

氢电耦合发展报告： 基于绿氢项目尺度的发展策略研究





关于落基山研究所 (RMI)

落基山研究所 (RMI) 是一家于 1982 年创立的专业、独立、以市场为导向的智库，与政府部门、企业、科研机构及创业者协作，推动全球能源变革，以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所着重借助经济可行的市场化手段，加速能效提升，推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市及华盛顿特区和尼日利亚设有办事处。



关于长城证券股份有限公司(中国华能产业金融研究院)

长城证券股份有限公司（以下简称“长城证券”）是中国华能集团旗下的全国性专业证券公司，是华能集团的金融资产投资、管理专业机构和金融服务平台，是我国最早成立的证券公司之一。“十四五”开始，长城证券根据国家政策和集团要求，着力发挥电力能源领域股东背景优势坚持以金融服务实体经济为发展主线，“以融促产、以融强产”，在能源产业与金融市场之间搭建桥梁，助力加快绿色清洁能源产业跨越式发展。中国华能产业金融研究院是中国华能集团第六家授牌研究机构，依托长城证券管理并开展业务，研究院深耕能源转型相关政策、行业以及市场研究，探索绿色金融创新，培育科创资产，打造高端智库并为投资者提供投资咨询服务。

作者与鸣谢

作者

落基山研究所: 陈梓浩, 高硕, 李婷, 张沥月

长城证券股份有限公司(中国华能产业金融研究院): 雷灵龙, 张鹏

其他作者

落基山研究所: 刘子屹, 王喆

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

联系方式

高硕, sgao@rmi.org

陈梓浩, zihaochen@rmi.org

雷灵龙, leilinglong@cgws.com

引用建议

高硕, 陈梓浩, 张沥月, 雷灵龙等. 氢电耦合发展报告: 基于绿氢项目尺度的发展策略研究, 落基山研究所, 2024

RMI重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别说明, 本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

感谢落基山研究所的刘雨菁、谭光瑞、王佩珊、薛雨军和张博雅在报告撰写过程中给予的宝贵建议。

目录

执行摘要	6
第一章 氢电耦合是绿氢产业蓬勃发展的基础	8
1.1 从工业品到能源品种，氢能成为“碳中和”目标下能源转型的重要载体.....	8
1.2 绿氢时代，氢能与电能耦合发展对能源系统至关重要	9
1.3 微观尺度氢电耦合研究是绿氢产业发展初期的优先事项	10
第二章 绿氢项目的发展现状、特点与挑战	11
2.1 绿氢处于产业发展初期，电源配置模式呈现多元化.....	11
2.2 绿氢项目可通过场外和场内资源进行波动调节，但尚无统一规定.....	12
2.3 绿氢项目在氢电耦合过程中面临多方面挑战.....	14
第三章 基于绿氢项目尺度的研究——以内蒙古为例.....	15
3.1 资源禀赋奠定开发基础.....	15
3.2 政策支持助力项目实施.....	15
3.3 研究设计与项目假设	16
第四章 发电与制氢：成本最优时的项目配置模式	18
4.1 当前政策条件下的基准情景结果	18
4.2 三倍于电解槽装机的新能源装机配比能够确保电解槽稳定高效运行	19
4.3 风光配置相当时，成本最优且新能源利用率最高	20
4.4 小结与建议.....	22
第五章 项目场外灵活性：与公共电网交互的政策要求对项目设计和 制氢成本的影响尤为关键	23
5.1 上网电价直接影响上网电量收益，降低制氢成本	24
5.2 上网电量比例是系统运行的关键限制	26
5.3 禁止电量下网将显著提高电力系统冗余	29
5.4 小结与建议.....	30

**第六章 项目场内灵活性：促进绿氢项目的运行自主性和电网友好度的
调节方式 31**

6.1 储氢设施是绿氢项目用氢负荷稳定运行的必备选项..... 31

6.2 强制配储提高制氢成本，但可以节省项目运行成本并减轻电网运行压力..... 32

6.3 绿氢系统对于储能功率的需求优先于对于储能时长的需求..... 34

6.4 小结与建议..... 35

**第七章 总结与建议：立足发展阶段，建立推动产业蓬勃发展的
政策机制和项目决策体系 36**

参考文献 38

执行摘要

氢能是我国未来能源体系的重要组成部分，对于难以完全实现电气化的终端用能部门，通过氢能进行温室气体减排尤为关键。预计到2060年，我国终端能源消费总量中10%–15%将由氢能提供，并将以可再生能源电力制备的绿氢为主，意味着制氢年耗电量可达约3.6万亿千瓦时，占全社会用电量的近五分之一。面对如此规模的电—氢转换需求，氢电耦合无疑是能源系统转型必须关注的重点问题之一。

氢电耦合发展的核心问题之一在于解决用氢需求曲线与可再生能源电力出力曲线之间不匹配的问题。从供给侧看，绿氢生产即其制备所需的可再生电力将主要依托光伏发电和风力发电，其发电出力具有间歇性、波动性、随机性，发电设备的利用小时数较低，日内功率波动幅度大。而从消费侧看，绿氢在工业等场景中的应用通常对连续性和稳定性具有较强需求，以满足生产过程的安全性和工业品经济性。因此，绿氢项目需要借助电网交互、电化学储能、储氢等必要的技术手段，寻求新能源发电装机、制氢电解槽装机和下游用氢需求之间的平衡点，实现电力系统、氢能系统和终端消费的均衡与协同发展。

我国绿氢产业目前尚处于发展初期，截止2023年底，全国在运绿氢项目产能仅占氢气总产能的0.1%，制氢电量仅占全社会用电量的0.03%，“绿电制绿氢”在电和氢两个系统中的占比仍然较小，因此，面向当前阶段的氢电耦合问题研究宜优先关注项目尺度下电与氢的技术配置和协同发展。

我国诸多省区已经在政策端发力、积极推动绿氢项目落地。例如，内蒙古自治区继2022年2月发布《内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进氢能产业高质量发展的意见》后，分别于2022年和2023年出台和修订了《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则》，为绿氢项目的落地提供了操作层面的政策指导与支持。

本报告以内蒙古的风光制氢项目为研究案例，依托既有政策条件，就绿氢项目的投资与运行决策进行经济性分析与仿真模拟，以求量化探讨在绿氢项目开发和运营过程中关键政策变量，包括场内各类设施的配置要求和场内场外电量交互比例等，与项目投资运营决策之间的互动关系。

通过分析模拟不同政策变量组合场景下绿氢项目的最优投资与运行方案，本报告按政策变量归纳总结了当前绿氢发展阶段下政策设计与项目落地之间的潜在相互关系：

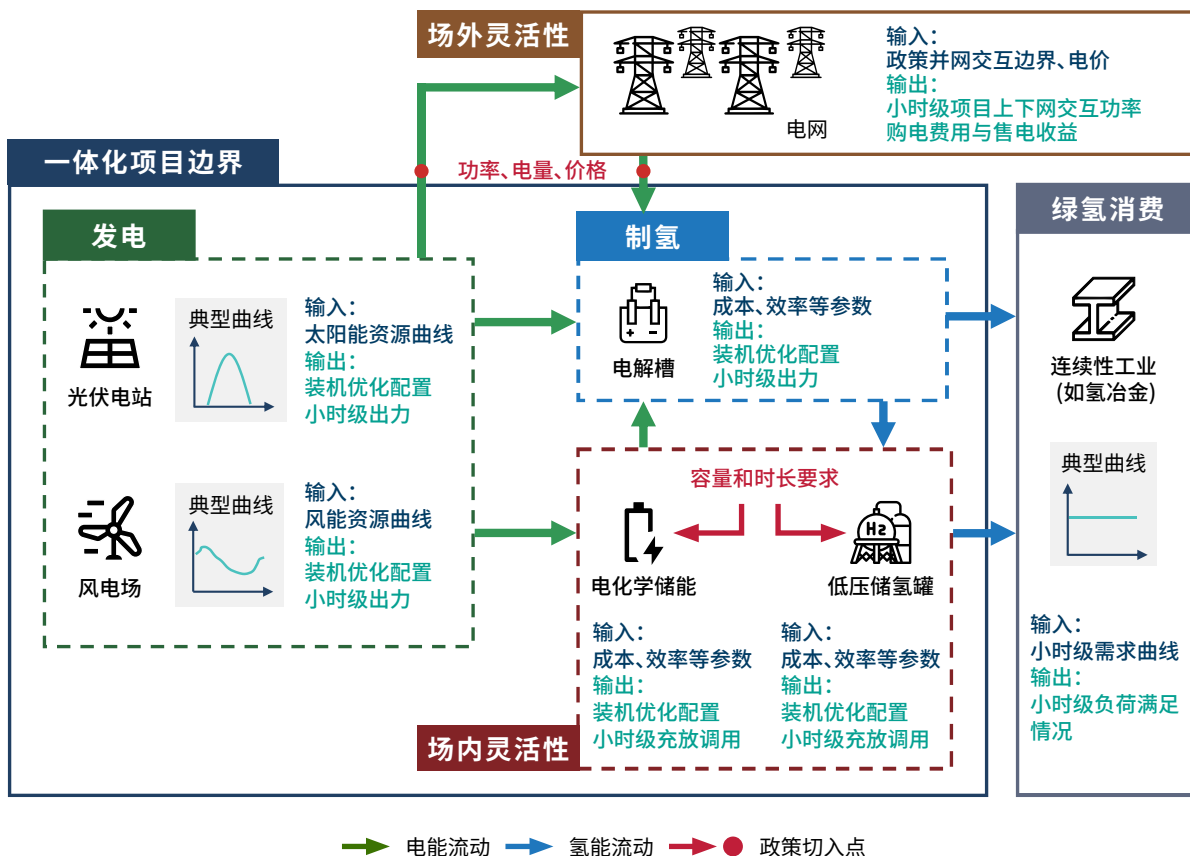
- 上网政策（电量比例限制与电价水平）直接影响风光制氢项目余电上网部分电量的收益，对成本最优场景下风光发电资源的装机量、超配比例和产品经济性起决定性作用；
- 下网政策决定场内储能配置情况，下网电量比例限制调整至5%或更低时，继续严格限制下网电量将显著推高项目成本；
- 电化学储能配置政策直接影响系统成本，现阶段，业主方出于成本考虑缺乏超配电储能设施的动力，但配置电化学储能对于项目所在地电网而言具有外部性收益；
- 与电化学储能相比，低压储氢是具有比较优势的场内灵活性选择，政策变量对配置的影响较小。

从政策制定的角度看，如进一步修订和完善绿氢项目实施细则，可考虑如下方向：（1）审慎设定和调整上网电量比例限制，适时调整上网电价；（2）合理确定下网电量限制比例，在现有基础上可以有小幅收紧，但需留有余量；（3）权衡电化学储能配置的比例和时长要求，平衡现阶段业主的成本可负担性和未来绿氢项目大规模发展后电网的调节需求；（4）在氢储能方面，适当推动长周期储能的先行先试。

从绿氢项目业主的投资与运营角度看，存量项目业主宜在场外灵活性配置方面优先关注上网电价调整趋势，增量项目开发商还需重点关注上网电量限制的变化情况；在场内灵活性配置方面，项目业主宜预留好场内灵活性再开发的空間和与预案，为中远期灵活性供需关系变化留好应对空间。

绿氢产业是双碳目标下未来能源体系中的关键产业。现阶段，绿氢产业仍处于发展初期，利用好政策与市场工具、引导产业规模化发展、降低绿氢供应成本是当前的重点任务。本报告致力于通过模拟、优化和分析结果，为政策制定者进一步优化绿氢项目配置政策提供可参考的建议，为业主加快推进投资决策与项目落地提供可参考的判断依据，助力推动风光制氢一体化项目乃至整个绿氢产业蓬勃发展。

图表ES 风光制氢一体化项目研究示意



来源：落基山研究所

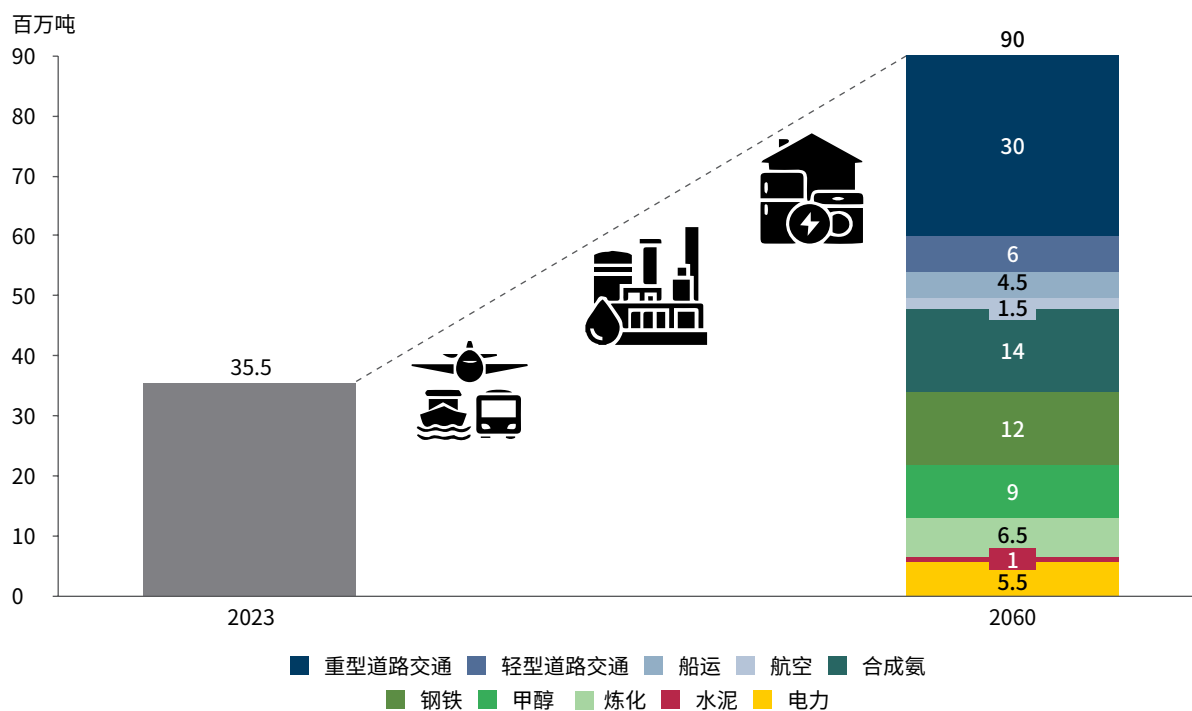
第一章 氢电耦合是绿氢产业蓬勃发展的基础

1.1 从工业品到能源品种，氢能成为“碳中和”目标下能源转型的重要载体

我国是全球最大的氢气生产和使用国，氢气年产量超过3,500万吨。长期以来，氢气作为工业原料广泛应用于石化、合成氨、甲醇等行业的工业过程中。随着应对气候变化行动和能源转型进程的不断推进，氢气作为能源载体的属性正愈发受到重视。2020年4月，国家能源局公布的《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》¹首次将氢能定义为能源品种，氢气产业实现了从单一提供工业原料向发挥“能源+原料”双重属性的转化。2022年3月，《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》¹明确将氢能定位为未来国家能源体系的重要组成部分。

在能源转型进程中，对于难以实现电气化的部分终端用能部门而言，氢能已成为其实现温室气体减排和零排放发展的关键抓手。一方面，氢作为一种分子燃料，可通过燃机或燃料电池技术，在重载交通、供热等领域提供可观的减排贡献。预计到2030年，依托于绿氢的氢燃料电池汽车保有量将超过60万辆，其中接近半数为重载卡车，氢气需求将超过每年400万吨²。另一方面，氢作为重要的工业原料，通过绿氢替代灰氢、绿氢替代煤等手段，可帮助钢铁、甲醇、合成氨等行业实现减排。预计到2060年，绿氢作为工业原料的需求将达到约4,300万吨/年，帮助超过30%的钢铁产品和超过70%的甲醇和合成氨产品实现零碳转型（见图表1）³。

图表1 2060年各行业氢能需求预测



来源：中国产业发展促进会氢能分会，落基山研究所

i 《中华人民共和国能源法》于2024年11月8日正式通过，并于2025年1月1日开始施行。

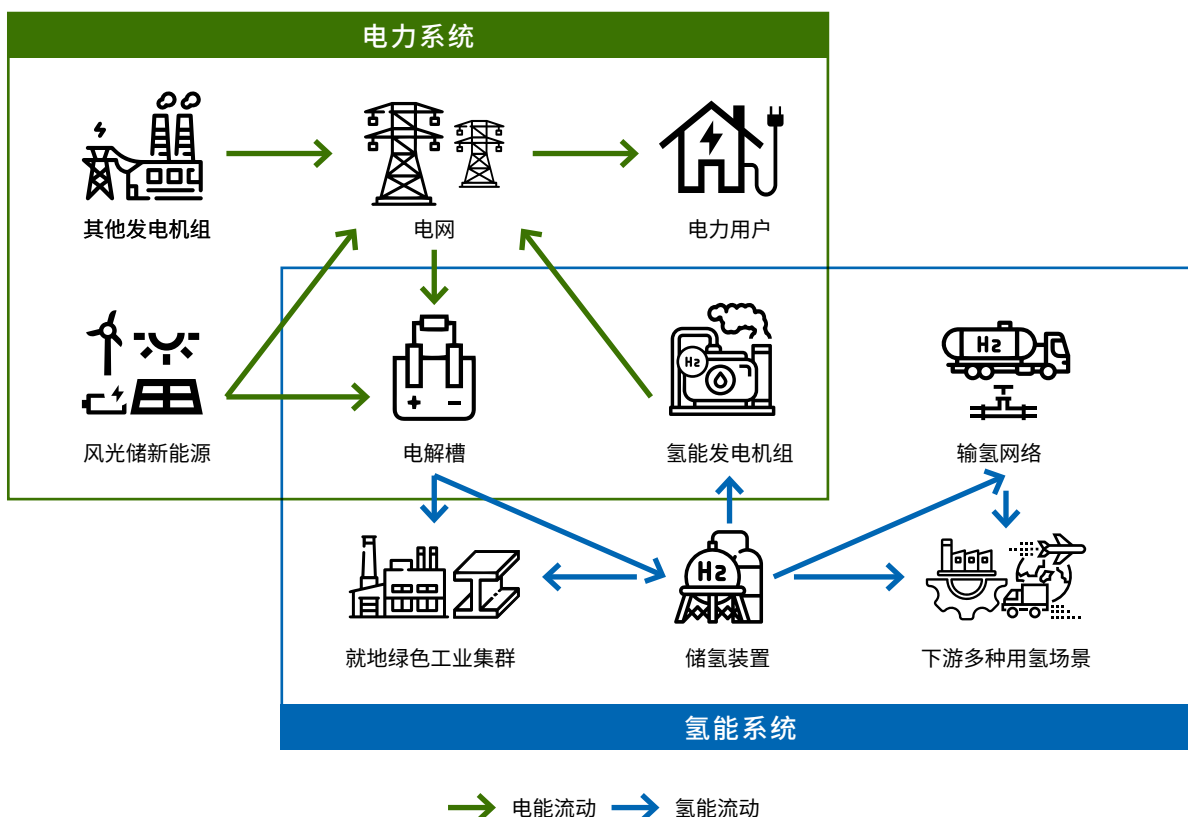
1.2 绿氢时代，氢能与电能耦合发展对能源系统至关重要

化石能源制氢和工业副产氢是目前我国氢气生产的传统和主要技术路线，但在能源转型和应对气候变化的大背景下，建立基于绿色电力的绿氢供给体系是推动全社会实现碳中和目标的重要环节。绿氢一方面向上承接电力系统，进一步推动可再生能源的发展，另一方面向下支撑工业、交通、建筑等行业脱碳，驱动产品碳足迹的持续下降。据估计，到2060年，全国氢气消费量将达到约每年9,000万吨⁴，其中超过75%的消费来自绿氢供给⁵。

氢能与电能耦合发展是传统氢产业向绿氢产业转型发展伴生的新课题。传统上，氢气生产直接依赖于一次能源，与电力系统之间并不直接相连。与传统氢气供应相比，绿氢由可再生能源电解水制备，是由电力转化形成的二次能源，与电力系统运行关系密切（见图表2）。在迈向碳中和的进程中，电力和氢能是两种最关键的终端能源消费形式，预计到2060年，分别占到终端能源消费量的60%–70%⁶和10%–15%⁷，其中，约有3.6万亿度的电被用于绿氢的制备，电力系统与氢系统的交互将同时影响两个系统的运行情况和供需关系，氢电耦合发展无疑是能源系统转型必须关注的重要课题。

氢电耦合发展的一个核心问题是如何处理用氢端需求曲线与可再生能源电力出力曲线之间不匹配的问题。从供给侧看，绿氢生产将主要依托于光伏发电和风力发电，发电出力具有间歇性、波动性、随机性，发电设备的利用小时数（容量因子）较低，日内功率波动幅度大。而从消费侧看，绿氢在工业等场景中的应用通常有较强的连续性和稳定性需求，以满足生产过程安全性和工业品经济性的需要。因此，绿氢项目需要借助电网交互、电化学储能、储氢等必要的技术手段，寻求新能源发电装机、制氢电解槽装机和下游用氢需求之间的平衡点，实现电力系统、氢能系统和终端消费的均衡与协同发展。

图表2 电力、氢能系统资源流程示意图



来源：落基山研究所

1.3 微观尺度氢电耦合研究是绿氢产业发展初期的优先事项

根据测算边界的不同，氢电耦合问题可以细分为微观和宏观两个尺度。

微观尺度是指在具体的项目层面上，探讨电解制氢项目如何平衡配置和利用项目场内发电、制氢、储能等设施，并探讨项目与电网之间的电力互换关系。这一尺度的研究着眼于具体项目的设计与运营视角，主要面向由电转化为氢的能量和物质流动，关注项目可行性与投资回收，研究成果有助于项目业主厘清投资决策、优化运行方式，也可助力政策制定者适时适度调整政策激励模式，促进政策与技术发展之间的协同。

宏观尺度指的是系统层面上电力系统与氢能系统之间的互动。这一尺度的研究一般以大电网（如省级电网）的视角，综合考虑绿电制氢技术、氢燃机技术、氢燃料电池技术等在大电网中的配置和布局，探讨各类“电—氢”与“氢—电”转化技术在规模化利用后，如何实现两个系统之间“电—氢—电”过程的协同运行，综合挖掘两个系统在灵活运行方面的潜力，避免一个系统对另一个系统的过度依赖。

从研究的时序上看，当前处于绿氢产业发展初期，研究重点宜聚焦于微观项目尺度的氢电耦合，解决具体项目落地的实际问题。与之相对，宏观尺度研究主要面向各类氢能技术规模化发展后的场景，是更具前瞻性的研究方向。具体而言，我们优先进行微观尺度研究主要依据以下四方面考量。首先，绿氢项目的投资发展依托于针对项目实施细则的微观政策，无论是政府还是企业，都需要考虑如何设计或利用微观项目尺度的政策，引导和促进绿氢项目顺利落地与利用。第二，当前阶段绿氢制储运技术正快速迭代，各类技术成本快速变化，运用微观项目尺度研究，快速把握市场变化的影响，明晰各类技术的成本价格弹性，对更好地设计政策和调整投资决策都大有裨益。第三，考虑到由氢向电转化的效率仍然偏低，未来一段时间的氢电问题仍以由电向氢的单向流动为主，这与微观尺度的研究内容更契合。第四，在当前阶段，绿氢产业总体规模仍然较小，无论是制氢总用电负荷还是配套电源装机量，在电网总体供需中所占的比例仍然较低，省级电网仍有一定能力来平衡和支撑项目层面的供需波动，因此宏观尺度研究的迫切程度相对较低。

鉴于以上讨论，本报告着眼于微观尺度的氢电耦合研究，从具体绿氢项目的设计运行视角，探讨成本变化、政策变化对项目规划和运行的影响，归纳各类市场与政策变量在绿氢项目落地和产业规模化发展进程中的影响与作用，力求为项目决策和政策制定提供量化的基础和依据。

第二章 绿氢项目的发展现状、特点与挑战

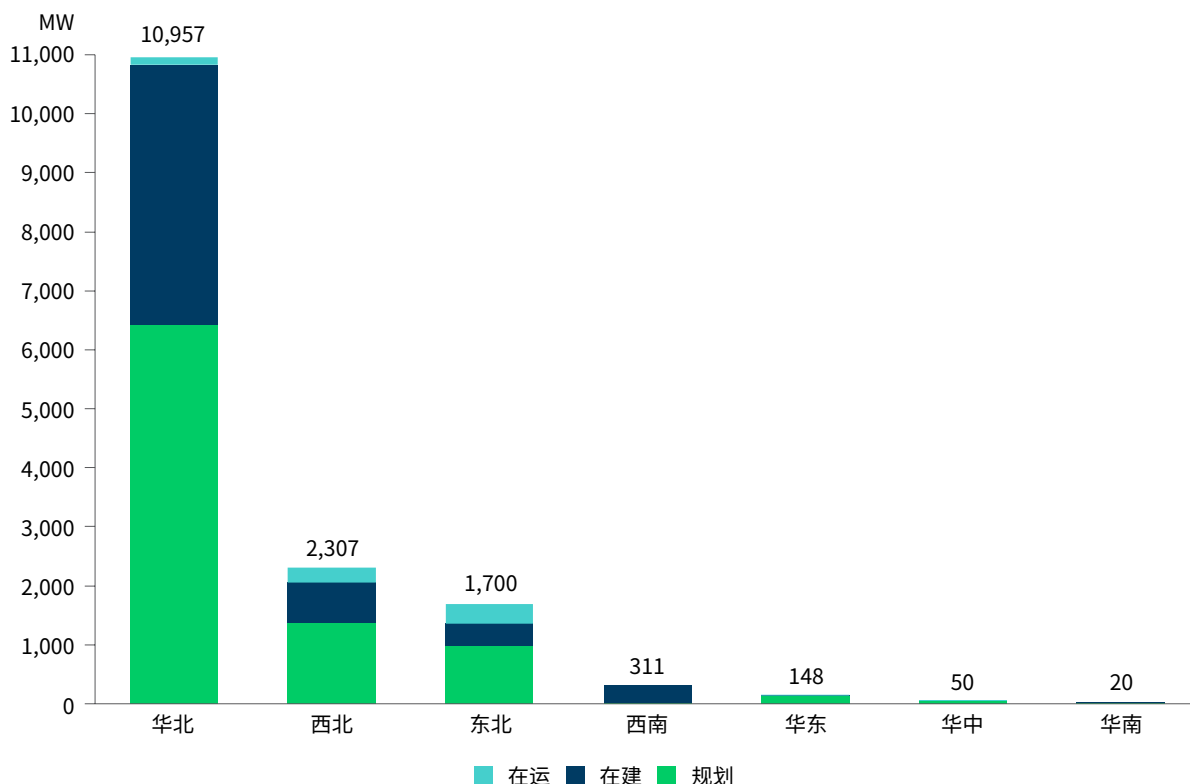
2.1 绿氢处于产业发展初期，电源配置模式呈现多元化

我国绿氢项目仍处于发展初期，以示范工程为主，尚未实现大规模商业化。截至2023年底，我国在运、在建和规划中的绿氢项目共有237项。其中，在运的绿氢项目有37项，制氢规模为0.7GW，合计制氢产能5.6万吨/年，约占目前氢气总产能的0.1%；在建和规划中的绿氢项目分别有70项和130项，制氢规模分别为5.8GW和9.0GW，总计为在运规模的21倍⁸。

我国绿氢项目在区域分布上主要位于风光资源更好的华北、西北和东北地区（见图表3）。在运的绿氢项目在全国19个省市都有分布，其中辽宁的在运制氢规模约占全国的46%。华北地区在建和规划的绿氢项目规模在全国遥遥领先，其中内蒙古在全国在建和规划的项目中拥有60%的制氢规模，均超过4,000MW。西北地区 and 东北地区也是未来绿氢项目的重点布局地区。在建项目中，西北地区的新疆、甘肃和东北地区的吉林都拥有300MW左右的制氢规模。规划项目中，华北地区的河北拥有超过1,600MW的制氢规模，位于东北地区的吉林和位于西北地区的甘肃拥有700–800MW的制氢规模，均处于全国前列⁹。

针对尚未投产的绿氢项目配置的新能源装机的区域分布，风电装机主要位于内蒙古，其配置的风电装机在全国占比为51%。光伏发电装机区域分布的集中度更低，但内蒙古在建和规划的装机总量依然居全国首位，占全国配置的总光伏发电装机的29%。

图表3 绿氢项目制氢规模的区域分布(截至2023年底)



来源：中国电力科学研究院¹⁰，落基山研究所制图

绿氢项目中可再生能源的配置与项目所在地的资源禀赋密切相关，同时呈现出从单一电源向风光复合电源转变的特点。我国在运的绿氢项目中大多采用风电制氢或者光伏发电制氢这种单一电源制氢的方式，且以光伏发电制氢为主。从全国在运的绿氢项目风光装机总量上看，用于制氢的光伏发电装机总量约是风电装机的18倍。处于在建和规划阶段的绿氢项目中配置的风电装机容量占比大幅提升，与光伏发电装机总量接近，并且更多项目呈现出风电和光伏发电联合制氢这种复合电源模式。

风光互补的复合电源制氢通过利用风能和太阳能的资源特性不同，发挥风电和光伏发电出力的互补特性，从而提高整个系统输出的稳定性。绿氢项目中新能源出力的波动会导致电解槽电压和电流发生变化，降低电解槽工作性能和效率。此外，当新能源在部分时段出力降到极低时，电解槽可能面临低于负荷调节下限的情况，从而影响设备安全运行。此时，如果绿氢项目同时配备了风电和光伏发电，即可以根据其不同的出力特性平滑整体的出力曲线。

一方面，风电的加入有效改善了光伏发电的昼夜周期性。以内蒙古的风电和光伏的典型日内出力曲线为例，当风光配比为1:1时，系统日内最大出力波动为系统额定装机容量的34%，且日内所有时段出力均在系统额定功率的10%以上。而当系统内只有光伏发电装机时，日内最大波动为装机容量的66%，且一天内有14个小时出力低于10%的额定功率。另一方面，光伏发电也能补充静风情况下风电出力的不足。当风速连续几个小时低于风机的切入风速时，风机在这几个小时输出功率连续为零，此时光伏发电出力可以有效补充风电出力不足，降低输出功率波动并且减少低负荷或者零负荷的时刻。

实际项目中，风光具体配比与项目所在地的风光资源情况、气候情况、用氢端需求等因素都高度相关，项目往往会根据其自身的负荷需求和对经济性的评估选择最适宜的风光配比。例如，位于内蒙古的绿氢项目风电和光伏发电装机比主要在0.5-2.5之间。

2.2 绿氢项目可通过场外和场内资源进行波动调节，但尚无统一规定

目前规划的绿氢产能中有近80%用于工业领域，包括合成氨、合成甲醇等化工行业和钢铁行业。工业领域通常拥有连续的生产环节，需要稳定的氢气供应作为原料或燃料，以避免供应中断对生产的影响并且降低设备启停带来的额外成本。因此，绿氢项目需要通过调节资源来应对风光发电波动性带来的绿氢供应稳定性挑战。

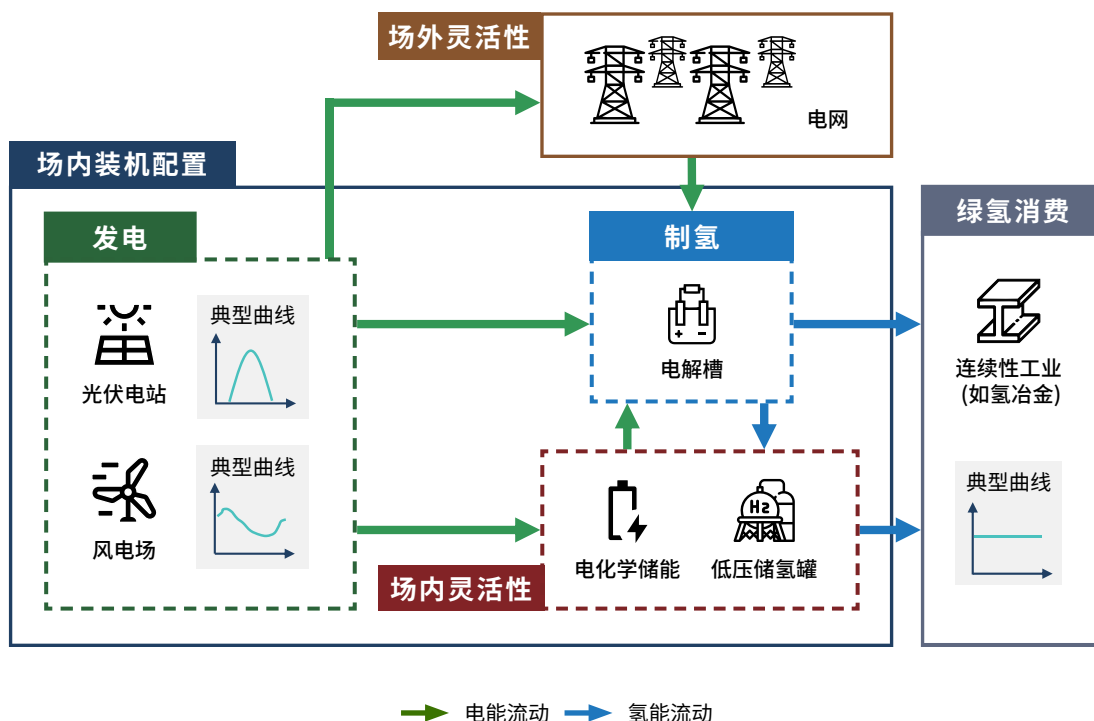
此外，电解槽自身运行也存在功率范围要求，难以完全跟随新能源的出力曲线进行波动。当电解槽处于低负荷状态运行时，电解槽运行效率下降，并且存在安全风险。当供电功率进一步低于电解槽的运行范围下限时，电解槽需要关停或轮流启停，从而降低制氢效率。

绿氢项目可通过场外和场内两方面进行波动调节。场外调节指使用网电是依托公共电网进行调节；场内调节指在制氢端配置电化学储能平滑电源出力，或者在用氢端配置储氢设施就近参与生产负荷调节。

根据是否与公共电网连接可将绿氢项目分为并网型项目和离网型项目。并网型项目可在新能源出力电量富余时将电量上网，并且在新能源出力不足时从公共电网下网电量补充电力供应（见图表4）。考虑到绿氢项目在电力上下网过程中电力系统的影响，部分地区，以内蒙古为例，对绿氢项目的上网电量比例和下网电量比例进行了限制，避免绿氢项目对电网运行造成太多影响。离网型项目无法依托公共电网这一场外调节资源，仅能通过场内调节资源配置进行调节，降低了项目对电网的影响，但是增加了氢气供应的波动风险，适用于电网基础薄弱的地区。目前，离网型在绿氢项目中占比较小，仍处在探索阶段。

在场内调节资源的配置上，电化学储能和储氢设施在绿氢项目中广泛应用。在制氢端，电源侧储能应用随着储能成本的降低和各地新能源强制配储政策的出台不断增加，相关配储要求和实际应用进一步扩展到了绿氢项目中的新能源，导致更多的绿氢项目选择配置电化学储能。在用氢端，与产量可调可控的灰氢不同，绿氢生产负荷不可控性更强，因此低压储氢罐等储氢设施成为项目调节供应波动的常见手段。

图表4 并网型项目能量流动示意



来源：落基山研究所

三种调节方式在对绿氢项目本身和对电力系统的影响方面各有优劣（见图表5）。从绿氢项目本身经济性的角度，需要综合考虑不同调节方式的初始投资成本和运行成本。使用网电不需要额外的初始投资，但项目使用网电的电价通常高于绿氢项目本身新能源的度电成本，并且在峰谷电价机制下，项目往往在峰端用电需求更高，进一步推高用电成本。场内调节的两种方式需要在制氢和用氢设备之外额外配置设备，提高了初始投资成本，但降低了网电使用量从而减少了这部分的购电成本。

从调节效果的角度，场外调节能最大程度降低氢气供应波动风险。目前我国公共电网连接的资源量和负荷量都远大于绿氢项目，因此能满足绿氢项目需要的上网电量和下网电量。场内调节资源受土地资源限制、技术特性和经济性考虑，往往配置的资源量有限。若要在不依靠场外资源、仅依靠场内资源的情况下满足连续、稳定的用氢需求，则需要配置大量场内调节资源。

从对电力系统影响的角度，场外调节较场内调节对电力系统造成了更大的运行压力。使用网电的电量越大且电量波动越大，绿氢项目对电力系统的影响越大，电网自身的平衡调节需求也越高。以电化学储能为代表的电能设施 and 以低压储氢罐为代表的储氢设施都能部分替代项目对网电的需求，从而减少网电使用量，并且减轻电网运行压力。其中，电化学储能直接参与新能源出力的调节，通过充放电平滑出力需求；低压储氢罐则通过调节终端用氢需求匹配出力的波动，对支持电网调节的作用更加间接。

图表5 绿氢一体化项目中三种波动调节方式对比

作用对象	对比角度	场外调节	场内调节	
		使用网电	电化学储能	低压储氢罐
绿氢项目	初始投资成本*	+	+++	++
	单位绿氢用电成本	+++	++	+
	氢气供应波动风险	+	+++	++
电力系统	运行调节压力	+++	+	++

注：*实现相同调节效果的初始投资成本对比

来源：落基山研究所

2.3 绿氢项目在氢电耦合过程中面临多方面挑战

随着新型电力系统建设的深化，氢电耦合对于电力和氢能这两个系统的协同发展愈发重要。对于电力系统而言，电解制氢作为可调节负荷，能够结合新能源的出力情况进行负荷调节，缓解新能源出力波动对电力系统的影响，并增加新能源消纳。对于氢能系统而言，绿氢的生产可以通过场外和场内资源进行波动调节，满足用氢端的负荷要求。

在电力系统和氢能系统互相调节的氢电耦合过程中，绿氢项目仍面临以下几方面的挑战：

- **制氢技术上，现有电解槽技术应对波动性电源的适应能力有待提升。**碱性电解槽在低负荷工况下运行仍存在安全隐患，并且长时间处于低负荷工况下可能损害设备寿命。质子交换膜电解槽的负荷调节范围更广且响应速度更快，但现阶段相较于碱性电解槽技术，成本更高且寿命更短。
- **项目运行上，绿氢项目上网电量和下网电量尚没有国家层面的政策或规范加以统一管理。**并网型绿氢项目通过使用网电稳定氢气供应，但增加了电力系统调节压力。目前仅有内蒙古对绿氢项目上网电量和下网电量提出了具体限制，但从国家层面缺少相应的规范原则，并且在除内蒙古以外的省份缺乏基于省级电网情况的绿氢项目电量上网和下网的制度化规定。
- **制氢成本上，项目成本与资源配置和电网交互情况有关，但这两部分受政策影响面临不确定性。**与资源配置有关的设备成本和与电网的用电成本是绿氢生产过程中关键的成本来源，但这两方面都与相关政策设计为绿氢项目提供的边际条件高度相关。关于新能源装机、场内调节资源、电量上网和下网的规定不仅会影响项目初期的设备投资，还会影响项目的用电成本，最终对制氢成本造成影响。然而目前针对绿氢项目的政策规定面临不确定性，这将直接影响绿氢项目经济性的测算。
- **标准认定上，未来对于绿氢更严格的标准和更高的需求可能会对氢电耦合系统提出更加明确的要求。**虽然国际上对绿氢尚无统一定义，但是随着对产品碳足迹的要求加强，使用网电生产的绿氢可能难以满足产品低碳需求，针对网电使用比例或者相应核算上可能面临更加严格的要求以证明其清洁性。

第三章 基于绿氢项目尺度的研究——以内 蒙古为例

氢能产业是助力我国实现“双碳”目标的关键产业，内蒙古自治区作为全国风能和太阳能资源最为丰富的地区之一，正通过推广风光一体化制氢项目，走在全国氢能产业发展的前沿。独特且优越的自然条件以及地方政策的大力支持引导，使内蒙古自治区的氢能产业发展形成了强大动力。

3.1 资源禀赋奠定开发基础

内蒙古地处我国北方，拥有辽阔的草原和沙漠，风能和太阳能资源丰富。其中，内蒙古拥有全国57%的风能资源，风能可开发量居全国首位，技术可开发量达到14.6亿千瓦¹¹。2023年全国风力发电量为8,091亿千瓦时，其中内蒙古的风力发电量达到了1,271亿千瓦时，在全国各省份中排名第一¹²。内蒙古的风能资源主要分布在西部地区的典型草原、荒漠草原及荒漠区域，并且具有年平均风速高且稳定的特点。2022年全区的风电实际利用小时数在2,500小时以上，在锡林郭勒盟以西的内蒙西部地区风资源条件相对东部更好，利用小时数可以达到更高。具体而言，乌兰察布市、呼和浩特市、包头市、巴彦淖尔市、鄂尔多斯市、阿拉善盟等六个区域的风电实际利用小时数可以超过3,000小时¹³。

同时，内蒙古也是全国太阳能辐射最强的地区之一，其太阳能资源技术可开发量高达94亿千瓦，占全国总量的21%。年日照小时数在2,600至3,400小时之间，位居全国前列，为大规模光伏发电提供了充足的资源保障。根据中国气象局风能太阳能资源评估中心2023年的数据，内蒙古全区水平面总辐照量的平均值为1,539kWh/m²，位列全国第五；固定式发电最佳倾斜面总辐照量平均值约2,000kWh/m²，利用小时数超过1,600小时，均位列全国第二¹⁴。从资源的地理分布来看，内蒙古大部分地区处于II类太阳能资源区，太阳能资源的丰富度呈现出自东向西逐渐增强的分布。这种资源分布的特性直接影响了区内各城市和区域的光伏电站装机水平。截至2023年底，以锡林郭勒盟为界以西的蒙西地区的光伏装机容量超过1,700万千瓦，以东的蒙东地区光伏装机容量约为400万千瓦。在蒙西地区，鄂尔多斯市以其得天独厚的资源条件成为全区光伏发电的领军者，其光伏电站装机容量位居全区首位，达到448万千瓦¹⁵。

3.2 政策支持助力项目实施

内蒙古不仅充分利用其丰富的可再生能源资源，还依托强有力的政策支持和清晰的发展规划，迅速成长为全国氢能产业布局中的核心区域，推动氢能产业加速发展。2021年10月，《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》¹⁶发布，正式确立氢能作为国家能源战略中的重要一环，鼓励地方政府在氢能生产、应用等方面积极探索和布局。在全国政策发布后，内蒙古自治区成为首批在其“十四五”规划及2035年远景目标中纳入氢能相关内容的省级行政单位之一。与此同时，内蒙古进一步出台了氢能产业发展的专项政策，于2022年2月发布《内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进氢能产业高质量发展的意见》¹⁷，明确了关键时间节点的发展目标，成为规划可再生能源制氢能力最大的省份，计划到2025年实现绿氢年产能50万吨。

为落实意见要求，内蒙古于2022年12月为风光制氢一体化项目的设计和运行出台了《内蒙古自治区风光制氢一体化示范项目实施细则（2022年版）》¹⁸，并在此基础上于2023年11月修订发布了《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则2023年修订版（试行）》¹⁹（以下简称“实施细则”），进一步规范了项目的要求与管理。上述实施细则根据项目与公共电网的关系将风光制氢一体化项目分为并网型和离网型，并明确了不同类型项目的不同配置要求。并网型项目的新能源规模不得超过制氢所需电量的1.2倍，而离网型项目则按需配置，要求项目的新能源综合利用效率不低于90%。

对于并网型项目，2022年版的实施细则只允许电量上网，项目年上网电量不得超过年总发电量的20%，以防止过度超配新能源装机导致资源浪费，并且原则上不允许项目向电网购电。2023年修订版的实施细则在维持了对于项目年上网电量的限制的同时，放宽了对于项目从电网购电的限制，但要求下网电量不得超过年总用电量的10%，以避免项目过度依赖公共电网，确保项目建设的初衷得到落实。

实施细则同时要求风光制氢一体化项目必须配备一定的储能能力，以调节新能源装机发电时出力不均带来的电力波动。对于电储能，细则规定其调峰能力不得低于新能源装机规模的15%，且储能时长不得少于4小时。若项目配置了储氢设施且容量超过4小时的制氢能力，电储能设备的配置要求可以适当降低。

3.3 研究设计与项目假设

内蒙古出色的自然资源条件和有力的政策支持使之成为新能源制氢一体化项目研究的理想样本之一。以内蒙古为样本开展项目研究，既在氢电耦合方面具有较强的代表性，同时也能切实为绿氢产业发展提供定量化的决策参考，支撑产业更好更快发展。

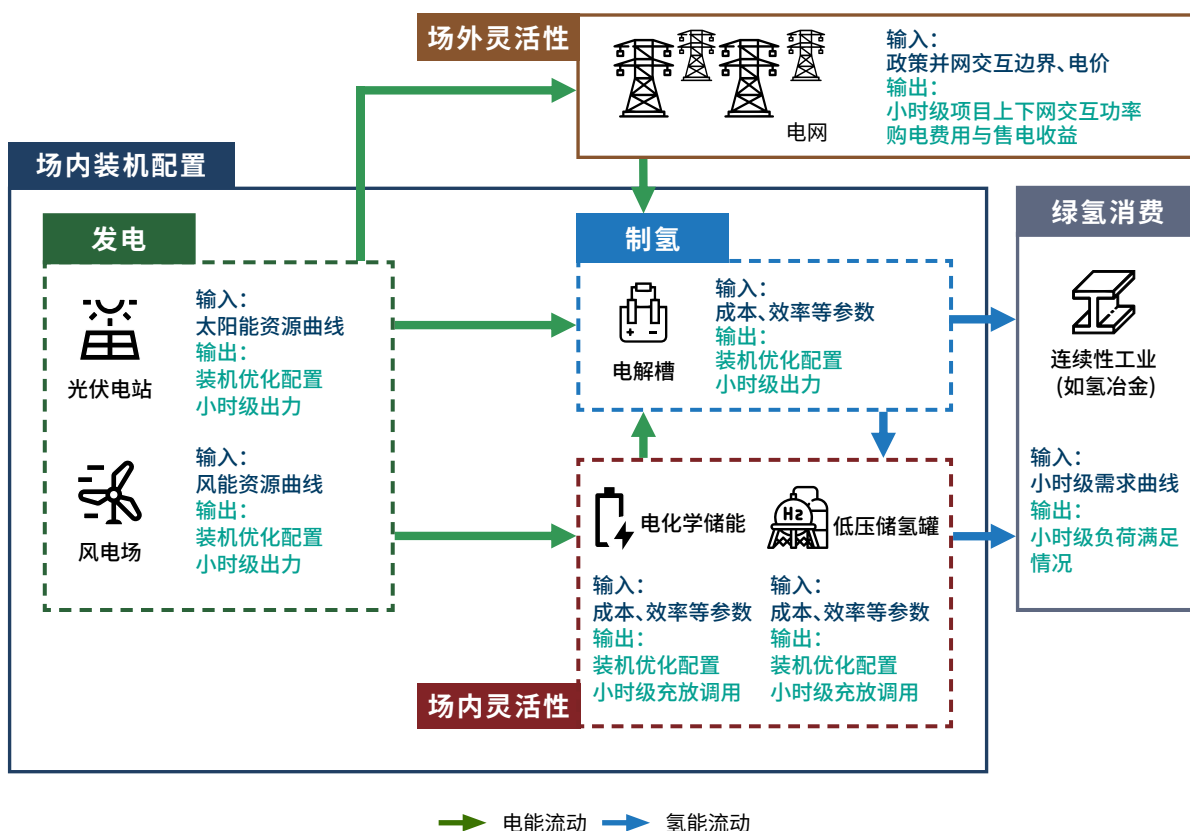
基于政策的要求，我们相对应地在研究中设计了一体化项目的决策边界，即项目需要在满足需求侧绿氢消费的同时，符合实施细则中对项目规模配比、公共电网交互水平和储能能力配置的要求。具体而言，我们参考实施细则的具体要求，在满足下游用氢需求的前提下，以电网交互功率和电量限制为边界条件，寻求成本最优的项目配置组合，回答风光发电装机、电解槽、电储能与氢储能技术等如何配置与使用的问题。

在需求侧，我们的假设根据对项目绿氢供应能力要求最高的连续型工业进行设计，绿氢的供应需要连续且稳定，典型的需求曲线呈现为一条平稳的直线。在本研究连续型工业的具体应用中，我们以氢冶金行业为代表，假设钢铁产能为每年100万吨，对应的用氢量需求约为6万吨每年。相应的氢能需求会被转换成电能需求，由发电机组和公共电网联合满足。

在供给侧，项目设计分为制氢和发电两大部分。氢气的制取我们参考了目前国内主流的风光制氢一体化项目在制氢设备上的选择，在研究的项目中假设氢气由碱性电解槽制取。在发电方面，项目的电能主要由太阳能发电和风力发电组合提供。具体的太阳能资源和风能资源，我们参考了鄂尔多斯的实际情况进行设计，光伏的年利用小时数设置在约1,700小时，风电的年利用小时数约3,200小时²⁰。

项目的灵活性体现在场外和场内两个方面。场外灵活性主要是由公共电网支持，能够在项目新能源发电能力不足的情况下，辅助项目满足制氢的电能需求，与公共电网交互的电量需满足实施细则中的边界要求。需要注意的是，与公共电网的交互会给系统带来额外的成本或收益：增加的成本主要由下网电量以及下网电价确定，带来的收益主要由上网电量和上网电价确定。场内灵活性则通过储电和储氢两个维度来实现，依据项目实时供电或供氢能力的波动，平衡和稳定对下游需求的供给能力，从而确保系统的高效运行。本研究中我们分别选取电化学储能和低压储氢罐作为两种场内灵活性资源的代表。

图表6 计算平台系统设置与能量流动示意



来源：落基山研究所

根据上述的研究边界和项目设计，我们使用了HOMERⁱⁱ能源建模软件作为我们的计算平台对项目的供给侧和灵活性配置进行了测算和优化。图表6中展示了我们在计算平台中的项目系统构建，以及能量和物质的流动情况：电能主要来自新能源发电机组，流向电解槽制备氢气，同时电网和电化学储能根据实时电能波动和成本效益进行平衡；氢则主要从电解槽直接输送到下游的连续性工业，储氢罐用于平衡供需波动。我们通过HOMER可以模拟系统各个组件的配置以及系统的运行策略。运行策略定义了组件如何协同工作以满足下游连续性工业的用氢需求，既包括日内新能源出力的波动，也包括涵盖四季的季节性资源条件的变化。组件的选择和配置大小的优化是为了最小化总净现值成本（NPC），同时满足政策定义的运行约束。

在我们的模型中，NPC由系统在其生命周期内的所有成本和收入构成。成本主要包括各组件的投资成本、替换成本、运营维护成本以及从电网购电的成本，而收入则包括组件的残值和售电收入。NPC是所有成本的现值减去所有收入的现值。此外，我们在研究中还测算了平准化氢能成本（LCOH），它由NPC除以项目全生命周期内产生氢气的现值来计算得出，我们通过LCOH的变化，可以更直观的对比各类场内和场外灵活性约束下不同场景的绿氢成本。

我们在研究中采用了小时级的模拟精度，考虑了全年8,760小时的天气（风光出力）、用氢需求、上下网电力价格等因素，优化计算项目整体配置情况和小时级项目运行情况。我们还结合敏感性分析和优化算法，根据模拟场景的不同输入来推导项目组成并进行经济性分析，找出了在现行政策要求下满足需求侧且成本最优的供给侧和灵活性配置，并会在以下章节具体讨论不同上网电价、政策约束以及灵活性配置要求对项目成本和配置的影响。

ii HOMER 是一款用于微电网和可再生能源系统设计与优化的专业建模工具，通过电力系统仿真模拟和经济分析帮助评估能源项目的可行性和成本效益。它广泛应用于能源规划和可持续发展领域。

第四章 发电与制氢：成本最优时的项目配置模式

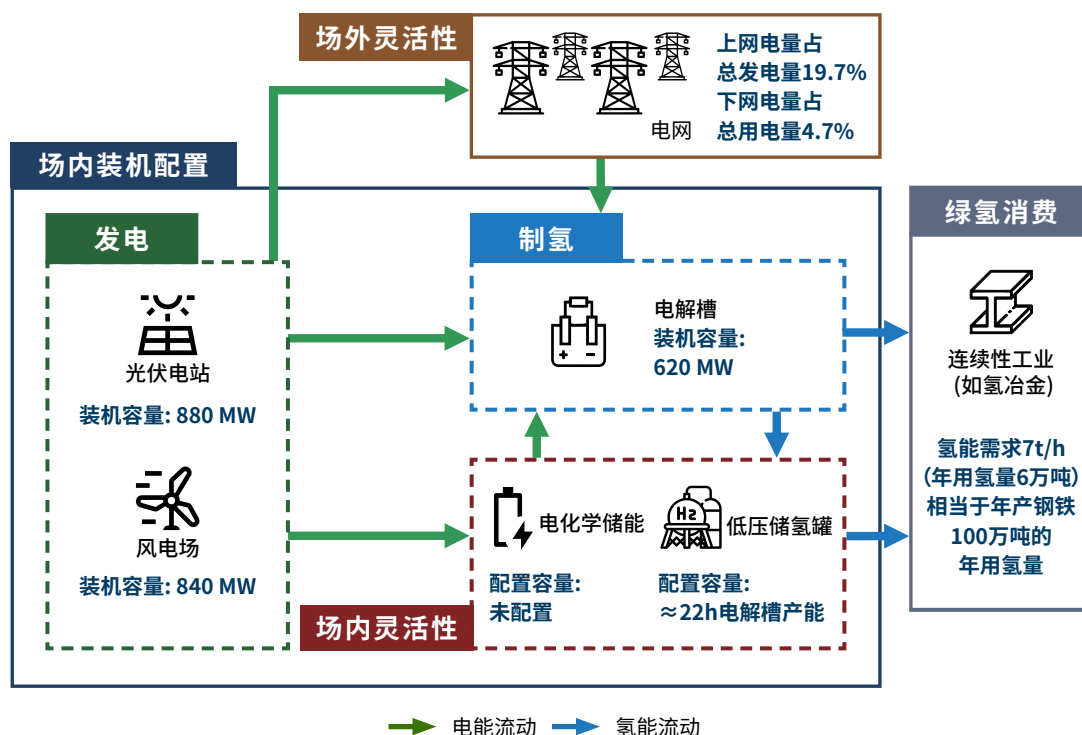
在规划和设计新能源制氢一体化项目时，协调好当地的风光资源属性与制氢电解槽的生产曲线是项目实现效率提升和成本优化的基础。项目的整体规划既涉及新能源发电能力与电解槽制氢能力的合理匹配，还需考虑风电和光伏发电在日内出力特性上的差异，实现资源的高效利用。合理的整体设计不仅可以最大程度地提升新能源的利用率，还能实现最优的制氢成本，两者相辅相成。本章将重点研究如何优化发电与制氢能力的配置，并探讨风电与光伏的合理配比。

4.1 当前政策条件下的基准情景结果

本报告参考内蒙古的政策框架设置基准情景，主要设置包括全年最大允许上网电量和下网电量，分别为年总发电量的20%和年总用电量的10%，上网电量的电价参考内蒙古燃煤基准电价，下网电量则采用分时电价机制中的两部制工商业电价。在场内灵活性配置中，假设可配置的储能设施为4小时的锂离子电化学储能，储氢设施为目前国内主流的2MPa低压储氢球罐。

基准情景配置结果如图表7所示，其中电解槽的最优配置为620MW，新能源总装机为1,720MW（光伏装机880MW和风电装机840MW）。场外调节资源方面，项目与公共电网的交互均在政策边界以内，上网电量接近20%的政策限制，下网电量远低于10%的政策限制。场内调节资源配置方面，基准情景没有选择配置电化学储能，而是配置了等效电解槽满功率运行22小时产能的储氢罐。

图表7 基准情景项目组成



来源：落基山研究所

4.2 三倍于电解槽装机的新能源装机配比能够确保电解槽稳定高效运行

在基准情景中，新能源装机与电解槽装机的配比约为3:1，这种设计旨在应对新能源发电波动较大的情况，确保电解槽能够高效、稳定地运行，使其全年利用小时数保持在较高水平。在现行的一体化项目中，新能源装机和电解槽装机的比例通常在2:1至4:1之间，这些项目的电解槽利用小时数普遍较高（见图表8）。新能源装机与电解槽装机的配比在这一范围内能够有效保持电解槽的高利用率，从而更好地控制制氢成本。如果电解槽配置比例过高，考虑到风电和光电发电出力的波动性，且场内外灵活性有限，可能导致电解槽的实际利用率下降，进而推高项目成本。如果电解槽配置比例过低，新能源发电量可能出现冗余，项目整体经济性下降。

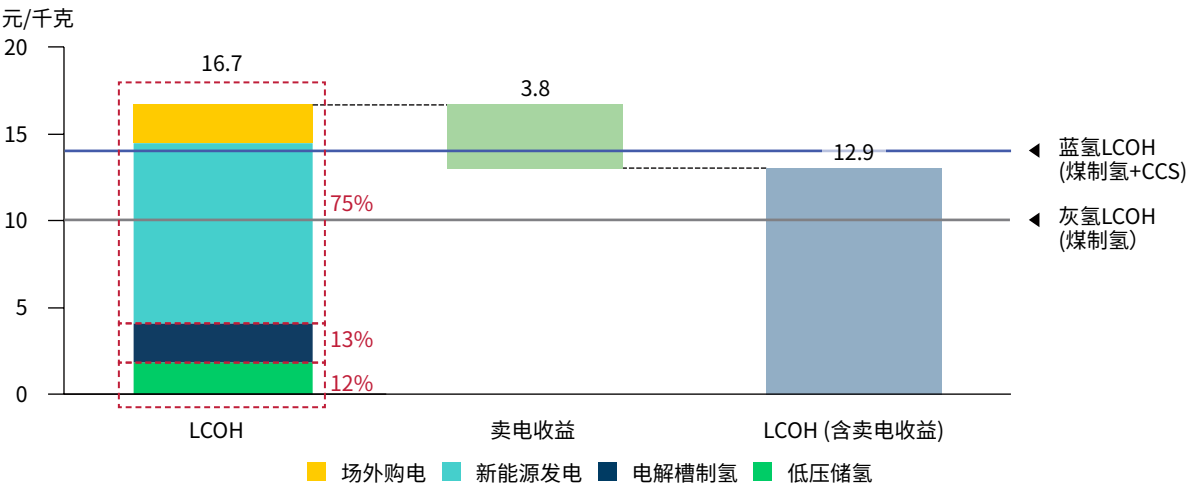
图表8 内蒙古现行一体化项目新能源比电解槽和电解槽利用小时数

项目名称	新能源发电与制氢电解槽装机比	制氢能力(吨/年)	电解槽年利用小时数
大唐多伦风光制氢一体化示范项目	2.3:1	5,419	4,300
明阳多伦工业园区风电制氢一体化示范项目	2.7:1	3,530	4,870
中煤鄂尔多斯二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	2.9:1	21,000	5,060
中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	3.2:1	18,600	6,270
内蒙古华电包头市达茂旗新能源制氢工程示范项目	3.6:1	7,800	7,230
基准情景	2.8:1	60,000	5,270

来源：内蒙古自治区能源局^{21,22}，内蒙古自治区投资项目在线审批办事大厅²³，落基山研究所整理

风光制氢一体化项目的制氢成本主要集中在初期设备投入上，将售电收益纳入考量后，项目的制氢成本在当前市场中已具备一定的竞争力。绿氢项目的制氢成本（见图表9）主要包括新能源发电、场外购电、电解槽制氢和低压储氢。项目的电力成本主要来自风电和光伏的投资和运维成本以及与公共电网交互的成本，制氢主要来自电解槽的投资和运维成本，储氢主要来自储氢罐的投资和运维成本。在不考虑售电收益时，LCOH为16.7元/千克氢气。其中，电力成本占到了整体LCOH的75%，制氢占13%，储氢占12%。在考虑售电收益时LCOH为12.9元/千克氢气。对比目前蓝氢的制氢成本，基准情景下模拟结果中考虑售电收益后的绿氢制氢成本已经具有一定的竞争力，但与目前灰氢仍然存在一些差距。

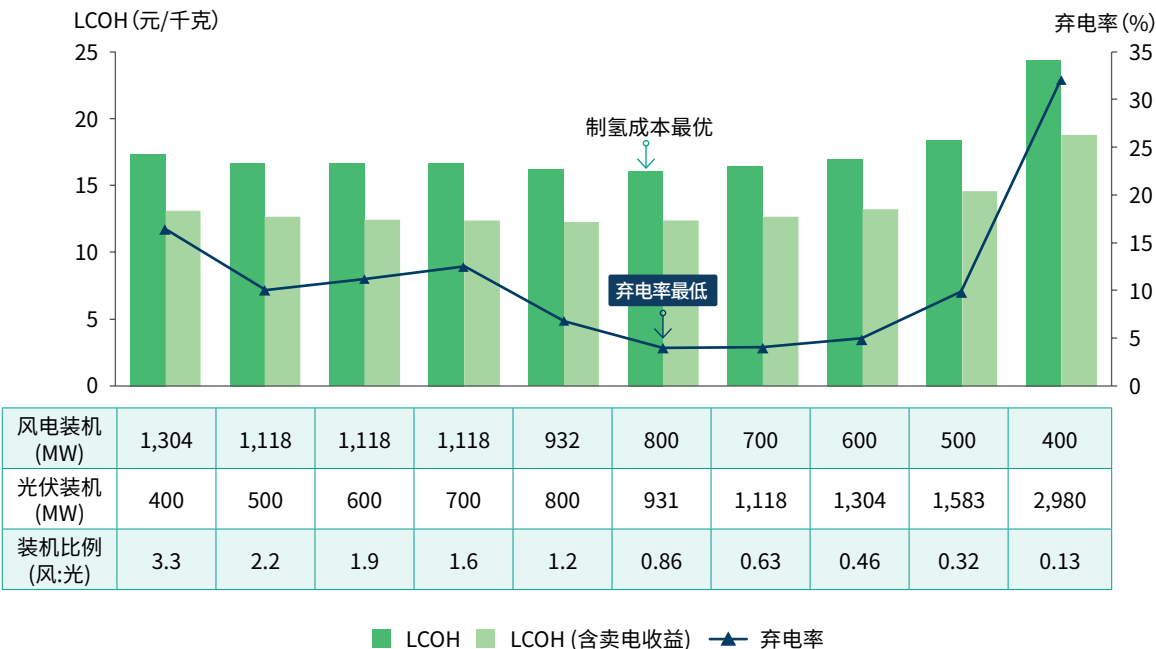
图表9 项目制氢成本组成图



4.3 风光配置相当时，成本最优且新能源利用率最高

基准情景下风电与光伏发电的1:1装机配比，有效改善了整体新能源出力波动，确保全年保持最优的输出水平，从而实现最优的制氢成本和最高的新能源利用率。结合内蒙古鄂尔多斯的自然资源情况，风力资源相较于太阳能资源更具优势，这也导致了风电更低的度电成本。根据项目所在地的资源曲线测算，风电的平准化度电成本（LCOE）为0.134元/千瓦时，而光伏发电为0.180元/千瓦时，风电的LCOE比光伏发电低约40%。目前项目的制氢成本中占比最大的是发电成本。虽然从降低发电成本的角度来看，更高比例的风电似乎能够进一步降低制氢成本，但项目运行需要综合考虑多种因素。除了发电成本，还需考虑政策限制、稳定供应下游需求以及最优地利用场内外灵活性。经过全局优化，基准情景中风电与光伏的1:1配比不仅能够最大化新能源利用率，还能在保证氢气供应稳定性的前提下，实现最优的整体经济性和最低的制氢成本。

图表10 不同装机配置条件下LCOH与弃电率对比图



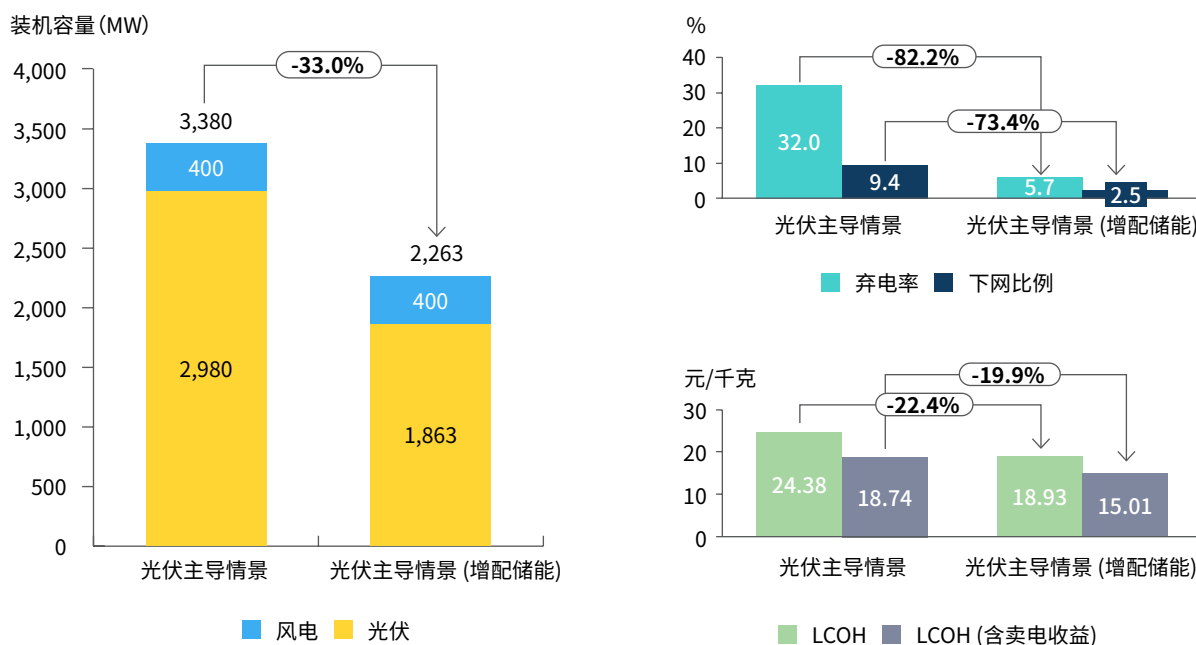
注：图表中第1至5列的风电装机为给定光伏装机在400MW至800MW时优化得出的局部最优结果；第6至10列的光伏装机为给定风电装机在800MW至400MW时优化得出的局部最优结果。

来源：落基山研究所

我们基于基准情景的制氢能力和场内场外灵活性配置，通过调整风电和光伏发电装机来观察不同风光配比下项目制氢成本和新能源利用率的变化。经过我们的测算，如图表10所示，当风光装机的配比接近1:1时，制氢成本和弃电率的表现最优；而风电和光伏装机配比差距太大对输出稳定的负荷没有好处。在不同的配比下，光伏少而风电多对项目的影响较小，虽然制氢成本有所增加，但幅度有限。这主要是由于风电出力相对于光伏出力在全天的分布更加均匀，出力曲线更加稳定且在项目模拟所在地资源条件更佳。当风电少光伏多时，系统为了满足需求会超配大量光伏。然而这部分超配带来的收益十分有限，反而导致弃电率和制氢成本显著上升。这是因为光伏出力时间相对固定，且风电装机有限，系统只能在有限的时间段内利用大量的光伏补充场内灵活性资源（储氢罐）以应付日落后新能源出力不足、供氢能力大幅减弱的问题。大幅增加光伏装机不仅显著提高了系统的初始投资成本，也推高了整体制氢成本，削弱了项目的经济性。

在光伏装机占比较高、风光装机比为0.13的情景（以下简称“光伏主导情景”）模拟结果中，我们观察到项目的上网和下网电量都已经达到了政策限制。同时由于情景是根据基准场景设计，场内的灵活性资源没有配置电化学储能且储氢罐的容量固定，光伏主导情景的模拟运行可能已经触碰到场内外调节能力的极限，仅通过优化装机的组合对整体系统的优化有限。基于这个观察，我们增加了光伏主导情景中场内调节的自由度，允许增加和优化电化学储能组件。

图表11 光伏主导情景在增配储能下的运行情况



来源：落基山研究所

允许配置储能后，光伏主导情景选择配置了新能源装机量27%的储能容量。系统发电侧的总装机由原来的3,380MW减少至2,263MW，降幅为33%。同时由于有更多的场内灵活性资源，系统对场外灵活性的依赖大幅减少，新能源的利用率也大幅提升（见图表11）。同时，由于场内灵活性资源的增加，系统对场外灵活性的依赖显著降低，新能源利用率大幅提升。具体而言，系统的下网比例从接近政策限值的9.4%下降至2.5%，弃电率则由原来的32%显著降低至5.7%。整个系统的制氢成本也得到了明显改善，配置储能后，系统的LCOH下降了22.4%。

这些结果表明，在风光装机配比不理想的情形下，储能的引入能够显著优化系统的运行效率并降低成本。然而需要注意的是，储能配置依然属于局部优化手段。从全局优化角度来看，最优的方案仍是在不配置电化学储能的基础上，合理配置储氢罐，并采用风光装机比例更为合理的基准情景，可以实现最优的制氢成本和总系统成本。

4.4 小结与建议

根据自然资源条件和负荷曲线合理配比发电和制氢资源是风光制氢一体化项目实现最优制氢成本的基础。

对于以内蒙古鄂尔多斯为典型区域的风光制氢一体化项目设计而言：

- 3:1的新能源装机与电解槽装机配比可以实现电解槽的高效运行，显著提升系统的整体稳定性和利用率。
- 发电装机中合理的风光比例（约1:1）可以有效平缓新能源出力的波动，耦合风光出力特性，进一步优化系统的经济性。

对于项目的调节能力布局而言：

- 合理配置储氢设施是项目首选的场内灵活性来源，通过配置合理的储氢罐调节供需波动，降低系统对外部电网的依赖性，可以实现最优的制氢成本。
- 电化学储能配置在风光装机配比不理想的情况下可作为局部优化手段，以显著提高系统效率并降低弃电率。

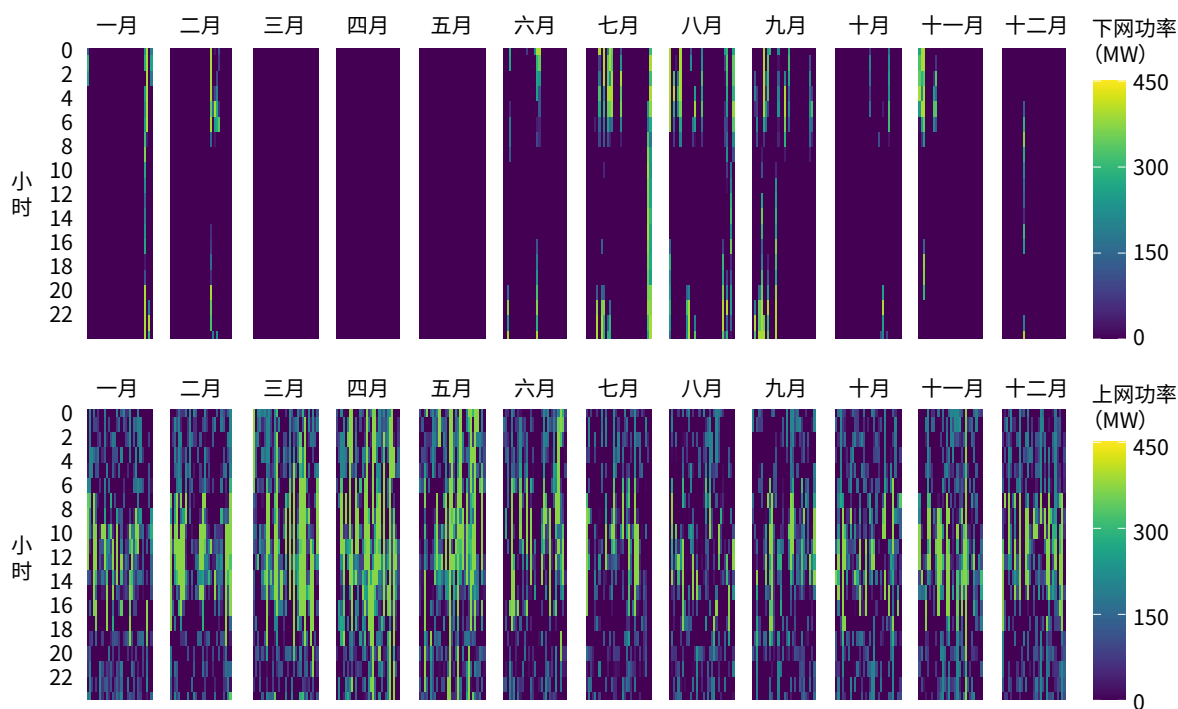
第五章 项目场外灵活性：与公共电网交互的政策要求对项目设计和制氢成本的影响尤为关键

并网型绿氢项目能够利用公共电网这一场外资源，对新能源出力的波动性进行调节，成为氢电耦合在微观层面场内系统与场外系统最直接的交互环节。对绿氢项目本身这一场内系统，项目上网电量和下网电量的电量限制和价格直接影响项目收益和最优配置情况；对于电网系统这一场外系统，绿氢项目同时具有电源和负荷两种属性，可在不同时段分别进行电量上网和下网，对电网系统形成扰动。本章将重点探讨绿氢项目电量上网和下网的要求对于项目设计和项目成本的影响。

在基准情景下，模拟结果显示绿氢项目倾向于向电网卖电，上网电量接近20%的上网电量限制，而下网电量仅为10%的下网电量限制的一半，其电量上网和下网的具体表现为：

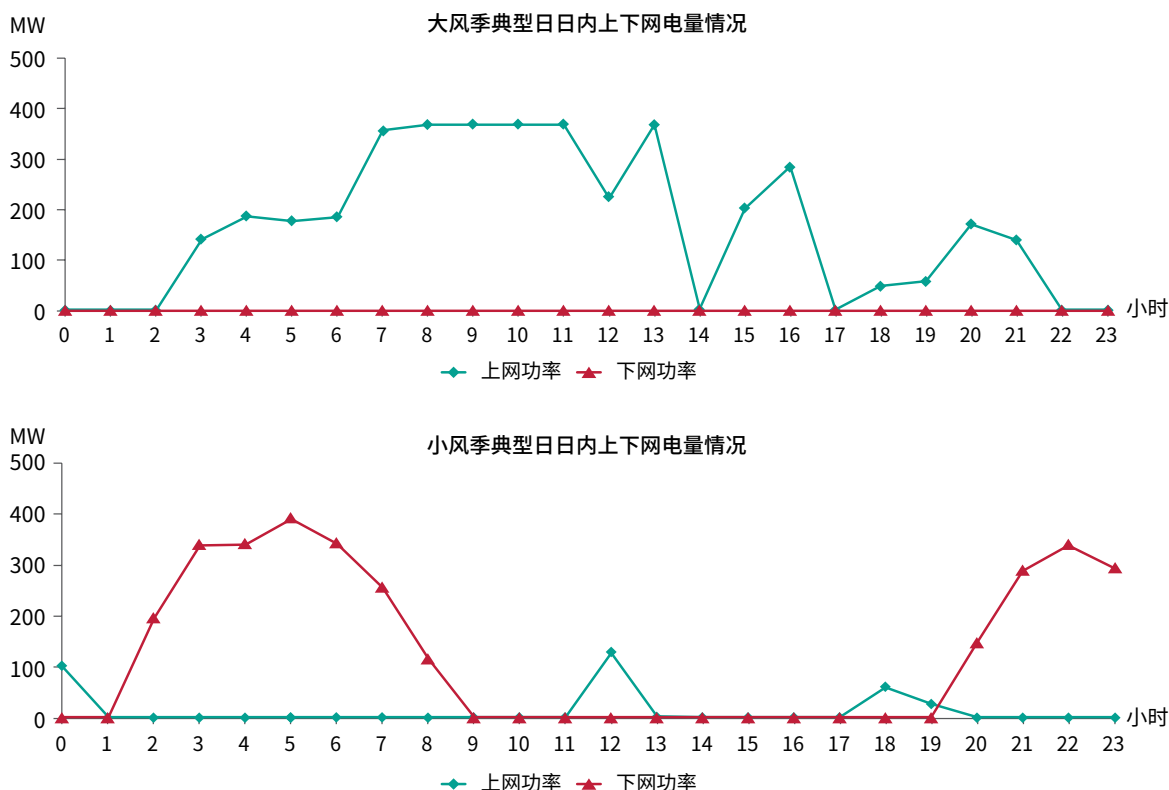
- **日内特征：**日内平均有12.8小时存在电量上网，1.7小时存在电量下网，电量上网时段多于下网时段；上网时段主要为午间光伏大发时段（8时至16时），下网时段主要为夜间（18时至7时）；上网时段内电量上网功率与光伏出力曲线有关，下网时段内电量下网功率相对稳定（见图表12）。
- **季节特征：**大风季（3-5月）的上网电量更多且上网时段更长，下网电量主要出现在小风季（7-9月）；大风季的上网时段可以覆盖全天，出力较多的上网时段扩展到4时至18时，几乎不存在下网时段，且日内上网功率波动减少；小风季项目与公共电网交互的功率变化波动更大，范围为上网功率390MW至下网功率370MW，波动幅度较大风季提高了95%（见图表13）。

图表12 基准情景8,760小时上下网电量情况



来源：落基山研究所

图表13 大风季和小风季典型日日内上下网电量情况



来源：落基山研究所

5.1 上网电价直接影响上网电量收益，降低制氢成本

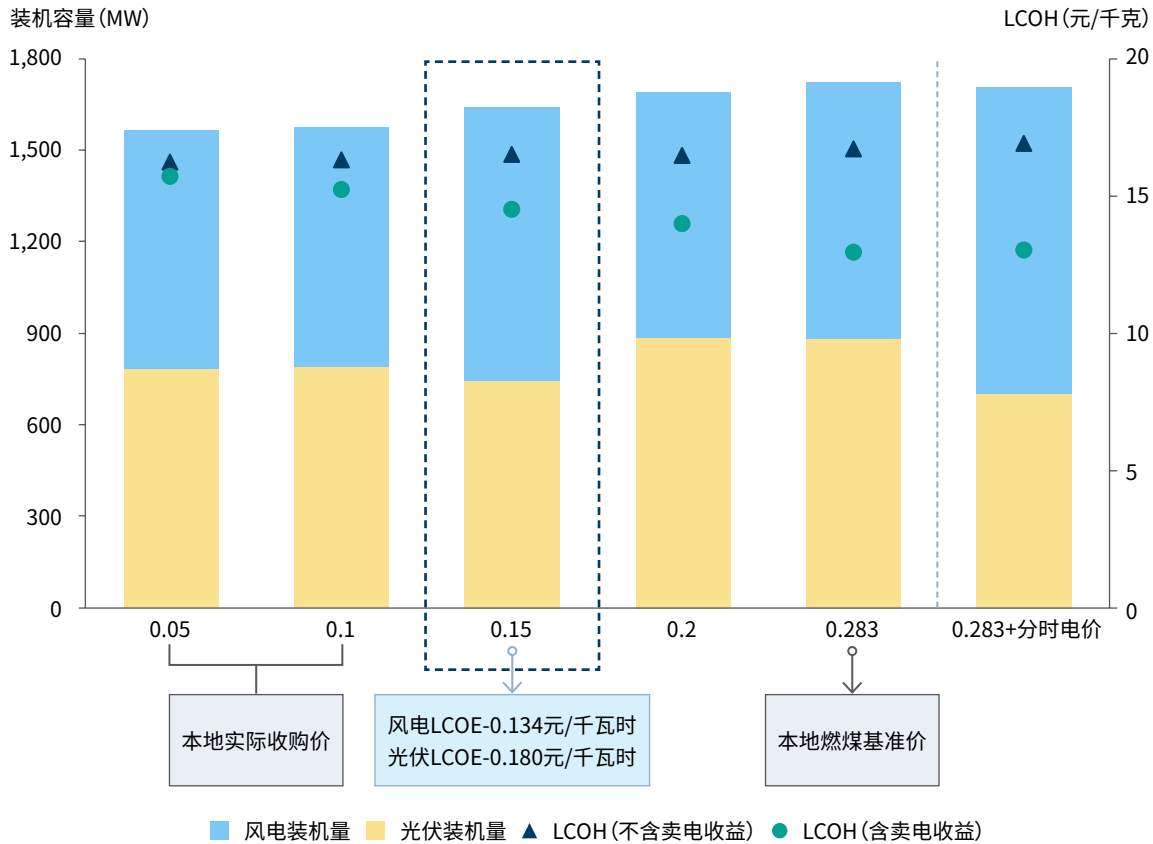
基准情景下新能源上网电价为当地燃煤基准价格，高于当地风电和光伏发电的度电成本112%和57%，因此项目配套的新能源项目向电网卖电收益是制氢成本降低的重要来源之一。在不改变上网电量和下网电量比例限制的情况下，降低新能源上网电价将减少绿氢项目对新能源装机量的配置意愿，虽然降低了项目初始投资成本，但同时带来了卖电收益的减少。

上网电价超过新能源度电成本时更能激励新能源投资和新能源电量上网。上网电价在新能源度电成本附近变化时对绿氢项目新能源装机影响更大，即在上网电价为0.15元/千瓦小时左右变化更明显，主要体现在(见图表14)：

- **新能源总装机量：**上网电价同时低于风电和光伏发电度电成本时，上网电价的降低对新能源总装机量影响不大，上网电价为0.05元/千瓦时和0.1元/千瓦时的总装机量几乎一致。上网电价从0.15元/千瓦时降低到0.1元/千瓦时，新能源总装机量变化最大，降幅为4.5%。当上网电价同时高于风电和光伏发电度电成本时，价格的降低依然会导致总装机量的下降，但下降幅度更小。上网电价从燃煤基准价0.283元/千瓦时降低到0.2元/千瓦时，新能源总装机量降幅为2%。
- **风光装机配比：**0.15元/千瓦时的上网电价高于风电度电成本但低于光伏发电度电成本，此时风电项目能通过电量上网获取收益，从而绿氢项目配置风电的积极性增加，风光比为1.2；而在其余上网电价情景下，风光比维持在1左右。
- **上网电量比例：**在上网电价不低于0.15元/千瓦时时，上网电量比例超过19%，接近20%的上网比例限制；当上网电价低于风电和光伏发电度电成本时，上网电量比例有所下降，为17%左右。

本研究比较了在燃煤基准价为上网电价的基础上，对上网电价采用分时电价政策的影响。与用户的分时电价下的时段划分一致，绿氢项目在11-16时光伏大出力时段上网电价为谷段价格。光伏发电谷段上网电价为0.133元/千瓦时，深谷时段为0.106元/千瓦时，低于其度电成本，因此在分时电价机制下光伏发电上网的积极性降低。另一方面，分时电价政策未影响新能源项目全年平均上网电价，但提高了风电发电部分的平均电价。风电平均上网电价在大风季和小风季分别为0.295元/千瓦时和0.290元/千瓦时，较燃煤基准价提高了4.2%和2.5%。因此，与基准情景相比，分时电价政策并未对新能源装机总量和制氢成本产生较大影响，但显著将风光比提高到了1.4以上，其中光伏发电装机降低了20%（见图表14）。

图表14 上网电价对新能源装机和制氢成本的影响



来源：落基山研究所

随着未来新能源参与市场化程度越来越高，绿氢项目中新能源上网电量部分也可能参与到电力市场中，此时绿氢项目将面临市场化的上网电价，其售电收益部分面临更大不确定性，进一步将导致制氢成本的不确定性。

5.2 上网电量比例是系统运行的关键限制

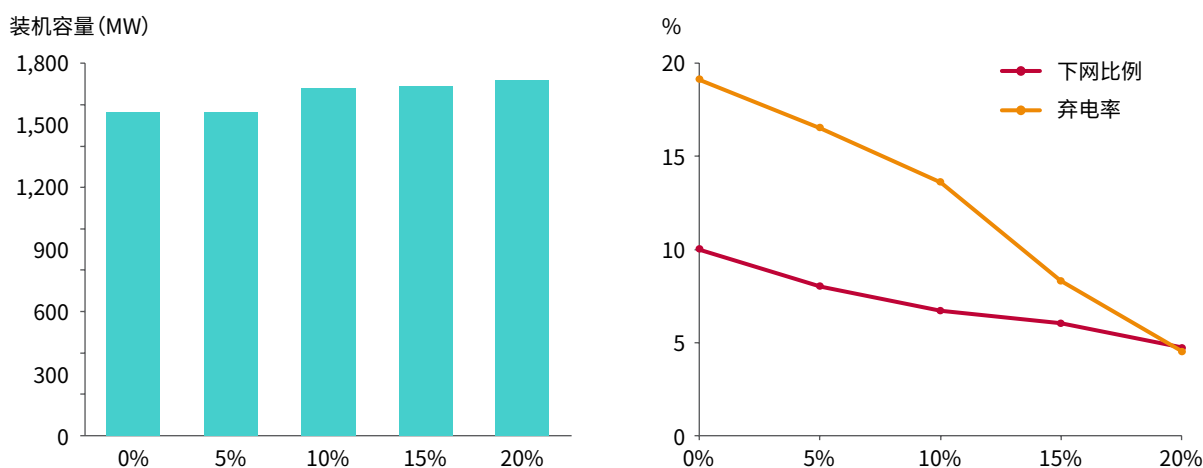
绿氢项目通过新能源发电量上网可以将超过电解槽用电负荷的发电量输送至公共电网，补充公共电网的电力供应，同时减少新能源发电的弃电量。这一方式也可作为绿氢项目的灵活调节方式之一，在运行过程中进行优化，以保证项目本身氢气的稳定供应。

本研究在20%的内蒙古上网电量比例政策要求下，模拟了上网电量比例限制更严格的情况下绿氢项目的资源配置。模拟结果表明，在不同上网电量比例的限制下，绿氢项目运行结果都达到了最大上网比例限制，且比例限制的增强会降低配套新能源建设的积极性，新能源总装机量减少。其中上网电量比例限制在5%–10%的范围内调整时对新能源总装机量的影响最大，在上网电量比例限制从10%降到5%时，新能源总装机量减少7%；而在其余范围内上网比例限制降低5个百分点时，新能源总装机量减少幅度不足2%。

上网电量限制的增强直接削减了绿氢项目利用公共电网进行负荷调节的能力，加重了新能源弃电情况。上网电量比例的限制使得新能源发电的富余电量难以通过公共电网进行完全消纳，且上网电量限制越严格，弃电率越高。当上网电量比例限制低于15%时，弃电率高于10%；当完全禁止电量上网时，弃电率高达19%（见图表15）。由于模型中并未对弃电率进行限制或考核，因此绿氢项目也没有激励通过公共电网之外的场内调节资源增加新能源电量消纳。

减少上网电量比例还导致了项目向电网购电的下网电量比例增加。上网电量比例限制加强导致的新能源装机减少将增加部分时段的电力缺口，从而加大项目对公共电网购电的需求，下网电量比例提高。但从模拟结果来看，除了上网电量比例限制为0%的情景，其余情景下下网电量比例都在10%的政策要求范围内（见图表15）。

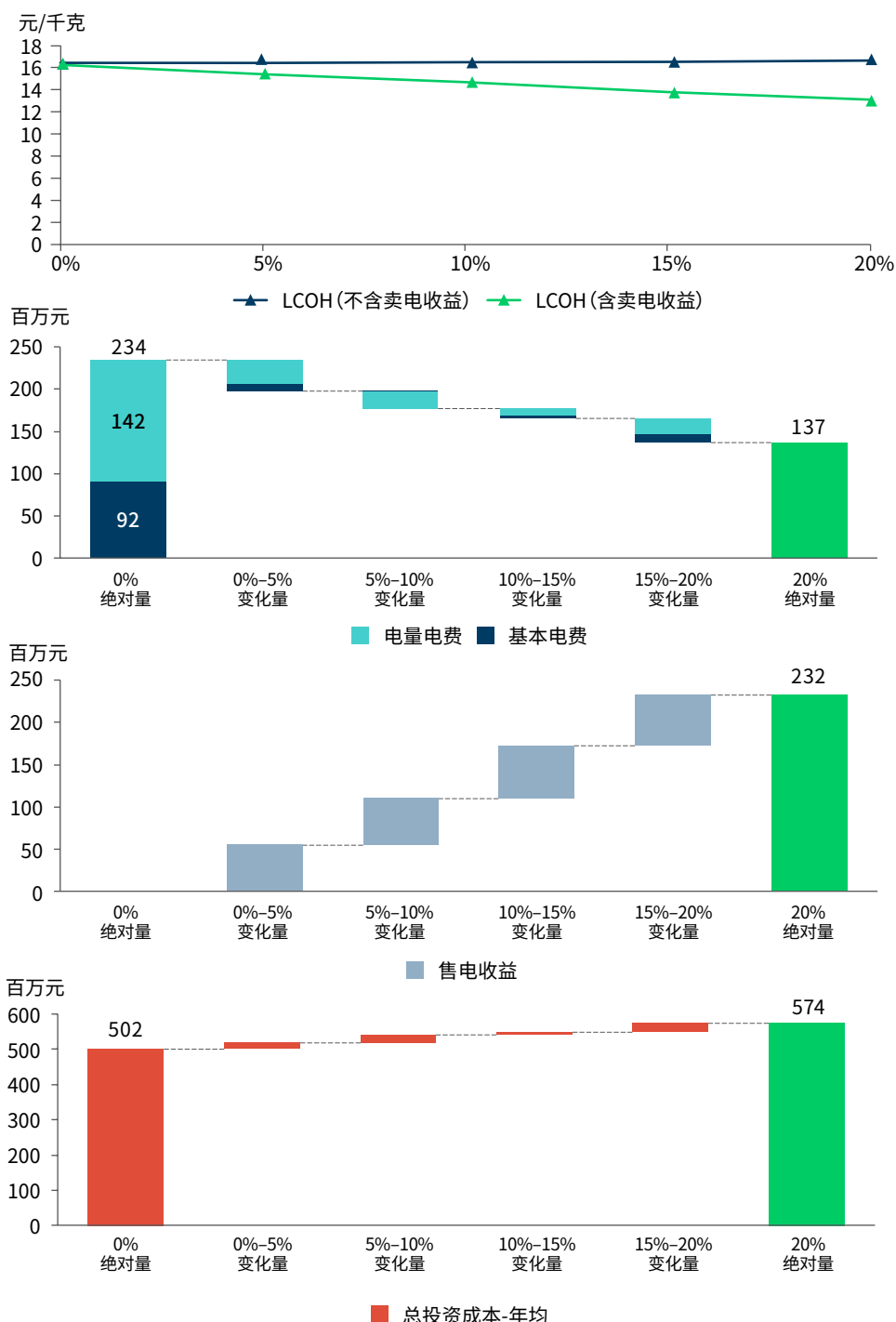
图表15 不同上网电量比例限制下新能源装机量和运行情况



来源：落基山研究所

上网电量比例的限制加强使得考虑卖电收益的制氢成本呈线性增长，且主要由售电收入减少导致。上网电量比例限制每减少5个百分点，考虑卖电收益的制氢成本约增加6%。制氢成本的增加主要由三部分组成，分别为购电成本的增加、售电收入的减少和投资成本的增加。制氢成本的变化主要由售电收入的变化导致（见图表16）。例如，当上网电量比例限制从20%降到15%时，超过70%的制氢成本的增加来源于售电收入减少。购电成本部分，电量电费的变化较于基本电费的变化幅度更大，这主要是由于购电量的增加。投资成本部分，上网电量比例降低带来的新能源总装机量减少量有限，因此对投资成本的影响有限。这一影响也直接反映到不考虑卖电收益的制氢成本上，当上网电量比例限制为0%时，相较于20%时，不考虑卖电收益的制氢成本仅降低了2%。

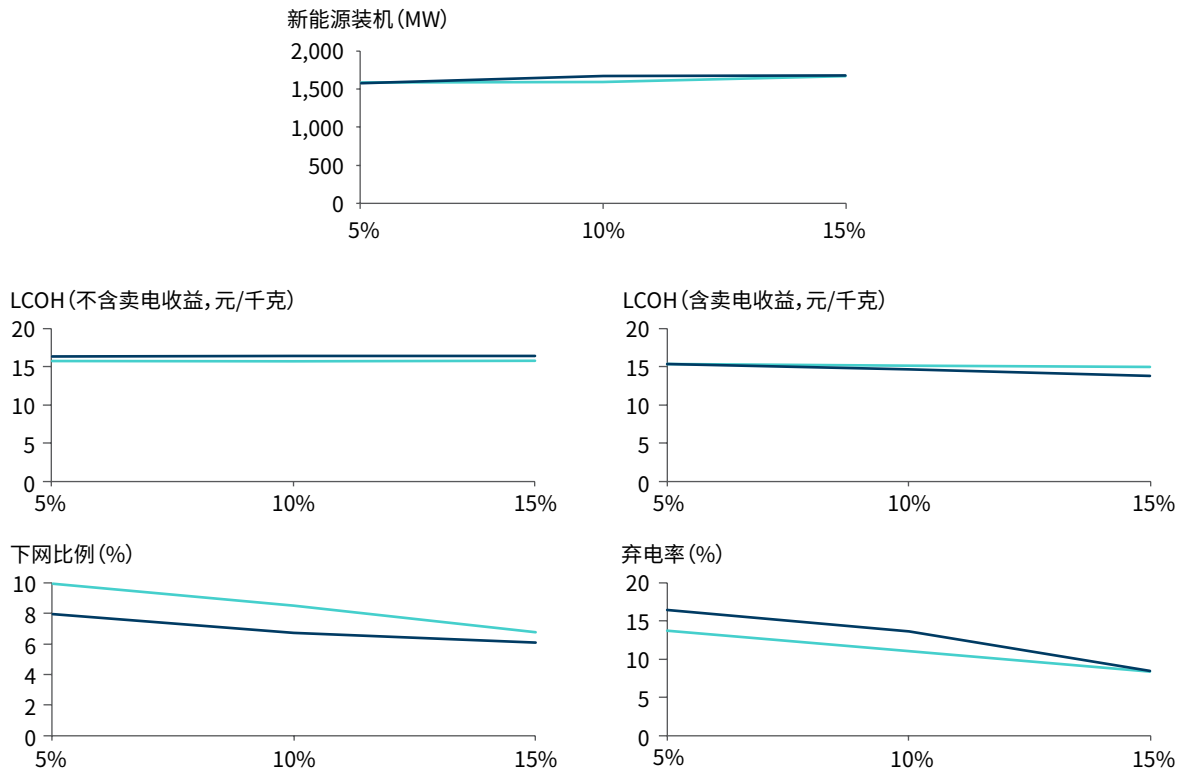
图表16 相较于基准情景，不同上网电量比例限制下相关成本变化



本研究进一步模拟了上网电价为0.1元/千瓦时的低上网电价情景下的上网电量比例限制变化带来的影响，此时0.1元/千瓦时的上网电价低于风电和光伏发电的度电成本。不同上网电价情景下（见图表17），上网电量比例限制的影响的体现在：

- 上网电量比例限制为10%时，不同上网电价下新能源装机总量差异最大；上网电量比例限制在5%和15%时，两电价情景下新能源装机总量接近。这说明，10%的上网电量比例限制是对新能源装机影响更为敏感的一个比例。
- 不同上网电价情景下，上网电量比例限制的变化对不考虑卖电收益的制氢成本的影响类似，但高上网电价情景能更显著地降低考虑卖电收益的制氢成本。
- 允许上网电量比例在15%时，不同上网电价下的下网电量比例和弃电率的差异缩小。这说明，当上网电量比例达到一定程度时，上网电价对绿氢项目与公共电网之间的运行交互的影响变小。

图表17 高/低上网电价情景下上网电量比例限制变化的影响



来源：落基山研究所

5.3 禁止电量下网将显著提高电力系统冗余

本研究进一步讨论与公共电网的连接方式，包括四个情景，分别为基准情景（允许上网和下网）、只上网情景、只下网情景、完全离网情景，并且从新能源装机和利用、场内灵活性资源配置、制氢成本这三个维度进行比较（见图表18）。

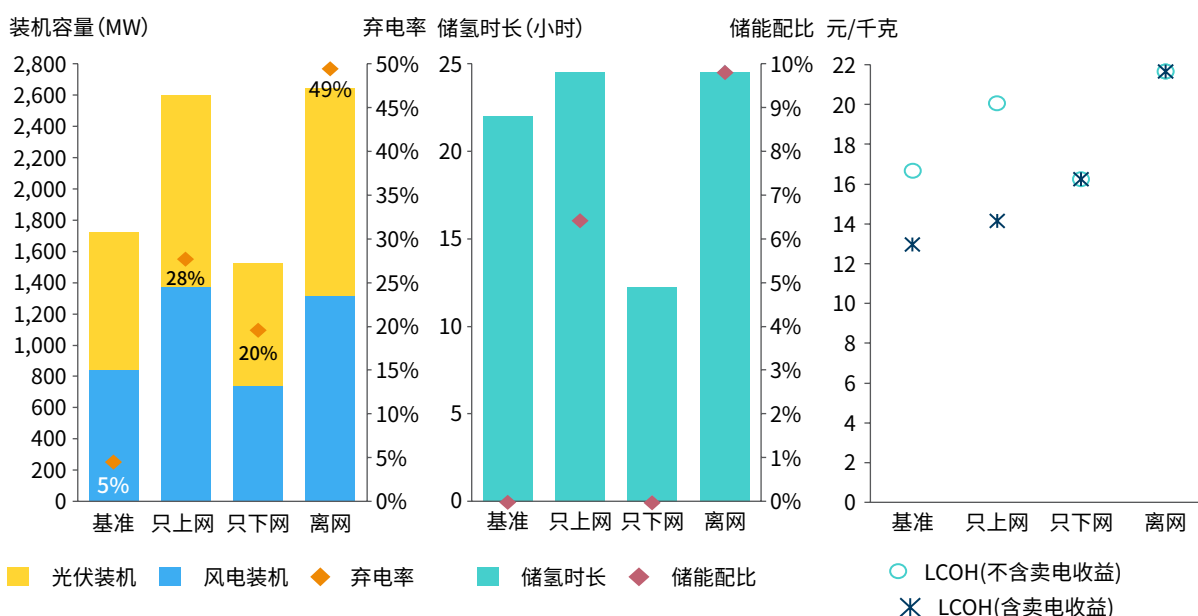
禁止电量下网造成绿氢项目冗余并且推高制氢成本。在严禁电量下网的情况下，不管是否允许电量上网，都会导致较高的新能源装机总量。在只上网情景和完全离网情景下新能源装机总量接近，均较基准情景装机总量高50%以上。由于新能源出力本身的波动性难以满足用氢端稳定负荷的需求，在严禁电量下网的情景中都通过增加电化学储能或者储氢设施的配置来确保终端氢气供应的稳定性。在只上网情景和完全离网情景下，配置的低压储氢罐的等效储氢时长均为24.5小时，配置的电化学储能与新能源装机总量的比例分别为6.4%和9.8%。在这种高冗余配置的情况下，在不考虑卖电收益的情况下，其制氢成本都较高，分别较基准情景增加了20%和30%。只上网情景通过卖电收益降低了制氢成本，但离网情景无法通过电量上网获取收益，其制氢成本在所有情景中最高。

禁止电量上网但允许电量下网将减少初始投资，在不考虑卖电收益的情况下制氢成本最低。只下网情景下，在没有售电收益的激励后，新能源装机总量最低，储氢设施配置量约为其余情景的一半，并且与基准情景一样不配置电化学储能，因此，该情景下能够在不考虑电价收益时拥有最低的制氢成本。

减少绿氢项目与公共电网的连接将提高弃电率。不管是禁止上网还是禁止下网，在除基准情景外的其他三种情景下，弃电率都超过20%，其中离网情景的弃电率高达49%。尽管上述情景都在场内配置了电化学储能或储氢设施，但场内的调节资源主要服务于终端稳定用氢的需求。这也表明，与公共电网的连接对于提高绿氢项目中新能源的消纳率至关重要。

需要注意的是，本研究未对新能源弃电率进行考核，若加强对弃电率的考核将导致对场外和场内灵活性调节资源的需求的提高。

图表18 不同电网连接方式情景对比



来源：落基山研究所

5.4 小结与建议

与公共电网连接相关的要求是绿氢项目中政策设计的关键，也是氢电耦合在微观尺度上交互对于制氢系统和电力系统最关键的环节。

对于项目设计中各类资源配置而言：

- 上网电价和上网电量对于新能源装机量的影响存在一个敏感性较高的区间，在该区间内上网电价和上网电量的政策要求变化对于项目方在进行项目设计和配置时作为边界条件影响较大。其中，上网电价的变化敏感区间在新能源的度电成本附近；上网电量比例限制的敏感区间为10%附近。
- 禁止电量下网将大幅提高项目的资源配置和初始投资成本需求，以确保终端用氢的稳定，具体表现在不仅提高了对于新能源装机量的需求，还增加了对于储能或储氢的配置需求。

对于绿氢制氢成本而言：

- 电量上网的售电收益是降低整体绿氢成本的重要方式，但这部分收益与上网电价和上网电量比例限制的高度相关。
- 不考虑售电收益的情况下，上网电价和上网电量比例限制对于制氢成本影响不大。
- 考虑售电收益的情况下，更高的上网电价和上网电量比例将带来更高的售电收益，从而降低制氢成本。

对于项目运行而言：

- 项目运行中与电力系统相关的变量（上网电量比例、下网电量比例、弃电率等）是相互关联的，项目想要降低上网电量比例意味着将提高下网电量的需求，并且增加弃电率。因此在政策设计上需要考虑不同变量之间的相互关系，进行政策的综合设计。

第六章 项目场内灵活性：促进绿氢项目的运行自主性和电网友好度的调节方式

储电设施和储氢设施是绿氢项目在设计建设过程中配建的，主要用以满足项目负荷的调节需求，属于项目场内调节资源。与依托已经建成的公共电网这一场外资源进行调节不同，场内调节资源需要与绿氢项目一起进行规划和建设，项目方拥有一定程度的自主性决定场内资源的配置方式和容量大小。目前，部分地区对绿氢项目的电储能配置比例有一定要求，项目方需要配置不低于政策要求的电储能设施，电化学储能是目前普遍应用的技术选择之一。

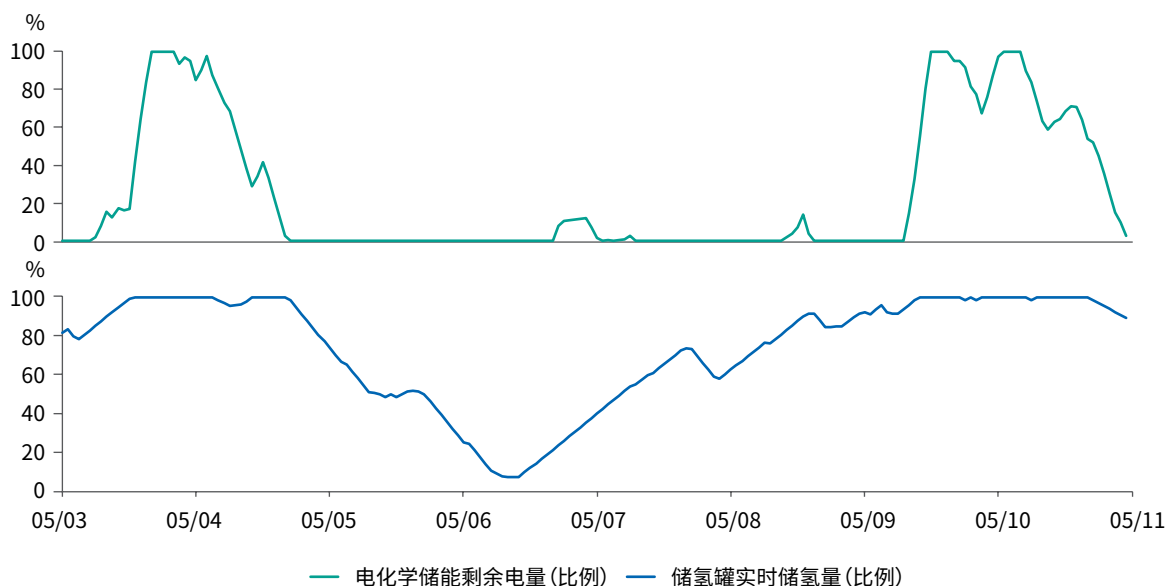
储氢设施作为最靠近用氢负荷的调节选择，能直接、高效地应对绿氢产量的变化，保障终端氢气供应的相对稳定。储电设施作为靠近电源端的调节选择，通过平抑新能源出力的波动，调节对电解槽的供电曲线，从而达到平稳绿氢产能曲线的目的。不仅如此，储电设施还能确保电解槽的工作负荷在其要求范围内，增加了对电解槽设备稳定性的保障。

6.1 储氢设施是绿氢项目用氢负荷稳定运行的必备选项

在基准情景下模拟结果显示，绿氢项目倾向于选择配建储氢罐来实现场内的灵活性调节，而不选择配建电化学储能，并且此时储氢罐容量等效为22小时的最大产能，而储能装机容量为零。绿氢项目倾向于配置储氢而非电化学储能的主要原因在于：

- 从经济性的角度，低压储氢比电化学储能在单位能量的成本上更低。在同样的发电条件下，假设发电成本为1，储1kg氢的单位能量成本为52.64。而通过储电再制取1kg氢的单位能量成本为58.33，比储氢高10.8%。
- 从运行特性上，储氢设施由于目前可进行更长时间尺度的调节，而配建的电化学储能的储能时长主要以4小时调节为主，因此储氢设施可以更大程度地参加日内乃至多日的调节。以图表19为例，对于5月5日和5月6日这种需要连续多日调节的情况，电化学储能自身调节能力不足难以参与，此时储氢由于容量充足，可以连续两日利用储存的绿氢为下游生产提供稳定负荷。

图表19 储氢设施与电化学储能典型调节曲线



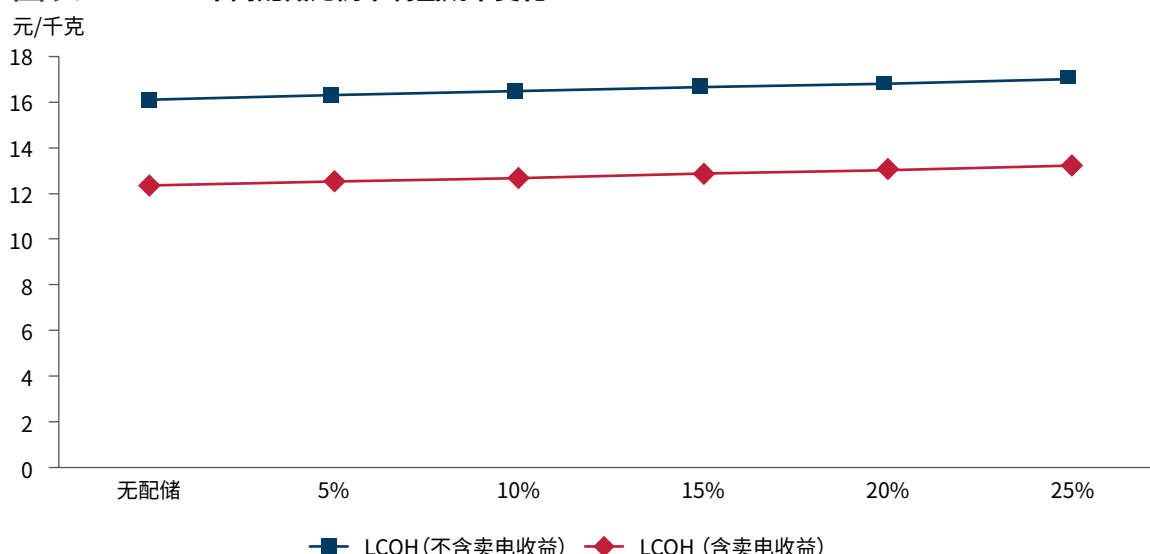
来源：落基山研究所

储氢设施是在多数情景下绿氢项目的必备选择。情景模拟结果显示，即使在强制配储情景下，绿氢项目依然会选择不小于10小时等效最大产能的储氢设施。这也意味着，在现有政策关于公共电网可提供的场外调节能力的限制下，绿氢项目难以单独依靠储能实现场内灵活性配置要求，必须依赖储氢设施为绿氢供应提供容量更大、反应更直接的波动调节能力。

6.2 强制配储提高制氢成本，但可以节省项目运行成本并减轻电网运行压力

在固定储氢量且固定风光装机量的情况下，本报告通过模拟不同的强制配储比例来研究配储对绿氢项目的影响。**强制配储比例的增加导致制氢成本上升。**由于在无配储的情景下，上网电量已经达到政策要求的最大上网电量要求限制，因此即使提高配储比例，上网电量也并不会增加，绿氢项目也并不能通过提高售电电量而降低制氢成本。最终，配储比例上升导致初始投资成本增加，进而无论是否考虑卖电收益都推高了制氢成本，即配储比例每增加5%，制氢成本上升1%~1.7%（见图表20）。

图表20 不同配储比例下制氢成本变化



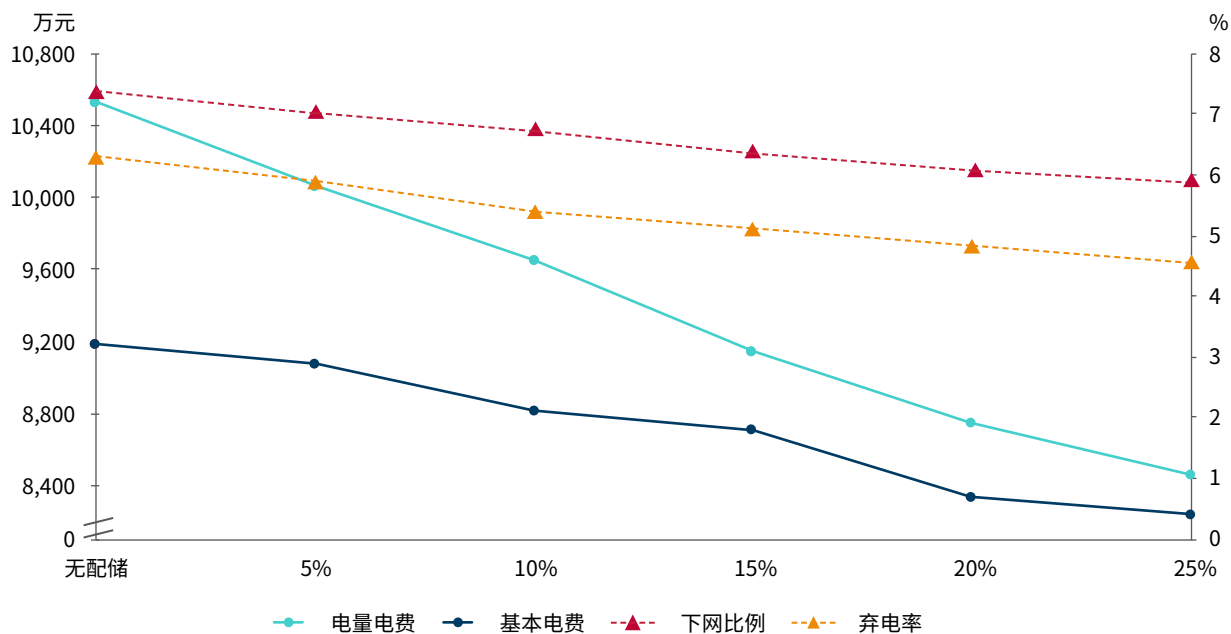
来源：落基山研究所

尽管强制配储增加了绿氢项目成本，但为减轻电网运行压力提供了正外部性（见图表21）。

- **降低下网电量需求：**更高配置比例的电化学储能能在同等的储能小时数下拥有更大的功率和容量，因此能够在新能源出力不足时提供更多的电量支撑，从而减少这些时段的下网电量。强制配储比例每增加5个百分点，下网电量比例减少约4%。
- **降低下网功率需求（见图表22）：**在无配储情景下，绿氢项目全年约20%的天数的日内最大下网功率达到了变压器的最高下网功率；在25%的配储比例下，这一比例降低至14%。与此同时，在无配储情景下，全年有67%的天数对电网不存在电量下网需求；在25%的配储比例下，这一比例增加至74%。
- **降低弃电率：**弃电率刻画了项目对电量上网的需求。配储比例越高，项目通过储能存储的富余电量越高，弃电量因此下降且几乎呈线性下降。强制配储比例每增加5个百分点，弃电率下降0.3~0.5个百分点。

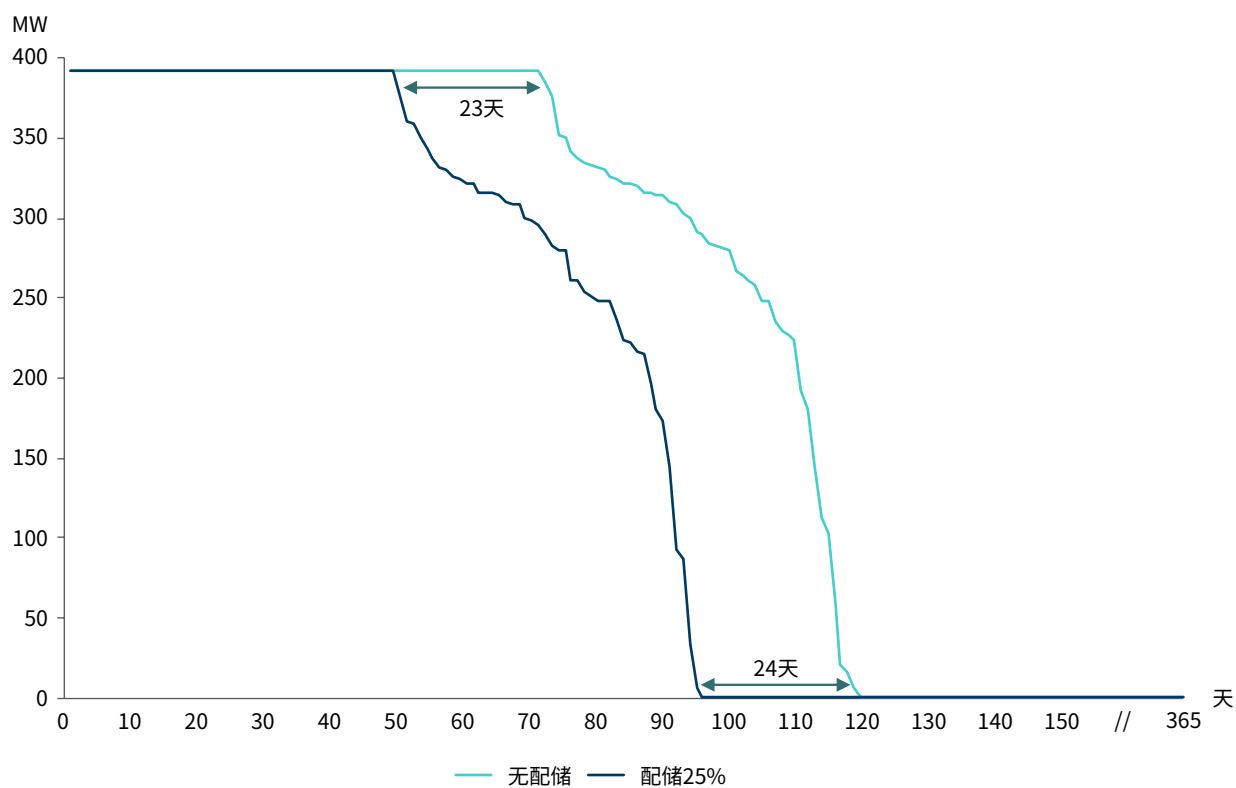
强制配储减轻了电网运行压力的同时也为项目本身减少了运行费用。下网电量比例的减少直接带来了与购电量相关的电量电费的减少和与月最大下网功率相关的基本电费的减少，节省了项目的运行成本。其中，配储比例每增加5%，电量电费降幅约4%；基本电费的下降幅度与配储比例的增加为非线性关系，其中在配储比例为15%~20%间基本电费降幅最大，为4%。

图表21 不同配储比例下项目运行情况



来源：落基山研究所

图表22 不同配储情景年内日最高尖峰负荷对比



来源：落基山研究所

此外，我们还观察到，随着配储比例的增加，电化学储能的年利用率有所下降。当配储比例为5%时，电化学储能的年利用率为7.3%，而当配储比例提高至25%时，年利用率降至5.8%。利用率的下降也导致了配储效益的增速变缓，在图表21中，当配储比例从20%上升到25%时，下网电量比例和相应的电量电费的下网斜率都有所减小。

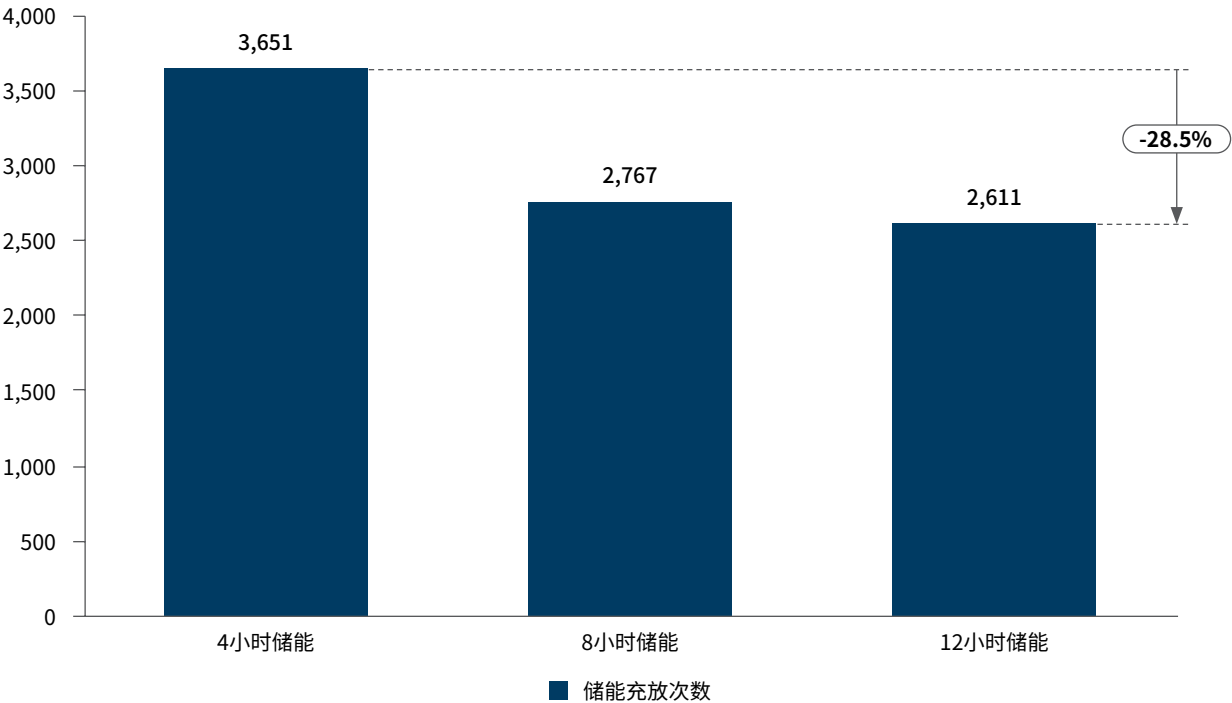
6.3 绿氢系统对于电化学储能功率的需求优先于对于储能时长的需求

国内部分地区对绿氢项目中电化学储能配置提出了要求，并且以新能源配储要求为参考。本研究进一步在配置储能容量相同的情况下，对比了储能时长和储能功率的影响，分别设置了4小时、8小时和12小时的储能时长，装机分别为516MW、258MW和172MW。

模拟结果显示，功率更大的4小时储能在绿氢项目中调节作用发挥得更加充分：

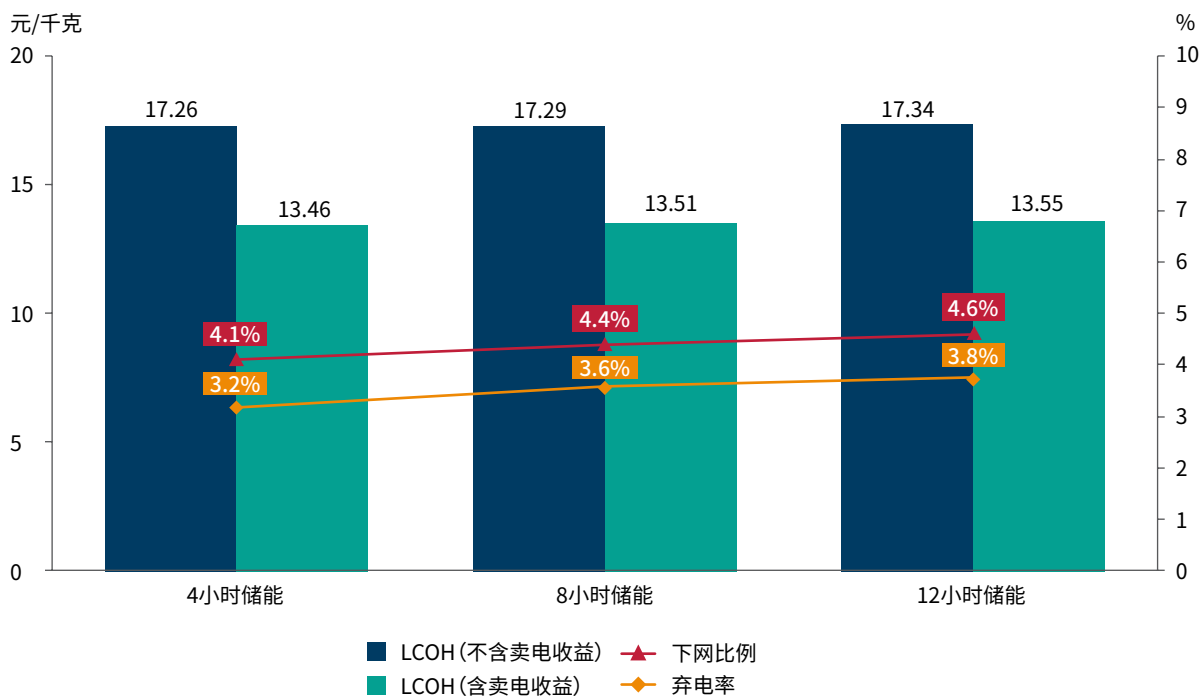
- 从储能自身运行角度来看，固定储能容量的情况下，储能时长越短其利用率越高（见图表23）。4小时储能在运行时不仅调用次数更多，而且整体充放电电量更大。12小时储能与4小时储能相比，充放电次数降低了28.5%，且充放电电量降低了30.4%。
- 从绿氢项目运行角度来看，固定储能容量的情况下，储能时长越短制氢成本越低且对公共电网的需求越低（见图表24）。三组储能时长下，项目上网电量都接近20%的最大限制，但4小时储能下网电量比例更低，且储能时长越长下网比例不断提高。三组情景对比下，储能时长越长，弃电率也越高，即对电量上网的需求也越高。与此同时，下网电量的减少节省了项目的购电费用从而导致了更低的制氢成本。随着储能时长的增加，含卖电收益和不含卖电收益的制氢成本均增加。

图表23 相同容量电化学储能不同储能时长下储能充放次数对比



来源：落基山研究所

图表 24 相同容量电化学储能不同储能时长下绿氢项目运行情况



综上，由于绿氢项目已经选择了储氢设施作为长时间尺度的调节来源，对于电化学储能设施的需求主要表现为短时功率变化的支撑，因此，在储能容量一定的情况下，功率更高的4小时储能得到了更充分的调用。实际上，若绿氢项目配置的储能在保证功率的同时提高储能时长，将对于系统调节发挥更大作用，但需要综合考虑投入的成本。

6.4 小结与建议

在场内灵活性的讨论结果显示，绿氢项目从自身经济性角度和为了满足负荷的需求会自发配置储氢设施。配置电化学储能会增加绿氢项目项目成本，但能降低电网调节需求。因此，在配储政策上应综合考虑配储对绿氢项目本身和对电网系统的影响。

在场内调节资源相关的政策设计上：

- 有关储氢设施配置的相关政策要求可适当从简，由项目发挥自身配置的积极性，根据项目情况自主优化决定。
- 从配储比例来看，配储比例越高时电化学储能利用率越低，且配储比例超过20%后，电化学储能对于系统稳定运行的边际作用降低，此时制氢成本仍呈线性增加。为保证电化学储能利用的经济高效，配储比例的政策要求可以在20%的范围内。
- 从配储时长来看，储能主要用于日内的波动调节，在已经配备了储氢设施的情况下，当储能容量一定时，储能时长越短、功率越高时，储能利用率越高。绿氢项目往往更需要大功率的储能设备参与调节。因此，在绿氢项目电化学储能配置的相关政策设计上，为对项目运行和电网运行波动的影响，应重点对最低配储比例进行探讨，可适当放宽对配储时长的要求。

第七章 总结与建议：立足发展阶段，建立推动产业蓬勃发展的政策机制和项目决策体系

绿氢产业是双碳目标下未来能源体系中的关键产业。现阶段，绿氢产业仍处于发展初期，利用好政策与市场工具，引导产业规模化发展、降低绿氢供应成本是当前重点任务。本报告以内蒙古的风光制氢项目为研究案例，定量地探讨了绿氢项目开发和运营过程中关键政策变量与项目投资运营决策之间的互动关系。本报告致力于通过模拟、优化和分析结果，为政策制定者进一步优化绿氢项目配置政策提供可参考的建议，为业主加快推进投资决策与项目落地提供可参考的判断依据，助力推动风光制氢一体化项目乃至整个绿氢产业蓬勃发展。

按照绿氢项目政策中的具体变量，本研究发现：

- **上网政策（电量比例限制与电价水平）直接影响风光制氢项目余电上网部分电量的收益，对成本最优场景下风光发电资源的装机量、超配比例和产品经济性起决定性作用。**允许上网的余电量比例越高，最优场景下的风光装机水平越高，风光超配情况越明显，项目总规模越大，当上网电量限制从10%调整至20%时，风光装机总量增加3%，将上网收益纳入核算的平准化氢成本下降11%，但不考虑上网收益的平准化氢成本上升2%。上网电价水平对成本经济性也有明显影响，电价水平越高，将上网收益纳入核算的平准化氢成本越低。电价水平在新能源平准化度电成本附近时，电价水平变化对风光装机配置总量和风光配比的影响更加显著。
- **下网政策将决定场内储能配置情况，下网电量比例限制调整至5%或更低时，继续严格限制下网电量将显著推高项目成本。**模拟结果显示，在当前各项政策约束下确定的最优场景中，下网电量水平通常不会触及10%这一限额，一般在4%-8%左右，下网限额这一政策变量对项目配置的影响不明显。但当限额调整至5%以下时，下网电量限制将开始影响场外灵活性供给，灵活性需求向场内灵活性挤压，项目方或需通过提高场内灵活性资源配置来补足灵活性需求，显著推升项目成本。
- **电化学储能配置政策直接影响系统成本，现阶段，业主方出于成本考虑一般缺乏超配电储能设施的动力，但配置电化学储能对于项目所在地电网而言具有外部性收益。**测算显示，电化学储能在本研究所列的灵活性供给选项中不具有比较优势，除个别有严格电网交互限制的场景外，电化学储能不是项目自然选择的灵活性资源，电化学储能的配置需要借助政策要求，项目方一般按照政策要求下限加以配置，按照政策要求配置4小时、15%的电化学储能与无配储的情景下相比，初始投资成本提高7%。政策约束下配置电化学储能后，相比于无储能配置的情况下，下网电量下降13%，项目对当地电网更友好。
- **与电化学储能相比，低压储氢是具有比较优势的场内灵活性选择，政策变量对配置的影响较小。**相比于电化学储能，低压储氢的比较优势体现在循环次数和充放功率方面。因而在需要连续稳定供氢的场合，在土地和初始投资较为宽松时，最优场景倾向于在低压储氢和电化学储能中优先配置前者。

从政策制定的角度，建议：

- **审慎设定和调整上网电量比例限制，适时调整上网电价。**上网电量比例限制的调整和电价水平的变动将直接影响风光装机配置规模和绿氢产品经济性。若考虑推行更严格的上网电量比例要求，需要重点评估调整前后的项目和产品经济性的变化，避免政策调整对产业发展带来不利影响。余电上网电价方面，价格水平的变动可能为产品经济性带来最高30%左右的浮动，以燃煤基准价上网可能驱动项目过量配置风光装机，以较低水平补偿上网电量会影响项目经济性，建议在价格政策调整时参考项目所在地风光发电平准化成本上网电价区间确定余电上网价格水平。
- **合理确定下网电量限制比例，在现有基础上可以有小幅收紧，但需留有余量。**现行条件下，下网电量比例限制相对宽松，对项目的决策和运行影响不显著，小幅收紧下网电量限制不会对项目和产品经济性形成决定性影响。严格限制下网电量将显著提升项目成本，推高项目内发电和储能装机的冗余，因此在调整下网电量限额时需留有余量，避免导致项目低效配置。
- **权衡电化学储能配置的比例和时长要求，平衡现阶段业主的成本可负担性和未来绿氢项目大规模发展后电网的调节需求。**与其他场内场外灵活性资源相比，电化学储能在经济性方面不具有比较优势，项目内电化学储能配置需要政策加以引导。项目配置电化学储能会带来正外部性，惠及项目所在地电网。
- **在氢储能方面，适当推动长周期储能的先行先试。**项目内低压储氢设施发展对政策端的需求较弱；由于可再生能源存在季节性供给波动，政策端可适度考虑在跨季节储氢方面支持早期超前探索。

从绿氢项目业主的投资与运营角度，我们建议：

- **场外灵活性配置方面，存量项目业主可优先关注上网电价调整趋势，增量项目开发商还需重点关注上网电量限制的变化情况。**存量项目中各类发电和储能装机配置已经完成，因而项目优化策略主要侧重在运行层面。考虑到全国统一电力市场（尤其是电力现货市场）建设的快速推进，余电上网电价又对产品经济性有显著影响，存量项目需将高比例可再生电力系统中电价变化的整体趋势作为关键因素纳入决策。增量项目方面，上网电量和电价约束将共同影响项目内各技术的最优装机规模，业主需重点核算各个政策组合下产品经济性的变化情况，分析项目和产品经济性相对于政策调整的敏感程度，确保项目在政策约束变化时取得稳健的收益水平。
- **场内灵活性配置方面，预留好场内灵活性再开发的空間和与预案，为中远期灵活性供需关系变化留好应对空间。**从中远期看，随着电网可再生能源比例的提升和绿氢项目规模的发展，公共电网提供的场外灵活性资源将越来越体现备用与应急的属性，绿氢项目的常规灵活性调节将更多地依赖场内灵活性资源。当政策制定者通过市场和行政机制引导这一趋势时，既有项目有可能通过场内灵活性资源的再开发实现收益优化，因此项目业主可预留项目场内灵活性资源再开发的预案，更好地应对未来政策与市场环境调整。

参考文献

- 1 国家发展改革委, 国家能源局, 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035年), https://www.gov.cn/xinwen/2022-03/24/content_5680973.htm, 2022
- 2 李婷, 刘玮等, 开启绿色氢能新时代之匙: 中国2030年“可再生氢100”发展路线图, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-Hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>, 2022
- 3 李抒苒, 薛雨军, 王珮珊等, 集群化发展助力低碳转型之: 工业场景中大规模绿氢应用模式研究, 落基山研究所, <https://rmi.org.cn/insights/transitioning-chinas-industrial-sectors-creating-clusters-for-large-scale-green-hydrogen-integration/>, 2024
- 4 李婷, 谭光瑀, 王喆, 张博雅, 中国氢储运中长期布局图景和技术展望, 落基山研究所, <https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-and-technology-evolution-in-china/>, 2024
- 5 李婷, 刘玮等, 开启绿色氢能新时代之匙: 中国2030年“可再生氢100”发展路线图, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-Hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>, 2022
- 6 李婷, 刘玮等, 开启绿色氢能新时代之匙: 中国2030年“可再生氢100”发展路线图, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-Hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>, 2022
- 7 李婷, 刘玮等, 开启绿色氢能新时代之匙: 中国2030年“可再生氢100”发展路线图, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-Hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>, 2022
- 8 中国电力科学研究院, 电氢耦合发展报告: 2023年, 中国电力出版社, 2024
- 9 中国电力科学研究院, 电氢耦合发展报告: 2023年, 中国电力出版社, 2024
- 10 中国电力科学研究院, 电氢耦合发展报告: 2023年, 中国电力出版社, 2024
- 11 李远, 让内蒙古的风, 点亮万家灯火, 人民日报, http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023-07/10/content_26006143.htm, 2023
- 12 内蒙古清洁能源产业协会, 2022年内蒙古电力工业运行情况, <https://mguangfu.bjx.com.cn/mnews/20230222/1290425.shtml>, 2023
- 13 内蒙古自治区二零二一年电力能源的有关指标及情况, 内蒙古新能源网, <https://www.nmgxny.com/industry/1179.html>, 2022
- 14 中国气象局, 中国风能太阳能资源年景公报 (2023), https://www.cma.gov.cn/zfxgk/gknr/qxbg/202402/t20240222_6082082.html, 2024
- 15 内蒙古太阳能行业协会, 内蒙古: 2023年光伏装机容量超23GW 同比增长47.12%, <https://mguangfu.bjx.com.cn/mnews/20240226/1362918.shtml>, 2024
- 16 国家发展改革委, 国家能源局, 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035年), https://www.gov.cn/xinwen/2022-03/24/content_5680973.htm, 2022
- 17 内蒙古自治区能源局, 内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进氢能产业高质量发展的意见, <http://nyj.nmg.gov.cn/openApi/downloadPdf?docid=2038006>, 2022
- 18 内蒙古自治区人民政府, 内蒙古自治区能源局, 内蒙古自治区风光制氢一体化示范项目实施细则 (2022年版), <http://img.nmgdhy.com/upload/file/20220728/6379460059180349854381915.pdf>, 2022
- 19 内蒙古自治区人民政府, 内蒙古自治区能源局, 内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则2023年修订版 (试行), www.nmxc.gov.cn/nmxc/zxgk/zxgk/zfxgkml/tzgg/2023112110034988685/2023112110024162145.pdf, 2023

- 20 风光资源数据, <https://www.renewables.ninja/>, 2024
- 21 内蒙古自治区人民政府, 内蒙古自治区能源局, 内蒙古自治区能源局关于印发实施2022年度风光制氢一体化示范项目的通知, https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/tzgg_16482/tz_16483/202209/t20220929_2143302.html, 2022
- 22 内蒙古自治区人民政府, 内蒙古自治区能源局, 内蒙古自治区能源局关于实施兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目等风光制氢一体化示范项目的通知, https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/tzgg_16482/tz_16483/202301/t20230104_2197474.html, 2023
- 23 内蒙古自治区投资项目在线审批办事大厅, <https://nmg.tzxm.gov.cn/>, 2024

高硕, 陈梓浩, 张沥月, 雷灵龙等. 氢电耦合发展报告: 基于绿氢项目尺度的发展策略研究, 落基山研究所, 2024

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别说明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2024年12月, 落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所
的注册商标。