

电-热综合能源市场下的光热发电商运营优化与决策分析

梁政¹, 马志程², 魏震波¹, 周强², 邵冲³, 孙舟倍¹

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 国网甘肃省电力公司 电力科学研究院, 甘肃 兰州 730070; 3. 国网甘肃省电力公司, 甘肃 兰州 730030)

摘要:针对当前太阳能利用效率较低和中国光热发电市场化交易程度较低,对光热发电商(CSPS)参与电-热综合能源市场的交易进行了研究。构建了含CSPS等多主体参与的电-热综合能源市场双层模型,其中上层为各主体的决策模型,下层为市场运营机构的统一出清模型,并采用非线性互补算法对该KKT条件模型进行求解。以中国某实际光热电站为例,在多类典型场景下,研究了市场类型、网络阻塞、光照变化等外部因素,以及储热容量这一内部因素对市场均衡及光热收益的影响,并给出了市场利润最大化条件下的最佳储热容量配置策略。结果表明:CSPS同时参与电力、热力市场时,相较于只参与电力市场,可以显著增加其利润,规避阻塞风险,提高太阳能利用效率,并且可以稳定市场价格,缓解电网阻塞,改善社会福利;在相同装机容量下,光热较传统光伏发电,市场竞争能力得到显著提升。

关键词:光热发电;电-热综合能源市场;双层模型;均衡分析;非线性互补算法

中图分类号:F 123.9; TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204039

0 引言

清洁能源发电以及多能流协同发展是建设新型电力系统与实现“双碳”目标的关键^[1]。光热发电具有清洁、可控等特点,同时在参与供热方面也有着广阔的前景。目前,国内外学者在光热电站的市场运营与调度优化以及光热电站参与热电联产、综合能源系统优化等方面开展了一定的研究工作。

在市场运营方面,由于现阶段光热电站建设成本较高和市场参与程度较低,相关研究较少。目前关于市场运营方面的研究,多是基于溢价制等新能源补贴机制^[2]。部分学者将光热发电商CSPS(Concentrated Solar Power Supplier)作为价格接受者,考虑市场价格波动、光照不确定等因素,研究光热电站参与市场的成本与效益^[3]。在此基础上,文献[4]对CSPS参与电力市场交易的行为、策略与利润进行了研究,并验证了光热相较于光伏有更强的市场竞争力。光热电站通过汽轮机组并网,具有较好的调控特性,因此部分学者对光热电站同时参与能量市场以及备用、调频等辅助服务市场展开研究,验证了光热电站参与辅助服务市场可以显著提高其利

润^[5]。在调度优化方面,文献[6]构造了含光热电站热电联供型微网系统,提出了基于机会约束高斯混合模型的鲁棒经济调度模型,提高了出力灵活性与系统稳定性。文献[7]充分利用光热电站的可时移、可调节特性,提出了光热与火电联合调峰策略,提高了系统下调峰能力。文献[8]结合碳交易机制与市场减排机制,提出了光热电站与风电系统的低碳调度策略,实现了相近成本下的低碳排放。在热电联产方面,光热电站可以在一定程度上解耦热电机组“以热定电”运行约束,提升系统调峰能力与经济性^[9]。文献[10]提出一种含热电联供型光热电站与建筑相变储能的协调调度策略,证明了热电联供型光热电站可以大幅提高机组能量产出,降低系统运行成本,提升技术经济性。文献[11]提出一种光热电站与电锅炉、热电联产机组的联合运行模式,其可以提升系统调峰能力,促进新能源消纳。光热电站参与综合能源系统运行时,通过与电转气装置、燃气机组、电加热器、电制冷机、蓄电池等多类设备的配合,可以充分发挥其优越的热电联供能力与热电转化能力,从而有效提高系统运行经济性^[12]。将光热机组作为综合能源系统中的热电机组,还可以有效降低系统碳排放量,提升环境效益^[13-14]。相较于单纯以发电形式消纳太阳能,光热电站的电-热综合消纳方式可以显著提高光热电站的太阳能利用效率,提升其经济性^[15]。上述文献的研究验证了光热电站参与热电联产和综合能源系统的经济性与可行性,但均未考虑市场交易的影响。由于目前中国光热技术尚不成熟,投资成本较高,电站建设数量较少,所以中国现有的光热发电多以示范项目为主,其发电量均采用全额收购,不参与市场交易,目前的研究主要围绕光

收稿日期:2021-11-26;修回日期:2022-03-11

在线出版日期:2022-04-14

基金项目:甘肃省科技重大专项计划(光热-光伏-风电新能源基地市场消纳和调度控制关键技术与示范应用)(19ZD2GA003)

Project supported by the Major Science and Technology Special Plan of Gansu Province(Key Technologies and Demonstration Application of Market Consumption and Dispatching Control of Solar Thermal-Photovoltaic-Wind Power New Energy Base)(19ZD2GA003)

热电站自身的经济运行、电力调度优化、辅助调峰等方面展开,在近年来的综合能源系统研究中也仅作为辅助设备进行系统优化。随着电力改革进程的推进、综合能源系统的建设、“双碳”目标的提出以及新能源技术的逐步成熟与建设成本的逐步降低,光热电站参与市场交易是必然趋势。

综上,本文对 CSPS 参与下的电-热综合能源市场交易展开研究。首先,构建了电-热综合能源市场双层模型;然后,对比了市场类型、网络阻塞、光照变化等因素对市场交易结果的影响,以及以上因素对 CSPS 市场策略与利润的影响;最后,以市场利润最优和太阳能利用效率最高为目标,给出了光热电站最佳储热容量配置策略。

1 多主体参与下的电-热综合能源市场交易模型

电-热综合能源市场上层模型的参与主体主要包括 CSPS、光伏发电商 PVS(Photo Voltaic Supplier)、传统热电联产发电商 CHPS(Combined Heat and Power Supplier)和各类电、热负荷主体,下层模型包括负责出清的市场运营机构。在日前市场中,各主体向市场运营机构申报其各时段电力和热力的投标价格与投标出力,由市场运营机构负责统一出清,获取各主体中标价格与出力,采用边际节点电价和边际节点热价进行结算,若网络无阻塞,则各节点电价均相同,当网络发生阻塞时,各节点电价将会出现差异。同时,市场运营机构对新能源发电商的出力偏差进行考核。由于 CSPS 通过汽轮机组并网,同时有储热系统的配合,可以很好地应对太阳能的波动,因此出力偏差考核主要针对 PVS 进行。

1.1 市场运营机构的出清模型

下层市场运营机构以电-热综合能源市场的总社会福利最大化为目标进行出清,目标函数为:

$$\max \sum_{i=1}^T \sum_{e=1}^{N_{De}} k_{i,t}^{D,e} P_{i,t}^D + \sum_{i=1}^T \sum_{h=1}^{N_{Dh}} k_{i,t}^{D,h} H_{i,t}^D - \sum_{i=1}^T \sum_{e=1}^{N_e} k_{i,t}^e P_{i,t} - \sum_{i=1}^T \sum_{h=1}^{N_h} k_{i,t}^h H_{i,t} \quad (1)$$

式中: T 为总时段数; N_{De} 、 N_{Dh} 、 N_e 、 N_h 分别为电负荷、热负荷、电市场参与发电商、热市场参与发电商的数量; $k_{i,t}^{D,e}$ 、 $P_{i,t}^D$ 分别为 t 时段节点 i 处电负荷的投标价格和需求; $k_{i,t}^{D,h}$ 、 $H_{i,t}^D$ 分别为 t 时段节点 i 处热负荷的投标价格和需求; $k_{i,t}^e$ 、 $P_{i,t}$ 分别为 t 时段节点 i 处发电商的电力投标价格和中标出力; $k_{i,t}^h$ 、 $H_{i,t}$ 分别为 t 时段节点 i 处发电商的热力投标价格和中标出力。

1.1.1 CSPS 的运行约束

光热电站一般由集热系统、储热系统、发电系统这3个子系统构成,其内部的能流结构如图1所示。

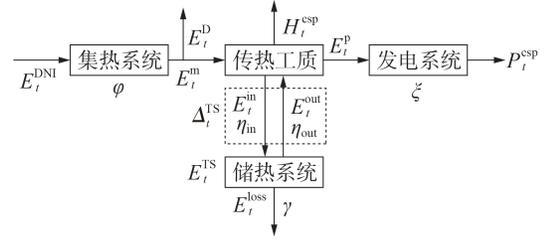


图1 CSPS内部热能流向

Fig.1 Internal thermal energy flow of CSPS

将传热工质等效为一个节点,则 CSPS 的热量平衡表达式如式(2)所示。

$$E_t^m - E_t^D - E_t^{in} + E_t^{out} - E_t^P - H_t^{csp} = 0 \quad (2)$$

式中: E_t^m 为 t 时段镜场收集太阳能热功率,且 $E_t^m = \varphi_j S_{csp} E_t^{DNI}$,其中 φ_j 为第 j 月场景下光-热转换效率系数, S_{csp} 为镜场总面积, E_t^{DNI} 为 t 时段太阳能法向直接辐照度 DNI(Direct Normal Irradiance); E_t^D 为 t 时段 CSPS 的弃热功率; E_t^{in} 、 E_t^{out} 分别为 t 时段储热系统的充、放热功率; E_t^P 为 t 时段 CSPS 发电所需热功率; H_t^{csp} 为 t 时段 CSPS 的供热功率。

储热系统运行约束可表示为:

$$\Delta_t^{TS} = E_t^{in} \eta_{in} - \frac{E_t^{out}}{\eta_{out}} \quad (3)$$

$$E_t^{TS} = e^{-\gamma_j \Delta_t} E_{t-1}^{TS} + \Delta_t^{TS} \quad (4)$$

$$0 \leq E_t^{out} \leq E_{max}^{out} \quad (5)$$

$$0 \leq E_t^{in} \leq E_{max}^{in} \quad (6)$$

$$E_t^{in} E_t^{out} = 0 \quad (7)$$

$$E_{min}^{TS} \leq E_t^{TS} \leq E_{max}^{TS} \quad (8)$$

式中: Δ_t^{TS} 为 t 时段储热系统的热能变化量; η_{in} 、 η_{out} 分别为储热系统充、放热的效率系数; E_t^{TS} 为 t 时段储热系统的总储热量; γ_j 为第 j 月场景下的储热系统热量耗散系数; Δ_t 为 t 时段的时间间隔; E_{max}^{in} 、 E_{max}^{out} 分别为储热系统充、放热功率的上限,因充、放热不能同时进行,故需满足式(7)所示的约束; E_{max}^{TS} 为储热系统储热容量的上限; E_{min}^{TS} 为防止储热罐中的熔融盐凝固的最小储热量。

耗散系数 γ_j 通常很小,可对式(4)线性化得:

$$E_t^{TS} = (1 - \gamma_j \Delta_t) E_{t-1}^{TS} + \Delta_t^{TS} \quad (9)$$

另外,为保证 CSPS 每天在夜间连续运行,并且满足机组的最小技术出力,CSPS 需保证在每天开始前与结束后,储热系统储有一定的初始储热量 E_{start}^{TS} 与终止储热量 E_{end}^{TS} ,同时为保证电站多日连续运行,设置初始储热量与终止储热量相等,即:

$$E_0^{TS} = E_{start}^{TS} = E_{end}^{TS} = E_{24}^{TS} \quad (10)$$

$$(1 - \gamma_j \Delta_t) E_{T-1}^{TS} + \Delta_T^{TS} \geq E_{end}^{TS} \quad (11)$$

CSPS 发电系统和供热系统运行约束如下:

$$P_{min}^{csp} \leq P_t^{csp} \leq P_{max}^{csp} \quad (12)$$

$$P_t^{csp} - P_{t-1}^{csp} \leq P_{up}^{csp} \quad (13)$$

$$P_{t-1}^{\text{csp}} - P_t^{\text{csp}} \leq P_{\text{down}}^{\text{csp}} \quad (14)$$

$$0 \leq H_t^{\text{csp}} \leq H_t^{\text{csp}, \text{max}} \quad (15)$$

式中: P_t^{csp} 为 t 时段 CSPS 电力市场中出力, 且 $P_t^{\text{csp}} = \xi_j E_j^p$, 其中 ξ_j 为第 j 月场景下热-电效率转换系数; $P_{\text{max}}^{\text{csp}}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{csp}}$ 分别为 CSPS 投标电出力上、下限值; $P_{\text{up}}^{\text{csp}}$ 、 $P_{\text{down}}^{\text{csp}}$ 分别为 CSPS 发电功率上、下爬坡速度上限; $H_t^{\text{csp}, \text{max}}$ 为 t 时段 CSPS 投标热出力上限。

1.1.2 CHPS 的运行约束

本文考虑 CHPS 为抽汽式热电机组, 其运行特性可见文献[16]。由于传统热电联产机组供热功率与供电功率具有一定的耦合性, 在市场出清时需满足:

$$P_t^{\text{chp}} \leq P_t^{\text{chp}, \text{max}} - c_v H_t^{\text{chp}} \quad (16)$$

$$P_t^{\text{chp}} \geq \min \{ c_m H_t^{\text{chp}} + K, P_t^{\text{chp}, \text{min}} - c_v H_t^{\text{chp}} \} \quad (17)$$

$$0 \leq H_t^{\text{chp}} \leq H_t^{\text{chp}, \text{max}} \quad (18)$$

$$P_t^{\text{chp}} - P_{t-1}^{\text{chp}} \leq P_{\text{up}}^{\text{chp}} \quad (19)$$

$$P_{t-1}^{\text{chp}} - P_t^{\text{chp}} \leq P_{\text{down}}^{\text{chp}} \quad (20)$$

式中: P_t^{chp} 、 H_t^{chp} 分别为 t 时段 CHPS 在电力市场和热力市场的中标出力; $P_t^{\text{chp}, \text{max}}$ 、 $P_t^{\text{chp}, \text{min}}$ 分别为 t 时段纯凝工况下的 CHPS 发电出力上、下限; c_v 为进汽量不变时多抽取单位供热热量下发电功率的减小量; c_m 为背压运行时电功率和热功率的弹性系数; K 为常数; $H_t^{\text{chp}, \text{max}}$ 为 t 时段 CHPS 投标热出力上限; $P_{\text{up}}^{\text{chp}}$ 、 $P_{\text{down}}^{\text{chp}}$ 分别为 CHPS 发电功率上、下爬坡速度上限。

1.1.3 PVS 的运行约束

PVS 的出力约束可表示为:

$$0 \leq P_t^{\text{pv}} \leq P_t^{\text{max}} \quad (21)$$

式中: P_t^{pv} 为 t 时段 PVS 在电力市场的中标出力; P_t^{max} 为 t 时段 PVS 投标最大出力。

1.1.4 电力网络约束

采用直流潮流对电力网络建模, 具体如下:

$$\mathbf{A}_{\text{mat}} \mathbf{P}_t^{\text{vec}, \text{G}} - \mathbf{B}_{\text{mat}} \mathbf{P}_t^{\text{vec}, \text{D}} - \mathbf{S}_{\text{mat}} \mathbf{T}_t^{\text{vec}} = \mathbf{0} \quad (22)$$

$$\mathbf{T}_t^{\text{vec}} = \mathbf{X}^{-1} \mathbf{S}_{\text{mat}}^T \boldsymbol{\theta}_t \quad (23)$$

$$T_{ij}^{\text{min}} \leq T_{t, ij} \leq T_{ij}^{\text{max}} \quad (24)$$

式中: \mathbf{A}_{mat} 为节点与发电机关联矩阵; \mathbf{B}_{mat} 为节点与负荷关联矩阵; \mathbf{S}_{mat} 为节点与支路关联矩阵; $\mathbf{P}_t^{\text{vec}, \text{G}}$ 为 t 时段各发电商出力向量; $\mathbf{P}_t^{\text{vec}, \text{D}}$ 为 t 时段负荷向量; $\mathbf{T}_t^{\text{vec}}$ 为 t 时段线路潮流向量; \mathbf{X} 为由支路电抗所组成的矩阵; $\boldsymbol{\theta}_t$ 为由 t 时段节点电压相角所组成的向量; $T_{t, ij}$ 为 t 时段支路 i - j 传输功率; T_{ij}^{max} 、 T_{ij}^{min} 分别为支路 i - j 传输功率上、下限。式(22)表示功率平衡约束, 其对偶变量即为各节点边际电价。

1.1.5 热力网络约束

热力网络约束可表示为:

$$T_{\text{out}} = (T_{\text{in}} - T_a) e^{\frac{\omega L}{sf}} + T_a \quad (25)$$

$$H_t^{\text{csp}} + H_t^{\text{chp}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{th}}} H_{i, t}^{\text{D}} \quad (26)$$

式中: T_{in} 、 T_{out} 分别为输热管道入口和出口温度; T_a 为环境温度; ω 为管道保温材料导热系数; L 为管道长度; s 为输热介质比热; f 为管道流量。式(26)表示热力供需平衡, 其对偶变量即为节点边际热价。

1.2 各市场主体的决策模型

在完全竞争市场中, 各市场主体倾向于依据其边际成本进行报价[17]。本文假设各市场主体在完全竞争市场中独立、公平地进行交易, 各市场主体按其边际成本报价, 以利润最大化为目标进行决策。

1.2.1 CSPS 的决策模型

CSPS 以电-热综合能源市场利润最大化为目标进行决策, 决策模型为:

$$\max F^{\text{csp}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{e}, \text{csp}} P_t^{\text{csp}} + \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{h}, \text{csp}} H_t^{\text{csp}} - \sum_{t=1}^T C_t^{\text{csp}} \quad (27)$$

式中: F^{csp} 为 CSPS 总利润; $\lambda_t^{\text{e}, \text{csp}}$ 、 $\lambda_t^{\text{h}, \text{csp}}$ 分别为 t 时段 CSPS 所在节点出清电价和热价, 其取值取决于下层的出清模型; C_t^{csp} 为 t 时段 CSPS 的总成本。

由于 CSPS 没有煤耗等变动成本, 其边际供电、供热成本很低, 本文将其设为合理常数。CSPS 依据其边际成本进行报价, C_t^{csp} 可表示为:

$$C_t^{\text{csp}} = k_t^{\text{e}, \text{csp}} P_t^{\text{csp}} + k_t^{\text{h}, \text{csp}} H_t^{\text{csp}} \quad (28)$$

式中: $k_t^{\text{e}, \text{csp}}$ 、 $k_t^{\text{h}, \text{csp}}$ 分别为 t 时段 CSPS 在电力、热力市场的投标价格, 同时也是其边际供电、供热成本。

1.2.2 CHPS 的决策模型

CHPS 以电-热综合能源市场利润最大化为目标进行决策, 决策模型为:

$$\max F^{\text{chp}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{e}, \text{chp}} P_t^{\text{chp}} + \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{h}, \text{chp}} H_t^{\text{chp}} - \sum_{t=1}^T C_t^{\text{chp}} \quad (29)$$

式中: F^{chp} 为 CHPS 的总利润; $\lambda_t^{\text{e}, \text{chp}}$ 、 $\lambda_t^{\text{h}, \text{chp}}$ 分别为 t 时段 CHPS 所在节点的出清电价和热价; C_t^{chp} 为 t 时段 CHPS 的总成本。

CHPS 的总成本可表示为:

$$C_t^{\text{chp}} = 0.5a(P_t^{\text{chp}} + c_v H_t^{\text{chp}})^2 + b(P_t^{\text{chp}} + c_v H_t^{\text{chp}}) + c \quad (30)$$

式中: a 、 b 、 c 为成本系数。

CHPS 按边际成本投标, 即:

$$k_t^{\text{e}, \text{chp}} = \frac{\partial C_t^{\text{chp}}}{\partial P_t^{\text{chp}}} = aP_t^{\text{chp}} + ac_v H_t^{\text{chp}} + b \quad (31)$$

$$k_t^{\text{h}, \text{chp}} = \frac{\partial C_t^{\text{chp}}}{\partial H_t^{\text{chp}}} = ac_v^2 H_t^{\text{chp}} + ac_v P_t^{\text{chp}} + c_v b \quad (32)$$

式中: $k_t^{\text{e}, \text{chp}}$ 、 $k_t^{\text{h}, \text{chp}}$ 分别为 t 时段 CHPS 电力、热力投标价格, 同时也是其边际供电、供热成本。

将式(31)、(32)分别对电、热出力求偏导可得:

$$\frac{\partial k_t^{\text{e}, \text{chp}}}{\partial P_t^{\text{chp}}} = a, \quad \frac{\partial k_t^{\text{e}, \text{chp}}}{\partial H_t^{\text{chp}}} = ac_v \quad (33)$$

$$\frac{\partial k_t^{\text{h}, \text{chp}}}{\partial P_t^{\text{chp}}} = ac_v, \quad \frac{\partial k_t^{\text{h}, \text{chp}}}{\partial H_t^{\text{chp}}} = ac_v^2 \quad (34)$$

本文 c_v 取值为 0.15, 由式(33)、(34)可见, CHPS

的电、热报价均受 P_t^{chp} 影响更大。

1.2.3 PVS的决策模型

为对比光热和光伏的市场效益,本文选取相同的光照场景作为两者的运行条件。光热发电依赖于太阳能法向直接辐射,而光伏发电可同时利用直射光与散射光。根据某处地区太阳能资源数据的现场实测,全年各月的太阳能直射比范围为0.5~0.8^[18]。本文通过直射比将直接辐射换算为总辐射。考虑光照强度与光伏出力呈线性关系^[19],将PVS的发电出力表示为:

$$P_t^{\text{pv}} = \delta S_{\text{pv}} \frac{E_t^{\text{DNI}}}{R_D} \quad (35)$$

式中: δ 为光-电转换效率系数; S_{pv} 为PVS的电池板总面积; R_D 为直射比,本文中取值为0.7528。

PVS依据其预测出力进行投标,同时对出力偏差进行考核。PVS仅参与电力市场,以电力市场利润最大化为目标进行决策,决策模型为:

$$\max F^{\text{pv}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{e,pv}} P_t^{\text{pv}} - \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{pun}} P_t^{\text{dev}} - \sum_{t=1}^T C_t^{\text{pv}} \quad (36)$$

式中: F^{pv} 为PVS的总利润; $\lambda_t^{\text{e,pv}}$ 为 t 时段PVS所在节点的出清电价; λ_t^{pun} 为 t 时段的惩罚价格; P_t^{dev} 为 t 时段PVS的偏差出力; C_t^{pv} 为 t 时段的PVS成本。

本文将PVS的边际成本设为合理常数,则其发电成本可表示为:

$$C_t^{\text{pv}} = k_t^{\text{e,pv}} P_t^{\text{pv}} \quad (37)$$

式中: $k_t^{\text{e,pv}}$ 为 t 时段PVS在电力市场的投标价格,同时也是其边际成本。

2 模型求解方法

本文构建的双层模型为非线性优化问题,其最优解在一定条件下必定满足其一阶优化条件,即KKT条件。本文采用非线性互补算法进行求解,首先将下层出清模型的KKT条件表述为有关对偶变量的等式和形如 $m \geq 0, n \geq 0, mn = 0$ 的互补条件,利用非线性互补函数 $\psi(m, n)$ 将互补条件替换。 $\psi(m, n)$ 的表达式为:

$$\psi(m, n) = m + n - \sqrt{m^2 + n^2} \quad (38)$$

然后,将得到的KKT条件并入上层各主体决策模型,并将各主体决策模型用同样的方法处理为一组非线性方程组。最后,采用改进的Levenberg-Marquardt算法求解该非线性方程组,得到市场均衡解^[20]。

3 算例分析

3.1 算例条件

以中国某光热电站作为本算例CSPS,考虑其参与电-热综合能源市场,市场并存有1个CHPS和

1个PVS。该区域市场由3节点网络构成,其中电负荷1、2分别位于节点1、2,热负荷位于节点1,CSPS位于节点1,PVS位于节点2,CHPS位于节点3,相邻节点间均有输电线路相连,且具有相同阻抗。CHPS参数如附录A表A1所示。CSPS选取中国甘肃某50 MW线性菲涅尔式光热电站系统参数,具体如附录A表A2所示。PVS系统参数如附录A表A3所示。电、热需求及报价为已知量,具体如附录A表A4所示。将日前市场出清电价作为偏差电量惩罚价格。DNI数据取自于中国甘肃某光热电站的预测数据与实测数据,具体如附录A图A1所示。本文在仿真计算中将1 d等分为24个时段。

3.2 CSPS参与下的电-热综合能源市场均衡分析

为分析CSPS同时参与电力、热力市场和仅参与电力市场时的出清结果,本文选取光照充足的5月DNI数据作为光照条件,并设置如下2个场景:场景1,5月,CSPS仅参与电力市场;场景2,5月,CSPS同时参与电力、热力市场。

附录B图B1和图B2分别给出了场景1下的电力、热力市场出清结果。由图可见,CSPS和PVS由于其价格优势,电力市场中标出力均较高,PVS在各个时段均按其预测出力全部中标,CSPS在1—12、18—24时段均为满发,而在13—17时段出力有所降低。这是由于CSPS仅参与电力市场时,全部的热负荷均由CHPS承担,由于CHPS具备热电耦合特性,较高的热出力限制了CHPS在13—17时段的下调能力,而CSPS的电报价高于PVS,因而对CSPS出力影响较大。附录B图B3和图B4分别给出了场景2下的电力、热力市场出清结果,图2(a)对比了2个场景下CSPS的中标出力。由图B4可见:在热力市场中,12—19时段CSPS均满载供热;在电力市场中,PVS的预测出力仍全部中标。这是由于CSPS分担了大量热负荷,增加了CHPS的下调范围,使得CSPS在11—19时段电力市场中中标量均达到了满载,而在无光照时段CSPS出力明显降低。

电网无阻塞时,CHPS成为系统边际机组,对出清价格影响较大。图2(b)对比了2个场景下的出清电价和出清热价。由图可以看出:CSPS同时参与电力、热力市场后,CSPS在日间和夜间发电出力的变化,以及热力市场中对热负荷的大量分担,使CHPS在夜间发电出力升高,在日间发电出力下降,因而CSPS同时参与电力、热力市场后,相较于只参与电力市场,日间出清电价显著降低,夜间出清电价略微提高;夜间出清热价有所提高,日间出清热价略微降低。

3.3 电网阻塞对市场出清结果的影响

为对比电网阻塞对出清结果的影响,在场景1和场景2的基础上,将节点1、2间的电力线路输电容

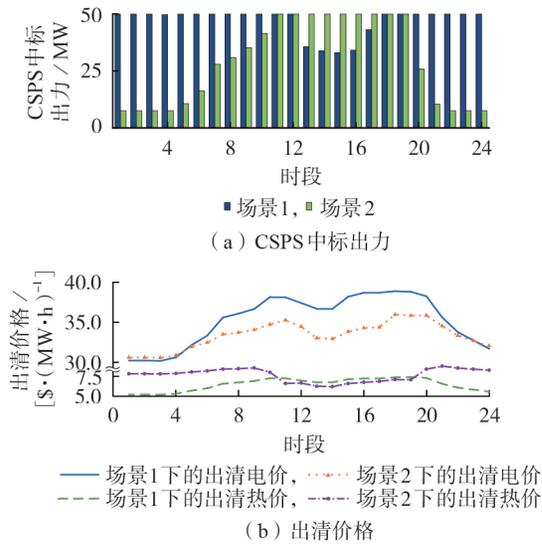


图2 场景 1、2 下的 CSPS 中标出力及出清价格对比
Fig.2 Comparison of bid winning output of CSPS and clearing price in Scenario 1 and 2

量限制为 25 MW,分别作为场景 3 和场景 4。

附录 B 图 B5—B8 分别给出了场景 3 和场景 4 下的出清结果,图 3(a)对比了 2 个场景下 CSPS 中标出力。由图可见,电网发生阻塞时,各主体出力均受到影响。场景 3 下 13—17 时段 CHPS 由于供热无法下调发电出力时,PVS 的出力也受到影响,出现了弃光现象,CSPS 仅在 2 个负荷高峰时段能够达到较高出力,其他时段发电出力均受限。场景 4 下 CSPS 同时参与电力、热力市场时,由于 CSPS 对热负荷的分担增加了 CHPS 发电下调范围,使得 CSPS 与 PVS 的日间出力均处在较高水平。受储热量限制,CSPS 降低了夜间出力。

图 3(b)对比了 2 个场景下的出清电价和出清热价。由图可见,电网发生阻塞时,场景 3 下的节点电价波动剧烈,并且 CSPS 和 PVS 自身的报价在多个时段为其所在节点的边际电价,这给各发电商的市场收益带来极大影响。在 PVS 出力不足时段,其所在节点 2 的节点电价最高。场景 4 下的仿真结果证明 CSPS 同时参与电力、热力市场时,除了可以调节自身出力和收益,规避阻塞风险,还可以稳定市场价格,缓解电网阻塞。

3.4 光照条件对市场出清结果的影响

为对比不同光照条件对市场均衡的影响,同时考虑不同季节和气温对 CSPS 集热效率、热量耗散的影响,设置如下场景:场景 5,9 月,CSPS 仅参与电力市场;场景 6,9 月,CSPS 同时参与电力、热力市场;场景 7,12 月,CSP 仅参与电力市场;场景 8,12 月,CSPS 同时参与电力、热力市场。

附录 B 图 B9—B14 给出了场景 5—7 下的电力、热力市场出清结果。对比场景 1—4 下的出清结

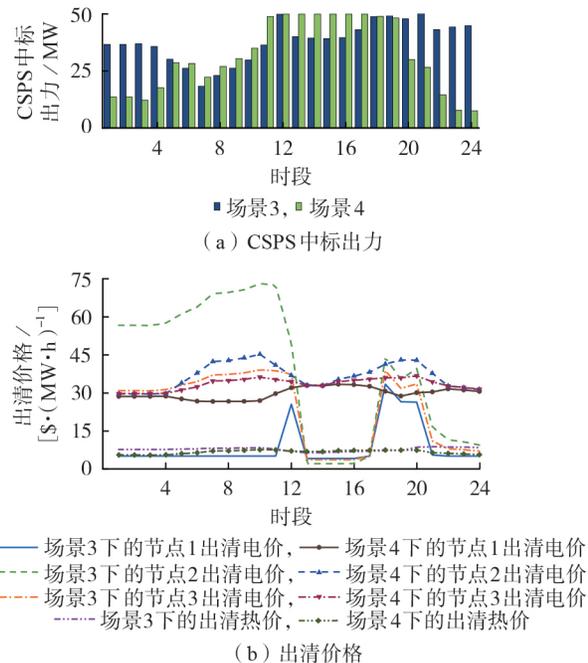


图3 场景 3、4 下的 CSPS 中标出力及出清价格对比
Fig.3 Comparison of bid winning output of CSPS and clearing price in Scenario 3 and 4

果可以看出:PVS 预测出力在各场景下仍全部中标。CSPS 仅参与电力市场时,在 9 月、12 月的 13—17 时段,PVS 出力的降低使得 CSPS 出力有所增加;由于 DNI 的减小以及日照时长的缩短,9 月 CSPS 在日落后的 21—24 时段出力有所减少,12 月在夜间时段出力均大幅降低。CSPS 同时参与电力、热力市场时,9 月 CSPS 各时段供热出力相较于 5 月均明显降低,对于热负荷的分担大幅缩减,因而 13—16 时段和夜间时段 CSPS 出力也受到限制;12 月光照强度最低,场景 7 和场景 8 的出清结果相同,即便 CSPS 同时参与电力、热力市场,CSPS 的最佳策略仍是只参与电力市场。

图 4 对比了场景 1、2、5—7 下的出清电价和热价。可以看出,CSPS 只参与电力市场时,由于 5 月、9 月、12 月 CHPS 发电出力的逐月增加,使得出清电价和热价也逐月提高,特别是 12 月夜间出力的大幅增加,使夜间电价和热价均明显提高。5 月、9 月场景下,CSPS 同时参与电力、热力市场时均降低了日间电价和热价,提高了夜间电价和热价。

3.5 各场景下 CSPS 与 PVS 的利润分析

表 1 给出了各个场景下 CSPS 和 PVS 的发电量、供热量、利润和社会福利(因场景 8 的出清结果与场景 7 相同,故未列出)。

由表 1 可以看出:在 5 月和 9 月,相较于只参与电力市场,CSPS 同时参与电力、热力市场时可改善其利润以及社会福利,5 月 CSPS 利润提升了 26.96%,7 月提升了 2.01%;PVS 虽然预测出力全部中标,但

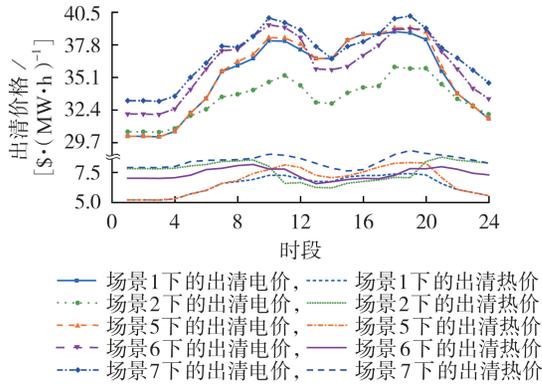


图4 各场景下的出清价格对比

Fig.4 Comparison of clearing prices in each scenario

表1 各场景下CSPS和PVS的发电量、供热量、利润和社会福利

Table 1 Power generation, heat supply, profit and social welfare of CSPS and PVS in each scenario

场景	发电量 / (MW·h)		CSPS供热量 / (MW·h)	利润 / \$		社会福利 / \$
	CSPS	PVS		CSPS	PVS	
1	1129.54	462.37	—	34072.55	16120.53	335338.99
2	789.39	462.37	3420.07	43258.03	14650.19	342200.21
3	916.74	446.47	—	4352.65	11412.61	327865.27
4	761.67	462.37	3487.59	39619.67	16190.92	341177.92
5	1101.79	373.99	—	33575.48	13083.46	327385.29
6	773.96	373.96	1566.03	34251.71	12863.14	332319.93
7	714.86	257.59	—	23811.10	9051.76	310125.47

日间电价的降低使得PVS利润有所下降。当电网发生阻塞时:若CSPS只参与电力市场,则由于CSPS和PVS的报价在多个时段成为其所在节点的边际出清电价,严重影响了其市场利润;若CSPS同时参与电力、热力市场,则CSPS通过调整电力、热力市场的投标策略,可以极大地改善市场出清结果,提高利润,同时缓解网络阻塞。不同月份因光照强度、集热效率、热量耗散等因素的改变,对CSPS和PVS的利润均有着显著的影响,除场景3下因电网阻塞外,其他场景下CSPS的利润均显著优于PVS。在相同装机容量下,CSPS通过储热系统的配合,以及电力、热力市场的合理决策,其利润可以达到PVS的2倍以上。

3.6 CSPS弃热情况及储热容量配置建议

表2给出了各场景下CSPS的集热与弃热情况。可以看出:电网发生阻塞时,CSPS由于出力受限,加剧了弃热现象;CSPS同时参与电力、热力市场可以显著提升热能利用效率。

目前有关CSPS储热容量配置的研究,均考虑CSPS只进行发电,并未考虑CSPS同时参与供热的情况以及市场因素的影响。本文算例所选取的CSPS储热系统容量为1875 MW·h,发电装机容量为50 MW,热电转换效率为0.4,储热罐储满后理论上可以支撑无光照连续满载发电15 h。但在实际运行

表2 各场景下CSPS的集热与弃热情况

Table 2 Heat collection and abandonment situation of CSPS in each scenario

场景	集热量 / (MW·h)	弃热量 / (MW·h)	弃热率 / %
1	5524.74	2515.47	45.53
2	5524.74	26.38	0.48
3	5524.74	2986.88	54.06
4	5524.74	40.83	0.74
5	3656.00	753.55	20.61
6	3656.00	0	0
7	2015.14	0	0

中,为防止熔融盐工质凝固,储热罐需设置储热量下限,同时由于热量耗散等因素,往往难以达到15 h的无光照连续满载运行。除进行发电外,当CSPS同时参与供热时,可连续运转时间将进一步缩短。

为研究适应于同时参与电力、热力市场的CSPS储热容量配置,保持镜场面积、集热效率、市场环境等因素均相同,设置如下场景9:5月,CSPS同时参与电力、热力市场,将初始、终止储热量与储热容量上限约束放开,以市场利润、太阳能利用效率最大化为目标,计算最佳收益和太阳能最佳利用效率情况下的初始、终止储热量和储热容量。

附录B图B15、B16给出了场景9下的出清结果。场景2在原初始储热量与最小、最大储热容量限制下,19、20时段出现了弃热,而在场景9下,CSPS的最佳决策是在日落前尽可能提高投标量以避免日间太阳能充足时段弃热,因此CSPS在10—19时段的发电出力和12—19时段的供热出力均达到满载。因镜场面积、集热效率等条件相同,场景9与场景2下CSPS所收集的热能总量是相同的,在放开储热上限和初始、终止储热量约束时,CSPS的决策目标可以转化为总热能在电力、热力市场各个时段的最优化配置,CSPS的最佳决策是在满足储热下限约束的情况下,以电力、热力市场负荷与价格信号为依据调整其在各个时段的投标量以获取最大收益。

图5给出了CSPS在场景9交易结果下的充、放热功率和储热量变化情况。初始、终止储热量为1477.18 MW·h,CSPS在9时段刚好达到所设置的储热量下限,在19时段达到最高,为2188.71 MW·h,

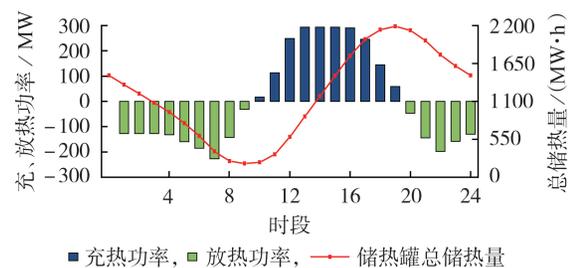


图5 CSPS充、放热功率及储热量变化情况

Fig.5 Charging and discharging power of CSPS and variation of heat storage

若设置储热容量为 2 188.71 MW·h,则该场景下可以刚好不发生弃热现象。不妨考虑 10% 的安全裕度,建议配置储热容量为 2 430 MW·h。场景 9 下 CSPS 的利润为 \$ 45 800.27,比场景 2 提升了 5.88%。

4 结论

本文在日级别时间尺度上对 CSPS 参与下电-热综合能源市场进行了分析,并且以中国某光热电站为例进行了仿真验证,所得结论如下:

1)相较于只参与电力市场,CSPS 同时参与电力、热力市场可以显著增加其利润,提升太阳能利用效率,稳定电价波动,解耦“以热定电”,改善社会福利;

2)电网阻塞对 CSPS 的出力、利润和太阳能利用效率均有着较大影响,CSPS 可以通过合理调整电力、热力市场的投标策略来规避阻塞风险,改善收益状况,同时缓解电网阻塞情况;

3)不同季节光照强度、集热效率、热量耗散等因素的变化,显著影响了 CSPS 的出力和利润,特别是在太阳辐射最少的 12 月,CSPS 的最佳决策为只参与电力市场;

4)相同的装机容量下,较大的镜场面积与配套的储热系统在一定程度上增加了 CSPS 边际成本,但考虑其发电量的显著增加,出力具备高度可控性,且可以同时参与电力、热力市场,使其市场收益大幅提高,反而相较于传统 PVS 更具有市场竞争能力;

5)在储热容量配置方法中计入电力、热力市场因素,可以提升 CSPS 在电-热综合能源市场中的利润以及太阳能利用效率。

值得注意的是,本文研究日级别市场交易,重点考虑 CSPS 短期边际成本与市场收益,未体现固定成本和新能源补贴。储热容量配置方案是在市场利润最优以及太阳能利用效率最高的情况下得到的,未计入储热系统建设成本。下一步计及光热全生命周期成本收益的全市场交易模拟研究将是工作重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):3-12.
CHEN Sheng,WEI Zhihong,GU Wei,et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems:multi-energy flow coordination technology[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(9):3-12.
- [2] USAOLA J. Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets[J]. IET Renewable Power Generation,2012,6(1):59-66.
- [3] DOMINGUEZ R,BARINGO L,CONEJO A J. Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant[J]. Applied Energy,2012,98:316-325
- [4] 梁政,魏震波,孙舟倍,等. 光热发电参与下的电力现货市场

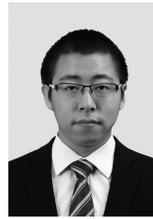
均衡分析[J]. 电力建设,2022,43(1):122-131.

LIANG Zheng,WEI Zhenbo,SUN Zhoubei,et al. Analysis of the equilibrium of electricity spot market with the participation of CSP[J]. Electric Power Construction,2022,43(1):122-131.

- [5] HE G,CHEN Q,KANG C,et al. Optimal offering strategy for concentrating solar power plants in joint energy, reserve and regulation markets[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2016,7(3):1245-1254.
- [6] 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):77-84,93.
PENG Chunhua,CHEN Jing,ZHENG Cong. Robust economic dispatch of CSP-CHPMG based on chance constrained Gaussian mixture model[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(4):77-84,93.
- [7] 张尧翔,刘文颖,李潇,等. 高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(4):1-7,32.
ZHANG Yaoxiang,LIU Wenying,LI Xiao,et al. Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(4):1-7,32.
- [8] 崔杨,邓贵波,王铮,等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):232-239.
CUI Yang,DENG Guibo,WANG Zheng,et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading [J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(9):232-239.
- [9] 董海鹰,房磊,丁坤,等. 基于热电联产运行模式的光热发电调峰策略[J]. 太阳能学报,2019,40(10):2763-2772.
DONG Haiying,FANG Lei,DING Kun,et al. Peak regulation strategy of CSP plants based on operation mode of cogeneration[J]. Acta Energetica Solaris Sinica,2019,40(10):2763-2772.
- [10] 孙士嵩,汪致洵,林湘宁,等. 含热电联供型光热电站与建筑相变储能的离网型综合能源系统[J]. 中国电机工程学报,2019,39(20):5926-5937,6173.
SUN Shitong,WANG Zhixun,LIN Xiangning,et al. Off-grid integrated energy system with combined heat and power CSP plants and phase change storage building[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(20):5926-5937,6173.
- [11] 崔杨,张家瑞,王铮,等. 计及含储热光热电站与电锅炉联合运行的供热期弃风消纳策略[J]. 高电压技术,2021,47(6):2250-2260.
CUI Yang,ZHANG Jiarui,WANG Zheng,et al. Strategy of wind curtailment accommodation in heating season by considering joint operation of concentrated solar power plant and electric boiler[J]. High Voltage Engineering,2021,47(6):2250-2260.
- [12] 陈朔. 计及多重热能利用的冷热电联供系统优化配置与运行研究[D]. 秦皇岛:燕山大学,2020.
CHEN Shuo. Research on optimal configuration and operation of CCHP considering multiple thermal energy utilization [D]. Qinhuangdao:Yanshan University,2020.
- [13] 李慧. 含光热-热能的电-热综合能源系统低碳经济调度研究[D]. 吉林:东北电力大学,2020.
LI Hui. Research on low-carbon economic dispatch of integrated electricity and heating system with CSP and CHP[D]. Jilin:Northeast Electric Power University,2020.
- [14] 董海鹰,负韞韵,马志程,等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. 电网技术,2020,44(10):3689-3700.
DONG Haiying,YUN Yunyun,MA Zhicheng,et al. Low-car-

- bon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating solar power plant participation[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3689-3700.
- [15] 魏伟, 贾皓越, 穆云飞, 等. 光电-光热区域综合能源系统太阳能消纳能力评估模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(20): 16-23, 38.
WEI Wei, JIA Haoyue, MU Yunfei, et al. Assessment model of solar energy accommodation capability of regional integrated energy system with PVs and solar collectors [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(20): 16-23, 38.
- [16] 吕泉, 陈天佑, 王海霞, 等. 含储热的电力系统电热综合调度模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 79-85.
LÜ Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 79-85.
- [17] KIRSCHEN D, STRBAC G. Fundamentals of power system economics[M]. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd., 2004: 79-87.
- [18] 冯蕾, 张金生, 廖海燕, 等. 基于现场实测的宁夏太阳山地区太阳能资源特征分析[J]. 太阳能学报, 2020, 41(12): 146-153.
FENG Lei, ZHANG Jinsheng, LIAO Haiyan, et al. Characteristics analysis of solar energy resource in Taiyangshan region of Ningxia based on observation station data[J]. Acta Energetica Sinica, 2020, 41(12): 146-153.
- [19] 姜欣, 陈红坤, 熊虎, 等. 基于预测误差不确定性的规模化间歇式电源机组组合研究[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2455-2460.
JIANG Xin, CHEN Hongkun, XIONG Hu, et al. A prediction error uncertainty based day-ahead unit commitment of large-scale intermittent power generation[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2455-2460.
- [20] 王晔, 李渝曾, 张少华. 求解电力市场均衡模型的非线性互补方法[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(1): 7-11, 58.
WANG Xian, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. A nonlinear complementary approach to the solution of equilibrium models for electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(1): 7-11, 58.

作者简介:



梁政

梁政(1992—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力市场(**E-mail**:liangzh2011@163.com);

马志程(1969—),男,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统、信息技术(**E-mail**:mazc@gs.sgcc.com.cn);

魏震波(1978—),男,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为复杂系统及其理论、电力系统安全稳定分析与控制及电力市场(**E-mail**:weizhenbo@scu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Operation optimization and decision analysis of CSPS in electricity-heat integrated energy market

LIANG Zheng¹, MA Zhicheng², WEI Zhenbo¹, ZHOU Qiang², SHAO Chong³, SUN Zhoubei¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Electric Power Research Institute, State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, China;

3. State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730030, China)

Abstract: Aiming at the low solar energy utilization efficiency and the low degree of the market-oriented transaction of concentrated solar power in China, the study of CSPS (Concentrated Solar Power Supplier) participating in the transactions of electricity-heat integrated energy market is carried on. The bi-level model of electricity-heat integrated energy market involving CSPS and other entities is constructed, in which the upper layer is the decision-making model of each market entity and the lower layer is the unified clearing model of market operating agency. And the nonlinear complementary algorithm is used to solve KKT condition model. Taking an actual concentrated solar power station in China as the example, in a variety of typical scenarios, the impacts of the external factors such as market type, network congestion, illumination variation, and the internal factors such as heat storage capacity on the market equilibrium and solar thermal revenue are studied, and the optimal allocation strategy of thermal storage capacity under the condition of maximizing market profit is given. The results show that compared with only participating in the electricity market, when CSPS participates in the electricity and heat market at the same time, its profit can be significantly increased, the risk of congestion can be avoided and the utilization efficiency of solar energy can be improved. Moreover, the market price can be stable and the network congestion can be alleviated so that improving social welfare. The concentrated solar power significantly improves market competitive ability in comparison of traditional photovoltaic with the same installed capacity.

Key words: concentrated solar power; electricity-heat integrated energy market; bi-level model; equilibrium analysis; nonlinear complementary algorithm

附录 A

表 A1 CHPS 的参数

Table A1 Parameters of CHPS

系统参数	数值
$a/[\$(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	0.046
$b/[\$(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	20
$c/[\$(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	392
c_v	0.15
c_m	0.8
$P_t^{\text{chp,max}}/\text{MW}$	350
$P_t^{\text{chp,min}}/\text{MW}$	175
$P_{\text{up}}^{\text{chp}}/\text{MW}$	80
$P_{\text{down}}^{\text{chp}}/\text{MW}$	80
$H_t^{\text{chp,max}}/\text{MW}$	450

表 A2 CSPS 的参数

Table A2 Parameters of CSPS

系统参数	数值
$S_{\text{csp}}/\text{m}^2$	1270000
$c/(\text{J}\cdot\text{kg}^{-1})$	1537.6
$\varphi_j/\%$	66(5月),55(9月),44(12月)
$\xi_j/\%$	40
$k_t^{\text{e,csp}}/[\$(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	5
$k_t^{\text{h,csp}}/[\$(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	1.5
$E_{\text{max}}^{\text{in}}/\text{MW}$	300
$E_{\text{max}}^{\text{out}}/\text{MW}$	250
$\eta_{\text{in}}/\%$	98
$\eta_{\text{out}}/\%$	98
$\gamma_j/\%$	0.5(5月) 0.52(9月) 0.7(12月)
$E_{\text{max}}^{\text{TS}}/(\text{MW}\cdot\text{h})$	1875
$E_{\text{min}}^{\text{TS}}/(\text{MW}\cdot\text{h})$	200
$E_{\text{start}}^{\text{TS}}/(\text{MW}\cdot\text{h})$	1400
$E_{\text{end}}^{\text{TS}}/(\text{MW}\cdot\text{h})$	1400
$P_{\text{max}}^{\text{csp}}/\text{MW}$	50
$P_{\text{min}}^{\text{csp}}/\text{MW}$	7.5
$P_{\text{up}}^{\text{csp}}/\text{MW}$	25
$P_{\text{down}}^{\text{csp}}/\text{MW}$	25
$H_t^{\text{csp,max}}/\text{MW}$	200

表 A3 PVS 的参数

Table A3 Parameters of PVS

系统参数	数值
单组件面积/ m^2	1.63
单组件功率/W	260
组件数量	194040
$\delta/\%$	17
$k_t^{\text{e,pv}}/[\$(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	2

表 A4 各时段电、热负荷及报价

Table A4 Electricity, heat load and quotation for each time period

时段	$P_{1,t}^{\text{D}}$	$k_{1,t}^{\text{D,e}}$	$P_{2,t}^{\text{D}}$	$k_{2,t}^{\text{D,e}}$	$H_{t,t}^{\text{D}}$	$k_{t,t}^{\text{D,h}}$
1	76.48	50	114.72	50	270	8
2	76.48	50	114.72	50	270	8
3	76.08	50	114.12	50	270	8
4	78.48	50	117.72	50	280	8
5	89.68	55	134.52	55	300	10
6	97.68	60	146.52	60	320	10
7	113.79	65	170.69	65	350	10
8	121.1	68	181.65	68	350	12
9	130.24	70	195.35	70	350	13
10	142.4	75	213.61	75	380	14
11	145.68	75	218.52	75	380	14
12	141.28	75	211.91	75	400	14
13	130.2	60	195.3	60	400	13
14	130.2	60	195.3	60	400	13
15	139.8	62	209.7	62	430	14
16	143	65	214.5	65	440	15
17	145	70	217.5	70	440	16
18	149.3	70	223.96	70	420	18
19	147.65	75	221.48	75	400	18
20	141.2	75	211.81	75	380	18
21	115.62	68	173.42	68	360	14
22	98.88	60	148.32	60	340	12
23	92.48	56	138.72	56	320	10
24	85.68	52	128.52	52	300	10

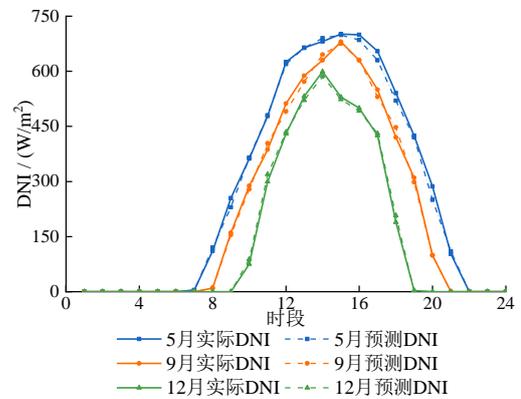


图 A1 5月、9月和12月的日平均 DNI

Fig.A1 Average DNI in May, September and December

附录 B

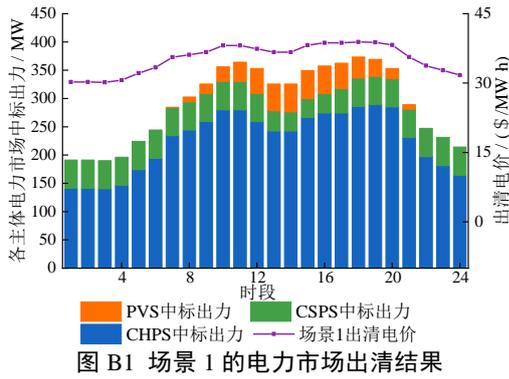


Fig.B1 Electricity market clearing results in Scenario 1

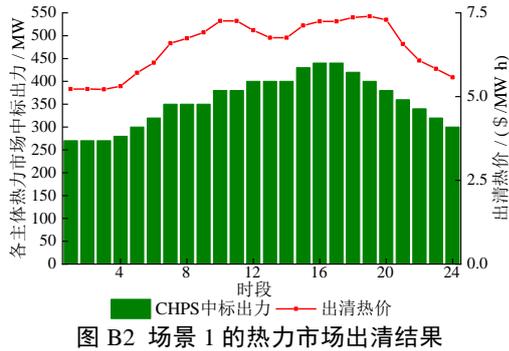


Fig.B2 Heat market clearing result in Scenario 1

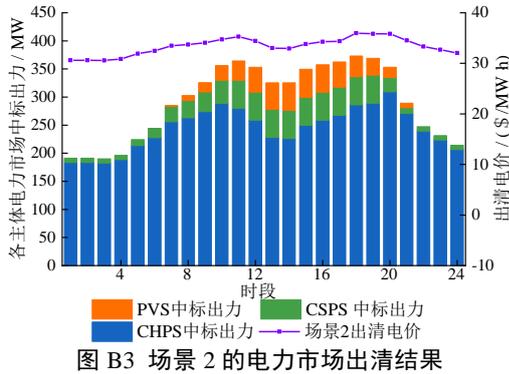


Fig.B3 Electricity market clearing result in Scenario 2

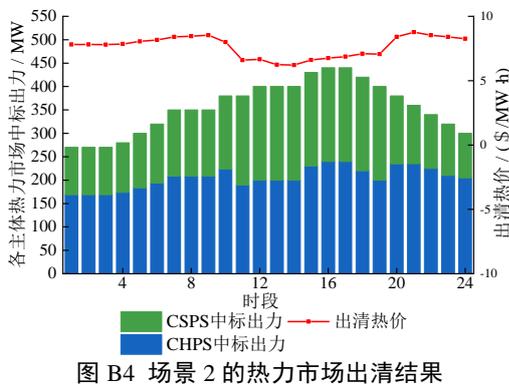


Fig.B4 Heat market clearing result in Scenario 2

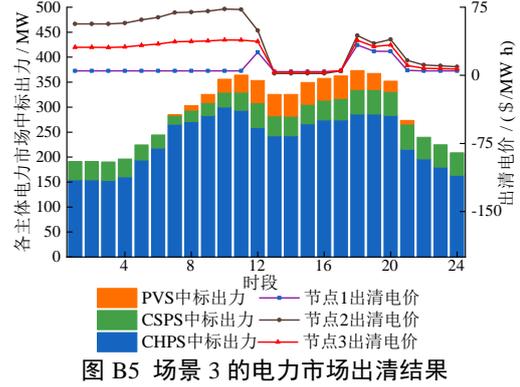


Fig.B5 Electricity market clearing results in Scenario 3

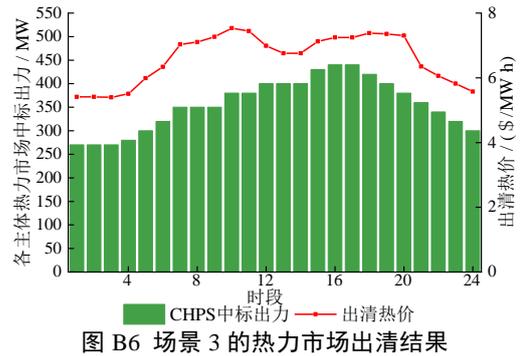


Fig.B6 Heat market clearing result in Scenario 3

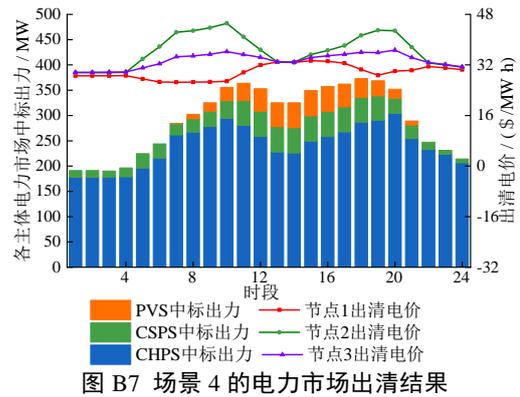


Fig.B7 Electricity market clearing results in Scenario 4

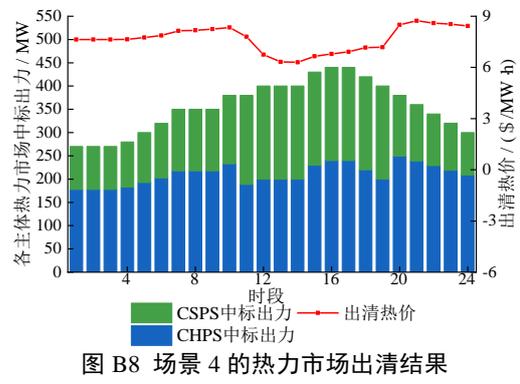


Fig.B8 Heat market clearing result in Scenario 4

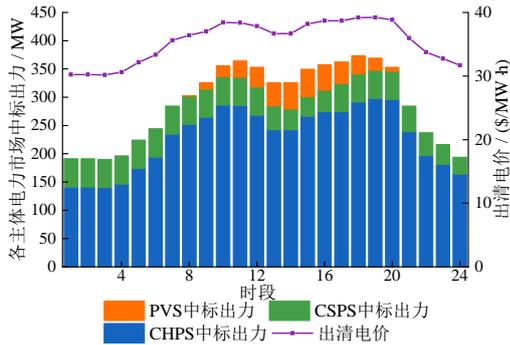


图 B9 场景 5 的电力市场出清结果

Fig.B9 Electricity market clearing results in Scenario 5

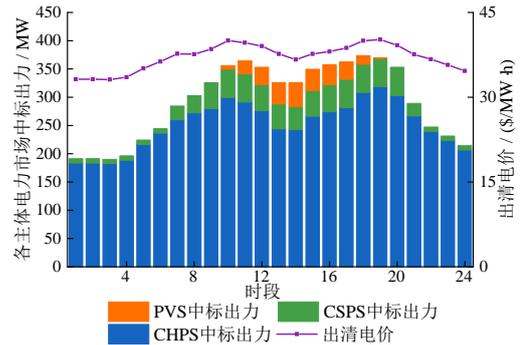


图 B13 场景 7 的电力市场出清结果

Fig.B13 Electricity market clearing results in Scenario 7

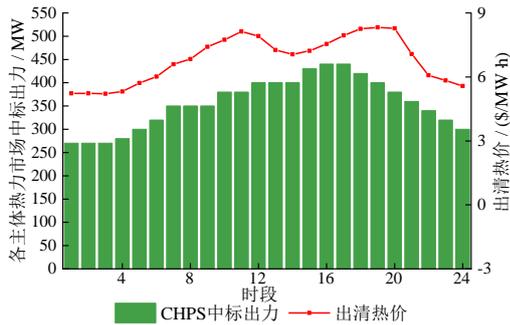


图 B10 场景 5 的热力市场出清结果

Fig.B10 Heat market clearing result in Scenario 5

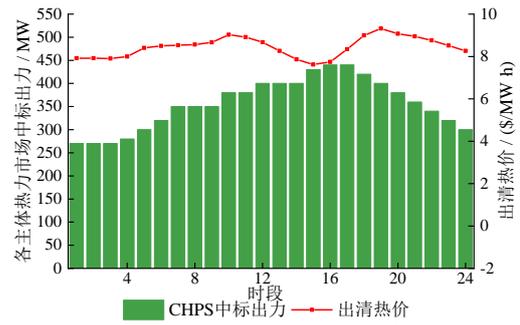


图 B14 场景 7 的热力市场出清结果

Fig.B14 Heat market clearing result in Scenario 7

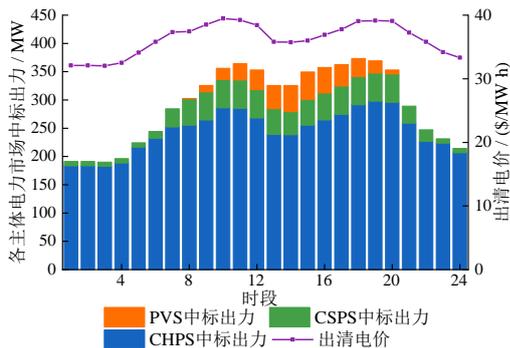


图 B11 场景 6 的电力市场出清结果

Fig.B11 Electricity market clearing results in Scenario 6

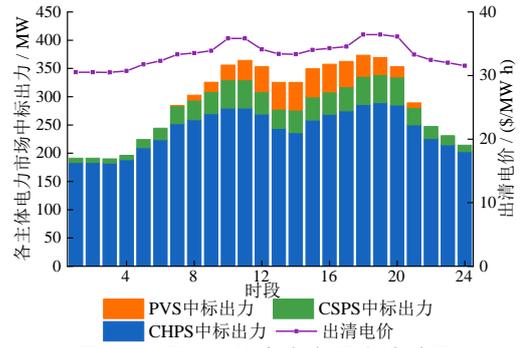


图 B15 场景 9 的电力市场出清结果

Fig.B15 Electricity market clearing results in Scenario 9

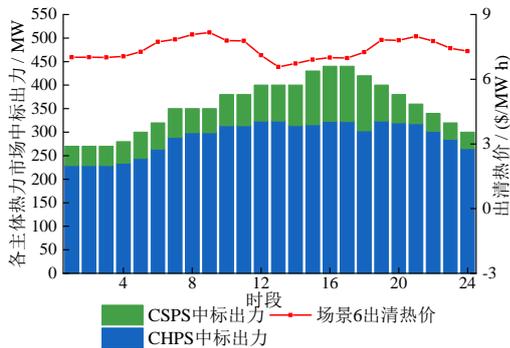


图 B12 场景 6 的热力市场出清结果

Fig.B12 Heat market clearing result in Scenario 6

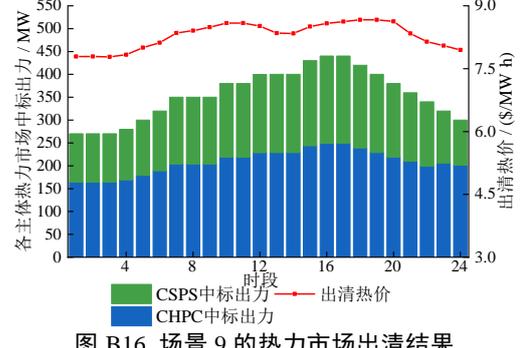


图 B16 场景 9 的热力市场出清结果

Fig.B16 Heat market clearing result in Scenario 9