

电力及公用事业行业跟踪报告

如何定量理解绿电直联对新能源消纳的影响？

——“电力+”系列研究（二）

推荐（维持）

华创证券研究所

证券分析师：霍鹏浩

邮箱：huopenghao@hcyjs.com

执业编号：S0360524030001

证券分析师：李清影

邮箱：liqingying@hcyjs.com

执业编号：S0360525080004

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	228	0.03
总市值(亿元)	51,070.42	3.84
流通市值(亿元)	42,897.90	4.02

相对指数表现

%	1M	6M	12M
绝对表现	2.3%	10.1%	16.5%
相对表现	-0.9%	0.5%	-10.3%



相关研究报告

《气象数据大盘点，厄尔尼诺如何影响能源变化？》

2026-05-23

《电力+算力：开启电算融合新周期——“电力+”系列研究（一）》

2026-03-11

《电力及公用事业行业重大事项点评：绿电下游新需求不断涌现，“电力+算力”为绿电打开全新增长空间》

2026-02-28

- **供给扩张：装机增速超越用电增速，新能源转型趋势明显。**1、**新能源主导新增装机格局，能源结构发生根本性转变。**2025 年，我国新能源（风电+光伏）占新增装机的比例达到 80%，而 2013 年仅为 14%，风光已成为绝对主导，新能源对增量电力供给的支撑作用日益凸显。2、**近年来我国装机增速高于用电增速。**由于风光发电具有波动性与间歇性，我们引入“等效火电”调整方法，对风电、光伏进行“等效火电”处理。经此调整后，2012~2025 年全国等效装机增速 CAGR 为 7.3%，用电量增速 CAGR 为 5.8%，表明经调整后的装机增速仍然高于全社会用电需求的增长，进而带来了新能源消纳的压力。
- **消纳承压：新能源利用小时下滑，约两成电量面临消纳困境。**1、**风光利用小时数趋势性下行，新能源消纳承压。**近年来，风电利用小时数从 2022 年的 2219 小时下行至 2025 年的 1801 小时；光伏则更为显著，从 2022 年的 1340 小时下行至 2025 年约 1015 小时，由于装机增速持续快于负荷增速，**新能源面临消纳困境，利用小时数下行压力加大。**2、**待消纳缺口测算：**我们以 2018~2024 年风光利用小时数历史均值为利用小时的理论中枢（风电约 2152 小时，光伏约 1258 小时基准），乘以对应年末装机规模，得到理论发电量；再与实际发电量相减，差值即为待消纳的缺口电量。经过测算可得，**2025 年待消纳的缺口电量约 5159 亿度，待消纳的缺口电量/理论发电量高达 18%，若持续缺乏有效的消纳手段，新能源装机的继续扩张或将面临收益率持续下滑。**
- **绿电直联：增量新能源消纳的破局之道。**1、**政策密集落地，绿电直联已从试点走向规模推广阶段。**从 650 号文确立制度基础、明确源荷匹配规范，到 1192 号文打通价格机制、自发自用电量免缴系统运行费，再到 688 号文将适用场景由单一用户延伸至多用户，绿电直联商业模式的规模化推广条件已基本具备。根据不完全统计，截至 2026 年 5 月，全国已完成审批的绿电直联项目达 100 个，新能源装机规模合计约 26.11GW。2、**绿电直连的优势：降低综合用电成本，满足欧盟碳合规认证。**1）**经济维度：**绿电直联具备显著经济比较优势。1192 号文明确规定，直联项目自发自用电量暂免缴纳系统运行费。2）**碳合规维度：**对于产品出口欧盟的制造业企业而言，绿电直联不仅是降本工具，更是规避碳关税、保障市场准入的合规刚需。3、**消纳测算：绿电直联治增量之标，多路径协同治存量之本。**1）**新增项目：**根据测算，2026 年光伏+风电新增装机约为 330GW，若不加干预，参照历史待消纳缺口规律，新增项目将面临约 18%的消纳缺口，对应等效负荷约 59GW。**若绿电直联项目能加速扩容至约 60GW 规模，理论上可有效覆盖增量新能源的消纳缺口。**2）**存量项目：**存量项目的消纳改善有赖多路径协同，包括特高压外送、抽水蓄能及新型储能、全国电力市场化改革的深化等方式，多措并举方能实现消纳格局的优化。
- **投资建议：绿电直联有望重塑传统绿电运营商估值逻辑。我们梳理出三条投资线索：**1、**绿电直联项目已实质落地，先发优势最为确定。**建议关注大唐发电、甘肃能源。2、**深耕绿电直联重点省份，区域布局优势显著。**我国华北地区、西北地区以及东北地区为绿电直联项目较为密集的区域，华北地区方面，强推河北省海风龙头**新天绿色能源（H）**，建议关注河北省综合能源运营商**建投能源**，北京综合能源运营商**京能电力**，内蒙古综合能源运营商**华能蒙电**；西北地区方面，建议关注宁夏综合能源运营商**嘉泽新能**及**银星能源**；东北地区方面，建议关注华电集团旗下的辽宁能源运营商**华电辽能**。3、**全国性新能源运营商或同步受益。**具备全国化新能源资产布局的平台型绿电运营商，不依赖单一区域，或将在绿电直联规模扩张中凭借项目储备广度与议价能力同步受益，建议关注**龙源电力（H）、晶科科技、太阳能、金开新能、节能风电**。
- **风险提示：**绿电直连政策落地不及预期、用电需求增速不及预期、电价下行风险。

目 录

一、 供给扩张：新能源转型趋势明显，装机增速超越用电增速	4
1、 新能源主导新增装机格局，能源结构发生根本性转变	4
2、 近年来我国装机增速高于用电增速	4
二、 消纳承压：新能源利用小时下滑，约两成电量面临消纳困境	5
1、 风光利用小时数趋势性下行，新能源消纳承压	5
2、 待消纳缺口测算：25 年待消纳缺口约 5159 亿度，占理论发电量的 18%	5
三、 绿电直联：增量新能源消纳的破局之道	6
1、 政策密集落地，绿电直联已从试点走向规模推广阶段	6
2、 绿电直连的优势：降低综合用电成本，满足欧盟碳合规认证	7
3、 消纳测算：绿电直联治增量之标，多路径协同治存量之本	8
四、 投资建议	9
五、 风险提示	10

图表目录

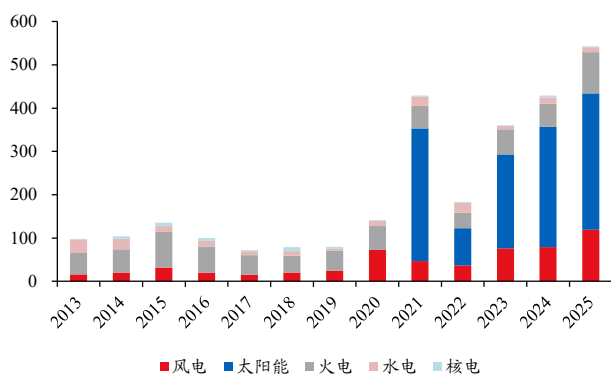
图表 1	分能源类型新增装机 (GW)	4
图表 2	分能源类型新增装机占比情况 (%)	4
图表 3	近年来全国用电增速 vs 累计装机增速情况 (等效火电调整后)	4
图表 4	风电、光伏利用小时数出现下行趋势 (小时)	5
图表 5	新能源待消纳缺口规模测算 (小时)	5
图表 6	绿电直连国家相关政策梳理	6
图表 7	绿电直连项目梳理 (GW)	7
图表 8	分地区绿电直连项目统计 (GW)	7
图表 9	电价的构成情况	8
图表 10	增量新能源项目消纳测算	9

一、供给扩张：新能源转型趋势明显，装机增速超越用电增速

1、新能源主导新增装机格局，能源结构发生根本性转变

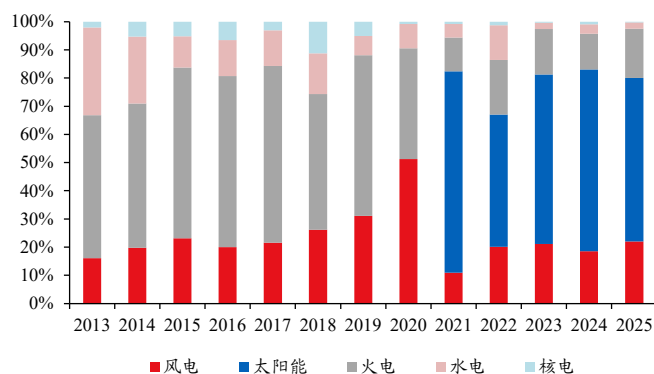
历经十年演变，中国新增装机结构已从火电主导彻底转向新能源主导，能源结构正经历前所未有的系统性变化。2025 年，新能源（风电+光伏）占当年新增装机的比例已达到 80%，而这一数字在 2013 年仅为 14%；火电新增装机占比则从 2013 年的约 45% 降至 2025 年的 17%，风光已成为绝对主导。综合来看，中国电力新增装机已完成从化石能源主导向清洁能源主导的系统性切换，新能源对增量电力供给的支撑作用日益凸显。

图表 1 分能源类型新增装机（GW）



资料来源：Wind，华创证券

图表 2 分能源类型新增装机占比情况（%）



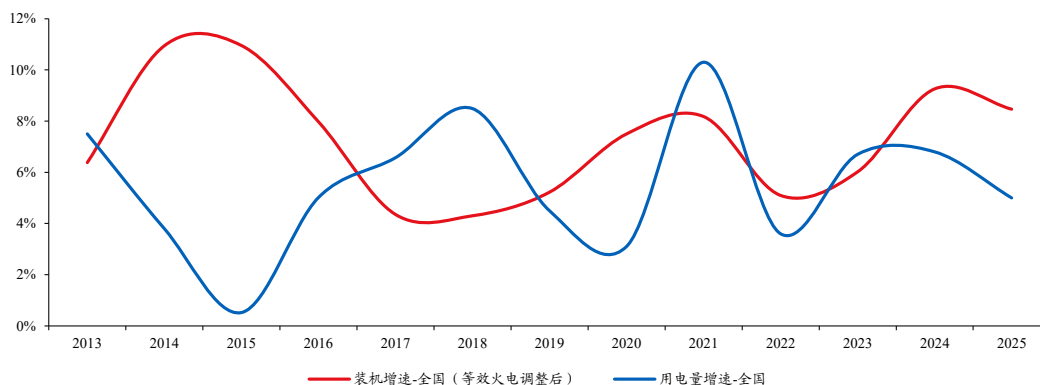
资料来源：Wind，华创证券

2、近年来我国装机增速高于用电增速

由于风光发电具有波动性与间歇性，其低利用小时数所贡献的有效电力供给能力低于其名义装机规模，因此风光的快速扩张会带来装机增速“失真”。

我们引入“等效火电”调整方法，对风电、光伏进行“等效火电”处理。通过计算当年各类电源的利用小时数与火电利用小时数之比得到“等效火电系数”，从而将各类装机换算为等效火电容量，使不同发电特性的电源具备横向可比性。经此调整后，2012~2025 年全国等效装机增速 CAGR 为 7.3%，用电量增速 CAGR 为 5.8%，表明经等效火电调整之后的装机增速仍然高于全社会用电需求的增长，因此带来了新能源消纳的压力。

图表 3 近年来全国用电增速 vs 累计装机增速情况（等效火电调整后）



资料来源：Wind，华创证券

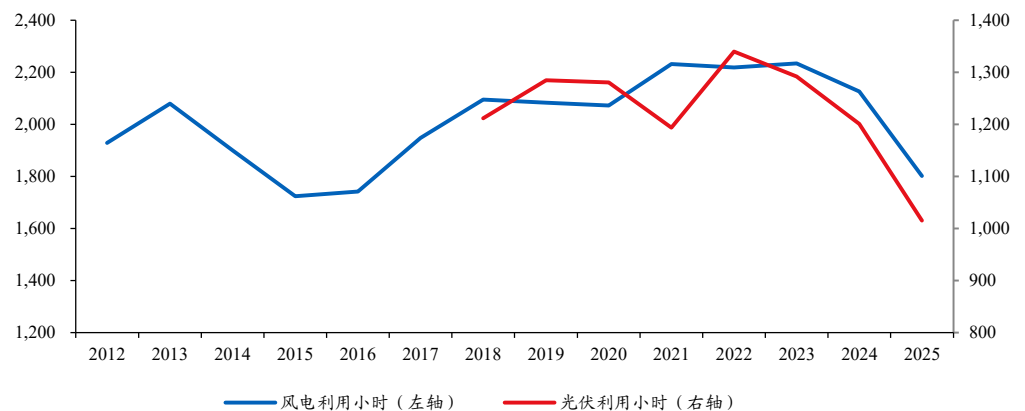
二、消纳承压：新能源利用小时下滑，约两成电量面临消纳困境

1、风光利用小时数趋势性下行，新能源消纳承压

近年来，风光利用小时数呈现趋势性下行，消纳问题凸显。

近年来，风电利用小时数从 2022 年的 2219 小时下行至 2025 年的 1801 小时；光伏则更为显著，从 2022 年的 1340 小时下行至 2025 年约 1015 小时，总体趋势方向清晰向下。由于装机增速持续快于负荷增速，而电网无法消纳全部新能源发电，新能源面临消纳困境，利用小时数下行压力加大。

图表 4 风电、光伏利用小时数出现下行趋势（小时）



资料来源：Wind，华创证券

2、待消纳缺口测算：25 年待消纳缺口约 5159 亿度，占理论发电量的 18%

待消纳缺口测算方法：我们以 2018~2024 年风光利用小时数历史均值为利用小时的理论中枢（风电约 2152 小时，光伏约 1258 小时基准），乘以对应年末装机规模，得到理论发电量；再与实际发电量相减，差值即为待消纳的缺口电量。

经过我们测算可得，2025 年待消纳的缺口电量约 5159 亿度，待消纳的缺口电量/理论发电量高达 18%。若持续缺乏有效的消纳手段，新能源装机的继续扩张或将导致项目收益率承压下降，进而影响能源转型的推进进展。

图表 5 新能源待消纳缺口规模测算（小时）

指标	单位	新能源弃电规模测算
风电18~24年利用小时中枢	小时	2152
光伏18~24年利用小时中枢	小时	1258
中枢水平下2025年风电电量	亿度	13773
中枢水平下2025年光伏电量	亿度	15116
实际2025年风电电量	亿度	11529
实际2025年光伏电量	亿度	12201
待消纳的缺口	亿度	5159
待消纳的缺口/理论发电量	%	18%

资料来源：Wind，华创证券测算

三、绿电直联：增量新能源消纳的破局之道

1、政策密集落地，绿电直联已从试点走向规模推广阶段

2025 年 5 月，国家发展改革委国家能源局联合印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，奠定了绿电直联制度基础，明确绿电直联是指风电、光伏等新能源不接入公共电网、通过直连线路向单一用户供电的新型消纳模式，并对项目建设条件、投资主体资格及源荷匹配比例（自发自用电量占总可用发电量不低于 60%）作出系统性规范，打通新能源消纳“最后一公里”。

2025 年 9 月，1192 号文进一步完善价格机制，明确项目自发自用电量暂免缴纳系统运行费，同时规范输配电费征收方式，着力降低用户参与绿电直联的经济成本，增强模式吸引力。

2026 年 5 月，688 号文将适用范围由单一用户延伸至多用户场景，允许一个或多个绿色电源通过专用线路向多个用户供绿电，优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业，并同步明确并网型项目上网电量原则上不超过总可用发电量的 20%，进一步规范运行管理边界，是国家为促进新能源就近消纳、拓宽绿电供应渠道的重大创新举措。

总体来看，伴随绿电直连相关政策文件的密集递进，政策体系从单点突破走向系统构建，绿电直联商业模式的可复制性与规模化推广条件已基本具备。

图表 6 绿电直连国家相关政策梳理

文件名称	文件简称	发布时间	主要内容
《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》 发改能源〔2025〕650号	650号文	2025年5月	1、适用范围：绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。按负荷是否接入公共电网，分为并网型和离网型两类。 2、项目建设条件：新增负荷可配套建设新能源项目。存量负荷须在足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连。有降碳刚性需求的出口外向型企业可利用周边新能源资源探索存量负荷绿电直连。 3、投资主体：绿电直连项目原则上由负荷作为主体责任单位，包括民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）均可投资。电源与负荷非同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议。项目中新能源发电项目豁免电力业务许可。 4、源荷匹配要求（并网型）：应按照“以荷定源”原则科学确定装机规模。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于60%，占总用电量的比例应不低于30%，2030年前不低于35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省确定，一般不超过20%。现货市场未连续运行地区，不允许向公共电网反送。
《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》 发改价格〔2025〕1192号	1192号文	2025年9月	1、公共电网提供稳定供应保障服务：对以新能源发电为主要电源的就近消纳项目，公共电网按照接网容量提供可靠供电等服务，保障其安全稳定用电。新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于60%，占总用电量比例不低于30%，2030年起新增项目不低于35%。 2、输配电费：项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。月度容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费+所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730小时×接入公共电网容量。平均负荷率暂按所在省份110千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行。 3、系统运行费：项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡；暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。 4、平等参与电力市场：项目原则上作为统一整体参与电力市场。现货市场未连续运行地区，原则上不向公共电网反向送电、不开展送电结算。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按下网电量承担上环节线损费用。
《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》 发改能源〔2026〕688号	688号文	2026年5月	1、适用范围：多用户绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源发电不直接接入公共电网，通过专用线路和变电设施向多个用户供给绿电，实现供给电量清晰溯源和分配的模式。有绿色电力消费需求的用户、工业园区、零碳园区、增量配电网等均可组成多用户绿电直连项目。优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业和未来产业开展绿电直连。 2、规划投资：项目应按照“以荷定源”原则合理规划新能源装机规模，年自发自用电量占总可用发电量的比例不低于60%，占总用电量的比例不低于30%，2030年前不低于35%。项目主体责任原则上由电源方与负荷方合资组建，也可由一方单独投资组建。项目及其内部资源豁免电力业务许可。 3、运行管理：并网型项目年上网电量原则上不超过总可用发电量的20%。在省级能源主管部门明确的消纳困难时段，不得向公共电网反送电。项目新能源弃电不纳入新能源利用率统计。 4、交易与价格机制：并网型项目原则上应作为整体参与电力市场交易，由项目主体责任单位统一申报；初期可以“报量不报价”方式参与电力现货市场，条件成熟时逐步过渡至“报量报价”。项目不得由电网企业代理购电。并网型项目应符合1192号文相关要求，公平承担输配电费、系统运行费、政策性交叉补贴等费用。项目新能源发电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。

资料来源：国家发展改革委，国家能源局，江西省发改委，华创证券

绿电直联项目加速落地，华北地区引领全国规模扩张。根据我们不完全统计，截至 2026 年 5 月，全国已完成审批的绿电直联项目达 100 个，新能源装机规模合计约 26.11GW（由于部分项目数据尚未完整披露，实际规模或更高）。

从区域分布看，华北地区以绝对优势居首，内蒙古与河北合计贡献项目数逾 70 个、装机超 16GW，其中内蒙古以 10.49GW 位居单省第一，河北以 39 个项目数领跑全国，两地资源禀赋优越、配套政策推进积极，已成为绿电直联最重要的先行区域；东北、西北地区次之，黑龙江以仅 2 个项目即贡献 3.58GW，单体规模较大。

从应用场景看，数据中心、绿色氢氨醇等高耗能新兴产业正成为绿电直联的核心需求来源。内蒙古乌兰察布建设全国首个数据中心绿电直连项目，配套新能源规模 34.5 万千瓦，新能源年自发自用电量 8.5 亿千瓦时，绿电直连为数据中心供电持续保驾护航。

整体来看，绿电直联已从个别省份探索迈入多省协同推进的规模化阶段，项目分布版图仍在持续扩张。

图表 7 绿电直连项目梳理（GW）

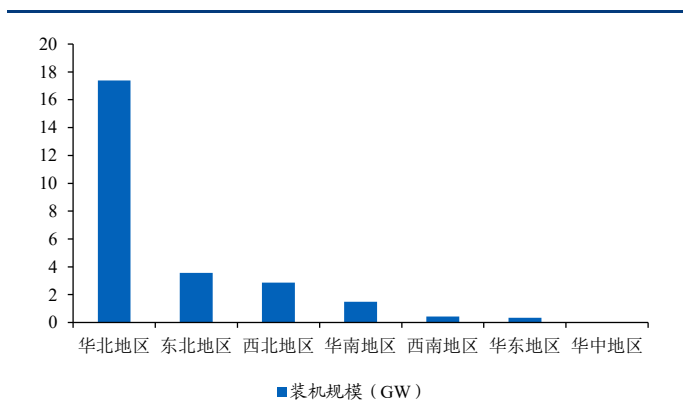
省份	地区	项目数合计	装机规模合计（GW）
内蒙古	华北地区	34	10.49
河北	华北地区	39	5.59
黑龙江	东北地区	2	3.58
青海	西北地区	7	2.24
广东	华南地区	1	1.50
山西	华北地区	2	1.30
新疆	西北地区	4	0.63
云南	西南地区	4	0.43
山东	华东地区	1	0.35
湖北	华中地区	1	0.02
江苏	华东地区	5	/
合计	/	100	26.11

资料来源：内蒙古自治区能源局、江苏省发改委、黑龙江发改委、黑龙江人民政府、黑龙江日报、北极星电力网、人民网、华创证券整理

数据截至：2026 年 5 月

注：部分项目数据尚未完整披露，实际规模或更高

图表 8 分地区绿电直连项目统计（GW）



资料来源：内蒙古自治区能源局、江苏省发改委、黑龙江发改委、黑龙江人民政府、黑龙江日报、北极星电力网、人民网、华创证券综合整理

2、绿电直连的优势：降低综合用电成本，满足欧盟碳合规认证

1）经济维度

绿电直联具备显著经济比较优势。

根据国家发改委政策，工商业用户用电价格由五部分构成：上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加。2025 年 9 月发布的 1192 号文明确规定，**直联项目自发自用电量暂免缴纳系统运行费**，该费用的免除使绿电直联用户相较于传统购电模式在电费结构上获得实质性让利，且随系统运行费基数的不断扩大，这一相对优势将持续扩大。对于用电规模大、电费敏感度高的数据中心、电解铝、锂电池制造等行业而言，绿电直联兼具降本与绿色属性双重价值，经济吸引力尤为突出。

图表 9 电价的构成情况



资料来源：国家发展改革委，华创证券

2) 碳合规维度

碳合规压力趋严，绿电直联是出口型制造企业的刚需路径。在碳边境调节机制（CBAM）的约束框架下，绿电的认定标准正成为影响出口企业实际税负的核心变量。绿电直联以物理专线连接发电端与用电端，形成清晰、可追溯的物理电力传输路径，能够满足 CBAM 对嵌入碳排放认证的实质性要求；相比之下，购买绿色电力证书（GEC）的方式并不建立真实的物理供电路径，目前暂不被欧盟 CBAM 体系认可，相关企业面临被追征碳关税的合规风险。因此，对于产品出口欧盟的制造业企业而言，绿电直联已不仅是降本工具，更是规避碳关税、保障市场准入的合规刚需。随着 CBAM 覆盖范围逐步扩大，这一碳合规驱动力将推动更多出口导向型高能耗企业主动寻求绿电直联合作，进一步拓宽其需求边界。

3、消纳测算：绿电直联治增量之标，多路径协同治存量之本

1) 新量项目

绿电直联有望成为破解增量新能源消纳瓶颈的关键抓手。

根据中国光伏行业协会的数据，2026 年中国光伏新增装机预计为 180~240GW，取区间中值约 210GW；根据《风能北京宣言 2.0》的数据，“十五五”期间风电年新增装机容量不低于 120GW，两项合计 2026 年风光新增装机规模约 330GW。若不加干预，参照历史待消纳缺口规律，新增项目将面临约 18% 的消纳缺口，对应等效负荷约 59GW，即需匹配约 59GW 的新增负荷，方可将消纳情况拉回历史正常水平。

绿电直联恰好提供了这一解题路径：通过点对点专线将新能源发电与用电负荷直接绑定，实现了增量电量的就地吸纳。目前全国已完成审批的绿电直联项目达 100 个，政策框架亦已从 650 号文、1192 号文到 688 号文逐步完善，项目落地节奏持续提速。

展望来看，若绿电直联项目能加速扩容至约 60GW 规模，理论上即可有效覆盖增量新能源的消纳缺口，在不依赖大规模电网侧调峰资源的前提下，实现新增装机的高效利用，兼顾新能源开发节奏与系统消纳能力的动态平衡。

图表 10 增量新能源项目消纳测算

指标	单位	增量新能源项目消纳测算
26年新增光伏项目	GW	210
26年新增风电项目	GW	120
26年光伏+风电合计新增装机	GW	330
待消纳的缺口/新能源新增装机	%	18
待消纳的缺口（等效负荷）	GW	59

资料来源：Wind，华创证券测算

2) 存量项目

存量项目的消纳改善有赖多路径协同，多措并举方能实现消纳格局的优化。绿电直联通过点对点专线直接绑定增量新能源项目与新增负荷，有效改善新增项目的消纳问题，但对已形成的存量项目难以直接修复，后者的改善需要供给侧、需求侧与市场机制多维度共同发力。具体来看：

供给侧层面，特高压外送通道的持续扩建可显著拓宽跨区消纳半径，将资源富集地区的冗余新能源电量输送至负荷中心，从物理层面打通消纳瓶颈；系统灵活性层面，抽水蓄能及新型储能的规模化部署能够有效平抑风光出力的波动性，提升电力系统的调峰能力，降低因供需错配引发的被动弃电；

需求侧层面，数据中心、绿色氢氨醇等高耗能新兴产业的持续扩张，将从终端形成稳定的绿电消纳拉力，与供给端形成良性匹配；

市场机制层面，全国电力市场化改革的深化有助于形成更为灵敏的价格信号，引导资源在时间与空间维度上实现更优配置，从制度层面提升消纳效率。

展望未来，绿电直联解决增量、多路径协同修复存量，两者形成互补合力，新能源消纳问题有望得到系统性改善。

四、投资建议

绿电直联有望重塑传统绿电运营商估值逻辑。在绿电直联模式下，新能源运营商不再单纯依赖上网电价与绿证收益，而是通过与高价值负荷直接签订长期供电协议，锁定更稳定的电量与更优质的电价，新能源项目盈利确定性有望提升。我们围绕绿电直连梳理出三条投资线索：

线索 1：绿电直联项目已实质落地，先发优势最为确定

1) 大唐发电：中国大唐中卫云基地 50 万千瓦光伏电站在宁夏中卫正式投运，该项目是我国首个大规模“算电协同”绿电直供项目，其最大化提升了本地绿电消纳比例，根据中国电力报公众号，后续中卫市将形成规模达 460 万千瓦的全国首个大规模“算电协同”绿电供应项目，算电协同标杆地位或确立。

2) 甘肃能源：旗下新能源资产参与算力绿电聚合试点项目。公司甘肃庆阳东数西算产业

园区绿电聚合试点项目一期工程 100 万千瓦新能源项目首批风电机组已于 2026 年 1 月 30 日并网发电。该项目为全国首个绿电聚合试点项目，总装机 200 万千瓦，本次并网为一期工程 100 万千瓦的首批机组，将通过智能调度系统，为庆阳数据中心集群提供稳定、清洁的电力直供。

线索 2：深耕绿电直联重点省份，区域布局优势显著

我国华北地区、西北地区以及东北地区为绿电直联项目较为密集的区域，在上述区域具备存量新能源资产或地缘优势的运营商，有望随绿电直联政策推广而直接受益。华北地区方面，强推河北省海风龙头**新天绿色能源（H）**，建议关注河北省综合能源运营商**建投能源**，北京综合能源运营商**京能电力**，内蒙古综合能源运营商**华能蒙电**；西北地区方面，建议关注宁夏综合能源运营商**嘉泽新能**及**银星能源**；东北地区方面，建议关注华电集团旗下的辽宁能源运营商**华电辽能**。

线索 3：全国性新能源运营商或同步受益

具备全国化新能源资产布局的平台型绿电运营商，不依赖单一区域，或将在绿电直联规模扩张中凭借项目储备广度与议价能力同步受益，建议关注**龙源电力（H）**、**晶科科技**、**太阳能**、**金开新能**、**节能风电**。

五、风险提示

绿电直连政策落地不及预期、用电需求增速不及预期、电价下行风险。

煤炭及公用事业组团队介绍

首席分析师：霍鹏浩

阿姆斯特丹大学量化金融硕士。2022 年加入华创证券研究所。

分析师：李清影

新加坡南洋理工大学经济学硕士。2023 年加入华创证券研究所。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	副总经理、北京机构销售总监	010-63214682	zhangyujie@hcyjs.com
	张菲菲	北京机构副总监	010-63214682	zhangfeifei@hcyjs.com
	张婷	北京机构销售副总监		zhangting3@hcyjs.com
	刘懿	副总监	010-63214682	liuyi@hcyjs.com
	顾翎蓝	资深销售经理	010-63214682	gulinglan@hcyjs.com
	刘颖	资深销售经理	010-66500821	liuying5@hcyjs.com
	阎星宇	销售经理		yanxingyu@hcyjs.com
	车一哲	销售经理		cheyizhe@hcyjs.com
	张羽驰	销售经理		zhangyuchi@hcyjs.com
	骆振琳	高级销售经理		luozhenlin@hcyjs.com
	刘亚东	销售经理		liuyadong@hcyjs.com
	白嘉琪	销售助理		baijiaqi@hcyjs.com
	吴昱颖	销售经理		wuyuying@hcyjs.com
	龚佳宁	机构销售		gongjianing@hcyjs.com
	周怡圆	资深销售经理		zhouyiyuan@hcyjs.com
	刘泽群	销售经理		liuzequn@hcyjs.com
深圳机构销售部	张娟	副总经理、深圳机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	张嘉慧	资深销售经理	0755-82756804	zhangjiahui1@hcyjs.com
	王春丽	资深销售经理	0755-82871425	wangchunli@hcyjs.com
	王越	高级销售经理		wangyue5@hcyjs.com
	汪丽燕	销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	温雅迪	销售经理		wenyadi@hcyjs.com
	胡丁琳	销售经理		hudinglin@hcyjs.com
	付雅琦	销售经理		fuyaqi@hcyjs.com
	王艺嘉	销售助理		wangyijia1@hcyjs.com
上海机构销售部	许彩霞	总经理助理、上海机构销售总监	021-20572536	xucaixia@hcyjs.com
	祁继春	上海机构销售副总监		qijichun@hcyjs.com
	黄畅	上海机构销售副总监	021-20572257-2552	huangchang@hcyjs.com
	吴俊	资深销售经理	021-20572506	wujun1@hcyjs.com
	张佳妮	资深销售经理	021-20572585	zhangjian1@hcyjs.com
	郭静怡	高级销售经理		guojingyi@hcyjs.com
	蒋瑜	高级销售经理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com
	吴菲阳	资深销售经理		wufeiyang@hcyjs.com
	朱涨雨	高级销售经理	021-20572573	zhuzhangyu@hcyjs.com
	许馨匀	销售助理		xuxinyun@hcyjs.com
	李凯月	高级销售经理		likaiyue@hcyjs.com
	张豫蜀	销售经理	15301633144	zhangyushu@hcyjs.com
	刘雯	销售经理		liuwen@hcyjs.com
	金可依	销售经理		jinkeyi@hcyjs.com
	武晶晶	销售经理		wujingjing@hcyjs.com
	武君书	销售经理		wujunshu@hcyjs.com
	姜茜	销售助理		jiangxi@hcyjs.com
	罗兰丹波	资深销售经理		luolandanbo@hcyjs.com
	章依若	销售经理		zhangyiruo@hcyjs.com

广州机构销售部	谢玮颖	资深销售经理		xieweiying@hcyjs.com
	段佳音	广州机构销售总监	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	王世韬	高级销售经理		wangshitao1@hcyjs.com
	古舞	销售助理		guwu@hcyjs.com
	曹雅博	高级销售经理		caoyabo@hcyjs.com
私募销售组	潘亚琪	机构服务部总经理助理	021-20572559	panyaqi@hcyjs.com
	汪子阳	副总监	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	江赛专	副总监	0755-82756805	jiangsaizhuan@hcyjs.com
	汪戈	副总监	021-20572559	wangge@hcyjs.com
	宋丹琦	高级销售经理	021-25072549	songdanyu@hcyjs.com
	赵毅	销售经理		zhaoyi@hcyjs.com
	陈孟昕	销售经理		chenmengxin@hcyjs.com
	文焱艺	销售经理		wenyanyi@hcyjs.com
	王秋晓	销售经理		wangqiuxiao@hcyjs.com
	谭雯欣	销售经理		tanwenxin@hcyjs.com
	陈蕾	销售助理		chenlei1@hcyjs.com
	赵方圆	销售经理		zhaofangyuan@hcyjs.com



华创行业公司投资评级体系

基准指数说明：

A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500/纳斯达克指数。

公司投资评级说明：

强推：预期未来 6 个月内超越基准指数 20%以上；

推荐：预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%；

中性：预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在-10% - 10%之间；

回避：预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20%之间。

行业投资评级说明：

推荐：预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5%以上；

中性：预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数-5% - 5%；

回避：预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5%以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但本公司不保证其准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议，也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有，本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华创证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场，请您务必对盈亏风险有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址：北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A	地址：深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国际商务中心 A 座 19 楼	地址：上海市浦东新区花园石桥路 33 号 花旗大厦 12 层
邮编：100033	邮编：518034	邮编：200120
传真：010-66500801	传真：0755-82027731	传真：021-20572500
会议室：010-66500900	会议室：0755-82828562	会议室：021-20572522