

中国平安 PINGAN

专业·价值

专业 让生活更简单

证券研究报告

# 绿氢化工项目将如何落地？

证券分析师

皮秀 投资咨询资格编号：S1060517070004

研究助理

张之尧 一般从业资格编号：S1060122070042

电力设备及新能源 强于大市（维持）

2024年3月5日

请务必阅读正文后免责条款

平安证券

# 投资要点

- 2023年，国内进展中的绿氢项目规划产能超200万吨，规划投资额超过4500亿元，下游产品包括绿氨、绿醇、绿色航煤（SAF）等。绿氢化工项目端热度高涨的同时，业内关心以下问题：**1.大规模绿氢项目如何平稳高效运行？2.绿氢距离平价还有多远？3.绿氢下游将如何消纳？**
- 本报告围绕以上问题开展了讨论，力求提供思路与启发。
- **一、从电到氢：绿氢项目如何落地？**
- **绿氢项目的两大挑战：电能供应和物料供应。**大规模（万吨级）绿氢项目生产的绿氢绝大部分用于化工生产，项目落地时面临的难题包括两方面：一是风光发电的波动性难以匹配电解槽高效连续运行的需求；二是绿氢生产的间歇性难以匹配下游化工项目连续生产的要求。
- **降本之路：考虑“不可能三角”约束，探索电网友好型制氢方式。**绿氢降本路径可归纳为三类：降低用电成本、控制初始投资、提高运行时长和效率。三者现实限制下难以兼得，绿氢项目设计和运行中需要进行权衡。我们结合文献，将绿氢项目划分为电网调峰型、电网友好型、工艺离网型三类，分别估算其单位制氢成本。从国内大型示范项目来看，绿氢项目构成和运行模式尚未定型，需结合具体情况进行选择。我们认为，以“配备储能/储氢系统、不连续运行”为特征的“电网友好型”项目将成为未来一段时间的主流，估算其绿氢成本在16.0-16.3元/kg。
- **二、从氢到X：终端产品前景几何？**
- **绿氨：应用范围极广，但暂无明显优势场景，推动渗透需解决成本问题。**合成氨用途广泛，绿氨替代空间庞大，但成本劣势下替代动力有限；短期政策补贴、长期绿氢降本和工业脱碳要求下渗透率有望提升。新兴场景包括氢储运、燃料等，场景和技术有待成熟，市场空间尚未打开。
- **绿醇：航运燃料新兴需求强势，产能布局需关注标准。**绿醇需求无虞，国内传统应用有产能缺口，海外航运燃料需求高景气。欧盟绿醇标准严苛，工艺成本高，目前符合标准的产能很少，一定时间内将供不应求；以出口为目的的绿醇生产方需要密切关注标准，并加强成本控制能力。
- **绿色航煤：海外市场先行，技术阶段较早。**欧美推动航空脱碳，SAF需求高增。目前SAF生产以脂类合成为主，绿氢制SAF技术尚未规模应用。
- **投资建议：图其至远，行则将至。**绿氢化工前行之路虽有挑战，前景可期。绿电成本下降、电解槽降本升级、以及项目方积极探索下，我国绿氢化工项目运行模式有望逐步跑通、实现经济性，并进一步打开下游市场。**设备环节**，电解槽的能耗、负荷调节范围、稳定性等因素与绿氢降本息息相关，产品仍有升级空间，优质产品未来有望形成区分度；**项目投资环节**，大型绿氢项目对项目方的运营能力、产业链资源协调能力等形成考验，有一定进入门槛；先行者有望率先卡位积累经验和资源，为后续项目获取打下基础。**建议关注：阳光电源：**质地优良、资金实力雄厚、电解槽兼具碱性和PEM双路线；**吉电股份：**具备发电集团背景+地域优势，新能源发电项目运营经验充足，先行布局绿电制氢赛道。
- **风险提示。**1) 绿氢项目落地进展不及预期的风险。2) 电解设备供给端竞争加剧的风险。3) 绿氢化工产品消纳不及预期的风险。4) 国际市场环境发生变化的风险。



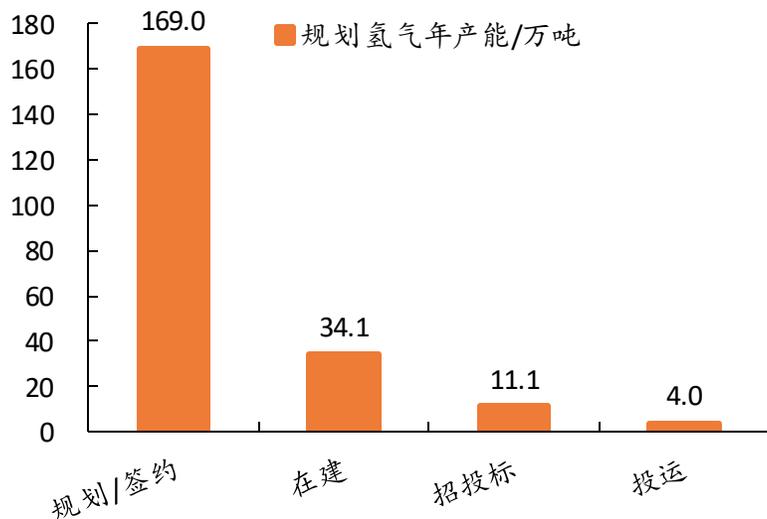
## 目录 CONTENTS

- ① 一、从电到氢：绿氢项目如何落地？
- ② 二、从氢到X：终端产品前景几何？
- ③ 三、投资建议及风险提示

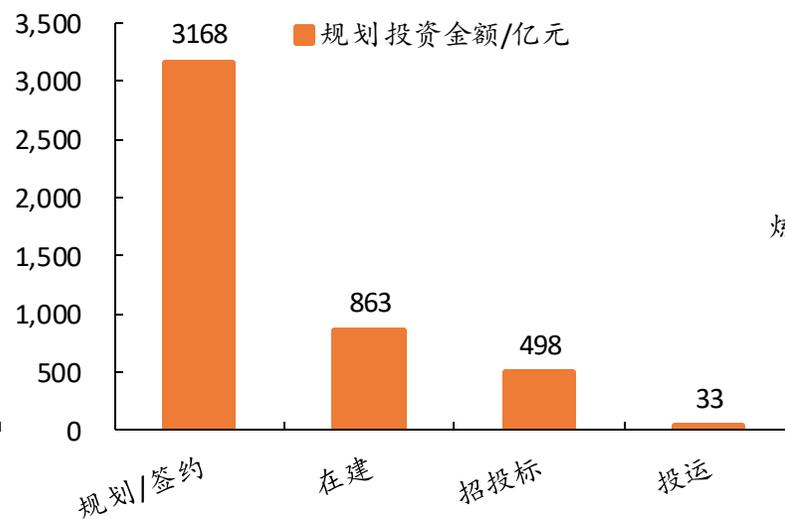
# 1.1 全国绿氢项目部署如火如荼，规划投资总额超4500亿元

- 国内绿氢项目投资规划火热，2023年进展中项目涉及绿氢产能规划超过200万吨，预计投资额超过4500亿元。
  - 规划产能：我们根据公开信息统计，2023年国内已有104个绿氢项目更新动态（含规划/签约、在建、招投标、投运，同一项目不重复统计），涉及绿氢产能218万吨；其中4万吨产能已投产，处于规划/签约阶段的绿氢产能接近170万吨。
  - 投资金额：从规划投资额来看，全年更新动态的绿氢项目涉及投资额达4562亿元。
- 绿氢化工是下游应用的主要场景。我们统计，2023年更新动态的项目中，近80%的规划绿氢产能将用于化工生产。其中，合成氨、合成甲醇、合成航空燃料是前三大应用场景，规划绿氢产量分别为105/37/17万吨。

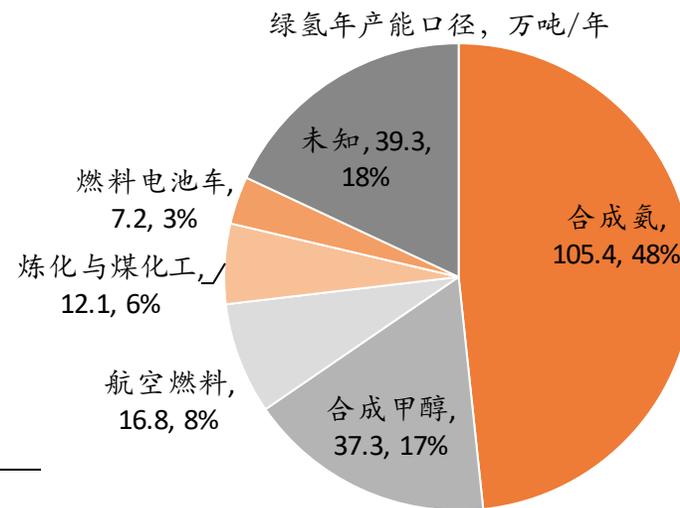
2023年国内绿氢项目进展汇总（产能）



2023年国内绿氢项目进展汇总（投资额）



2023年国内绿氢项目下游应用分布



## 1.1 “现实”与“理想”之间仍有距离

- 绿氢前景广阔，但大型项目在投运初期显现出一些难题。对于绿氢项目而言，现实与平稳满产的“理想状态”仍有一定差距。
  - 库车项目投运初期，运行效率不及预期。中石化新疆库车绿氢示范项目于2023年6月30日投运，是当时全球规模最大的绿氢项目，预计满产后年产能2万吨。项目投运的最初半年，绿氢产量1997吨，仅为前期计划产能1万吨/年的39.9%。
  - 绿电制氢设备和项目运行模式均需探索优化。结合BNEF和中石化相关分析，电解槽运行负荷波动范围不足是一个难题；电解槽设备本身，以及对应的系统运行模式，均需要持续优化。
- 大规模可再生能源制绿氢项目尚属新生事物，在实现平稳高效运行和绿氢平价之前，或许仍将经历一些曲折的探索。保持信心的同时，我们也应当了解细节，保持耐心。

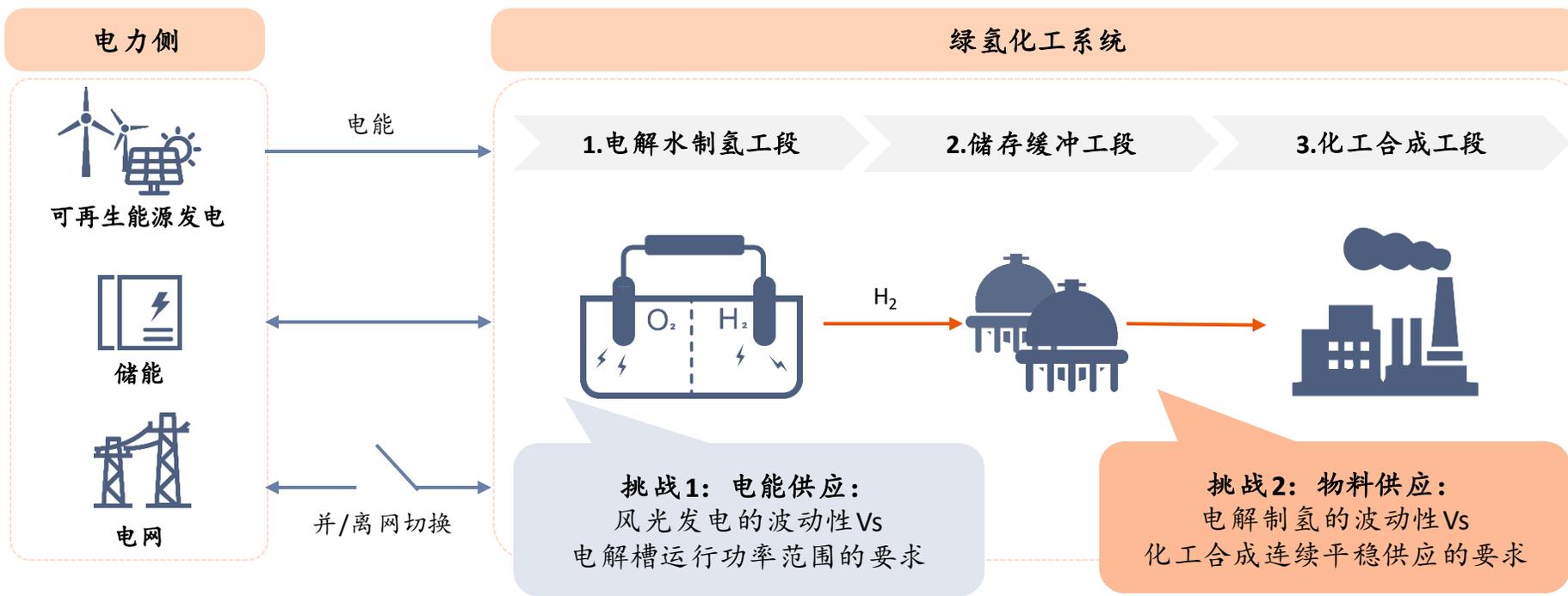
### 库车项目运行初期显现的问题

规划产能	<ul style="list-style-type: none"><li>• 部署52台1000Nm<sup>3</sup>/h电解槽，折合装机约260MW；理论最大产氢速率52000Nm<sup>3</sup>/h。</li><li>• 运行初期计划年产能1万吨，满产后年产能2万吨。</li></ul>
运行现状	<ul style="list-style-type: none"><li>• 根据中石化新闻办，2023年6月30日至12月21日，项目已平稳运行4200小时，累计向用户端塔河炼化输送绿氢2236万方。</li><li>• 计算得半年绿氢产量1997吨，是初期计划产能1万吨/年的39.9%。</li><li>• 平均产氢速率5324Nm<sup>3</sup>/h，是设计最大制氢速率的10.2%。</li></ul>
其它问题	<ul style="list-style-type: none"><li>• BNEF发文称：项目所用的电解槽负荷调节范围为30-100%，但30%低负荷下无法保证安全运行，需保持50%以上。</li><li>• 项目方采用集群控制、轮流启停的方法，以确保实际运行负荷处于安全范围。轮流启停下，项目实际产能低于设计产能。</li></ul>

## 1.2 绿氢项目实际运行的难点何在？

- 用于化工的绿氢项目，实际运行中存在两大挑战。现阶段国内规划的大规模（如万吨级）绿氢项目，下游产能主要用于化工合成，包括合成氨、合成甲醇等。绿氢生产上游衔接可再生能源供电环节，通常为配套绿氢项目建设的风光发电设施；下游衔接化工生产，可对接已有的化工生产设施。我们认为，绿氢化工要实现平稳、高效运行，需面临两大挑战：
  1. 上游电能供应环节：风光发电的波动性，与电解槽运行功率范围要求之间存在矛盾；
  2. 下游物料供应环节：电解制氢的波动性，与化工合成连续平稳供应物料的要求之间存在矛盾。

绿氢化工系统构成及运行的主要挑战



## 1.2 挑战1-电能供应：风光发电的波动性Vs电解槽运行功率范围的要求

- 绿电存在波动性，直接为电解槽供电制氢时面临效率和安全问题。
  - 风电、光伏发电的日内出力并不均匀，存在波动性。碱性电解槽可以适应一定的供电功率波动（例如，库车项目的电解槽负荷调节范围为30-100%），但低负荷或波动负荷下的运行效率明显低于满负荷状态。
  - 此外，当负荷过低或变动过大时，为了避免安全问题，系统可能需要轮流启停电解槽或弃用部分电量，进一步降低制氢效率，增加成本。
- 理论上，解决电源波动性的措施包括：使用网电；增配储能；耦合PEM电解槽等。上述方式有助于提高制氢效率和连续性，但会增加用电成本或初始设备投资成本，并为系统的调度控制带来更多挑战。

### 绿电为制氢项目供电的潜在问题

#### 低载运行

- **效率问题。**电解槽运行时，小池间存在旁路电流；低载运行时旁路电流占比大，系统效率低。
- **安全问题。**低载时，部分氢气会对流或扩散，穿过隔膜与氧气混合，一定浓度会有燃爆风险。

#### 变负载运行

- **效率问题。**温度对制氢效率有影响，高温效率更优；变负载运行下温度波动大，影响效率。
- **安全问题。**变负载运行下温度波动大，可能会超过隔膜的耐受限度，对设备造成损害。

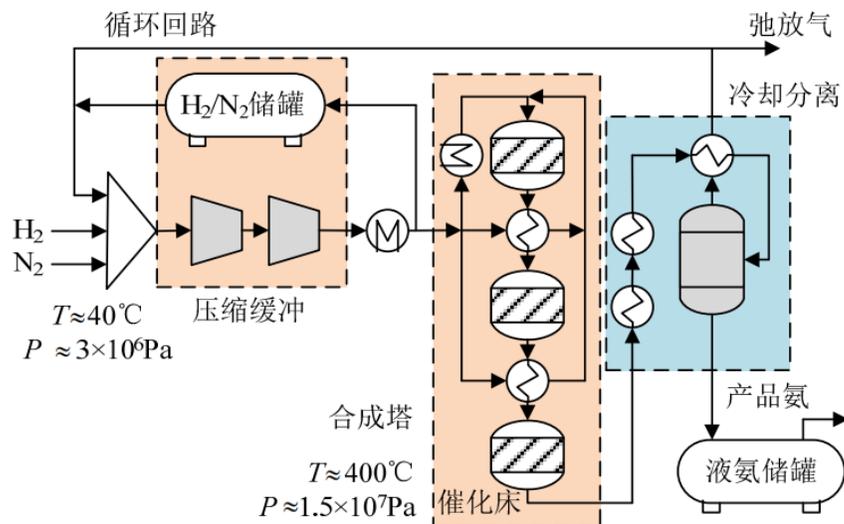
### 电源波动性解决措施和新的挑战

	描述	新的挑战
网电	<ul style="list-style-type: none"><li>• 全部或部分使用网电，平滑风光出力波动。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 网电成本高于绿电；会对电网造成负担。</li><li>• 网电≠绿电，可能无法满足部分国家对绿氢的规定，影响产品出口。</li></ul>
储能	<ul style="list-style-type: none"><li>• 配套安装储能系统，平滑风光出力波动。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 增加储能设备初始投资和运维成本。</li></ul>
PEM	<ul style="list-style-type: none"><li>• ALK+PEM电解槽耦合，提高对波动电源的适应性。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• PEM电解槽原材料国产化程度低，成本较高。</li><li>• 仅耦合PEM无法实现24h连续运行。</li></ul>

## 1.2 挑战2-物料供应：电解制氢的波动性Vs化工合成连续平稳供应的要求

- 化工合成难以轻易调节负载或启停，需要稳定连续的原料供应。现代化工生产通常具有连续性特征。化工合成的各个工艺环节分别需要保持特定的温度、压强、气体环境等条件，调节负载或启停较为困难。以合成氨为例，受合成塔热惯性等工艺过程约束，其负载调节时间在数小时以上，停产后重新开车则需数天。因此，无论合成氨、合成甲醇，还是炼化等，均需要稳定连续的氢原料供应，满足下游连续生产的要求。
- 绿电制氢存在波动性，需配合储氢系统作为缓冲。绿电消纳和下游减碳需求下，绿氢项目全部或部分使用绿电进行电解。绿电的波动性会导致产氢量波动，无法直接提供连续、稳定的氢流。因此，为了满足下游化工物料供应要求，绿氢化工需配置储氢系统作为缓冲，平滑绿氢供应波动。

合成氨工艺流程示意图（Haber-Bosch法）



中石化库车绿氢项目配套储氢罐（下游用于炼化）



## 1.3 绿氢成本的“不可能三角”

- 我们认为，绿氢降本存在“**低用电成本、低初始投资、长时运行**”的“不可能三角”。
  - 降低绿氢成本的途径可归纳为三类：降低用电成本、控制初始投资、提高运行时长和效率。
  - 考虑到前面分析的现实限制因素，我们认为三者不可兼得，存在“低用电成本、低初始投资、长时运行”的“不可能三角”。实际项目投资决策中，网电比例、配储规模、运行节奏等具体安排，均需要根据项目情况进行权衡。

### 绿氢成本的“不可能三角”

#### 1. 低初始投资+低用电成本：

- 不配置或少配置储能的情况下，绿电的波动性和间歇性不仅影响项目运行的绝对时长，也影响电解系统效率（低负荷时单槽效率下降，或机组轮流启停），导致折算为满负荷的运行时长较低。
- 如果下游用于化工项目，必须配置储氢系统。

低用电成本

尽可能使用  
高比例绿电

#### 2. 低用电成本+长时运行：

- 使用高比例绿电，同时尽可能提高有效利用时长
- 需要较高的初始投资，如配储和/或PEM。配储提高供电稳定性；耦合PEM则提高电解系统对波动电源的适应性。

减少或忽略储能/  
储氢/PEM等成本

低初始投资

长时运行

低载/变载影响效率，变相影响  
(折算为满负荷的)运行时长。  
长时运行需要稳定、连续供电。

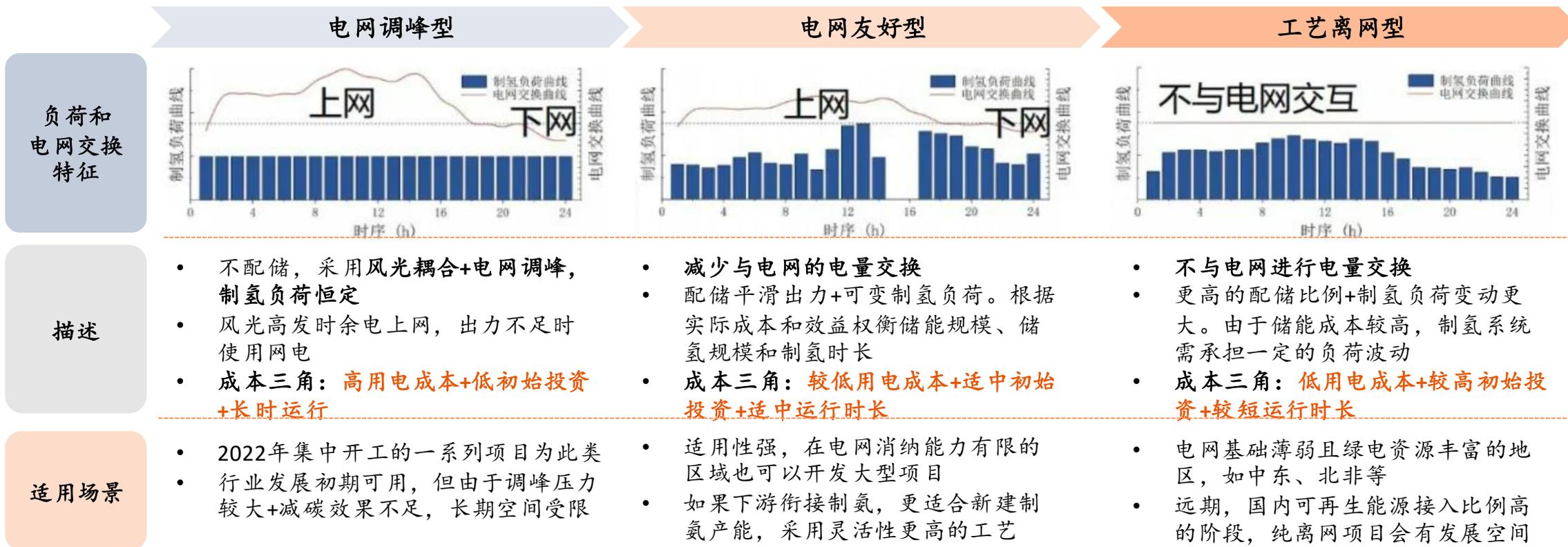
#### 3. 低初始投资+长时运行：

- 使用网电平滑波动，单位用电成本较高。网电制氢+风光全部上网“净结算”，或风光制氢+部分使用网电平滑出力+余电上网。网电单价高于风光发电单位成本，且需缴纳电网系统备用费、容量电费等。
- 可连续运行，不考虑配储或储氢。
- 考虑到“网电不绿”的质疑，以及给电网带来的调节压力，使用网电比例过高的项目后续可能难以获批。

# 1.3 考虑实际约束：绿氢项目的三种类型

- 根据系统对电网依赖程度的不同，绿氢项目可分为三类：**电网调峰型**、**电网友好型**、**工艺离网型**。清华大学林今副教授团队在其研究中展望了绿氢项目落地的主要形式，将其划分为三类：电网调峰型、电网友好型、工艺离网型。早期项目多属于电网调峰型，此类项目会对电网造成压力，且减碳效果不足，长期发展空间有限；电网友好型项目对电网的依赖性较小，且绿色属性更优，或将成为未来绿氢项目采用的主要形式；工艺离网型则适用于电网基础薄弱的地区，以及远期电网调峰压力更大时的情况。

绿氢项目的三种类型



## 1.3 国内进展中的大型项目分析：样本介绍

- 我们选取一些信息披露较全的大型示范项目，分析其具体构成和运行方式。
  - 目前国内已投运的万吨级绿氢项目数量较少，规划项目繁多。我们选取已投运的两大万吨级示范项目（三峡纳日松、中石化库车），以及信息披露较为充分的内蒙古2023年风光制氢一体化示范项目（剔除已废止项目和下游非绿氢化工项目），对其供电方式、调峰方式和并离网等进行了分析，详见下表。上述项目作为示范项目，信息披露相对充分，运行模式具有参考价值。
  - 统计的典型项目中，从绿电来源看，10个为风光耦合，3个为纯风电，2个为纯光伏；辅助调峰方式来看，5个采用储能+储氢，3个仅储氢，6个仅储能，1个采用电网调峰；并离网来看，除了3个离网项目，其余均为并网项目。

国内进展中的大型绿氢项目-样本具体情况

项目状态	名称	省份	项目归属	投资金额/亿元	风电装机/MW	光伏装机/MW	储能规模/MW	储能规模/MWh	储氢规模/吨	并离网	最大产氢速率/标方/h	氢气产能/万吨/年	用氢场景
投运	三峡集团内蒙古鄂尔多斯市纳日松光伏制氢产业示范项目	内蒙古	三峡集团			400				并网	15000	1	炼化
投运	中石化新疆库车绿氢示范项目	新疆	中国石化	30		300			18.75	并网	52000	2.00	炼化
招投标	大唐新能源多伦15万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古	大唐集团	10.94	120	30	22.5	45	3.75	并网	14000	0.54	合成甲醇
招投标	中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	内蒙古	中国电建	35.22	290	200	73.5	73.5		并网	29000	1.86	合成氨
招投标	国能阿拉善高新区百万千瓦风光氢氨一体化低碳园区示范项目	内蒙古	龙源电力	50.82	400	200	60	120	17.86	并网		2.23	合成氨
在建	包头市达茂旗国际氢能冶金示范区新能源制氢示范项目	内蒙古	华电集团、 明阳集团	32.48	500		75	150	2.70	并网	58000	2.8	合成氨、 氢冶金
规划/签约	中核科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目	内蒙古	中核汇能	45	500		50	100	24.56	并网	70000	2.16	合成氨
规划/签约	10万吨/年液态阳光——二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	内蒙古	中煤集团	49	225	400	2.5	5	19.65	并网	46200	2.10	合成甲醇
规划/签约	鄂尔多斯库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古	亿利洁能、 国家电投	29.45	250	150	40	40	21.43	并网		1.55	合成氨
规划/签约	腾格里60万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古	阿拉善能源	40.77	400	200			21.43	并网		2.08	合成氨
规划/签约	乌兰察布兴和县风光发电制氢合成氨一体化项目	内蒙古	中国石油	41.39	350	150	50	200		并网		2.57	合成氨
规划/签约	远景科技赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目	内蒙古	远景集团	43.62	450	50	75	300		并网		2.68	合成氨
规划/签约	兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目	内蒙古	京能集团	36.76	500		100	400	8.93	离网	60000	2.50	合成氨
规划/签约	中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氨综合示范项目	内蒙古	中国能建	23.15	210	50	39	39		离网		1.00	合成氨
规划/签约	三一重能乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氨一体化示范项目	内蒙古	三一重能	42.7	400	100	40	80		离网		3.60	合成氨

# 1.3 国内进展中的大型项目分析：储能+储氢的“电网友好”趋势初显

- 从项目具体构成和运行方式来看，绿氢项目构成模式尚未定型，需结合具体情况进行选择；但可以看出“电网友好”的发展趋势。
- 早期立项的2个已投运项目**：不配储，采用“电网调峰”长时运行，或绿电为主、间歇运行+储氢。三峡纳日松项目、中石化库车项目均为2021年获批，当时储能成本较高且尚未获政策支持，故未涉及配储。从运行时长推测运行模式，前者连续满负荷运行，无需储氢，类似“电网调峰型”；后者外购绿电比例低于前者，通过轮流启停+较大规模储氢，控制用电和制氢成本。
- 2023年内蒙示范项目**：构成各异，但初现电网依赖性下降、向“电网友好”转变的趋势。2023年的13个项目构成各异：11个项目配置了实质规模的储能，配储比例8-20%；7个项目储氢规模达日产能的25%以上，最高达50%。项目运行时长主要在4000-5000小时，即日均满负荷运行11-14h。虽然具体配置各异，但储能储氢+“非满负荷连续运行”的特征，意味着绿氢示范项目呈现“电网友好”趋势。

国内进展中的大型绿氢项目构成模式比较

具体特征分析

项目状态	名称	风电占比/%	配储功率比例/%	配储时长/h	储氢规模占日均产能之比/%	并网	绿电来源	辅助调峰方式	年运行时长(折算为满产)/h
投运	三峡集团内蒙古鄂尔多斯市纳日松光伏制氢产业示范项目	0%	0.0%	0	0%	并网	光伏	仅电网(推测)	7465
投运	中石化新疆库车绿氢示范项目	0%	0.0%	0	34%	并网	光伏	储氢	4307
招投标	大唐新能源多伦15万千瓦风光制氢一体化示范项目	80%	15.0%	2	25%	并网	风电+光伏	储能+储氢	4335
招投标	中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	59%	15.0%	1	0%	并网	风电+光伏	储能	7182
招投标	国能阿拉善高新区百万千瓦风光氢氨一体化低碳园区示范项目	67%	10.0%	2	29%	并网	风电+光伏	储能+储氢	
在建	包头市达茂旗国际氢能冶金示范区新能源制氢示范项目	100%	15.0%	2	3%	并网	风电	储能	5406
规划/签约	中核科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目	100%	10.0%	2	41%	并网	风电	储能+储氢	3455
规划/签约	10万吨/年液态阳光——二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	36%	0.4%	2	34%	并网	风电+光伏	储氢	5090
规划/签约	鄂尔多斯库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目	63%	10.0%	1	50%	并网	风电+光伏	储能+储氢	
规划/签约	腾格里60万千瓦风光制氢一体化示范项目	67%	0.0%	0	37%	并网	风电+光伏	储氢	
规划/签约	乌兰察布兴和县风光发电制氢合成氨一体化项目	70%	10.0%	4	0%	并网	风电+光伏	储能	
规划/签约	远景科技赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目	90%	15.0%	4	0%	并网	风电+光伏	储能	
规划/签约	兴安盟京能煤化工可再生新能源绿氢替代示范项目	100%	20.0%	4	13%	离网	风电	储能+储氢	4666
规划/签约	中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氨综合示范项目	81%	15.0%	1	0%	离网	风电+光伏	储能	
规划/签约	三一重能乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氨一体化示范项目	80%	8.0%	2	0%	离网	风电+光伏	储能	

风光互补项目配储规模低于纯风电。

- 纯风电项目配储比例15-20%，2-4h；风电+光伏一体项目配储比例在8-15%，1-2h。
- 风光互补有助于平滑出力波动，降低配储压力。

储能规模和年运行时长之间尚无明显的正向关系。

- 储能制氢项目中平滑供电的实践较少，调度运行层面仍需探索；
- 目前制氢项目允许兼用网电调峰，项目方有自行调整选择的空間。

不储氢或储氢更少的项目，及离网项目，配储时长和比例相对更高。

资料来源：政府官网，北极星氢能网，平安证券研究所整理

注：“储氢规模占日均产能之比”假设年工作天数360天；“年运行时长”系根据电解槽装机（最大产氢速率）和年产能折算得来

# 1.3 绿氢成本测算：三种情形下的假设

- 由于绿氢项目的设备构成和运行模式各异，我们选取假设，设定**电网调峰**、**电网友好**、**工艺离网**三类项目的典型情形，测算其绿氢的理论成本。
- 为了简化思路、便于横向比较，我们使用**平均用电成本**、**制氢设备单价**、**年运行小时数**这3个关键变量来体现三类项目的区别，其它假设保持一致。
- 每种情形下，我们分别测算纯光伏/纯风电供电的绿氢成本。风光耦合项目中，风电装机占比越大，绿电平均利用时数越高（降低绿氢成本），但可使用谷电的时间越少，使网电成本增加（升高绿氢成本）。因此，具体落地的项目可根据实际情况选择最优的风光比例。此处暂不对风光耦合情况进行讨论，其理论成本可参考纯风电/光伏成本小幅上下浮动。

## 绿氢成本测算的关键变量说明

项目	说明
平均用电成本	<ul style="list-style-type: none"><li>• 绿电成本和网电成本的加权平均值，权重由利用时长决定。</li><li>• 绿电利用时长由电源自身特性决定；其余时间采用网电。</li><li>• 根据使用网电的时长和时段不同，网电平均成本有所不同。</li><li>• 配储可以增加绿电/谷时网电利用时长，同时产生储能成本。</li></ul>
制氢设备单价	<ul style="list-style-type: none"><li>• 无储氢系统的项目中，此项仅包括<b>电解槽+后处理设备</b>成本。</li><li>• 非满负荷运行的项目需要配备储氢系统。储氢系统成本放在此项进行考虑，主要包括<b>储氢罐和压缩机</b>等</li></ul>
年运行小时数	<ul style="list-style-type: none"><li>• 电解水制氢系统全年运行时长。此处系折算为<b>满负荷运行的时长</b>，而非实际运行时长。</li><li>• 这一指标可看作<b>实际运行时长</b>和<b>平均制氢效率</b>的综合体现。（若使用“单位电耗”这一变量表示效率，敏感度过高且难以找到合理依据）</li></ul>

## 三类项目的假设说明

### 电网调峰

- **运行时长**：连续运行，假设全年满负荷运行7000h。
- **用电特征**：风光发电时，使用网电平滑负荷；风光不发电时使用网电制氢
- **制氢设备**：无储氢/储能，制氢设备单价仅考虑电解槽和后处理设备

### 电网友好

- 考虑“仅储氢”和“储氢+储能”两种情形。
- **运行时长**：全年满负荷运行时长4000h
  - **用电特征**：绿电不发或低发时使用网电补充，尽可能选择低价时段。配储可提高绿电的利用小时数，成本在绿电成本中体现。配储情形下，假设配储比例15%\*2h，效率85%。
  - **制氢设备**：需配备储氢系统，制氢设备单价中包含储氢和压缩机等设施成本

### 工艺离网

- **运行时长**：由绿电可利用小时数决定，储能可部分增加利用时数。
- **用电特征**：仅使用绿电供电，配置20%\*4h储能，效率85%，一充一放。用电成本由绿电成本和储能成本共同决定。
- **制氢设备**：单价中包含更高的储氢设施成本，因为每日有效工作时长更短，需要配置更大比例的储氢设施。

# 1.3 绿氢成本：考虑储能/储氢的“电网友好型”绿氢成本在16.0-16.3元/kg

- 三类项目选取的关键假设及测算结果如下。假设说明和完整计算过程见附录页。
- 1.电网友好型项目对应的绿氢成本在16.0-16.3元/kg，经济性优于电网调峰或工艺离网型。使用网电连续运行时，无法避免使用峰段电，导致平均用电成本较高；纯离网时平均用电成本低，但运行时数少，带来的储氢成本、平均折旧成本和运维成本都更高。
- 2.电网友好型项目中，“仅储氢”项目的经济性略优于“储氢+储能”。“仅储氢”项目的绿氢成本为16.05元/kg左右，较“储氢+储能”的情况低约0.2元/kg。这是因为考虑储能充放损耗和折旧成本（1充1放）时，使用储能平滑绿电波动的成本高于直接使用网电。电化学储能可以部分增加绿电利用时数，从而减少网电的使用，但1充1放下增加绿电使用的比例不大。未来绿氢项目可能需要考虑价格更低廉的长时储能方式，与储氢（氢储能）相配合。

## 测算使用的固定假设

项目	假设
单位电耗 (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.8
设备折旧年限 (年)	20
单槽制氢量 (Nm <sup>3</sup> /h)	1000
单位质量用水成本 (元/kg)	0.11
单槽平均年运维成本 (万元)	20

## 三类绿氢项目单位制氢成本测算假设及结果

	电网调峰型		电网友好型				工艺离网型	
	纯光伏	纯风电	纯光伏+仅储氢	纯风电+仅储氢	纯光伏+储氢+储能	纯风电+储氢+储能	纯光伏	纯风电
绿电单位成本 (元/kWh)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.23	0.22	0.26	0.24
绿电利用时数	1280	2000	1280	2000	1370	2090	1525	2245
网电单位成本 (元/kWh)	0.50	0.45	0.28	0.31	0.27	0.30		
平均用电成本 (元/kWh)	0.44	0.38	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26	0.24
设备单价 (元/kW)	1800	1800	2600	2600	2600	2600	3200	3200
年运行小时数	7000	7000	4000	4000	4000	4000	1525	2245
单位质量电耗成本 (元/kg)	23.88	20.21	13.63	13.62	13.83	13.83	13.95	12.92
单位质量折旧成本 (元/kg)	0.69	0.69	1.75	1.75	1.75	1.75	5.64	3.83
单位质量用水成本 (元/kg)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
单位质量运维成本 (元/kg)	0.32	0.32	0.56	0.56	0.56	0.56	1.47	1.00
单位质量制氢成本 (元/kg)	25.00	21.33	16.05	16.04	16.25	16.25	21.17	17.86

# 1.3 ALK+PEM：提高绿电适应性的潜在方案，目前阶段相对较早

- **ALK+PEM组合制氢路线也有潜在发展空间。**除了现存项目中普遍采用的“储能+储氢”路线外，“ALK+PEM组合制氢”也是一个提高制氢系统对绿电适应性的潜在方案。PEM电解槽负载调节范围宽、响应快，对波动性电源适应性更强；但价格较高、寿命较短，可以按一定比例与更经济的ALK电解槽组合运行，在合理成本范围内提高系统对绿电的适应性，提升制氢效率。
- **目前ALK+PEM组合制氢路线尚在探索中，发展阶段较早，配比尚未确定。**国内PEM电解槽起步较晚，技术成熟度较国外低，推广阶段相对较早。国内已有部分绿氢项目在探索ALK+PEM路线，不同项目的ALK：PEM规模配比差异较大（3.6-31.4），均处于前期探索阶段，技术路线尚未定型。本报告暂不定量讨论此路线的成本。

国内规划的ALK+PEM项目电解槽配置

项目名称	ALK配置	PEM配置	ALK：PEM 规模配比
华电达茂旗20万千瓦 新能源制氢工程示范 项目	1000Nm <sup>3</sup> /h（11台套）	200Nm <sup>3</sup> /h （5台套）	11.0
吉电大安风光制绿氢 合成氨一体化项目	1000Nm <sup>3</sup> /h（36台套）	200Nm <sup>3</sup> /h （50台套）	3.6
中能建松原氢能产业 园(绿色氢氨醇一体 化)项目	1200Nm <sup>3</sup> /h（24台套） 1000Nm <sup>3</sup> /h（34台套）	200Nm <sup>3</sup> /h （4台套）	31.4
吉电梨树风光制绿氢 生物质耦合绿色甲醇 项目	1000Nm <sup>3</sup> /h（36台套）	200Nm <sup>3</sup> /h （45台套）	4.1

3类电解水制氢技术路线比较

技术路线	工作温度/°C	工作压强 (×10 <sup>5</sup> Pa)	系统效率/%	负载下限/%	单机规模	技术成熟度	kW装机成本/元	寿命/年	其他技术特性
碱性电解 (ALK)	60-100	<32	60-70	10-40	10MW级	商业运行	800-2000	15~30	调节范围较窄；低负载区域有氢氧杂质混合风险
质子交换膜电解 (PEM)	60-100	<200	0-10	0-10	MW级	商业运行	6000-14000	3~10	无氢氧杂质混合风险；调节速度快
固体氧化物电解 (SOEC)	700-1000	<25	0-10	0-10	百kW级	示范应用	>16000	1~3	高温环境工作，温控系统复杂；存在热退化问题



## 目录 CONTENTS

① 一、从电到氢：绿氢项目如何落地？

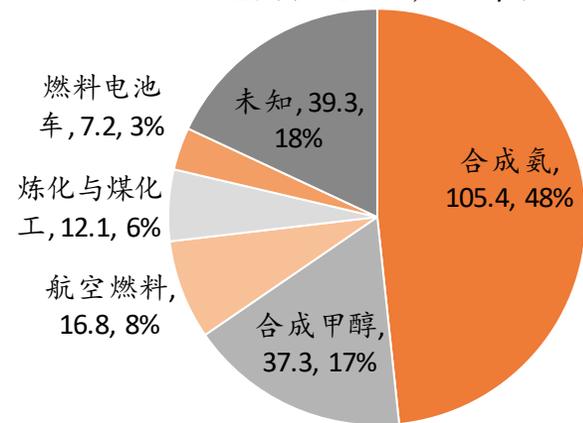
② 二、从氢到X：终端产品前景几何？

③ 三、投资建议及风险提示

## 2.1 国内绿氢规划产能将主要用于绿氨、绿醇和绿色航煤生产

- 国内绿氢规划产能将主要用于绿氨、绿醇和绿色航煤生产。我们统计，2023年更新动态的绿氢项目中，近80%的绿氢产能将用于化工生产。其中，合成氨、合成甲醇、合成航空燃料是前三大应用场景，规划绿氢产量分别为105/37/17万吨。
- 由于统计口径影响，绿醇生产对应的绿氢需求量高于下图统计值。除风光制绿氢一体化项目外，国内有若干绿色甲醇项目并未明确新建风光制绿氢产能，因此未纳入下图项目统计。根据中国化工信息周刊统计，截至2023年11月底，国内绿色甲醇新建拟建项目规划绿醇产能共计621万吨/年，则折算绿氢需求总量可达78万吨。

2023年国内绿氢项目下游应用分布  
绿氢年产能口径，万吨/年



国内部分绿色甲醇新建拟建项目

项目名称	公司	年产能/万吨	项目状态
绿氢制50万吨绿氢甲醇项目	金风绿能化工(兴安盟)	50	在建
10万吨/年液态阳光--二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	中煤鄂尔多斯能源化工有限公司	10	拟建
巴彦淖尔新能源制氢、生物制绿氢甲醇及绿氢设备装备制造项目	扬州吉道能源	100	拟建
鄂托克旗产33.75万吨/年绿色合成甲醇项目	扬州吉道能源	33.75	拟建
绿氢甲醇50万吨/年项目	明阳新能源投资控股集团	50	拟建
“绿氢+煤”制烯烃项目 (有规划绿醇产能)	宝丰能源	122.89	在建
200万千瓦风电制氢制50万吨甲醇项目	淖尔天润巴彦淖尔市	50	拟建
二氧化碳加氢制甲醇装置	吉利控股集团、河南顺成集团	10	投产
绿色氢氨醇一体化	中能建	60	拟建
南京江北新区产38万吨/年绿氢甲醇项目	绿色技术银行等	38	拟建
CO <sub>2</sub> 加氢制绿色低碳甲醇联产LNG项目	吉利科技集团有限公司等	11	投产
江苏斯尔邦石化有限公司CO <sub>2</sub> 制绿氢甲醇项目	斯尔邦石化	10	拟建

## 2.1 绿氢化工三大主要产品概述

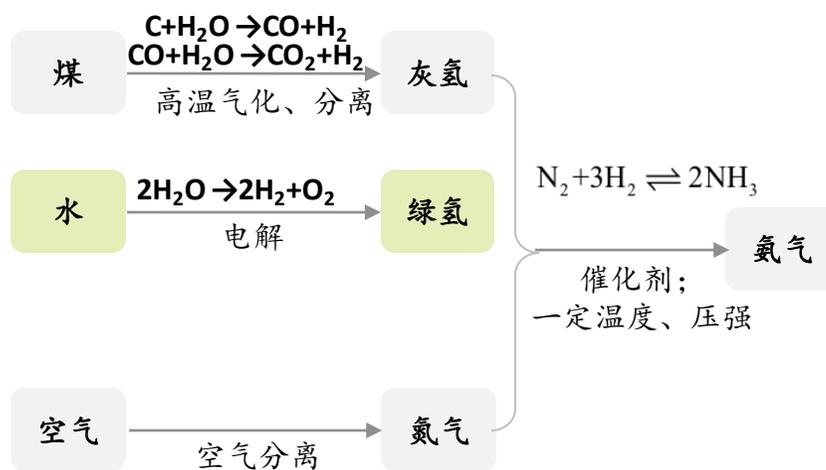
### 绿氢化工三大主要产品概述

	绿氨	绿色甲醇	绿色航煤 (SAF)
应用领域	<ul style="list-style-type: none"><li>氨是重要的<b>基础化工产品</b>，用途广泛。</li><li>最大应用为农业合成肥料，约占氨总用量的70%；其它下游产品包括工业炸药等。</li><li>未来可用作<b>氢储运载体、低碳燃料</b>。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>甲醇是重要的<b>基础化工产品</b>，用途广泛。</li><li>可制备多种化工产品，最大应用领域为甲醇制烯烃(MTO)。</li><li>甲醇作为燃料的使用（单独使用或与汽油掺烧）也已有较多探索。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>绿色航煤，又称<b>可持续航空燃料 (SAF)</b>，可使用生物质或绿氢制备。</li><li>用于<b>替代传统航空燃料</b>，降低碳排放。</li></ul>
供需现状	<ul style="list-style-type: none"><li><b>供应</b>：我国是化工生产大国，氨产能充足，基本自给自足，进/出口比例很小。</li><li><b>需求</b>：传统应用需求稳定，未来氢储运、绿色燃料等新兴场景或将拉动需求。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li><b>供应</b>：我国是甲醇净进口国，2023年净进口量占表观消费量的15%，国内有供需缺口；<b>绿醇产能尚未释放</b>，供应较小。</li><li><b>需求</b>：化工类需求增长较缓；<b>绿色航运燃料</b>引领绿醇需求高速增长，供不应求。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>目前市场主要在海外，欧、美等率先推广。国内以鼓励、试点为主，需求和供给规模都较小。</li></ul>
驱动因素	<ul style="list-style-type: none"><li>氨是广泛使用的基础化工品，<b>绿氨成本下降和工业脱碳需求</b>有望推动绿氨替代灰氨。</li><li>远期来看，氨具有作为<b>氢储运载体或绿色燃料</b>推广的潜力。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>欧盟ReFuelEU Maritime驱动航运脱碳，<b>绿色燃料需求空间广阔</b>。绿醇应用技术较为成熟，成为航运企业首选。</li><li>绿色甲醇或将成为<b>独立于工业甲醇</b>的产品，获得<b>绿色溢价</b>。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>航空业属于典型的<b>难脱碳行业</b>，欧美等通过政策激励或强制，推动SAF渗透。</li><li>欧盟ReFuelEU Aviation对SAF工业比例进行了强制要求；美国《通货膨胀削减法案》对SAF生产和销售给予激励措施。</li></ul>
主要挑战	<ul style="list-style-type: none"><li>对于传统需求而言，国内氨供应较为充足，<b>绿氨难以获得绿色溢价，成本略有劣势</b>。</li><li>氨燃料应用的技术仍待成熟，氨作为<b>燃料或储氢载体</b>的需求空间尚不确定。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>作为燃料的绿色甲醇，制备各环节需<b>满足国际相应标准</b>，如制氢绿电比例、<b>绿色碳源</b>等，相关标准和成本存在不确定性。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>目前，使用绿氢制备绿色航煤的技术（Power to Liquid, PtL）发展阶段较早，技术有待成熟；</li><li>国内市场空间尚未打开。</li></ul>

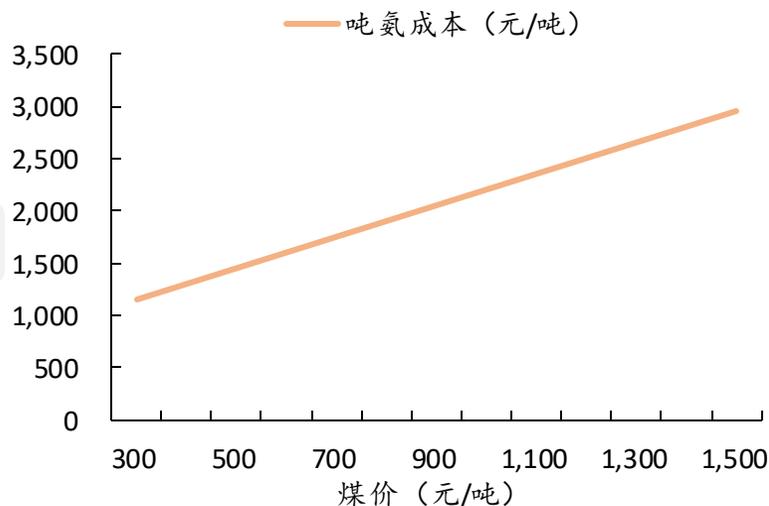
## 2.2 绿氨|供给端：生产工艺和成本探讨

- 绿氨生产方法与灰氨相似，主要区别在于氢源的使用。合成氨的主流生产工艺为哈伯-博世法，即通过哈伯合成氨反应器，将氮气与氢气合成氨的方法。绿氨和灰氨合成工艺的区别主要在于：1.绿氨使用绿色氢源；2.空分、合成氨等环节使用电能代替化石燃料供能。
- 灰氨成本与价格主要由煤价决定，波动较大。根据相关文献\*，煤制氨的单位煤耗量约1.5t/t，其它固定成本约700元/t，则煤制氨成本可大致表示为 $1.5 \times \text{煤价} (\text{元}/\text{t}) + 700 (\text{元}/\text{t})$ 。2023年初以来，国内煤价波动较大，合成氨价格在2400-4300元/t范围上下浮动。
- 绿氨、灰氨成本比较：可以使用绿氢、灰氢价差估计。原料成本占合成氨成本的大头，根据香橙会数据，绿氨成本结构中，原料成本约占80%，折旧、合成成本约20%。合成氨反应没有含氢副产物，因此生产每吨氨需耗用176.5kg氢气（ $1000 \times 3/17$ ，相对分子质量比）。若暂不考虑用能等成本差异，绿氨和灰氨的吨价差可以用“制氢单价差（元/kg）\*176.5”大致估算。根据车百智库报告，煤价200~1000元/吨时，煤制氢成本约6.8~12.1元/kg；本报告测算绿氢成本取16.3元/kg，则计算绿氨理论成本比灰氨高725-1673元/吨。

灰氨/绿氨生产工艺示意图



不同煤价情况下的吨氨成本

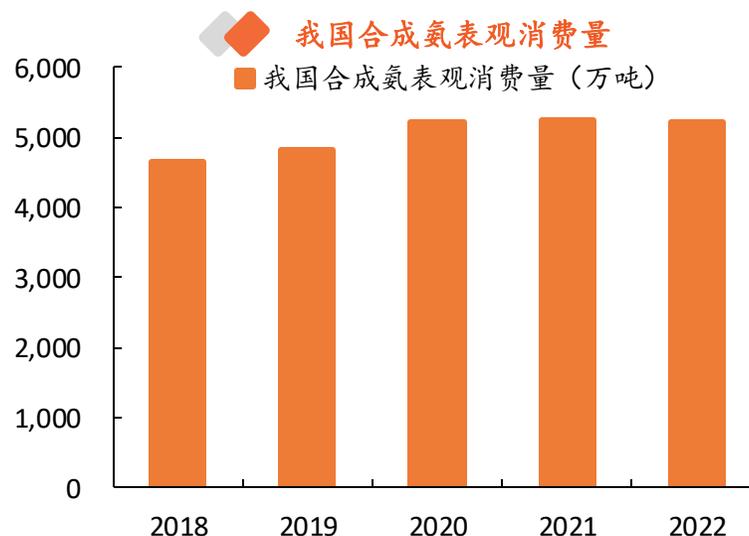
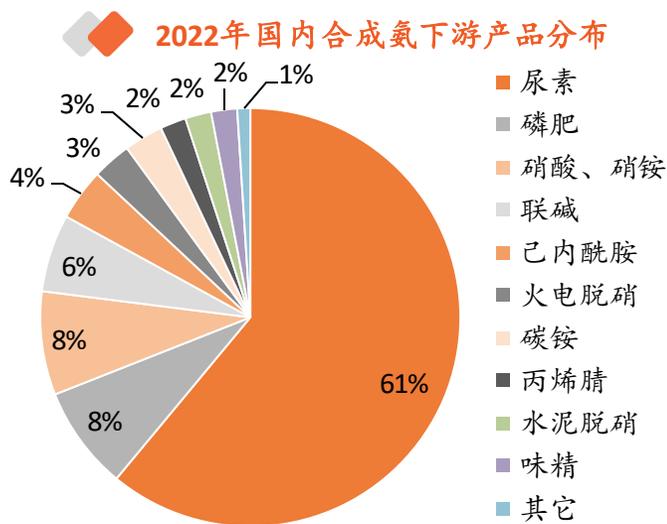


国内合成氨价格指数



## 2.2 绿氨 | 需求端：传统应用替代空间广阔，但成本尚不占优

- 氨是重要的基础化工品，传统应用规模大，替代空间广阔。2022年，我国合成氨产量5321万吨，基本自给自足，需求缺口很小（根据海关数据，2022年氨进/出口量分别为23.1/23.8万吨）。从下游需求来看，农业用氨在氨总量中占比超70%，主要用于肥料生产，产品有尿素、磷肥等。传统应用领域，合成氨需求增量空间不明显，但现有体量庞大，存在绿氨替代的潜力。根据相关文献\*，氨是碳排放强度最高的工业品之一（约为 $2.4tCO_2/t$ 氨），绿氨替代灰氨的减排能力强大。按照每吨氨耗用176.5kg氢气估算，2022年合成氨产量对应的氢气用量为939万吨，绿氨/绿氨替代空间广阔。
- 灰氨产能充足、绿氨成本较高，实现替代仍需多方面推动。现阶段，绿氨成本较高，且暂难以通过市场获得“绿色溢价”，在成本劣势下替代动力有限。短期来看，政策扶持有望成为绿氨替代的助力，例如宁东基地管委会对绿氨耦合煤化工给予5.6元/公斤用氢补贴（单个企业不超过500万元），弥补了绿氨和灰氨的用氢成本差距。长期来看，绿电降价和生产技术升级有望推动绿氨成本下降，同时绿证等机制的完善有望助力绿氨获得“绿色溢价”，推动绿氨替代灰氨。



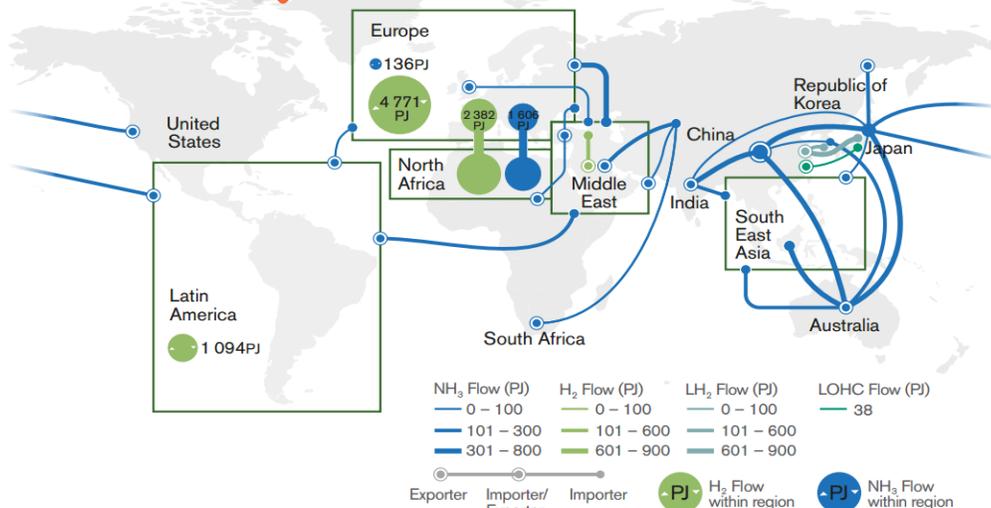
## 2.2 绿氨 | 需求端：远期来看，氢储运、燃料等新兴场景存在潜力

- 全球减碳目标的推动下，氨有望在氢储运、燃料等新兴场景推广应用，带来增量需求空间。
- 氢储运：**运氢效率高、成本低、体系成熟，或将成为跨国运输主力。氨易于液化，可在25° C、0.99 MPa下液化；液氨的体积含氢量达121 kg/m<sup>3</sup>，是液氢的1.7倍。根据相关文献\*，液氨运输成本低廉，公路运输成本在0.1元/(kg·km)，管道成本仅为天然气管道的50%、氢气管道的25%。液氨储运技术成熟，全球已有成规模的贸易与运输体系。IRENA在对未来全球国际绿氢贸易体系的展望中，将氨看作主要的跨国长距离运输和贸易方式。长期来看，氨作为氢储运载体的发展潜力优良。
- 氨燃料：**前景可期的零碳燃料，应用技术有待成熟。将氨作为储氢载体时，若将氨转化为氢在终端使用，氢-氨-氢两重转换的能量损耗较大（总效率仅35%\*）。氨自身是一种潜力优良的零碳燃料，国际已有若干氨燃料应用的探索，主要应用场景包括船用、煤掺氨燃烧发电等。氨热值低、不易燃，且具有毒性和腐蚀性，作为燃料安全高效推广仍需要技术继续进步。英国劳氏船级社（LR）认为，考虑到获取成本，氨将成为未来全球航运极为重要的低碳燃料\*\*；DNV统计，2023年全球已有11艘氨替代燃料船订单，实现0的突破。

几种主要储氢方式的对比

不同储氢方式	储存温度 /° C	储存压力 /Mpa	密度 /(kg/m <sup>3</sup> )	爆炸范围 /%	质量能量密度 /(MJ/kg)	质量含氢量 /%	体积能量密度 /(MJ/L)	体积含氢量 /(kg/m <sup>3</sup> )
压缩氢气	25	70	39	4~75	120	100	4.5	42.2
液氢	-253	0.1	70.8	4~75	120	100	8.49	70.8
甲醇	25	0.1	792	6.7~36.0	20.1	12.5	15.8	99
液氨	25	0.99	600	16~25	18.6	17.8	11.5	121
甲基环己烷	25	0.1	770	1.2~6.7	44.4~46.0	6.16	57.7~59.8	47.3

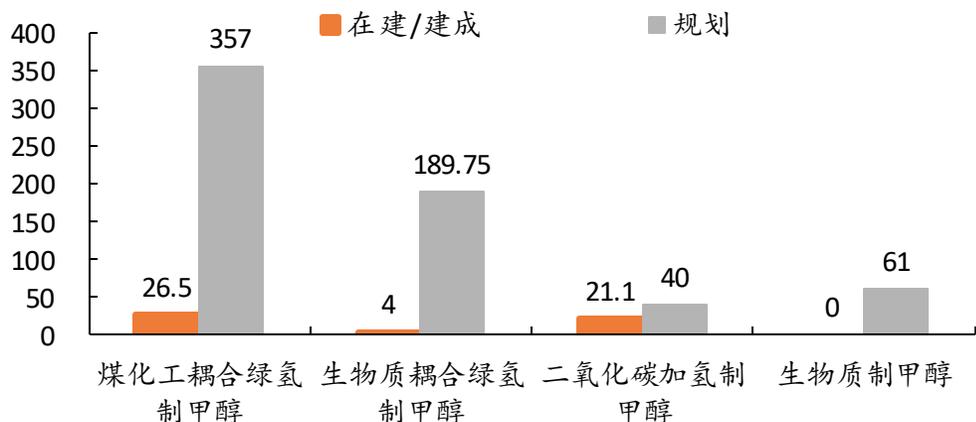
IRENA2050年全球氢能贸易流展望



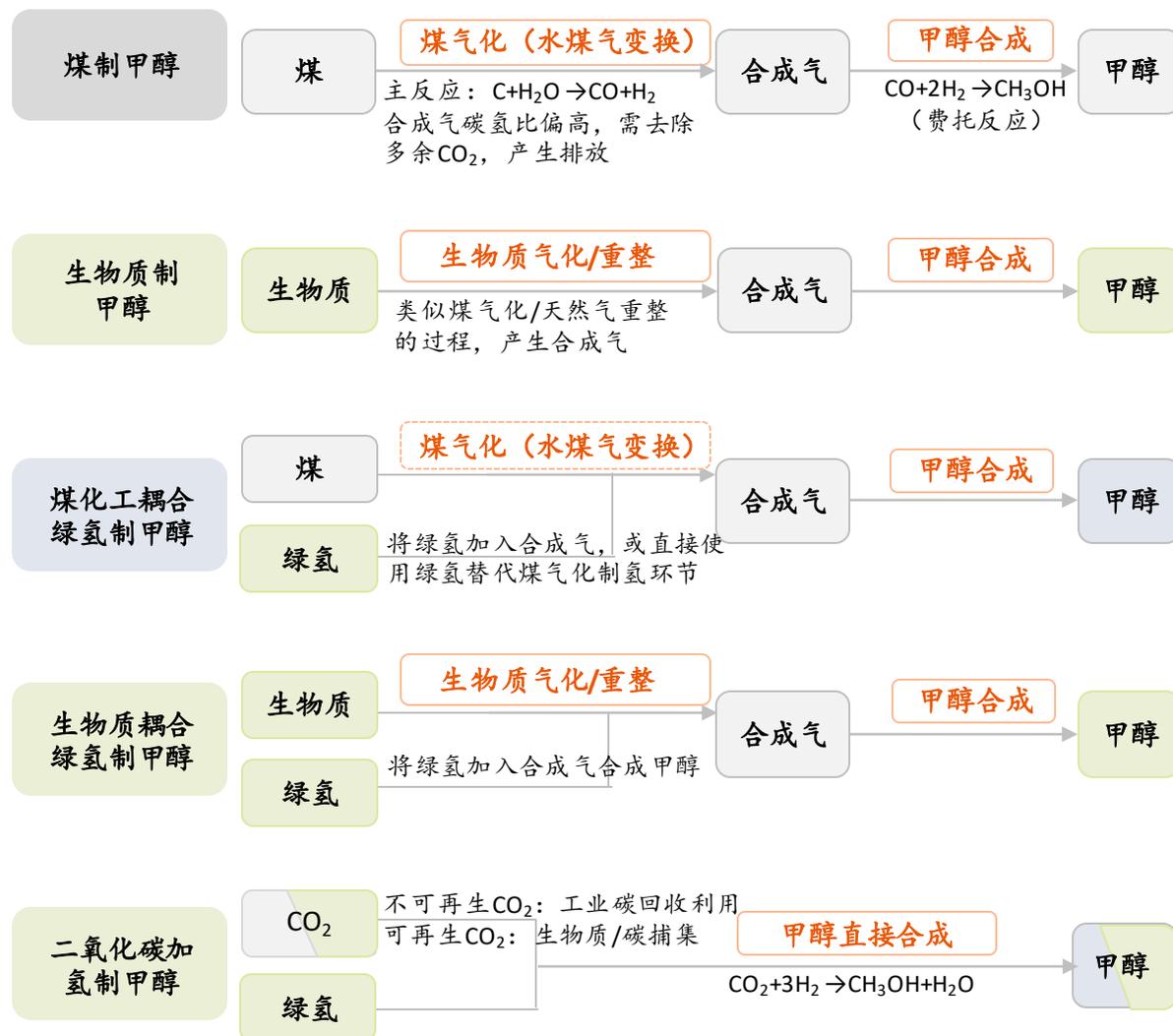
## 2.3 绿醇 | 供给端：低碳甲醇生产工艺路线多样

- 绿色甲醇/低碳甲醇生产，需要实现氢源和碳源的可持续。煤制甲醇是国内甲醇生产的主要路线：煤与水反应生成含氢、富碳的合成气，再经费托反应生成甲醇。从合成工艺出发，降低甲醇生产碳排放的思路包括：
  - 氢源角度：使用绿氢，替代高排放的煤气化制氢；
  - 碳源角度：使用生物质、碳捕集等绿色碳源替代煤。
- 低碳甲醇/绿色甲醇主要制备路线如右图。绿氢参与的低碳甲醇工艺路线主要包括煤化工/生物质耦合绿氢制甲醇、以及二氧化碳加氢制甲醇。能景氢研统计，目前国内规划/在建的低碳甲醇项目以煤化工耦合绿氢制甲醇为主。

国内低碳甲醇项目技术路线分布（规划甲醇产能，万吨）



传统甲醇和低碳甲醇生产路线



## 2.3 绿醇 | 供给端：国际绿色甲醇标准严格

- 国际已有绿氢制甲醇相关标准，对碳排放量、原料来源等提出了要求。根据能景氢研，2023年，欧盟与国际绿氢组织分别首次推出了绿氢制甲醇相关标准，详见左下表。其中，欧盟标准属于强制性标准，中国若向欧盟出口低碳甲醇燃料，一般需满足其规定。欧盟《可再生能源指令》（RED）对绿氢制甲醇燃料的规定如下：
  - 全生命周期碳排放须低于28.2g CO<sub>2</sub>/MJ；以甲醇约19.9 MJ/kg的低位热值换算，每千克甲醇碳排放需低于0.56 kg。
  - 原料方面，绿氢所用绿电比例需符合要求；碳源允许使用生物质或化石燃料尾气，但碳排放标准可能会限制碳源的选择。
- 国际标准下可选技术路线有限，绿醇或需要新建产能。欧盟标准不允许重复计算工业碳捕集的减排量，“燃煤电厂捕获CO<sub>2</sub>+绿氢制甲醇”会产生正的碳排放，难以满足欧盟绿醇标准（如右下表）；“煤化工耦合绿氢”排放强度很可能较之更高，难以满足出口要求，仅可用于国内工业减碳等。要满足出口标准，生产方需要使用生物质/直接空气捕获提供碳源的技术路线，可能难以直接使用已有生产设备，需要新建产能。考虑到甲醇产能建设通常需要两年左右，且技术探索阶段建设用时可能更长，绿色甲醇燃料在未来几年或将呈现供不应求的状态。

2023年国际绿氢制甲醇相关标准

	欧盟《可再生能源指令》 (RED)	国际绿氢组织第二版绿氢标准 (GHS 2.0)
碳排放(kgCO <sub>2</sub> /kg 甲醇)	约≤0.56	≤0.3
绿氢来源	完全可再生电力制氢，或绿电比例超过90%的网电制氢	非绿电使用量不超过5%
碳来源	生物质等可持续来源；化石燃料来源尾气(减碳量不可重复计算)	生物质来源；直接空气捕获；不可避免的工业排放；支付过碳税的碳排放

不同工艺下甲醇的碳排放量

技术路线	含碳原料	全生命周期碳排放 (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
化石燃料制甲醇	煤	170.8-262
	天然气	91-101.6
	沼气	30-34.4
生物质制甲醇	废木	5.3-22.6
	种植木材	4.6-12
	黑液	3-12
绿氢制甲醇	燃煤电厂捕获的CO <sub>2</sub>	33.1
	来自乙醇厂的CO <sub>2</sub>	13-21.3
	生物质工厂提供的CO <sub>2</sub>	1.74-3.23
	沼气工艺生产的CO <sub>2</sub>	0.5

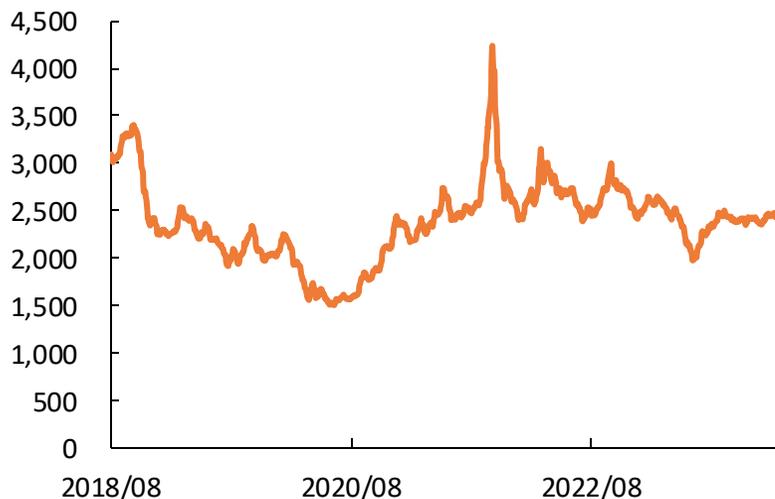
\*注：标红为碳排放超过28.2g CO<sub>2</sub>/MJ的路线

## 2.3 绿醇 | 供给端：绿氢、绿碳构成绿醇生产主要的成本增量

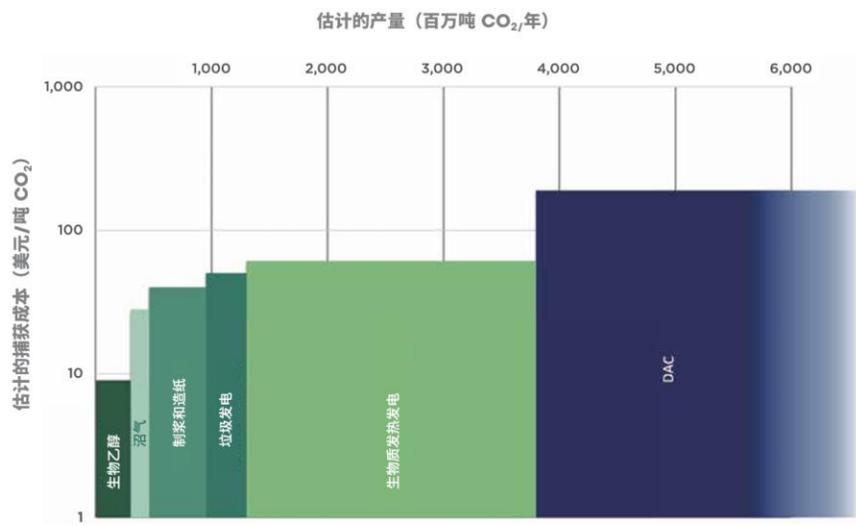
- **绿氢成本和用碳成本**，构成了绿醇成本的主要部分。根据香橙会研究院，绿氢和二氧化碳成本约占绿色甲醇生产成本的90%。
- **绿氢成本**：灰色甲醇生产的主反应是H<sub>2</sub>与CO发生的费托反应（CO+2H<sub>2</sub>→CH<sub>3</sub>OH），兼有少量H<sub>2</sub>与CO<sub>2</sub>的反应，根据反应式配比得到的理论氢耗量为每吨甲醇125-187.5kg；绿色甲醇以“二氧化碳直接合成”（CO<sub>2</sub>+3H<sub>2</sub>→CH<sub>3</sub>OH+H<sub>2</sub>O）为主要技术路线，会产生含氢副产物水，每吨甲醇理论耗用氢气187.5kg。使用煤制氢成本10元/kg、绿氢成本16.3元/kg粗略估算，绿醇和灰醇生产的用氢成本差在1181-1806元/吨，这一增量与2024.2.23甲醇价格指数2451元/吨相比，较为可观。
- **绿碳成本**：使用二氧化碳直接合成甲醇时，每吨甲醇理论耗用二氧化碳1.37吨。绿醇生产使用的二氧化碳来源不一，成本也各有区别。短期来看，工业尾气CO<sub>2</sub>回收利用是价格相对低廉的可行方案（但较难满足欧盟绿色甲醇燃料要求）；长期碳中和的角度来看，绿醇需要使用生物质或直接空气捕获（DAC）作为可再生碳源，前者供应总量有限，后者则成本较高，有待进一步的技术降本。

我国甲醇价格指数（元/吨）

— 中国:价格指数:甲醇



21世纪中叶全球不同来源可再生CO<sub>2</sub>价格及供应量



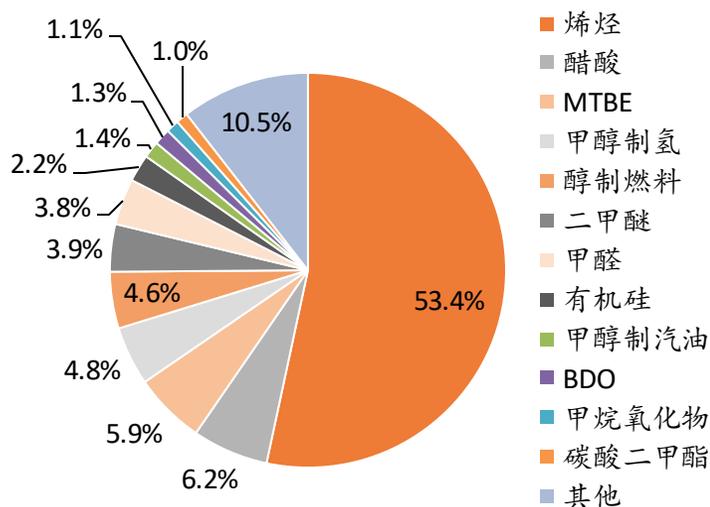
不同碳源的估计成本及降本潜力\*

分类	来源	CO <sub>2</sub> 估计成本 (美元/吨)	
		2020年前	2050年前
化石碳	燃煤电厂	43-97	46-55
	天然气电厂	80-89	43
	钢铁	55-77	40-65
	水泥	35-125	20-103
	合成氨	20-25	24
可再生碳	生物质乙醇工厂	12-22	20
	沼气	-30	-30
	直接空气捕获	300-600	50-150
	BECCS	20-400	-

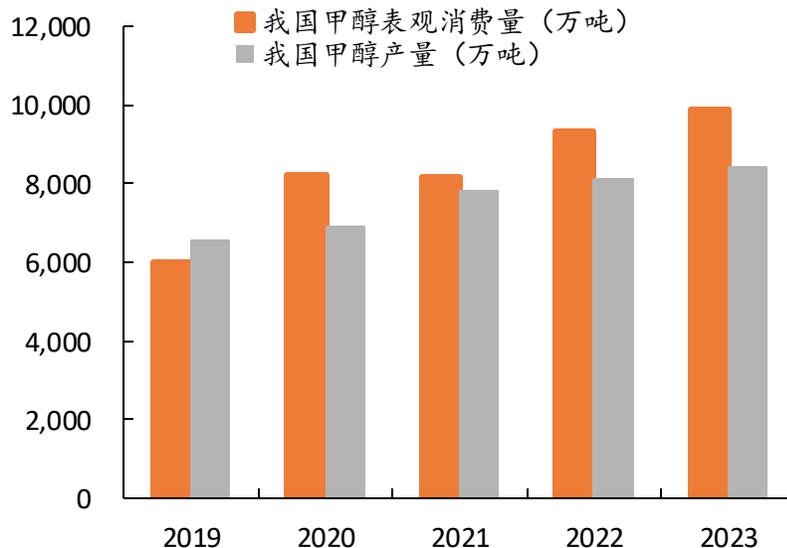
## 2.3 绿醇 | 需求端：传统场景需求基本稳定，国内存在产能缺口

- 我国甲醇主要用于制烯烃等化工场景。甲醇是重要的化工原料，可用于生产多种产品。2023年，我国甲醇表观消费量9862万吨，2018-2023年复合增长率12.5%。甲醇制烯烃（MTO）是我国甲醇最主要的需求领域，2022年用量占比达53.4%。香橙会研究院认为，甲醇制烯烃是近五年推动甲醇消费增长的主要动力，2017-2021年MTO年复合增长率接近15%，但未来几年增速将有所放缓。
- 国内甲醇存在产能缺口，绿色甲醇有望替代进口、弥补产能缺口。我国是世界最大的甲醇生产国，但甲醇仍存在供应缺口。2023年，我国甲醇进/出口量分别为1455万吨/15万吨，净进口量占当年表观消费量的15%，主要进口自中东地区。传统煤制甲醇碳排放量高，产能扩张受限，国内绿氢制绿醇项目积极部署，或将部分弥补产能缺口。按照二氧化碳直接合成路线，每吨绿色甲醇耗用187.5kg氢气估算，2023年我国甲醇净进口量（1440万吨）对应的氢气用量为270万吨；国内产量（8425万吨）对应的氢气用量为1580万吨，绿氢制绿醇潜在替代空间庞大。

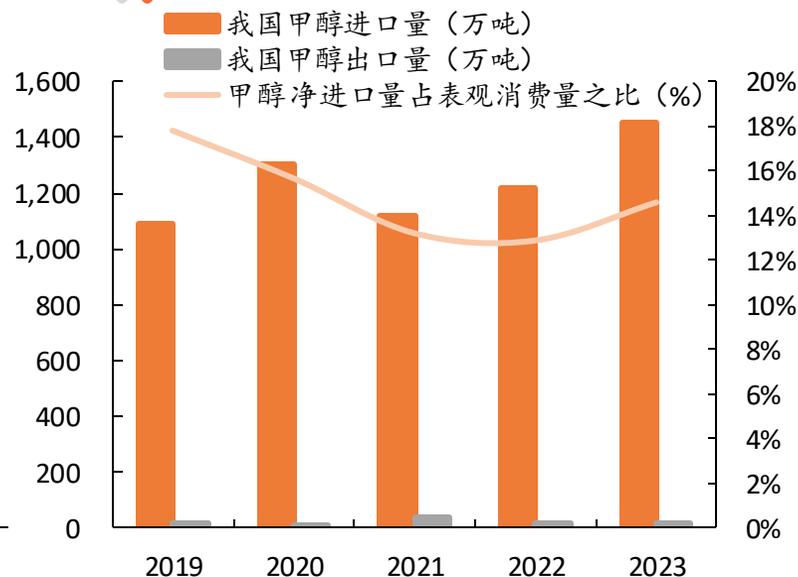
2022年甲醇下游产品分布



我国甲醇产量和消费量之间存在缺口



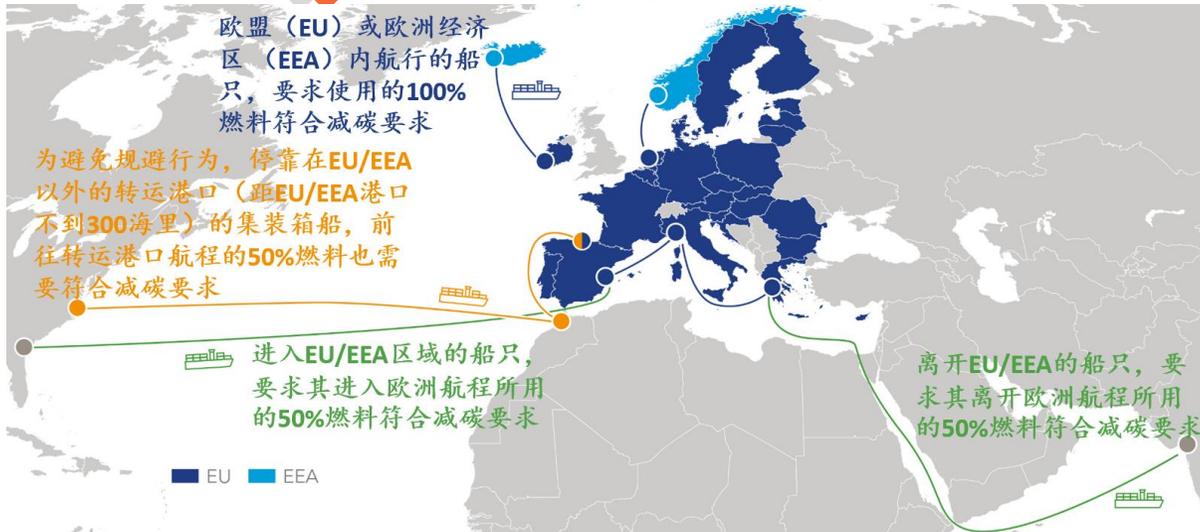
我国甲醇需求部分需通过进口满足



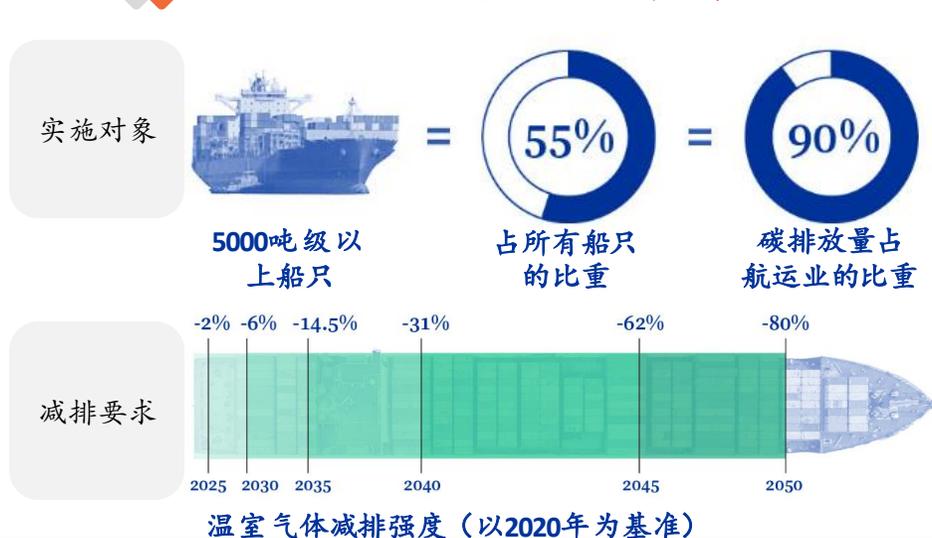
## 2.3 绿醇 | 需求端：欧盟航运减排法案逐步落地，推升船用绿色燃料需求

- 欧盟航运业减排新规驱动船用绿色燃料需求增长。“Fit for 55”一揽子立法计划下，欧盟推出了航运业减排相关法规。
- 2023年6月，将航运业纳入EU ETS（欧盟碳排放权交易系统）的法规生效，航运业从2024年1月1日起正式纳入欧盟碳交易系统。
- 2023年9月，欧盟通过了FuelEU Maritime法案，该法案将于2025年1月1日开始执行。
  - 法案对5000吨级以上船只使用的燃料提出了直接要求，要求所用燃料的全生命周期碳排放强度（包括生产和使用全过程的碳排放，用gCO<sub>2</sub>e/MJ表示）逐步减少：到2025年下降2%（相较于2020年），到2050年下降80%，排放未达标的船舶将面临罚款。
  - 欧盟（EU）或欧洲经济区（EEA）内航行的船只，要求使用的100%燃料符合上述减碳要求；对于进/出欧洲的船只，则要求其进出欧洲航程所用的50%燃料符合减碳要求。
- 欧盟航运业减排新规下，航运企业对绿色燃料的关注度越来越高。

FuelEU Maritime法案的实施范围



FuelEU Maritime法案的航运燃料减排规定



## 2.3 绿醇 | 需求端：航运减排要求下，船用燃料绿醇需求有望高增

- **绿色甲醇成为船用绿色燃料短期内的主流选择。**替代燃料（Alternative Fuels）指用于替代化石燃料的低碳船用燃料，主要包括液化天然气（LNG）、甲醇、氨等。与其它替代燃料相比，甲醇燃料应用的技术和法规较为成熟，船只和基础设施改造成本低，减排潜力优良，短期成为航运企业绿色燃料的优选。根据DNV统计，2023年全球替代燃料船相关订单（含新造船和改造订单）共计298艘，其中甲醇燃料船相关订单138艘（较大比例为改造订单），数量超过了LNG船订单（130艘），成为2023年替代燃料船舶订单的主流\*。
- **船用燃料绿醇需求空间广阔。**国际航运巨头马士基估计，到2024年，仅该公司对绿色甲醇的需求就将达到30万吨。如果上述绿醇全部使用绿氢制取，按照每吨绿色甲醇耗用187.5kg氢气估算，对应的绿氢需求量达5.6万吨。马士基估算，如果其整个船队均由甲醇提供动力，则其将需要约2000万吨绿色甲醇，绿醇替代空间广阔。

### ◆ 甲醇作为船用替代燃料的优劣势

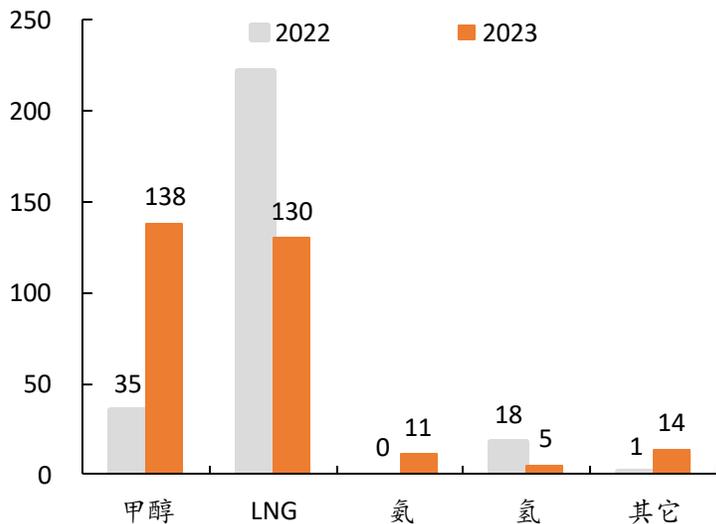
#### 优势

- **监管环境完善。**国际海事组织（IMO）针对甲醇船已有完整的法规和监管体系，允许建造和运营。
- **易于使用。**常温为液态，船用时无需加压/低温系统，只需对发动机进行少量改造，改造/新建成本低。
- **基础设施要求低。**甲醇加注设备与燃油设备类似，建设难度小；全球已有多个港口支持甲醇加注。
- **环境危害小。**甲醇可溶于水，可生物降解，泄露危害低。

#### 不足

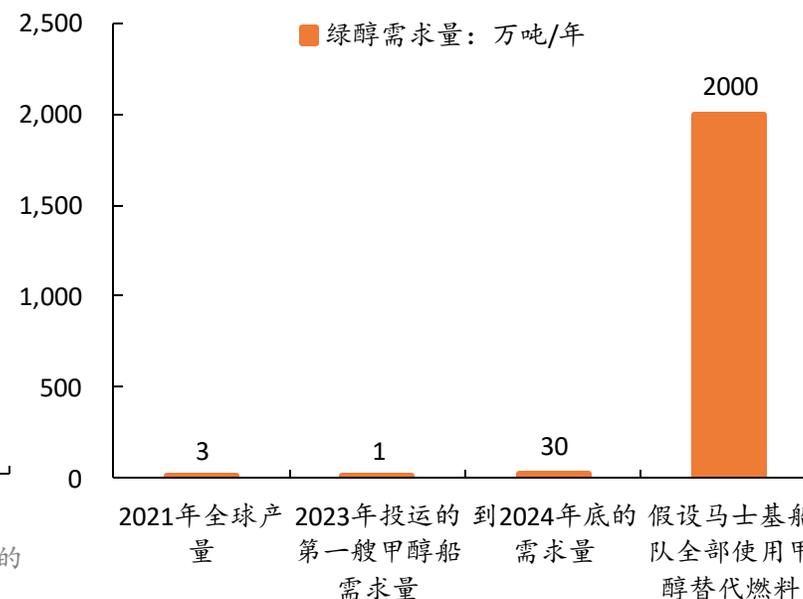
- **能量密度低。**体积能量密度仅为船用柴油的42%。
- **有燃爆风险。**甲醇的闪点为11°C至12°C，易燃易蒸发，需要增加安全系统。
- **绿醇成本高、供应少。**现阶段符合绿色标准的甲醇产能少，且价格较高。

### ◆ 全球各类替代燃料船舶订单数量（艘）



图表说明：包括新造船和改造订单，不包括相应燃料的运输船（如甲醇运输船/LNG运输船）。

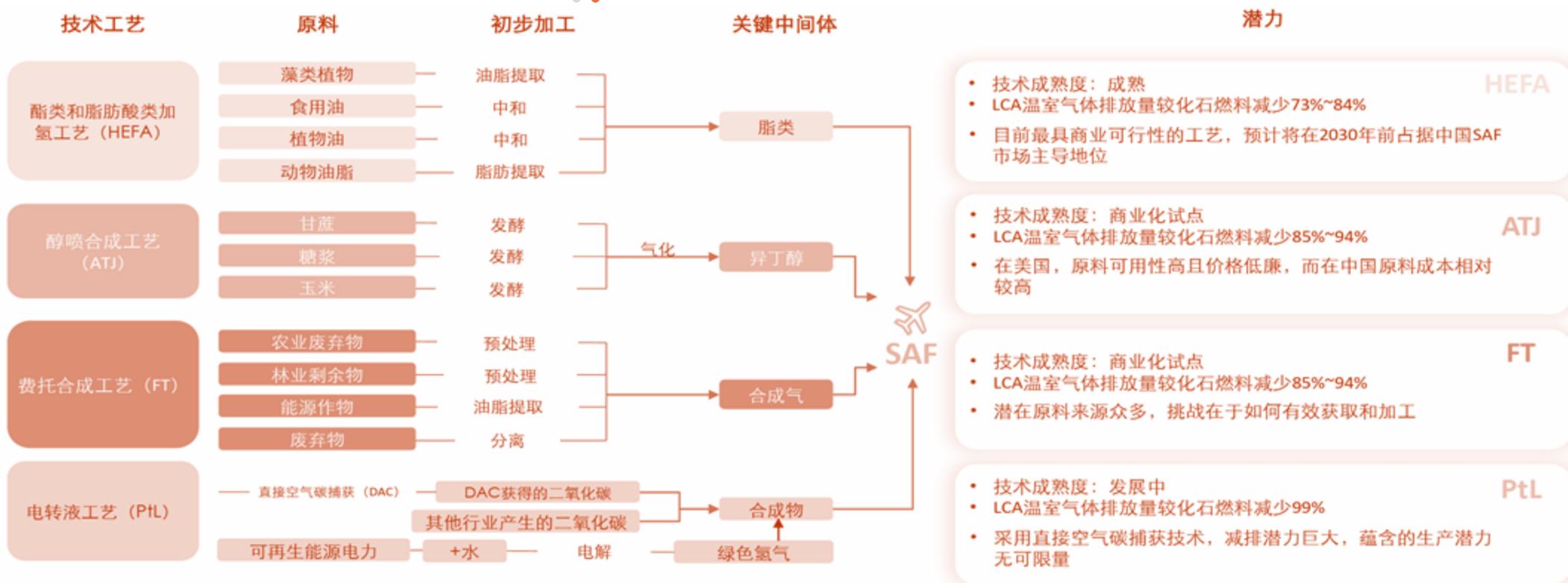
### ◆ 马士基绿色甲醇年需求量预测



## 2.4 绿色航煤|供给端：生产工艺简介

- 绿色航煤 (SAF) 主要有四种生产方式，以绿氢为原料的工艺有待成熟。航空煤油由不同馏分的烷烃、芳香烃和烯烃类的碳氢化合物组成，主要成分为烷烃，化学式为 $CH_3(CH_2)_nCH_3$  (n为8~16)。根据德勤报告\*，绿色航煤可使用废油、糖料作物、农业废弃物作为原料制备，也可以使用绿氢和 $CO_2$ 制备。使用绿氢和 $CO_2$ 制备绿色航煤的工艺称为电转液 (PtL)，目前技术尚处于发展中。目前，电转液生产路线尚未得到ASTM的认证，但考虑到生物质类原料供应总量有限，难以满足未来大规模生产SAF的需求，未来绿氢制SAF技术路线有望获得较大的发展空间。

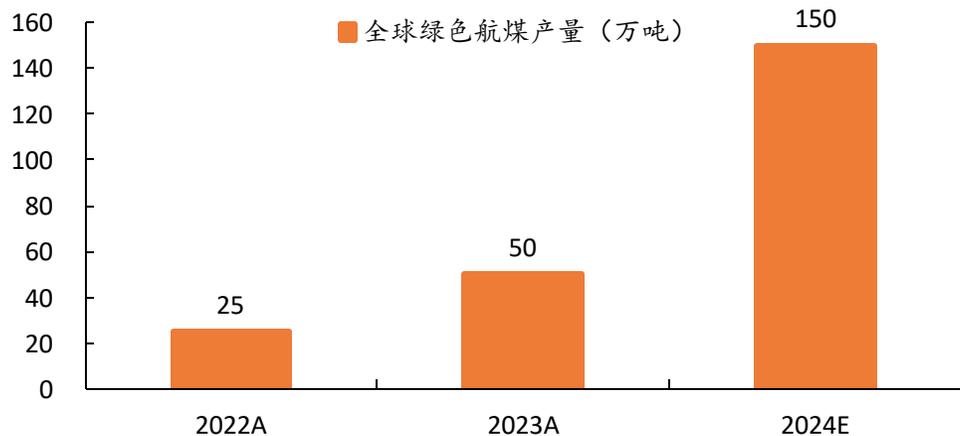
绿色航煤生产的四种主要技术路线



## 2.4 绿色航煤|供给端：国内氢企已有绿氢制SAF项目部署

- 全球绿色航煤生产规模较小，主要为HEFA路线生产。国际航空运输协会（IATA）估计，2023年全球SAF产量超过50万吨，是2022年的两倍；IATA预计2024年全球SAF产量增加200%到150万吨，占航空燃料需求的0.53%。IATA认为，未来五年内，大约85%的SAF设施将使用脂类加氢工艺（HEFA）生产。
- 国内氢企已有绿色航煤项目部署。国内风光资源丰富、绿氢产业链部署走在国际前列，已有多个企业积极布局绿氢制绿色航煤赛道。根据势银氢链，2023年国内签约的绿色航煤项目规模已超过百万吨。

全球绿色航煤产量估计



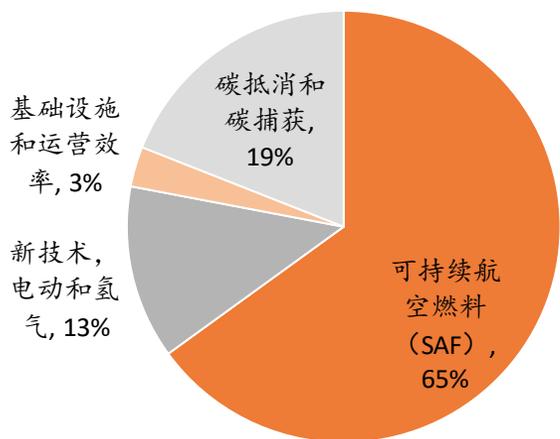
2023年国内绿色航煤项目相关动态

时间	企业	主要动态
2023年7月	新疆能源化工、绿能科技(国核电力院)	签署《国家电投塔城风电制氢合成绿色航煤框架协议》
2023年8月	吉电股份	发布氨基绿色能源产业链方案，预计到2030年实现年产162万吨绿氨，80万吨绿色甲醇和30万吨绿色航煤的产能。
2023年10月	亿利资源集团	内蒙古阿拉善乌兰布和350万千瓦立体风光氨治沙制取航空燃料一体化示范项目签约，规划绿色航煤产能30万吨
2023年11月	中国能建	与白城市人民政府签订《白城市可再生绿色能源一体化项目投资开发意向协议》，将投资建设年产30万吨绿色航油和30万吨绿色甲醇的生产基地
2023年12月	国家电投	“氢绿龙江”齐齐哈尔百万吨级氨基绿色能源基地暨万吨级绿色航煤示范项目启动，规划实现年产40万吨绿色航煤和40万吨绿色甲醇（此次启动的一期项目，绿色航煤产能预计1万吨）
2023年12月	久泰集团	内蒙古久泰集团与霍尼韦尔环球油品公司就10万吨/年绿色航空煤油和3万吨/年绿色烯烃项目达成合作意向，签订合作框架协议
2023年12月	岚泽能源	河北省保定市曲阳县人民政府公布了11月招商引资签约项目--上海岚泽能源科技有限公司年产20万吨绿色航煤项目

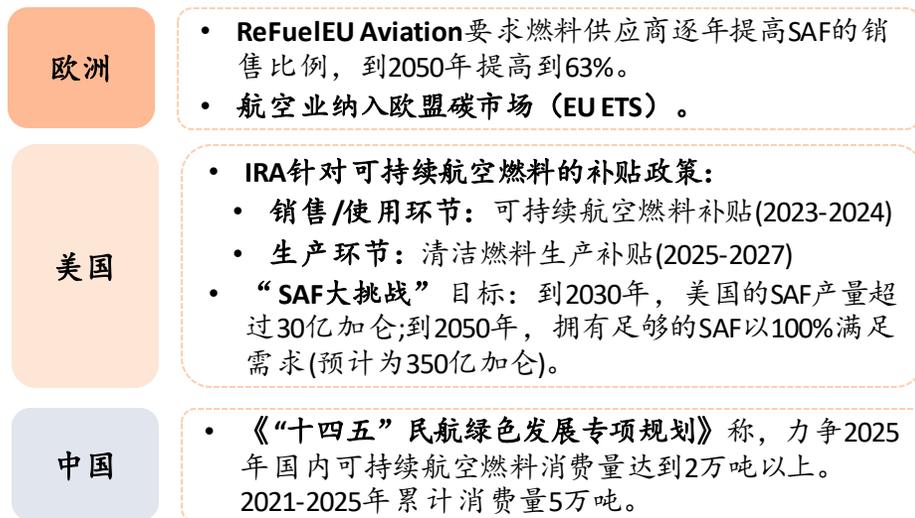
## 2.4 绿色航煤|需求端：航空业脱碳需求下，欧美市场有望率先起量

- 使用绿色航煤是航空业减排的主要途径。航空业是交通碳排放的又一重要来源，根据欧盟数据，航空、航运业分别占据了欧盟交通行业碳排放量的14.4%和13.5%（2018年数据，已为最新）。与航运业相比，航空对燃料的能量密度要求更高，使用替代燃料难度较大，业内认为SAF是实现航空脱碳的重要途径。国际航空运输协会（IATA）承诺2050年航运业净零排放，并认为65%的减排量将由SAF实现。
- 欧美通过政策激励或强制，推动SAF渗透。目前绿色航煤市场主要在海外，欧美率先推广，我国应用规模相对较小。欧盟将航空业纳入碳市场，并推出ReFuelEU Aviation法案，推动SAF渗透率提升；美国则在《通货膨胀削减法案》（IRA）中对SAF的生产和销售给予激励措施。欧美市场政策推动下，全球绿色航煤需求有望加速增长。IATA统计，截至2023年底，全球至少有43家航空公司已经承诺在2030年使用SAF，需求规模约1300万吨。庞大的需求增速下，脂类合成SAF产能可能难以满足需求，绿氢制SAF或将迎来机遇。

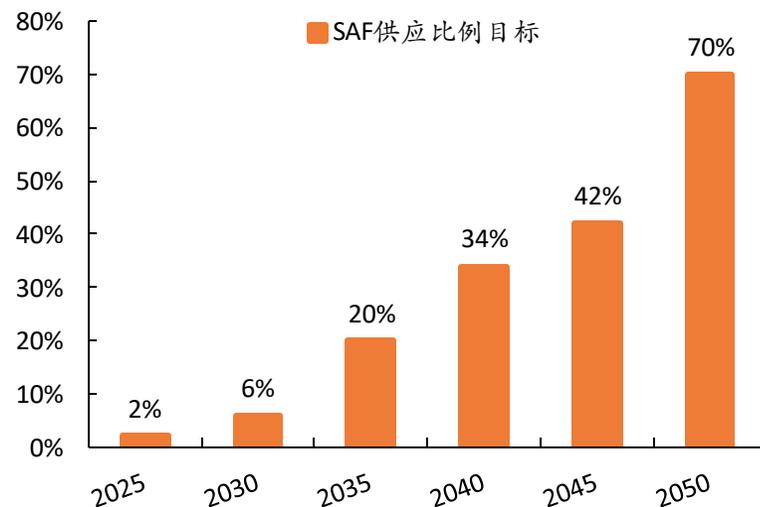
IATA 2050航空业净零排放实现途径



各国推广应用SAF的规划或措施



欧盟ReFuel EU对可持续航空燃料供应比例的要求





## 目录 CONTENTS

- ① 一、从电到氢：绿氢项目如何落地？
- ② 二、从氢到X：终端产品前景几何？
- ③ 三、投资建议及风险提示

- 2023年，国内进展中的绿氢项目规划产能超200万吨，规划投资额超过4500亿元，下游产品包括绿氨、绿醇、绿色航煤（SAF）等。绿氢化工项目端热度高涨的同时，业内关心以下问题：**1.大规模绿氢项目如何平稳高效运行？2.绿氢距离平价还有多远？3.绿氢下游将如何消纳？**
- 本报告围绕以上问题开展了讨论，力求提供思路与启发。
- **一、从电到氢：绿氢项目如何落地？**
- **绿氢项目的两大挑战：电能供应和物料供应。**大规模（万吨级）绿氢项目生产的绿氢绝大部分用于化工生产，项目落地时面临的难题包括两方面：一是风光发电的波动性难以匹配电解槽高效连续运行的需求；二是绿氢生产的间歇性难以匹配下游化工项目连续生产的要求。
- **降本之路：考虑“不可能三角”约束，探索电网友好型制氢方式。**绿氢降本路径可归纳为三类：降低用电成本、控制初始投资、提高运行时长和效率。三者现实限制下难以兼得，绿氢项目设计和运行中需要进行权衡。我们结合文献，将绿氢项目划分为电网调峰型、电网友好型、工艺离网型三类，分别估算其单位制氢成本。从国内大型示范项目来看，绿氢项目构成和运行模式尚未定型，需结合具体情况进行选择。我们认为，以“配备储能/储氢系统、不连续运行”为特征的“电网友好型”项目将成为未来一段时间的主流，估算其绿氢成本在16.0-16.3元/kg。
- **二、从氢到X：终端产品前景几何？**
- **绿氨：应用范围极广，但暂无明显优势场景，推动渗透需解决成本问题。**合成氨用途广泛，绿氨替代空间庞大，但成本劣势下替代动力有限；短期政策补贴、长期绿氢降本和工业脱碳要求下渗透率有望提升。新兴场景包括氢储运、燃料等，场景和技术有待成熟，市场空间尚未打开。
- **绿醇：航运燃料新兴需求强势，产能布局需关注标准。**绿醇需求无虞，国内传统应用有产能缺口，海外航运燃料需求高景气。欧盟绿醇标准严苛，工艺成本高，目前符合标准的产能很少，一定时间内将供不应求；以出口为目的的绿醇生产方需要密切关注标准，并加强成本控制能力。
- **绿色航煤：海外市场先行，技术阶段较早。**欧美推动航空脱碳，SAF需求高增。目前SAF生产以脂类合成为主，绿氢制SAF技术尚未规模应用。
- **投资建议：图其至远，行则将至。**绿氢化工前行之路虽有挑战，前景可期。绿电成本下降、电解槽降本升级、以及项目方积极探索下，我国绿氢化工项目运行模式有望逐步跑通、实现经济性，并进一步打开下游市场。**设备环节**，电解槽的能耗、负荷调节范围、稳定性等因素与绿氢降本息息相关，产品仍有升级空间，优质产品未来有望形成区分度；**项目投资环节**，大型绿氢项目对项目方的运营能力、产业链资源协调能力等形成考验，有一定进入门槛；先行者有望率先卡位积累经验和资源，为后续项目获取打下基础。**建议关注：阳光电源：质地优良、资金实力雄厚、电解槽兼具碱性和PEM双路线；吉电股份：具备发电集团背景+地域优势，新能源发电项目运营经验充足，先行布局绿电制氢赛道。**

# 风险提示



## 绿氢项目落地进展不及预期的风险。

国内绿氢项目规划规模庞大，但发展阶段较早，项目的设备构成和运营模式尚需探索。2023年下半年，国内已有7个绿氢项目废止（内蒙5个、河北2个），项目落地进展存在不确定性。若绿电降本或技术进步不及预期，可能影响绿氢项目落地，进而影响电解槽需求。



## 电解设备供给端竞争加剧的风险。

国内电解槽环节招投标需求火热的同时，已有诸多企业入局，电解槽产能布局已达到数十GW。目前国内电解槽竞争格局尚不明朗，若产品无法形成壁垒、陷入低价内卷，则参与者电解槽业务难以形成有效的业绩贡献。



## 绿氢化工产品消纳不及预期的风险。

绿氢化工产品成本较化石燃料制品更高，成本疏导和需求放量存在不确定性：绿氨尚无绿色溢价；绿醇燃料标准严格且成本偏高；绿氢制SAF技术阶段较早，尚未规模应用。若绿氢化工产品成本疏导或需求放量不及预期，绿氢化工项目的投资回报率可能受到影响。



## 国际市场环境发生变化的风险。

欧、美等国际主要市场对清洁能源相关产业的国际竞争十分重视，存在推进电解槽、清洁能源等产业链本土化的倾向。若未来绿氢设备供应链政策收紧，或绿氢化工产品标准发生变化，国内氢能企业海外市场扩张可能受限。



## 附录 APPENDIX

### ◎ 附录：绿氢成本测算过程及假设说明

# 附录 | 绿氢成本测算过程

	电网调峰型		电网友好型				工艺离网型	
	纯光伏	纯风电	纯光伏+仅储氢	纯风电+仅储氢	纯光伏+储氢+储能	纯风电+储氢+储能	纯光伏	纯风电
绿电单位成本 (元/kWh)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.23	0.22	0.26	0.24
绿电利用时数	1280	2000	1280	2000	1370	2090	1525	2245
网电单位成本 (元/kWh)	0.50	0.45	0.28	0.31	0.27	0.30	0	0
<b>平均用电成本 (元/kWh)</b>	<b>0.44</b>	<b>0.38</b>	<b>0.25</b>	<b>0.25</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.24</b>
单位电耗 (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
单位体积电耗成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	2.13	1.80	1.22	1.22	1.24	1.24	1.25	1.15
<b>单位质量电耗成本 (元/kg)</b>	<b>23.88</b>	<b>20.21</b>	<b>13.63</b>	<b>13.62</b>	<b>13.83</b>	<b>13.83</b>	<b>13.95</b>	<b>12.92</b>
设备单价 (元/kW)	1800	1800	2600	2600	2600	2600	3200	3200
设备功率 (kW)	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
设备购置价格 (万元)	864	864	1248	1248	1248	1248	1536	1536
设备折旧年限 (年)	20	20	20	20	20	20	20	20
设备年折旧额 (万元)	43.20	43.20	62.40	62.40	62.40	62.40	76.80	76.80
单槽制氢量 (Nm <sup>3</sup> /h)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
年运行小时数 (h)	7000	7000	4000	4000	4000	4000	1525	2245
年制氢量 (Nm <sup>3</sup> )	7000000	7000000	4000000	4000000	4000000	4000000	1525000	2245000
单位体积折旧成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	0.06	0.06	0.16	0.16	0.16	0.16	0.50	0.34
<b>单位质量折旧成本 (元/kg)</b>	<b>0.69</b>	<b>0.69</b>	<b>1.75</b>	<b>1.75</b>	<b>1.75</b>	<b>1.75</b>	<b>5.64</b>	<b>3.83</b>
单位制氢耗水量 (kg/Nm <sup>3</sup> )	2	2	2	2	2	2	2	2
用水单价 (元/吨)	5	5	5	5	5	5	5	5
单位体积用水成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
<b>单位质量用水成本 (元/kg)</b>	<b>0.11</b>							
年运维成本 (万元)	20	20	20	20	20	20	20	20
单位体积运维成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	0.03	0.03	0.05	0.05	0.05	0.05	0.13	0.09
<b>单位质量运维成本 (元/kg)</b>	<b>0.32</b>	<b>0.32</b>	<b>0.56</b>	<b>0.56</b>	<b>0.56</b>	<b>0.56</b>	<b>1.47</b>	<b>1.00</b>
单位体积制氢成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	2.23	1.90	1.43	1.43	1.45	1.45	1.89	1.59
<b>单位质量制氢成本 (元/kg)</b>	<b>25.00</b>	<b>21.33</b>	<b>16.05</b>	<b>16.04</b>	<b>16.25</b>	<b>16.25</b>	<b>21.17</b>	<b>17.86</b>

# 附录 | 绿氢测算假设说明：1. 绿电利用时数

- **绿电利用时数：**国内绿氢项目集中于内蒙古地区，此处参考内蒙古风电/光伏年利用小时数，乘以制氢系统可利用的比例进行估算。
- **配储时，**绿电利用时数增加，增量取决于配储比例和时长。

## 绿电利用时数及单位成本假设

		绿电利用时数 (h)	绿电单位成本 (元/kWh)
电网调峰型	纯光伏	1280	0.2
	纯风电	2000	0.2
电网友好型	纯光伏+仅储氢	1280	0.2
	纯风电+仅储氢	2000	0.2
	纯光伏+储氢+储能	1370	0.23
	纯风电+储氢+储能	2090	0.22
工艺离网型	纯光伏	1525	0.26
	纯风电	2245	0.24

## 绿电利用时数假设说明

场景	假设说明	
无储能情况 (电网调峰或仅储氢)	说明	参考内蒙古第一批风光制氢一体化示范工程的约束条件，系统的年上网电量不超过可再生能源年发电量的20%。绿电装机功率通常大于电解槽功率，考虑高发和低发时段无法被利用的电量，此处假设20%电量用于上网，则有效利用时数为全年利用时数的80%。
	光伏	内蒙古2022年光伏利用小时数为1616h (I类地区)/1608h (II类地区)。取 $1600h * 80% = 1280h$ 。
	风电	内蒙古2022年风电利用小时数为2515h (I类地区)/2563h (II类地区)。取 $2500h * 80% = 2000h$ 。
电网友好型配储项目	说明	假设配储比例为15%*2h，充放电效率85%。考虑风电/光伏发电的特征，单日可能仅能满足一充一放。按一年360天计算，配储全年可增加的绿电利用小时数为 $360 * 2h * 15% * 85% = 91.8h$ 。此处取90h。
	光伏	$1280 + 90 = 1370h$
	风电	$2000 + 90 = 2090h$
离网型项目	说明	假设配储比例为20%*4h，充放电效率85%。考虑风电/光伏发电的特征，单日可能仅能满足一充一放。按一年360天计算，配储全年可增加的绿电利用小时数为 $360 * 4h * 20% * 85% = 244.8h$ 。此处取245h。
	光伏	$1280 + 245 = 1525h$
	风电	$2000 + 245 = 2245h$

# 附录 | 绿氢测算假设说明：2. 绿电单位成本

- **绿电单位成本**：假设纯风电/光伏的度电成本在0.2元/Wh；使用储能延长绿电利用时间时，需将储能的能量损耗和折旧成本纳入考虑。
- 假设2h和4h储能设施造价分别为1.2和1元/Wh，充放效率均为85%。

## 绿电利用时数及单位成本假设

		绿电利用时数 (h)	绿电单位成本 (元/kWh)
电网调峰型	纯光伏	1280	0.2
	纯风电	2000	0.2
电网友好型	纯光伏+仅储氢	1280	0.2
	纯风电+仅储氢	2000	0.2
	纯光伏+储氢+储能	1370	0.23
	纯风电+储氢+储能	2090	0.22
工艺离网型	纯光伏	1525	0.26
	纯风电	2245	0.24

## 储能度电折旧成本假设说明

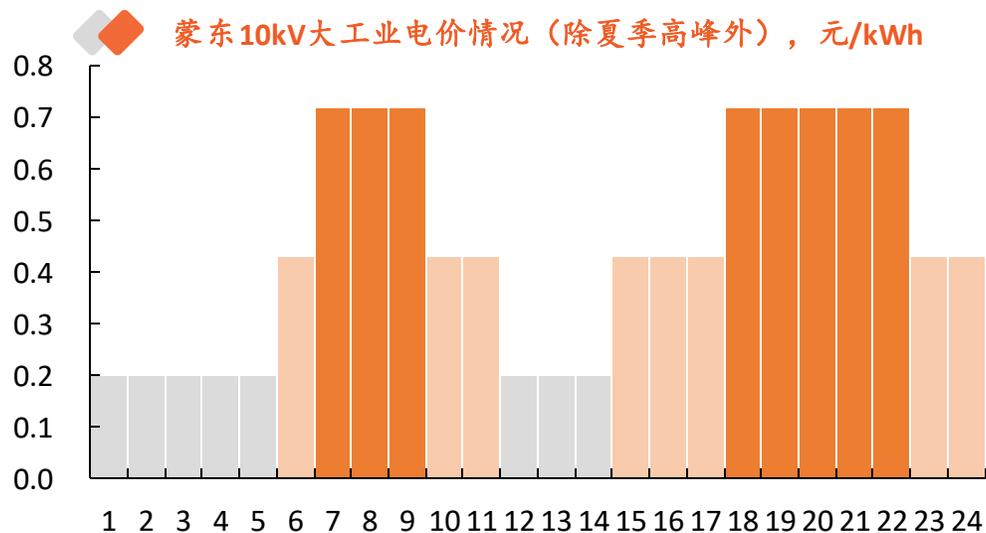
	2h, 一充一放	4h, 一充一放
单Wh储能系统初始投资/元	1.2	1
单Wh储能系统年发电量/Wh	306	306
储能系统运行寿命/年	10	10
单Wh储能系统全生命周期发电量/Wh	3060	3060
度电折旧成本(元/kWh)	0.39	0.33

## 绿电单位成本假设说明

场景	假设说明	假设数字
绿电单位成本(无储能)	假设绿电单位成本为0.2元/h。	0.2
储能供电单位成本(2h储能)	$0.2/0.85+0.39$	0.63
储能供电单位成本(4h储能)	$0.2/0.85+0.33$	0.57
绿电平均成本-光伏(15%*2h储能)	$(1280*0.2+90*0.63)/1370$	0.23
绿电平均成本-风电(15%*2h储能)	$(2000*0.2+90*0.63)/2090$	0.22
绿电平均成本-光伏(20%*4h储能)	$(1280*0.2+245*0.57)/1525$	0.26
绿电平均成本-风电(20%*4h储能)	$(2000*0.2+245*0.57)/2245$	0.24

# 附录 | 绿氢测算假设说明：3.网电单位成本

- **网电单位成本：**考虑分时电价的存在，电解水制氢使用网电的单位成本为按时段加权的单位成本。
- 本测算参考蒙东工商业分时电价安排，估算制绿氢使用网电的均价。2024年，蒙东10kV大工业分时电价（除夏季高峰外）如下图（储能与电力市场）。
- 配储时，理论上可使用储能在谷时充电，延长谷电利用时间，但两充两放（绿电1次、谷电1次）下谷电+储能的度电成本 $0.2/85%+0.2=0.44$ ，高于平段电价，并不划算，故此处不考虑使用储能+谷电这一情况。



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所测算

## 网电单位成本假设说明

### ◆ 电网调峰型：使用网电连续运行的情况

**纯光伏：**10-16点相对高发，全部使用光伏发电；其余时间按全部网电计算

	平均电价 (元/kWh)	用电时长 (h)	时段用电总价 (元)
谷段用电	0.2	5	1.00
平段用电	0.43	4	1.72
峰段用电	0.72	8	5.76
平均	<b>0.50</b>	17	8.48

**纯风电：**19-7点相对高发，全部使用风电；其余时间按全部网电计算

	平均电价 (元/kWh)	用电时长 (h)	时段用电总价 (元)
谷段用电	0.2	3	0.60
平段用电	0.43	5	2.15
峰段用电	0.72	3	2.16
平均	<b>0.45</b>	11	4.91

### ◆ 电网友好型（1）：不配储、不连续运行，选择低价时段

**纯光伏：**10-16点全部使用光伏发电，其余时间尽可能选择低价时段用电。光伏全年利用1280h，则2720h用网电，日均7.6h。

	平均电价 (元/kWh)	用电时长 (h)	时段用电总价 (元)
谷段用电	0.2	5	1.00
平段用电	0.43	2.6	1.12
平均	<b>0.28</b>	7.6	2.12

**纯风电：**19-7点全部使用风电；其余时间尽可能选择低价时段用电；风电全年利用2000h，则2000h用网电，日均5.6h。

	平均电价 (元/kWh)	用电时长 (h)	时段用电总价 (元)
谷段用电	0.2	3	0.60
平段用电	0.43	2.6	1.12
平均	<b>0.31</b>	5.6	1.72

### ◆ 电网友好型（2）：通过配储，减少部分网电的使用

**纯光伏：**光伏全年利用1370h，则2630h用网电，日均7.3h。

	平均电价 (元/kWh)	用电时长 (h)	时段用电总价 (元)
谷段用电	0.2	5	1.00
平段用电	0.43	2.3	0.99
平均	<b>0.27</b>	7.3	1.99

**纯风电：**风电全年利用2090h，则1910h用网电，日均5.3h。

	平均电价 (元/kWh)	用电时长 (h)	时段用电总价 (元)
谷段用电	0.2	3	0.60
平段用电	0.43	2.3	0.99
平均	<b>0.30</b>	5.3	1.59

## 股票投资评级:

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数20%以上）

推 荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数10%至20%之间）

中 性（预计6个月内，股价表现相对沪深300指数在±10%之间）

回 避（预计6个月内，股价表现弱于沪深300指数10%以上）

## 行业投资评级:

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于沪深300指数5%以上）

中 性（预计6个月内，行业指数表现相对沪深300指数在±5%之间）

弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于沪深300指数5%以上）

## 公司声明及风险提示:

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

## 免责声明:

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2024版权所有。保留一切权利。