

# 基于氢储能的偏远地区零碳微电网 构建及运行策略研究

李星仪<sup>1</sup>, 沈小军<sup>1</sup>, 金钰<sup>2</sup>

(1.同济大学 电气工程系, 上海 201804; 2.中国能源建设集团云南省设计院有限公司, 云南 昆明 650051)

**摘要:** 针对绿色能源富集的偏远地区外部供能代价大、内部绿色微电源可靠性低、柴油发电机作为后备电源成本较高等问题,文章提出了离网型储氢供能场景下基于氢储能的微电网设计。根据可再生能源富集偏远地区能源时空分布特性,提出了基于氢储能的零碳微电网构建框架,构建了绿色能源富集区建设氢能零碳微电网的资源禀赋约束及微电网运行约束,制定了能源富裕及短缺期微电网运行策略,并对云南省某村镇案例进行仿真。结果表明,文章构建的微电网运行策略能有效消除区域绿色微电源出力不稳定以及季节性短缺对供电系统可靠性的影响,减轻区域热负荷负担。研究成果可为偏远地区、海岛等绿色能源富集区域的用能改善及降碳提供参考。

**关键词:** 零碳微电网; 氢储能; 系统架构; 运行策略

**中图分类号:** TK91; TM715 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)02-0223-10

## 0 引言

“双碳”战略下,能源系统逐渐向可再生能源方向转型<sup>[1]</sup>。我国偏远地区可再生能源相对丰富,但这类地区大电网供电代价大,输电线路运维困难,多以柴油发电机辅助供电,复杂的山区路况提升了燃料供应难度,能源运输成本高,且能源系统运行碳排放量大,与我国“双碳”目标相悖。氢储能具有功率密度、能量密度双高的特点,拥有长周期、跨季节的储能属性,是实现不同能源转换及互联的重要环节<sup>[2]</sup>。针对边境地区、偏远山区、环海孤岛等供能成本高、燃料运输困难的地区,利用绿色能源富集与氢能长周期、跨季节的储能属性构建零碳微电网,优化能源系统结构,代替其他碳排放大、成本高的供能方式,实现“零碳”运行及区域内能源闭环,对于降低边远地区能源运输成本,改善居民生活质量具有实际的应用价值。

基于氢储能的多能互补系统的研究主要集中于利用电解制氢技术改善功率波动及可再生能源消纳场景,涉及系统集成、优化配置及经济性分析等方面。文献[3],[4]在可再生能源侧捆绑氢储能,通过优化调度改善风电出力特性,提高其竞价能力。文献[5]研究了氢电混合储能系统的配置及控

制策略,以平抑风电并网功率波动。文献[6]搭建了光储微电网,证实了电氢混合储能系统比单一储能系统成本效益更高。文献[7]构建的电转氢微电网以日运行成本最低为目标,讨论了并网及离网两种模式下系统运行成本及设备调度。在文献[8,9]构建的氢能微电网中,通过电氢储能系统的优化配置消纳弃光,提高可再生能源利用率。文献[10]利用模糊控制法规划蓄电池及氢储能系统功率分配,实现直流微电网储能系统稳定运行。文献[11]提出了计及效率特性的直流微网经济下垂控制策略,从电氢储能系统运行效率角度优化系统运行的经济性。文献[12]建立了基于电转氢、热能的综合能源系统模型,发挥了能量混合利用的经济优势。工业园区是典型的综合能源系统应用场景,文献[13]在其中引入氢储能技术,提供了园区能源系统降碳减排思路。文献[14]结合案例分析,验证了在园区能源系统中引入氢储能的可行性及经济性。

基于氢储能的微电网系统分布灵活<sup>[15]</sup>,新能源就地消纳能力强<sup>[16]</sup>,能够消除区域微电源出力不确定对能源系统可靠性的影响,为解决能源问题提供了有效途径。离网型储氢供能场景下,系统

收稿日期: 2023-05-29。

基金项目: 国家重点研发计划(2018YFB1503101)。

通信作者: 沈小军(1979-),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为新能源高效利用与储能技术、电网实景三维重构及其数字孪生技术、状态感知与智能诊断等。E-mail: xjshen79@163.com

以储氢实现区域内能源闭环,其建设边界及运行约束的设计存在特殊性,梳理可再生能源禀赋条件及时空特性,构建合理的微能网拓扑结构及运行约束,制定科学的能量管理与控制策略是系统设计必须解决的关键问题。其中,可再生能源禀赋关系到零碳微能网建设工程的可行性,是实现系统“零碳”运行及能源闭环的重要前提<sup>[6]</sup>。而现存电氢微电网运行策略的研究大多集中于设备侧,对于可再生能源侧自身出力情况考虑不足,无法完全适配该场景下储能需求。本文搭建了基于氢储能的偏远地区零碳微能网框架,提出了基于绿色能源禀赋条件的系统构建约束,制定了考虑可再生能源时空分布特性的系统运行策略。研究成果可为绿色能源富集的偏远山区、环海孤岛等无稳定电源支撑场景下的能源供给提供参考。

## 1 基于氢储能的偏远地区零碳微能网框架

### 1.1 系统组成及拓扑结构

本文所构建的零碳微能网以氢能为载体,在微电网基础上,通过电气转换及冷热电联供等方式实现能源互联,完成区域能源自循环。基于氢储能的零碳微能网由可再生能源侧、储能系统及储热系统组成,主要包括小水电、光伏、风力发电等形式以及蓄电池、碱性电解槽、PEM 燃料电池、储氢罐和蓄热水装置等,其拓扑结构如图 1 所示。

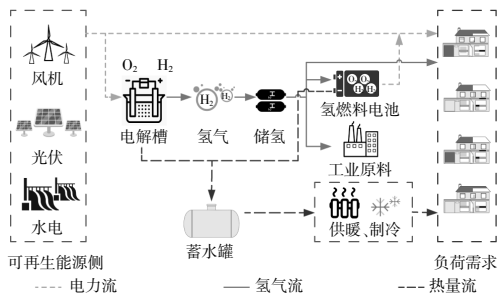


图 1 基于氢储能的偏远地区零碳微能网拓扑示意图  
Fig.1 Topological structure of zero-carbon micro-energy network based on hydrogen storage

### 1.2 可再生能源侧

小型水电站装机容量有限,输出功率受季节性降水影响显著,具有明显的丰水及枯水季节,影响区域供电可靠性。光伏电站建设地点灵活,既可集中供电,也可分散供电;风电场对建设地风能质量要求较高。此外,光伏输出功率受光照强度、温度等因素<sup>[7]</sup>影响,风机功率与风速密切相关,两者具有随机性,需搭配合适的储能技术。

### 1.3 氢储能设备

#### ① 电解水制氢系统

电解水制氢系统是零碳微能网的主要部件,利用系统冗余电能电解制氢,提升可再生能源利用率。目前,碱性电解槽工艺成熟,其电解效率与电解槽输入功率成正比<sup>[17]</sup>,即:

$$n_{H_2} = \frac{P_{EL} \cdot \eta_{EL}}{HHV} \quad (1)$$

式中: $n_{H_2}$ 为电解槽产氢速率; $\eta_{EL}$ 为电解槽电解效率,对于碱性电解槽,通常取值为 60%~75%; $HHV$ 为氢气热值,39 kW·h/kg。

#### ② 燃料电池

燃料电池是清洁高效的能量转换装置<sup>[18]</sup>,在本文所构建的微能网中,燃料电池以系统生产的氢气为原料,实现能源及能量闭环。氢燃料电池输出功率  $P_{FC}$  与耗氢量  $n_{H_2}'$  的表达式为

$$P_{FC} = n_{H_2}' \cdot HHV \cdot \eta_{FC} \quad (2)$$

式中: $\eta_{FC}$ 为燃料电池效率,PEMFC 可达 60%。

#### ③ 储氢罐

储氢罐存储电解槽生产的氢气,在系统供能不足时,罐内氢气通入燃料电池弥补系统的电力缺口。本文以钢带错绕式储氢罐为例,储氢罐压力方程为

$$p_{s_{to}} = p_0 + z \frac{\Delta n_{H_2} RT_{s_{to}}}{M_{H_2} V_{s_{to}}} \quad (3)$$

式中: $p_{s_{to}}, p_0$ 分别为储氢罐目前及初始压强; $V_{s_{to}}$ 为储氢罐体积; $T_{s_{to}}$ 为罐内温度; $z$ 为压缩因子; $R$ 为气体常数; $M_{H_2}$ 为氢气摩尔分子质量。

系统储氢状态  $SOH_2$  为当前罐内压强  $p_{s_{to}}$  与储氢罐最大容许压强  $p_N$  之比,即:

$$SOH_2 = \frac{p_{s_{to}}}{p_N} \quad (4)$$

### 1.4 蓄电池

蓄电池作为备用电源,与氢储能共同弥补可再生能源出力不足时的电力缺额,或消纳冗余可再生能源,为系统提供高效性、可靠性双重保障。荷电状态(SOC)反映了蓄电池剩余电量所占额定容量的百分比,影响其工作效果。在蓄电池进行充放电时,SOC 表达式为

$$SOC = 1 - \frac{1}{Q} \int_0^t I(t) dt \quad (5)$$

式中: $I$ 为蓄电池充放电电流; $Q$ 为电池容量。

### 1.5 系统供热潜力

电解槽及燃料电池在运行过程中释放大量的热能,若将二者视为系统热网中的热源,合理利用其散发的热能实现冷热电联供,能够减轻燃气轮机及燃气锅炉的工作负担,对提升综合能效、推进“双碳”目标、改善居民生活质量,具有现实意义。通常电解槽及燃料电池供给热负荷的功率占总热功率的70%~80%<sup>[19]</sup>,即:

$$Q_{fc}=0.7H_{fc}=0.7(v_{fc}\Delta G-P_{fc}) \quad (6)$$

$$Q_{el}=0.7H_{el}=0.7(P_{el}-v_{el}\Delta G) \quad (7)$$

式中: $Q_{fc}$ 、 $Q_{el}$ 分别为燃料电池及电解槽供热功率; $v_{fc}$ 、 $v_{el}$ 分别为燃料电池耗氢及电解槽制氢摩尔速率; $\Delta G$ 为液态水的吉布斯自由能变; $H_{fc}$ 、 $H_{el}$ 分别为燃料电池及电解槽的总热功率。

利用电解槽及燃料电池运行释放的热量加热热源回水,使其温度在夏季及冬季分别达到吸收式制冷机及居民供暖管道的温度标准<sup>[20]</sup>,作为热源进水供给居民住宅,以满足区域制冷及供暖需求。热源进水流经居民住宅满足冷热负荷需求后,随热水管网循环流回,水温逐渐下降,直至达到热源回水温度,如此往复。供热源释放热量 $Q$ 与热水质量 $m$ 的关系为

$$Q=cm(t_{final}-t_{initial}) \quad (8)$$

式中: $c$ 为水的比热容; $t_{final}$ 、 $t_{initial}$ 分别为热源进水及回水温度。

## 2 基于氢储能的零碳微能网运行特性

### 2.1 零碳微能网运行机理

本文所构建的零碳微能网旨在充分发挥绿色能源富集区特有的资源优势,缓解其特殊能源结构存在的供能问题。基于氢储能的零碳微能网利用氢能长周期、跨季节的储能属性匹配可再生能源的波动性,结合氢储运技术、微能网信息流及能源流交融<sup>[21]</sup>等技术支撑,实现能源富裕与短缺时段的能源“时空平移”目的。在可再生能源富裕时段,充分利用光伏、风机及水轮机组产生的电能,一方面,电解水制氢并高压储氢;另一方面,为蓄电池充电,保证备用电源电量较高。当可再生能源无法满足系统负荷需求时,储能设备承担电源作用。氢燃料电池利用高压储氢为系统供电,同时控制蓄电池放电,弥补系统电力缺口。

### 2.2 系统运行约束

#### ①系统资源禀赋约束

绿色能源富集区可再生能源出力随自然条件及气候特征呈现连续性变化,具有明显的季节性、时段性出力特征。记某时段内水、光、风等可再生能源出力分别为 $P_h$ 、 $P_{pw}$ 、 $P_w$ ,当地负荷情况为 $LD$ ,据此提出能源富裕时段及短缺时段的判定条件,即:

$$\Delta P=P_h+P_{pw}+P_w-LD \quad (9)$$

$\Delta P$ 反映了该时段内,绿色能源富集区可再生能源与负荷情况的关系。当 $\Delta P>0$ 时,系统存在冗余能源,若以 $\Delta P=0$ 作为能源富裕及短缺时段的判定标准,则会导致富裕及短缺时段转换频繁、界限不清。能源富裕时,系统以碱性电解制氢系统为主,配合蓄电池共同吸收冗余能量,故富裕期系统能源水平应保障碱性电解槽最小运行功率 $P_{elmin}$ ,维持其运行状态,避免停机。其中,碱性电解槽最小运行功率为其额定运行功率的5%~10%,即:

$$P_{elmin} \in [5\%P_{elN}, 10\%P_{elN}] \quad (10)$$

若经计算得到 $\Delta P \geq P_{elmin}$ ,则定义该时段为能源富裕时段,此时的功率记为 $P_{富余}$ ;若 $\Delta P \leq 0$ ,定义为能源短缺时段,其功率水平记为 $P_{短缺}$ 。在此基础上,根据能源富裕时段及短缺时段时长 $T_{富余}$ 、 $T_{短缺}$ ,提出能源富裕期及短缺期的累计电能 $E_{富余}$ 、 $E_{短缺}$ ,其表达式为

$$E_{富余}=\sum P_{富余} \cdot T_{富余} \quad (11)$$

$$E_{短缺}=\sum P_{短缺} \cdot T_{短缺} \quad (12)$$

通常而言,绿色能源富裕期可再生能源充沛,蓄电池大多在能源短缺期作为备用电源,与燃料电池协同工作,发挥重要的供能作用。通过充分调研绿色能源富集的偏远地区可再生能源禀赋情况,本文从基于氢储能的零碳微能网建设及良好运行能力角度提出了系统资源禀赋约束。该约束主要考虑系统最大氢气产量能否满足燃料电池在能源短缺时段的氢能需求,即若将富余电能全部制氢,系统氢储量能否支撑能源短缺期燃料电池与蓄电池协同供能。考虑电解槽及燃料电池的电氢转换能效 $N_{el}$ 、 $N_{fc}$ ,提出零碳微能网建立条件,其表达式为

$$\Delta H_2=\frac{E_{富余}}{N_{el}}-\frac{E_{短缺}-E_{bat}}{N_{fc}} \quad (13)$$

式中: $\Delta H_2$ 为年度余氢量,数值为能源富裕时段制氢量与短缺时段耗氢量之差,是判定当地资源禀赋是否满足零碳微能网建设条件的指标。若经计

算  $\Delta H_2 \geq 0$ , 则表示当地的资源条件提供了充足的氢气供应, 氢储能可良好发挥时空平移作用, 即该资源禀赋能够建立零碳微能网。若  $\Delta H_2 < 0$ , 则能源富裕时段所制氢气不能满足短缺时段的氢气需求, 需引入柴油发电机等高碳排放设备辅助发电, 或从外界购入氢气, 大大提高了系统构建成本, 即当地的资源禀赋条件无法构建该零碳微能网。

### ② 负荷平衡约束

本文所构建的零碳微能网通过蓄电池、电解制氢系统及燃料电池调节可再生能源侧与用户侧间的负荷平衡, 即:

$$P_h + P_{pv} + P_w + P_{fc} = LD + P_{el} + P_{bat} \quad (14)$$

式中:  $P_{fc}$ ,  $P_{el}$  分别为氢燃料电池及电解制氢系统功率;  $P_{bat}$  为蓄电池充放电功率,  $P_{bat} > 0$ , 表示蓄电池充电状态;  $P_{bat} < 0$ , 表示蓄电池放电状态。

### ③ 各组件运行约束

为保证系统运行, 需考虑微能网内蓄电池、电解制氢系统、氢燃料电池等关键设备的运行功率范围。此外, 电氢储能系统的容量限制也是影响系统运行的重要因素。本文提出了零碳微能网各组件运行约束集, 即:

$$\begin{cases} P_{discharge\_N} \leq P_{bat} \leq P_{charge\_N} \\ P_{el} \leq \varphi \cdot P_{elN} \\ P_{fc} \leq P_{fc\_N} \\ SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \\ SOH_{2min} \leq SOH_2 \leq SOH_{2max} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $\varphi$  为电解槽过载系数, 通常情况下  $110\% \leq \varphi \leq 120\%$ 。

### ④ 系统设备爬坡功率限制

受可再生能源波动性影响, 本文所构建的零碳微能网工作于源荷双重不确定场景下。此时, 净负荷波动陡度较大, 为保证设备运行效果及系统供电稳定性, 需考虑设备运行爬坡功率限制, 即:

$$|P_{el,t+1} - P_{el,t}| \leq \Delta P_{el,max} \quad (16)$$

$$|P_{fc,t+1} - P_{fc,t}| \leq \Delta P_{fc,max} \quad (17)$$

式中:  $\Delta P_{el,max}$ ,  $\Delta P_{fc,max}$  分别为电解槽、燃料电池爬坡功率上限值。

## 3 基于氢储能的零碳微能网运行策略

### 3.1 电氢储能系统运行策略

基于氢储能的零碳微能网中, 储能系统包括氢储能及电池储能部分。在绿色能源富裕时段, 可

再生能源发电充足, 储能相当于系统负载, 消纳冗余电能; 在绿色能源短缺时段时, 可再生能源发电不足, 储能主要承担电源作用。

储能系统的运行效果受到储能设备存储容量的限制, 当存储容量过高或过低时, 储氢罐及蓄电池自身性能及工作寿命会受到一定影响。在实际运行中, 若储氢状态  $SOH_2$  及荷电状态  $SOC$  均处于较高水平, 将造成可再生能源的浪费; 相反, 若  $SOH_2$  及  $SOC$  均处于较低水平, 难以保障系统可靠性。考虑到电氢储能状态对微能网运行效果的影响, 本文根据储氢罐  $SOH_2$  及蓄电池  $SOC$  的不同状态划分了系统运行工况, 如图 2 所示。

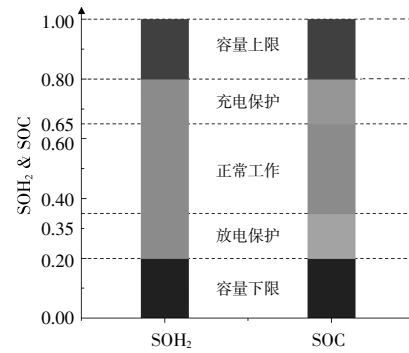


图 2 电氢储能系统不同状态划分

Fig.2 Partitions of  $SOH_2$  and  $SOC$  working status

蓄电池工作的  $SOC$  区间为  $[0.20, 0.80]$ , 本文设定了充放电保护区间, 充放电保护上下限分别为  $0.65, 0.35$ 。在放电保护区间, 蓄电池优先充电; 在充电保护区间, 蓄电池优先放电。本文设定储氢罐的受氢上限  $SOH_{2max}$  为  $0.80$ , 释氢下限  $SOH_{2min}$  为  $0.20$ 。根据  $SOC$  及  $SOH_2$  所处的不同区间范围, 提出了 7 种工况下微能网储能系统运行策略。

工况 1:  $SOC \in [0.35, 0.65], SOH_2 \in [0.20, 0.80]$

此时, 蓄电池及储氢罐均处于正常工作状态, 两种储能方式均可消纳系统冗余电能或弥补电力缺额。在满足负荷需求的基础上, 可依据系统经济性调度电解槽及蓄电池出力。

工况 2:  $SOC \in [0.20, 0.35], SOH_2 \in [0.20, 0.80]$

这种工况下, 蓄电池处于放电保护状态, 储氢罐处于正常工作状态。当系统存在冗余电量时, 优先控制蓄电池充电; 当系统存在电力缺额时, 优先控制燃料电池运行弥补。

工况 3:  $SOC \in [0.65, 0.80], SOH_2 \in [0.20, 0.80]$

此时, 蓄电池处于充电保护状态, 尽量避免充

电操作,储氢罐处于正常工作范围。当系统生产的电能高于负荷需求时,母线将多余电能送至电解槽处制氢;当系统存在电力缺额时,优先以蓄电池作为电源向系统输出功率供电。

工况 4:  $SOC \in [0.35, 0.65], SOH_2 \in [0.80, 1.00]$

此时,蓄电池处于正常范围,储氢罐处于受氢保护状态,优先向外释放氢气。当系统存在电力冗余时,控制多余电能全部为蓄电池充电,电解槽停机;系统供电不足时,燃料电池以最大功率供电。

工况 5:  $SOC \in [0.35, 0.65], SOH_2 \in [0, 0.20]$

这种工况下,蓄电池处于正常工作范围,储氢罐处于释氢保护状态,优先吸收电解槽生产的氢气。当系统生产的电能高于负荷需求时,母线将多余的电能优先送至电解槽处制氢,燃料电池停止工作,直至储氢罐  $SOH_2$  恢复正常范围。当系统存在电力缺额时,以蓄电池放电弥补。

实际工程中应尽量避免蓄电池及储氢罐存储量同时处于较低水平或较高水平,记这两种工况分别为工况 6、工况 7,即  $SOC \in [0.20, 0.35], SOH_2 \in [0, 0.20]$  或  $SOC \in [0.65, 0.80], SOH_2 \in [0.80, 1.00]$ 。若出现这两种工况,优先将  $SOC$  恢复到正常水平,再根据上述控制策略恢复  $SOH_2$ <sup>[16]</sup>,各工况之间转换情况如图 3 所示。

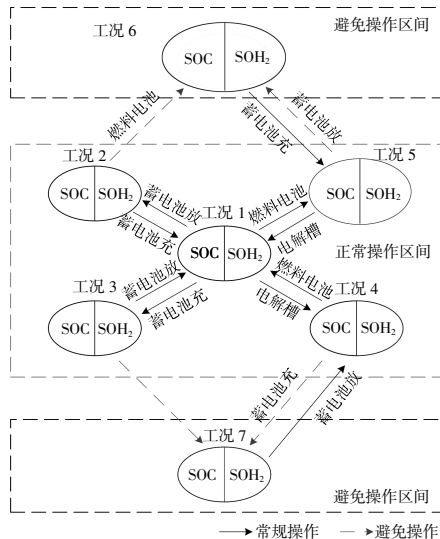


图 3 电氢储能系统工况转换图

Fig.3 Conversion diagram of electric-hydrogen energy storage system

### 3.2 能源富裕期系统运行策略

绿色能源富裕时期,水、光、风能条件优越,在保证负荷供给之余,可满足电解制氢及蓄电池充

电需求。因此,能源富裕期微能网运行策略无需根据氢储能  $SOH_2$  及电储能  $SOC$  状态考虑储氢及蓄电的优先问题。

本文以促进绿色能源富集区可再生能源消纳为目标,根据不同绿色能源富集区的资源状况,考虑光伏  $P_{pv}$ 、风电  $P_w$ 、小水电出力  $P_h$  与系统负荷需求  $LD$ 、电解制氢系统  $P_{el}$  及蓄电池出力  $P_{bat}$  的关系,分场景制定了能源富裕期系统的运行策略。

场景 1:  $P_h > LD + P_{el} + P_{bat}$

此场景多出现在我国西南水资源富集偏远地区丰水季节。期间,当地降水量远远超过水轮机组的正常过水能力,水力发电充足;日间光伏出力较好,而风能处于较低水平。为避免严重弃水,以水电为主、光伏为辅,同时为负荷、电解制氢槽及蓄电池供电。

场景 2:  $P_h > LD + P_{el} + P_{bat}$

此场景多出现在我国北部及东北部沿海地区,冬季夜间更为常见。期间,平均风速较高,风能质量较好,而降水及光照条件较差。为避免弃风现象,以风电为主,同时满足负荷、电解制氢及蓄电池充电需求。

场景 3:  $P_{pv} > LD + P_{el} + P_{bat}$

此场景多出现在我国西北部地区夏季日间。此时,太阳能资源充沛,系统负荷需求主要由光伏机组承担。在满足负荷需求后,多余电能送至电解槽及蓄电池处。

场景 4:  $P_h + P_w + P_{pv} \geq LD + P_{el} + P_{bat}$

此场景出现在绿色能源富集区其余能源富裕时段。此时,水电、光伏及风电均处于较好水平,三者协同供电,满足负荷、电解制氢及蓄电池充电需求。

### 3.3 能源短缺期系统运行策略

受季节及气候影响,能源短缺时期可再生能源发电侧出力不足。此时,系统以满足负荷需求、保证供电可靠性为运行目标。当发电侧存在电力缺额时,储能系统承担电源作用,辅助供电。

场景 1:  $P_h + P_w + P_{pv} > LD$

该场景下,绿色能源相对充足,光伏、风电及水电在满足负荷需求后仍有剩余。此时,储能承担负载作用,储氢罐及蓄电池依据储能系统运行策略吸收系统冗余能量。

场景 2:  $0 < P_w + P_{pv} + P_h \leq LD$

该场景下,绿色能源相对缺乏,系统出现电力缺额。此时,储能系统发挥电源作用,辅助可再生能源发电机组供电,依据储能系统运行策略控制蓄电池及燃料电池出力,弥补系统电力缺额。

场景 3:  $P_w + P_{pv} + P_f = 0$

此场景在极端天气及可再生能源发电设备故障时出现。此时,系统供能任务全部由储能系统承担,燃料电池及蓄电池以最大功率满足负荷需求。

### 4 案例仿真验证

#### 4.1 案例地区概况

本文选取云南省某偏远山村为例开展仿真验证。该地区以水电作为主要供电形式,当地各月份降水占比如图 4 所示。由图可以看出,该地区具有明显的丰、枯水季节,丰水期降水量占全年的 90%左右。

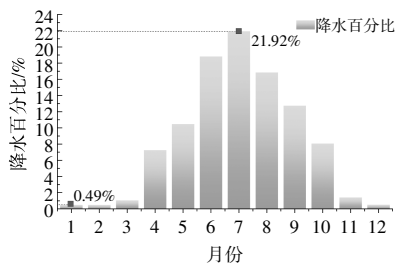


图 4 该地区月度降水百分比

Fig.4 Percentage of average monthly precipitation

此外,当地光照充足,但风能质量相对较差。针对当地自然资源禀赋情况,本文采用水光氢零碳微能网的结构进行该案例的仿真。当地某小水电站总装机容量为 15 MW,丰水期基本实现满发;受区域降水量影响,枯水期装机仅达总装机容量的 20%左右。若仅考虑水电及光伏发电,不引入储能系统,势必会造成丰水期能源浪费及枯水期供电不足。在本文建设的零碳微能网中,考虑碱性电解槽制氢能效  $N_{el}=4.5 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3\text{H}_2$ , PEM 燃料电池耗氢能效  $N_{fc}=2.13 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3\text{H}_2$  及蓄电池出力情况,根据式 (14) 计算得到  $\Delta H_2$  远大于零,即当地的资源禀赋能够满足水光氢零碳微能网建立条件。

#### 4.2 系统参数设置

本文基于 Matlab/Simulink 平台搭建水光氢微能网模型并进行了仿真,得到了系统丰水及枯水期典型日的运行情况,具体参数及系统拓扑结构如表 1 及图 5 所示。

表 1 水光氢零碳微能网系统参数

Table 1 Parameters of hydro-photovoltaic-hydrogen zero-carbon micro-energy network

参数	数值
电解槽额定功率 $P_{el}/\text{MW}$	5
法拉第常数 $F/C \cdot \text{mol}^{-1}$	96 845
气体常数 $R/J \cdot (\text{mol} \cdot \text{K})^{-1}$	8.314
储氢罐体积 $V_{sh}/\text{m}^3$	7.3
储氢罐最大容许压强 $p_N/\text{MPa}$	45
燃料电池额定功率 $P_{fc}/\text{MW}$	5
蓄电池额定功率 $P_{bat}/\text{MW}$	6
蓄电池额定电压 $U_{bat,N}/\text{kV}$	6.6
蓄电池容量 $Q/\text{Ah}$	20 000
荷电状态上限 $\text{SOC}_{\max}/\%$	80
荷电状态下限 $\text{SOC}_{\min}/\%$	20
储氢状态上限 $\text{SOH}_{2\max}/\%$	80
储氢状态下限 $\text{SOH}_{2\min}/\%$	20

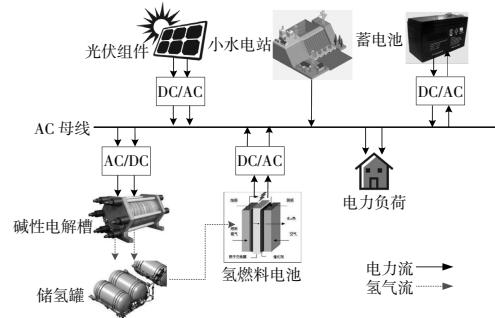


图 5 案例地区水光氢零碳微能网拓扑结构

Fig.5 Topological structure of hydro-photovoltaic-hydrogen zero-carbon micro-energy network in case area

#### 4.3 仿真实验结果

丰水季节水光氢零碳微能网系统运行仿真曲线如图 6 所示。

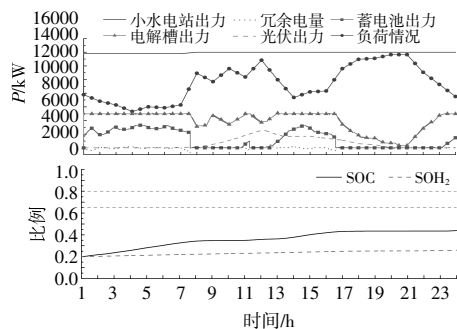


图 6 丰水期水光氢微能网系统运行曲线

Fig.6 Power curves of hydro-photovoltaic-hydrogen micro-energy network in wet season

丰水期间,小水电站几乎能够保持以 14 MW 的功率高水平稳定出力,系统全程存在亟待消纳的冗余电量,此时系统实行能源富裕期运行策略,

储能系统作为负载工作,根据可再生能源实际出力情况为蓄电池及碱性电解制氢系统分配功率。6:00前,当地处于夜间状态,光伏机组停机。此时系统负荷水平相对较低,存在能源冗余,电解槽及蓄电池依据能源富裕时段运行策略,作为负载工作消纳电能。该地区进入日间后,光伏机组投入工作,系统负荷水平迅速上升,于12:00左右达到丰水期典型日的第1个负荷高峰。此间,系统电力冗余水平整体下降,电解槽及蓄电池低于额定功率运行。随后,或受居民午休影响,电能冗余水平回升,电解槽及蓄电池出力逐渐恢复。随着夜间的到来,光伏机组逐渐退出工作;当地居民开启夜间照明设备,负荷需求逐渐上升,于20:00达到全天第2个负荷高峰。此时,系统电力冗余水平较低,电解槽及蓄电池充电功率持续下降,蓄电池于18:00退出充电状态。21:00-24:00,居民进入夜间休息,负荷需求逐渐下降,电力冗余水平逐步提高,储能系统重新投入运行。

由图6可以看出,系统丰水期典型日冗余电量基本保持在零左右,即所提出的水光氢零碳微能网在丰水期典型日能够充分消纳冗余电能,避免能源浪费,提高可再生能源利用率。此外,随着电解槽及蓄电池的工作,系统SOC及SOH<sub>2</sub>不断发生变化,整体呈现上升趋势。在运行过程中, SOC<sub>max</sub>=0.439, SOH<sub>2max</sub>=0.259,均低于蓄电池及储氢罐的容量上限,电氢储能能在丰水期典型日能够正常工作,即所提出的水光氢微能网运行策略在丰水期间充分保障了系统运行安全性。

水光氢微能网枯水季节运行仿真曲线如图7所示。

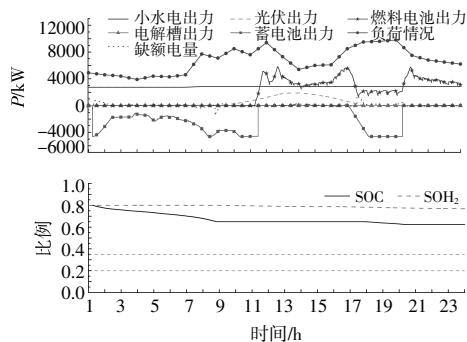


图7 枯水期水光氢微能网系统运行曲线

Fig.7 Power curves of hydro-photovoltaic-hydrogen micro-energy network in dry season

枯水期间,水电机组以2.5 MW左右的功率

投入运行,致使系统存在大量的电力缺额。期间,系统实行能源短缺期运行策略,储能系统承担电源作用。7:00前,该地区处于夜间,光伏机组停机,负荷需求较低,仅蓄电池放电即可弥补系统缺额电量。进入日间后,居民负荷需求增大,进入当日第1个负荷高峰,光伏机组逐步投入工作,但系统电力缺额仍处于较高水平。根据电氢储能系统运行策略,此时优先由燃料电池承担供电任务,蓄电池补充出力。随后,系统负荷需求逐渐下降,电力缺额水平较低,仅由燃料电池即可补足缺额电量,蓄电池停运。随着夜间的到来,光伏机组停运,居民生活用能增加,系统于17:00进入第2个电力缺额高峰期,并于20:00达到峰值,为弥补该时间段内的缺额电量,燃料电池及蓄电池均处于放电状态。21:00后,负荷需求及系统电力缺额大幅下降,仅燃料电池即可弥补系统缺额电量,蓄电池停运。由图7可知,在系统枯水期典型日的运行中,燃料电池及蓄电池能够辅助可再生能源工作,基本能够维持系统电力缺额处于零水平,即所提出的水光氢零碳微能网在枯水期典型日能够避免能源不足,保证系统运行可靠性。此外,在蓄电池及氢燃料电池工作过程中,系统SOC及SOH<sub>2</sub>整体呈现下降趋势, SOC<sub>min</sub>=0.625, SOH<sub>2min</sub>=0.771,高于蓄电池及储氢罐的容量下限,即所提出的水光氢微能网运行策略能够保证枯水期系统运行安全性。

案例地区水光氢零碳微能网建设前后可再生能源消纳情况如表2所示。

表2 水光氢零碳微能网建设前后案例地区可再生能源消纳情况

参数	Table 2 Renewable consumption before and after hydro-photovoltaic-hydrogen zero-carbon micro-energy network in case area			
	原能源系统		水光氢零碳微能网	
	丰水期	枯水期	丰水期	枯水期
可再生能源出力峰值	16 561.1	4 724.2	16 561.1	4 724.2
可再生能源出力谷值	13 766.0	2 610.2	13 766.0	2 610.2
居民负荷峰值	13 601.2	9 737.8	13 601.2	9 737.8
居民负荷谷值	5 344.1	3 900.4	5 344.1	3 900.4
储能消纳峰值			8 347.6	
储能供能峰值				6 879.1
可再生能源冗余峰值	8 465.2		212.5	
电力缺额峰值		6 910.7		1 019.1

绿色能源富集区可再生能源季节性波动较强,而在能源富裕及能源短缺期间内,各典型日可再生能源及负荷情况区别不大。本文根据丰水期及枯水期典型日中电解槽产氢量及燃料电池耗氢量估算当月月度产氢量。在此基础上,根据全年各月能源条件及负荷水平,按比例推算各月产氢及耗氢量,继而得到系统全年氢气变化曲线,如图8所示。

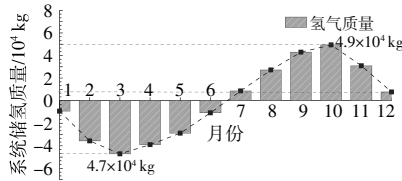


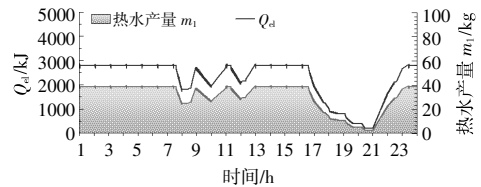
图8 系统年度产氢曲线

Fig.8 Annual hydrogen production curve of the system

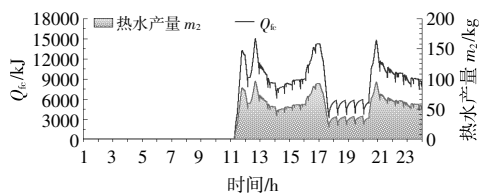
1-3月为能源短缺期,为弥补该地区电力短缺,燃料电池投入运行,系统氢储量下降。4月丰水期,电解槽投入制氢工作,氢储量逐渐回升。10月起进入下一个枯水期,燃料电池再次投入运行,系统氢储量持续下降。由于年初为枯水期,若系统从1月投入运行,会出现储氢量为负的情况。3月为系统储氢低谷,为保障系统正常运行,前期至少需具有  $4.7 \times 10^4$  kg 初始储氢。在系统全年运行过程中,10月达到储氢峰值,氢储量约  $4.9 \times 10^4$  kg。此外,系统年末储氢终值远远大于0,即丰水期制氢量可以满足枯水期系统为保障能量供给的氢气需求,形成能源闭环,实现能源的自给自足。

在以热水管网供热的区域热网中,充分利用电解槽及燃料电池运行的发热功率加热温度较低的热源回水,使其达到制冷及供暖设备的进水温度,并以热源进水的形式通过热水管网注入居民住宅,满足区域居民制冷及供暖需求,可提高区域能源利用综合效率。本文取吸收式制冷机及居民

供暖热源回水温度为  $45\text{ }^\circ\text{C}$ ,制冷机及居民集中供热网热源进水温度分别为  $60, 75\text{ }^\circ\text{C}$ ,依据式(6)~(8)可得到系统夏季丰水期制冷、冬季枯水期供热功率及其产生的热源供水质量曲线,如图9所示。



(a) 丰水期典型日供制冷机热源进水情况



(b) 枯水期典型日居民供暖热源进水情况

图9 丰、枯典型日系统制冷供热能力

Fig.9 Cooling and heating ability on a typical day in wet and dry periods

根据仿真结果,系统夏季丰水期典型日可供给吸收式制冷机  $873.9\text{ kg}$ ,  $60\text{ }^\circ\text{C}$  的热源进水,冬季枯水期典型日系统可提供  $1\ 174.7\text{ kg}$ ,  $75\text{ }^\circ\text{C}$  的热水给居民供暖。与燃气轮机及余热锅炉等传统供热方式相比,在产生同等热量时,本文所建立的微能网全年可节省约  $1\ 361.1\text{ m}^3$  天然气,降低区域燃气锅炉运行碳排放  $2\ 395.43\text{ kg}$ ,更符合我国减碳目标。

现阶段,氢储能技术逐渐成熟,成本逐渐下降,利用氢储能吸收弃电以代替柴油发电机高额的燃油成本,在经济性层面仍具有竞争力。案例地区氢储能成本及应用传统柴油发电机供能成本如表3所示。

表3 案例地区利用氢储能及柴油发电机供能经济性对比

Table 3 Economic comparison of energy supply via hydrogen storage and diesel generators in case area

氢储能经济性参数	数值	传统柴油发电机供电经济性参数	数值
电解制氢能耗 $N_d / (\text{kW} \cdot \text{h}) \cdot \text{m}^{-3}$	4.5	燃油消耗率 $a / \text{kg} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	0.198
高压气态储氢成本 $C_{H_2} / \text{元} \cdot \text{m}^{-3}$	0.96	柴油单价 $c / \text{元} \cdot \text{L}^{-1}$	9.1
单位耗电储氢成本 $C_{F2H_2} / \text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	0.21	柴油密度 $\rho / \text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$	0.8
燃料电池能效 $N_f / (\text{kW} \cdot \text{h}) \cdot \text{m}^{-3}$	2.13	柴油机长期运行效率 $\eta_{dic} / \%$	80
单位发电储氢成本 $C_{F2H_2} / \text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	0.45	柴油机发电成本 $C_{dic} / \text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	1.68
碱性电解槽成本 $C_{el} / \text{元} \cdot \text{kW}^{-1}$	1 400	柴油发电机成本 $C_d / \text{万} \cdot [\text{台}(1\ 000\ \text{kW})]^{-1}$	116.5
燃料电池成本 $C_f / \text{元} \cdot \text{kW}^{-1}$	4 000	发电机台数 $N_{dic} / \text{台}$	7
一次性成本 $C_{ini} / \text{万元}$	2 700	一次性成本 $C_{m2} / \text{万}$	815.5

虽然氢储能系统一次性投入成本明显高于柴油发电机,但是按照我国现有的技术储备条件,预测至2050年,碱性电解槽技术成本将下降50%以上,燃料电池将下降至300元/kW<sup>[22,23]</sup>,届时氢储能系统经济性将逐渐凸显。

## 5 结论

本文搭建了一种基于氢储能的零碳微能网框架,建立了绿色能源富集偏远地区零碳微能网建设的资源禀赋约束,提出了系统运行策略,仿真验证了可行性。本文得到的主要结论如下:①针对绿色能源富集偏远地区无稳定电源支撑情景,提出了离网型储氢供能场景下零碳微能网设计方案。通过分析可再生能源禀赋及时空分布情况,明确了离网型储氢供能场景下零碳微能网的建设边界,以保证足够的氢能供给,实现季节性大时间尺度能源平移;②本文以能源富裕期及能源短缺期两个场景展开案例仿真,以典型日设备运行效果、储能系统安全性、全年储氢变化量3个维度验证了系统运行可行性。案例结果表明,水光氢零碳微能网适应当地的资源情况,可实现能源的自给自足,提出的系统建设约束及运行策略是可行性的。基于氢储能的零碳微能网为偏远山区、环海孤岛等无外部电网接入或稳定电源支撑地区提供了一种可行的解决方案;③基于氢能的微能网模式不仅可实现“零碳”发电,还具有较好的冷热电联供潜力,该模式可有效助力“双碳”战略目标的达成。但需要指出的是,现阶段氢储能技术仍存在设备成本及能效的挑战亟需解决。

## 参考文献:

- [1] 丁剑,方晓松,宋云亭,等.碳中和背景下西部新能源传输的电氢综合能源网构想[J].电力系统自动化,2021,45(24):1-9.
- [2] 李争,张蕊,孙鹤旭,等.可再生能源多能互补制-储-运氢关键技术综述[J].电工技术学报,2020,35(23):225-241.
- [3] 李咸善,杨宇翔.基于双向电价补偿的含氢储能风电和梯级水电联合优化调度[J].电网技术,2020,44(9):3297-3305.
- [4] Haipeng Chen,Hao Wu,Tianyang Kan,et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system containing electric hydrogen production based on VMD-GRU short-term wind power prediction[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2023,154:109420.
- [5] 聂聪颖,沈小军,吕洪,等.并网型风电场氢超混合储能容量配置及控制策略研究[J].智慧电力,2020,48(9):1-8.
- [6] Angel Xin Yee Mah,Wai Shin Ho,Mimi H Hassim, et al. Optimization of photovoltaic-based microgrid with hybrid energy storage:AP-graph approach[J].Energy,2021,233:1-23.
- [7] 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.
- [8] 李奇,赵淑丹,蒲雨辰,等.考虑电氢耦合的混合储能微电网容量配置优化[J].电工技术学报,2021,36(3):486-495.
- [9] Mohamed Nasser, Hamdy Hassan. Egyptian green hydrogen Atlas based on available wind/solar energies: Power, hydrogen production, cost, and CO<sub>2</sub> mitigation maps[J].International Journal of Hydrogen Energy,2024,50:487-501.
- [10] 张学,裴玮,梅春晓,等.含电/氢复合储能系统的孤岛直流微电网模糊功率分配策略与协调控制方法[J].高压技术,2022,48(3):958-968.
- [11] 李萃一,韩莹,李奇,等.计及效率特性的电-氢混合储能直流微网经济下垂控制策略[J].电力系统保护与控制,2022,50(7):69-80.
- [12] 邱迪,刘东,高飞,等.基于离散混合自动机的园区综合能源系统多模式建模与日前优化[J].中国电机工程学报,2023,43(1):135-146.
- [13] 范宏,于伟南,柳璐,等.双碳目标下考虑电氢互补的智慧园区多楼宇协调调度方法[J].电力系统自动化,2022,46(21):42-51.
- [14] 郑重,苗世洪,李超,等.面向微型能源互联网接入的交直流配电网协同优化调度策略[J].电工技术学报,2022,37(1):192-207.
- [15] An Phama,Tongdan Jina,Clara Novoa,et al.A multi-site production and microgrid planning model for net-zero energy operations[J].International Journal of Production Economics,2019,218:260-274.
- [16] 李奇,蒲雨辰,韩莹,等.电-氢孤岛直流微电网的分层能量管理[J].西南交通大学学报,2020,55(10):912-919.
- [17] 王雨晴,童欣,袁磊.便携式固体氧化物燃料电池系统控制研究现状与进展[J].中国电机工程学报,2021,41(9):3273-3283.
- [18] 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, 10(53):66-73.
- [19] Yu Pei, Tianhao Song, Tiejiang Yuan, et al. Economic operation of regional integrated energy system considering combined heating and power generation with fuel cell[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2021, 33(2):142-150.
- [20] Olusola Bamisile, Akinola Babatunde, Humphrey Adun, et al. Electrification and renewable energy nexus in developing countries: an overarching analysis of hydrogen production and electric vehicles integrality in renewable energy penetration [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 236:1-20.
- [21] 王睿, 孙秋野, 张化光, 等. 基于信-能复合调制的多母线直流微电网电流边缘控制策略 [J]. 控制与决策, 2021. DOI: 10.13195/j.kzyjc.2021.2222.
- [22] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书 [R]. 北京: 中国氢能联盟, 2019.
- [23] Yu Gua, Qianqian Chena, Junli Xue, et al. Comparative techno-economic study of solar energy integrated hydrogen supply pathways for hydrogen refueling stations in China[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 233:1-11.

## Research on construction and operation strategy of zero-carbon micro-energy network based on hydrogen storage in remote areas

Li Xingyi<sup>1</sup>, Shen Xiaojun<sup>1</sup>, Jin Yu<sup>2</sup>

(1. Department of Electrical Engineering, Tongji University, Shanghai 201804, China; 2. China Energy Engineering Group Yunnan Electric Power Design Institute Co., Ltd., Kunming 650051, China)

**Abstract:** Renewable-rich remote areas are facing problems such as high cost of external energy supply, low reliability of internal green micro-power, high fuel transportation cost and environmental pollution caused by diesel generators as backup power sources, which is not meeting the needs of low carbonization. To solve those problems, this paper proposes a design of micro-energy network based on hydrogen energy storage in an off-grid hydrogen storage energy supply scenario. The framework for a hydrogen-based zero-carbon micro-energy network on account of the spatial and temporal distribution characteristics of renewable energy in remote areas is presented. Furthermore, the paper proposes the resource endowment and operation constraints of the hydrogen-based micro-energy network, formulates operation strategies for energy surplus and shortage periods and carries out the case simulation. Simulation results of a village in Yunnan Province prove the feasibility of the proposed micro-energy network and its operation strategies, which effectively eliminates the influence of unstable regional green micro-power output and seasonal shortage on the reliability of the power supply system and reduces regional thermal load burden. Furthermore, it helps decarbonize the regional energy system. Research results provide a reference for energy consumption improvement and carbon reduction in renewable-rich areas such as remote areas and islands.

**Keywords:** zero-carbon micro-energy network; hydrogen storage; system architecture; operation strategy