中国水利电力质量管理协会
CHINA ASSOCIATION FOR WATER AND ELECTRICIT QUALITY MANAGEMENT

会员通讯特刊

H_2

氢能与氢储能

目录

01 氢能

02 氢储能

03 政策导向

04 发展目标

05 总结

06 重要文件

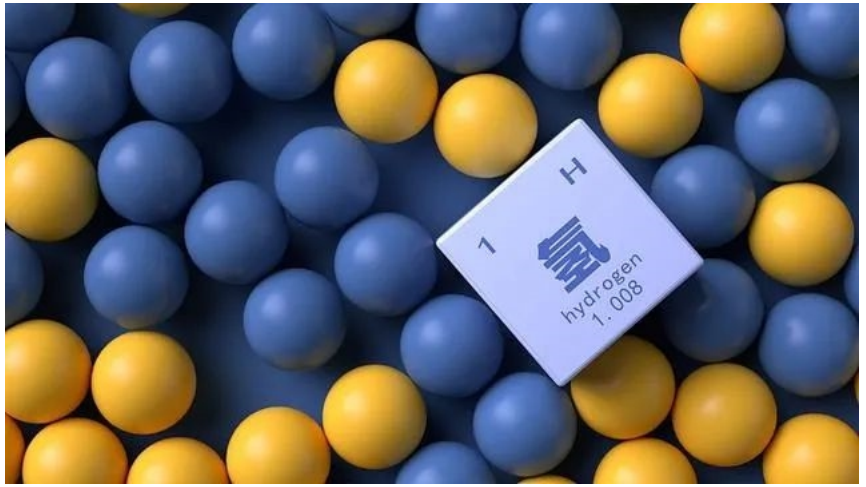
H_2

氢能

01

01 氢能

氢 H_2



$2H_2O=2H_2\uparrow+O_2\uparrow$

危险化学品

能帮助可再生能源大规模消纳，实现电网大规模调峰和跨季节、跨地域**储能**

01 氢能

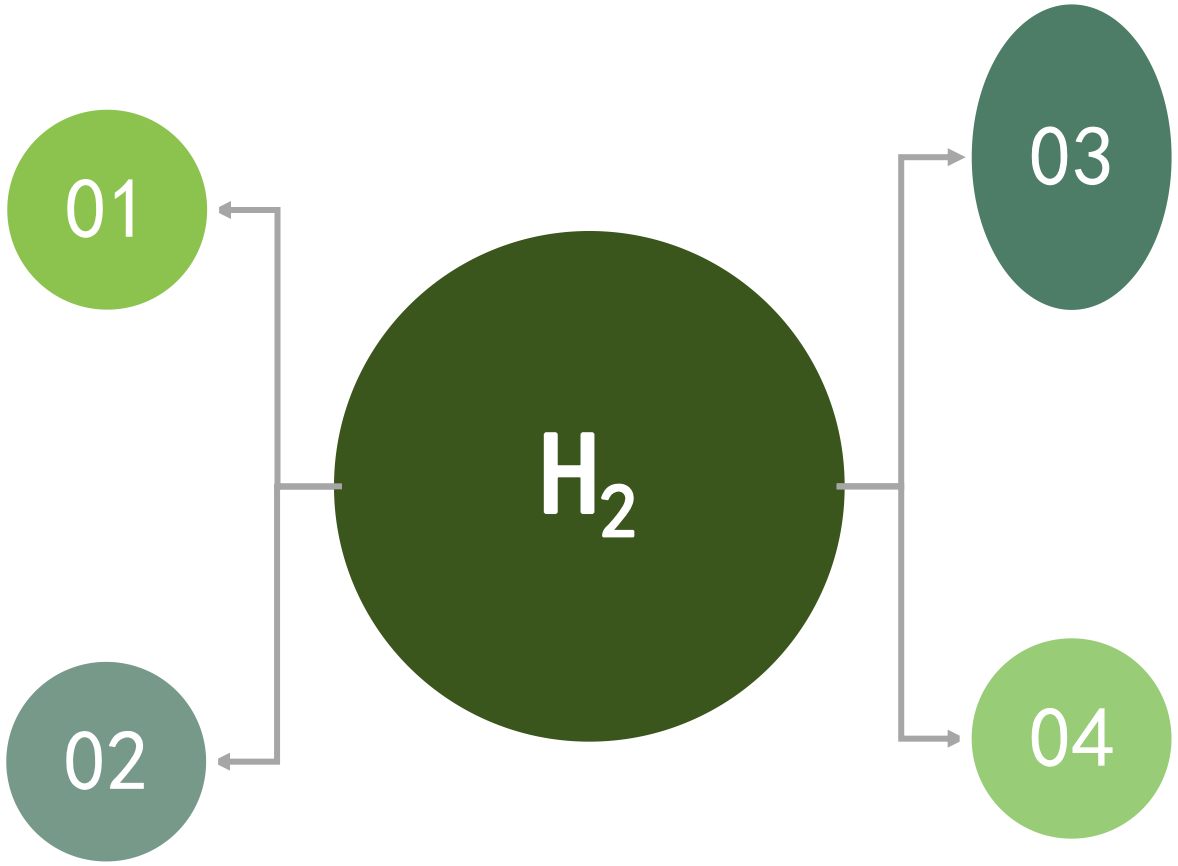
氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，
正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一

- 与电能类似，氢能是常见的二次能源且需要通过一次能源转化获得
- 氢热值高，其能量密度（140 MJ/kg）是固体燃料（50 MJ/kg）的两倍多
- 氢燃烧产物为水，是最环保的能源，既能以气、液相的形式存储在高压罐中，也能以固相的形式储存在储氢材料中，如金属氢化物、配位氢化物、多孔材料等

01 氢能

新一轮科技革命和产业变革同我国经济高质量发展要求形成历史性交汇。以燃料电池为代表的氢能开发利用技术取得重大突破，为实现零排放的能源利用提供重要解决方案

从国际看，全球氢能全产业链关键核心技术趋于成熟，燃料电池出货量快速增长、成本持续下降，氢能基础设施建设明显提速，区域性氢能供应网络正在形成。



从国内看，我国是世界上最大的制氢国，年制氢产量约 3300 万吨，其中，达到工业氢气质量标准的约 1200 万吨。可再生能源装机量全球第一，在清洁低碳的氢能供给上具有巨大潜力。

但总体看，我国氢能产业仍处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高，支撑产业发展的基础性制度滞后，产业发展形态和发展路径尚需进一步探索等问题和挑战。

现状与形势

01 氢能

- 20世纪70年代，美国首次提出**“氢经济”**概念，认为未来氢气能够取代石油成为支撑全球交通的主要能源
- 欧盟于2020年发布了**《欧盟氢能战略》**，旨在推动氢能在工业、交通、发电等全领域应用
- 2020年美国发布《氢能计划发展规划》，制定多项关键技术经济指标，期望成为氢能产业链中的市场领导者
- 占全球**经济总量75%的国家均已推出氢能发展政策**，积极推动氢能发展
- 我国氢能产业和发达国家相比仍处于**发展初级阶段**

01 氢能

氢能产业链的上游为制氢

- 根据制取过程的碳排放强度，氢被分为“灰氢”“蓝氢”和“绿氢”。
- 灰氢是指通过化石燃料燃烧产生的氢气，在生产过程中会有大量二氧化碳排放
- 蓝氢是在灰氢的基础上，应用碳捕集和封存技术，实现低碳制氢
- 绿氢是通过太阳能、风力等可再生能源发电进行电解水制氢，在制氢过程中没有碳排放
- 目前，我国氢气制取以煤制氢方式为主，占比约80%。
- 未来，随着可再生能源发电成本持续降低，绿氢占比将逐年上升，预计2050年将达到70%。

氢能产业链的中游是氢储运

- 高压气态储运技术已商业化，是最为广泛的氢能储运方式
- 长管拖车运输灵活性高，适用于短距离、小体量输氢
- 液氢存储和固态储氢无需压力容器，运输便捷，是未来实现大规模氢能储运的方向
- 管道运输仍为短板弱项。目前有氢气管道里程约400公里，在用管道仅100公里左右

氢能产业链下游为氢的综合应用

- 氢气作为一种工业原料可广泛应用于石油、化工、冶金、电子、医疗等领域
- 氢气还可通过氢燃料电池或氢内燃机转化为电能和热能，可覆盖社会生产生活的方方面面。
- **到2060年，我国氢能需求预计达1.3亿吨**，其中工业需求占主导地位，占比约60%，交通运输领域将逐年扩大规模达到31%。

氢能应用场景01

- 在交通领域，公路长途运输、铁路、航空及航运将氢能视为减少碳排放的重要燃料之一。现阶段我国主要以氢燃料电池客车和重卡为主，数量超过6000辆。在相应配套基础设施方面，我国已累计建成加氢站超过250座，约占全球数量的40%，居世界第一。根据北京冬奥组委公布的数据，本届冬奥会示范运行超1000辆氢燃料电池汽车，并配备30余个加氢站，是全球最大规模的一次燃料电池汽车示范应用。
- 工业领域是目前我国氢能应用占比最大的领域。氢能除了具有能源燃料属性外，还是重要的工业原料。氢气可代替焦炭和天然气作为还原剂，可以消除炼铁和炼钢过程中的绝大部分碳排放。利用可再生能源电力电解水制氢，然后合成氨、甲醇等化工产品，有利于化工领域大幅度降碳减排。

氢能应用场景02

- 建筑领域氢能通过热电联产方式的综合效率可达85%——氢燃料电池在为建筑发电的同时，余热可回收用于供暖和热水。在氢气运输至建筑终端方面，可借助较为完善的家庭天然气管网，以小于20%的比例将氢气掺入天然气，并运输至千家万户。据估计，2050年全球10%的建筑供热和8%的建筑供能将由氢气提供，每年可减排7亿吨二氧化碳。
- 在电力领域，因可再生能源具有不稳定性，通过电—氢—电的转化方式，氢能可成为一种新型的储能形式。在用电低谷期，利用富余的可再生能源电力电解水制取氢气，并以高压气态、低温液态、有机液态或固态材料等形式储存下来；在用电高峰期，再将储存的氢通过燃料电池或氢气透平装置进行发电，并入公共电网。而氢储能的存储规模更大，可达百万千瓦级，存储时间更长，可根据太阳能、风能、水资源等产出差异实现季节性存储。

电解水制氢

- 碱性电解技术已与国际水平相接近，是目前商用电解领域的主流技术，但未来降本空间有限
- 质子交换膜电解水制氢目前成本较高，关键装置的国产化程度正在逐年提升
- 固体氧化物电解在国际接近商业化，但国内仍处于追赶阶段

化石能源制氢和工业副产制氢工艺成熟、成本较低，短期仍将是主要氢源。但化石能源储量有限，且制氢过程仍存在碳排放问题

01 氢能

预计在2050年氢能在终端能源消费的占比

氢能产业发展面临挑战

- 低成本低排放绿氢制取是氢能产业面临的重要挑战之一
- 氢能产业链供应体系尚不完备，距离大规模商业化应用还有差距
- 专门政策体系和多部门多领域协调合作机制尚不完善。
- 产业创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口

H_2

氢储能

02

02 氢储能

储能系统

储能系统主要分为五类：**机械储能、电化学储能、电磁储能、热储能和化学储能**。

- **机械储能**主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等；
- **电化学储能**主要包括铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池和液流电池；
- **电磁储能**包括超级电容器储能和超导储能；
- **热储能**是将热能储存在隔热容器的媒介中，适时实现热能直接利用或者热发电；

  化学储能是指利用氢等化学物作为能量的载体。

02 氢储能

储能即储存能量

- 根据能量形式的不同，储能又可以分为**电储能、热储能和氢储能**三类。
- 机械储能、电化学储能和电磁储能属于电储能，目的是储电，适用于充放电短周期内的就地使用。
- 若需要进行长周期的储能，如不同季节，储电则会受到其容量的限制

02 氢储能

氢储能概述

- **氢储能技术**是利用电力和氢能的互变性而发展起来的。
- 氢储能既可以储电，又可以储氢及其衍生物（如氨、甲醇）。
- 狭义的氢储能是基于“电– 氢– 电”（Power-to-Power，P2P）的转换过程，主要包含电解槽、储氢罐和燃料电池等装置。利用低谷期富余的新能源电能进行电解水制氢，储存起来或供下游产业使用；在用电高峰期时，储存起来的氢能可利用燃料电池进行发电并入公共电网。
- 广义的氢储能强调“电– 氢”单向转换，以气态、液态或固态等形式存储氢气（Power-to-Gas，P2G），或者转化为甲醇和氨气等化学衍生物（Power-to-X，P2X）进行更安全地储存。

02 氢储能

氢储能优势

- 在新能源消纳方面，氢储能在放电时间（小时至季度）和容量规模（百吉瓦级别）上的优势相比于其他储能明显
- 在规模储能经济性方面，随着储能时间的增加，储能系统的边际价值下降，可负担的总成本也将下降，规模化储氢比储电的成本要低一个数量级
- 在储运方式灵活性方面，氢储能可采用长管拖车、管道输氢、天然气掺氢、特高压输电–受端制氢和液氨等方式
- 在地理限制与生态保护上，相较于抽水蓄能和压缩空气储能等大规模储能技术，氢储能不需要特定的地理条件且不会破坏生态环境。

氢储能工程实例（国际）

截至2021年底，世界主要发达国家在运营的氢储能设施已有9座，均分布在欧盟示。

序号	项目名称	国家	电解槽规模
1	Audi e-gas Project	德国	6000 kW
2	Energiepark Mainz	德国	6000 kW
3	HyBalance-Air LiquideAdvanced Business	丹麦	1250 kW
4	INGRID Hydrogen Demonstration Project	意大利	1200 kW
5	Grapzow 140MWWind Park with 1MW Power to Gas System	德国	1000 kW
6	E. ON Power to Gas Pilot Plant Falkenhagen	德国	1000 kW
7	EnBW Stuttgrat Hydrogen Testing Facility	德国	400 kW
8	Thuga-Demonstrations project Strom zu Gas-ITM Power plc	德国	320 kW
9	MYRTE	法国	160 kW

02 氢储能

氢储能工程实例（国内）

目前，国内也有少量氢储能项目已正式运行或试运行。

- **安徽六安兆瓦级制氢综合利用示范工程**是国内首座兆瓦级氢储能电站，利用1 MW质子交换膜电解制氢和余热利用技术，实现电解制氢、储氢、售氢、氢能发电等功能。
- **宁夏宝丰一体化太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目**为全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目，采用新能源发电– 电解水制绿氢– 绿氧直供煤化工的模式，包括2×105 kW光伏发电装置和产能为每小时2×104 m3的电解水制氢装置，项目投产后每年可减少二氧化碳排放约4.45×105 t。
- **浙江台州大陈岛氢能综合利用示范工程**是全国首个海岛“绿氢”综合能源示范项目，通过构建基于100%新能源发电的制氢–储氢– 燃料电池热电联供系统，实现清洁能源百分百消纳与全过程零碳供能。

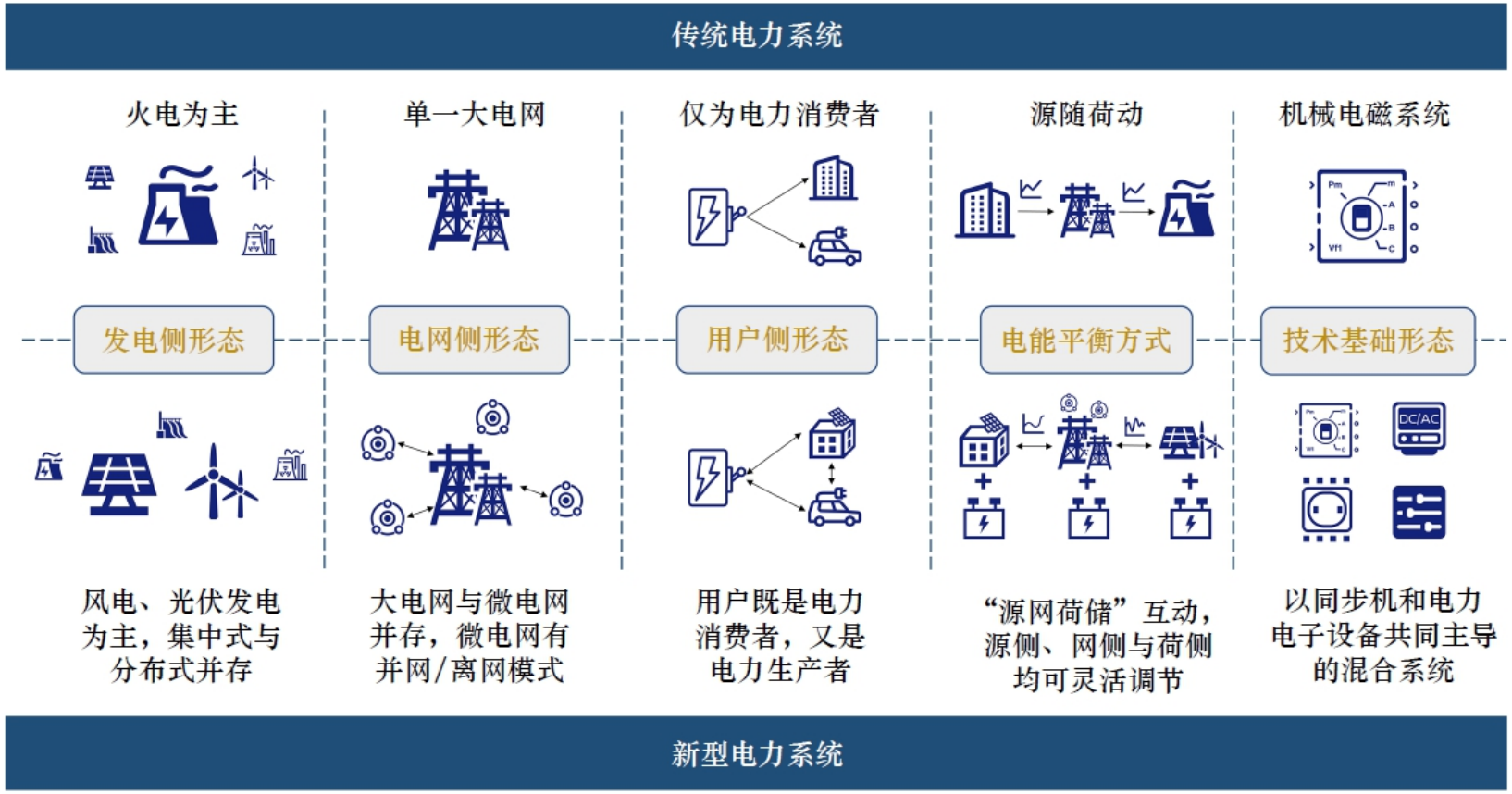
02 氢储能

氢储能在新型电力系统中关键作用

- 氢可以多种方式进行储存，如高压压缩、低温液化、固体储氢、转化为液体燃料或与天然气混合储存在天然气基础设施中，从而实现小时至季节的长时间、跨季节储存；
- 液态氢能量密度大（143 MJ/kg，可折算为40 kWh/kg），约为汽油、柴油、天然气的2.7倍、电化学储能（根据种类不同，在100～240 Wh/kg）的百倍，氢储能是少有的能够储存百吉瓦时以上的方式，且氢气的运输方式多元，不受输配电网络的限制，从而实现大规模、跨区域调峰。
- 氢能作为高能量密度、高燃烧热值的燃料，可在重卡运输、铁路货运、航运和航天等交通应用场景发挥重要作用；与此同时，氢能还是一种重要的工业原料，绿色氢能可用于替代化石燃料作为冶金、水泥和化工等工业领域的还原剂。

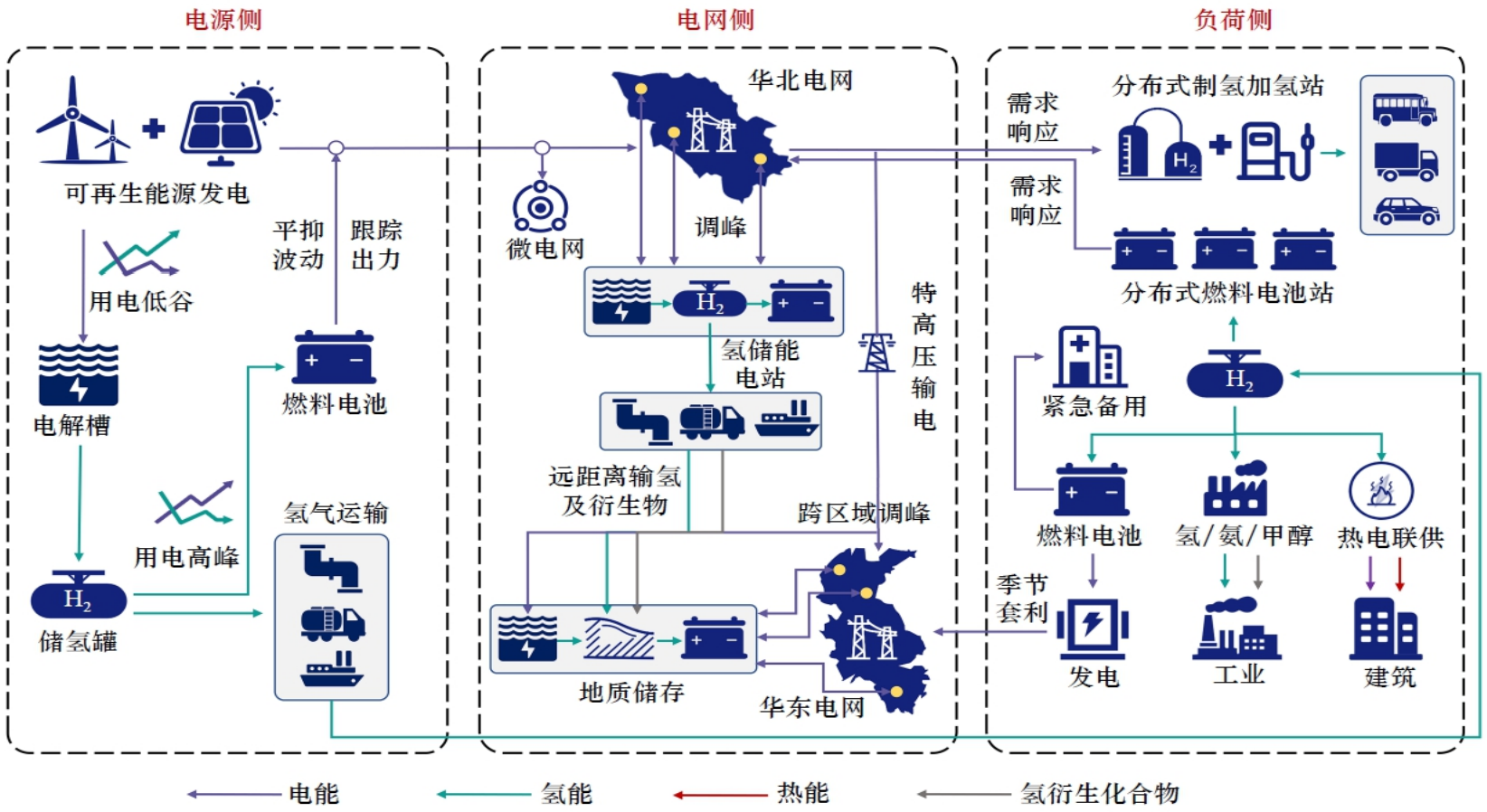
02 氢储能

氢储能/新型电力系统与传统电力系统的对比



02 氢储能

氢储能在新型电力系统“源网荷”的应用场景



02 氢储能

氢储能在电源侧的应用价值

- 利用风光弃电制氢

利用广义氢储能将无法并网的电能就地转化为绿氢，不仅可以解决新能源消纳问题，并可为当地工业、交通和建筑等领域提供清洁廉价的氢能，延长绿色产业链条。

- 平抑风光出力波动

氢储能系统在风电场、光伏电站出力尖峰时吸收功率，在其出力低谷时输出功率。风光总功率加上储氢能的功率后的联合功率曲线变得平滑，从而提升新能源并网友好性，支撑大规模新能源电力外送。

- 跟踪计划出力曲线

通过对风电场、光伏电站的出力预测，有助于电力系统调度部门统筹安排各类电源的协调配合，及时调整调度计划，从而降低风光等随机电源接入对电力系统的影响。利用氢储能系统的大容量和相对快速响应的特点，对风光实际功率与计划出力间的差额进行补偿跟踪，可大幅度地缩小与计划出力曲线的偏差。

02 氢储能

氢储能在新型电力系统应用的挑战

- 氢储能系统效率相对较低

抽水蓄能、飞轮储能、锂电池、钠硫电池以及各种电磁储能的能量转化效率均在70%以上[16]。相对而言，氢储能系统效率较低。其中，国内广义氢储能“电– 氢”转化过程的碱性电解水、PEM电解水和固体氧化物（SO） 电解水制氢效率分别为63%~70%、56%~60%和74%~81% 。另一方面， “氢– 电”转化过程的燃料电池发电效率为50%~60%，其中有大部分能量转化为热能。狭义氢储能的电– 氢– 电”过程存在两次能量转换，整体效率仅有40% 左右，与其他储能的效率差距明显。

- 氢储能系统成本相对较高

当前抽水蓄能和压缩空气储能投资成本约为7000元/kW，电化学储能成本约为2000元/kW，而氢储能系统成本约为13000元/kW，远高于其他储能方式。其中，燃料电池发电系统造价约9000元/kW，占到总投资近70% 。

- 政策体系仍不完善、标准体系仍不健全

02 氢储能

氢储能在新型电力系统应用展望

- 氢储能可以突破新能源电力占比的限制，促进更高比例的新能源发展，快速支撑新型电力系统内新能源装机占比和发电占比超过50%；
- 电解制氢、储氢和氢燃料电池发电可构建微电网系统，进行热、电、氢多元能源联供，有效解决偏远地区清洁用能的问题，并提高微电网在电力系统中的渗透率，增强新型电力系统的抗风险能力；
- 氢储能作为电力系统“源网荷”多侧的关键灵活性资源，可促进“源网荷储”各环节协调互动，实现新型电力系统在不同时间尺度上的电力电量平衡；
- 氢储能系统可以作为能源枢纽之一，可在源侧、荷侧实现多能源互补。在电源侧，氢储能可以促进“风光氢储一体化”“风光水火储氢一体化”等多能互补综合能源基地建设，在用户侧，制氢加氢一体站可以与加油站、加气站和充电站进行合建，形成综合能源服务站。

H_2

政策导向 03

03 政策导向

《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，统筹推进氢能**“制--储--输--用”**全链条发展

《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》明确，加快氢能技术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用

“十四五”规划《纲要》提出，在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划，谋划布局一批未来产业

国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》（以下简称《规划》）明确了氢的能源属性，是未来国家能源体系的组成部分。

03 政策导向

《规划》提出的氢能产业发展基本原则

创新引领 自立自强

积极推动技术、产品、应用和商业模式创新，集中突破氢能产业技术瓶颈，增强产业链供应链稳定性和竞争力。

安全为先 清洁低碳

强化氢能全产业链重大风险的预防和管控；构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

市场主导 政府引导

发挥市场在资源配置中的决定性作用，探索氢能利用的商业化路径；更好发挥政府作用，引导产业规范发展

稳慎应用 示范先行

统筹考虑氢能供应能力、产业基础、市场空间和技术创新水平，积极有序开展氢能技术创新与产业应用示范，避免一些地方盲目布局、一拥而上

H_2

发展目标 04

04 发展目标

战略定位

氢能是未来国家能源体系的重要组成部分

充分发挥氢能作为可再生能源规模化高效利用的重要载体作用及其大规模、长周期储能优势，促进异质能源跨地域和跨季节优化配置，推动氢能、电能和热能系统融合，促进形成多元互补融合的现代能源供应体系。

氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体

以绿色低碳为方针，加强氢能的绿色供应，营造形式多样的氢能消费生态，提升我国能源安全水平。发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用， 深挖跨界应用潜力，因地制宜引导多元应用，推动交通、工业等用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，减少温室气体排放。

氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向

以科技自立自强为引领，紧扣全球新一轮科技革命和产业变革发展趋势， 加强氢能产业创新体系建设，加快突破氢能核心技术和关键材料瓶颈，加速产业升级壮大，实现产业链良性循环和创新发展。践行创新驱动，促进氢能技术装备取得突破，加快培育新产品、新业态、新模式，构建绿色低碳产业体系，打造产业转型升级的新增长点，为经济高质量发展注入新动能。

04 发展目标

2025年

- 形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境
- 基本掌握核心技术和制造工艺
- 初步建立较为完整的供应链和产业体系
- 初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系
- 燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站。
- 可再生能源制氢量达到10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排100-200 万吨/年。

04 发展目标

2030年

- 形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系
- 产业布局合理有序
- 可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。

04 发展目标

2035年

- 形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态
- 可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

H_2

总结

05

05 总结

- 氢能属于二次能源，是未来国家能源体系的组成部分
- 氢能可帮助可再生能源大规模消纳，实现电网大规模调峰和跨季节、跨地域储能
- **氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向**
- 我国是世界上最大的制氢国，年制氢产量约3300万吨，

- 在我国氢按照危险化学品管理
- P2P储能效率约48%-50%
- P2P单位造价过高，13000-15000元/kW
- 产业创新能力不强、技术装备水平不高，支撑产业发展的基础性制度滞后
- 我国处于发展初期阶段

氢能是未来国家能源体系的重要组成部分
氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体

H_2

重要文件

06

06 重要文件

- 《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》

  http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm

- 《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》

  http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm

- 国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》

  http://zfxxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm

中国水利电力质量管理协会

2022-06-30