

文章编号: 1008-8857(2022)03-0134-10

DOI: 10.13259/j.cnki.eri.2022.03.002

甘肃省新能源发电转化应用研究

彭志良

(甘肃省工业经济和信息化研究院, 甘肃 兰州, 730000)

摘要: 甘肃省的新能源发电目前尚以廉价的资源性输出为主, 寻找优质的用电负荷和发展更高等级的用电产业是新能源发电发展的出路。对甘肃省新能源发电转化为氢能, 在可开发资源总量、发电量、电价成本以及和汽油的竞争能力等方面进行了系列研究和必要的计算分析, 得出的结论是: 甘肃省利用新能源发电发展、壮大氢能制取和应用产业链具有得天独厚的优势, 同时具有和其他制取方式相比的领先地位以及和汽油相比的竞争优势。

关键词: 新能源发电; 转化; 应用; 氢能

中图分类号: TK9 **文献标志码:** A

Research on transformation and application of new energy power generation in Gansu Province

PENG Zhiliang

(Gansu Institute of Industrial Economy and Information Technology, Lanzhou 730000, China)

Abstract: Gansu Province mainly exported cheap new energy power at present. Securing high-quality power load and developing a higher-level power industry were the key road for developing new energy power generation. The exploitable resource, generating capacity, power cost, and competitiveness with gasoline were studied and analyzed when new energy power to hydrogen was performed in Gansu Province. Results show that Gansu Province had the superiority for the development and scale-up of new energy power to hydrogen as well as its application. It also had competitive advantages compared with other hydrogen production methods and gasoline.

Keywords: new energy power generation; transformation; application; hydrogen energy

根据 1981 年 8 月联合国新能源和可再生能源会议的定义, 新能源包括太阳辐射能、水力发电、风能、生物质能、薪柴、木炭、畜力、海洋热能、波浪力能、潮汐能、泥炭、油母页岩和重

质油砂共 14 种。新能源从应用和开发的广泛程度来看主要包括太阳辐射能、生物质能、风能、地热能等^[1]。新能源发电也就是利用现有技术, 对上述新型能源加以利用实现发电的过程。

收稿日期: 2021-08-18

第一作者: 彭志良(1966—), 男, 高级工程师。研究方向: 全省工业发展及结构调整。

E-mail: 13919213951@126.com

通常情况下新能源发电主要是指风能发电和太阳辐射能光伏发电、光热发电等。随着社会能源消费和转型的不断推进,可再生清洁能源成为主体能源已是发展趋势。2020年,欧盟新能源发电量占比达38.8%,德国、丹麦新能源发电量占比分别达49.3%和61.6%,美国达20.3%,西班牙达25.8%,中国达8.6%,均高于全球平均水平。相关研究表明,到2050年,全球75%以上的发电用能来自可再生清洁能源,其中以风光为代表的新能源发电将成为第一大电源,发电量占比将达40%以上^[2]。

甘肃省属于西部内陆省份,面积42.58万km²,排名全国第七,山地和丘陵面积占总面积的78.20%,可利用面积相对较少,但以风能和太阳辐射能为代表的新能源资源较丰富。甘肃省人口2 501.98万,工业整体发展极不均衡,人均GDP较全国平均水平还有一定差距。2009年全省开始进行风能和太阳辐射能等新能源发电的开发和建设,建设规模逐年增加,但利用率不高,从弃风弃光严重到电力资源向外省输送,电力资源的利用还处在初级阶段。本文将甘肃省电力资源的利用状况和氢能的发展相结合,对全省电力

资源的深层次利用即转化为氢能的可行性进行研究探讨,以期全省工业的发展提供一定的参考作用。

1 新能源发电特性

1.1 风力发电的特性

单台风机运行的理论最大效率为59.3%,实际效率会更低一些。对于风电场而言,由于受空气密度、尾流、场用电和线损、风力发电机组利用率、气候等因素的影响,风电场上网电力约为风电场理论电量的65.0%~70.0%。风电出力的变化率大不仅表现在其日处理特性上,而且表现在其季节特性上。风电运行特点为^[3]:①随机性、间歇性;②与电网负荷相比呈明显的反调节性;③受天气和气象因素影响较大;④年利用小时数较低,平均在2 000 h左右;⑤电功率调节能力较差,只能提供系统故障下的有限功率调节。风机功率特性决定了风机出力随风力变化而变化,机组本身的运行特性和风资源的不确定性使得风电机组具有其独特的运行特性^[4]。某日风力变化如图1所示。

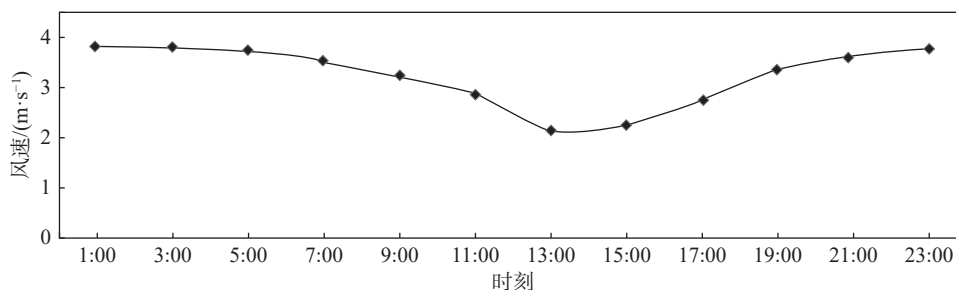


图1 某日风力变化

Fig. 1 Changes of wind speed in a certain day

1.2 光伏发电的特性

光伏发电出力最为典型的是其季节特性、每日特性和天气特性。地球公转导致各季节太阳起落时间、辐照强度发生变化,从而导致光伏发电量发生变化。光伏发电年利用小时数偏低,一般在1 000~1 500 h左右。光伏发电的季节特性主要表现为不同月份间光伏发电量存在较大差异,光伏发电的每日特性主要表现在上午光伏出力随时间推移增加,下午光伏出力随时间推移下降。

光伏发电的天气特性是太阳辐照强度和温度易受天气变化影响,从而影响到光伏发电量^[4]。某日太阳辐射量变化如图2所示。

光伏功率的波动是光伏系统并网导致电量不稳的根源^[5]。新能源发电的季节特性和每日特性要求在并网使用时必须进行调峰调频后才能进行使用,否则会出现用电高峰期没电可用,用电低谷期大量电量涌入但无法使用,造成巨大浪费甚至对电网造成冲击损害的情况^[6]。

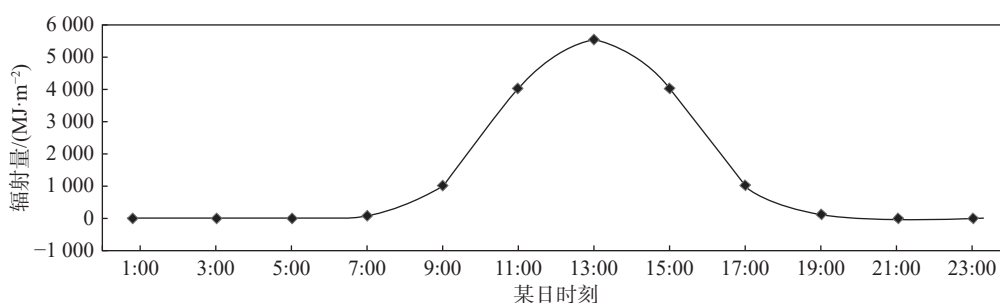


图2 某日太阳辐射量变化

Fig. 2 Changes of solar radiation in a certain day

2 甘肃省新能源发电

2.1 基本情况

2.1.1 资源状况

甘肃省风能和太阳辐射能资源十分丰富,风能和太阳辐射能资源量分别为 2.37 亿 kW^[7]和 70.45 万亿 kW^[8], 分别位居全国第 5 位和全国第 2 位。其中可开发利用的风能资源量为 4 000~8 200 万 kW^[9-11], 可开发利用的太阳辐射能资源量如果按资源总量的 1% 计算可达 7 000 亿 kW。如果在资源丰富地区太阳辐射能资源量的 1% 得到开发, 折算装机容量约达 1.2 亿 kW, 按额定功率年均运行 1 000 h, 产生的发电量则相当于 1.5 个三峡电站的发电量^[8]。甘肃省各地太阳能辐射量如图 3 所示。

2.1.2 新能源发电规模

甘肃省新能源发电建设始于 2009 年, 规划到 2020 年风电装机容量 1 400 万 kW, 光伏发电装机容量 990 万 kW^[13]。实际到 2020 年 12 月,

风电装机容量完成 1 373.19 万 kW, 光伏发电装机容量完成 981.55 万 kW, 新能源发电合计装机容量 2 354.74 万 kW, 占全省电力总装机容量的 41.89%。2020 年甘肃省各类型电力装机容量和发电量组成如表 1 所示。2020 年, 甘肃省电力装机容量为 5 620.42 万 kW, 同比增长 6.73%; 发电量为 1 787.43 亿 kW·h, 同比增长 7.91%; 利用小时数 3 490 h, 同比增长 5.06%。

2.2 发电成本

2.2.1 风电发电成本

风电发电成本的构成因素较多, 主要体现在: ①发电量和建设成本的影响最大, 寿命期次之, 运行成本影响最小; ②发电量和寿命期越大, 单位成本越低, 初始投资、运行成本越小, 单位成本越低^[14]。

风电单位发电成本

$$C_F = \frac{IC + O + M}{N} \quad (1)$$

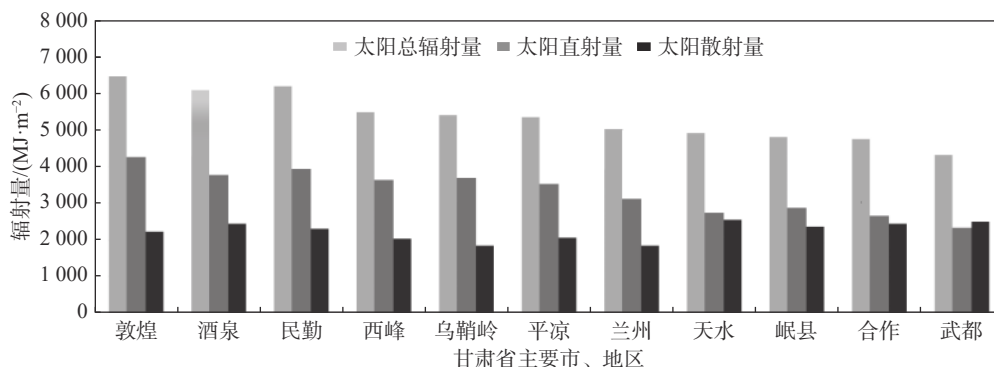
图3 甘肃省各地太阳能辐射量^[12]

Fig. 3 Solar radiation in Gansu Province

表 1 2020 年度甘肃各类型电力装机容量和发电量组成

Tab. 1 Installed capacity of electricity and power generation composition of Gansu Province in 2020

| 类型 | 装机容量/万kW | 同比增长/% | 占比/% | 发电量/(亿kW·h) | 同比增长/% | 占比/% | 利用小时数/h | 同比增长/% |
|------|----------|--------|-------|-------------|--------|-------|---------|--------|
| 水电 | 957.41 | 1.51 | 17.03 | 506.81 | 2.46 | 28.36 | 5 325 | 1.01 |
| 火电 | 2 308.27 | 9.71 | 41.07 | 901.03 | 10.53 | 50.41 | 4 550 | 7.62 |
| 风电 | 1 373.19 | 5.86 | 24.43 | 246.25 | 7.95 | 13.77 | 1 904 | 6.55 |
| 光伏发电 | 981.55 | 6.52 | 17.46 | 133.34 | 12.57 | 7.46 | 1 487 | 5.91 |

式中： C_F 为单位发电成本，元·(kW·h)⁻¹； I 为项目初始投资，元； C 为折算等年值系数因子； O 为年经营成本元； M 为年维修费用，元； N 为年发电量，kW·h。

根据省内风电建设的有关资料^[14]，风电单

位建设成本 6 500~8 500 元·(kW·h)⁻¹。按照风电年运行 1 900~2 200 h，项目寿命期 20~25 a，年经营成本为建设成本的 0.5%~1.0%，年维护费用为建设成本的 1.0%~2.0%，计算得到的风电度成本如表 2 所示。

表 2 风电度电成本

Tab. 2 Cost range per kilowatt of wind power

| 单位建设成本/[元·(kW·h) ⁻¹] | 不同年运行小时数时风电度电成本/[元·(kW·h) ⁻¹] | | | |
|----------------------------------|---|---------|---------|---------|
| | 1 900 | 2 000 | 2 100 | 2 200 |
| 8 500 | 0.453 1 | 0.408 7 | 0.371 5 | 0.330 5 |
| 8 000 | 0.433 8 | 0.379 5 | 0.354 1 | 0.294 6 |
| 7 500 | 0.405 1 | 0.355 6 | 0.322 3 | 0.266 7 |
| 7 000 | 0.378 9 | 0.331 7 | 0.290 6 | 0.245 6 |
| 6 500 | 0.355 9 | 0.302 5 | 0.253 3 | 0.208 1 |

2.2.2 光伏发电成本

综合甘肃省现有光电项目的调研数据发现，受益于各种新技术的应用推广，光伏系统投资不断降低，2020 年达到 4.0 元·W⁻¹，部分地区光电项目投资可低至 3.5~3.6 元·W⁻¹ 的水平^[15]。预计 2021 年光伏发电成本可低至 3.0 元·W⁻¹。

光电单位发电成本

$$C_G = \frac{B+A+P+R}{N} \quad (2)$$

式中： C_G 为光伏发电成本，元·(kW·h)⁻¹； B 为电池板成本，元； A 为安装费用，元； P 为配套费用，元； R 为人工费用，元。

按照光伏发电年等效满负荷光伏发电 1 150~1 450 h，项目寿命期 25 a，光电单位建设成本 3.5~5.5 元·W⁻¹，年经营成本为建设成本的 0.5%~1.0%，年维护费用为建设成本的 1.0%~2.0%，计算得到的光电度电成本如表 3 所示。

2.3 运行情况

甘肃省电网新能源装机容量逐年增大，相较于国内用电大省，省内用电基数小，全省用电量占发电量的 68.0%~85.0%，新能源发电占全省用电量的 10.5%~16.9%。这已经成为制约新能源发电发展的瓶颈，新能源发电的弃风弃光率常年居高不下。为此，国网甘肃电力通过加快电网建设、开展电力市场交易等多项举措，扩大甘肃外送电量，推动新能源消纳水平持续向好。目前，国网甘肃电力以常规能源与新能源打捆的方式将富余的电量外送至国网与南网经营区 21 个省(市、区)，扩大了新能源消纳空间^[16]。

2.3.1 外送电量

2017 年 6 月甘肃省酒泉-湖南特高压直流工程完工投产，实现了甘肃与陕西、青海、宁夏、新疆、四川电网通过 750 kV 线路联网运行的多

表3 光电度电成本
Tab. 3 Cost range per kilowatt of photovoltaic power

| 单位建设成本/(元·W ⁻¹) | 不同年运行小时数时光电度电成本/[元·(kW·h) ⁻¹] | | | | |
|-----------------------------|---|---------|---------|---------|---------|
| | 1 050 | 1 150 | 1 250 | 1 350 | 1 450 |
| 3.5 | 0.461 6 | 0.421 4 | 0.363 9 | 0.311 8 | 0.254 1 |
| 4.0 | 0.502 8 | 0.462 1 | 0.421 1 | 0.386 2 | 0.346 1 |
| 4.5 | 0.565 1 | 0.522 5 | 0.488 3 | 0.420 7 | 0.378 2 |
| 5.0 | 0.609 4 | 0.563 0 | 0.525 1 | 0.475 1 | 0.430 3 |
| 5.5 | 0.643 7 | 0.603 4 | 0.562 5 | 0.519 2 | 0.462 3 |

省互济、大规模泛在互联。2020年9月23日，西北地区首个百万kW级调峰火电工程(甘肃电投常乐电厂1号机组)投产，提高了电网的输电效率。酒泉-湖南特高压实现了500万kW大负荷输运，日均输电量突破1亿kW·h。甘肃新能源弃风率从2016年43.2%降到2019年7.6%，弃光率从2016年30.5%下降到2019年4.3%^[17]。截至2020年，新能源利用率达95.28%。“十三五”期间，甘肃省外送电量以每年近百亿的增速持续提升，国网甘肃电力外送电量达1 625.66亿kW·h，其中新能源电量610.85亿kW·h。“十三五”省甘肃外送电量如图4所示。

2.3.2 外送电量价格状况

甘肃省为解决中长期跨省外送电交易中购电省购电价格较低，火电成本和电煤价格倒挂，新能源无调峰支撑的现状，采取火电和新能源打捆外送的方式，既保证了火电企业的燃料成本，又满足了新能源的调峰需要，提高了甘肃省外送电规模和新能源消纳水平。甘电外送价格变动如表4

所示。

新能源和火电打捆机制

$$D_Z = D_F Y_F + D_N Y_N \quad (3)$$

式中： D_Z 为外送电综合价格，元·(kW·h)⁻¹； D_F 为火电外送电价，元·(kW·h)⁻¹； D_N 为新能源外送电价，元·(kW·h)⁻¹； Y_F 为火电占比； Y_N 为新能源占比。

火电、新能源拆分基础价格分别为250、80元·(MW·h)⁻¹。

甘肃省也在积极开展新能源发电企业替代自备电厂的发电交易，如兰铝、金川集团、玉门石油等企业自备电厂与新能源企业开展发电权置换交易，发电权置换交易价格为0.06~0.08元·(kW·h)⁻¹，中长期交易价格如表5所示。甘肃省跨省跨区外送电量交易的综合价格为0.19~0.32元·(kW·h)⁻¹，火电价格为0.25~0.37元·(kW·h)⁻¹，新能源电价为0.07~0.15元·(kW·h)⁻¹，远低于本省0.308元·(kW·h)⁻¹的脱硫煤标杆电价。

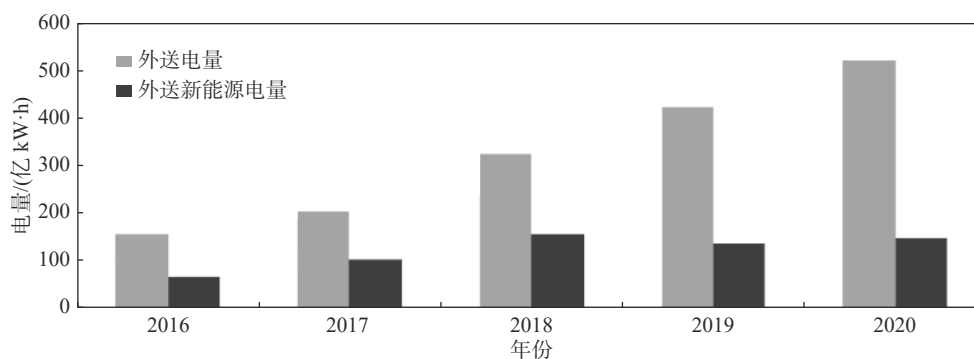


图4 “十三五”甘肃省外送电量

Fig. 4 Outgoing electricity of Gansu Province in the 13th Five-Year Plan period

表 4 甘电外送综合价格变动
Tab. 4 Changes of comprehensive price of Gansu outgoing electricity

| 年份 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $D_z / [元 \cdot (kW \cdot h)^{-1}]$ | 0.197 | 0.201 | 0.226 | 0.215 | 0.315 |

表 5 三省(自治区)电力 2018 年中长期交易价格对比
Tab. 5 Comparison of medium- and long-term power trade price of three provinces in 2018

| 省(自治区) | 交易品种 | 全年交易量/(GW·h) | 交易价格/[元·(kW·h) ⁻¹] |
|--------|--------------------|--------------|--------------------------------|
| 新疆 | 新能源发电企业和自备电厂调峰替代交易 | 600 | 0.23 |
| | 关停机组发电权替代交易 | 2 082.81 | 0.25 |
| | 直接交易 | 4 021.22 | 0.05 |
| | 跨省区电量交易(新能源打捆) | 19 501.21 | 0.15~0.25 |
| 甘肃 | 新能源发电企业替代自备电厂发电交易 | 1 986.69 | 0.06~0.08 |
| | 跨省区电量交易(新能源打捆) | 6 731.06 | 0.07~0.15 |
| | 直接交易 | 68 | 0.1~0.12 |
| 吉林 | 发电权交易 | 413.72 | 0.268~0.308 |
| | 直接交易 | 1.3 | 0.308 |
| | 跨省区电量交易(新能源打捆) | 90.74 | 0.07~0.162 |

3 氢能

3.1 氢能的应用

氢能和电能一样都属于二次能源，它是利用其他能源制取的。自然界中蕴藏的氢能总量是所有化石能源总量的 9 000 倍。太阳辐射能和风能作为可再生能源，从本质上降低了获取氢能的成本，使氢能的广泛应用成为可能。

随着全球温室效应的加剧，发展低碳能源已经成为时代重任。近年来，“碳达峰”和“碳中和”成为关注的热点。为应对气候变化，2020 年我国在联合国大会上明确提出，中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。中国在探索应用低碳能源方面已经走在全球前列。氢能源作为清洁低碳能源，受到国家的关注和支持。自 2020 年以来，国家相关部门加速推出氢能源发展政策。2020 年年初，国家发改委、司法部等部门发布的《关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见》指出，2021 年将完成氢能、海洋能等新能源发

展标准规范和支持政策的制定。2020 年 4 月，国家能源局发布的《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》，将氢能列为能源范畴。2020 年 6 月，氢能的发展被写入《2020 年国民经济和社会发展规划》和《2020 年能源工作指导意见》。2020 年 9 月，五部委联合发布的《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》明确提出，努力探索发展绿氢并降低车用氢能成本是氢能汽车发展的必要条件。2021 年 1 月颁布的《西部地区鼓励类产业目录(2020 年本)》将氢能产业列为支持类。2021 年 2 月和 3 月相继颁布的《加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》和《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划及 2035 年远景目标纲要》氢能产业的发展均位列其中^[18]。

氢能在汽车领域主要是通过氢燃料电池和燃氢发动机来实现。研究表明氢燃料电池的产能效率是内燃机的 4 倍以上。欧盟将燃氢发动机技术作为未来技术进行开发和储备。目前氢燃料电池在寿命、可靠性、使用性能上完全达到车辆使用

要求,中国已初步掌握了相关核心技术,基本建立了具有自主知识产权的燃料电池汽车动力系统技术平台。目前,我国已建成正式运营的加氢站共有23座^[19],其中11座固定站、10座撬装站、2座厂内站。加氢规模500 kg以上的9座。现阶段氢气需求量小,投资成本高。氢能全产业链生产技术的自主知识产权建设,是发展氢能产业的必由之路。

3.2 氢能制取

3.2.1 各种氢气制取生产工艺成本比较

目前已知的制氢技术及工艺繁多,按照所用原料的不同可以分为7类:光解水、燃气重整、油类加工、生物质能、电解水、煤气化、醇类水解等^[20]。这些制氢工艺在环保、氢气纯度、能量转化效率、成本等方面各有优势,但在当前技术经济环境下得到大规模工业化应用的主要有天然气制氢、煤制氢、工业副产氢、甲醇裂解制氢以及电解水制氢等5种^[21]。中国煤炭资源丰富,煤炭开采及加工工业发达,因此煤气化制氢及焦炉气制氢工艺采用较多^[22]。全球范围内,天然气制氢占48%;其次是醇类裂解制氢占30%;焦炉煤气占8%;电解水制氢占4%。主要制氢方式成本对比如表6所示。

3.2.2 电解法制取氢气技术进展

电解水制氢系统的特点是结构简单,能量转换效率较高(60%~80%)。目前主要有采用电解质KOH水溶液的碱水电解、采用氟树脂系离子

交换膜为电解质的固体高分子型水电解、采用氧化钇稳定化氧化锆等固体氧化物为电解质的高温水蒸气电解等技术类型。碱水电解的电解装置从小型电解设备到30 000 m³的大规模制氢用装置技术都比较成熟。固体高分子型电解水制氢技术还不能实现规模化应用。高温水蒸气电解技术主要应用技术尚不成熟,处于实验阶段。电解水类型比较如表7所示。

为了提高电解水制氢的速率,各国科研人员展开了广泛的制氢催化剂研究,主要有铂催化剂、铂镀铜催化剂、钌基催化剂、镍钴磷三元催化剂等。固体氧化物方面已制成氧化钐和氧化铈的颗粒混合物装置,从而极大地提高了制氢效率。同时,各国在光解水制氢方面也进行了许多有益的探索^[23-26]。国内技术成熟的电解水设备制造企业主要有天津大陆和苏州竞立等。

3.2.3 风光互补氢气制取技术进展

风光互补储能制氢系统主要由风力发电机组、太阳能光伏电池组、控制器、储能装置、逆变器、电解槽等部分组成。来自光伏电池组和风力发电机组的直流电源通过控制器将电能储存到储能装置中,再由逆变器转换成稳定电流,用于电解水制氢。

风光互补储能制氢系统是一套高效利用风力发电和光伏发电的能量转换系统,利用储能装置电解水制氢提高了制氢效率。该装置技术成熟,可实现规模化应用^[27]。风光互补制氢的能源转

表6 主要制氢方式成本对比

Tab. 6 Comparison of cost among main hydrogen production methods

| 制氢方式 | 优点 | 缺点 | 能源效率/% | 主要原料价格 | 氢气成本/(元·Nm ⁻³) | |
|--------|----------|--------------|-------------------|-----------------------------|----------------------------|------|
| 化石燃料制氢 | 天然气制氢 | 产量高,成本低 | 排放温室气体 | 83 | 3.165元·m ⁻³ | 2.05 |
| | 煤制氢 | 产量高,成本低,技术成熟 | 排放温室气体 | 63 | 600元·t ⁻¹ | 1.10 |
| 工业副产制氢 | 焦炉气制氢 | 利用副产,成本低 | 具有污染性,建设地点受制于原料供应 | - | - | 1.20 |
| | 氯碱工业副产氢 | 纯度高,原料丰富 | 建设地点受制于原料供应 | - | - | 1.30 |
| 电解水制氢 | 纯度高,环保 | 耗电量大,成本高 | 60~80 | 0.725元·(kW·h) ⁻¹ | 3.52 | |
| 甲醇裂解制氢 | 工艺简单,能耗低 | 纯度不高,需二次提纯 | - | 2 200元·t ⁻¹ | 1.92 | |
| 光解水制氢 | 无污染,零排放 | 技术不成熟,转化率低 | 10~14 | - | - | |
| 生物质制氢 | 无污染,产量高 | 技术不成熟,产品纯度低 | 40~50 | - | - | |

表7 电解水类型比较
Tab. 7 Comparison of water electrolysis methods

| 电解类型 | 碱性电解 | PEM电解 | 高温固体氧化物电解 |
|--|--|---|--|
| 电解质 | 20%~30% KOH溶液 | 聚合物电解质 | 固体氧化物电解质 |
| 电极 | Ni | Pt、Ir | Ni-金属陶瓷 |
| 阳极反应 | $2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$ | $H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$ | $O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$ |
| 阴极反应 | $2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$ | $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$ | $H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$ |
| 电流密度/(A·cm ⁻²) | 0.3~0.5 | 1~2 | 0.5~1 |
| 工作温度/℃ | 40~90 | 50~90 | 700~1 000 |
| 操作压力/kPa | 100~3 000 | 100~30 000 | |
| 氢气纯度/% | 99.5~99.999 8 | 99.9~99.999 9 | |
| 系统效率/% | 68~77 | 62~77 | 89 |
| 氢气产生量/(m ³ ·h ⁻¹) | 25~485 | 22.4~260 | |
| 消耗电量(kW·h·m ⁻³) | 4.3~6.4 | 4.46~6.5 | |
| 系统寿命/h | >100 000 | >40 000 | 实验阶段 |

换效率和普通电解水制氢相当，为 55.0%~75.0%；目前产量上尚无法和化石燃料制氢相比，只占化石燃料制氢的 0.01%~0.05%。在电解制氢实际生产过程中可以得到用电价格和氢气成本的对应关系^[28]，结果如表 8 所示。

4 燃油车辆和燃氢车辆燃料消耗成本情况比较

当前新能源制氢的成本约为 19.65~19.87 元·kg⁻¹ [电价为 0.30 元·(kW·h)⁻¹]，加上百公里运输成本 10 元·kg⁻¹，加氢站设备折旧、运营费用等成本 12 元·kg⁻¹，在 7 元·kg⁻¹ 国家补贴情况下，对于站外供氢加氢站而言，绿氢零售价初步达到 35 元·kg⁻¹^[29]。汽油价格按照 2020 年 8 月市场销售价格 6.89 元·L⁻¹ 计算，约合 9.29 元·kg⁻¹。根据相关公开资料公布的燃油和燃氢车辆的技术参数取其典型和代表性数据计算得出的燃油和燃

氢车辆燃料消耗成本情况，可以看到燃油和燃氢车辆两者的燃料使用消耗和成本情况比较，结果如表 9 所示。

从表 9 中可以看出，电价为 0.30 元·(kW·h)⁻¹ 生产的氢能，在有国家补贴的情况下，除燃氢重卡成本尚高于燃油重卡，有待新的技术方案外，在家用车辆和客运车辆上燃氢车辆已经具备了和燃油车辆的竞争能力。焦炉煤气副产氢、煤制氢和天然气重整制氢需要对 CO₂/CO 进行捕集、利用和封存 (CCS/CCUS)。因此，焦炉煤气副产氢、煤制氢和天然气重整制氢的成本比预想的要高，实际制取成本或将超过 20 元·kg⁻¹^[29]，电价为 0.30 元·(kW·h)⁻¹ 的新能源制氢与其相比已具备优势。氯碱化工副产氢纯度高，制取成本低，成本在 10~15 元·kg⁻¹，加上现有的运输成本和运营成本，换算的氢零售价在 32~37 元·kg⁻¹ 之间，即使在没有国家补贴的情况下，也完全具备了和汽油的竞争优势。从表 8 中可以看到，电

表8 氢气成本和用电价格
Tab. 8 Relationship between hydrogen cost and electricity price

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 氢气成本/(元·Nm ⁻³) | 0.89 | 1.44 | 1.89 | 2.5 | 3.06 | 3.44 | 3.89 | 4.35 | 4.74 |
| 用电价格/[元·(kW·h) ⁻¹] | 0.15 | 0.25 | 0.35 | 0.48 | 0.60 | 0.70 | 0.80 | 0.90 | 1.00 |

表9 燃油车辆和燃氢车辆使用消耗和成本比较
Tab.9 Comparison of consumption and cost between fuel vehicles and hydrogen vehicles

| 车辆类型 | 每km燃料成本/元 | 百km燃料消耗量/kg | 百km碳排放量/kg |
|-------|-----------|-------------|------------|
| 家用燃油车 | 0.41 | 4.50 | 15.89 |
| 客用燃油车 | 1.24 | 13.50 | 40.86 |
| 燃油重卡 | 2.41 | 26.0 | 79.45 |
| 家用氢能车 | 0.43 | 1.25 | 0 |
| 客用氢能车 | 1.22 | 3.50 | 0 |
| 燃氢重卡 | 4.90 | 14.0 | 0 |

解氢要达到和氯碱化工副产氢成本相当其用电价格在 $0.22 \text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 。随着未来技术的进步和各环节成本的降低新能源制氢产业必将得到全面的发展和应用。

5 结论

甘肃省风能和太阳能可开发利用的资源十分丰富,如果全省仅太阳辐射能丰富地区资源量的1%得到开发利用,折算装机容量约达1.2亿kW,按额定功率年均运行1000h则相当于1200亿kW·h发电量。按5kW·h电可转化 1m^3 氢气计算,总共可转化为214.3万t高纯度氢气。再按1辆氢燃料电池汽车耗氢量 $1 \sim 1.25 \text{kg} \cdot (100 \text{km})^{-1}$,每天行驶100km计算,214.3万t氢气可供469.9~587.1万辆汽车使用。2020年全省民用汽车保有量为392.7万辆,可以完全满足全省的需要还有较大的余量,发展前景广阔。

从表8中可以看出,当用电价格达 $0.22 \text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 时,制出的氢气成本已经可以和氯碱工业副产氢成本相当,即使在没有国家补贴的情况下,也完全具备了和汽油的竞争优势。从近年来甘肃省新能源发电打捆外送销售和发电权置换交易以及2021年6月11日国家发改委新能源电价新政规定新能源发电当地上网电价为当地燃煤电力上网电价来看,甘肃省新能源发电实际销售价格已在 $0.06 \sim 0.308 \text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$,已经具备了发展氢能产业的得天独厚的条件。

综合计算电能转化为氢能后增值10%~

20%,电解水工厂建设、燃氢汽车的整车生产、氢能储运装置生产、加氢站建设等方面因素,产业链条铺开以后每年将拉动GDP以千亿为单位进行增长。如果再考虑到碳排放的减少带来的环境效益,即每辆车按照每年行驶10000km排放 $1.6 \sim 2.3 \text{t CO}_2$ 计算,全省车辆减排的 CO_2 将达到千万t,这对全省实现碳达峰和碳中和目标具有重要意义。如果能够同时在燃料电池汽车制造、氢气储运设备制造、加氢站设备制造等方面进行技术开发和储备进而最终实现拥有自主知识产权的氢能产业链的全方位稳定发展,必将对全省大幅减少和全面取代化石能源的使用、碳排放的降低、机械装备制造技术进步、GDP的增长等方面带来革命性变革。

参考文献:

- [1] 毛文鹏. 新能源发电在电力系统中的应用 [J]. 工业, 2016, 10(9): 171 - 173.
- [2] 国网研究院: 到2050年以风光为代表的新能源发电量占比将达到40%左右 [EB/OL]. [2019-12-13]. <http://www.csplaza.com/article-16837-1.html>.
- [3] 董立娟. 大规模风电接入对甘肃电网安全运行影响的研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2012.
- [4] 刘文霞, 何向刚, 吴方权, 等. 新能源发电出力特性指标及其数据化应用 [J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(9): 85 - 92.
- [5] 秦睿, 董开松, 汪红燕, 等. 大规模光伏电站集中并网对电网的影响分析及对策 [J]. 电气自动化, 2014, 36(3): 57 - 59.
- [6] 刘丰瑞, 沈济. 风电接入的调峰调频电源配置问题研究 [J]. 科学技术创新, 2018(21): 50 - 51.
- [7] 朱飙, 李春华, 陆登荣. 甘肃酒泉区域风能资源评估 [J]. 干旱气象, 2009, 27(2): 152 - 156.
- [8] 朱飙, 李春华, 方锋. 甘肃省太阳能资源评估 [J]. 干旱气象, 2010, 28(2): 217 - 221.
- [9] 刘孝敏, 刘叶瑞, 谢伟雪, 等. 甘肃省太阳能资源特征及光热应用潜力分析 [J]. 安徽农业科学, 2012, 40(27): 13529 - 13530, 13545.
- [10] 杨莉, 余艳, 高琴. 甘肃省风电产业发展概述及对策研究 [J]. 工业技术经济, 2010, 29(1): 40 - 42.
- [11] 中国气象局风能太阳能资源评估中心. 中国风能资源评估报告(2009)[M]. 北京: 气象出版社, 2010.
- [12] 王玉玺. 甘肃风及风能资源的研究 [J]. 兰州大学学

- 报:自然科学版, 1993, 29(2): 142 - 151.
- [13] 甘肃省人民政府公报. 甘肃省人民政府关于印发甘肃省推进绿色生态产业发展规划的通知. 甘政发[2018]17号[EB/OL].[2018-07-27].<http://www.gansu.gov.cn/art/c103795/c103843/c103856/201807/206395.shtml>.
- [14] 高微, 张鹏林, 杨金明, 等. 甘肃风电产业成本收益分析[J]. 财经研究, 2011(14): 53 - 55.
- [15] 中国气象科学研究院风能太阳能资源实验室. 风能、太阳能资源研究论文集[M]. 北京: 气象出版社, 2008.
- [16] 甘肃省交易中心有限公司. 甘肃外送交易组织及价格形成方式介绍[EB/OL].[2020-06-19]. <https://wenku.baidu.com/view/aa86069d720abb68a98271fe910ef12d2af9a9b7.html>.
- [17] 甘肃省人民政府. 2020年政府工作报告[EB/OL].[2020-01-16]. <http://www.gansu.gov.cn/gsszf/c100190/202001/163131.shtml>.
- [18] 前瞻网. 2021年中国氢能行业政策发展汇总国家加速推动氢能产业发展[EB/OL].[2021-06-16]. <https://www.163.com/dy/article/GCK6QEM4051480KF.html>.
- [19] 巩聪聪. 《中国氢能及燃料电池产业白皮书》发布[J]. 山东国资, 2019(6): 14.
- [20] 李永恒, 陈洁, 刘城市, 等. 氢气制备技术的研究进展[J]. 电镀与精饰, 2019, 41(10): 22 - 27.
- [21] 鲍君香. 太阳能制氢技术进展[J]. 能源与节能, 2018(11): 61 - 63.
- [22] 张彩丽. 煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议[J]. 石油炼制与化工, 2018, 49(1): 94 - 98.
- [23] 蔡昊源. 电解水制氢方式的原理及研究进展[J]. 环境与发展, 2020, 32(5): 119 - 121.
- [24] 瞿丽莉, 郭俊文, 史亚丽, 等. 质子交换膜电解水制氢技术在电厂的应用[J]. 热能动力工程, 2019, 34(2): 150 - 156.
- [25] 朱俏俏, 程纪华. 氢能制备技术研究进展[J]. 石油石化节能, 2015, 5(12): 51 - 54.
- [26] 罗承先. 世界可再生能源电力制氢现状[J]. 中外能源, 2017, 22(8): 25 - 32.
- [27] 郭延纯. 风光互补发电储能系统的经济性分析与研究[D]. 邯郸: 河北工程大学, 2015.
- [28] 张轩, 王凯, 樊昕晔, 等. 电解水制氢成本分析[J]. 现代化工, 2021, 41(12): 7 - 11.
- [29] LU Y. 可再生能源制氢成本分析[EB/OL].[2021-03-24]. <https://zhuanlan.zhihu.com/p/339871763>.



信息

世界首台套双抽再热背压机组完成 100% 甩负荷试验

7月13日12时30分, 华电国际电力股份有限公司天津开发区分公司1号机组100%甩负荷试验开始。该机组发电负荷瞬间由17万kW降到0, 其间供热压力、流量正常, 汽轮机转速正常, 各辅助系统运行正常; 12时37分, 机组重新并网成功。至此, 世界首台套双抽再热背压机组技术难度最大、史无前例的100%甩负荷、100%热负荷(每小时700t工业蒸汽)保持不变的甩负荷试验圆满完成, 填补国内技术空白。

我国海上页岩油勘探获重大突破

7月28日, 我国海上首口页岩油探井——涸页-1井压裂测试成功并获商业油流, 标志着我国海上页岩油勘探取得重大突破。

涸页-1井位于南海北部湾海域涸西南凹陷, 日产原油 20 m^3 、天然气 $1\ 589\text{ m}^3$, 且产能稳定。据测算, 涸西南凹陷页岩油资源量达8亿t, 整个北部湾盆地页岩油资源量约12亿t, 展现了良好的勘探前景。

(王波)