

电力设备新能源

特高压是刚需吗？

——兼议新能源供给消纳体系的协同性

要点

新能源大基地建设加速推进，电力空间平衡的需求和挑战增大。“十四五”期间，九大清洁能源基地与风电光伏大基地规划装机 6.65 亿千瓦和 2 亿千瓦，预计跨区跨省电力流将由 2019 年的 2.2 亿千瓦增大到 2025 年的 3.6 亿千瓦，其中跨区电力流 2.4 亿千瓦。东北、蒙西山西（华北）、西北是新能源主要外送区域。

大基地“新能源+火电”配套方案将有效改善送出通道经济效益。特高压输电可以将“三北”及西南地区的风电、光伏发电、水电等输送至东中部电力需求旺盛地区，有效解决能源负荷分布失衡与新能源消纳问题。截至 2022 年 11 月 20 日，中国在运“16 交 20 直”、在建“5 交”共 41 个特高压工程。但由于源端配建不到位，通道利用率较低，直接影响投资回报。通道送端典型的电源配套方案为新能源 1000-1300 万千瓦、煤电 400 万千瓦、新型储能 150-200 万千瓦，配建特高压直流典型输送容量为 800 万千瓦，在可再生能源输送电量占比 50% 时，可将特高压投资回收期降至 8.5 年，经济性得到大幅提升。

第一批大基地依托现有外送通道，第二批大基地需要新建通道。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目将在 2022 年陆续并网投产，新能源项目较为集中，西部和北部部分地区消纳压力增大。2022 年 5 月，青海光伏出现 83.7%、甘肃风电出现 81.7% 的利用率低点。第一批风电、光伏大基地项目启动后，蒙西山西通道送出压力加大，东北、蒙西山西、西北通道可再生能源容量占比约为 45%、137%、70%；第二批项目则需要新建通道，东北、蒙西山西、西北通道可再生能源容量占比约为 45%、236%、218%。

“十四五”特高压建设提速。我们测算，“十四五”期间，东北、蒙西山西、西北、西南等直流外送通道需增加输送能力 8452 万千瓦，各区域分别需新增特高压直流工程 1、5、5 和 1 个，共计 12 个，投资约 2600 亿元。“十四五”同期完善交流同步电网仍需建设特高压交流工程 16 个，投资约 1900 亿元。

投资建议：我国将建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，特高压起到平衡能源与负荷分布、促进新能源消纳的作用，是坚强智能电网重要骨架，在“十四五”期间，仍将继续保障新能源远距离、大规模输送。特高压同时承担着托经济、稳增长的重要任务，政府亦将持续加大特高压建设投资，特高压设备龙头在 2023~2024 年业绩增长确定性高。

建议关注：派瑞股份、国电南瑞、特变电工、许继电气、思源电气、中国西电、平高电气。

风险分析：特高压建设不及预期；政策变化风险；盈利能力下降的风险。

电力设备新能源 买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004
010-58452063
yinzs@ebsecn.com

分析师：黄帅斌

执业证书编号：S0930520080005
021-52523828
huangshuaibin@ebsecn.com

联系人：刘满君

010-56513153
liumanjun@ebsecn.com

联系人：和霖

021-52523853
helin@ebsecn.com

行业与沪深 300 指数对比图



相关研报

特高压：加速，电力传输的超级动脉 ——新基建行业专题系列一（2021-01-13）

新能源大基地加速特高压建设——新型电力系统深度研究一（2022-05-17）

为什么一边缺电、一边弃风弃光？——兼议新型电力系统的灵活性挑战（2022-09-07）

投资聚焦

特高压输电技术具有远距离、大容量输送电能的优势，成为连接资源中心与负荷中心的重要纽带，同时是构建坚强智能电网的骨干支撑。截至 2022 年 11 月 20 日，中国在运“16 交 20 直”、在建“5 交”共 41 个特高压工程。2022 年新核准、开工荆门-武汉、武汉-南昌、福州-厦门（省内线路）、川渝联网 4 个特高压交流工程，南阳-荆门-长沙特高压交流、白鹤滩-江苏特高压直流、白鹤滩-浙江特高压直流工程竣工。随着新能源大基地规划开展，跨区域新能源电力输送需求快速增加，特高压建设在未来的一段时间里将受到各界广泛关注。

我们的创新之处

- （1）基于全国可再生能源消纳数据，分析了特高压通道利用率、可再生能源占比对投资回报的影响，分析了大基地“新能源+火电”配置的经济性；
- （2）基于东北、蒙西山西（华北）、西北地区新能源装机容量、特高压通道利用率及新能源大基地规划数据的多元分析，论述了特高压建设的必要性；
- （3）从区域能源不平衡及跨区电力流动角度，将新能源基地规划与特高压工程建设进行归纳，预测了“十四五”跨区电力输送需求及特高压交流工程投资水平。

投资观点

我国将建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，特高压是能源跨区域跨省输送的有力保障，是坚强智能电网的重要骨架，在“十四五”期间，仍将继续承担新能源远距离、大规模输送的重任。特高压承担着托经济、稳增长的重要任务，政府亦将持续加大特高压建设投资，特高压设备龙头在 2023~2024 年业绩增长确定性高。

建议关注：晶闸管龙头企业派瑞股份；特高压换流阀/二次设备龙头国电南瑞；特高压变压器和换流变压器龙头特变电工；电气设备和自动化综合服务商许继电气；直流及一二次设备专业公司思源电气；特高压一次设备综合供应商中国西电；特高压 GIS 组合电气龙头平高电气。

目 录

1、能源远距离、大容量输送是必然需求	5
1.1、资源与负荷空间不平衡将加剧.....	5
1.2、特高压是新能源跨区电力输送重要通道	7
2、新能源大基地建设成为新能源重点工作.....	10
2.1、清洁能源大基地与风光大基地规划	10
2.2、大基地项目外送、就地消纳相结合	11
2.3、大基地建设增大新能源消纳压力	12
3、特高压输送需求与投资规模预测	15
4、投资建议.....	17
5、风险分析.....	18

图目录

图 1：2021 年中国各地发电量构成及可再生能源占比	5
图 2：2021 年中国各地发电量构成及省间电量流动	5
图 3：全社会用电量增长情况	6
图 4：跨区域送电量占全社会用电量比例	6
图 5：2025 年跨区跨省电力流示意图	6
图 6：2035 年跨区跨省电力流示意图	6
图 7：国家电网区域特高压示意图	7
图 8：南方电网区域特高压示意图	7
图 9：全国电网建设投资与特高压投资	7
图 10：特高压输送通道可再生能源电量	9
图 11：“十四五”清洁能源基地示意	10
图 12：“十四五”九大清洁能源基地风电、光伏规划	10
图 13：各区域 2021 年底风电、光伏装机	11
图 14：“十四五”新能源大基地建成后各区域装机预测	11
图 15：第一批新能源大基地区域分布统计	11
图 16：全国可再生能源消纳情况	12
图 17：全国弃光率逐年变化情况	12
图 18：全国弃风率逐年变化情况	13
图 19：2022 年 1-9 月全国光伏并网消纳情况	13
图 20：2022 年 1-9 月全国风电并网消纳情况	13
图 21：新能源基地规划容量	14
图 22：新能源基地外送及通道容量	14
图 23：2025 年特高压骨干网架示意图	15
图 24：“十四五”、“十五五”各外送通道源端新能源大基地规模预测	15
图 25：“十四五”、“十五五”新能源及特高压外送容量预测	16
图 26：“十四五”特高压投资及产业链分布	16

表目录

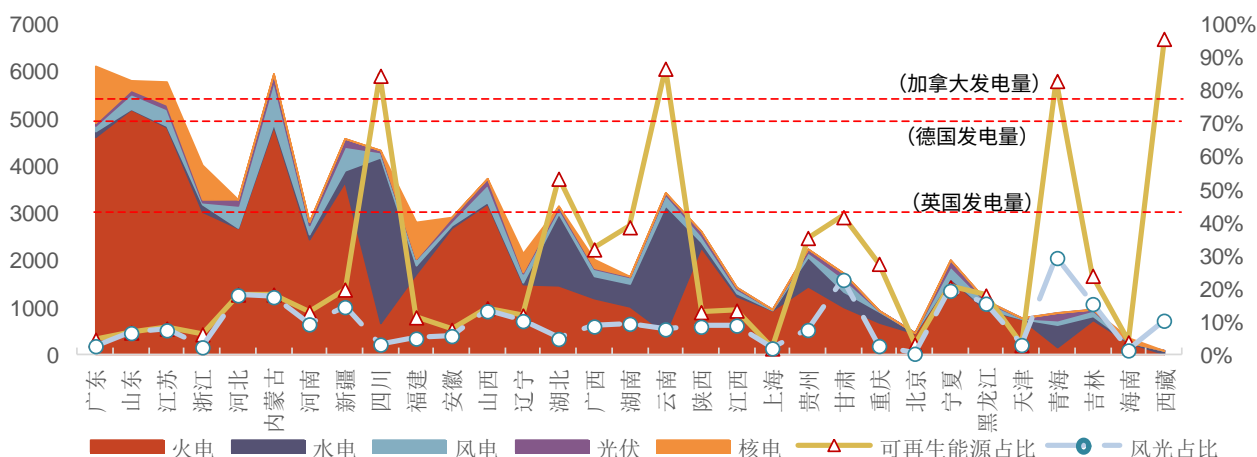
表 1：特高压交流工程清单（截至 2022 年 11 月）	8
表 2：特高压直流工程清单（截至 2022 年 11 月）	8
表 3：特高压直流输送通道利用率分析	9
表 4：2020 年三北地区新能源外送通道输送电量情况	14

1、能源远距离、大容量输送是必然需求

1.1、资源与负荷空间不平衡将加剧

中国各地区能源结构与清洁化水平差异较大。2021 年，（1）发电量前五的地区：广东、内蒙古、山东、江苏、新疆，发电量大小分别为 6115.2、5952.6、5808、5782.4 和 4578.1 亿千瓦时；（2）用电量前五的地区：广东、山东、江苏、浙江、河北，用电量大小分别为 7867、7383、7101、5514、4294 亿千瓦时；（3）可再生能源发电量占比前三西藏、云南、四川，分别为 95.9%、86.8%和 84.7%，其中水电分别为 85.5%、79.1%和 81.6%；（4）风光发电量占比前三青海、甘肃、宁夏，分别为 29.4%、22.7%和 19.4%。

图 1：2021 年中国各地发电量构成及可再生能源占比

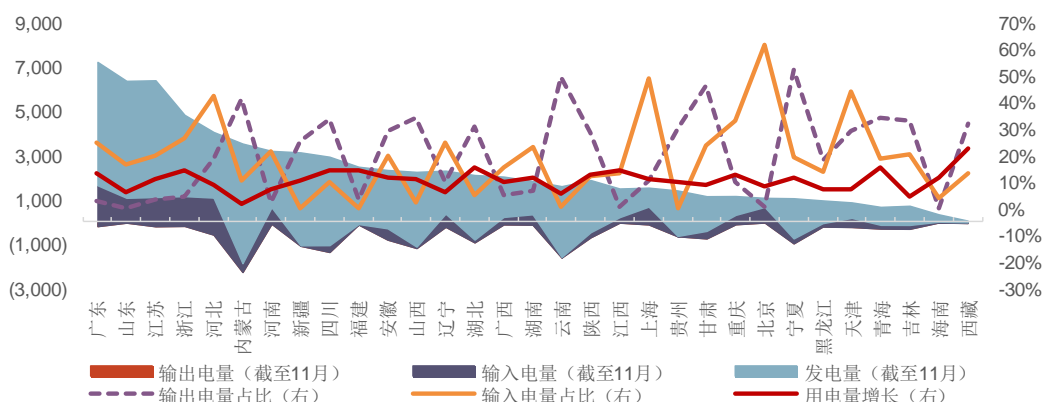


资料来源：光大证券研究所，《为什么一边缺电、一边弃风弃光？——兼议新型电力系统的灵活性挑战（2022-09-07）》；单位：亿千瓦时

我国的能源资源分布与能源负荷重心呈逆向分布关系。2021 年 1-11 月各地区外送电量与输入电量情况：

- （1）外送电量排名：内蒙古、云南、四川、山西、新疆为主要电力输出地区，外送电量占总发电的比例分别为 41.6%、49.7%、33.5%、34.4%、25.2%；
- （2）外送比例排名：宁夏、云南、甘肃外送比例最高，分别为 52.2%、49.7%、46.2%。
- （3）输入电量排名：广东、河北、浙江、江苏、山东为主要电力输入地区，输入电量占总用电量的比例分别为 25.1%、42.6%、26.3%、20.1%、16.4%；
- （4）输入比例排名：北京、上海、天津输入比例最高，分别为 62.0%、49.0%、44.1%。

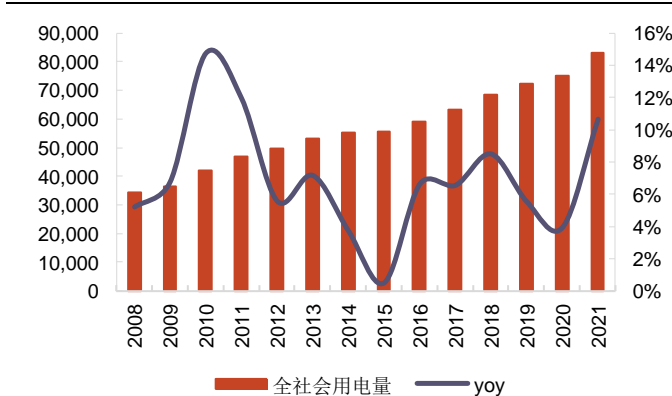
图 2：2021 年中国各地发电量构成及省间电量流动



资料来源：光大证券研究所，《为什么一边缺电、一边弃风弃光？——兼议新型电力系统的灵活性挑战（2022-09-07）》；单位：亿千瓦时

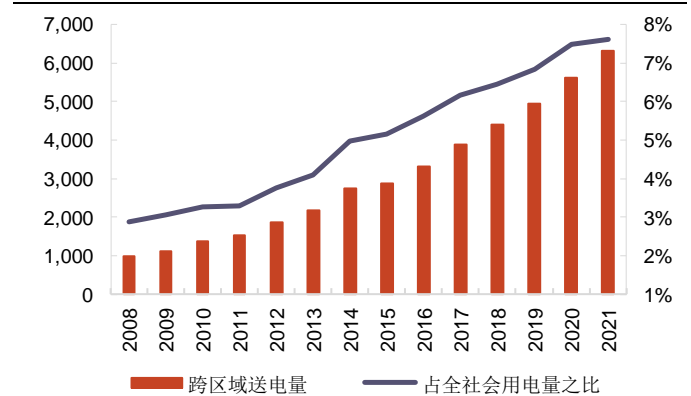
电力空间平衡的需求和挑战大，需要解决输电走廊、电网安全稳定支撑强度等问题。2021 年跨区域送电量占全社会用电量之比为 7.6%，近五年提高 2 个百分点。中国电力科学研究院测算，我国东中部地区分布式光伏理论容量约为 15~20 亿千瓦，年发电量仅为 1.9~2.5 万亿千瓦时，远不足以支撑当地负荷用电需求。2060 年西北地区约有 1.6 亿千瓦新能源电力外送需求，而 2021 年西北跨区外送直流规模约为 6300 万千瓦，2060 年时需扩充为 2021 年的 2.5~4 倍。

图 3：全社会用电量增长情况



资料来源：Wind，光大证券研究所整理；单位：亿千瓦时

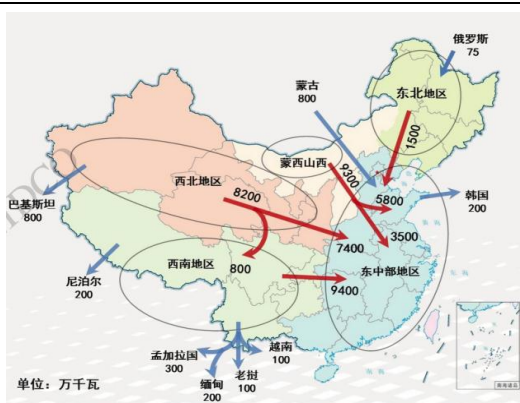
图 4：跨区域送电量占全社会用电量比例



资料来源：Wind，光大证券研究所整理；单位：亿千瓦时

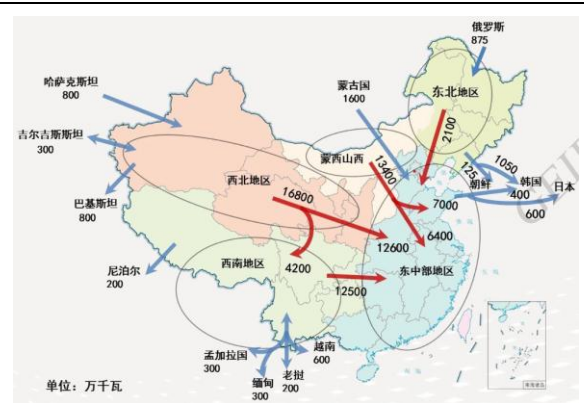
2025 年跨区跨省电力流将由 2019 年的 2.2 亿千瓦增大到 3.6 亿千瓦。全球能源互联网合作组织预测，2025 年跨区电力流 2.4 亿千瓦，包括西北外送 8200 万千瓦，西南（含云南）外送 9400 万千瓦，华北蒙西、山西外送 3500 万千瓦，东北外送 1500 万千瓦等。跨省电力流 1.2 亿千瓦，包括蒙西、山西外送 5800 万千瓦，西南四川送重庆 600 万千瓦等。2035 年，跨区跨省电力流将继续增大，西北、华北、东北、西南四个区域外送规模将达 3.78 亿千瓦。

图 5：2025 年跨区跨省电力流示意图



资料来源：全球能源互联网合作组织，《中国能源转型与十四五电力规划研究》

图 6：2035 年跨区跨省电力流示意图

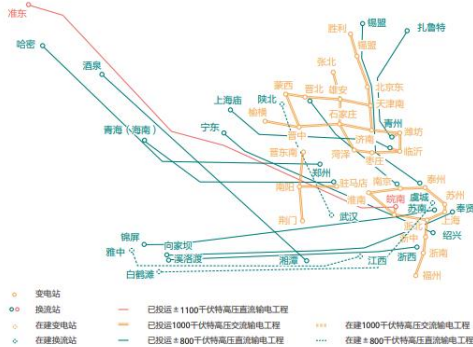


资料来源：全球能源互联网合作组织，《中国能源转型与十四五电力规划研究》

1.2、特高压是新能源跨区电力输送重要通道

特高压交流输电线路主要用于构建区域主网架，成为坚强智能电网的核心骨干网；特高压直流输电线路主要用于新能源远距离、大规模输送以及区域间非同步连接。已建的特高压输电线路中，国家电网重点建设东部同步交流电网，包括华北、华中、华东三个区域以及特高压直流输送通道，特高压交流电网成为直流落点的重要支撑；南方电网则重点构建新能源跨省输送的特高压直流送电通道。

图 7：国家电网区域特高压示意图



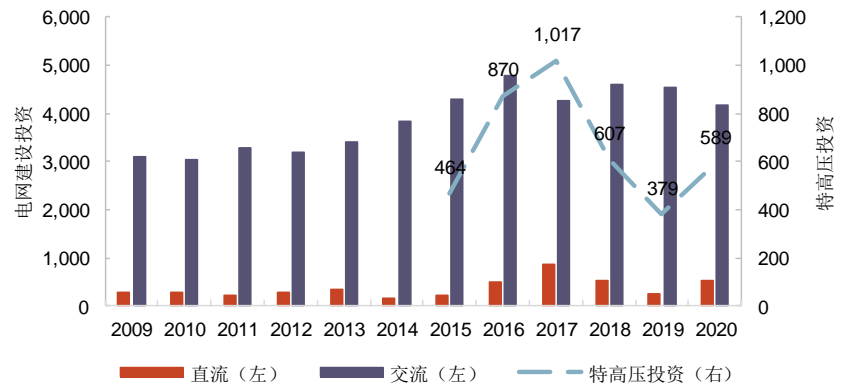
资料来源：国家电网

图 8：南方电网区域特高压示意图



资料来源：直流输电社公众号

图 9：全国电网建设投资与特高压投资



资料来源：中国电力统计年鉴，光大证券研究所整理；单位：亿元

特高压仍将是“十四五”电网投资重点。“十三五”期间，特高压投资合计 3462 亿元，占电网总投资的 13.82%，各年占电网总投资的比例分别为 16.48%、19.81%、11.82%、7.94%和 12.48%。风电、光伏大基地建设提高了跨区域、跨省大规模输送新能源电力需求，对电网输送和安全可靠运行能力提出新的要求，特高压交直流输电工程建设需求随之增加。

截至 2022 年 11 月 20 日，中国在运“16 交 20 直”、在建“5 交”共 41 个特高压工程。2022 年新核准、开工荆门-武汉、武汉-南昌、福州-厦门（省内线路）、川渝联网 4 个特高压交流工程，南阳-荆门-长沙特高压交流、白鹤滩-江苏特高压直流、白鹤滩-浙江特高压直流工程竣工。

表 1: 特高压交流工程清单 (截至 2022 年 11 月)

区域划分	线路名称	状态	起点	终点
东部五横	蒙西—天津南 1000 千伏特高压交流输变电工程	建成	内蒙古	天津
	榆横—潍坊 1000 千伏特高压交流输变电工程	建成	榆横	潍坊
	驻马店—南阳 1000 千伏交流特高压工程	建成	驻马店	南阳
	淮南-南京-上海特高压 1000 千伏特高压交流工程	建成	淮南	上海
	淮南-南京-上海特高压 1000 千伏苏通 GIL 综合管廊工程	建成	淮南	上海
	荆门-武汉 1000 千伏特高压交流	在建		
	淮南—上海 1000 千伏特高压交流输电示范工程	建成	淮南	上海
东部四纵	南昌-长沙 1000 千伏特高压交流工程	建成	南昌	长沙
	潍坊-临沂-枣庄-菏泽-石家庄 1000 千伏特高压交流工程	建成	潍坊	石家庄
	浙北—福州 1000 千伏特高压交流输变电工程	建成	浙江	福州
	福州-厦门 1000 千伏特高压交流	在建		
	锡盟-胜利 1000 千伏特高压交流输电工程	建成	锡盟	胜利
	锡盟—山东 1000 千伏特高压交流工程	建成	锡盟	济南
	张家口—雄安特高压交流输变电工程	建成	张北	雄安
	雄安-石家庄 1000 千伏交流特高压输变电工程	建成	雄安	石家庄
	驻马店-武汉 1000 千伏特高压交流	在建		
	武汉-南昌 (含黄石) 1000 千伏特高压交流工程	在建		
	蒙西-晋中 1000 千伏特高压交流工程	建成	蒙西	晋中
	晋东南—南阳—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程	建成	长治	荆门
西部两横	阿坝-成都东 1000 千伏特高压交流	在建		
	甘孜-天府南 1000 千伏特高压交流	在建		
西部环网	成都东-铜梁-重庆-天府南 1000 千伏特高压交流	在建		

资料来源: 国家电网、南方电网, 光大证券研究所整理

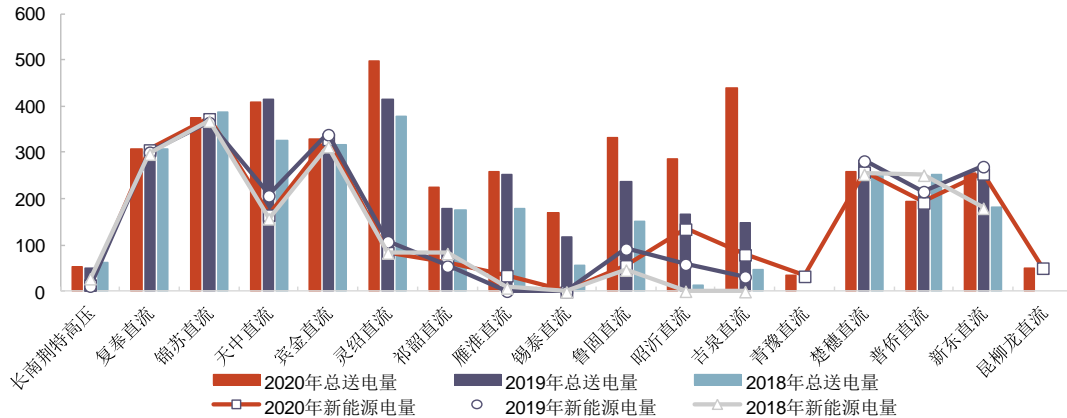
表 2: 特高压直流工程清单 (截至 2022 年 11 月)

区域划分	线路名称	状态	起点	终点
西北外送	哈密南—郑州±800 千伏特高压直流输电工程 (天中直流)	建成	哈密	郑州
	准东-皖南±1100 千伏特高压直流工程 (吉泉直流)	建成	昌吉	宣城
	酒泉—湘潭±800 千伏特高压直流输电工程 (祁韶直流)	建成	酒泉	湘潭
	青海海南州-河南郑州±800 千伏特高压直流工程 (青豫直流)	建成	海南州	驻马店
	宁夏灵武市-浙江绍兴±800 千伏特高压直流输电工程 (灵绍直流)	建成	灵武	诸暨
	陕北-湖北±800 千伏特高压直流工程	建成	榆林	武汉
西南外送	向家坝—上海±800 千伏特高压直流输电示范工程 (复奉直流)	建成	宜宾	上海
	溪洛渡左岸—浙江金华±800 千伏特高压直流工程 (宾金直流)	建成	宜宾	金华
	锦屏(贵州)—苏南±800 千伏特高压直流输电工程 (锦苏直流)	建成	西昌	苏州
	四川雅中-江西鄱阳湖±800 千伏特高压直流输电工程	建成	盐源县	抚州
	云南楚雄—广东广州±800kV 特高压直流工程 (楚穗直流)	建成	楚雄	广州
	云南普洱-广东江门±800 千伏特高压直流输电工程 (普侨直流)	建成	普洱	江门
	滇西北-广东±800 千伏特高压直流输电工程 (新东直流)	建成	大理	深圳
	乌东德-广西-广东±800 特高压直流工程 (昆柳龙直流)	建成	昆明	惠州
	白鹤滩-江苏±800 千伏特高压直流输电工程	建成		
	白鹤滩-浙江±800 千伏特高压直流输电工程	建成		
东北外送	锡盟—江苏泰州±800 千伏特高压直流输电工程 (锡泰直流)	建成	锡盟	泰州
	内蒙古扎鲁特-山东青州±800 千伏特高压输电工程 (鲁固直流)	建成	通辽	青州
蒙西山西外送	晋北-南京±800 千伏特高压直流输电工程 (雁淮直流)	建成	朔州	淮安
	上海庙-山东临沂±800 千伏特高压直流输电工程 (昭沂直流)	建成	上海庙	临沂

资料来源: 国家电网、南方电网, 光大证券研究所整理

特高压是连接资源中心与负荷中心的能源桥梁，可优化资源配置，解两地发展之需。我国的能源资源分布与能源负荷重心呈逆向分布关系，80%以上的能源资源分布在西部和北部地区，70%以上的能源消费集中在东中部地区。根据国家能源局发布的数据，2018~2020 年间，已投运特高压工程累积输送新能源电量分别为 2083.9、2352.0 和 2441.0 亿千瓦时，占输送通道总电量的比重分别为 52.30%、52.40%和 45.90%。

图 10：特高压输送通道可再生能源电量



资料来源：发改委、能源局，光大证券研究所整理；单位：亿千瓦时

可再生能源将成特高压通道主要能源，全年利用率决定特高压收益。据国家发改委重大基础设施建设专题新闻发布会，我国将加大新型电力基础设施建设力度，实施可再生能源替代行动，稳步推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地、西南水电基地以及电力外送通道建设，可再生能源电量输送比例原则上不低于 50%。2022 年 4 月，《国家发展改革委关于核定宁绍、酒湖、锡泰特高压直流工程输电价格的通知》中，将宁绍（又名灵绍直流）、酒湖（又名祁韶直流）、锡泰特高压直流输电价格核定为每千瓦时 4.88 分、6.37 分和 4.83 分。结合 2018-2020 年三条线路的年输送电量情况测算，全年等效利用小时数分别为 6229 小时、2808 小时和 2140 小时，不考虑税费等影响，静态投资回收期分别为 11.3 年、21.2 年和 47.3 年。由于源端配建不到位，通道利用率较低，直接影响投资回报。

表 3：特高压直流输送通道利用率分析

线路名称	2020 年全部 输送电量 (亿千瓦时)	2020 年可再生 能源电量 (亿千瓦时)	2020 年可再生 能源电量占比	输配电价 (元/千瓦时)	18-20 年平均输 送电量 (亿千瓦时)	利用小时数 (小时)	投资金额 (亿元)	回收期测算 (年)	能源类型
灵绍直流	498.3	85.3	17.1%	0.0488	430.37	6229	237	11.3	火电+风电
祁韶直流	224.6	61.4	27.3%	0.0637	193.63	2808	262	21.2	风电+光伏
锡泰直流	171.2	0.5	0.3%	0.0483	115.47	2140	264	47.3	火电、风电

资料来源：发改委、能源局，光大证券研究所整理

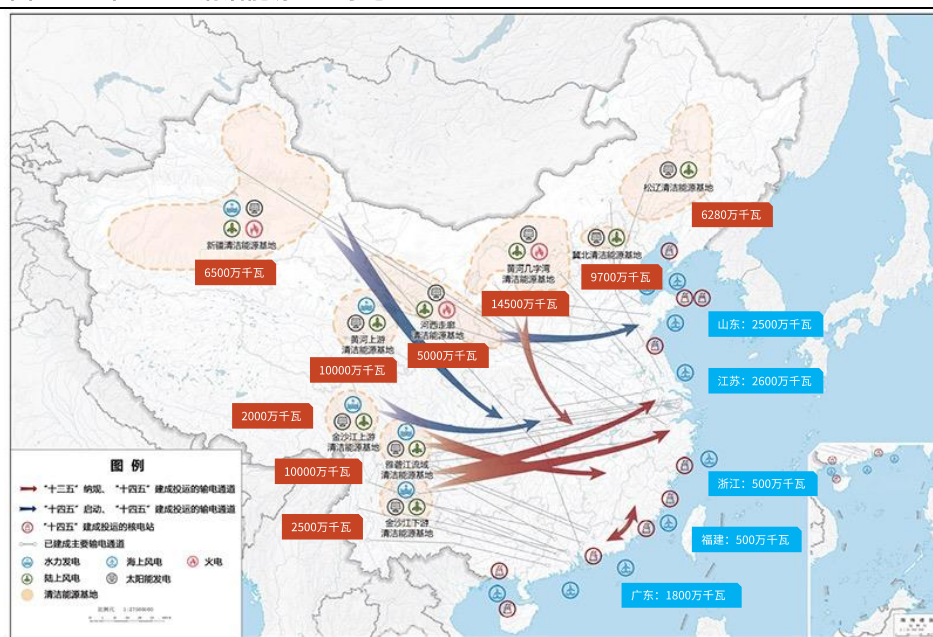
大基地“新能源+火电”配套方案将有效改善通道经济效益。为满足通道可靠容量支撑和清洁能源电量占比不低于 50%的要求，电力规划设计总院提出通道送端典型的电源配套方案为新能源 1000-1300 万千瓦、煤电 400 万千瓦、新型储能 150-200 万千瓦，特高压直流典型输送容量为 800 万千瓦。假设取新能源装机 1200 万千瓦，考虑风光全年平均发电小时为 2000 小时，新能源发电量为 240 亿千瓦时，若按新能源发电量 50%计算，则特高压利用小时约为 6000 小时，按单个工程投资 200 亿、0.0488 元/千瓦时输电价计算，不考虑税费等因素，特高压工程的静态投资回收期为 8.54 年。

2、新能源大基地建设成为新能源重点工作

2.1、清洁能源大基地与风光大基地规划

“十四五”清洁能源基地规划总量达 7.44 亿千瓦。“十四五”规划和 2035 年远景纲要中提出，未来我国将持续开发包括水电、风电、光伏等电源在内的多个清洁能源基地，形成九大集风光(水火)储于一体的大型清洁能源基地以及五大海上风电基地。

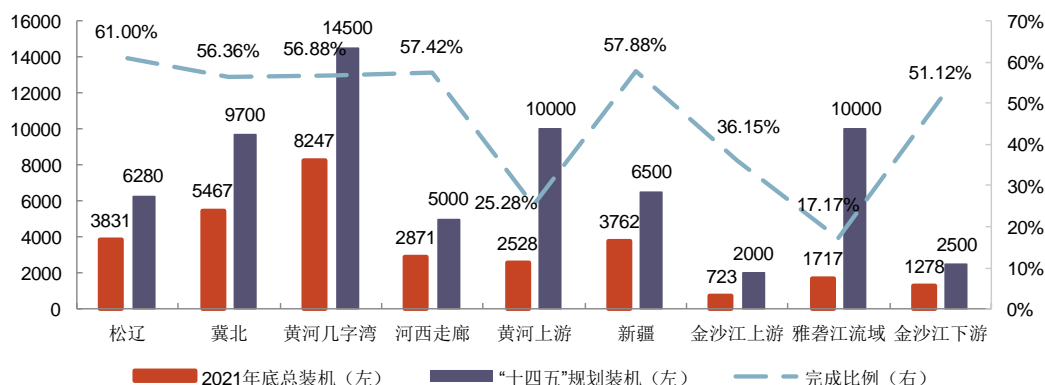
图 11：“十四五”清洁能源基地示意



资料来源：“十四五”规划和 2035 年远景纲要，光大证券研究所整理

九大清洁能源基地“十四五”规划总装机容量 6.65 亿千瓦。九大清洁能源基地主要包括金沙江下游、雅砻江流域、金沙江上游、黄河上游和几字湾、河西走廊、新疆、冀北、松辽等地，截至 2021 年底，九大基地已建新能源总装机 3.04 亿千瓦，占总规划目标的 45.76%。

图 12：“十四五”九大清洁能源基地风电、光伏规划

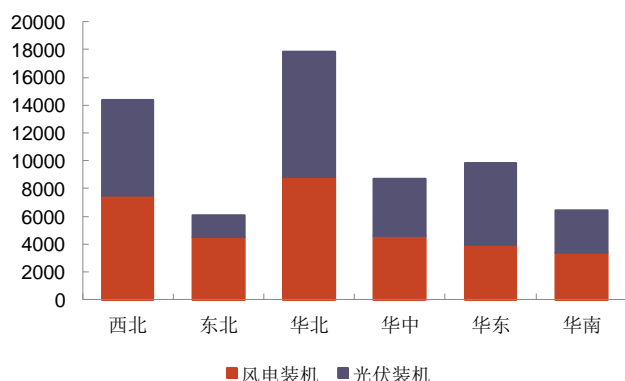


资料来源：发改委、能源局，光大证券研究所整理；单位：万千瓦

到 2030 年,规划建设风光大基地总装机约 4.55 亿千瓦。根据国家发展改革委、国家能源局发布关于印发《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》的通知,库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠基地规划装机 2.84 亿千瓦,采煤沉陷区规划装机 0.37 亿千瓦,其他沙漠和戈壁地区规划装机 1.34 亿千瓦。

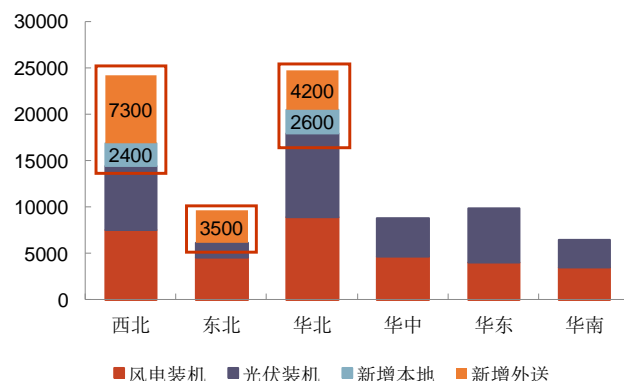
其中,“十四五”时期规划建设风光基地总装机约 2 亿千瓦,包括外送 1.5 亿千瓦、本地自用 0.5 亿千瓦;“十五五”时期规划建设风光基地总装机约 2.55 亿千瓦,包括外送 1.65 亿千瓦、本地自用 0.9 亿千瓦。风电光伏大基地规划项目整体以外送为主,占项目总规划容量的 69.23%。

图 13: 各区域 2021 年底风电、光伏装机



资料来源: 全国新能源消纳预警中心, 光大证券研究所整理, 单位: 万千瓦

图 14: “十四五”新能源大基地建成后各区域装机预测

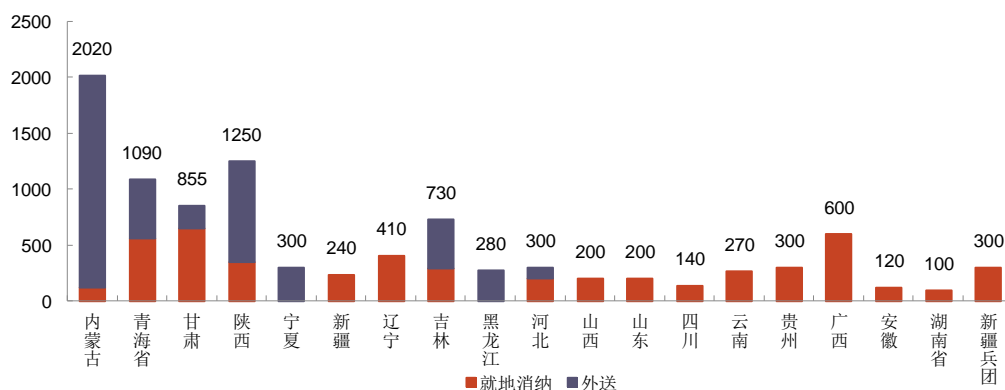


资料来源: 《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》, 光大证券研究所整理, 单位: 万千瓦

2.2、大基地项目外送、就地消纳相结合

第一批大基地项目外送、就地消纳相结合。2021 年 11 月 24 日, 国家发改委、国家能源局印发《第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地建设项目清单的通知》, 规模总计 97.05GW。第一批项目中, 国家电网区域 6515 万千瓦 (未包含与蒙西电网交叉 2020 万千瓦)、南方电网区域 1170 万千瓦、蒙西电网区域 2020 万千瓦; 所有项目中, 就地消纳 5055 万千瓦, 占总项目 52.09%, 外送项目 4650 万千瓦, 占所有项目 47.91%。

图 15: 第一批新能源大基地区域分布统计



资料来源: 发改委、能源局, 光大证券研究所整理; 单位: 万千瓦

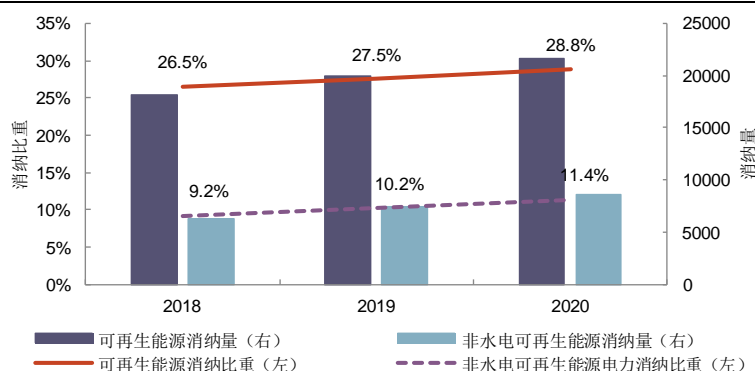
第二批项目以外送为主，单体规模 100 万千瓦以上。根据通知要求，第二批项目要求已核准（备案）且能够在 2022 年开工建设，原则上能在 2023 年内建成并网。**第二批基地基本集中在三北地区，要求单体项目规模不小于 100 万千瓦，主要是以外送为主**，依托外送通道消纳的项目应基于在运、在建，或已核准输电通道，配套风电光伏装机规模与通道输电能力相匹配。根据 PV-Tech 整理的部分数据显示，第二批大基地项目规模超 94.7GW，其中河北 5.85GW、内蒙 11.88GW、青海约 7GW、甘肃约 57GW、宁夏约 13GW。

2.3、大基地建设增大新能源消纳压力

新能源消纳量不断提高，2021 年，全国风电、光伏累计发电量同比增长 35.0%，消纳比重提高 2.0 个百分点。2020 年，风电、光伏发电量 7276 亿千瓦时，占全部发电量的 9.5%；2021 年风电、光伏发电量 9785 亿千瓦时，占全社会用电量的比重首次突破 10%，达到 11.7%。

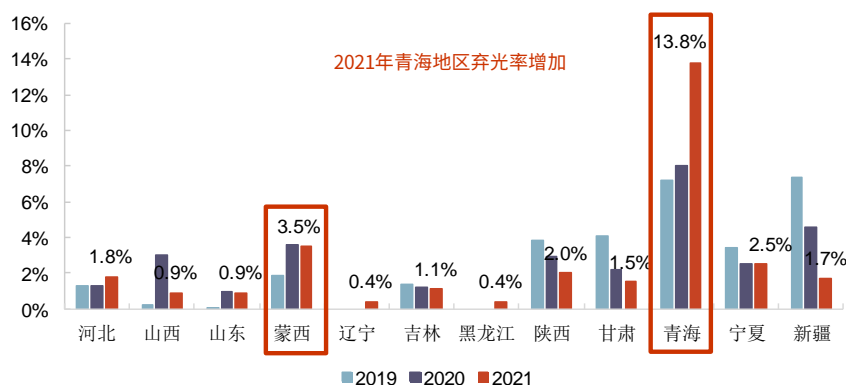
2021 年，全国平均风电利用率 96.9%，同比提升 0.4 个百分点；光伏发电利用率 98.2%，同比提升 1.0 个百分点。但蒙西、青海等地区新能源消纳利用情况有所降低，其中蒙西地区新能源利用率为 92.3%，同比下降 1.8 个百分点；青海地区新能源利用率为 87.3%，同比下降 5.7 个百分点。

图 16：全国可再生能源消纳情况



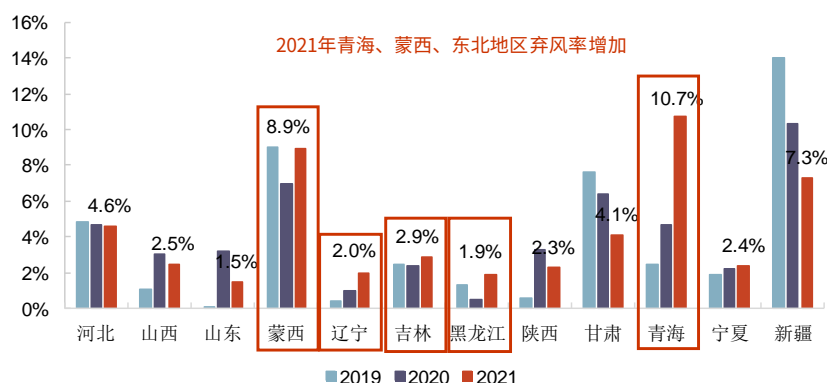
资料来源：发改委、能源局，光大证券研究所整理；单位：亿千瓦时

图 17：全国弃光率逐年变化情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，光大证券研究所整理

图 18：全国弃风率逐年变化情况

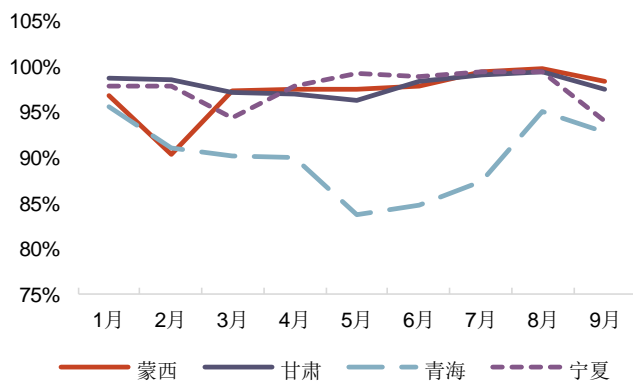


资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，光大证券研究所整理

新能源利用率降低原因，主要有：（1）地区社会用电量增长小，新能源集中并网规模较大，本地消纳空间有限；（2）冬季供热机组“以热定电”运行，火电调节能力有限，新能源消纳受到制约；（3）受支撑电源建设进度滞后，特高压输送新能源能力受限，制约新能源消纳。

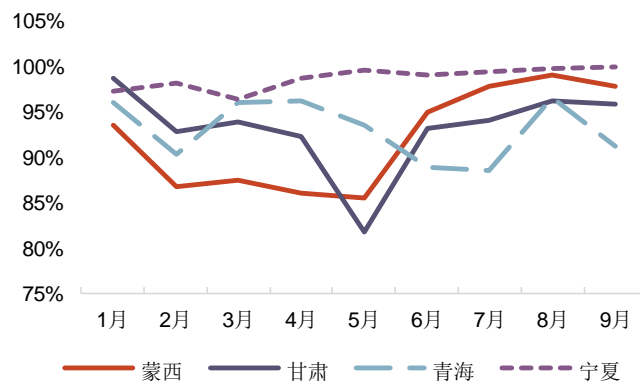
以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目将在 2022 年陆续并网投产，新能源项目较为集中，西部和北部部分地区消纳压力增大。2022 年 5 月，青海光伏利用率出现 83.7%、甘肃风电利用率出现 81.7%的利用率低点。

图 19：2022 年 1-9 月全国光伏并网消纳情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，光大证券研究所整理

图 20：2022 年 1-9 月全国风电并网消纳情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，光大证券研究所整理

第一批大基地依托现有外送通道，第二批大基地需要新建通道。根据国家发改委 2020 年全国可再生能源消纳数据，“三北”地区特高压外送通道可再生能源电量占比较低，仅为 30%。全年发电小时风电按 3000 小时、光伏按 1000 小时折算，东北外送通道 2020 年外送风电约 2GW、蒙西山西外送通道 2020 年外送风电约 6GW、西北外送通道 2020 年外送约风光 17GW。截止 2021 年，东北、蒙西山西、西北已建成特高压通道外送容量分别为 20GW、18GW 和 52GW，东北、蒙西山西、西北通道可再生能源容量占比约为 9%、32%、33%。

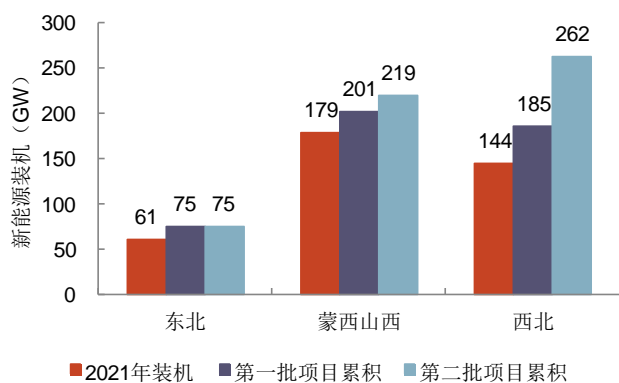
表 4：2020 年三北地区新能源外送通道输送电量情况

序号	线路名称	年输送量 (亿千瓦时)	可再生能源 (亿千瓦时)	可再生能源 电量占比	输送容量 (万千瓦)	新能源类型及 规模测算
东北外送通道	锡泰直流	171.2	0.5	0.30%	1000	-
	鲁固直流	330.9	56.7	17.10%	1000	2GW 风电
蒙西山西（华北）通道	雁淮直流	259.1	35.5	13.70%	800	1GW 风电
	昭沂直流	286.2	135.9	47.50%	1000	5GW 风电
西北外送通道	天中直流	408.6	166.2	40.70%	800	5GW 风电
	吉泉直流	439.6	80.5	18.30%	1200	4GW 风光
	祁韶直流	224.6	61.4	27.30%	800	3GW 风光
	青豫直流	34.1	34.1	100.00%	800	2GW 风光
	灵绍直流	498.3	85.3	17.10%	800	3GW 风电
	*陕湖直流	-	-	-	800	-

资料来源：发改委、能源局，北极星电力网等，光大证券研究所整理
备注：陕湖直流 2021 年投运，尚未披露输送电量数据

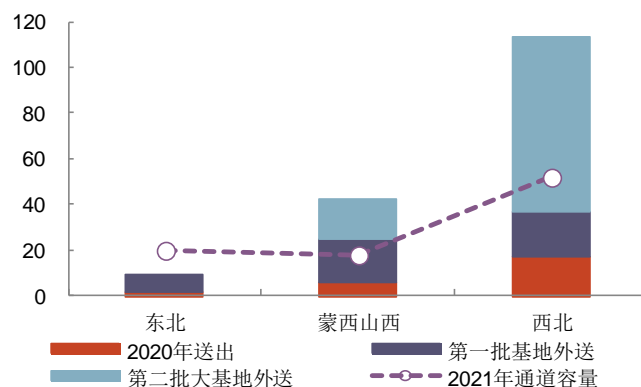
第一批大基地对应东北、蒙西山西、西北新增送出分别为 7GW、19GW、19GW，第二批大基地对应蒙西山西、西北新增外送分别为 18GW、77GW。第一批风电、光伏大基地项目启动后，蒙西山西通道送出压力加大，东北、蒙西山西、西北通道可再生能源容量占比约为 45%、137%、70%；第二批（不完全统计）及以后项目则需要新建通道，东北、蒙西山西、西北通道可再生能源容量占比约为 45%、236%、218%。需要说明的是，蒙西山西基地源端，蒙西地区沙漠大基地地理位置与西北通道较近，可就近接入，张北地区新能源基地与北京地理位置较近，可通过交流或±660kV 直流送出。

图 21：新能源基地规划容量



资料来源：Wind，国家能源局，PV-Tech，光大证券研究所整理

图 22：新能源基地外送及通道容量



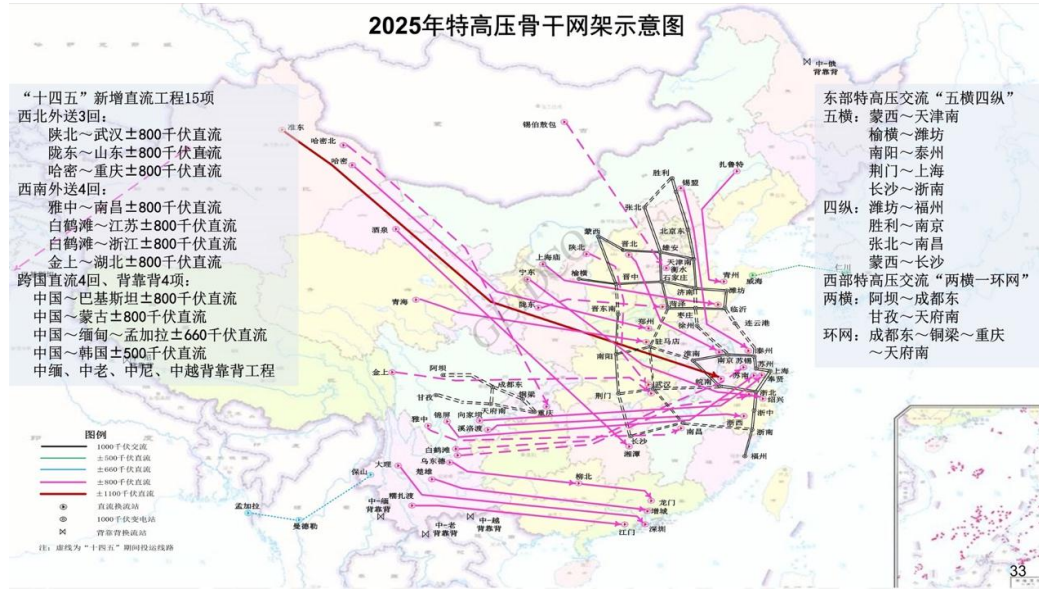
资料来源：发改委、能源局，光大证券研究所整理；单位：GW

3、特高压输送需求与投资规模预测

我国将建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。特高压线路建成将对能源远距离输送提供有力保障，并成为坚强智能电网的重要骨架。

“十四五”期间，东部交流同步电网将进一步得到加强，形成华北、华中、华东特高压同步电网，建成“五横四纵”特高压交流主网架，西部地区加快形成川渝“两横一环网”特高压交流主网架。

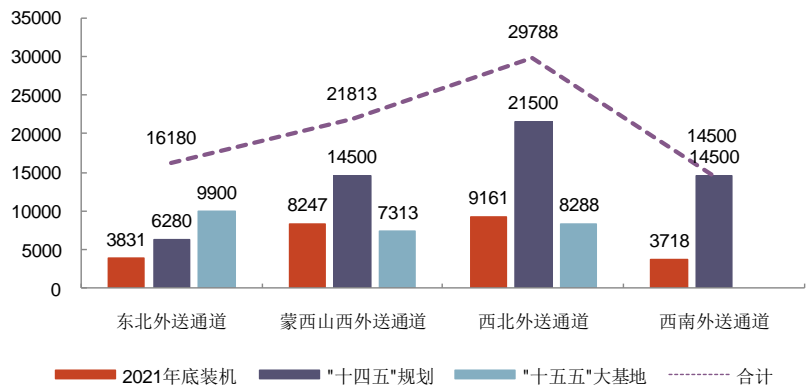
图 23：2025 年特高压骨干网架示意图



资料来源：全球能源互联网合作组织，《中国能源转型与十四五电力规划研究》

“十四五”期间清洁能源基地与大基地新增装机将达 3.61 亿千瓦。基于九大清洁能源基地与风电、光伏大基地规划，我们预测，2022~2025 年东北外送通道、蒙山西外送通道、西北外送通道、西南外送通道的源端新增装机 3.61 亿千瓦，是 2021 年底总装机容量的 2.28 倍；至“十五五”末，各区域新能源装机容量将分别提升至 1.62、2.18、2.98 和 1.45 亿千瓦，总容量将达 8.23 亿千瓦。

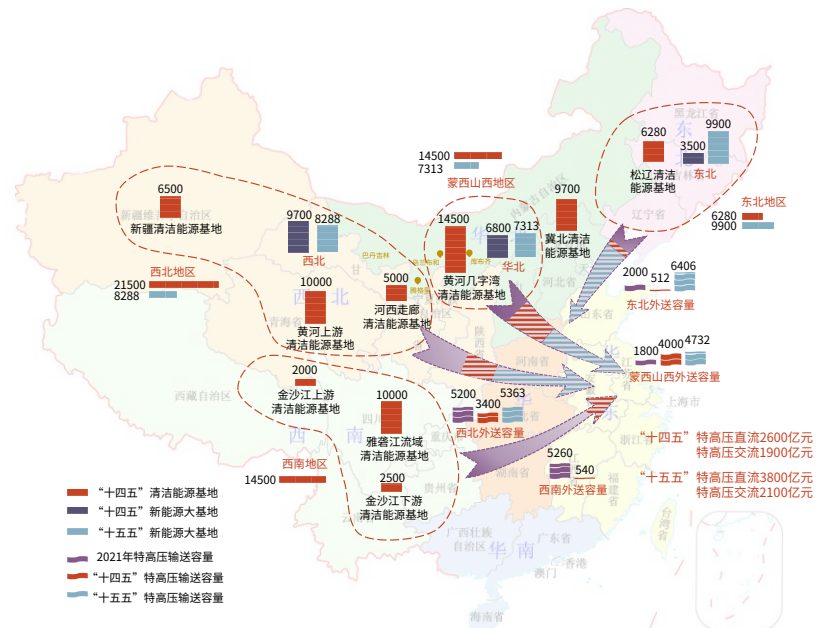
图 24：“十四五”、“十五五”各外送通道源端新能源大基地规模预测



资料来源：Wind，光大证券研究所预测；单位：万千瓦（备注：基于九大清洁能源基地、风电光伏新能源大基地规划预测）

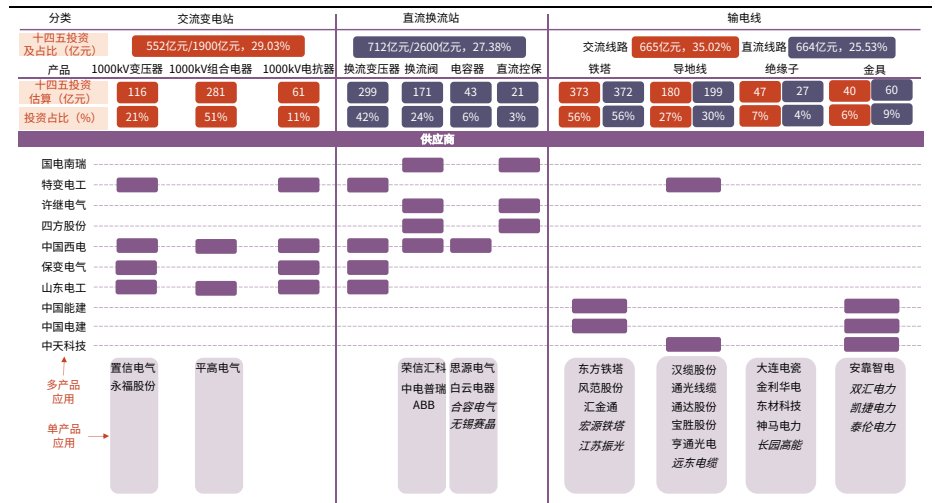
“十四五”期间特高压交直流工程投资将达 4500 亿元。东北、蒙西山西、西北、西南四个区域外送通道现状（截至 2021 年底数据）特高压输送容量 1.43 亿千瓦，按“十四五”规划新能源容量以 40%外送做测算，仍需增加输送能力达 8452 万千瓦，其中东北、蒙西山西、西北、西南分别为 512、4000、3400 和 540 万千瓦，输送容量按 800 万千瓦/个测算，各区域将需分别新增特高压直流工程 1、5、5 和 1 个，共计 12 个，按在运特高压直流工程平均投资 220 亿元/个测算，我们预测“十四五”特高压直流投资约 2600 亿元。“十四五”同期完善交流同步电网仍需建设特高压工程 16 个，按在运特高压交流工程平均投资 120 亿元/个测算，我们预测特高压交流投资约 1900 亿元。

图 25：“十四五”、“十五五”新能源及特高压外送容量预测



资料来源：光大证券研究所，《新能源大基地加速特高压建设——新型电力系统深度研究一（2022-05-17）》

图 26：“十四五”特高压投资及产业链分布



资料来源：光大证券研究所，《新能源大基地加速特高压建设——新型电力系统深度研究一（2022-05-17）》

4、投资建议

我国将建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，特高压起到平衡能源与负荷分布、促进新能源消纳的作用，是坚强智能电网的重要骨架。

“十四五”期间，九大清洁能源基地与风电光伏大基地规划装机 6.65 亿千瓦和 2 亿千瓦，按 40%外送做测算，东北、蒙西山西、西北、西南四个区域仍需增加外送能力 8452 万千瓦，需新增特高压直流输电工程 12 个，预测投资约 2600 亿元，完善交流同步电网仍需建设特高压工程 16 个，预测投资约 1900 亿元，合计投资约 4500 亿元。

我们预测，“十四五”期间特高压交流工程对应 1000kV 变压器、1000kV 组合电器、1000kV 电抗器等核心设备投资将分别达到 116 亿元、281 亿元和 61 亿元，特高压直流工程对应换流变压器、换流阀、电容器、直流控保等核心设备投资将分别达到 299 亿元、171 亿元、43 亿元和 21 亿元。

建议关注：晶闸管龙头企业派瑞股份；特高压换流阀/二次设备龙头国电南瑞；特高压变压器和换流变压器龙头特变电工；电气设备和自动化综合服务商许继电气；直流及一二次设备专业公司思源电气；特高压一次设备综合供应商中国西电；特高压 GIS 组合电气龙头平高电气。

5、风险分析

（1）特高压投资不及预期：

特高压工程投资受国家电网、南方电网特高压工程规划影响，若国家电网、南方电网投资计划调整，特高压工程核准及开工进程推进不及预期，则会影响特高压投资额与供应商订单落地情况。

（2）政策变化风险：

输变电工程及电力设备制造行业与国家宏观经济政策、产业政策以及国家电力规划有着密切联系，新能源大基地建设与跨区电力输送相关政策变化，将直接影响特高压建设。

（3）盈利能力下降的风险：

大宗原材料价格波动，细分市场领域的资金门槛和技术壁垒逐渐降低，行业竞争加剧，导致盈利能力下降的风险。

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不会与，不与，也将不会与本报告中的具体推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和個人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Securities(UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE