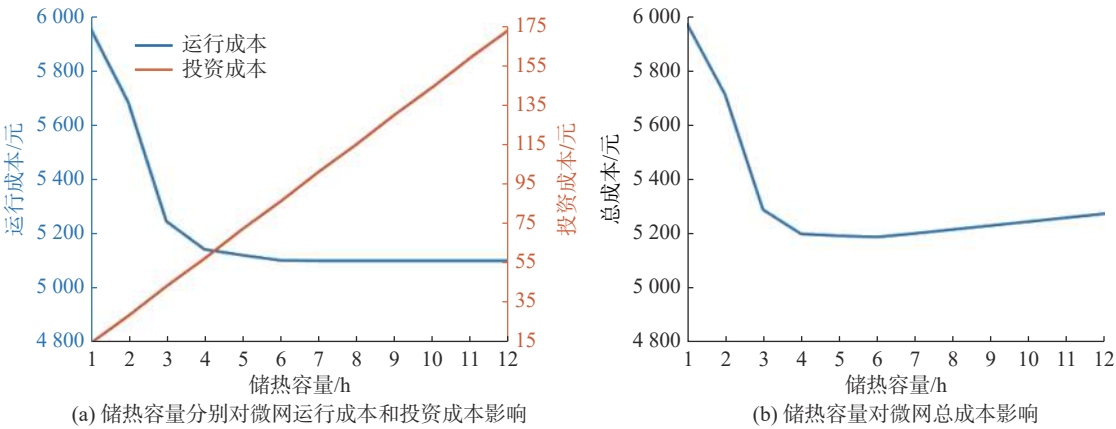


图 7 光热电站储热容量配置对优化结果的影响

Fig.7 Influence of thermal storage capacity configuration of CSP on optimization results

3.4 价格灵敏度分析

为分析光热电站储热系统储热成本对配置优化结果的影响，假设光热电站单位储热容量成本从 200 元/kW 递减。由表 5 可知，随着储热系统单位储热容量成本下降，储热系统的最优储热容量增加，储热系统投资成本降低，总成本降低。可见，降低储热系统储热成本，可提升整体效益。

表 5 光热电站储热容量成本对优化结果的影响

Tab.5 Influence of thermal storage capacity cost of CSP on optimization results

单位储热容量成本/ (元·kW ⁻¹)	最优储热 容量/h	总成本/元	投资成本/元
200	6.9754	5199.8	101.3627
100	7.2260	5148.3	52.5016
50	8.4329	5120.7	30.6356

4 结 论

本文构建了含光热电站的 CHP 微网储热容量双层优化配置模型，上层为配置优化，下层为运行优化，利用 KKT 条件将双层模型转化为单层模型，使用大 M 法处理 KKT 互补松弛条件中的非线性项，最终将模型转化为单层混合整数线性规划问题。算例分析了不同场景下的储热系统容量配置结果和 CHP 微网运行出力情况，以及容量配置与各项成本之间的关系。得出以下结论：

a. CHP 微网内含有光热电站，光热电站不仅

能发电，其自带的储热系统还能储存太阳光能转化的热能。相比普通储热装置，光热电站发电和储热一体的特点降低了微网总成本，提升了微网经济性。

b. 光热电站储热容量对 CHP 微网运行情况影响较大，当储热容量过低时，光热电站无法储存多余热量以供在没有光照的时候发电，微网需要向外部购电，从而增加了微网的运行成本。储热容量过大，超过微网储热需求，造成资源浪费，增加投资成本。

c. 目前光热电站储热系统的储热价格昂贵，随着储热技术逐渐成熟，其单位储热容量成本下降，投资成本和总成本会随之减少，储热系统的储热容量会随之增加。光热电站储热容量的增加会提升其消纳可再生能源的能力，减少“弃光”现象的发生。

本文的配置方法没有考虑可再生能源的不确定性和负荷的需求响应，后续研究将进一步综合考虑这些因素。

参考文献：

[1] 朱彤. “十四五”时期可再生能源发展的关键是体制改革与机制重构[J]. 中国发展观察, 2020(22): 50–54.

[2] LI L X, MU H L, LI N, et al. Analysis of the integrated performance and redundant energy of CCHP systems under different operation strategies[J]. Energy and Buildings, 2015, 99: 231–242.

[3] LI Y J, HU R T. Exergy-analysis based comparative study

- of absorption refrigeration and electric compression refrigeration in CCHP systems[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2016, 93: 1228–1237.
- [4] 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.
- [5] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(1): 1–18.
- [6] 郭明萱, 穆云飞, 肖迁, 等. 考虑电池寿命损耗的园区综合能源电/热混合储能优化配置[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(13): 66–75.
- [7] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 3822–3829.
- [8] XIE C H, WANG D X, LAI C S, et al. Optimal sizing of battery energy storage system in smart microgrid considering virtual energy storage system and high photovoltaic penetration[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 281: 125308.
- [9] KIPTOO M K, LOTFY M E, ADEWUYI O B, et al. Integrated approach for optimal techno-economic planning for high renewable energy-based isolated microgrid considering cost of energy storage and demand response strategies[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 215: 112917.
- [10] 郭久亿, 刘洋, 郭焱林, 等. 不同典型用户侧储能配置评估与运行优化模型[J]. *电网技术*, 2020, 44(11): 4245–4253.
- [11] MAH A X Y, HO W S, HASSIM M H, et al. Optimization of photovoltaic-based microgrid with hybrid energy storage: a P-graph approach[J]. *Energy*, 2021, 233: 121088.
- [12] HEMMATI M, MIRZAEI M A, ABAPOUR M, et al. Economic-environmental analysis of combined heat and power-based reconfigurable microgrid integrated with multiple energy storage and demand response program[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2021, 69: 102790.
- [13] LIU H T, ZHAI R R, FU J X, et al. Optimization study of thermal-storage PV-CSP integrated system based on GA-PSO algorithm[J]. *Solar Energy*, 2019, 184: 391–409.
- [14] 王佳颖, 史俊伟, 文福拴, 等. 计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(1): 176–185.
- [15] ZHAI R R, LIU H T, CHEN Y, et al. The daily and annual technical-economic analysis of the thermal storage PV-CSP system in two dispatch strategies[J]. *Energy Conversion and Management*, 2017, 154: 56–67.
- [16] LI M Y, LENZEN M, YOUSEFZADEH M, et al. The roles of biomass and CSP in a 100 % renewable electricity supply in Australia[J]. *Biomass and Bioenergy*, 2020, 143: 105802.
- [17] 贾利虎, 高毅, 葛磊蛟, 等. 计及光热电站不确定性的CHP系统两阶段优化调度方法[J]. *电力建设*, 2020, 41(1): 64–70.
- [18] 彭春华, 陈婧, 郑聪. 基于机会约束高斯混合模型的含光热电站热电联供型微网鲁棒经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(4): 77–84.
- [19] SUN L J, JIANG Y C, GUO Q S, et al. A GIS-based multi-criteria decision making method for the potential assessment and suitable sites selection of PV and CSP plants[J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 2021, 168: 105306.
- [20] RICHTER P, TRIMBORN T, ALDENHOFF L. Predictive storage strategy for optimal design of hybrid CSP-PV plants with immersion heater[J]. *Solar Energy*, 2021, 218: 237–250.
- [21] YANG J Z, YANG Z, DUAN Y Y. Optimal capacity and operation strategy of a solar-wind hybrid renewable energy system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 244: 114519.
- [22] LI X, WU X, GUI D, et al. Power system planning based on CSP-CHP system to integrate variable renewable energy[J]. *Energy*, 2021, 232: 121064.
- [23] 周灿煌, 郑杰辉, 荆朝霞, 等. 面向园区微网的综合能源系统多目标优化设计[J]. *电网技术*, 2018, 42(6): 1687–1696.
- [24] PASHAEI-DIDANI H, NOJAVAN S, NOUROLLAHI R, et al. Optimal economic-emission performance of fuel cell/CHP/storage based microgrid[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(13): 6896–6908.
- [25] 崔杨, 张汇泉, 仲悟之, 等. 基于分时能量互补的风电-光热联合外送容量优化配置方法[J]. *电网技术*, 2019, 43(11): 3875–3882.
- [26] 王宏杰, 高岩. 基于非光滑方程组的智能电网实时定价[J]. *系统工程学报*, 2018, 33(3): 320–327.
- [27] COLSON B, MARCOTTE P, SAVARD G. An overview of bilevel optimization[J]. *Annals of Operations Research*, 2007, 153(1): 235–256.
- [28] YUAN G X, GAO Y, YE B, et al. Real-time pricing for smart grid with multi-energy microgrids and uncertain loads: a bilevel programming method[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 123: 106206.
- [29] MOHAMMADI M, RASHID T A, KARIM S H T, et al. A comprehensive survey and taxonomy of the SVM-based intrusion detection systems[J]. *Journal of Network and Computer Applications*, 2021, 178: 102983.
- [30] 高岩. 智能电网实时电价社会福利最大化模型的研究[J]. *中国管理科学*, 2020, 28(10): 201–209.
- [31] 赵冬梅, 夏轩, 陶然. 含电转气的热电联产微网电/热综合储能优化配置[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(17): 46–54.
- [32] 蒋俊峰, 谭论农, 纪棋彬. 基于智能电网的电动汽车充放电分时电价及引导策略[J]. *能源研究与信息*, 2021, 37(2): 85–92.
- [33] 张大海, 负韻韵, 王小君, 等. 考虑广义储能及光热电站的电热气互联综合能源系统经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(19): 33–42.