

考虑光热集热单元的氢储能热电联供 综合能源系统容量优化配置

孙璐瑶¹, 陈来军^{1,2}, 熊宇峰², 李笑竹², 梅生伟^{1,2}

(1. 青海大学 新能源光伏产业研究中心, 青海 西宁 810016;

2. 清华大学 电机工程与应用电子技术系, 北京 100084)

摘要:氢储能技术具有零污染、效率高、来源丰富等特点,是太阳能高效利用的重要手段。但是当氢储能进行热电联供时,因热电耦合约束的存在,其供能灵活性较差。针对上述问题,设计了一种考虑光热集热单元的氢储能热电联供系统,将光热集热单元作为氢储能系统的额外供热源,以系统的供能经济性为目标,建立含光热集热单元的氢储能综合能源系统容量优化配置模型。以典型的综合能源系统热电联供为算例进行仿真,验证了光热集热单元对提升氢储能热电联供能力的有效性以及所提氢储能综合能源系统容量优化配置方案的经济性。

关键词:综合能源系统;光伏发电;光热集热单元;氢储能;热电联供;容量优化配置

中图分类号:TM715;TK01;TK91

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202309016

0 引言

随着全球能源匮乏、环境恶化等问题越发凸显,新能源特别是太阳能的开发利用受到了国内外学者的广泛关注。我国西北地区的太阳能资源非常丰富,但受制于其输出功率的随机性与波动性,需要搭配储能设备来提高其供电的稳定性。氢能具有零污染、效率高、来源丰富等特点,因此光伏储氢系统是太阳能高效清洁利用的重要手段^[1-2]。然而,西北地区的热负荷较高,对单一园区配置光伏储氢热电联供系统的效率偏低,经济性较差,因此研究高效的太阳能热电综合利用对于解决上述问题具有重要的现实意义^[3-4]。

在太阳能热电综合利用方面,现阶段的研究大多为由光伏发电与多能联供的氢储能系统构建的热电联供系统满足综合负荷^[5]。文献[6]针对西部高原地区的环境特点,提出了光伏储氢独立供能系统的基本结构,建立了含电解槽(electrolysis cell, EL)、储氢罐(hydrogen tank, HT)、燃料电池(fuel cell, FC)的氢储能系统热电联供模型,并提出了该模型的容量优化配置方法。文献[7]考虑FC及EL的热电氢联供特性,建立了FC氢转电、氢转热以及EL电转氢、电转热的模型,研究了热电氢联供型微网的优化调度问题。文献[8]提出了一种含氢储能的园区综合能源系统模型,对其进行了电化学、热力学等特性分析,并给出了优化配置方法。文献[9]较为详细

地分析了氢储能系统各环节的运行特性,设计了FC电、热出力与系统能量流动耦合的工作方式,改善了系统的运行经济性。文献[10]针对分布式光伏出力的不确定性特征对系统运行经济性的影响,提出了一种计及光伏出力不确定性的氢能综合能源系统经济运行策略。文献[11]综合考虑电网配置成本,建立了考虑低碳制氢的微电网优化配置模型,通过分析电、氢设备的调度逻辑,提出了一种电氢协调调度策略,并验证了模型和策略的有效性。

氢储能本身的热电耦合约束,导致其供能灵活性受到制约,容易出现以热定电或者以电定热的情况,而上述研究较少考虑供热效果更佳的光热机组,整体的能量利用效率有进一步提升的空间^[12]。光热机组也是太阳能热电综合利用的重要手段。文献[13]构建了一种含光热电站、风电场、电储能装置、电加热器等能量转换设备的新微网架构,基于价格弹性矩阵建立了电负荷和热负荷的需求响应模型。文献[14]将光热电站与风力发电、光伏发电、电加热器、储能系统相结合构成了热电联供型微网,并建立了热电联供型微网的运行优化模型。文献[15]基于机会约束高斯混合模型实现了对调度方案鲁棒性的准确描述,进一步提出了多目标优化调度模型,以保障含光热电站热电联供型微网调度方案的鲁棒性以及经济性,实现最佳均衡协调。文献[16]针对光热电站以及热电联供系统,提出了一种以运行成本最低为目标的两阶段随机优化调度模型,提高了系统的可靠性,并降低了运行成本。针对光热发电的研究大多处于初步阶段,通常采用常规储能方式与之相配合,而常规储能的多能转化能力不足,限制了太阳能的综合利用水平。而对于高热电负荷比例的用

收稿日期:2023-04-07;修回日期:2023-07-15

在线出版日期:2023-09-18

基金项目:国家自然科学基金联合基金资助项目(U22A20220)

Project supported by the Joint Found of the National Natural Science Foundation of China(U22A20220)

能场景,当光伏储氢和光热这 2 种供能方式单独工作时,能量利用率和系统效益均有不小的提升空间。

针对高热电负荷比例的用能场景,为了实现高效太阳能热电综合利用,本文通过引入光热集热单元,提升热电耦合约束下氢储能系统的供能灵活性^[17],构建多能互补的太阳能热电综合利用系统。基于对各类机组特性的分析,构建了光伏光热氢储能热电联供(photovoltaic and photothermal hydrogen energy storage cogeneration,PPHC)系统的容量配置优化模型。以西北某园区为算例,验证了 PPHC 系统的热电综合利用效益。

1 PPHC 系统

本文所提光伏储氢与光热联合热电联供系统主要由光伏储氢供能、光热供能两部分组成,其基本结构如图 1 所示。光伏储氢部分包括光伏发电单元、EL、HT、FC,其中 EL 负责将电能转化为氢能,FC 负责将氢能转化为电能,这 2 种设备产生的热能可以供给热负荷或储存在储热单元中。光热供能部分包括定日镜组成的光热集热单元和储热单元,各供热单元和设备可直接向热负荷供能,也可将热能储存在储热单元中由其调节供能。

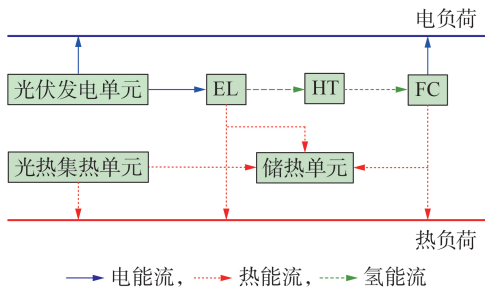


图 1 PPHC 系统的基本结构

Fig.1 Basic structure of PPHC system

该 PPHC 系统可以提升系统的能量利用率和经济效益,通过氢储能设备的热电联供特性和光热集热单元的高质量热供应,可以打破以热定电的运行模式,实现高效的热电供应。

2 机组特性建模

2.1 EL

EL 是将纯净水电解成氢气和氧气的设备,能将电能转化为氢能,其能量转化特性模型可简化表示为^[18]:

$$\begin{cases} M_{el}(t) = \rho \eta_{el} P_{el}(t) \\ H_{el}(t) = (1 - \eta_{el}) P_{el}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $M_{el}(t)$ 、 $P_{el}(t)$ 分别为 t 时刻 EL 的产氢量、输入功率; η_{el} 为 EL 的效率; ρ 为 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电能对应的氢气量; $H_{el}(t)$ 为 t 时刻 EL 产生的能被利用的热量(不考

虑能量损失)。

2.2 HT

HT 可用于储存 EL 产生的氢气,其储存量模型可简化表示为:

$$M_{ht}(t) = M_{ht}(t-1) + \eta_1 M_{el}(t) - \frac{M_{fc}(t)}{\eta_2} \quad (2)$$

式中: $M_{ht}(t)$ 为 t 时刻 HT 内的氢气量; η_1 、 η_2 分别为 HT 的储氢、耗氢效率; $M_{fc}(t)$ 为 t 时刻 FC 的耗氢量。

2.3 FC

与 EL 相反,FC 将氢能转化为电能,其能量转化特性模型可表示为:

$$\begin{cases} P_{fc}(t) = \frac{M_{fc}(t)}{\rho} \eta_{fc} \\ H_{fc}(t) = (1 - \eta_{fc}) P_{fc}(t) \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{fc}(t)$ 为 t 时刻 FC 的输出功率; η_{fc} 为 FC 的效率; $H_{fc}(t)$ 为 t 时刻 FC 产生的能被利用的热量(不考虑能量损失)。

2.4 储热单元

储热单元与 HT 类似,是储存热量的设备,其储存量模型可表示为:

$$H_{hsu}(t) = (1 - \eta_{loss}) H_{hsu}(t-1) + \eta^+ H_{cha}(t) - \frac{H_{dis}(t)}{\eta^-} \quad (4)$$

式中: $H_{hsu}(t)$ 为 t 时刻储热单元的总储热量; η_{loss} 为储热单元的热耗散系数; η^+ 、 η^- 分别为储热单元的充热、放热损失率; $H_{cha}(t)$ 、 $H_{dis}(t)$ 分别为 t 时刻储热单元的总充热量、总放热量。

3 优化配置模型

3.1 目标函数

PPHC 系统的优化配置不仅需要考虑到设备的投资运维成本,还需要考虑到弃光和失负荷带来的惩罚成本^[6]。因此,目标函数可表示为:

$$\begin{cases} \min C = C_i + C_o \\ C_i = 1.05 \sum_j \left[\frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} + \xi_j \right] S_j Q_j \\ C_o = \beta^e W_{tot}^e + \beta^h W_{tot}^h + \beta^{pv} W_{tot}^{pv} \end{cases} \quad (5)$$

式中: C 为系统年化总成本; C_i 、 C_o 分别为系统年化投资运维成本、运行成本; Q_j 、 S_j 分别为第 j 类设备的配置容量、单位容量投资建设成本; ξ_j 为第 j 类设备年运维成本占投资建设成本的比例; m 为系统寿命; r 为基准折现率; W_{tot}^e 、 W_{tot}^h 、 W_{tot}^{pv} 分别为全年失电负荷总量、失热负荷总量、总弃光量; β^e 、 β^h 、 β^{pv} 分别为失电负荷、失热负荷、弃光的惩罚单价。

3.2 主要约束条件

系统的约束条件主要包括设备运行约束、电能平衡约束和热能平衡约束,其中设备运行约束包括常规的效率约束和出力约束^[19],具体如下。

1) 电能平衡约束。

$$P_{pv}(t) + P_{fc}(t) - P_{pvloss}(t) = P_{el}(t) + P_{ld}(t) - P_{ldloss}(t) \quad (6)$$

式中: $P_{pv}(t)$ 为 t 时刻光伏发电单元的预测出力; $P_{pvloss}(t)$ 为 t 时刻的弃光电量; $P_{ld}(t)$ 为 t 时刻的预测电负荷; $P_{ldloss}(t)$ 为 t 时刻的失电负荷。

2) 热能平衡约束。

$$H_{hsu}(t) - H_{hsu}(t-1) = \eta^+(H_{el}(t) + H_{fc}(t) + Q_{ph}(t) - Q_{phloss}(t)) - \eta^-(Q_{ld}(t) - Q_{ldloss}(t)) \quad (7)$$

式中: $Q_{ph}(t)$ 为 t 时刻集热单元的出力; $Q_{ld}(t)$ 、 $Q_{phloss}(t)$ 、 $Q_{ldloss}(t)$ 分别为 t 时刻的热负荷、弃光热量、失热负荷。

3) 设备出力约束。

EL 和 FC 的出力上下限约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{el}(t) \leq Q_{el} \\ 0 \leq P_{fc}(t) \leq Q_{fc} \end{cases} \quad (8)$$

式中: Q_{el} 、 Q_{fc} 分别为 EL、FC 的配置容量。

4) 储能约束。

系统的 HT 及储热单元约束为:

$$\begin{cases} \alpha_{ht} Q_{ht} \leq M_{ht}(t) \leq Q_{ht} \\ M_{ht,start} = M_{ht,end} \\ \alpha_{hsu} Q_{hsu} \leq H_{hsu}(t) \leq Q_{hsu} \\ H_{hsu,start} = H_{hsu,end} \end{cases} \quad (9)$$

式中, α_{ht} 、 α_{hsu} 分别为 HT、储热单元的最小储能比例系数, 取值均为 0.05; $M_{ht,start}$ 、 $M_{ht,end}$ 分别为每天始、末时刻 HT 内的氢气量; Q_{ht} 、 Q_{hsu} 分别为 HT、储热单元的配置容量; $H_{hsu,start}$ 、 $H_{hsu,end}$ 分别为每天始、末时刻储热单元的总储热量。

式(5)~(9)构成含光热集热单元的氢储能综合能源系统的优化配置模型, 该模型为线性模型, 可使用 MATLAB 软件中的 Yalmip 工具箱进行编程, 并调用 CPLEX 求解器进行求解。

4 算例分析

4.1 算例参数

以青海省某地的综合能源系统为算例, 该地区所处的地理环境太阳能资源丰富, 且热电负荷比例较高, 加之青海省的生态战略地位, 需要 PPHC 系统来保证供能。

当地夏季和冬季典型日的光伏、光热出力情况分别如附录 A 图 A1 和图 A2 所示^[6,13], 其中光伏出力因子为所装光伏发电单元运行时能发出的功率系数。该地区夏季和冬季典型日的热负荷、电负荷如附录 A 图 A3 所示^[20]。各类装置的建设成本、运维成本占建设成本比例和效率如附录 A 表 A1^[6,21]和表 A2^[22]所示。

为了凸显 PPHC 系统在该地区条件下的优势, 算例采用典型日分析法, 将典型日分为夏季和冬季,

夏季和冬季典型日的时间比例取为 2:1, 通过仿真计算得到典型日下满足负荷时系统各单元的容量, 再根据式(5)计算系统年化总成本, 然后将其与光伏制氢热电联供 (photovoltaic hydrogen energy storage cogeneration, PHC) 系统、光伏光热蓄电池储能 (photovoltaic and photothermal battery energy storage, PPB) 系统进行对比分析。

4.2 优化配置结果

当热电负荷比例为 2:1 时, PPHC 系统的容量配置结果如表 1 所示。由表可知, 光热集热单元的装机容量低于光伏发电单元的装机容量, 这是因为氢储能机组自身具有良好的热电联供特性, 能为系统分担一部分热负荷。

表 1 PPHC 系统的容量配置结果

Table 1 Capacity configuration results of PPHC system

参数	结果	参数	结果
光伏发电单元装机容量 / kW	881.96	HT 容量 / kg	99.99
EL 功率 / kW	785.14	光热集热单元装机容量 / kW	488.73
FC 功率 / kW	110.30	储热单元容量 / (kW·h)	2676.86
HT 储氢速率 / (kg·h ⁻¹)	14.32	年化总成本 / 万元	163.12

将 1 d 以 1 h 为时段间隔分为 24 个时段, 冬季典型日 PPHC 系统的电能、热能平衡结果分别如图 2 和图 3 所示。图中, 功率值大于 0 表示发电 / 产热, 功率值小于 0 表示耗电 / 吸热, 后同。

从图 2 可看出, 由于是独立系统, 光伏发电单元的配置容量较大。在时段 11—17, 光伏出力大于电负荷, 此时光伏发电单元直接供电, 多余电量被 EL 消耗制成氢气, 并储存于 HT 中; 而在时段 1—10、18—24, 光伏出力为 0 或小于电负荷, 此时电能主要由 FC 提供。

从图 3 可看出, 在时段 12—17, 光热出力大于热负荷, 但仍有其他供热设备工作, 这是因为 EL 在

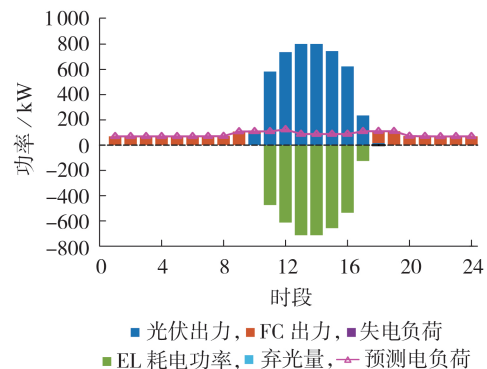


图 2 冬季典型日 PPHC 系统的电能平衡结果

Fig.2 Electric energy balance results of PPHC system on typical winter day

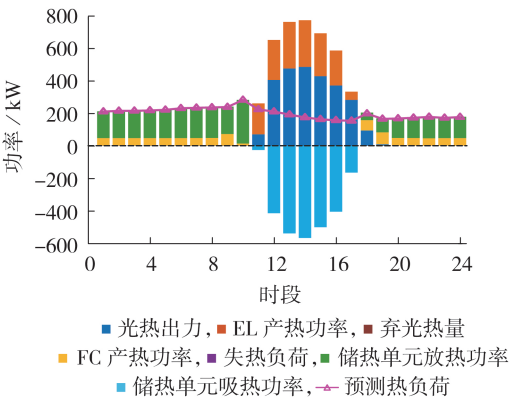


图3 冬季典型日PPHC系统的热能平衡结果
Fig.3 Heat energy balance results of PPHC system on typical winter day

储存氢气的同时提供了热量。在时段1—8、18—24,热能主要由储热单元提供,少部分由FC提供。系统的主要热能来源是光热出力,这表明PPHC系统的供热相较于不含光热集热单元的PHC系统更具有性价比。除此之外,EL产热和FC产热也占系统热能来源的相当一部分,这表明PPHC系统相较于PPB系统拥有一定的热电联供优势。PPHC系统在夏季典型日的工作情况大致与冬季典型日相同。不同之处在于,夏季的热负荷较小,因此会出现一部分弃光现象。

冬季典型日PPHC系统的储氢量结果如图4所示。图中,纵轴数值大于0表示制氢,小于0表示耗氢。从图中可以看出:在时段11—17,EL工作,储氢量上升,时段17的储氢量最大;在时段1—10、18—24,FC工作,储氢量下降,时段10的储氢量最小。储氢量的变化符合系统运行状态。

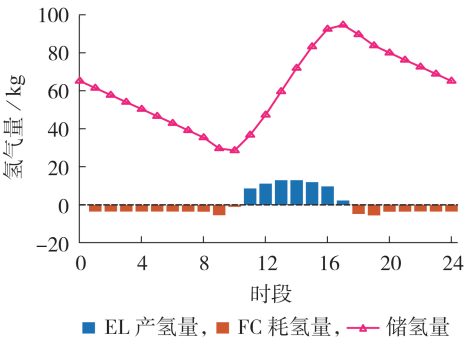


图4 冬季典型日PPHC系统的储氢量
Fig.4 Stored hydrogen capacity of PPHC system on typical winter day

4.3 对比分析

将PPHC系统与PHC系统、PPB系统进行对比分析。3种系统的容量配置结果及系统年化成本分别如表2和表3所示。

由表2和表3可知,PPHC系统的年化总成本小

表2 3种系统的容量配置结果

Table 2 Capacity configuration results of three systems

参数	结果		
	PPHC系统	PHC系统	PPB系统
光伏发电单元装机容量/kW	881.96	1392.74	445.29
EL功率/kW	785.14	1290.81	—
FC功率/kW	110.30	141.11	—
HT储氢速率/(kg·h ⁻¹)	14.32	23.54	—
HT容量/kg	99.99	127.61	—
蓄电池功率/kW	—	—	352.83
蓄电池容量/(kW·h)	—	—	1594.70
光热集热单元装机容量/kW	488.73	—	990.59
储热单元容量/(kW·h)	2676.86	1528.47	3483.74

表3 3种系统的年化成本

Table 3 Annualized cost of three systems

单位:万元

成本	结果		
	PPHC系统	PHC系统	PPB系统
光伏发电单元年化成本	57.28	90.46	28.92
光热集热单元年化成本	32.58	—	66.03
氢储能年化成本	42.54	66.88	—
蓄电池年化成本	—	—	32.62
储热单元年化成本	28.30	16.16	36.83
失负荷惩罚成本	0	0	0
弃光惩罚成本	2.42	3.65	3.63
年化总成本	163.12	177.15	168.03

于PHC系统和PPB系统。与PPHC系统相比,PHC系统的光伏发电单元年化成本几乎为PPHC系统的2倍,这是因为PHC系统的能量来源仅为光伏,其需要更多的电量通过EL和FC来供给需求更大的热负荷,因此这2种设备的配置成本较高,不如PPHC系统中光伏+光热供能形式更具经济性,这也是导致PHC系统年化总成本大于PPHC系统的主要原因。此外,PHC系统的HT储氢速率/容量的配置结果也大于PPHC系统,这是因为PHC系统中EL和FC更频繁地制氢、耗氢,对HT的容量需求更高。PHC系统中没有光热集热单元,不需要在白天储存其热能,因此PHC系统的储热单元配置容量较小。PPB系统缺少热电联供机组,因此其光热集热单元、储热单元的年化成本远大于PPHC系统,所需电储能设备的年化成本反而较少,这说明PPB系统的能源利用率较低、热电耦合特性差,这是导致其年化总成本大于PPHC系统的主要原因。虽然PPB系统的年化总成本低于PHC系统,但是PHC系统仍在环保方面拥有显著优势。相比于PPB系统,PPHC系统的年化总成本较小,这得益于氢储能机组提高了系统运行的灵活性以及热电耦合特性。PPHC系统的年化总成本略小于PHC系统,这得益于光热集热单元供热的高效性,进一步提高了系统运行的灵活性和能量利用率。

为了分析PPHC系统的优势,对比3种系统在冬季典型日的电能平衡结果,如图5所示。由图可以看出,在白天,PPHC系统的EL耗电量小,因此PPHC

系统的光伏出力小于PHC系统,系统的供电压力较小。虽然PPB系统的光伏出力小于PPHC系统,但其光热出力远大于PPHC系统。PPHC系统高于PPB系统的光伏出力其实是因为PPHC系统具有热电联供机组的优势,可以为系统提供更多的热量。在夜晚,PPHC系统和PHC系统均由FC供电,但PHC系统为了供热,其EL也在工作,PPB系统则由蓄电池供电。虽然3种系统在夜晚的供电方式均为单一供电,但PPHC系统和PHC系统的FC在供电的同时还能提供热能。因此总体而言,PPHC系统供电方式的性价比最高。

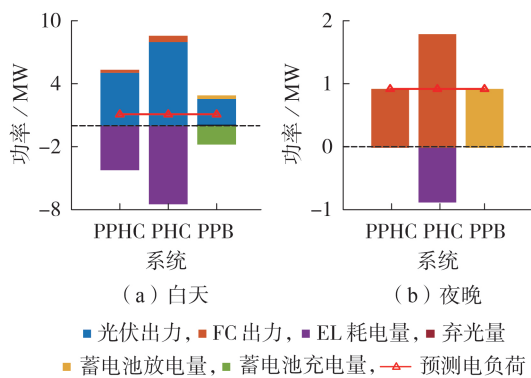


图5 冬季典型日3种系统的电能平衡结果

Fig.5 Electric energy balance results of three systems on typical winter day

3种系统在冬季典型日的热能平衡结果如图6所示。从图中可以看出,在白天:相较于PPB系统,PPHC系统的光热出力明显较小,且EL和FC的出力占一小部分;而相较于PHC系统,PPHC系统的EL、FC出力较小,其供热不那么依赖于氢储能设备。因此,PPHC系统的供热性价比和质量明显优于PPB系统和PHC系统。在夜晚:PPHC系统中的FC在供电的同时会产生一些热量,加上光热集热单元在白天产生的热量,这2种方式一起提供热能;PHC系统由于只能通过EL和FC产生热能,对储热单元的依赖

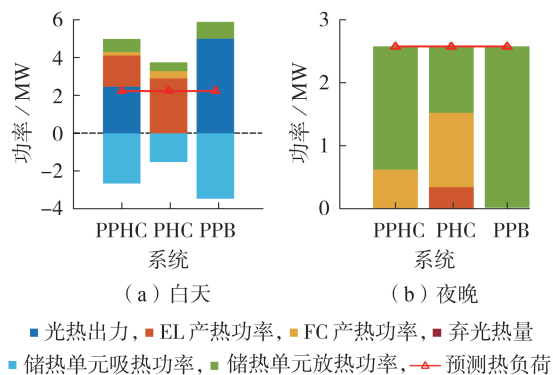


图6 冬季典型日3种系统的热能平衡结果

Fig.6 Heat energy balance results of three systems on typical winter day

性较小,但成本更高;PPB系统无热电联供机组,热量全由储热单元提供。因此总体而言,PPHC系统供热方式的性价比最高。

综上所述,算例仿真结果表明相较于一般的系统,PPHC系统在高热负荷比例场景下的能量利用率更高,运行灵活性更好,成本更低。算例定量给出了PPHC系统相较于另外2种系统节约的成本,分析了影响成本的主要因素,便于后续研究有针对性地对系统进行修改优化。

5 结论

为了实现以清洁能源为主的新型电力系统,针对西北园区的高热负荷比例场景用能需求,提出了考虑光热集热单元的氢储能热电联供综合能源系统的容量优化配置方法,所得主要结论如下:

1) PPHC系统充分发挥了氢储能机组EL、FC的热电联供优势,以及光热集热单元高效供热的优势,可实现对我国西北地区的清洁供能;

2) PPHC系统的成本相较于PHC系统和PPB系统分别降低了7.9%、2.9%;

3) PPHC系统具有优势的原因在于实现了热电解耦、氢储能的热电联供特性、光热集热单元的高效供热特性。

此外,为了进一步提高PPHC系统的工程实用化水平,后续将在本文研究的基础上分析考虑用户用能特征的热电联供系统优化调度,从而进一步提高PPHC系统的高效、经济供能水平。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 刘金朋,侯焱. 氢储能技术及其电力行业应用研究综述及展望[J]. 电力与能源,2020,41(2):230-233,247.
LIU Jinpeng,HOU Tao. Review and prospect of hydrogen energy storage technology and its application in power industry[J]. Power & Energy,2020,41(2):230-233,247.
- [2] 蔡钦钦,肖宇,朱永强. 计及电转氢和燃料电池的电热微网日前经济协调调度模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):107-112,161.
CAI Qinqin,XIAO Yu,ZHU Yongqiang. Day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid considering P2H and fuel cells[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(10):107-112,161.
- [3] 王捷,林余杰,吴成坚,等. 碳中和背景下太阳能光伏产业现状及发展[J]. 储能科学与技术,2022,11(2):731-732.
WANG Jie,LIN Yujie,WU Chengjian,et al. Present situation and development of solar photovoltaic industry under the background of carbon neutrality[J]. Energy Storage Science and Technology,2022,11(2):731-732.
- [4] 杜尔顺,张宁,康重庆,等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报,2016,36(21):5765-5775,6019.
DU Ershun,ZHANG Ning,KANG Chongqing,et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for

- grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5765-5775, 6019.
- [5] 周建力, 乌云娜, 董昊鑫, 等. 计及电动汽车随机充电的风-光-氢综合能源系统优化规划[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(24): 30-40.
ZHOU Jianli, WU Yunna, DONG Haoxin, et al. Optimal planning of wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system considering random charging of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 30-40.
- [6] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J]. 中国电力, 2020, 53(10): 66-73.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization[J]. Electric Power, 2020, 53(10): 66-73.
- [7] 李奇, 邹雪俐, 蒲雨辰, 等. 基于氢储能的热电联供型微电网调度方法[J]. 西南交通大学学报, 2023, 58(1): 9-21.
LI Qi, ZOU Xueli, PU Yuchen, et al. Optimal schedule of combined heat-power microgrid based on hydrogen energy storage[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2023, 58(1): 9-21.
- [8] 熊宇峰, 陈来军, 郑天文, 等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 31-38.
- [9] 裴煜, 宋天昊, 袁铁江, 等. 计及燃料电池热电联供的区域综合能源系统经济运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(2): 142-150.
PEI Yu, SONG Tianhao, YUAN Tiejia, et al. Economic operation of regional integrated energy system considering combined heating and power generation with fuel cell[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(2): 142-150.
- [10] 韩子娇, 李正文, 张文达, 等. 计及光伏出力不确定性的氢能综合能源系统经济运行策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 99-106.
HAN Zijiao, LI Zhengwen, ZHANG Wenda, et al. Economic operation strategy of hydrogen integrated energy system considering uncertainty of photovoltaic output power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 99-106.
- [11] 左冠林, 郭红霞, 林文智, 等. 考虑低碳制氢的微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 9-18.
ZUO Guanlin, GUO Hongxia, LIN Wenzhi, et al. Optimal configuration of microgrid considering low-carbon hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2): 9-18.
- [12] 张大海, 负韞韵, 王小君, 等. 计及光热电站及建筑热平衡的冷热电综合能源系统优化运行[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2505-2514.
ZHANG Dahai, YUN Yunyun, WANG Xiaojun, et al. Operational optimization of integrated cooling, heating and power energy system considering concentrating solar power plant and heat balance of building[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2505-2514.
- [13] 王佳颖, 史俊祯, 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.
WANG Jiaying, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 176-185.
- [14] 负韞韵, 张珍珍, 陈钊, 等. 考虑光热电站参与的新能源热电联供型微网运行优化[J]. 可再生能源, 2020, 38(7): 922-928.
YUN Yunyun, ZHANG Zhenzhen, CHEN Zhao, et al. Operation dispatch of combined heat and power micro-grid with new energy considering the participation of concentrating solar power plant[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(7): 922-928.
- [15] 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.
- [16] 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.
JIA Lihu, GAO Yi, GE Leijiao, et al. A two-stage optimal scheduling method for CHP systems considering the uncertainty of solar-thermal power stations[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(1): 64-70.
- [17] 郑连华, 文中, 邱智武, 等. 计及光热电站和氢储能的综合能源系统低碳优化运行[J/OL]. 电测与仪表. (2022-05-31)[2023-04-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220530.1813.003.html>.
- [18] 岳大为, 袁行行, 赵文体, 等. 含电-氢系统的孤岛型交直流混合微电网可靠性评估[J]. 高电压技术, 2021, 47(11): 4002-4012.
YUE Dawei, YUAN Hanghang, ZHAO Wenti, et al. Reliability evaluation of islanded AC/DC hybrid microgrid with electricity-hydrogen system[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(11): 4002-4012.
- [19] 林顺富, 曾旭文, 沈运帷, 等. 考虑灵活性需求的园区综合能源系统协同优化配置[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(9): 9-17.
LIN Shunfu, ZENG Xuwen, SHEN Yunwei, et al. Collaborative optimal configuration of park-level integrated energy system considering flexibility requirement[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(9): 9-17.
- [20] HUSSAIN A, CHOI I S, IM Y H, et al. Optimal operation of greenhouses in microgrids perspective[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 3474-3485.
- [21] 贺晓杰. 多类型清洁供热系统配置与运行双层优化研究[D]. 沈阳: 沈阳工业大学, 2023.
HE Xiaojie. Research on bi-level optimization of configuration and operation of multi-type clean heating system[D]. Shenyang: Shenyang University of Technology, 2022.
- [22] 滕云, 闫佳佳, 回茜, 等. “无废”电-氢充能服务区多源微网优化运行模型[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(6): 2074-2088.
TENG Yun, YAN Jiajia, HUI Qian, et al. Optimization operation model of “zero-waste” electricity-hydrogen charging service area multi-energy microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2074-2088.

作者简介:

孙璐瑶(1998—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源发电与氢储能技术(E-mail: 2948211341@qq.com);

陈来军(1984—), 男, 副教授, 博士, 通信作者, 主要研究方向为新能源电力系统与储能技术(E-mail: chenlaijun@qhu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Capacity optimization configuration of hydrogen energy storage cogeneration integrated energy system considering photothermal collector module

SUN Luyao¹, CHEN Laijun^{1,2}, XIONG Yufeng², LI Xiaozhu², MEI Shengwei^{1,2}

(1. New Energy(Photovoltaic) Industry Research Center, Qinghai University, Xining 810016, China;

2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: Hydrogen energy storage technology has the characteristics of zero pollution, high efficiency and abundant sources, which is an important means of efficient utilization of solar energy. However, when the hydrogen energy storage is used for cogeneration, its energy supply flexibility is poor due to the existence of thermoelectric coupling constraints. In order to solve the above problems, a hydrogen energy storage cogeneration system considering the photothermal collector module is designed. The photothermal collector module is taken as the additional heat source of the hydrogen energy storage system. Aiming at the energy supply economy of the system, the capacity optimization configuration model of the hydrogen energy storage integrated energy system including the photothermal collector module is established. The cogeneration of a typical integrated energy system is taken as the example to verify the effectiveness of the photothermal collector module to improve the cogeneration capacity of hydrogen energy storage and the economy of the proposed capacity optimization scheme for hydrogen energy storage integrated energy system.

Key words: integrated energy system; photovoltaic power generation; photothermal collector module; hydrogen energy storage; combined heat and power; capacity optimization configuration

(上接第44页 continued from page 44)

Holistic modeling and optimization of “setting heat with gas” considering power-to-gas, carbon capture and hydrogen fuel cell

BAO Guangqing¹, WANG Jianhui²

(1. School of Electronics and Information Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Department of Electrical Engineering and Information Engineering,
Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730000, China)

Abstract: A holistic modeling approach of “setting heat with gas” considering power-to-gas (P2G), carbon capture system (CCS) and hydrogen fuel cell (HFC) is proposed. Considering the carbon-hydrogen coupling process of P2G, the joint operation framework of P2G with CCS and HFC (PCH) is constructed. The “setting heat with gas” modeling approach is proposed, based on which the integral model of PCH is established and its energy coupling characteristics of electricity, heat, gas and carbon are analyzed synchronously. Based on PCH, combined heat and power units, gas-fired boilers and energy storage devices, the low-carbon economic scheduling model of integrated energy system (IES) considering carbon trading mechanism is constructed. Several operation scenarios are set to verify the contribution degree of PCH to carbon emission reduction. Simulative results show that the PCH model under the modeling approach of “setting heat with gas” can reduce the overall carbon emissions and operation costs of IES to a large extent.

Key words: power-to-gas; hydrogen fuel cell; carbon capture system; carbon trading; integrated energy system

附录 A

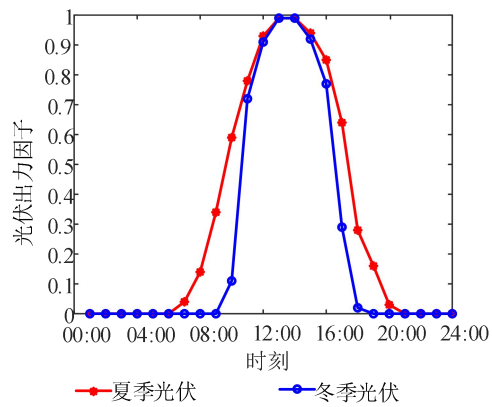


图 A1 青海省某地光伏出力因子

Fig.A1 Photovoltaic output factor of a certain place in Qinghai

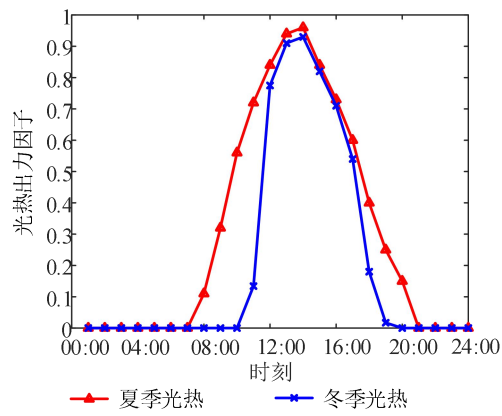


图 A2 青海省某地光热出力因子

Fig.A2 Solar thermal output factor of a certain place in Qinghai

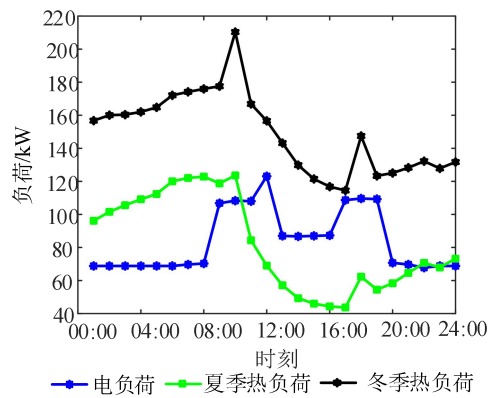


图 A3 青海省某地负荷

Fig.A3 Load of a certain place in Qinghai

表 A1 各设备参数
Table A1 Parameters of equipment

设备	建设成本	运维成本比例/%	效率/%
光伏发电单元	4500 元/kW	2	—
EL	2210 元/kW	4	60
FC	4550 元/kW	4	60
光热集热单元	4618 元/kW	2	—
HT	2850 元/(kg·h ⁻¹), 65 元/kg	1	90
储热单元	790 元/(kW·h)	4	98
蓄电池	2700 元/kW, 640 元/(kW·h)	4	80 (充电), 90 (放电)

表 A2 其他重要参数
Table A2 Other important parameters

参数	取值
设备寿命	20 a(蓄电池 5 a)
弃光惩罚单价	0.1 元/(kW·h)
失负荷惩罚单价	实时电价的 10 倍
基准折现率	10%
其他投资占总投资比例	5%