

“氢能十解”之二：6-10 解（安徽天方工业研究院整理摘编 2024 年 4 月）

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，是能源转型发展的重要载体和部分行业深度脱碳的重要选择。

第六解：氢与电的交响曲



氢能十解

第六解

氢与电的交响曲

PART. 1

新型电力系统特征



2021 年 3 月 15 日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上指出，要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体

制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统，为新时代能源电力发展指明了科学方向。

2023 年 6 月 2 日，国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》进一步明确，新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体。

新型电力系统的建设将根本改变目前我国化石能源为主的发展格局，全面实现电代煤、电代油、电代气，推动各产业用能形式向低碳化发展，以新能源为电量供给主体的电力资源与其他二次能源融合利用，构建多种能源与电能互联互通的能源体系。绿色氢基能源作为清洁优质的二次能源，可以与电能相互转化，既消费电能又生产电能，是新型电力系统重要的平衡调节参与力量，能够解决可再生能源电力消纳、火电低碳转型、跨季节长时储能等问题，并提供双碳目标下电力系统的可选解决方案。

PART. 2

解决可再生能源电力消纳

绿色氢基能源是可再生能源的能量载体，具备“过程性能源”与“含能体能源”双重属性，可以应用在诸多领域。可再生能源结

合电解槽技术，作为具备灵活调节能力的可调负荷响应，能够实现可再生能源发电的充分消纳。通过构建“电-氢”耦合体系不仅有助于电力系统的稳定，也能实现绿色能源以氢的形式向氨、醇等领域拓展，实现可再生能源非电消纳。

在构建新型电力系统的新形势下，大规模、高比例、市场化、高质量成为可再生能源发展的新特征新要求。氢基能源与可再生能源进行耦合，通过规模化、一体化开发实现优势互补，可以有效解决可再生能源的波动性和不稳定性问题，提高可再生能源消纳能力，是新时期可再生能源高质量跃升发展的重要路径。

在当前“沙戈荒”背景下，新能源大基地面临的主要挑战就是如何高效消纳产生的电能，提高新能源利用率。在西北地区，某典型的风光氢输一体化基地，为我们提供了一个代表性的可行案例。西北地区拥有丰富的风能和太阳能资源，具有巨大的新能源开发潜力，然而面临着区域本地电网构架不强、用电负荷不足的困境，直接影响新能源规模化开发利用。

方案设想

我们以一个千万千瓦基地为例进行分析论述，其组成包括 300 万千瓦的风电、700 万千瓦的光伏，以及配套适当规模的储能。同时考虑采用了电解水制氢作为柔性负荷来解决波动性电源的消纳问题。通过配置不同规模的储能和制氢负荷进行对比分析，主要计算成果如下。

西北某典型地区		方案 1	方案 2	方案 3
电源配置	风电（万千瓦）	300	300	300
	光伏（万千瓦）	700	700	700
储能	电化学储能	20%×2 小时	20%×4 小时	20%×4 小时
负荷	制氢（出力 10%-120%，万千瓦）	450	450	400
计算结果	新能源利用率	96.6%	97.2%	94.5%
	制氢利用小时数（小时）	4334	4437	4802
	网汇电量占比（%）	2.3	1.7	0.7
	新能源电量占比（%）	97.7	98.3	99.3

西北某典型地区电源配置表

结果分析

上述计算表明采用制氢作为柔性负荷是一种可行的新能源基地消纳解决方案。得益于电解水制氢的柔性负荷对波动性电源的适应性，在三种不同的方案中，弃电率均低于 6%，这与传统的新能源大基地 10%~15%左右的弃电率相比，新能源的利用率有了明显的提高。

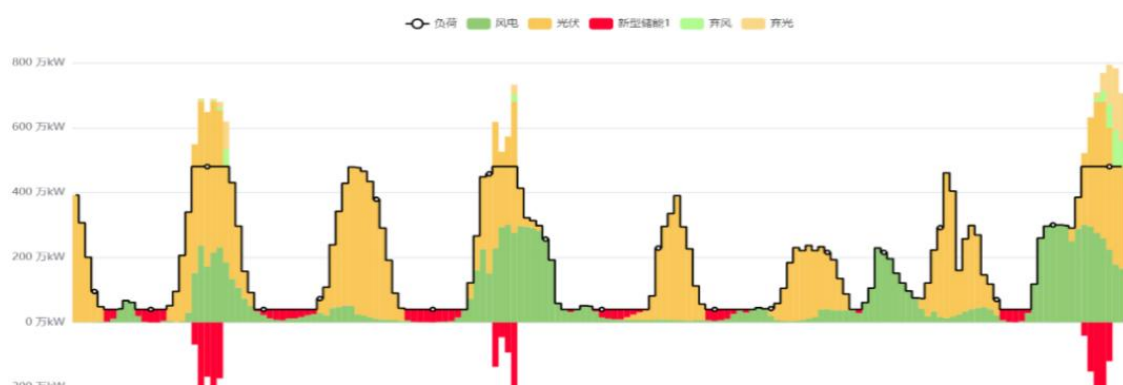
方案 1 与方案 2 的比较：采用储能方式为 20%×4 小时（方案 2），新能源利用率较高，而网汇电量占比相对较低。这表明采用较大储能规模能可以提高制氢利用小时数和新能源的利用效率。

方案 2 与方案 3 的比较：采用制氢负荷为 400 万千瓦时（方案 3），制氢小时数较高，超过 4800 小时，而网汇电量占比更低，仅为 0.7%。这说明在储能规模一定的情况下，制氢负荷偏小能得到更高的制氢小时数和更低的网汇电量占比。

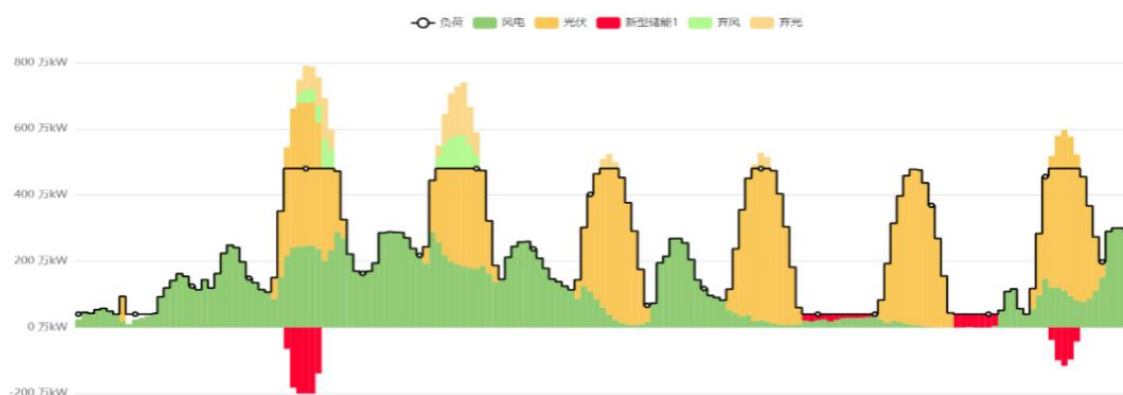
以上方案满足了弱联网，甚至离网型新能源大基地的基本要求。通过采用制氢消纳方式，可有效消纳新能源，为新能源的进一步规模化开发利用提供了可行的解决方案选项。



西北某典型地区春季典型周模拟运行图



西北某典型地区夏季典型周模拟运行图



西北某典型地区秋季典型周模拟运行图



西北某典型地区冬季典型周模拟运行图

PART. 3

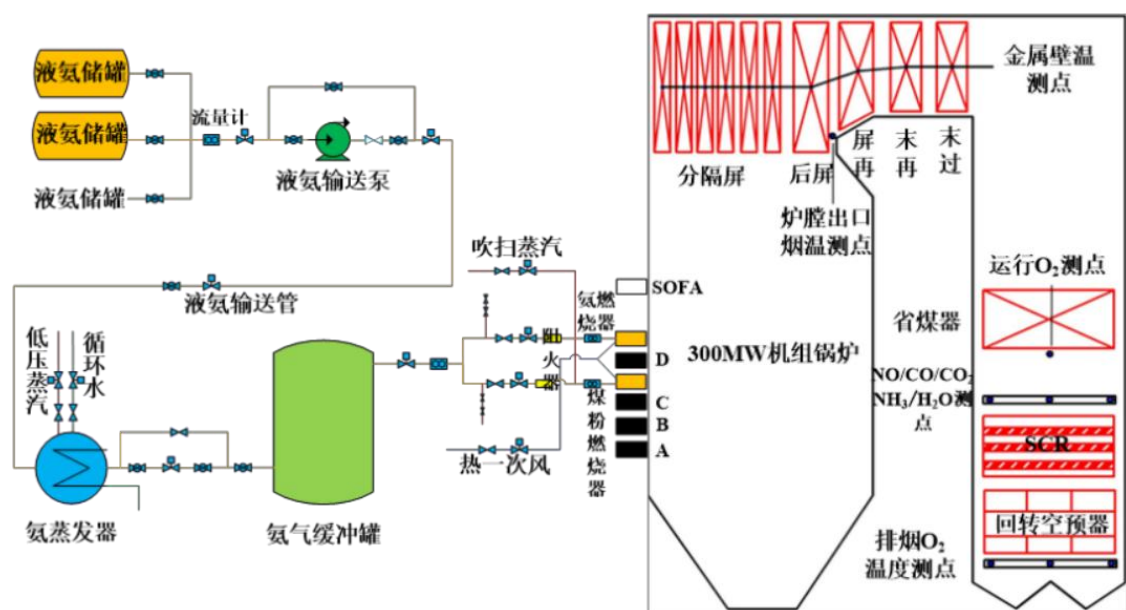
解决火电低碳转型问题

火力发电是目前世界上主要的电力来源之一，但其煤炭和天然气的使用导致大量二氧化碳排放。火电低碳转型是应对气候变化和实现能源可持续发展的必然选择，可借助低碳燃料掺烧的源头控碳手段，在保障系统电量供应的情况下，大幅度减少化石能源的使用。以氢为基础的绿氢、绿氨，是解决火电低碳转型问题的有效途径之一，通过煤电掺氨燃烧至纯氨燃烧和气电掺氢燃烧至纯氢燃烧，实现火电向低碳调节电厂的转变。

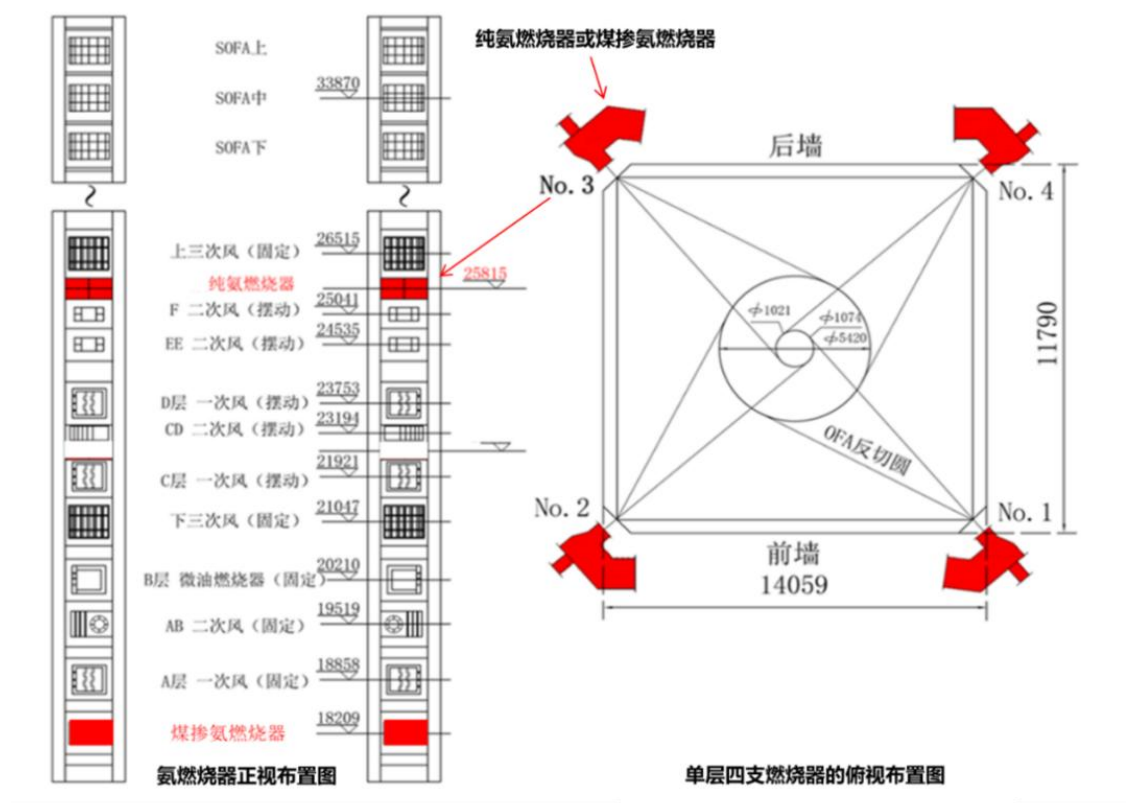
煤电掺氨

美国、日本、英国等发达国家均高度重视氨能源的研究。日本政府在 2021 年公布了第六版能源发展规划，计划到 2024 年实现 100 万火电机组锅炉掺氨 20%，到 2030 年实现全国利用氢（氨）能发电量占总发电量的 1%。

中国在氨能源化利用方面起步较晚，但是研发进展迅速，当前已完成了 40 兆瓦中试平台掺氨 35%（国能烟台龙源）和 300 兆瓦发电锅炉掺氨 10%~35% 的示范研究（皖能铜陵电厂）。国内外科研机构的试验结果均表明，燃煤锅炉混氨燃烧可使得煤粉和氨良好燃尽，燃烧后氮氧化物排放不随混氨比例增加而等比例升高，且可通过分级燃烧等方式显著降低氮氧化物排放。



300 兆瓦燃火电站锅炉掺氨燃烧系统示意图



煤粉和纯氨燃烧器布置图

火电掺氨主要有燃气轮机掺氨和锅炉掺氨两种形式。关于燃气轮机掺氨，目前只有日本开发出了低 NO_x 燃烧器，中国燃气轮机掺氨的技术路线仍然探索中。关于锅炉掺氨，目前有煤掺氨燃烧器

技术和纯氨燃烧器技术两种技术路线。在锅炉运行的过程中，有四种运行模式，第一种是纯煤燃烧器与纯氨燃烧器同时运行；第二种是纯煤燃烧器与煤掺氨燃烧器同时运行；第三种是纯煤燃烧器、纯氨燃烧器和煤掺氨燃烧器三种燃烧器同时运行；第四种是只有纯氨燃烧器运行。目前来看，前三种运行模式适合于近中期的碳减排策略，并且第三种运行模式下锅炉掺氨的可调节性更强，第四种适合于中远期的发展需求。

从能源转换效率来看，当前电解水制绿氢效率约 70%，绿氢与氮合成绿氨效率在 70%左右，掺氨燃烧的亚临界纯凝机组效率约 40%。可再生能源制备绿氨后掺烧的全流程转换效率约为 20%左右，即相当于“电-氢（氨）-电”综合效率为 20%左右。

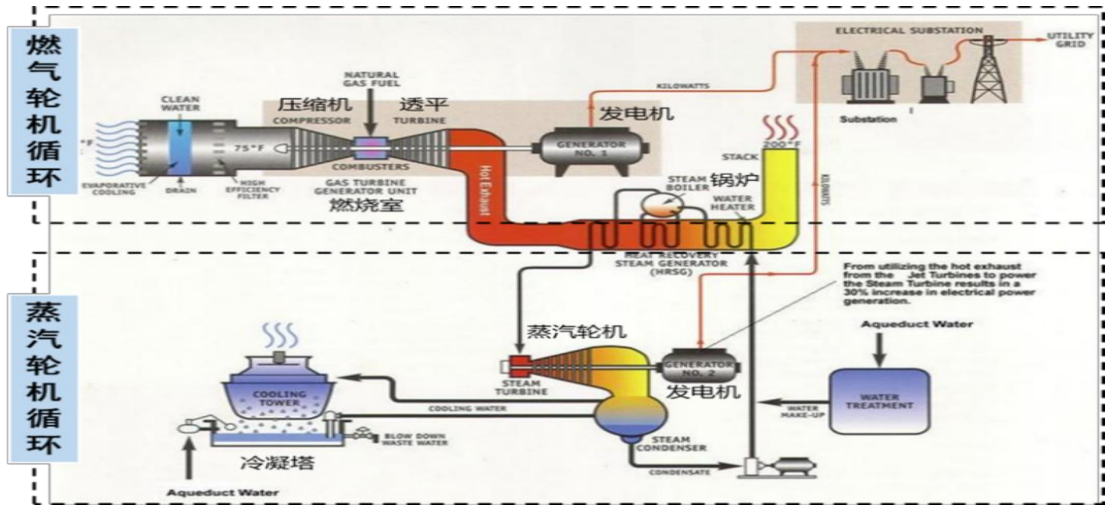
按当前技术进步水平，绿电制氢电解效率有望提升至 80%（每标方绿氢制取耗电约 4.5 千瓦时），火电掺氨燃烧效率有望提升至 45%，则“电-氢（氨）-电”效率有望提升至 25%左右；若未来绿电制氢电解效率能提升至 90%（每标方绿氢制取耗电约 4.0 千瓦时），火电掺氨燃烧效率能提升至 50%，则“电-氢（氨）-电”效率最高能提升至 31%左右。

气电掺氢

近年来，随着可再生能源发电装机容量的快速增长，天然气掺氢产业的发展受到越来越多的关注。未来通过天然气掺氢可以进一步提高天然气燃烧效率，具有节能环保效益，是天然气发电未来低碳转型的主要路径之一。

中国在气电掺氢方向积极探索，2021 年 12 月国家电投荆门绿动电厂在运燃机成功实现 15%掺氢燃烧改造和运行，设计最高掺氢比例为 30%；同年 12 月，广东省能源集团旗下的惠州大亚湾石化区综合能源站建设 2×600 兆瓦 9H 型燃气-蒸汽联合循环热电冷联产机组，投产后两台燃机将采用 10%(按体积计算) 的氢气掺混比例与天然气混合燃烧；次年 3 月，浙江石化燃气-蒸汽联合循环电站项目三台西门子 SGT5-2000E 机组，先后点火成功，为世界首套天然气与氢气、一氧化碳混合介质燃气轮机。

气电掺氢的发展与燃气轮机的发展具备强耦合关系，目前 GE 在全球已有超过 100 台采用低热值含氢燃料机组在运行，累计运行小时数超过 800 万小时，其中部分机组的燃料含氢量超过 50%，积累大量实践经验。GE 公司将零碳排放的燃气技术分为五步，目标在 2030 年前 GE HA 燃气机具备 100%的烧氢能力，最终实现零碳排放。因此，未来 100%燃氢的燃气轮机，在技术上是可行的。



燃气机“一拖一”联合循环发电机组发电原理图

目前我国天然气发电装机约 1.1 亿千瓦，预计“十四五”末将达到 1.5 亿千瓦，装机规模快速提升。国内燃气轮机整体水平暂与国际先进水平差距较大，尚未形成严格意义上的燃气轮机产业。2003 年至 2013 年，通过三次打捆招标以及后续招标，东方、哈尔滨、上海等动力设备制造企业分别引进三菱、GE、西门子公司 F/E 级重型燃机部分制造技术，进行本地化制造，经过国产化四个阶段和合资热部件企业，具备了重型燃机的整机生产能力。重型燃气轮机的燃料掺混氢气比例可达 30%~50%，工业燃气轮机的燃料掺混氢气比例可达 50%~70%。对于 F 级重型燃气轮机燃烧器，氢含量在 20%以内时，燃机燃烧器运行稳定，NO_x 排放可以控制在 30 毫克/立方米内。燃机效率≥60%，绿电-绿氢-燃机发电效率约 42%。

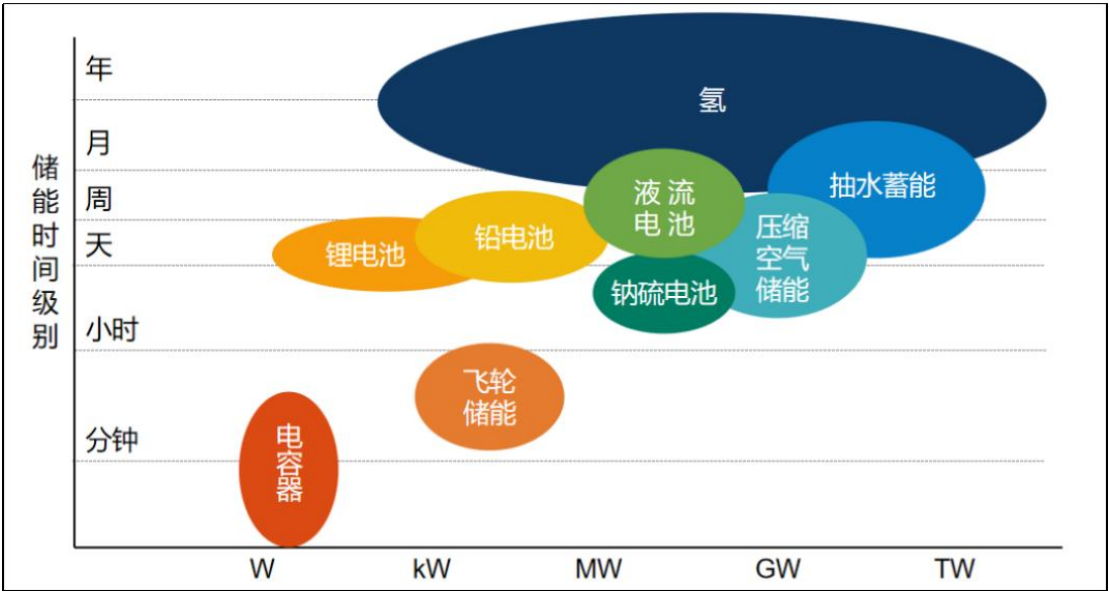
PART. 4

解决跨季节长时储能问题

新能源逐步成为能源供应的主体后，构建新型电力系统面临的关键问题是如何实现电力的可靠供应。新能源发电具有随机性、波动性、季节不均衡性等特性，这给电力系统的稳定运行带来了挑战。为了应对这一挑战，我们需要发展不同功能定位的储能技术，以实现不同时间尺度上的功率与能量平衡。

储能技术按时间尺度可分为超短时（秒级到分钟级）、短时（小时级到数小时级）储能和长期（日、周、月、年）储能。目前，我们已经开发出了多种类型的储能技术，如电容器、飞轮储能、

电化学储能（锂电池、铅电池、钠硫电池、液流电池）、压缩空气储能、抽水蓄能、氢储能等。这些技术各有优缺点，可根据不同的应用场景选择合适的储能技术。



各类储能在放电时间和容量性能的对比图

电容器储能具有充电速度快、转换效率高、无机械运动部件等优点，但储能容量相对较小。飞轮储能具有循环寿命长、工作温度范围广、无机械损耗等优点，但储能容量相对较小且成本较高。电化学储能（如锂电池）具有能量密度高、自放电率低等优点，但存在循环寿命短、安全性问题等问题。压缩空气储能具有储能容量大、环保无污染等优点，但效率偏低、建设成本较高。抽水蓄能是当前最成熟、最经济的大规模储能技术，但受地理资源约束总量有限、开发周期较长。

氢基能源储能是一种新型的能源储存技术，旨在解决特定环境下的能源存储需求。其核心原理是将水电解得到氢气，利用富余的、非高峰的或低质量的电力大规模制氢，将电能转化为氢能储存起

来，也可以将氢气进一步合成氨或甲醇，以氨或醇这种更方便储存的形态进行长时存储。

氢储能技术基于“氢-电”转化，通过储氢、储氨、储醇等方式，实现能量的长时储存和调节，与其他储能技术如抽水蓄能、压缩空气储能、电化学储能、飞轮储能以及熔岩储能相比，氢储能技术能够完全实现跨季节性的长时储能，为能源存储领域带来新的解决方案。

中国工程院院士郭剑波对全国 2060 年的碳中和提出了重要的预测，全社会年用电量将达到 15.7 万亿千瓦时。根据近几年我国用电量的实际增长情况和对未来人工智能等新领域用电快速增长的预判，我们可以大胆设想未来的电力需求还将进一步上升。目前常用的储能技术受自身特点制约，还无法完全满足未来电力系统长时储能的需求，亟需更为有效的储能方案解决系统的长时储能问题。

技术挑战与局限性

以储能技术中最为成熟，应用规模最为广泛的抽水蓄能为例，假设全国抽蓄规模达到 8 亿千瓦，平均储能时长 6 小时，但其总储能能量仅为 48 亿千瓦时，占 2023 年日平均社会用电量 252.6 亿千瓦时的 19%，无法满足系统对长时储能要求。

长时储能经济性测算

抽水蓄能电站经济性评估：按 140 万千瓦项目，运行周期 30 年，残值 10%，年发电小时数 1500 小时，储能效率 75%，折现率 6.5% 考虑。

抽水蓄能经济性评估

年发电量 亿千瓦时	21.0		
建设成本 元/千瓦	8000	6000	5000
运行成本 元/千瓦	80	60	50
度电成本 元/千瓦时	0.40	0.30	0.25

电化学储能经济性评估：按 100 万千瓦项目，运行周期 10 年，残值 5%，年储能小时数 1500 小时，储能效率 90%，折现率 6.5% 考虑。

电化学储能经济性评估

年发电量 亿千瓦时	13.5											
建设成本 元/千瓦时	1300			1000			800			600		
运行成本 元/千瓦时	40			30			20			15		
储能小时数 小时	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
度电成本 元/千瓦时	0.56	1.11	1.67	0.43	0.85	1.28	0.33	0.66	0.98	0.25	0.49	0.74

压缩空气储能经济性评估：按 70 万千瓦、储能 5 小时项目，运行周期 30 年，残值 10%，年储能小时数 1500 小时，储能效率 70%，折现率 6.5% 考虑。

压缩空气储能经济性评估

年发电量 亿千瓦时	7.35		
建设成本 元/千瓦	6000	5000	4000
运行成本 元/千瓦	120	100	80
度电成本 元/千瓦时	0.49	0.40	0.32

光热电站经济性评估：按 20 万千瓦，储热 10 小时项目，运行周期 20 年，残值 5%，年利用小时数 2000 小时，折现率 6.5% 考虑。

光热电站经济性评估

年发电量 亿千瓦时	4			
建设成本 元/千瓦	15000	12000	10000	8000
运行成本 元/千瓦	500	400	350	280
度电成本 元/千瓦时	0.83	0.67	0.56	0.45

煤电烧氨储能经济性评估：按一台 100 万煤电机组 100%掺氨，煤电改造费用 9000 万元，增设储氨设施 1000 万元（年利用小时数 5000 小时）/600 万元（年利用小时数 3000 小时），运行周期 20 年，残值 10%，折现率 6.5%考虑。

煤电烧氨经济性评估（年利用小时数 5000 小时）

年掺氨量 万吨/年	236					
烧氨发电量 亿千瓦时	50					
煤电运行成本 元/千瓦时	0.06		0.05		0.04	
绿氨成本 元/吨	4200	3600	3000	2400	1800	1200
度电成本 元/千瓦时	2.04	1.76	1.47	1.18	0.89	0.61

煤电烧氨经济性评估（年利用小时数 3000 小时）

年掺氨量 万吨/年	142					
烧氨发电量 亿千瓦时	30					
煤电运行成本 元/千瓦时	0.06		0.05		0.04	
绿氨成本 元/吨	4200	3600	3000	2400	1800	1200
度电成本 元/千瓦时	2.07	1.79	1.49	1.19	0.91	0.63

气电烧氢储能经济性评估：按一台 50 万燃气组 100%掺氢，燃气电站单位千瓦投资 2600 元/千瓦，增加储气设施 3000 万元，年利用小时数 3000 小时，运行周期 20 年，残值 10%，折现率 6.5%考虑。

气电烧天然气经济性评估

100%烧天然气量 万吨/年	21.5
发电量 亿千瓦时	15
天然气价格 元/吨	2788 元/吨（2 元/标方）
度电成本 元/千瓦时	0.47

气电烧氢经济性评估

100%烧氢量 万吨/年	7（等热值换算）					
发电量 亿千瓦时	15					
绿氢成本 元/吨	50000	40000	30000	25000	20000	15000
度电成本 元/千瓦时	2.40	1.94	1.47	1.24	1.00	0.77

燃料电池分布式发电经济性评估：按 1 兆瓦项目，运行周期 10 年，残值 10%，年利用小时数 2000 小时，转化效率 60%，折现率 6.5%考虑。

燃料电池分布式发电经济性评估

100%烧氢量 吨/年	83.5（等热值换算，考虑效率）					
发电量 万千瓦时	200					
绿氢成本 元/吨	50000	40000	30000	25000	20000	15000
度电成本 元/千瓦时	2.20	1.84	1.48	1.30	1.12	0.94

燃料电池分布式热电联供经济性评估：按 1 兆瓦项目，运行周期 10 年，残值 10%，年利用小时数 3000 小时，转化效率 90%，折现率 6.5%考虑。

燃料电池分布式热电联供经济性评估

100%烧氢量 吨/年	83.5（等热值换算，考虑效率）					
热电联供 万千瓦时	300					
绿氢成本 元/吨	50000	40000	30000	25000	20000	15000
热电联供成本 元/千瓦时	1.47	1.23	0.99	0.87	0.74	0.62

电化学储能若按储能时长 12 小时考虑，在 1300 元/千瓦时、1000 元/千瓦时、800 元/千瓦时、600 元/千瓦时的储能单位投资测算条件下，度电成本分别为 1.67 元/千瓦时、1.28 元/千瓦时、0.98 元/千瓦时、0.74 元/千瓦时。

煤电掺氨和气电掺氢技术在实现长时储能的前提下，其度电成本相比于其它储能方式的成本已经进入可竞争区间。煤电掺氨在氨价 3000 元/吨测算条件下，度电成本为 1.47 元/千瓦时（利用小时数 5000 小时）、1.49 元/千瓦时（利用小时数 3000 小时）；

气电掺氢在氢价 30000 元/吨测算条件下，度电成本为 1.47 元/千瓦时。未来预计煤电掺氢和气电掺氢的度电成本还将进一步降低，分别有望降至 0.61 元/千瓦时至 0.63 元/千瓦时和 0.77 元/千瓦时。同时氢燃料电池在氢价 15000 元/吨测算条件下，度电成本为 0.94 元/千瓦时，氢热电联供的度电成本为 0.62 元/千瓦时，也具备较好的经济性。

煤电掺氢、气电掺氢、燃料电池相较于电化学储能均具有成本优势，并可实现跨日、跨月、跨季节的长时储能。因此，氢基能源储存可以被认为是集中式、大规模、长周期、跨季节最佳储能方式之一。通过深度融合电解水制氢（氨、醇）和可再生能源，充分发挥两者的优势和互补性，可再生能源为氢基能源的生产提供电力，同时将氢基能源作为可再生能源的储能方式，可以提高电力系统灵活调节能力，解决大基地新能源电力消纳问题，打造更加完善和可持续的绿色能源体系。

PART. 5

提供双碳目标下电力系统的可选解决方案

构建以新能源为主体的新型电力系统，其主要目的是支撑“碳达峰、碳中和”目标的实现，是“双碳”目标在电力系统中的具体体现。基于“双碳”目标，未来火电年利用小时数将逐步降低，火电低碳转型成为构建新型电力系统的潜在可选经济性解决方案。以下选择两个有代表性的省份分析氢能助力火电低碳转型对社会用电成本的影响。

甘肃省实现全省火电转型简析

以典型西部省份（甘肃）为例，甘肃省火电（统一按煤电考虑）装机约 2312.6 万千瓦，水电装机约 971.8 万千瓦，风电装机 2073 万千瓦，光伏装机 1417.4 万千瓦。目前，甘肃省火电利用小时数约为 4500 小时。

基于“双碳”目标，未来火电年利用小时数将逐步降低。预期到 2050 年，甘肃省火电装机降至约 2000 万千瓦，经测算全省在新能源占主导的情况下，火电年利用小时数将降至约 2600 小时。甘肃省 2022 年的全社会用电量约 1500 亿千瓦时，考虑甘肃省发展的电力需求，按年用电量 2% 的增长率测算，至 2050 年全社会用电量将达到 2600 亿千瓦时。

按风电年利用小时数 2600 小时、光伏年利用小时数 1800 小时计算（考虑风光配比为接近 1:2）；并考虑未来风光及制氢氨装置投资下降，假设风电投资强度为 2520 元/千瓦、光伏投资强度为 2000 元/千瓦、制氢+合成氨装置投资强度为 2500 元/千瓦。（考虑资本金内部收益率 6.5%）

在实现掺氨比例 30% 的情况下，年需氨量约 250 万吨，制氨用电量约 225 亿千瓦时。对应制氨所需风电装机约 400 万千瓦、光伏装机约 700 万千瓦、制氢+合成氨装置约 560 万千瓦，总投资约 380 亿元。经测算火电掺烧氨带来的全社会用电成本上升约 0.013 元/千瓦时。

在实现约掺氨比例 50% 情况下，年需氨量约 400 万吨，制氨用电

量约 360 亿千瓦时。对应制氨所需风电装机约 600 万千瓦、光伏装机约 1150 万千瓦、制氢+合成氨装置约 900 万千瓦，总投资为 610 亿元。经测算火电掺烧氨带来的全社会用电成本上升约 0.021 元/千瓦时。

在实现约掺氨比例 70%情况下，年需氨量约 570 万吨，制氨用电量约 520 亿千瓦时。对应制氨所需风电装机约 850 万千瓦、光伏装机约 1700 万千瓦、制氢+合成氨装置约 1300 万千瓦，预计设备总投资为 880 亿元。经测算火电掺烧氨带来的全社会用电成本上升约 0.031 元/千瓦时。

浙江省实现全省火电转型简析

以典型东部省份（浙江）为例，浙江省火电（统一按煤电考虑）装机约 5773 万千瓦，水电装机约 959 万千瓦，风电装机 345 万千瓦，光伏装机 430 万千瓦，核电装机 916.6 万千瓦。目前，浙江省火电利用小时数约为 5000 小时。

基于“双碳”目标，未来火电年利用小时数将逐步降低。假设到 2050 年，浙江省火电装机降至约 5000 万千瓦，经测算全省在新能源占主导的情况下，火电在仅保留调节功能的情况下年利用小时数最低年利用小时数降至约 2600 小时。目前，浙江省的全社会用电量约 5800 亿千瓦时，假设以 1%增长率增长，至 2050 年全社会用电量约为 7700 亿千瓦时。

按风电年利用小时数 2600 小时、光伏年利用小时数 1800 小时计算（考虑风光配比为接近 1:2）；并考虑未来风光及制氢氨装置

投资下降，假设风电投资强度为 2520 元/千瓦、光伏投资强度为 2000 元/千瓦、制氢+合成氨装置投资强度为 2500 元/千瓦。管道年输氨量为 230 万吨，管道运输投资强度为 1500 万/公里，运距 1500 公里。（考虑资本金内部收益率 6.5%）

假设实现约 30%的掺氨比例，经计算每年需氨量约 610 万吨，制氨用电量约 680 亿千瓦时。则制氨所需风电装机约 1100 万千瓦、光伏装机约 2200 万千瓦、制氢+合成氨装置约 1700 万千瓦，建设管道 3 条，预计设备总投资 1820 亿元。经测算火电掺烧氨带来的全社会用电成本上升约 0.021 元/千瓦时。

假设实现约 50%的掺氨比例，经计算每年需氨量约 1000 万吨，制氨用电量约 900 亿千瓦时。则制氨所需风电装机约 1500 万千瓦、光伏装机约 2900 万千瓦、制氢+合成氨装置约 2250 万千瓦，建设管道 5 条，预计设备总投资为 2650 亿元。经测算火电掺烧氨带来的全社会用电成本上升约 0.031 元/千瓦时。

假设实现约 70%的掺氨比例，经计算每年需氨量约 1440 万吨，制氨用电量约 1300 亿千瓦时。则制氨所需风电装机约 2100 万千瓦、光伏装机约 4200 万千瓦、制氢+合成氨装置约 3250 万千瓦，建设管道 7 条，预计设备总投资为 3760 亿元。经测算火电掺烧氨带来的全社会用电成本上升约 0.044 元/千瓦时。

新型电力系统经济性解决路径之一

在以上场景中，“低碳电厂”转型带来的全社会用电成本上升幅度较小，在可接受范围内。随着未来我国碳市场与国际碳市场的

挂钩，未来火电的碳排放成本将持续上升，需要推进火电机组节能提效、减排升级改造。低二氧化碳排放的火电掺烧技术相较于纯化石燃料燃烧，在经济性上将逐渐具有竞争力。基于绿色氢基能源带来的传统火电“低碳”转型改造的方式，相比于未来大规模退役火电机组来说是新型电力系统构建的可选解决路径之一。

第七解：新型能源体系的氢密码



氢能十解

新型能源体系的氢密码

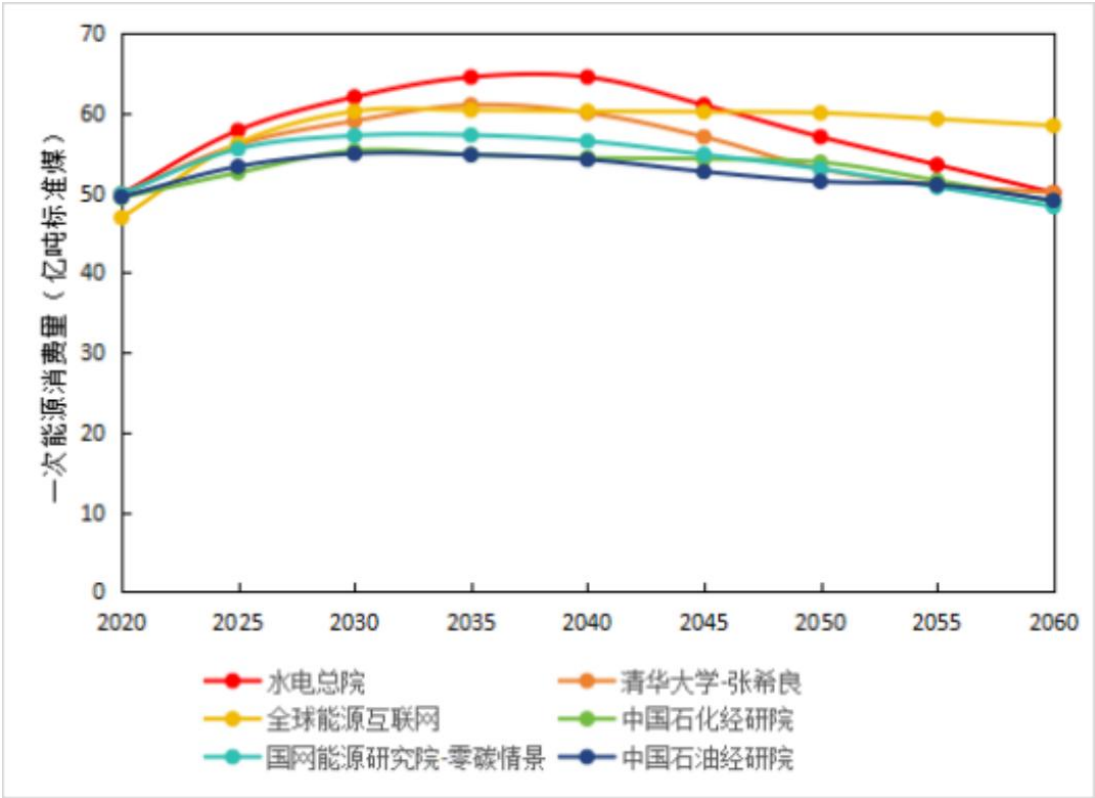
PART. 1

能源消费总量与结构发展趋势

我国一次能源消费总量将在 2035 年前后达峰，考虑到疫情结束之后经济复苏带来的煤电保供新形势，依据现有能源消费增长趋势研判，我国一次能源消费峰值将达到 64.5 亿吨标准煤，2040 年仍处于达峰前后的“平台期”，一次能源消费总量还将维持在 64.5 亿吨标准煤左右的高位。

未来我国能源消费较长时期内仍将保持增长，在水电等传统非化石能源受站址资源约束增速放缓、核电建设逐步向新一代先进核电技术稳步过渡的情况下，双碳目标的实现，从供给侧来看主要取决于风能和太阳能发电的发展。不同时期的能源消费总量、非化石能源消费占比要求与能源电力消费结构等，共同决定了不同

时期的风能、太阳能发电的发展规模预期。



按风电、光伏年均增量基本保持合理考虑，兼顾新能源产业产能发展及国民经济发展的用能需求，以及到 2060 年非化石能源占比将达到 80%以上的办界条件，我们按基础场景和对比场景两个场景对 2040 年的能源消费总量和结构进行分析，其主要结论如下。

基础场景：非化石能源占比 2030 年至 2060 年年均匀速按 1.83% 增长，至 2040 年为 43.3%，2040 年风电、光伏装机总规模约为 38.6 亿千瓦，电力系统碳排放量（不考虑 CCUS）将在 2030 年达到峰值、峰值为 42.8 亿吨。

对比场景：考虑到非化石能源占比目标先慢后快发展，2030 年至 2040 年非化石能源占比年均按 1.5% 增长，至 2040 年为 40%，2040

年风电、光伏装机总规模约为 34.4 亿千瓦,电力系统碳排放量(不考虑 CCUS)将在 2030 年达到峰值、峰值为 45.6 亿吨。



基础场景：2025-2060 年一次能源消费总量、电力系统碳排放量与非化石能源占比情况图



对比场景：2025-2060 年一次能源消费总量、电力系统碳排放量与非化石能源占比情况图

PART. 2

新型能源体系展望

回顾我国的改革开放发展史，其实它也是一部能源体系进化史，在发展经济和实现工业化的进程中，能源短缺曾长期制约我国经济增长，能源是经济社会发展的基础和动力，对国家繁荣发展、人民生活改善和社会长治久安至关重要。从国际能源分布上看，我国能源资源的基本特点是富煤、贫油、少气，因此形成了以火电为主，多种可再生能源共同参与的现代电力体系。据中电联电力工业统计快报，2023 年，全国发电量 92888 亿千瓦时，同比增长 6.7%，其中火电发电量 61019 亿千瓦时，同比增长 6.2%；水电发电量 12836 亿千瓦时，同比下降 5.0%；核电发电量 4341 亿千瓦时，同比增长 3.9%；风电发电量 8858 亿千瓦时，同比增长 16.2%；太阳能发电量 5833 亿千瓦时，同比增长 36.4%。

2022 年，国家发改委、工信部、财政部等十部门联合发布的《关于进一步推进电能替代的指导意见》明确提出，到 2025 年，电能占终端能源消费的比重达到 30%左右，另外仍有 70%属于非电能源，包括石油及天然气等。目前电力领域对煤炭等资源依赖程度仍处高位，火力发电造成二氧化碳、二氧化硫及其他污染物的排放，容易产生气候变暖及空气污染等一系列问题。同时非电能源领域中交通、工业及农业生产需要大量化石原料（煤炭、石油及其衍生品等）的支撑，减排问题形势严峻。综合看来，我国能源结构问题亟待解决，构建更加多元、清洁、低碳、可持续的新型能源体系成为实现“能源产业战略性、整体性转型”的当务之急。

可再生能源制绿氢，以及进一步转化而来的绿氨和绿甲醇等氢基能源，与电能一样既属于“过程性能源”，又与石油天然气一样属于“含能体能源”，氢基能源因其独特的双重属性承担起使新型电力系统与新型能源体系互通的媒介。

我国在“双碳”目标下，为加快构建新型电力系统，需要充足的灵活性资源。制氢作为用电负荷是一种典型的灵活性资源，可以提高新能源利用率，助力新型能源体系的构建。通过煤电掺氨与气电掺氢燃烧发电，可有效实现火电清洁低碳转型，同时通过储氢（氨），可实现长周期储能，解决跨季能源平衡问题。在当前“西电东送”及大规模开发“沙戈荒”外送基地的背景下，未来特高压送出廊道紧张的局面将进一步加剧，绿氢、绿氨或绿甲醇可通过管输的方式实现长距离经济输送，是对特高压电力送出的一种有效补充。初步研究认为，为实现“碳中和”目标，未来全国绿氢年需求将达到约 1.2 亿吨，相应需配套约 26 亿千瓦新能源资源与 12 亿千瓦制氢设备。为实现氢能长距离经济输运，需构建以“西氢东输”为主的全国骨干氢网，初步估算管道总长度约 9.3 万公里，可承载约 7900 万吨/年的输氢能力（相当于 2.61 亿吨原油的热值，约占我国年原油使用量的 1/3 左右），其相应总投资超过 10 万亿元人民币。

我们展望的新型能源体系是以安全自主为底线，以绿色低碳为方向，以经济高效为关键，面向中国式现代化的能源体系，将以新

型电力系统为核心，以化石能源为兜底保障，以氢基能源为介质、推动电力系统与非电能源协同发展，能源创新产业链与供应链深度融合贯通的能源体系，开辟适应中国国情、具有中国特色的能源高质量发展之路，为全球能源转型与气候治理提供新方案与新路径。2023 年，国家能源局局长章建华接受采访时指出指出，新型能源体系至少具有“能源结构新、系统形态新、产业体系新、治理体系新”的“四新”特征。

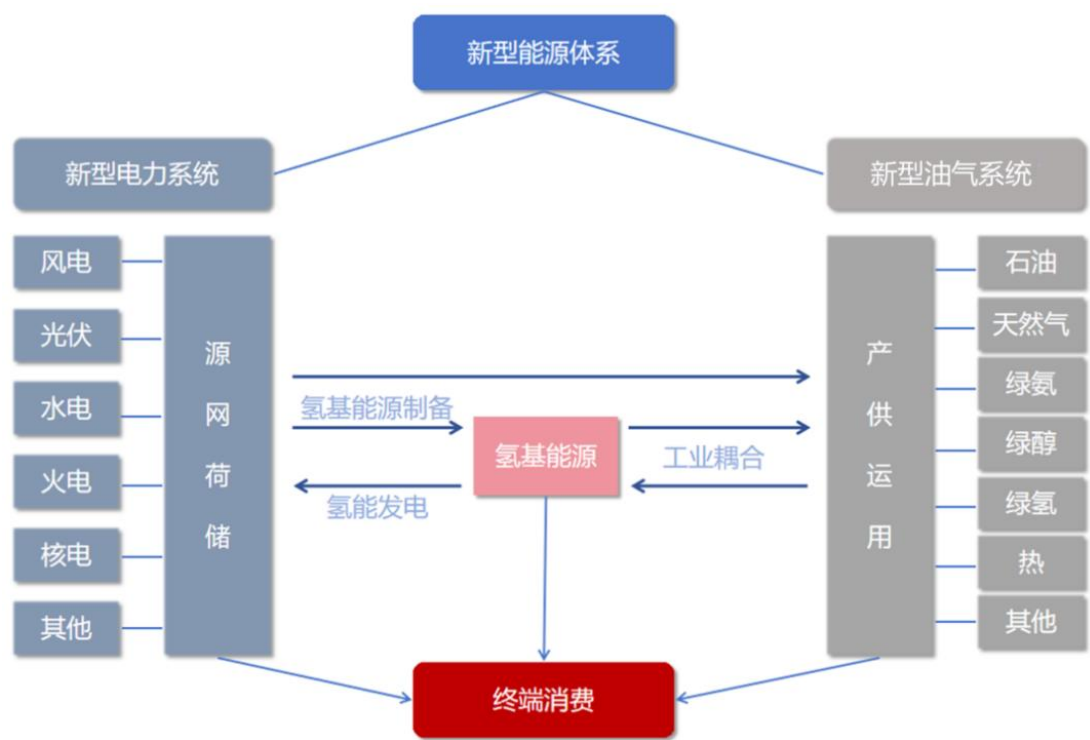
能源结构新：未来，主体能源逐步实现从化石到非化石的更替，非化石能源占能源消费总量的比重目前为 17.5%，到 2060 年将提高到 80%以上，非化石能源增量组合形式呈现多种可能。

系统形态新：新型能源体系将在现有能源体系上不断升级演进和变革重塑，逐步构建起新型电力系统、氢能等新的二次能源系统和化石能源零碳化利用系统，多能互补、源网荷储一体化、供需高效互动等成为普遍形态，能源空间布局实现优化。

产业体系新：新型能源体系催生新技术、新产业、新模式，低碳零碳负碳技术装备大规模推广应用，新能源等战略性新兴产业发展成为新的增长引擎，新一代信息技术、人工智能等与能源系统深度融合，数字能源产业发展壮大。

治理体系新：新型能源体系将形成与现代化强国相适应的能源治理体系，法律法规政策体系健全完善，体制机制更加高效有活力，

各种要素资源实现高效配置，各类市场主体创新动力和能力明显提高。



新型能源体系网络图

构建新型能源体系的被赋予的使命是保障国家能源安全，为中国式现代化提供源源不断的能源保障，与此同时还应保证为绿色低碳、高效智能的能源体系。要想到达上述使命目标，不能只依靠新型电力系统的转型，同步也需有一定规模的可靠能源品类作为兜底保障。因此，新型能源体系应该是由以可再生能源为主体的新型电力系统和以“氢基能源”为首的新型能源品种两部分作为主要支撑，两者相互促进，相互依托，以绿色氢基能源为桥梁，共同组建中国式新型能源体系。

PART. 3

加快构建“源网荷储”智能协同

的新型电力系统

新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体。

随着电力供给结构以化石能源发电为主体向新能源提供可靠电力支撑转变，解决新能源发电随机性、波动性、季节不均衡性带来的系统平衡问题，多时间尺度储能技术规模化应用，系统形态逐步由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变。新型电力系统建设形势紧迫，需解决地区电力供应紧张、系统调节能力和支撑能力需求增加、高比例电力电子设备“双高”持续提升、源网荷储各环节控制规模指数级增长带来的调控技术手段和网络安全防护、电力关键核心技术装备短板、适应新型电力系统的体制机制面临改革等问题和挑战。考虑到支撑高比例新能源接入系统和外送消纳，未来电力系统仍将以交直流区域互联大电网为基本形态，同时柔性交直流输电等新型输电技术将得到广泛应用。以分布式智能电网为方向的新型配电系统形态逐步成熟，就地就近消纳新能源将成为主流，形成“分布式”与“大电网”兼容并存的电网格局。提升发电侧新能源并网友好性，强化新型电力系统绿色属性；充分激活用户侧资源的灵活互动潜力，强化新型电力系

统调节柔性；提升电网安全防御能力和资源配置能力，强化新型电力系统安全韧性；支撑新型电力系统市场化变革，助力新型电力系统市场机制创新。2030 年新能源发电量占比逐步攀升，继续采取集中式与分布式、外送消纳与就地消纳并举的模式加快新能源部署。在 2045 年初步建成以新能源为主体的新型电力系统，新能源发电量占比达 50%，消纳模式转变为就地消纳为主，低成本储能方式大量应用，数字技术在电力系统各环节广泛应用、有效融合，支撑电网向柔性化、数字化、智能化方向稳步升级，推动能源产业新生态加速形成。在 2060 年全面建成以新能源为主体的电力系统，新型电力系统基本成熟，电-氢耦合融合发展，电力系统促进氢能产业快速发展。新型电力系统的建设将根本改变目前我国化石能源为主的发展格局，全面实现电代煤、电代油、电代气，推动各产业用能形式向低碳化发展，以新能源为电量供给主体的电力资源与其他二次能源融合利用，构建多种能源与电能互联互通的能源体系。绿色氢基能源作为清洁优质的二次能源，可以与电能相互转化，既消费电能又生产电能，是新型电力系统重要的平衡调节参与力量，能够解决可再生能源电力消纳、火电低碳转型、跨季节长时储能等问题，并提供双碳目标下电力系统的可选解决方案。

PART. 4

逐步形成“产供运用”一体化的

新型油气系统

随着双碳战略快速推进，绿色低碳生活生产方式的加速转变，我国石油消费量在快速达峰后将逐步下降，石化产业面临结构调整和转型发展压力。我们展望未来传统油气产业及企业完成绿色转型的一个行之有效的途径是将氢基能源（氢、氨、甲醇）引入油气领域，提出“新型油气”概念，通过绿色廉价的新能源电力制取绿氢，依托煤化工、煤电及油气田等产生的富集二氧化碳资源，作为原料供炼化生产绿色油品、绿色化工产品，带动氢基能源产业发展，实现传统油气行业转型。以绿氢为中间环节，实现化石能源和清洁能源之间的多能互补转换枢纽的功能。探索开展大规模风光制氢、分布式发电、热电联供等新型供能和用能模式，探索实现氢、水与二氧化碳合成反应制备一系列化工产品的技术路线，架起氢能在化石能源和清洁能源之间交叉利用的桥梁，实现二氧化碳的清洁可持续减排和资源化利用，逐步提升绿色能源供给水平。

油气行业发展模式需顺应双碳目标下绿色低碳和可持续发展要求，与新能源深度融合是实现行业绿色低碳发展的有效途径。油气行业可凭借自身优势，借助油气管网或构建“全国骨干氢网”开展跨区域氢基能源的输送，打造可与“电力电网”相当的“新型油气输配管网”，未来可有效释放西部区域规模化新能源制氢（氨、醇）潜力，实现跨日、月、季型长周期储能，同时拉动氢能下游在交通、电力、工业等方向多元化发展，带动“火电掺氨”、“气

电掺氢”等降碳减碳技术路线的实施和发展，助力碳中和目标的如期实现。

“新型油气”系统的建立，可有效加速我国氢能领域核心竞争力提升，培育我国新能源产业第二个增长极，促进国内经济持续高质量发展，并有望依托“新型油气”的大规模高质量发展，建设国际绿色能源交易中心，形成面向“一带一路”乃至全球的更大影响力和话语权。

PART. 5

积极布局“电-氢-资源”耦合

互为支撑的新型能源体系

一是，利用可再生能源电制氢，促进可再生能源消纳。我国可再生能源发展领先全球，水、风、光装机量均为世界第一，随着大规模可再生能源的快速发展，其运行消纳问题会进一步显现，利用可再生能源制氢可有效提升我国可再生能源消纳水平。以新能源电力制氢促进新能源消纳，以新能源发展促进建设成本下降，以建设成本降低促进电价下降，以电价下降提高绿氢经济性，形成新能源产业链的良性循环。

二是，利用氢储能特性，实现电能跨季节长周期大规模存储。随着我国电力结构转型的进行，新能源装机比例将不断提升，电力系统对灵活性的要求使得大规模与长时间储能的需求增加，安全、可持续和负担得起的能源就成为了未来储能的关键因素。电化学

储能存在储能时间短，容量规模等级小等不足，目前主要用于电网调频调峰、平滑新能源出力波动性，实现小时级别的短周期响应与调节；抽水蓄能作为长时储能的代表同时也存在建设要求较高等短板，在水资源匮乏及地形地质条件差地区难以作为；氢储能具有储能容量大、储存时间长、清洁无污染和消纳方向广等优点，能够在抽水蓄能、电化学储能等主流储能形式不适用的场景发挥优势，在大容量长周期调节的场景中，氢储能在经济性上更具有竞争力。

三是，利用氢能电站快速响应能力和产热能力，为新型电力系统提供灵活调节手段，为周围生活区域提供热能支持。基于电解水制氢装备具有较宽的功率波动适应性，可为电网提供调峰能力，提高电力系统安全性、可靠性、灵活性，是构建零碳电网和新型电力系统的重要手段。而基于高温固体氧化物燃料电池 SOFC 的燃料电池/电解槽则在提供更高能量密度的同时产生高品质余热，SOFC/SOEC 系统工作温度 500-1000 摄氏度，出口气体温度达到 400-900 摄氏度，以燃料电池热电联供方式取代传统锅炉单独供热方式可提高能源综合利用率并实现碳减排效果。

四是，推动氢能与工业领域有机融合，实现绿氢取代，促进减排改革。以新能源项目为基础，发展新能源风光制氢+氨（醇）一体化项目，打通氢、氨、醇运输壁垒，形成“电-氢-能源-消费”一条龙式绿色能源消费链。支持工业氢冶金及石油气资源加氢合成

技术，以氢为介质支撑绿色电力在化工领域发挥减排作用，探索氢能与燃料电池作为分布式供能手段，实现区域分布式能源供给。推动氢能跨领域多类型能源网络互联互通，拓展电能综合利用途径。



传统能源体系随着氢基能源框架的建立而打破，新型能源体系将以小步快走的方式完成变革。当前我国正在实现氢基能源由示范项目阶段向规模化应用过渡，将在条件匹配的能源利用场景率先实现氢能取代。在“碳达峰”阶段各类示范项目延伸拓展，产业

之间融合互补，氢能社会骨架基本形成，氢能初步支撑起新型能源体系构建。在“碳中和”阶段实现氢能在各行各业全面参与，电力系统-氢基能源-油气系统充分耦合，助力“碳中和”这一伟大愿景的实现。

第八解：氢基能源规模之密

氢能十解

第八解：氢基能源规模之密

全国用氢需求现状与预测

我国氢能政策体系日趋完善，氢能产业发展总体向好，产业链逐步完善，与国际先进水平差距逐步缩小，国内外合作进一步加强。目前我国的氢气生产量和需求量居世界首位，并呈逐年上升的态势，2022 年氢气年产量达 3781 万吨，产能超 4000 万吨/年。大型能源企业逐步开展氢能布局，当前我国氢能相关企业已超 8000 家。我国各行业氢能获取及应用将逐步由灰氢、蓝氢向绿氢过渡，同时氢制备、储运和加注等相关核心材料、关键技术不断突破，设备国产化水平快速提升，氢能示范规模和应用场景将进一步扩大。

我国现阶段的氢产量主要来自于灰氢，“双碳”目标下，未来随着新型能源系统的快速转型，绿色氢能需求将快速提升，灰（蓝）氢的市场份额将逐步萎缩。我们预测，未来我国的灰（蓝）氢产量，在 2030 年、2040 年、2050 年将分别降至 2340 万吨、2010 万吨、910 万吨，直至 2060 年全面被绿氢取代；与此同时我国的

绿氢需求量稳步上升，2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年绿氢需求量将分别达到 2300 万吨、6900 万吨、9100 万吨、1.2 亿吨。

工业领域氢基能源需求

工业领域氢基能源需求主要集中在合成工业用氨、合成工业用甲醇、石油化工、冶金还原剂等领域，我们预测工业领域绿氢原料需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 800 万吨、2100 万吨、3000 万吨和 3850 万吨。

合成工业用氨

氨是化肥的主要原料，也是重要的工业原料和中间产品，在工业领域具有广泛的用途。作为化肥工业的基础，约 70% 的合成氨产量被用于生产氮素化肥，约 29% 的合成氨产量被广泛应用于生产胺、染料、炸药、合成纤维、合成树脂等有机或无机化学工业产品。在电子工业中，高纯氨被应用于大规模集成电路减压与等离子体化学气相沉积。氨也作为碱性剂、酵母养料、食用色素稀释剂等广泛应用于食品工业中。

我国当前合成氨产量约 5900 万吨，多以煤炭和天然气制的灰氢作为原料。化肥的施用是现代农业产出的重要保障，随着我国测土配方施肥全面开展，化肥用氨的需求正在逐步下降，但化工、电子工业和食品工业等领域的氨需求仍在逐步增长当中。假设未来作为工业用途的合成氨的产量基本维持不变，但是随着碳约束的逐步收紧，合成氨的氢来源将大规模由绿氨替代。

经研判 2030 年化工合成氨的绿氨占比可达到 20% 左右，2060 年化

工合成氨的氢来源将全部来自于绿氢。假设在 2030 年到 2060 年之间，绿氢在合成氨的领域的渗透率匀速增长，综合研判下总工业绿氨的需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 1180 万吨、2870 万吨、4550 万吨以及 5900 万吨左右，其对应的绿氢原料需求将分别达到 210 万吨、520 万吨、820 万吨以及 1060 万吨。

合成工业用甲醇

甲醇是结构最为简单的饱和一元醇，全球有超 10%的氢气被用于生产甲醇。甲醇是重要的有机化工原料，是甲醛、醋酸、二甲醚、二甲基甲酰胺的上游产品，也是烯烃的重要来源，被广泛应用于化工、轻工、纺织、农药、医药、电子、食品等工业部门，是树脂、多元醇、尼龙、橡胶、汽油添加剂、涂料、医药产品、农药、消毒剂、防腐剂、人造皮革等产品的重要原料。

目前我国的化工甲醇产量约为 8000 万吨。现有甲醇生产多以化石原料作为基础，以绿氢为原料合成甲醇可减少化石能源的使用，是未来化工领域脱碳的重要技术路线。初步判断，未来我国的化工甲醇的总需求将基本维持不变，化工甲醇制备中绿氢合成甲醇的占比将稳步提升。

经研判，2030 年以绿氢为原料合成的甲醇占比可达到总化工甲醇的 15%左右，到 2060 年将逐步提升至 100%。假设在 2030 年到 2060 年之间，绿氢在化工甲醇合成的领域的渗透率匀速增长，综合研判下总工业绿甲醇的需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060

年将分别达到 1140 万吨、3430 万吨、5710 万吨以及 8000 万吨左右，其对应的绿氢原料需求将分别达到 220 万吨、650 万吨、1190 万吨以及 1520 万吨。

石油化工

石油炼制是仅次于合成氨和制甲醇的氢消费领域，使用氢对油品进行加氢裂化、加氢精制可以改善、改变重油性质，将重油转化为轻质油品，以提高石油的精炼效率以获得更多高附加值产品。

近年来，加氢裂化的增长率有明显不断攀升的趋势，加氢裂化装置配置需求的增长率已超过催化裂化、催化重整和热加工等二次加工装置配置需求的增长率。

根据对未来我国新型能源体系的综合研判，我国 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年的石油消费量折算标煤将分别为 12.5 亿吨、9.5 亿吨、6 亿吨以及 2.5 亿吨左右。石油炼化过程中的加氢来源也将逐步从煤制氢和天然气制氢转变为可再生能源制绿氢。2060 年我石油炼化行业的加氢需求除炼化过程中自产副产氢之外，将全部被绿氢气所替代。

2030 年石油炼化领域的净氢气需求（炼化自产副产氢除外）的绿氢渗透率预计可达到 30%左右，到 2060 年将全面被绿氢替代。假设绿氢的渗透率匀速增长，综合研判下总石油化工的用氢需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到，375 万吨、475 万吨、420 万吨以及 250 万吨。

冶金还原剂

冶金行业是二氧化碳排放的重要源头，由于通过电气化手段实现碳减排的效果有限，因此冶金行业也是碳减排的重点领域。绿氢被视为冶金行业碳减排的关键原材料，氢具有的原料与能源的双重属性使其可以深度参与到冶金的各个环节中。传统的高炉炼铁是以煤炭为基础的冶炼方式，碳排放占总排放量的 70%左右。氢可以代替碳在冶金过程中的还原作用，从而使冶金行业摆脱对煤炭的依赖，在源头实现降碳。其中，冶金行业中能源碳排放量与能源消耗最大的行业为钢铁冶炼行业。

目前我国的粗钢产量为 10 亿吨左右，随着我国基础设施建设的基本完善，未来钢铁需求量将逐步下降至 6 亿吨左右。而且我国历史上所积累的累计钢铁存量也将随着基础设施、建筑、以及相关设备的逐步退役给我国提供大量的废钢资源。预计未来我国的废钢资源量为每年 4 亿吨左右，因此 2060 年，我国的原生钢铁需求将逐步降低至 2 亿吨左右。

氢直接还原，未来将成为原生钢铁冶炼的主要脱碳技术，目前氢直接还原技术仍处于中式阶段。根据技术现状研判，2030 年左右氢直接还原技术将开始逐步走向商业化阶段，2040 年左右将达到 20%左右的市场渗透率，2060 年市场渗透率将逐步提升至 60%。其对应的绿氢需求量在 2040 年、2050 年和 2060 年分别将达到 460 万吨、670 万吨和 1000 万吨。

交通领域氢基能源需求

交通领域氢基能源需求主要集中在公路运输、铁路及轨道交通、航空领域、航运等领域，我们预测交通领域绿氢原料需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 50 万吨、1200 万吨、2700 万吨以及 3800 万吨左右。

公路运输

我国氢燃料电池汽车的发展采取先商用车后乘用车路线。氢燃料电池汽车主要以客车、重型卡车和牵引车、城市物流车为切入领域，相对于发展趋于成熟的纯电动汽车，氢燃料电池汽车适合固定路线、中长途干线和高载重场景。

甲醇作为汽车燃料是当前其在交通领域应用的一条有效路径。相比煤炭、汽油、柴油等化石燃料，甲醇成分单一，燃烧相对清洁，且具备高辛烷值，因此甲醇可用作内燃机中的汽油添加剂或替代品，也可应用于改装的柴油发动机以及先进的混合动力和燃料电池车辆，特别适合我国贫油、少气、多煤炭的能源结构的国情现状。

目前陆上交通领域的电动化趋势正在飞速发展当中，乘用车、公交车以及小型运输车辆均已经有成熟的电动化方案。但是长途重卡货运、受限于电池的能量密度的理论上限，在可以预见的未来仍然难以实现高度电气化。以绿氢为原料合成的绿甲醇、绿氨等绿色燃料替代化石能源是交通领域实现深度脱碳的基本路径之一。目前我国重型机动车的年燃油消费量为 8500 万吨左右，随着经济持续增长，未来仍有 50%以上的上升空间，预计未来在“双碳”

目标的引导下，基于绿色氢基能源为基础的各类车辆的技术渗透率将超过 50%。

预计绿色氢基能源在我国重型机动车领域在 2030 左右实现商业化，2040 年左右达到 20%的市场份额，2050 年和 2060 年市场份额逐步提升至 40%和 50%，假设我重型机动车的能源需求匀速增长，综合研判下陆上交通领域的的绿氢原料需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 28 万吨、630 万吨、1380 万吨以及 1880 万吨左右。

铁路及轨道交通

氢能在铁路交通领域的应用主要是与燃料电池结合构成动力系统，替代传统的内燃机车。氢动力火车的优点在于不需要对现有铁路轨道进行电气化改造即可以实现铁路的碳减排。目前氢动力火车在国际上处于研发和试验阶段，在我国高电气化率的背景下，氢动力火车需求有限，暂不考虑氢能在铁路及轨道交通领域的预测数据。

航空领域

绿色航空煤油是指从非化石资源而来的 C8~15 液体烃类燃料。根据美国环球油品公司的生命周期分析，绿色航空煤油的温室气体排放量比石油基航空燃料减少 65%~85%。在研发飞机新技术及提高运营与基础设施效率之外，发展可持续航空燃料将是实现减碳目标最重要的措施。当前国际上成熟的绿色航空煤油生产路径主要是依托加氢精制法、费托合成法两种工艺。我国主要是清华大

学研究团队正在开展通过设计指向含芳环航煤馏分(C8~C15)为目标产物的工艺路线研究工作。

我国航空煤油年消费量在 3500 万吨左右,考虑航空运输量仍在高速增长当中,航空煤油未来需求将有较大的增长潜力。经初步研判,未来航空领域的能源需求量增长将超过 100%,2060 年我国基于绿氢制成的绿色航空煤油在航空领域的渗透率将达到 50%左右。预计绿色航空煤油在我国航空领域在 2030 左右实现商业化,2040 年左右达到 20%的市场份额,2050 年和 2060 年市场份额逐步提升至 40%和 50%,假设我航空领域的能源需求匀速增长,综合研判下绿色航空煤油其应的绿氢原料需求将分别达到 12 万吨、290 万吨、680 万吨以及 970 万吨。

航运

绿甲醇是另一种极具潜力的船用动力来源,甲醇可以实现低改装成本下的柴油的部分或完全替代,且常温下甲醇是液体,无需加压或低温储存,这使得甲醇燃料动力船舶成为航运业减碳的重要手段。目前,包括日本、新加坡等国家都已明确,将可再生甲醇作为船舶运输零碳排放的燃料。绿色甲醇将在航运业脱碳方面发挥关键作用,其需求将随产能扩大和技术进步快速增加。

目前我国的航运燃油消费量约为 3200 万吨,航运作为成本最低廉的运输方式,未来随着经济的发展将有较大的增长空间,2060 年我国的航运需求将比当前水平提高一倍左右。经研判,未来以绿氢合成绿甲醇为支撑的甲醇燃料动力船舶将在航运领域的技术渗

透率将达到 50%以上。

预计绿色氢基能源在我国航运领域在 2025 年~2030 年间实现商业化，2040 年左右达到 20%的市场份额，2050 年和 2060 年市场份额逐步提升至 40%和 50%，假设我航运领域的能源需求匀速增长，综合研判下航运绿色甲醇的需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 61 万吨、1460 万吨、3400 万吨和 4860 万吨。对应的绿氢原料需求将分别达到 12 万吨、280 万吨、650 万吨以及 920 万吨。

电力领域绿氢需求

电力领域氢基能源需求主要集中在气电掺氢、煤电掺氢、燃料电池发电等领域，我们预测在电力领域绿氢原料需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 1460 万吨、3540 万吨、3280 万吨以及 4390 万吨左右。

气电掺氢

气电掺氢的发展与燃气轮机的发展具备强耦合关系，目前 GE 在全球已有超过 100 台采用低热值含氢燃料机组在运行，累计运行小时数超过 800 万小时，其中部分机组的燃料含氢量超过 50%，积累大量实践经验。GE 公司将零碳排放的燃气技术分为五步，目标在 2030 年前 GE HA 燃气机组会具备 100%的燃氢能力，最终实现零碳排放。因此，未来燃气轮机 100%掺氢，在技术上是可以实现。考虑到输氢管道技术难度与成本，保守估计我国燃气发电的掺氢比例将在 2060 年达到 20%左右。

根据我院对未来电力系统的综合研判，未来我国气电的发电量在 2030 年、2040 年、2050 年以及 2060 年将分别为 0.49 万亿度、0.57 万亿度、0.60 万亿度和 0.53 万亿度，2030 年气电掺氢比例达到 1%左右，到 2060 年匀速提升至 20%。

综合研判下燃气轮机掺氢需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 8.7 万吨、73 万吨、140 万吨以及 186 万吨左右。

煤电掺氢

关于煤电锅炉掺氢，目前有煤掺氢燃烧器技术和纯氢燃烧器技术两种技术路线。在锅炉运行的过程中，有四种运行模式，第一种是纯煤燃烧器与纯氢燃烧器同时运行；第二种是纯煤燃烧器与煤掺氢燃烧器同时运行；第三种是纯煤燃烧器、纯氢燃烧器和煤掺氢燃烧器三种燃烧器同时运行；第四种是只有纯氢燃烧器运行。

目前来看，前三种运行模式适合于近中期的碳减排策略，并且第三种运行模式下锅炉掺氢的可调节性更强，第四种适合于中远期。未来能源用氢的主要需求将集中在煤电掺氢领域。煤电对我国的电力系统的稳定安全运行有非常重要的作用。随着碳约束的逐渐加紧，煤电掺氢是除碳捕集与封存外另一个煤电脱碳的重要的技术。根据我院对未来电力系统的综合研判，未来我国煤电的发电量在 2030 年、2040 年、2050 年以及 2060 年将分别为 5.8 万亿度、4.6 万亿度、2.5 万亿度和 2.4 万亿度。根据技术现状研判，2030 年火电掺氢比例可达到 2.5%左右，未来火电掺氢的比例匀速增长，到 2060 年火电掺氢的比例将达到 20%左右。

综合研判下煤电掺氨需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到 8000 万吨、19400 万吨、17400 万吨以及 23300 万吨左右，其对应的绿氢原料需求将分别达到 1460 万吨、3470 万吨、3130 万吨以及 4200 万吨。

燃料电池发电

燃料电池是一种将燃料所具有的化学能直接转换成电能的装置，基本原理是燃料进入燃料电池的阳极，在催化剂的作用下分解成质子和电子，形成的质子穿过膜达到燃料电池阴极，电子则通过外部电路到达燃料电池阴极形成电流。依据燃料的不同，燃料电池可以分为氢燃料电池、甲醇燃料电池和氨燃料电池。依据电解质的不同，可以将燃料电池分为五类：包括碱性燃料电池、质子交换膜燃料电池、磷酸燃料电池、熔融碳酸盐燃料电池、固体氧化物燃料电池等。

燃料电池技术受限于设备的体积能量密度较低，主要适用于分布式电源的部署，总体而言，未来我国燃料电池电站的规模与“传统火电降碳”规模相比相对较小，绿氢需求较低，目前暂不考虑相应的绿氢需求。

建筑领域绿氢需求

建筑领域能源需求主要用于供暖（空间采暖）、供热（生活热水）等的能源消耗。在短期，氢气可借助较为完善的家庭天然气管网，以小于 20%的比例掺入天然气实现低成本向建筑终端运输。长期来看，氢能可以以燃料电池的形式参与建筑的分布式供能。

目前我国建筑部门的天然气消费量为 1200 亿立方米，占总天然气消费量的 33%。随着城镇化进程的继续发展以及清洁供暖的持续推进，我国的建筑燃气需求将稳步增长，到 2060 年我国的建筑领域的燃气需求将增长至 2400 亿立方米左右，考虑到氢气的安全性问题，预计未来我国的建筑领域燃气掺氢比例将达到 10%左右，假设我国建筑领域的燃气需求匀速增长，根据技术现状研判，2030 年左右建筑领域燃气中氢气占比可达到 1%左右，至 2060 年匀速提升至 10%。则综合测算下，建筑领域绿氢原料需求在 2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年将分别达到，10 万吨、80 万吨、150 万吨以及 220 万吨左右。

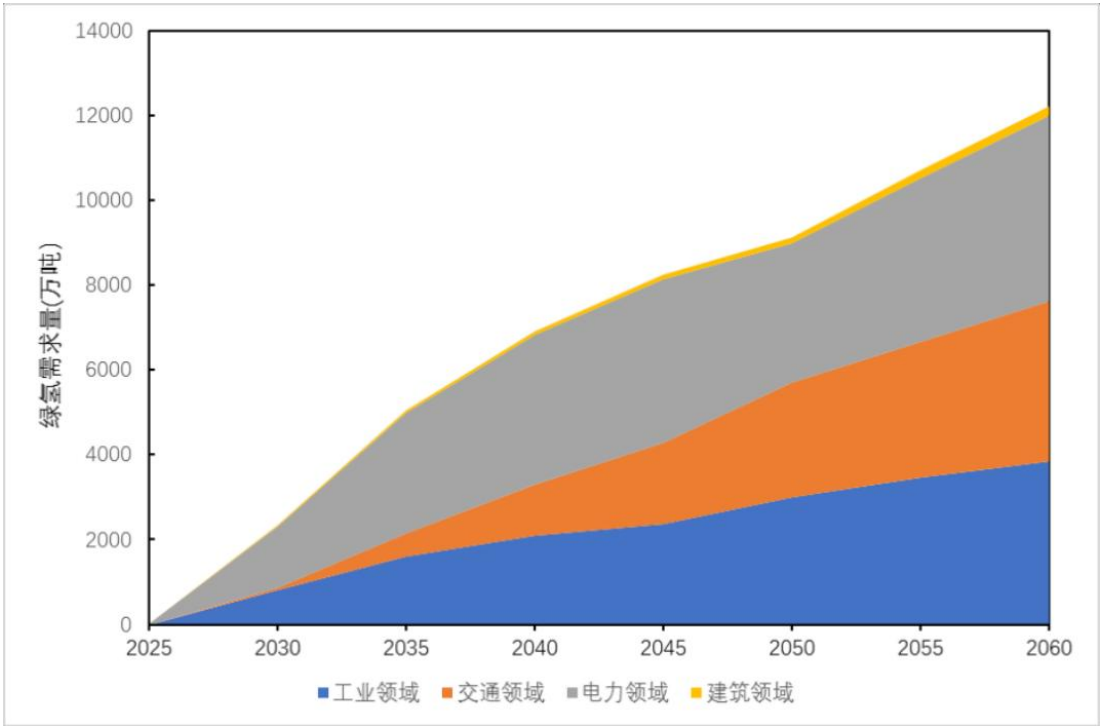
绿氢需求预测

绿色氢基能源未来主要用途集中在工业、交通、电力、建筑四大领域，经上述综合分析，根据我院研究预测，未来我国的绿氢需求量稳步上升，2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年绿氢需求量将分别达到 2300 万、6900 万、9100 万、1.2 亿吨。



我国各领域绿氢需求预测表（单位：万吨）

年份	工业领域	交通领域	电力领域	建筑领域	氢原料需求合计
2030	805	52	1464	11	2331
2035	1596	558	2838	45	5037
2040	2105	1195	3542	79	6921
2045	2379	1910	3841	114	8244
2050	2998	2704	3280	148	9129
2055	3455	3219	3860	182	10716
2060	3843	3773	4388	216	12220



我国四大领域绿氢需求预测图

第九解：氢能关键技术之问

氢能十解

第九解：氢能关键技术之问

氢的制备

氢是一种二次能源，需通过一定方法利用其他能源制取。对于绿氢而言，常用的制备方法是电解水制氢，光解水制氢、生物质制

氢、核能制氢等新型制氢技术尚处于实验开发阶段，目前不具备大规模制氢的能力。



技术分析

电解水制氢 是指在直流电作用下将水进行分解，产生氢气和氧气的技术，目前主要分为碱性电解水 ALK、质子交换膜电解水 PEM、高温固体氧化物电解水 SOEC 和阴离子交换膜电解水 AEM。在技术成熟度上，碱性电解水和 PEM 质子交换膜电解水处于成熟规模化应用阶段；高温固体氧化物电解水处于生产测试到系统验证阶段；

阴离子交换膜电解水 AEM 处于技术开发阶段。中短期内的大规模电解水制氢项目，仍将以碱性电解水和 PEM 电解水技术为主；长期来看 SOEC 和 AEM 技术，具备光明的应用前景。

碱性电解水 ALK 制氢技术是目前最为成熟，已大批量商业化规模使用的制氢技术，单槽产氢量在 $2000\sim 3000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，其工作温度介于 $70\sim 90^\circ\text{C}$ ，工作压力介于 $1\sim 3\text{MPa}$ ，电流密度通常小于 $0.8\text{A}/\text{cm}^2$ ，制氢直流能耗介于 $4.0\sim 5.0\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ，能源效率介于 $60\%\sim 80\%$ 。

较之于其他制氢技术，碱性电解水制氢可以采用非贵金属催化剂且电解槽具有 $15\sim 20$ 年左右的较长使用寿命，因此具有成本上的竞争力。但是该技术使用的电解质是强碱，具有腐蚀性和危害性，加之其启动、调节速度较慢，运行功率范围较窄，与可再生能源发电的适配性还有待进一步提升。

质子交换膜 PEM 制氢技术近年来产业化发展迅速，目前 PEM 电解单槽产氢量在 $400\sim 500\text{Nm}^3/\text{h}$ ，其工作温度介于 $50\sim 80^\circ\text{C}$ ，工作压力介于 $3\sim 7\text{MPa}$ ，电流密度通常介于 $1\sim 4\text{A}/\text{cm}^2$ ，直流制氢能耗介于 $3.8\sim 4.8\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ，能源效率略高于碱性电解。

质子交换膜电解技术流程简单，结构紧凑，体积远小于同规模的碱性电解系统，且运行功率范围更宽 $10\%\sim 150\%$ ，启动更快，适应可再生能源发电的波动性特征，易于与可再生能源相结合。但是，PEM 电解槽需要使用含贵金属（铂、铱）的电催化剂和特殊

膜材料，成本较高，使用寿命也不如碱性电解槽，目前仍处于示范推广阶段。

电解水制氢当前行业内的技术攻克目标主要是负荷响应范围、交（直）流电耗、系统耗水量等，负荷响应范围主要是针对新能源发电的随机性、波动性实现电解水制氢设备的 0%~150%宽功率响应、交（直）流电耗从 5.0kWh/Nm³ 水平降至 4.0kWh/Nm³ 水平、系统耗水量从每吨氢耗水 20t 降至 10t。

高温固体氧化物 SOEC 制氢技术目前处于研究验证阶段，其工作温度介于 500~1000℃，工作压约 0.1MPa，电流密度通常介于 0.3~1A/cm²，能源效率在实验室测试可达 90%。

高温固体氧化物电解多采用陶瓷作为电解质，材料成本低，具有很高的能源效率，但工作温度要求高，需要额外的热源，可与核电站、光热、地热等系统的热源相结合。高温固体氧化物技术最大优势在于可双向运行，既可以利用高温固体氧化物电解（SOEC）将电转化为氢，亦可利用高温固体氧化物燃料电池（SOFC）将氢转化为电，便于为电网或微网提供平衡服务，并提高设备的整体利用率，降低成本。SOEC 电解槽进料为水蒸气，若添加二氧化碳后，则可生成合成气（氢气和一氧化碳的混合物），再进一步生产合成燃料。因此 SOEC 技术有望被广泛应用于二氧化碳回收、燃料生产和化学合成品等，这是欧盟近年来的研发重点。

SOEC 电解技术尚需解决诸如高温下电堆衰减、热力系统构建、系统的热安全问题等，国外已有企业开展小规模商业应用，国内目前仍处于实验室规模的验证示范阶段。

阴离子交换膜 AEM 制氢技术，通常采用纯水或低浓度碱性溶液作为电解质，与 PEM 电解的根本区别在于将膜的交换离子由质子更换为氢氧根离子。该技术工作温度较低，介于 $40\sim 60^{\circ}\text{C}$ ，工作压力低于 3.5MPa ，电流密度介于 $1\sim 2\text{A}/\text{cm}^2$ ，能源效率介于 $60\%\sim 80\%$ 。

阴离子交换膜电解使用的电极和催化剂是镍、钴、铁等非贵金属材料，原材料成本低廉，同时将碱性电解槽的低成本与 PEM 的简单、高效相结合，其系统响应快速，亦匹配可再生能源发电的特性。若实现产业化，亦存在降本推广的潜力。

AEM 目前仍然存在着诸多不足：如氢氧根离子导通率较低，膜的传导性低，膜的机械、化学稳定性不高，电极结构和催化剂动力学需要优化等。AEM 性能的提升通常是通过调整膜的传导性，或通过添加支持性电解质（如 KOH 、 NaHCO_3 ）来实现，但这又会降低耐久性。因此 AEM 将面临更大的挑战，需要研制更薄或具有更高电荷密度的膜，同时对 BOP 辅助系统也提出了较高的要求。

国产化分析

我国碱性电解技术 已实现全产业链的国产化，碱性电解装备实现工业化批量生产，产品性能与国际先进水平同步，部分指标优于国外竞争者。而产品成本远低于国际水平，在市场上具备较强

竞争力。早期聚焦碱性电解制氢技术与设备制造的厂商包括派瑞氢能、考克利尔竞立、天津大陆等深耕多年的老牌企业，近年来风电、光伏、化工、燃气等产业链企业先后布局碱性电解槽业务，同时依托大量可再生能源制氢项目的驱动，行业产销量大增，涌现一大批包括阳光氢能、隆基氢能、华电重工、长春绿动、石化机械等新秀企业。据公开数据统计，当前国内电解水制氢设备厂商规划的总产能已达到 38GW，以碱性电解槽为主。

我国 PEM 电解技术实现了大部分的国产化，少量核心部件如质子交换膜主要依赖进口。国内当前具备质子交换膜初步生产能力，处于验证阶段，但核心材料，如膜树脂、膜溶液、催化剂等多为进口。国内第二代膜电极的制造技术已比较成熟，实现对外出口。国内 PEM 电解装备厂家，主要包括国氢科技、山东赛克赛斯、湖南淳华、派瑞氢能、中科院大化所等，已实现小规模商业化应用，但设备价格远高于同等规模的碱性电解槽，在电流密度、电解效率、可靠性方面，与国外存在差距。

我国高温固体氧化物电解技术总体产业化程度不高，推出的商业化产品较少。现阶段国内企业 SOEC 电解制氢功率以千瓦级为主，集中在 2~25kW，电流密度约 0.5~1.0A/cm²。设备厂家包括质子动力、上海翌晶、武汉华科福赛等，其中质子动力于 2023 年 3 月在青岛投运一期兆瓦级产线，上海翌晶于 4 月下线年产能达百兆瓦的 SOEC 电堆自动化产线。

我国阴离子交换膜制氢技术正处于小型研发示范阶段，清华大学、吉林大学、山东东岳集团、山东天维膜技术有限公司进行了阴离子交换膜研制相关工作，中科院大连化物所重点开展了催化剂的研发工作，中船 718 所开展了 AEM 电解槽的集成与基础研发工作。北京中电绿波于 2023 年 8 月发布全国首台在线运行 $10\text{Nm}^3/\text{h}$ 的 AEM 离子膜电解槽，稳石氢能于 12 月发布 10kW 的 AEM 电解槽，并拟搭建一期产能 4GW 的阴离子交换膜产线，北京申乾科技则是引进了德国 Enapter 公司 AEM 产品。整体来看，AEM 还是一项前沿技术，其产品寿命、产氢规模等方面，离大规模商业化还有一段距离。

绿氢合成氨分析

合成氨 是成熟的生产工艺，国际上先进的合成氨技术均采用低压合成工艺，常用的大型氨合成有凯洛格（Kellogg）、托普索（Topsøe）、卡萨利（Casale）、布朗（Braun）等公司所开发的工艺，国内早期所应用的工艺多数从国外引进，各种工艺均从不同角度力争提高氨净值和热量回收效率、降低触媒层高度及整个塔的阻力降。

自 2015 年起，我国合成氨行业出现过产能过剩现象，但现如今该行业又迈入转型升级的快速发展阶段。大型合成氨工业中，大型空分技术国内已十分成熟，低压合成氨技术我国已步入国际先进水平，已建成诸多大型合成氨基地，同时涌现了云天化、湖北宜

化、华鲁恒升等一大批具有较高技术水平、较大生产规模的企业。目前，国内已有多家企业开始研发设计合成效果更佳的氨合成系统，最有代表性的企业有南京国昌、南京聚拓与湖南安淳等等。现如今所设计的合成塔，塔径为 600~3200mm，合成塔的合成能力相比之前有较大提升，提升最为明显的就是合成氨联产甲醇的流程所设计的醇烃化工艺搭配醇烃化产生的气体进行精制时应用的工艺所结合的新型氨合成工艺，此工艺目前设计领先，运行成熟。总体来看，国内合成氨研究基本处于国际领先地位，综合考虑从可再生能源制氢到合成氨一体化技术，基本上已达到国际领先水平。

合成氨工艺发展趋势是大型化、低压化、节能化、安全环保化。除了低温低压合成氨，还有直接电催化合成氨、低温常压合成氨、等离子体法合成氨等新技术。

可再生能源电解水制氢合成氨的设计与运行存在诸多挑战，需要在合成氨工艺柔性优化与调控、大规模电解水制氢平稳运行、制氢负荷参与电网调控和全系统技术经济性等方面展开研究。可再生能源电解水制氢合成氨负荷的调控策略和动态控制技术是当前正全力突破的关键技术领域。具体包括：高效低温低压合成氨技术；可再生能源波动条件下的合成氨工艺流程优化和柔性调控技术；考虑“电-热-质”耦合的大规模电解水制氢系统的模块化集成和集群动态控制技术。

绿氢制备绿氨下一步需要进行的突破，主要是需考虑可再生能源供给和绿氨市场消费需求的波动，同时充分考虑操作安全性和过程经济性，研究复杂变工况条件下的催化剂动力学机制、适应柔性生产的合成氨工艺流程技术等，主要是：波动性可再生能源与氨合成塔、压缩机、气体分离、换热网络等适配方案与协同控制，实现冷热电互济，提升系统灵活性，提高综合转换效率。

绿氢合成甲醇分析

目前 **绿色甲醇** 主要有两种生产途径：一种是生物质甲醇，利用生物基原料生产；另一种是绿电制甲醇。

生物质制甲醇主要有两种途径：一是采用生物质气化-合成气的途径，二是生物质发酵制甲烷再制甲醇。

生物质气化制甲醇包含生物质气化和合成气制甲醇两个部分，首先是生物质气化形成富碳合成气，再经气体重整合成甲醇。其中，生物质气化技术是将生物质转化成高质量合成气的最具前景的关键工艺之一，合成气制甲醇的技术原理跟煤制甲醇类似，至今已有 80 年历史，工艺路线已经成熟稳定。国内生物质气化技术研究侧重于气化技术、装备及原理三个关键方面。关键设备包括生物质气化炉、蒸汽变换室以及甲醇合成器。研究的关键因素为生物质气化当量比、蒸汽变换温度、氢循环比等，未来的发展趋势是研究如催化气化技术、等离子体气化技术等具有更高的转化效率和反应速度的气化技术，针对生物质基合成气的甲醇合成催化剂，

不同工艺方案（气化剂、反应温度、压力）下的生物质甲醇合成系统的工艺匹配等关键技术。

生物质发酵制甲醇，是利用微生物将生物质厌氧发酵产生沼气，通过甲烷转化成氢气与一氧化碳合成甲醇，或将其中的二氧化碳分离，加氢重整，也可合成生物甲醇。受限于生物质发酵技术，目前暂未实现大规模工业化应用。由于生物质发酵的特性及其在反应过程中的变化比较复杂，制取的甲醇质量可能受到一定影响，需要进一步研究和优化反应过程，提高转化产量和质量。实现反应过程的可控性，提高反应速率和效率、节约生产成本、加快工业化进程是生物质发酵制甲醇技术亟待解决的问题。

绿电制甲醇主要以二氧化碳为原料，其技术路线分为：①绿电制绿氢耦合二氧化碳制甲醇；②二氧化碳电催化还原制甲醇。其中，二氧化碳电催化还原制甲醇工业化尚存一些关键性挑战，相比之下二氧化碳加氢制甲醇被证明是最具可实施性和规模化的路线。

由 CO 加 H₂ 合成甲醇的工艺技术已经成熟稳定，而对于以 CO₂ 作为原料与氢气反应制备甲醇，相比于一氧化碳加氢制甲醇，突出的问题主要有三个：一是热力学平衡限制二氧化碳单程转化率较低，二是较高温度下严重的逆水煤气变换反应降低了甲醇选择性，三是反应生成的水会加速催化剂的失活。

催化剂是 CO₂ 加氢制甲醇反应的关键，研究侧重于提高催化剂的二氧化碳转化率，甲醇选择性、活性及反应稳定性等方面。目前

可用于合成绿色甲醇的催化剂包括 Cu 基催化剂、金属氧化物催化剂、贵金属催化剂等，但主要侧重于 Cu 基催化剂的研究。国内已有机构开发出铜基、锌基等催化剂，但总体来看研究尚处于小试阶段。

相比于甲醇催化剂的研究，CO₂ 加氢制甲醇的工艺及设备方面的研究相对较少，但从工程角度来看，工艺与设备的研发同样具有较好的应用前景。甲醇装置的大型化是今后行业发展的一个方向，研究重点在对反应器工艺的优化以提高 CO₂ 转化率同时节能降耗。

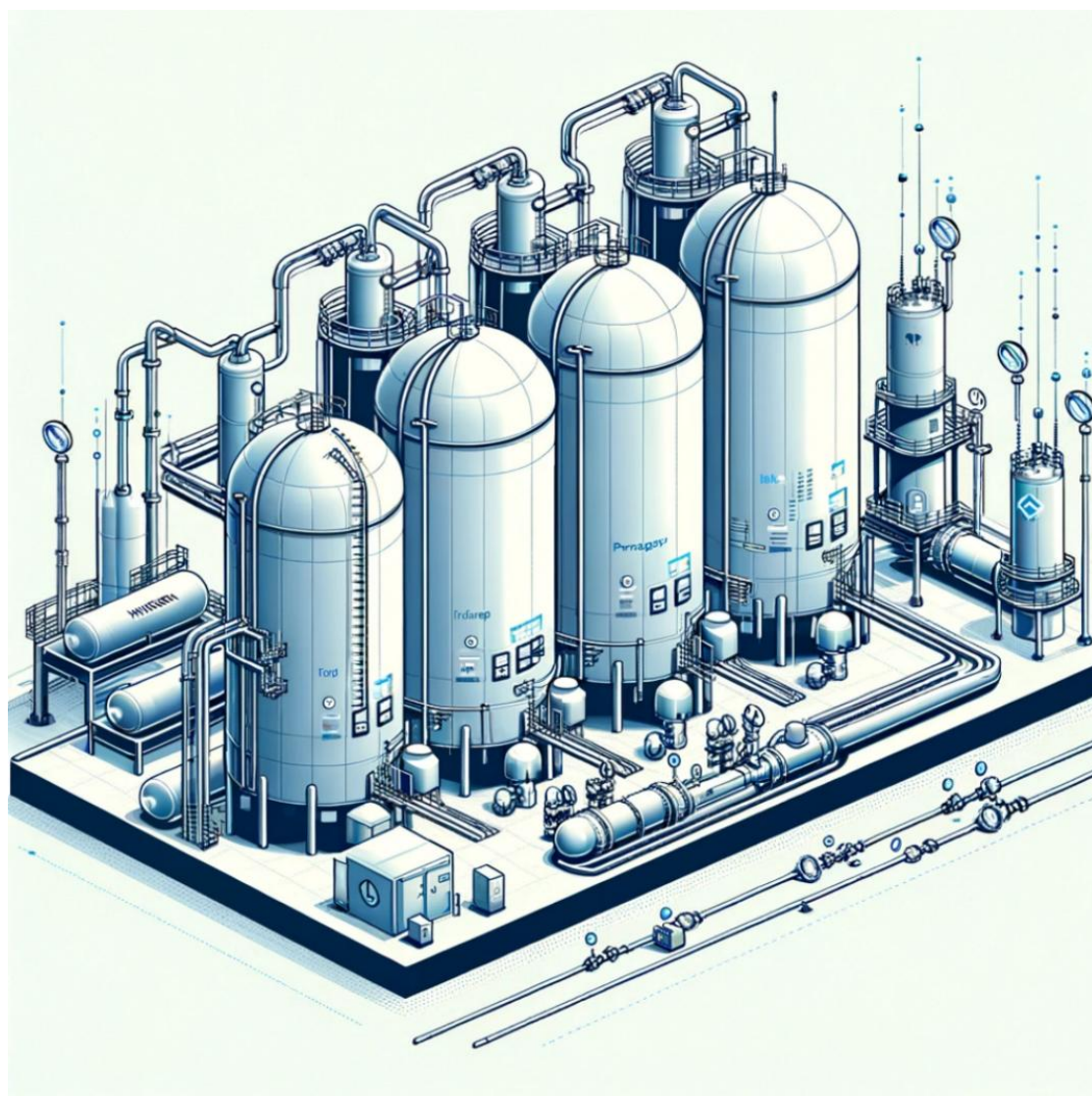
日本、德国相继建成年产 100 吨和 500 吨的甲醇试验工厂，中国科学院上海高等研究院、西南化工研究设计院亦分别建成年产 5000 吨甲醇工业试验装置。吉利是布局甲醇较早的企业，从甲醇制备、甲醇输配、甲醇车辆应用等方面进行多年探索，于 2015 年投资冰岛碳循环国际公司，利用地热发电制氢与捕集的二氧化碳合成可再生甲醇。目前二氧化碳加氢制甲醇技术还处于工业化初期阶段，技术路线已打通，已经实现中试示范，接下来还需对技术做进一步改进，解决产业化问题。

综上所述，目前甲醇主要的发展方向包括传统合成工艺的改进及新合成技术的开发。装置超大型化、工艺耦合、技术集成、绿色节能将是未来甲醇生产工艺发展的趋势，以二氧化碳及生物质为

原料生产甲醇的技术,符合绿色化工、环境友好的特点,具有很好的发展前景。

氢能储输

目前,我国氢基能源示范应用主要围绕产地附近布局,长距离输送项目较少,故而发展高效、低成本的氢基能源储输技术氢能行业发展的必要保障。氢储输以高压气态方式为主,技术相对成熟,在成本方面具备优势,受技术和成本端的制约,低温液态、固态等其他储输技术仅有少量应用;氨和甲醇储输以液态为主。



气态储输

氢气储输方面，高压气态储输氢操作简单、成本较低、技术成熟，是目前应用最多的氢储输方式，我国在固定式高压储氢技术方面处于国际先进水平。高压气态氢储输的关键设备为压缩机和储氢瓶：氢气压缩机主要作用为通过提高氢气储存密度和压力将氢气压缩成高压氢气，储氢瓶是氢储输的重要容器。在氢气压缩机方面，2023 年国产 90MPa 氢气压缩机已实现商业应用落地，羿弓氢能全球首创“液驱+隔膜”技术方案，具备传统隔膜压缩机的保证气体绝对洁净、密封性好、单级压缩比高、散热性能好等优势，同时也兼备液驱活塞式压缩机的适应频繁启停、带载启停、变工况运行、可维修性好（模块化）、可实现灵活串/并联提升排气压力或排量等优势。液驱隔膜式压缩机可适应加氢站的变工况、频繁启停等需求，同时整机模块化设计、占地面积小等方面使其具备较高的经济性，目前已在“嘉定氢能港”加氢站投入使用。丰电金凯威（苏州）压缩机有限公司发布了国内首台 250MPa 超高压隔膜氢气压缩机，意味着我国在关键领域，特别是氢气超高压设备领域摆脱卡脖子实现国产替代的突破。在储氢瓶方面，中集安瑞科在氢气储输方面取得了较大的技术突破，以制造储输设备为主，其储氢领域布局涵盖气氢和液氢储氢设备制造，2023 年成功下线国内首台 30MPa 碳纤维缠绕管束式氢气集装箱并可实现批量生产，该集装箱刷新了国内高压氢气运输装备运载量的纪录，将

会极大提高高压氢气单车的运载能力和卸气量，有望大幅降低运氢成本。

大容积流量、高排气压力隔膜压缩机产品是当前和未来压缩机厂商的重要研制方向，同时就储氢瓶来说，需进一步提高储输高压气态储氢的压力和单车运氢量。

长管拖车是最普遍的气态氢运输方式。由于氢气密度小，储氢容器自重大，长管拖车实际运氢重量仅为总运输重量的 1%~2%，因此长管拖车运氢适用于运输距离短且输氢量较低的场景。目前我国以 20MPa 气态长管拖车运氢方式为主，单车运氢量 350kg。储存压力是未来公路运输的攻克方向，预计到 2030 年，国内长管拖车的工作压力可以达到 35MPa，单车运氢量可达到 700kg，到 2050 年，国内长管拖车的工作压力可以达到 50MPa，单车运氢量可达到 1200kg。

管道输氢是实现氢气大规模、长距离、低成本运输的重要方式，可分为纯氢管道和天然气掺氢管道。根据我院前期研究成果，我国输氢管道基础设施建设起步相对较晚，受资源市场规模制约，目前还未形成大规模的氢气管道输送网络，已建纯氢管道输送压力均为 4MPa 以下、管径不大于 D508mm，2015 年建成的济源-洛阳氢气管道年输量 10 万吨，是我国当前输量最高的氢气管道；目前已有设计压力在 6.3MPa、管径 D610mm 的纯氢管道示范项目已处于工程建设阶段，年输氢规模可达 50 万吨/年。设计压力在 6.3MPa、

管径 D813mm 的纯氢管道处于前期方案设计阶段，预计后续可能具备规模应用条件，我国石油化工相关企业正在开展陆上与海上输氢管道规划设计工作，高压氢气管道输送相关技术和管材仍处于研究阶段。据我院展望，全国氢管道相关企业，下一步将加快开展高压力、大管径纯氢管道的技术研究工作，并有望在输氢管道材料上实现重大突破，解决氢脆等重大问题，未来纯输氢管道有望压力达到 10MPa、管径达到 D1016mm。

天然气掺氢起步较晚，但是发展较快，目前正处于工程示范验证阶段。目前在规划、设计、施工等方面均已有天然气掺氢示范项目，并已有项目处于运行阶段。我国的天然气掺氢示范项目以城市燃气供给为主，随着管道技术的提升，2023 年中石油在天然气掺氢实验中实现突破，天然气最高掺氢比例已可达到 24%，研究表明，利用华白数、燃烧势、AGA 指数判定，加以爆炸极限计算、扩散性安全分析，掺混氢气的体积小于 24%时，掺混气与天然气基准气具有互换性。从国内外示范工程及研究表明，掺氢比例在 10%至 20%之间是合理的。

天然气掺氢后，管道内高压富氢环境将引发管道本体及输送设备发生氢脆和氢腐蚀。为保证掺氢管输的安全性，需开展高压富氢环境中掺氢天然气与管材的相容性研究。目前国内外已开展相关研究，包括从微观角度采用分子动力学方法或扫描电镜等仪器揭示发生氢脆和氢腐蚀的内在机理，以及从宏观角度测试和模拟材

料典型力学性能在高压富氢环境中的变化。尽管目前研究均表明天然气掺氢后会给管道及相关设施带来诸多不利影响，但掺氢比与材料氢破坏、管道压力等之间的定量关系仍不明晰，未来需开展进一步研究。在天然气中掺混氢气不仅会影响输送管道，还可能导致沿线的关键设备及其部件产生氢脆、氢损伤，且随着氢气掺入量的变化，掺输设备、计量设备的可靠性和准确性也会发生变化。因此，以上涉氢设备在材料选择、设计制造、规范标准方面与天然气设备有较大不同。相比于天然气泄漏，高压氢气泄漏的影响范围更广，但其在近地面的危险系数更小。目前对掺氢天然气管道多组分气体泄漏在空气中的气体扩散机理尚不明晰，管道事故失效特征、事故风险演化动态发展过程、灾害链式效应的蔓延及其控制方法尚不明确。长距离输氢管线完整性管理、事故应急决策及抢维修缺乏相关标准规范。

液态储输

低温液态储氢是以低温将液化氢气储存到绝热真空容器中的一种新兴储氢技术，相比于高压气态储氢，低温液态储氢质量密度更大，储存氢气纯度更高。为了保证低温、高压条件，低温液态储氢需使用具有良好绝热性能的液氢储罐以及配套严格的绝热方案与冷却设备。氢的液态储输以液氢槽车为主，当前液氢槽车单车运氢量可达到 4000kg，相较于 20MPa 高压气氢拖车，可使单车储输量提高约 9 倍，充卸载时间减少约 1 倍，并且在液化过程还能提高氢气纯度，一定程度上节省了提纯成本。

随着氢能产业的发展，液氢储输是大规模长距离储输氢的重要方向之一。2024 年初，中集安瑞科研制的国内首台商用液氢罐车正式下线，填补了我国在商用液氢储输装备领域的空白，根据中集安瑞科公开信息，该液氢罐车在 100%无损情况下，可运输 2000km 以上。未来在各方力量加持下，我国液氢产业有望进一步实现经济性、技术性、国产化的重大突破，为推动氢能产业大规模发展奠定基础。

目前低温液态储氢主要应用于军事航天等对氢气纯度要求较高的领域，液氢储输各环节涉及的设备主要有氢液化装置、储罐、罐车和加注系统等，均已基本具备自主国产化的技术和产品，但产业尚未进入高速发展阶段，在核心设备和部件大型化、集成应用规模化等方面还有待创新。未来随着液化能耗的减少及保温效率的提升，低温液态储氢商业化进展有望加快。

氨和甲醇的液态储存技术目前商业化已十分成熟，在此不再详细分析。目前我国氨、醇尚未形成规模化输送效应，长距离输送氨、甲醇管道，国际上（美国、俄罗斯等）已有实证，国内尚无实际运营案例。随着未来的规模化发展效应，我国氨、甲醇输送管道有望实现 6.3MPa，管径 D356mm~D406mm；随后进一步突破达到 6.3MPa，管径 D457mm~D559mm。

固态储输

固态储氢是基于氢气与储氢材料间的物理或化学变化，形成固溶体或者氢化物，实现氢气的存储，具有储氢密度高、运行压力低、安全性好等优点。目前利用金属氢化物储氢技术较为热门，单位体积的金属可以储存常温常压下近千倍体积的氢气，体积密度甚至优于液氢。但由于固态储氢的技术门槛较高，资金需求巨大，我国仍处于研发示范的早期阶段，攻关技术主要集中在材料方向。近年国内陆续有以固态储氢为能源供应的大巴车、卡车、冷藏车、备用电源等问世，随着氢能行业及企业对该领域的关注度加大，固态储氢有望在实际应用中不断实现技术研发迭代。

目前，国内已有 LAVO（氢能科技公司）固态储氢示范项目，以“氢”为能源载体，以“固态储氢”为核心技术，来验证固态储氢安全性优良、储氢体积密度大。同时，LAVO 开放自身应用经验为该项目提供全球领先的金属合金储氢技术和系统设计。未来我国将在吸附储氢和金属储氢的技术上进行更多的深入研究。

氢能应用

氢能用途广泛，可用作原料、燃料或能源储存载体，在交通、工业、电力和建筑等领域广泛应用，可助力交通、工业、电力等多个领域实现低碳化。当前目前主要应用在工业和交通领域中，在建筑、发电等领域仍然处于探索阶段。



交通领域

交通领域“氢动力”利用是氢能的重要方式之一，目前国内已可实现量产氢能重卡、甲醇汽车等。通过氢燃料电池、氨-氢燃料电池、甲醇内燃机等应用于在汽车、轨道交通、船舶和航空器等设备，降低了长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖。现全国已在中东部形成京津冀城市群、上海城市群、广东城市群、河北城市群、河南城市群五大示范城市群。在制氢成本下降、政策积极

推动的背景下，并随着加氢等基础设施建设逐步完善，我国燃料电池汽车、甲醇汽车的供给和需求正快速增长。

我国生产氢能重卡的企业包括上汽、潍柴动力、大运汽车、一汽等，目前已具有突破性的氢能汽车技术。以一汽解放氢能重卡“星熠”为例，搭载了 300kW 的自主高功率燃电发动机，其峰值效率达到 60%以上。同时，其配备了 50kWh 容量的高功率型动力电池，具备高放电倍率，确保在匀速行驶或瞬时加速爬坡时提供充足的驱动电量。

未来的技术攻关将集中在大容量燃料电池发动机和高压力储氢系统两大核心方向，并且氢能将加快在汽车、船舶和航空器等领域的大规模推广和应用。

甲醇汽车发展较早，目前技术已较为成熟。吉利是布局甲醇汽车较早的企业，从甲醇制备、甲醇输配、甲醇车辆应用等方面进行多年探索。吉利汽车当前是甲醇汽车主要的生产企业，其产品包括甲醇混动汽车和纯甲醇汽车，通过提高压缩比等先进技术将醇电混动甲醇发动机热效率提升至 43.1%，甲醇发动机热效率提升至 50.2%。陕重汽、宇通汽车等一批汽车和发动机制造企业，也具备甲醇汽车专有技术与自主开发能力。就甲醇汽车而言，未来的重点研究方向将着重于突破甲醇内燃机的热效率，在未来几年热效率将有望达到 60%以上。

绿色甲醇作为国际上公认的清洁燃料，可以实现船舶低改装成本下柴油的部分或完全替代。我国船舶和船舶动力制造行业也在积极推进内河航运、江海直达、近海运输甲醇燃料动力船舶的制造。以中船重工为主的研究机构也在积极研发。就甲醇船舶而言，未来的重点研究方向将着在直喷甲醇发动机、甲醇燃料加注单元等甲醇船舶的核心装置技术研发上。

发展绿色航油将是实现减碳目标最重要的措施，绿色航空煤油是指从非化石资源而来的 C8~15 液体烃类燃料，绿色航空煤油可以通过对植物油、地沟油或其它高含油生物燃料加氢精制生成；也可以通过将纤维素、木质素等生物质气化生成合成气，经费托合成工艺后，再加氢裂化、加氢异构改质生成。清华大学研究团队通过设计指向含芳环航煤馏分为目标产物的工艺路线，从热力学上实现一步生产航空煤油，目前已完成 100 吨/年的小型生产实验。由于高含油生物燃料有限且分布分散、收集成本较高，绿色航油未来的主要工艺方向为生物质气化-费托合成工艺，研究重点为高转化率、低成本的催化剂及多相反应器设计。

工业领域

氢基能源可直接为炼化、钢铁、冶金等行业提供高效原料、还原剂和高品质的热源，有效减少碳排放。

在化工行业当中，大部分氢气用于加氢处理、加氢裂化和脱硫。由于优质低硫燃料的需求激增，以及轻质低硫燃油的减少，需求

量在不断增长。过去氢气本身是化工的副产品之一，然而现在需求量增加，导致供需失衡，石化工业目前也在采取天然气为原料进行氢气的制备。除去传统燃料精炼之外，第二代的生物质燃料生产中需要相当数量的氢气进行加氢脱氧。因此，无论对于在精炼过程中减少常规燃料的使用，还是在生物燃料的碳足迹改善中，氢燃料都扮演者重要的角色，尤其氢的脱碳具有显着的影响。

氢在钢铁工业中，通常是相关过程的中间产物，同时也能够就地作为燃料消纳。目前，超过 70%的钢铁产量是基于传统高炉，使用焦炭，煤或天然气用作还原剂。在钢铁工业过程中更有效地使用氢可有助于提高整体能效并减少碳排放，富氢气体也可用作钢生产的替代方法中的还原剂。目前主流的氢冶金技术路线分为高炉富氢冶金与气基直接还原竖炉冶金两种方式：高炉氢冶金是指通过在高炉中喷吹氢气或富氢气体参与冶金过程，相关实验表明，高炉富氢还原冶金在一定程度上能够通过加快炉料还原，减少碳排放，但由于该工艺是基于传统的高炉，氢气喷吹量存在极限值，一般认为高炉富氢还原的碳减排幅度可达 10%-20%，效果不够显著；气基直接还原竖炉冶金是指通过使用氢气与一氧化碳混合气体作为还原剂参与冶金过程，气基直接还原竖炉冶金二氧化碳排放量可减少 50%以上，更适合用于氢冶金。氢气和铁矿石发生氧化还原反应吸热，会造成高炉温度下降，最大程度使用氢气，还保障炉温是技术难点。除此之外，未来钢铁行业将实现从“富氢”到“纯氢”的转变，重点将攻克纯氢冶金绿色洁净生产工艺、模

块化关键装备技术等，突破纯氢高温加热、模块化装备等技术瓶颈。

电力领域

氢能可发挥储能作用，支撑高比例可再生能源发展，并可发挥调峰作用，保证电力系统稳定。相较于抽水储能、压缩空气储能、电化学储能等，氢储能具有无自衰减、能量密度高等优点，凭借其无自衰减的特性，可应用于长时、跨季性储能。氢能可通过一定的途径转化为电能，目前正逐步应用于煤电掺氢、气电掺氢和燃料电池，实现由氢能向电能的转化。

2022 年，由国家能源集团开发的“燃煤锅炉混氢燃烧技术”应用项目在山东烟台成功投运，该技术是我国首次实现 40MW 燃煤锅炉氢混燃比例为 35%的中试验证，实现氢燃尽率 99.99%，氮氧化物排放浓度不增加。安徽省能源集团和合肥综合性国家科学中心能源研究院联合开展了火电厂掺氢技术的研发，2022 年至 2023 年在铜陵电厂 32 万 kW 亚临界发电机组上开展多次工程验证，在国内首次验证了大型火电机组掺氢燃烧技术的可行性。同时，国内多家科研机构的试验结果表明，燃煤锅炉混氢燃烧可使得煤粉和氢气良好燃尽，燃烧后氮氧化物排放不随混氢比例增加而等比例升高，且可通过分级燃烧等方式显著降低氮氧化物排放。

在掺氢燃烧方面，荆门绿动在 2022 年取得重大突破，在运燃机实现了 30%的掺氢燃烧改造和运行，是我国首次在重型燃机商业机

组上实施高比例掺氢燃烧改造试验和科研攻关，也是全球范围内首个在天然气联合循环、热电联供商业机组中进行高比例掺氢燃烧的示范项目。GE 公司将零碳排放的燃气技术分为五步，目标在 2030 年前 GE HA 燃气机组会具备 100% 的烧氢能力，最终实现零碳排放。

相比于常规化石燃料的燃烧，氨燃烧存在一些问题需要解决，如火焰传播速度低、点火能量高和 NO_x 排放易超标，氨作为气体燃料，不同于煤粉等固态燃料，当煤氨混合时，容易产生抢氧反应等。针对氨燃烧存在的这些问题，研发重点应为：一是低氮纯氨燃烧器；二是低氮煤掺氨燃烧器；三是锅炉掺氨燃烧技术；四是低负荷稳燃技术；五是富氧燃烧技术；六是等离子体助燃技术；七是氨在线裂解制氢技术；八是氨燃烧火检技术。

气电掺氢的发展与燃气轮机的发展具备强耦合关系，提高掺氢比例，依然有许多技术难题处于研发过程中，总体上包括燃烧技术、材料技术、控制技术、氮氧化物的控制技术四大类。首先燃烧方面，氢的比例越高、燃烧面临的挑战就越高，很多配套设施，譬如辅机、密封、管道、通风、危险气体探测，以及火焰检测等一系列技术，仍需要在各类型机组上进行验证。此外，随着燃料中氢比例的提高，氢对管道金属材料造成的氢脆腐蚀会加重；控制不仅仅针对燃机本身，而是整个联合循环电厂；燃烧温度越高，氮氧化物的产生会越多，掺氢比例逐步提高后，如何将氮氧化物

的排放控制在一定范围内，满足环保规范，也是一个技术难题。

上述关键核心技术需要分步骤、按阶段不断突破，和其它技术在燃机的应用中遵循的规律一样，燃机的掺氢能力提高会按照阶梯式上升，在不断技术开发和验证中持续进步。

在氢燃料电池技术方面。质子交换膜燃料电池技术上已经成熟，以启动时间短（约 1 分钟）、操作温度低（小于 100 摄氏度）、结构紧凑、功率密度高等成为研究热点和氢燃料电池汽车迈入商业化进程的首选，目前已经广泛应用于电力等领域，是应用最广泛的燃料电池类型。固体氧化物燃料电池及熔融碳酸盐燃料电池为高温型燃料电池，转换效率较高，但运行温度在 600 摄氏度以上，启动较慢，需要耐高温材料维持系统运行，成本较高，系统维护难度较大。固体氧化物燃料电池已初步突破关键技术，小型产品已实现了商品化，但成本仍然较高。

质子交换膜燃料电池结构比较复杂，完整的燃料电池系统包括电堆和 BOP 系统，电堆主要包含催化剂、质子膜、碳纸、膜电极、双极板等关键部件，BOP 系统主要包括空压机、氢循环系统、DC-DC 转换器、控制器、加湿器等关键设备。尽管我国燃料电池产业近年来取得了很大进展，但与国际先进水平相比还存在明显差距：一是产品体积功率密度等关键参数与当前国际先进水平仍存在一定差距；二是国内产品没有得到充分的应用验证，在可靠性和耐久性方面与国际先进水平相比差距较大。三是关键材料部件方面

尚存在卡脖子问题没有解决，催化剂、碳纸、质子膜等关键材料部件对进口产品依赖较大。催化剂、质子交换膜、碳纸、双极板、膜电极、空气压缩机、氢气循环系统等燃料电池关键材料部件以及电堆、系统是未来自主研发的重点。

建筑领域

氢基能源在建筑领域可应用于分布式发电，为家庭住宅、商业建筑等供应供热，或通过天然气掺氢为园区或居民供暖，可有效解决工业园区、社区的用能需求。

热电联供是一种利用燃料电池技术实现向用户供给电能和热能的技术，以固体氧化物燃料电池(SOFC)、质子交换膜燃料电池(PEMFC)为主，主要以分布式发电的方式应用，是保障能源供给重要的途径之一。燃料电池若只负责供电，发电过程中产生热能通过散热系统排放，而热电联供则可以将这一部分损失的热能收集起来，供生活热水和建筑供暖等应用场景使用，使得氢燃料电池热电联供综合效率达到85%以上，能量利用率实现大幅提升。日本已经实现了热电联供技术的户用，以我国的产业化条件，户用热电联供技术已具备一定的推广应用条件。

目前国内的热电联供技术仍处于发展阶段，氢燃料电池热电联供和天然气掺氢尚处市场培育阶段，示范项目较少。2023年底，山东省东岳“氢进万家”示范项目正式运行，集成了“光伏发电-电解制氢-氢热电联供”耦合微网，绿氢/灰氢综合供能，为园区

及周边楼宇提供以氢能为核心的新能源电力保障。在燃气掺氢示范应用方面，2024 年初在深圳投用全国首座城镇燃气掺氢综合实验平台，掺氢比最高达 20%。

天然气掺氢需要解决掺氢天然气存在的管材相容性、关键设备适应性及泄露扩散安全性问题。燃料热电联供技术研究重点在于提高燃料电池主要性能指标以及可靠性、稳定性和耐久性、提高热电联产系统综合转化效率。

第十解：全球绿色氢能中心愿景

第十解

全球绿色氢能中心愿景

氢能十解

引 言

近年来，国际政治经济形势严峻，全球能源供需格局、贸易格局、转型节奏、价格体系等均面临深度调整。在能源安全和低碳转型的双重要求下，氢能已成为全球能源绿色发展的重要方向。可再生能源制取的绿氢，能够实现对灰氢、蓝氢的替代，并可用于制备绿氨和绿色甲醇，助力油气等传统化石能源清洁低碳转型，是未来世界能源体系的重要组成部分。当前终端绿氨及绿甲醇单位能量成本分别



约为 0.19 元/兆焦、0.23 元/兆焦，汽油单位能量成本约为 0.26 元/兆焦，醇（氨）与汽油作为燃料比较，已具备一定的竞争优势。我国具有氢能全产业链优势，可通过规模化开发应用攻克技术难题，为氢能大规模经济性利用提供有效解决方案。通过打造全球绿色氢能中心，可有效加速我国氢能领域核心竞争力提升，推动中国在国际能源领域定价中的主动权，为人民币进一步国际化提供助力，进而为中国参与国家能源秩序重建提供契机，培育我国可再生能源产业第二个增长极，促进经济持续高质量发展，并有望通过构建全球绿色氢能中心加大我国在全球能源体系中的影响力和话语权。

中国构建绿色氢能中心的优势

01

市场潜力巨大

据统计，目前全球氢气产量超 9000 万吨，我国的氢气生产量和需求量均居世界首位，并呈逐年上升的态势，2022 年氢气年产量达 3781 万吨，产能超 4000 万吨/年。我国各行业氢能获取及应用将逐步由灰氢、蓝氢向绿氢过渡。根据我院研究预测，未来我国和全球的绿氢需求量将持续稳步上升，2030 年、2040 年、2050 年和 2060 年我国绿氢需求将分别达到 2300 万、6900 万、9100 万、1.2 亿吨。国际能源署（IEA）和国际可再生能源署（IRENA）预计，到 2050 年，氢能将满足终端能源需求的 12%-13%，而要实现这一目标，到 2050 年，氢气的总产量必须比目前的水平增加五倍以上。中国也是全球最大合成氨生产国和消费国，产量约占全球的 30%。2022 年我国合成氨产量达 5909.2 万吨，其中煤制合成氨约占 75.5%、天然气合成氨约占 21.4%，新能源制备绿氨占比较低。国内绿氨产业化虽然起步晚，但发展速度快、动力足，2021 年以来我国陆续有 30 多个绿氨项目宣布立项，总计划产能超过 400 万吨。经研判 2030 年合成氨的绿氨占比可达到 20%左右，2060 年合成氨的氢来源将大部分来自于绿氢。我国的甲醇行业在全球的甲醇领域都有着举足轻重的地位和影响力，据中国氮肥工业协会统计，2022 年我国甲醇产能达到 10041 万吨/年，产量为 8022.5 万吨，均位居世界第一。近几年，我国甲醇消费市场的年均增长量都在 10%以上，甲醇的大型生产装置，整体的生产技术水平、规模集中度等方面都有着显著的提升。我国绿色甲醇产业发展态势较好，目前在建及拟建项目全部投产后，预计我国各类绿色甲

醇合计新增年产能将超过 800 万吨/年。经研判，2030 年以绿氢为原料合成的绿色甲醇占比可达到总甲醇产量的 15%左右，到 2060 年将逐步提升至 80%以上。“双碳”目标下，我国交通、化工、冶金、电力等领域减碳进程将不断加速，氢基能源的应用场景多元、市场空间广阔，中国将成为全球最大的氢基能源消费市场，是承载我国绿色氢基能源产业发展的重要市场基础，也是我国打造世界绿色氢能中心的突出优势。

02

要素保障能力强

首先是生产要素保障能力强。我国幅员辽阔，具有广阔的沙漠、戈壁、荒漠、草原及海域资源，土地要素保障能力较强，发展绿色氢基能源产业的土地承载能力较强。水电、太阳能、风能、潮汐能等可再生能源资源丰富，叠加我国新能源产业链优势，我国低价新能源电力优势突出，利用风电和光伏发电制取绿氢的电力成本要素保障能力较强。我国生物质资源年产生量巨大，约 44.44 亿吨，具有较大的开发利用潜力，生物碳的供应保障能力较强。

其次是产业配套能力强。我国在电解槽的产能及装机量等方面都已经实现领跑全球，截至 2023 年 12 月底，中国电解水制氢累计产能约达 7.2 万吨/年，在绿氢供给上具有巨大潜力。与此同时，我国电解槽产能达到 18GW/年，快速增长的电解槽产能将能充分满足绿氢产量增长的需求。目前我国已初步构建从基础研究、工

程应用到示范推广的全方位发展格局，已建立了较为完整的氢能产业链，相关企业超过 8000 家，初步形成了涵盖制氢、储氢、运氢、加氢、整车、应用等全产业链的氢能产业体系，能够产生强大的带动作用，促进氢能产业多元化发展。已有超过三分之一的中央企业在布局氢能全产业链，并取得了一批技术研发和示范应用的成果。我国的完整的氢能产业链能够在技术创新、生产流程优化等方面为氢能产业提供关键支持。

03

政策支持力度不断加强

自 2019 年氢能首次被写入政府工作报告以来，我国从国家层面开始在氢管理、制取、运输、储存、应用和安全等多方面完善氢能产业发展的支持政策体系和标准体系。据统计，截至 2023 年底，全国发布氢能相关政策超过 900 项，其中，国家层面就有 150 多项，仅 2023 年国家发布的涉氢政策就 43 项之多。今年全国两会期间，加快氢能产业发展首次被写入政府工作报告，这意味着，氢能已成为我国积极培育的新兴产业和未来产业的方向之一。

值得注意的是，制约行业发展的部分关键因素，正在一步步通过政策松绑得到解决，2023 年广东、河北、山东、吉林、新疆等地相继发文明确提出允许在非化工园区建设制氢加氢一体站；海南省亦提出支持先行试点突破，研究将氢气纳入能源管理范畴，逐步突破氢能产业发展的政策制约。这些政策将进一步助力氢能行

业逐步打破发展瓶颈，加速驶入发展快车道。在标准建设方面，我国适时推出了《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》，明确了近三年国内国际氢能标准化工作重点任务，初步建立了氢能产业标准体系，为我国氢能产业高质量发展提供了有效支撑。

总体来看，我国对氢能产业发展愈发重视，国家氢能产业顶层设计日趋完善，涉氢政策的数量显著增长，氢能专项政策更加务实落地，正在形成系统推进氢能产业发展的政策体系，并与地方性氢能领域创新政策形成有效联动。我国氢能政策的顶层设计将切实推动产业发展，为构建全球绿色氢能中心提供了良好的政策保障。

04

技术创新能力持续提升

在“绿电制绿氢”的需求推动下，我国各类技术持续创新，氢能制备、储运、燃料电池系统集成、工程化应用等主要技术和生产工艺方面不断取得突破。

我国碱性电解槽技术加速迭代，已实现全产业链的国产化，单槽产能已经突破 3000 标方/小时，相较其他国家存在显著优势；电解槽结构、零部件性能等方面持续优化，已经推出性能接近 PEM 电解槽的碱性电解槽产品，逐步实现国际并跑、领跑；PEM 制氢技术快速突破，已初步掌握催化剂、质子交换膜等关键材料的制备技术和工艺；新型电解技术持续创新：SOEC 电解系统更新迭代，

实现全面国产化技术突破；发布全球首台 100kW AEM 电解槽产品；完成全球首次海上风电无淡化海水原位直接电解制氢技术的中试，走在了国际前列。

储运加氢技术亦取得多方面突破，新技术不断涌现。高压气氢技术继续向“大容量”发展：成功研发出用于长管拖车 30MPa II 型瓶，掌握 70MPa IV 型瓶制造技术。输氢管道技术实现多项突破：一是输氢压力增大，国家管网通过了 6.3MPa 氢气充装、9.45MPa 管道爆破测试；二是管道掺氢比例不断突破，实验首次达到 30%。液氢核心装备国产化进程加速，实现了首套 10 吨/天氢液化装置系统下线等多个突破，中国从氢液化到液氢应用的技术链条逐渐打通。固态储氢方面，陆续打破各项技术瓶颈，已在广州实现并网发电应用。

氢应用方面，氢燃料电池在系统集成、电堆设计与制造、膜电极、催化剂等核心技术取得了长足进步，已初步具备全产业链自主研发制造能力，核心零部件国产化水平紧追全球先进水平。在绿氢制合成氨和低碳甲醇等领域也取得工程化应用关键进展，核心装备、催化剂等进入工业化应用，一大批可再生能源制氢化工项目相继建设投产。纯氢冶金关键核心技术攻关取得突破，实现全氢工业化生产直接还原铁的竖炉应用，全球首套纯氢多稳态竖炉示范工程建设，设备国产化率达到 100%。气电掺氢和煤电掺氢研发进展迅速，已完成了最高 30%掺氢燃烧和的 300 兆瓦燃煤发电机

组掺氨示范研究，并在 600 兆瓦燃煤发电机组上实施了高负荷发电工况下煤炭掺氨燃烧试验。

技术快速突破为我国氢能产业高质量发展提供了有力支持，展示了中国在构建全球绿色氢能中心的技术创新驱动动力。



中国构建绿色氢能中心的机遇

PART

02

氢能是世界能源低碳转型的需要

从 2022 年持续至今的俄乌军事冲突导致的欧美对俄罗斯的全面制裁，对国际政治秩序、经济关系和规则体系产生了重大负面影响。俄乌冲突引发的地缘政治风险，对全球粮食、能源和供应链的安全造成了巨大威胁，也引发各国对能源安全 and 经济低碳转型的新思考。过去，欧洲各国主要依赖于低价的俄罗斯天然气来推动从传统化石能源向清洁能源的过渡，俄乌冲突的爆发增加了天然气贸易的不稳定性，导致天然气价格飙升，给欧洲带来了巨大压力，迫使各国调整了低碳转型的战略，美国和日本的低碳转型也受到了不同程度的影响。氢能作为清洁低碳能源，成为全球谋求能源安全和经济低碳转型的重要选项。

截至 2022 年 12 月，全球有 42 个国家及地区发布了明确的氢能发展战略和规划，这些国家和地区经济总量占世界的比例超过 80%。欧盟将发展氢能作为实现经济复苏、能源转型和深度脱碳的重要抓手；美国是最早提出发展氢能的国家，初期将氢能作为能源安全的重要保障，后期将发展氢能先进技术作为战略投资；日本将构建“氢能社会”作为终极发展目标，以保障能源安全为驱动，推动氢能多领域渗透应用；韩国致力于将氢能产业发展成为继显示器半导体、汽车之后的第四大支柱产业；中国以“生态优先，绿色发展”为指引，依托氢气能源和原料的双重属性，大力发展可再生能源与氢能耦合；沙特、阿曼、南非等中东和非洲地区国家以及澳大利亚、智利等可再生资源丰富的国家充分发挥自身优

势，将绿氢(绿氨)出口作为未来取代传统化石能源出口、实现经济增长的重要途径。

氢能全球市场潜力巨大，中国产业发展促进会氢能分会预计，到2030年，全球对的氢气需求将超过1.5亿吨，构建全球绿色氢能中心为中国培育我国可再生能源产业第二个增长极，促进经济持续高质量发展提供良好机遇。

氢能贸易加速国际能源秩序重构

氢能贸易与20世纪基于碳氢化合物的能源关系不同，氢能贸易和投资流动将催生新的相互依存模式，并带来双边关系的转变，新的地缘政治影响中心将在氢生产和使用的基础上出现，将对在石油和天然气部署中发展起来的地缘政治进行重塑，随着氢能经济占比不断提升，新的“能源地缘政治地图”将诞生。

目前已有30多个国家和地区制定了涉及进出口计划在内的氢能发展策略，氢贸易将推动传统上没有能源贸易的国家围绕氢建立双边能源关系，随着国家之间的经济联系发生变化，其政治动态也会随之改变。很多政府像早期的液化天然气行业一样，不同国家间正在签署新的双边贸易和协议，以便建设和运营基础设施，并促进跨境的氢贸易发展。加拿大、智利、德国、意大利、日本和西班牙等几个国家在其国家发展战略中明确关注到双边的氢能贸易关系。未来，这些新兴的交易和愿景可能打开新的能源贸易关系、航道和贸易路线。基于到2050年氢能将占全球能源使用量

12%以上的预期，国际可再生能源署认为，跨境氢贸易将在 2030 年代增加，到 2050 年超过 30%的氢气可以跨境交易，这一比例高于当前的天然气的跨境交易占比。

中国也在积极推动跨境氢能贸易，跨国氢能项目合作明显增多，中国的氢能“出海者”包括政府机构、国有企业和民营企业，涉及氢能基建的制储运加、氢动力交通、绿氨、技术服务和商务交流等多个产业和领域，构建全球氢能中心，推动国际氢贸易，也为中国参与国际能源秩序的构建提供良好的机遇。

提高氢能源定价能力

推动人民币结算

在以传统能源为主导的国际能源秩序下，中国对于能源定价缺乏主动权。作为世界上最大的能源消费国，中国进入“买什么什么就涨、卖什么什么就跌”的价格陷阱。因此，提高能源定价能力是能源国际大变革下保障中国能源安全的重要基础。

当前，国际货币体系中美元依然占据与美国经济规模不相称的主导地位。美国在世界贸易中所占比重远低于美元在全球支付和结算中的地位，实体经济和储备货币体系存在失衡。而中国在国际贸易中的比重与人民币在全球货币支付结算中的地位并不匹配，人民币在国际货币体系中的重要性远远低于中国经济在世界经济中的地位，其中一部分原因是投资者对于中国经济和人民币作为避险货币信心不足。

人类社会进入工业化时代以来，煤炭英镑、石油美元、制造业马克和日元是世界工业化历史进程中的国际货币现象。进入 21 世纪以来，中国制造业在全球产业链的地位提升推动形成了制造业人民币。新冠疫情、地缘政治风险叠加国际原油价格大幅波动，美联储频繁出台货币政策，对其他经济体产生溢出效应，降低了石油美元的可信度，不少国家纷纷要求改革当前的国际货币体系。构建全球氢能中心，为中国提高氢能源定价能力，推进人民币国际化进程提供了良好的契机。

绿色氢能中心的挑战

PART

03

中国积极推动氢能产业发展，以期在未来的全球能源竞争中占据优势。然而，在构建全球绿色氢能中心的过程中，中国也面临着一系列挑战。

01

氢能有关标准和绿色认证体系

国际话语权弱

美国、欧盟、日本积极推动氢能相关领域的标准化及绿色认证工作，建立了较为完善的标准及绿色认证体系。截至 2022 年 12 月，全球主要国家和国际标准化组织(International Organization for Standardization, ISO)已发布逾 700 项氢能及燃料电池标准，涵盖范围基本全面，日本、欧盟、美国、国际可持续发展与碳认

证（ISCC）等国家和组织也形成较为清晰地绿色氢能认证体系，目前国际市场上对绿色氢能能源认证标准认可度较高的是 ISCC。

我国氢能产业高速发展推动氢能标准体系快速建设，颁布出台的各类标准已基本覆盖氢能全产业链并不断向细分领域延伸，截至 2022 年已形成国家标准 108 项，行业标准 30 余项，团体标准 60 余项，在标准制定过程中也大量参考和引用国外标准，且参与制定的国际标准数量较少。在绿色认证方面，我国尚未建立国家层面上的绿色氢能能源认证标准体系，绿色氢能能源认证标准体系一定程度上属于绿色电力认证的延伸，我国绿色电力认证体系在与国际标准衔接方面尚未完全打通，涉及的不同领域政策与管理机制还需进一步理顺。以绿色甲醇为例，国内对绿色甲醇的定义仍没有明确的边界，为推动国内绿色甲醇产业链的健康发展并实现稳健的国际贸易合作，亟待构建一套既符合国情又接轨国际的绿色甲醇认证标准体系。

02

国际合作难度趋大

美国、欧盟和日本等国家和地区正在充分利用国际协调机制，发挥在 ISO、IEC(Intemational Electrotechnical Commission, 国际电工委员会)和 IMO(Intermational Maritime Organization, 国际海事组织)等组织中的主导作用，构建符合自身利益的氢能全球合作机制和贸易链。我国着力于“一带一路”合作、《区域全

面经济伙伴关系协定》(Regional Comprehensive Economic Partnership, RCEP)、“17+1”合作、亚太经合组织和上合组织中的主导作用，构建全球氢能合作机制。

构建全球氢能中心客观上需要在技术创新、基础设施建设和能源投资方面建立广泛的国际合作关系，地缘政治对国际合作和国际资本流动造成一定不利影响，导致我国在推动区域合作战略和机制层面面临多重挑战。同时，高质量的贸易往来是推进氢能产业发展和技术创新的重要手段，国际贸易保护趋势下，一些国家为了保护本土产业，设置或提高了贸易壁垒，限制了氢能关键技术及核心零部件的出口，将增加全球氢能技术研发和项目投资的费用，进一步减缓了全球氢能技术和产业的发展进程。

03

国际竞争格局尚不清晰

世界各国在氢能发展各具不同优势，以美欧日韩为主的氢能先发地区已形成较为完备的政策体系、技术研发体系和标准体系，具有成熟的示范模式、商业模式和国际合作模式，并在氢能细分领域的设备和技术等方面具备一定优势；美国液氢、燃料电池、重卡和叉车应用等领域的技术和装备处于世界领先水平；欧洲国际氢能标准和技术体系建设、绿氢示范居于世界前列；日本、韩国燃料电池汽车全产业链技术和氢能远洋运输装备制造能力处于优势地位。

各经济体依据自身资源、产业发展条件需求以及在国际市场中的定位，在产业链布局中，也做出了不同的战略选择，例如在欧洲，风光资源丰富但消纳不足的南欧，以及德国、英国、法国等经济发达、技术先进但面临能源安全风险的国家，正在积极开展绿氢合作；可再生能源资源丰富的西亚、北非以及澳大利亚，都在积极布局可再生能源制氢，向欧洲和日本等地出口。

多个国家具备打造全球氢基能源中心的基础条件，目前全球氢基能源产业链尚处于由项目示范向规模化发展的过渡阶段，全球氢基能源竞争格局尚不明确。在构建全球绿色氢能中心方面，中国需要尽快塑造产业核心竞争力，结合国际氢能产业发展趋势与本国氢能优势，开展全产业链技术突破与产业示范战略布局，提升国际竞争力。

全球绿色氢能中心的愿景

PART

04

我们构想的全球绿色氢能中心包括五大中心：全球氢基能源贸易中心、全球氢基能源科技创新中心、全球氢基能源应用示范中心、全球氢基能源装备制造中心、全球氢基能源绿色认证中心。



全球氢基能源贸易中心

全球氢基能源贸易中心是提供国际氢基能源贸易平台、贸易信息和贸易服务的大规模服务性综合体，其定位包括：提供氢基能源保税仓储和交割、集散分拨、多式联运等集疏运服务；提供氢基能源航运、货代、报关、仓储、交割、物流、配送供应服务；提供氢基能源交易、交收、结算、融资、质押等金融服务；提供氢基能源价格、数据、资讯的汇集、发掘、发布等信息服务；提供氢基能源贸易相关法律咨询、法律诉讼、法律救援等法律服务、

提供氢基能源战略布局、产业研究等咨询服务。全球氢基能源贸易中心将多渠道推动国内外氢基能源大型生产商、贸易商、金融机构、高端服务商和优秀人才等高端资源要素集聚，通过物联网、5G、区块链、大数据等新型技术在氢基能源贸易产业链的应用，强化能源贸易数字化赋能，促进以氢基能源为主的大宗商品国际贸易制度变革和技术创新，提高氢基能源贸易交易的便利性和透明度，优化氢基能源营商环境，培育氢基能源高端服务产业生态圈，助力全球氢基能源贸易的高质量发展。

全球氢基能源贸易中心的建设可以有效提升我国在全球能源领域的话语权，推动以人民币计价的氢基能源贸易，助力人民币国际化进程，对保障我国能源安全与经济绿色转型意义重大。

全球氢能源科技创新中心

全球氢能源科技创新中心是以优化整合氢基能源科技创新资源、集中氢基能源科技创新活动为主要形式，以解决氢基能源领域“卡脖子”问题、引领变革性技术发展方向、促进氢基能源产业化发展为主要目标的氢能源科技创新聚集地。

全球氢能源科技创新中心主要有四大定位，一是技术创新方面，有效聚集全球有关科技创新资源，聚焦原创性、前瞻性、战略性重大成果产出和基础性、引领性、关键性核心技术突破。二是产业驱动方面，快速推动科技成果的产业化转化，带动相关行业，特别是相关制造业的转型升级，提高氢基能源产业整体经济竞争

力。三是促进国际合作方面，发挥科技变革引领作用，推动形成深层次、多元化、多体系的国际合作网络，有效促进氢基能源国际合作。四是人才培养方面，集聚众多世界一流大学和科研机构，为全球输送氢基能源高端人才。

全球氢基能源科技创新中心的建设可以有效保证我国在氢基能源领域的技术领先优势，提升我国氢基能源领域的国际竞争力。

全球氢基能源应用示范中心

全球氢基能源应用示范中心的内涵是以氢基能源赋能我国工业化发展和新一阶段城镇化发展，在各应用领域均能形成氢基能源规模化应用。

全球氢基能源应用示范中心主要包括化工、交通、电力、建筑四个领域。一是在化工领域，推进氢基能源的替代应用。开展氢冶金技术、高炉富氢冶金和竖炉全氢冶金的示范应用，逐步扩大化工领域绿色氢基能源替代化石能源的应用规模。二是在交通领域，加快氢基能源商业应用。推动绿色甲醇在航海运输领域的示范应用，不断扩大航运领域氢基能源的应用规模。在客车、货车、叉车、重卡等应用场景，稳步推广氢燃料电池商业化应用。在航空运输场景，加快推进绿色航空燃料的研发，推动航空公司使用绿色航空煤油。三是在电力领域，发挥绿色氢基能源调节周期长的优势，开展氢基能源在可再生能源消纳、电网调峰、绿色数据中心等场景应用。开展煤电掺氨、氢能热电联供、氢混燃气轮机的

应用。四是在建筑领域，推进天然气掺氢示范，探索提高天然气掺氢比例的方式，开展氢燃料电池建筑领域热电联供商业化示范，助力建筑领域节能减排。

全球氢基能源应用示范中心的建设通过以绿色氢、氨、醇为重要能源载体，支撑我国经济社会高质量发展，引领全球工业化和城镇城化的绿色发展模式。

全球氢基能源装备制造中心

全球氢基能源装备制造中心是聚焦合作创新、融合赋能、绿色集约、提质增效，围绕氢基能源制-储(运)-加-用全流程环节，以先进制造业集群和产业链培育为引领的氢基能源装备制造产业聚集地。

全球氢基能源装备制造中心主要有四大定位。一是解决氢基能源产业链“卡脖子”问题，有效促进氢能装备制造中高端品牌和关键零部件、核心材料装备制造企业聚集，有效解决氢基能源装备制造产业链“卡脖子”问题；二是增加基能源装备制造生产效能，通过构建上下游企业协同发展的产业生态圈，有效提高氢基能源上中下游产业链协同效率，增加基能源装备制造全产业链生产效能；三是服务装备制造企业研发，设立制造业创新中心、技术创新中心等创新平台，加强产学研用深度融合发展，提供融资、人才、科技等要素的全面支持；四是服务国际氢基能源产业链合作，加强国际氢基能源产业链合作，助力全球产业链的高速发展。

全球氢基能源装备制造中心的建设将有效提高我国氢基能源装备制造的技术实力与研发水平，保障我国发展成为氢基能源装备制造强国，带动上下游产业链规模化发展。

全球氢基能源绿色认证中心

全球氢基能源绿色认证中心是指绿色氢基能源绿色认证标准能够与国际有关主要认证标准进行有效衔接，属地生产的绿色氢基能源可以实现国际间互认。

全球氢基能源绿色认证中心共有三大定位。一是有效构建符合国情、兼容国际的氢基能源绿色认证的理论体系，包括绿色氢基能源定义边界，全生命周期内温室气体排放要求以及环保性能指标等，推动形成国际互认绿色氢基产品绿色认证体系；二是设立绿色氢基能源产品绿色认证服务平台，借助数字化、物联网等先进技术，为我国氢基能源开展技术参数测试、碳排放核算、认证过程服务及有关认证证书发放等服务；三是提供全球氢能绿色认证和咨询服务，推动我国绿色认证标准在全球范围内推广应用，为国际供需双方提供绿色低碳发展政策咨询、低碳能源咨询等优质便捷的一站式服务，并积极引导相关企业参与相关交易。

全球氢基能源绿色认证中心建设将有效推动我国绿色认证标准

“走出去”，显著提高我国在氢基能源领域的国际话语权，保障实现稳健绿色氢基能源的国际贸易。

结语

在全球寻求清洁、可持续的替代能源背景下，绿色氢能凭借其清洁低碳、灵活高效的特征，是能源变革的重要推手，是未来全球能源的重要品类。

展望中国和全球的未来，构建全球绿色氢能中心是顺应全球清洁能源发展趋势、推动自身能源转型和增强经济竞争力的重要战略布局。中国在全球绿色氢能中心的领航，是中国贡献全球环境治理、推动构建人类命运共同体的具体行动，不仅对自身的发展至关重要，也将对全球绿色氢能产业的进步产生深远的影响。

让我们践行“四个革命，一个合作”的能源发展新战略，积极投身于氢能波澜壮阔的时代洪流中吧。

特别说明

“氢能十解”为作者对于行业的粗浅理解，本文章部分数据及图片引自国际可再生能源机构、国家统计局、国家能源局、中国电力企业联合会、中国产业发展促进会氢能分会、水电水利规划设计总院、电力规划设计总院等单位发布的数据及相关报告，如有不足之处，请多包涵。本文章相关内容、数据及观点仅供参考，不构成投资等决策依据，作者不对因使用本文章内容导致的损失承担任何责任。