



中国能源转型与“十四五”电力规划研究

全球能源互联网发展合作组织

2020年7月



一、能源转型思路与重点

二、“十四五”电力发展

三、中长期电力发展展望

(一) 能源转型总体思路



我国面临能源结构不合理、资源环境约束趋紧、能源安全风险高、能源利用效率低等深层次矛盾与问题，严重制约经济、社会、环境协调可持续发展。贯彻落实新发展理念，对我国能源发展提出更高要求，需进一步加快能源变革转型。

■ 总体思路是实施“三个转变、两个加快”，打造清洁低碳、安全高效的现代能源体系

● 三个转变

➤ 能源生产环节，从“一煤独大”向清洁主导转变

以清洁主导转变能源生产方式。严控煤电总量、优化煤电布局、发展清洁能源，以风光水储输满足煤电退出后电力供应。

➤ 能源消费环节，从化石能源为主向电为中心转变

以电为中心转变能源消费方式。加快电能替代，发展电制燃料产业，提升能源消费品质和安全保障能力。

➤ 能源配置环节，从就地平衡向大范围互联互通转变

以大电网互联转变能源配置方式。建设东部、西部两大同步电网，强化特高压骨干网架，形成“西电东送、北电南供、多能互补、跨国互联”的能源格局。

● 两个加快

➤ 加快技术创新：推动能源开发、转换、配置、储存、使用等领域技术创新、装备制造和产业发展。

➤ 加快市场建设：加快推动构建全国电力市场，形成统一开放、竞争有序的现代电力市场体系。

(一) 能源转型总体思路



■ 转型路径：

第一步：增量替代。

到2025年，根本扭转化石能源增长势头，实现煤电规模达峰和布局优化，新增能源需求主要由清洁能源满足。

第二步，存量替代。

到2035年，加速存量化石能源的清洁替代和电能替代，加快煤电退出，清洁能源和电能分别成为生产侧和消费侧第一大能源。

第三步，全面转型。

到2050年，全面建成中国能源互联网，清洁能源占一次能源比重达到74%，能源自给率提高到95%，单位GDP能耗比目前减低60%以上。

(二) 以清洁主导转变能源生产方式



■ 转变煤电功能布局

煤电加速退出已是大势所趋，我国煤电装机规模大、占比高、服役时间短，结构性风险和转型难度远超其他国家，转变煤电功能布局、化解煤电结构性风险迫在眉睫。

● 一是严控总量

- 停建已核准未开工项目
- 东中部地区煤电优先退出
- 煤电机组2025年达到峰值11亿千瓦，2035年、2050年分别降至9亿、4亿千瓦左右

● 二是调整定位

- 由基荷电源转变为调节电源
- 近中期对部分60万千瓦及以下机组进行灵活性改造
- 远期绝大部分煤电均转变为调节电源与应急备用电源

● 三是优化布局

- 东中部不再新建煤电，加快退役步伐
- 2035年、2050年，东中部煤电占全国比例下降至51%和42%以下
- 有序推进西部北部大型煤电基地集约高效开发，与清洁能源打捆输送至东中部负荷中心

● 四是转型升级

- 积极推动退煤区域产业重构，通过政策支持、税收优惠等，实现区域可持续发展
- 多措并举做好煤电工人就业问题

(二) 以清洁主导转变能源生产方式



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 加快清洁替代进程

大力开发西部北部清洁能源基地

- 西部北部清洁能源资源丰富，地广人稀成本低，适宜集中式、规模化开发，是保障我国能源供应的重要基础。
- 总体思路：“建设大基地、融入大电网、建立大市场”，加快建设西部北部大型清洁能源发电基地，实施风光水火打捆外送。
- 重点开发金沙江等大型水电基地；重点建设酒泉等9个千万千瓦级大型风电基地；重点建设青藏高原等资源丰富地区光伏发电基地。

因地制宜发展东中部分布式能源

- 东中部资源总量有限，东中部地区分布式光伏技术可开发量仅约10亿千瓦，耕地红线要求等进一步限制分布式能源开发。
- 东中部开发成本高，地区年平均风功率密度、太阳能年平均辐照强度分别相当于西部北部地区的25%和67%，利用小时数低。
- 在东中部需适度合理利用分布式电源，依托大电网实现大范围配置和消纳。

2019~2050：清洁能源装机年均增速 6%

2035年

水能：6.2亿 风能：11亿 太阳能：13.1亿

清洁能源发电装机占比 75%

清洁能源发电量占比 69%

清洁能源占一次能源比重 48%

储能：发电侧配置更多的短时储能，用户侧充分发挥V2G为代表的虚拟短时储能的作用

2050年

水能：7.4亿 风能：19.7亿 太阳能：23.6亿

清洁能源发电装机占比 89%

清洁能源发电量占比 91%

清洁能源占一次能源比重 74%

储能：功率5~7.5亿千瓦，储电量将达到系统年用电量的0.7~1.2%

(三) 以电为中心转变能源消费方式



■ 优化能源消费结构、提高能源消费品质

电能是最清洁、高效、便捷，利用效率和经济效率最高的能源品种，提高能源消费品质，关键是在能源消费侧实施“电能替代”，形成电为中心的能源消费格局。

➤ 提高能源利用效率

电气设备的能源利用效率远高于直接燃煤和燃油效率。

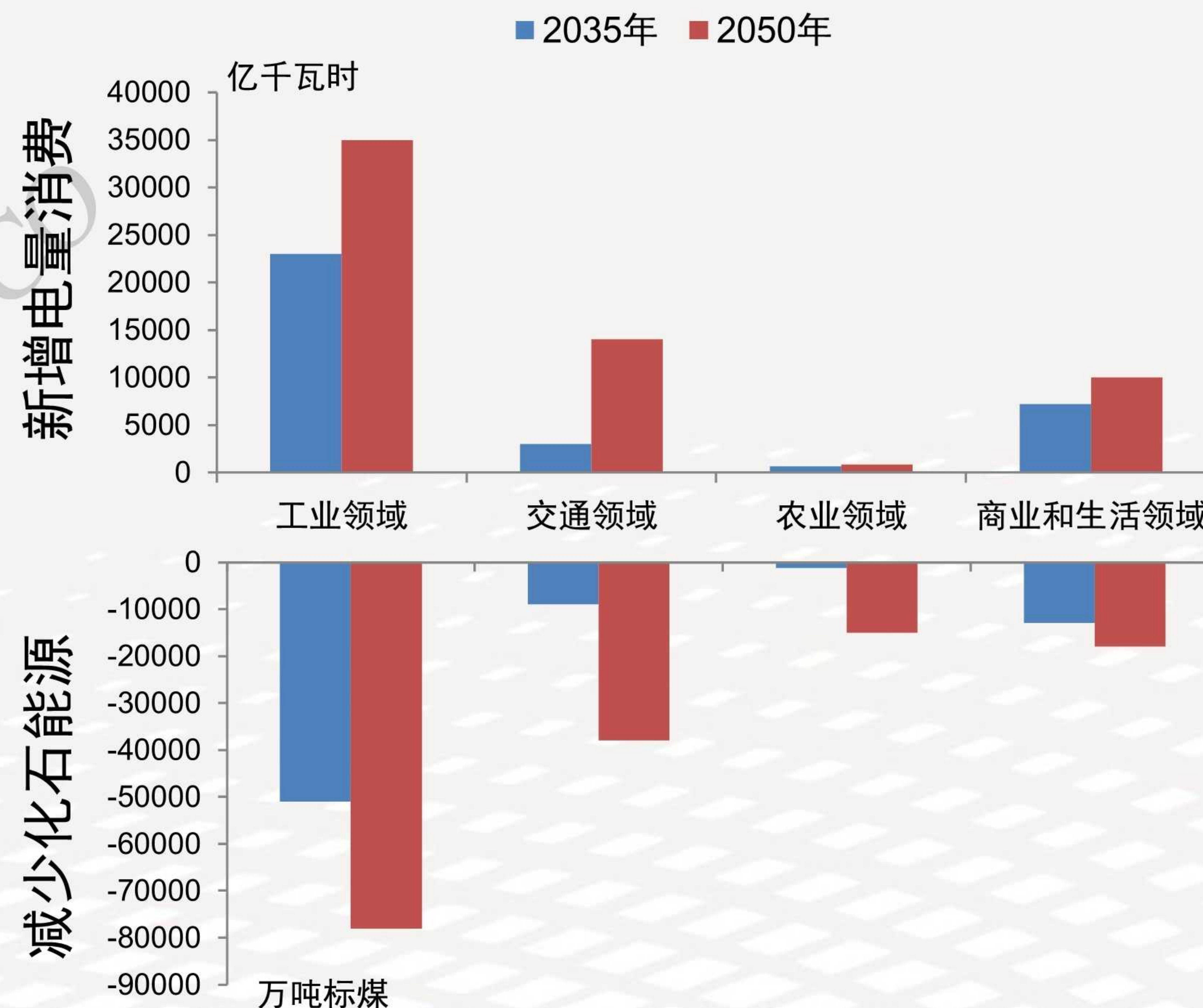
➤ 提高能源经济效率

1吨标准煤当量的电能创造的经济价值与3.2吨标准煤当量的石油和17.3吨标准煤当量的煤炭相当；

电能占终端能源消费比重提高1个百分点，能源强度下降3.7%。

➤ 保障国家整体能源安全

保障能源安全，治本之策是加快调整能源结构，在终端以自主生产的清洁电能替代进口化石能源，实现清洁主导、电为中心，减少终端油气消费。



(三) 以电为中心转变能源消费方式



■ 拓展电能替代领域

- **工业部门**
重点推进电加热、湿法冶炼、电机械等应用。
- **交通部门**
重点加快推动电动汽车及相关基础设施网络发展。
- **商业和生活部门**
加快推动各类供热电能替代。
- **农业部门**
加快推动各类供热及机械电能替代。

■ 发展电制燃料产业

- **应用领域：**在冶金、化工、长途货运、航空航海等电能较难直接替代化石能源的领域。
- **能源转型重要方向：**减少油气消费；构成零排放系统；利用富余清洁能源。

2035年

电能消费量 (万亿千瓦时) 11.6

电制燃料产业实现规模化发展

替代石油 (万吨) 10000

替代天然气 (亿立方米) 510

2050年

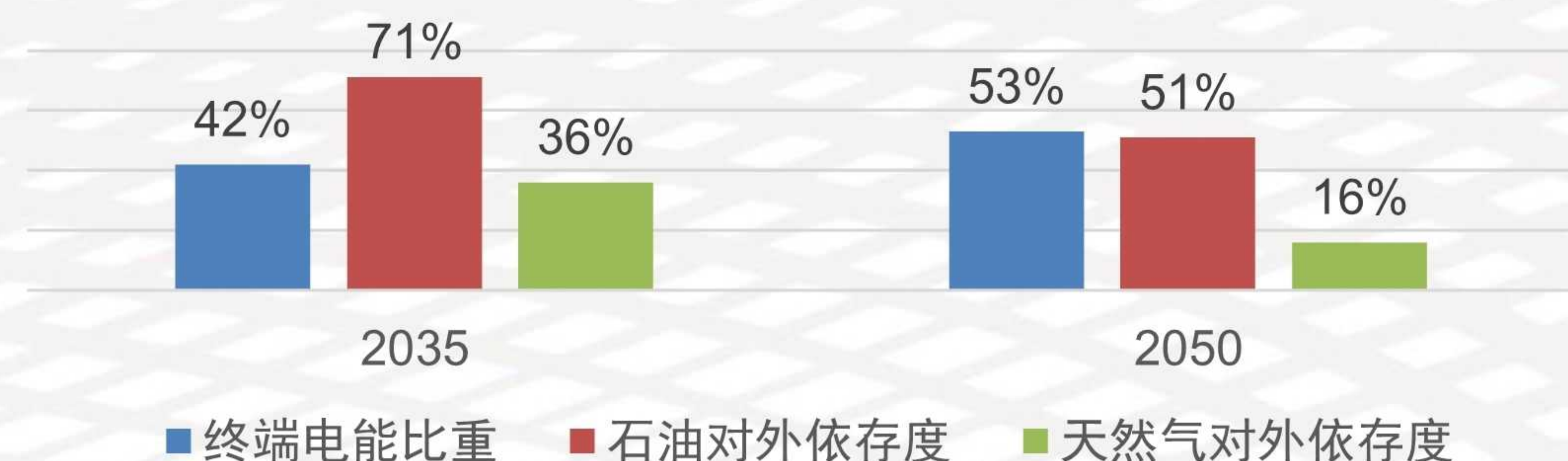
电能消费量 (万亿千瓦时) 14.1

需求中心就地电制氢 (万吨) 5000

电制甲烷 (亿立方米) 500

替代石油 (万吨) 38000

替代天然气 (亿立方米) 1500



(四) 以大电网互联转变能源配置方式



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 形成两大同步电网、优化电网格局

建设东西两大特高压同步电网，根本上转变过度依赖输煤的能源发展方式和局部就地平衡的电力发展方式，最终形成“西电东送、北电南供、多能互补、跨国互联”的能源格局。

优化调整750千伏、500千伏电网，扩大330千伏、220千伏电网，升级改造配电网，总体形成送、受端结构清晰，各级电网有机衔接，交直流协调发展的电网格局。

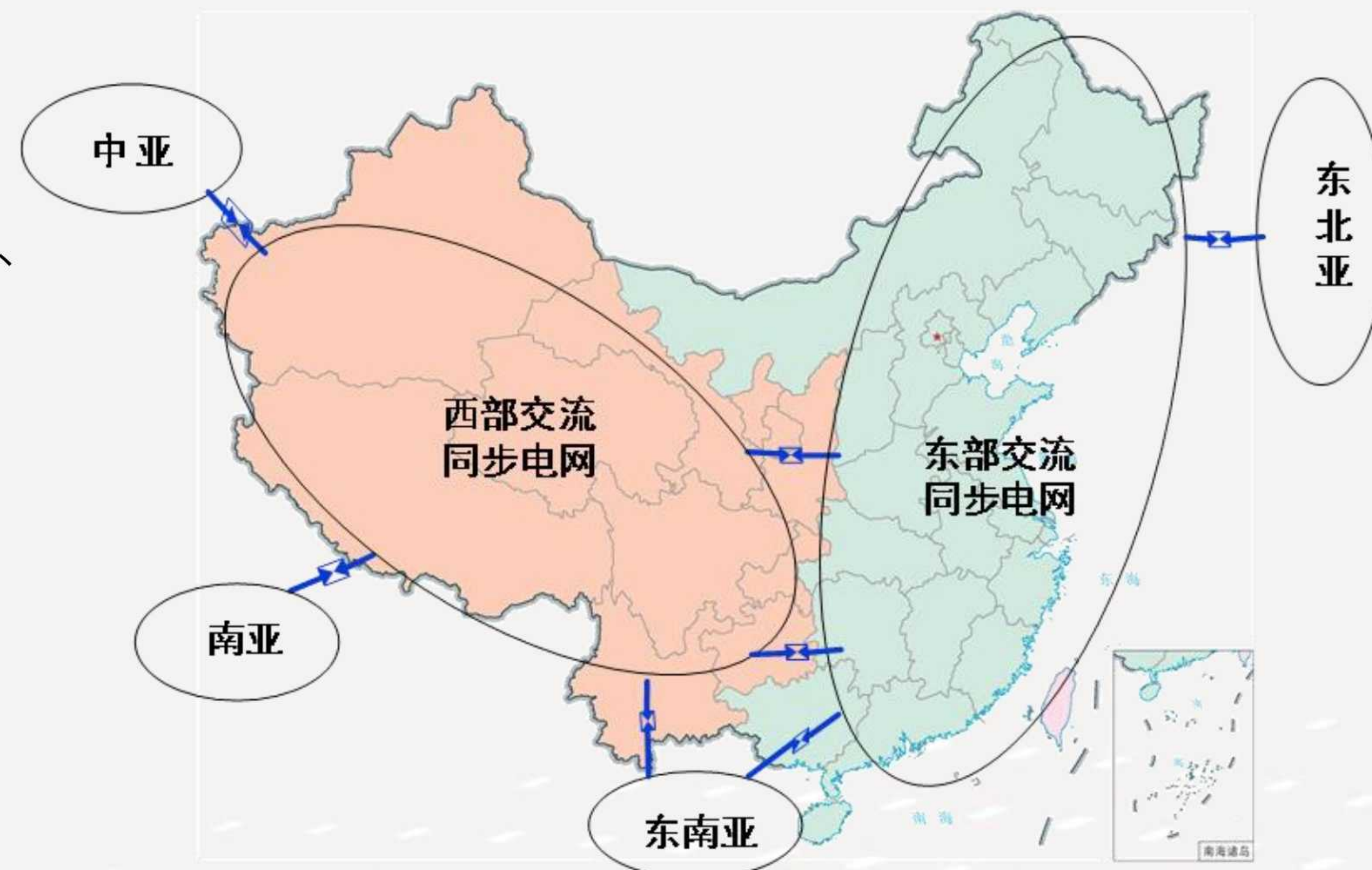
■ 建成特高压骨干通道、推动跨国互联互通

特高压骨干网架建设方面：

“十四五”期间，建成白鹤滩水电送出、陕北-武汉、雅中-江西、金上-湖北等特高压直流输电工程；2035年前后，形成东部、西部两个同步电网；2050年，加强东部、西部电网之间直流联网通道建设，扩大西电东送规模，满足东部负荷中心用电需要。

跨国互联互通方面：

我国与周边国家资源互补性强，跨国电网互联效益显著，分阶段实现哈—中联网、蒙—中联网、中—韩联网、中—缅—孟联网、中—巴联网。





■ 突破关键技术

我国应发挥在清洁能源、特高压、智能电网等方面的优势，坚持“自主创新、示范先行、中国引领”思路，聚焦能源清洁化、电气化、智能化、集成化等事关能源转型发展全局的方向，推动能源开发、转换、配置、使用等领域技术和装备创新，促进产业化发展，抢占全球能源技术制高点。

1. 清洁能源发电技术创新

- 推动大容量、高效率、低成本清洁能源先进技术开发；
- 实现清洁能源功率预测，虚拟同步机，网源荷协调等技术突破；
- 实现三代核电技术产业化，推广小型模块堆技术，推动核聚变取得突破性进展。

2. 能源存储、输送技术创新

- 重点推动大容量、超远距离特高压，特高压柔性直流，长距离、大容量海底电缆技术创新和装备研发；
- 推动大容量、长寿命、低成本新型储能技术材料研发；
- 开展三网融合发展理论创新和工程实践；
- 探索超导输电、无线输电等前瞻性技术研发。

3. 用能技术创新

- 突破大功率动力电池、快速充电、无线充电等电动汽车技术装备瓶颈；
- 加快高效率、低成本热泵技术推广；
- 推动能源与人工智能、云计算、物联网、区块链等信息技术融合；
- 推动电制氢、电制合成燃料以及氢储运和燃料电池等技术装备发展。

(五) 加快技术创新和市场建设



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

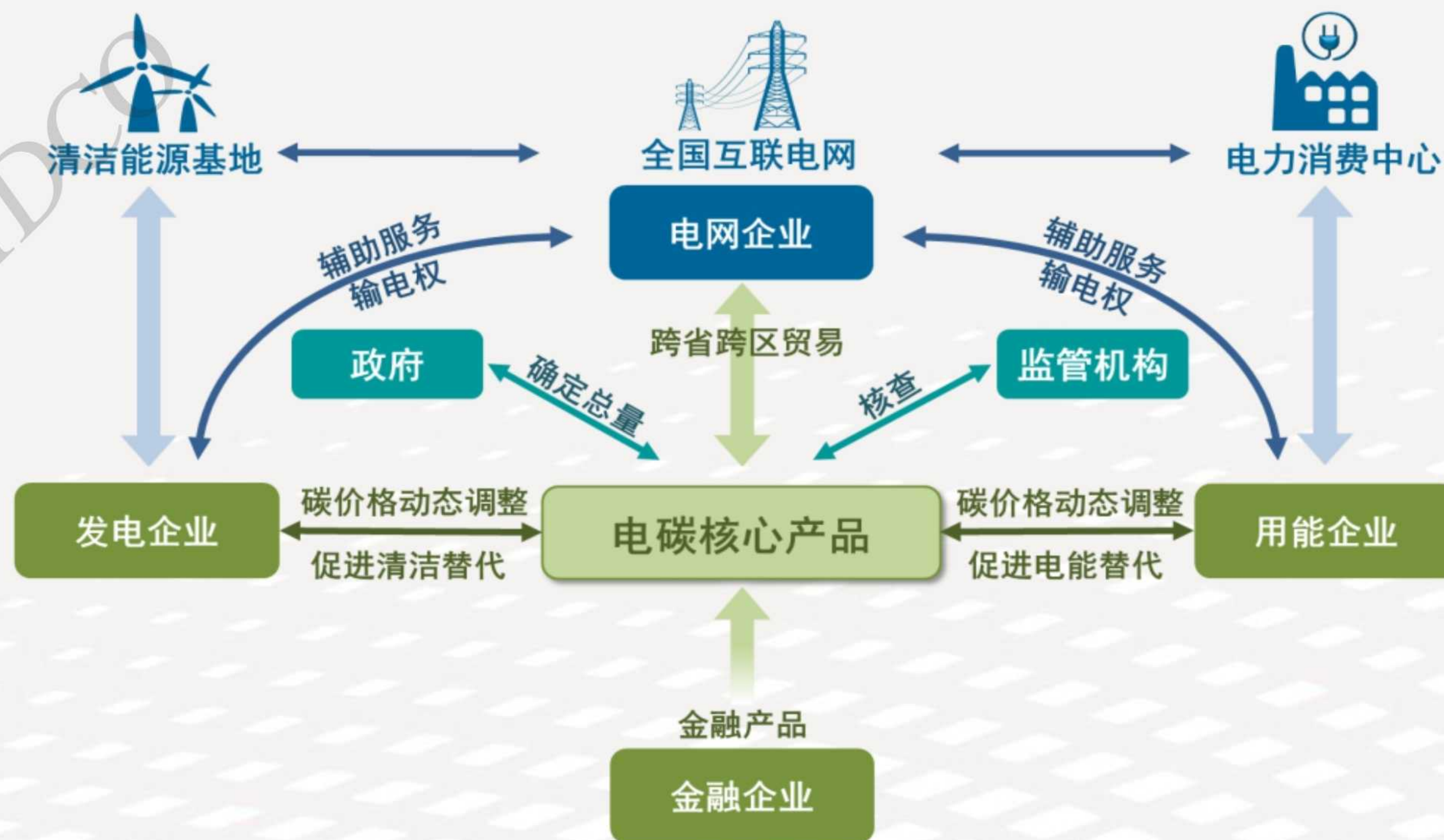
■ 构建全国电力市场

依托互联大电网平台，加快推动**构建统一市场、健全交易机制、理顺价格关系、放开社会投资**，形成统一开放、竞争有序的现代电力市场体系。

- 打破省间壁垒，建设全国统一电力市场
- 健全交易机制，推动清洁能源开发消纳

■ 构建全国电-碳市场

- 以电能和碳排放权相结合形成的电-碳产品为抓手，推动电力市场与碳市场深度融合、协同发展。
- **发电侧**出售电-碳产品时，同时完成电能交易和碳排放交易，促进清洁替代；**输配侧**推动全国范围电网互联互通，促进清洁能源大规模开发、大范围配置；**用能侧**建立电力与用能行业关联机制，激励用能侧电能替代和电气化发展。





- 一、能源转型思路与重点
- 二、“十四五”电力发展**
- 三、中长期电力发展展望

(一) 电力需求预测：多情景设计



综合考虑经济社会发展、产业结构调整、电能替代等因素，提出高、中、低三种发展情景，对“十四五”电力需求进行分析。

影响因素	高情景	中情景	低情景
世界经济	世界经济逐步恢复，到2025年年均增速3%	新冠疫情给短期世界经济带来明显冲击，到2025年年均增速2%	疫情影响周期较长，严重影响世界经济发展，到2025年年均增速1%
我国经济	“十四五”我国经济年均增速6%	“十四五”我国经济年均增速5.5%	“十四五”我国经济年均增速5%
产业结构	产业结构调整稳步推进，高载能行业处于峰值平台期，2025年，二产、三产占比分别为38%、57%	经济结构调整力度加大，高载能行业发展放缓，2025年，二产、三产占比分别为37%、58%	经济结构调整加速，高载能行业发展进一步放缓，2025年，二产、三产占比分别为35%、61%
电能替代	电能替代力度加大	电能替代持续推进	电能替代推进减缓

(一) 电力需求预测：需求总量



“十四五”全社会用电量预测结果 (单位：万亿千瓦时)

情景方案	2019年实际	2020年预测	2020年增速	“十三五”增速	2025年	“十四五”增速
高方案	7.25	7.43	2.5%	5.5%	9.5	5.1%
中方案					9.2	4.4%
低方案					8.8	3.5%

综合考虑我国经济社会发展阶段、新型城镇化建设、电气化发展等因素，推荐**中情景**方案。2025年，我国全社会用电量达到9.2万亿千瓦时，“十四五”年均增速约4.4%。最大负荷将达到15.7亿千瓦，“十四五”年均增长4.8%，略高于用电量增速。

“十四五”最大负荷预测结果 (单位：亿千瓦)

2015年	2020年	2025年	“十三五”增速	“十四五”增速
9.4	12.4	15.7	5.7%	4.8%



■ “十四五”期间全社会用电量将持续增长

经济高质量发展的需要。我国总体还处于工业化中后期，为实现“两个一百年”奋斗目标，预计“十四五”我国经济将保持中高速增长，年均增速在5%~6%区间。在相同发展阶段，美国、日本、韩国等国家电力消费弹性系数一般超过1，电力需求增速超过GDP增速。

“十四五”我国经济高质量发展，按照经济增长5.5%，电力需求年均增速4.4%，电力弹性系数为0.8。

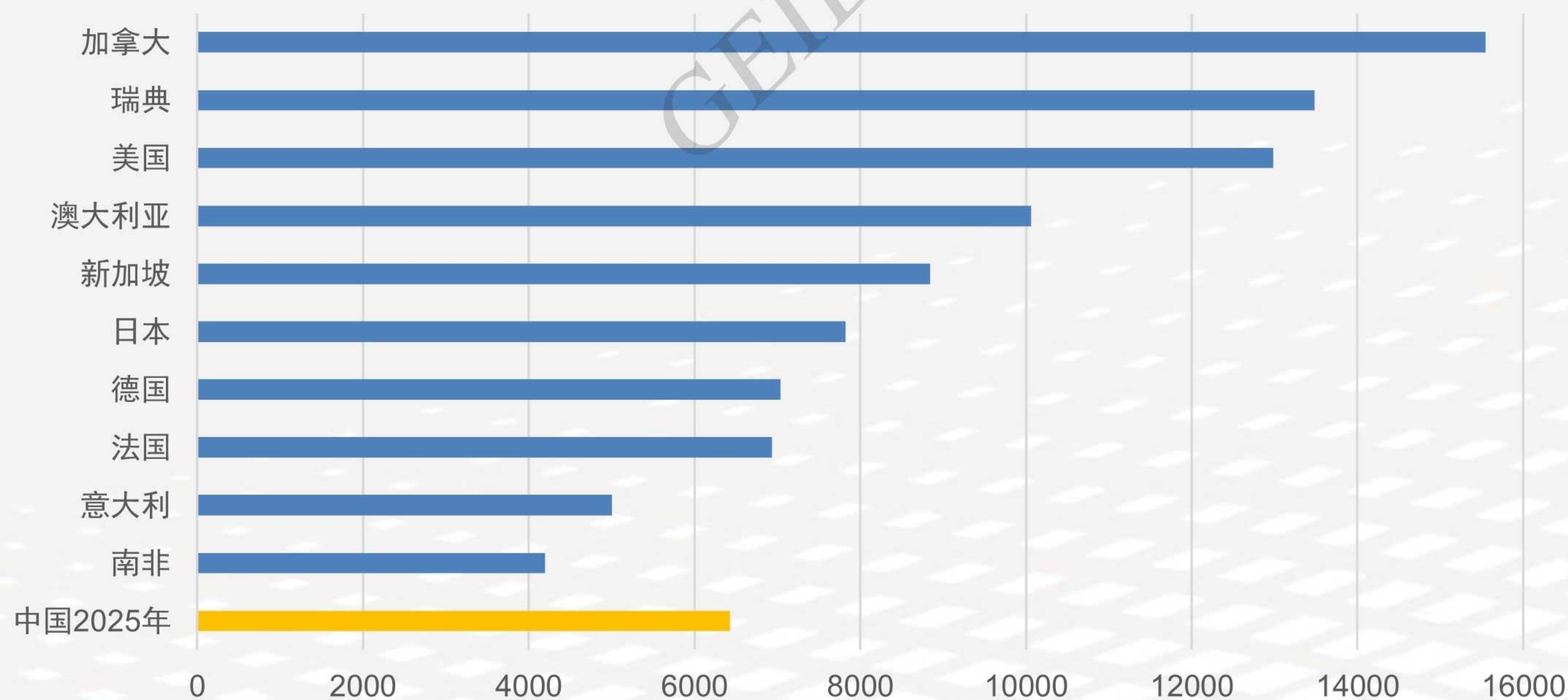
电气化是电力需求增长的根本驱动力。目前全球电能占终端能源消费比重由2000年的15%提高到19%，提高了4个百分点。我国电气化发展后来居上，电能占终端能源消费比重从2000年的不足12%提高到2019年的26%左右，超过美国、德国等部分发达国家。预计到2025年，我国电能占终端能源消费比重将达到32%，常规电能替代量达到5000~6000亿千瓦时，5G基站、数据中心等作为数字“新基建”规模化发展直接用电需求将超过5000亿千瓦时。

(一) 电力需求预测：人均用电量



■ 人均用电量增长潜力大

随着城镇化、电气化进程的加快推进，特别是人民生活水平提高和电能替代提速，我国人均用电量增长潜力大。2025年，人均用电量约6425千瓦时，相当于2016年美国的二分之一、加拿大的五分之二，分别是日本、德国的82%、91%，与主要发达国家存在较大差距，未来仍有增长空间。



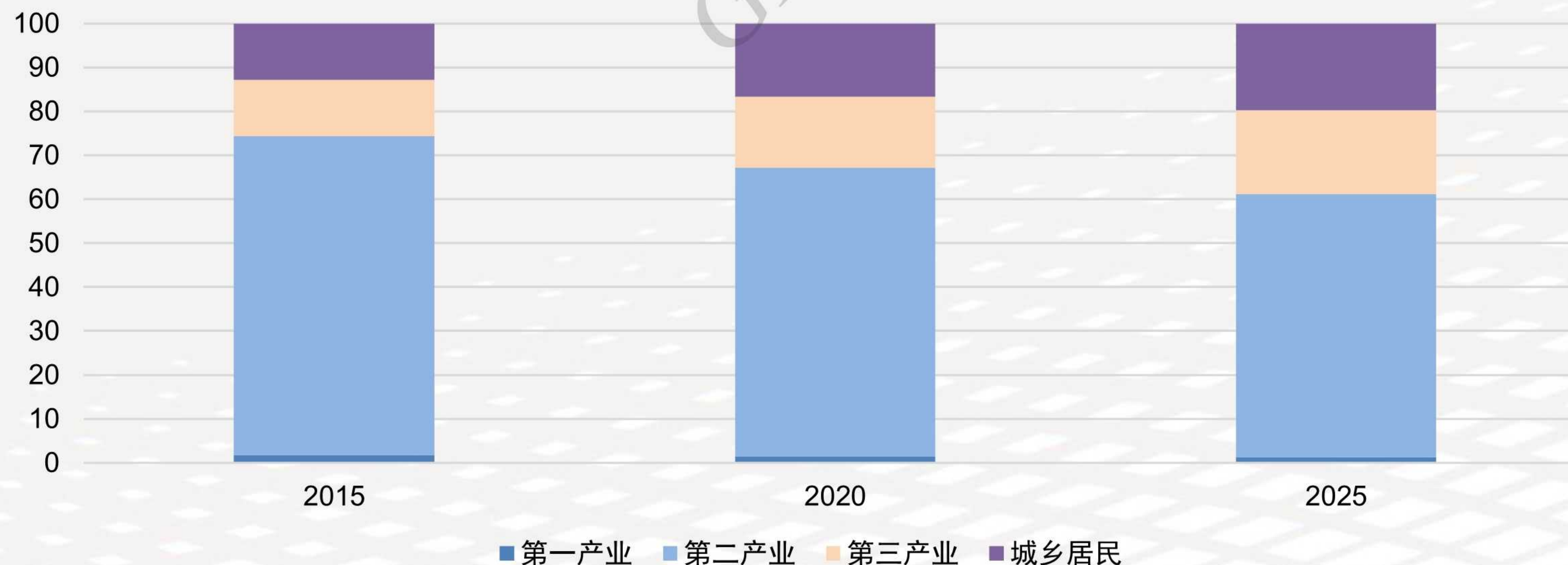
2025年我国人均用电量与发达国家（2016年）对比（单位：千瓦时/年）

(一) 电力需求预测：需求结构



■ 第三产业和城乡居民用电比重不断提高，二产比重仍保持较高水平

随着经济发展方式转变和产业结构优化调整，高能耗、低效率的落后产能将逐步被淘汰，电力需求重心逐步远离高载能产业，战略性新兴产业和现代服务业将成为用电增长的主要动力。“十四五”一产、二产、三产和居民用电量年均增速分别约2.9%、2.4%、8.1%和8.0%，2025年，第三产业和城乡居民用电比重分别上升至19.1%、19.8%；一产、二产用电比重有所下降，约为1.3%、59.8%。



2015~2025年我国分产业用电结构 (%)

(一) 电力需求预测：需求分布



东中部地区，人口比重高、经济基数大，2025年全社会用电量约6万亿千瓦时，“十四五”年均增速4.3%，低于全国平均水平；用电量占比由2015年、2020年的66.1%、65.2%降低至64.7%。**东中部仍是电力需求中心。**

西部、北部地区，考虑产业转移、西部大开发等因素，2025年全社会用电量超过3万亿千瓦时，“十四五”年均增速4.7%，高于东中部地区。

电力需求分布（单位：亿千瓦时）

区域分类	2015年		2020年		2025年		“十三五” 增速	“十四五” 增速
	电量	占比	电量	占比	电量	占比		
东中部	37609	66.1%	48290	65.2%	59568	64.7%	5.1%	4.3%
西部、北部	19270	33.9%	25803	34.8%	32434	35.3%	6.0%	4.7%

(二) 电源装机规划：总装机及结构



2025年全国电源装机总量及结构（单位：亿千瓦、万亿千瓦时）

经电力电量平衡综合计算，2025年，我国电源装机总量29.5亿千瓦。其中，常规水电3.9亿千瓦，煤电11亿千瓦、气电1.5亿千瓦，风电5.4亿千瓦、太阳能发电5.6亿千瓦，抽蓄6800万千瓦。电化学储能容量4000万千瓦。

清洁能源装机占比由2019年的41.9%提高到2025年的57.5%，煤电装机占比由2019年的51.8%下降至2025年的37.3%。

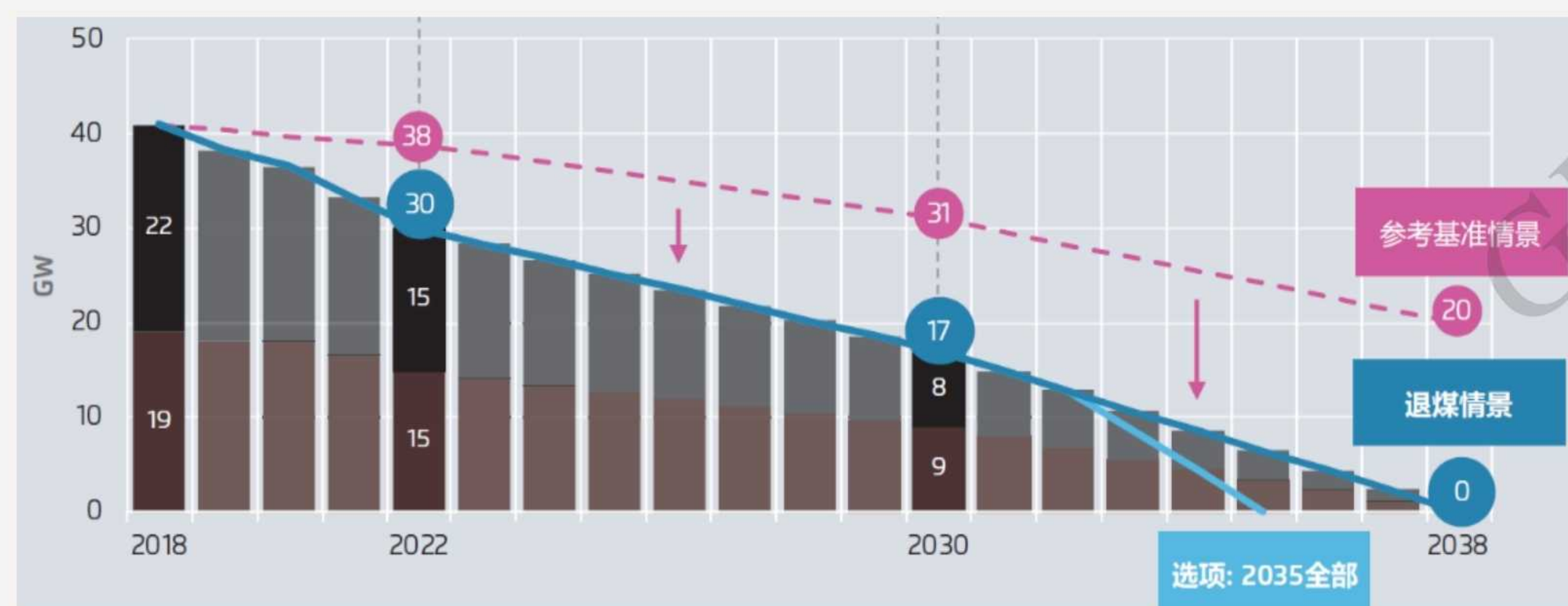
类别/区域	装机	占比	发电量	占比
合计	29.5	100%	9.3	100%
常规水电	3.92	13.3%	1.48	16.0%
抽蓄	0.68	2.3%	—	—
煤电	11.01	37.3%	4.52	48.9%
气电	1.52	5.2%	0.59	6.4%
核电	0.72	2.5%	0.51	5.5%
风电	5.36	18.2%	1.02	11.0%
光伏	5.51	18.7%	0.85	9.2%
光热	0.09	0.3%	0.03	0.3%
生物质及其他	0.65	2.2%	0.25	2.7%
电化学储能	0.40			
清洁装机占比		57.5%		45.0%

(二) 电源装机规划：煤电



■ 全球煤电竞争力持续降低，气候环境压力不断增大，煤电退出进程加快

煤电环保税、超低排放改造、利用小时下降等导致发电边际成本上升，亏损面不断扩大。据统计，全球已有40%以上煤电厂处于亏损状态。近5年，全球除我国以外国家净新增煤电装机持续下降，2018年首次出现负增长，2019年净减少270万千瓦。根据落基山研究所等研究机构分析，全球不具竞争力的燃煤电厂将迅速增长到2022年的60%和2025年的73%。目前全球已有30余个国家先后出台退煤政策。



德国退煤路线图

德国是欧洲煤电装机最大的国家，煤电发展导致一系列经济社会问题，政府已决心扭转对煤电的依赖，制定了2038年前全部退出的路线图。退煤需政府额外支出690亿至930亿欧元补偿资产损失等，政府认为这是以往错误煤电政策的代价。

国家/地区承诺淘汰煤电时间

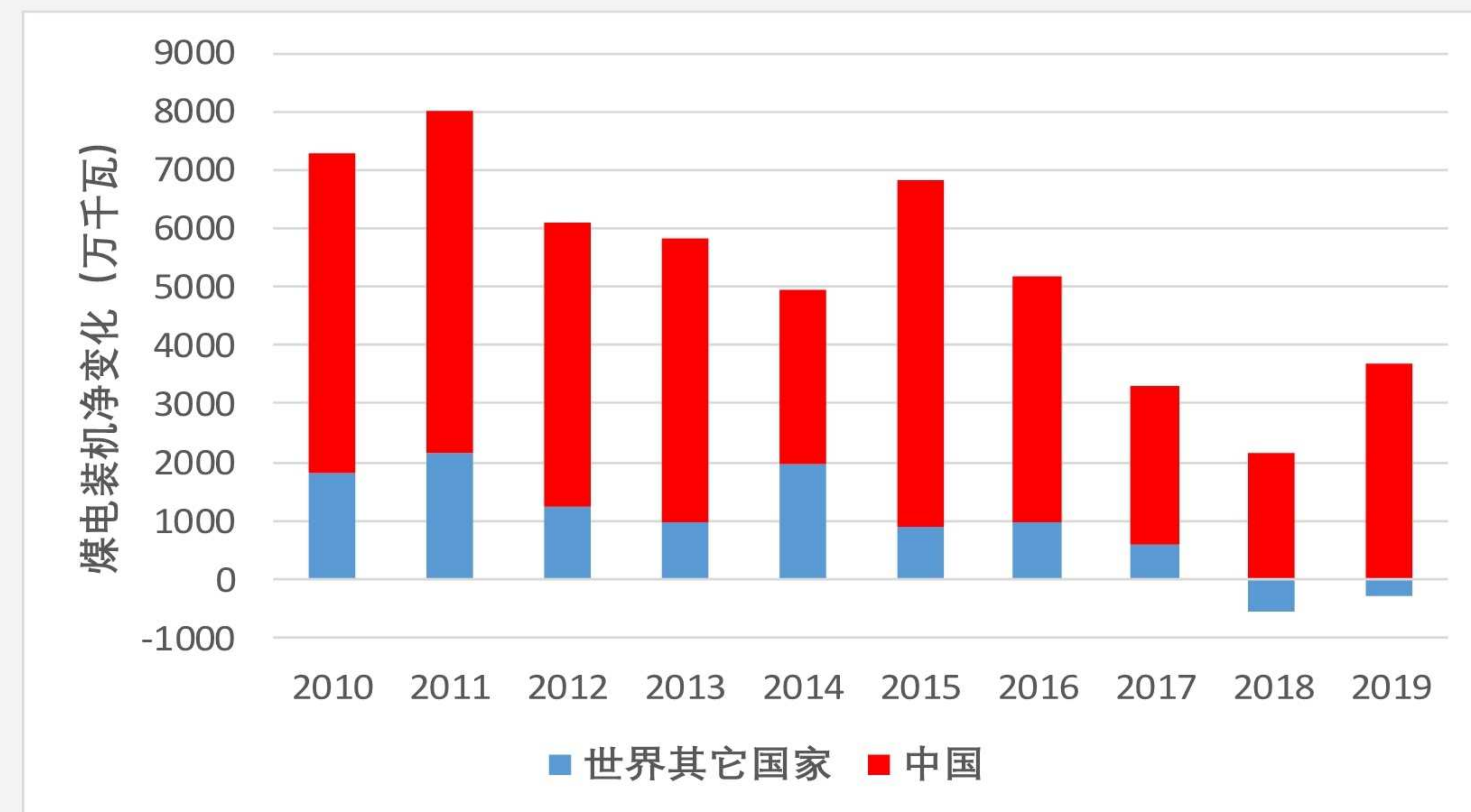
国家	比利时	奥地利	瑞典	西班牙	新西兰	法国
时间	2016年	2020年	2020年	2020年	2022年	2023年
国家	意大利	英国	爱尔兰	以色列	希腊	荷兰
时间	2025年	2025年	2025年	2025年	2028年	2030年
国家	芬兰	葡萄牙	丹麦	匈牙利	瑞士	卢森堡
时间	2030年	2030年	2030年	2030年	2030年	2030年
国家	安哥拉	埃塞俄比亚	哥斯达黎加	智利	墨西哥	德国
时间	2030年	2030年	2030年	2030年	2030年	2038年
地区	美国加利福尼亚州	美国马塞诸塞州	美国俄勒冈州	美国纽约州	美国康涅狄格州	美国华盛顿州
时间	2014年	2017年	2020年	2020年	2021年	2025年

(二) 电源装机规划：煤电



■ 我国煤电结构性风险突出

- **装机规模大。**截至2019年底，我国煤电装机和发电量分别达10.4亿千瓦、4.5万亿千瓦时，均超过全球总量的50%。
- **服役时间短。**我国煤电机组平均服役时间仅11年，超过48%的机组是近10年内建成投产的，服役超过20年机组仅11%，特别是百万千瓦级机组平均服役时间仅4年。
- **经营压力大。**2018年，我国五大发电集团所属煤电厂亏损占比达54%，累计亏损380亿元。
- **碳排放量高。**我国煤电排放占能源相关碳排放的32%，占全社会二氧化硫的14%、氮氧化物的10%。
- **转型难度远超其他国家。**过去10年，在产能严重过剩情况下，我国煤电装机仍持续增长，年均净新增超过4000万千瓦，占全球总净新增装机80%以上，预计2020年我国煤电装机将达到10.87亿千瓦。过去4年，我国净新增装机超过欧盟全部煤电总量。



2006~2019年我国与全球其他国家净新增煤电装机情况

我国与美国、德国煤电机组对比

	我国	美国	德国
平均投运年限	11	35	30
2030年前自然退役占比	6%	80%	67%



- **继续投资新建煤电，将来资产损失和国际压力巨大，难以承受。必须下大决心，加快煤电达峰并逐步退出。**
- **增大资产损失。**当前每增加1亿千瓦煤电机组，未来将增加超过3000亿元资产损失。
- **挤压清洁能源发展空间。**当前每增加1亿千瓦煤电机组，2030年前将累计减少清洁能源装机约3亿千瓦，挤压近2万亿元清洁能源投资。
- **显著增加碳排放总量。**当前每增加1亿千瓦煤电机组，到2050年将累计增加碳排放150亿吨，相当于2018年我国全部碳排放的1.6倍。

我国煤电发展应加快转变煤电功能布局，控制总量、调整结构、转变定位、优化布局。

(二) 电源装机规划：煤电



我国“十四五”煤电发展应切实根据不同地区的特性差异化进行安排。**严控东中部煤电新增规模并淘汰落后产能、同时开展煤电灵活性改造，煤电从基荷型电源向调节型电源功能转变。**

“十四五”期间，新增煤电布局在西部北部，新建特高压工程送端配套煤电3100万千瓦和在建煤电2400万千瓦。东中部不再新建煤电，同时逐步淘汰关停煤电4000万千瓦，到2025年总装机力争控制在**11**亿千瓦，东中部装机比重由2020年的56%下降至52%。

“十四五”煤电装机规模及分布（单位：亿千瓦）

类别/区域	2020年		十四五新增		十四五退役		2025年	
	容量	占比	容量	占比	容量	占比	容量	占比
装机总量	10.87	—	0.55	—	0.4	—	11	—
西部、北部	4.79	44.1%	0.55	100%	0.35	87.0%	5.28	48.0%
东中部	6.08	55.9%	—	—	0.05	13.0%	5.73	52.0%

(二) 电源装机规划：煤电



- 2025年煤电达峰11亿千瓦后，煤电的退出主要用风光水储输的方式满足新增电力缺口需求，经济性更优。
- 对比方案电源总装机少1.08亿千瓦。其中，煤电装机高1.8亿千瓦，风光装机少2.88亿千瓦，储能少4000万千瓦。
- 对比方案电源装机投资低1.16万亿元，但煤电运行费用高，按照运行期25年，年费用高300亿元/年。
- 对比方案的每年将增加二氧化碳排放超过6.1亿吨，碳排放成本将增加180亿元/年，并存在着更多的环境成本和社会成本。我国每年工业污染源环境治理成本高达1000亿元，若考虑煤电的污染治理成本和碳减排成本，增加煤电方案的经济性将会更差。

2025年不同煤电装机方案比较

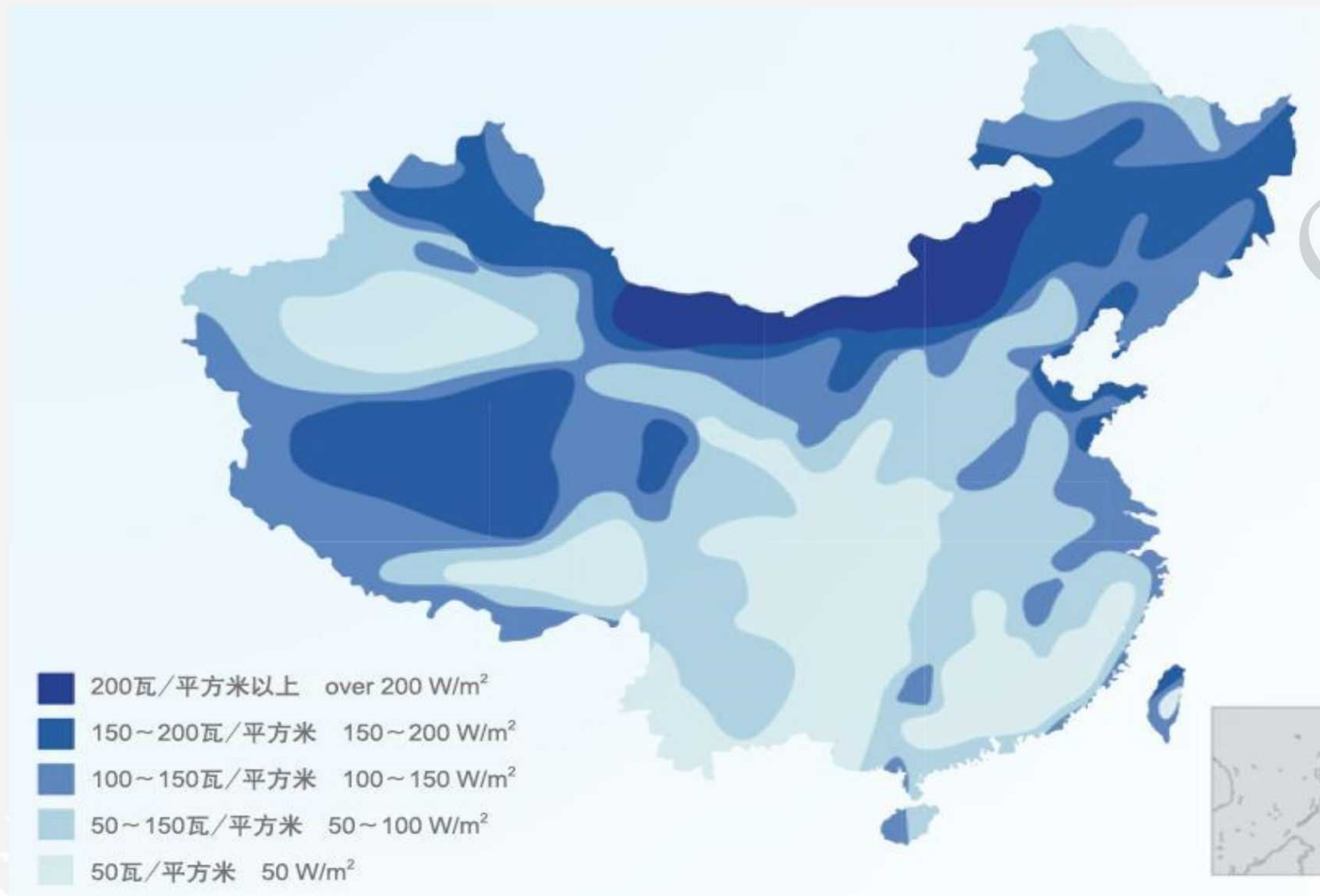
类型	方案1：11亿煤电 (推荐方案)	方案2：12.8亿煤电 (对比方案)
投资差 (方案1-方案2)	1.16万亿元	
年费用差 (方案1-方案2)	-300亿元/年	
装机总量 (亿千瓦)	29.46	28.38
常规水电	3.92	3.92
抽蓄	0.68	0.68
煤电	11	12.8
气电	1.52	1.52
核电	0.72	0.72
风电	5.36	4.25
光伏	5.51	3.75
光热	0.09	0.09
生物质及其他	0.65	0.65
储能	0.4	0

(二) 电源装机规划：风电



2019年，我国风电装机2.1亿千瓦，预计2020年投产0.4亿千瓦。“十四五”规划投产2.9亿千瓦，2025年规划风电装机达到5.4亿千瓦（其中海上风电装机约3000万千瓦），年均增加超过5000万千瓦。2025年西部、北部地区风电装机占比58.8%。

我国风资源分布示意图



“十四五”风电装机规划及分布（单位：万千瓦）

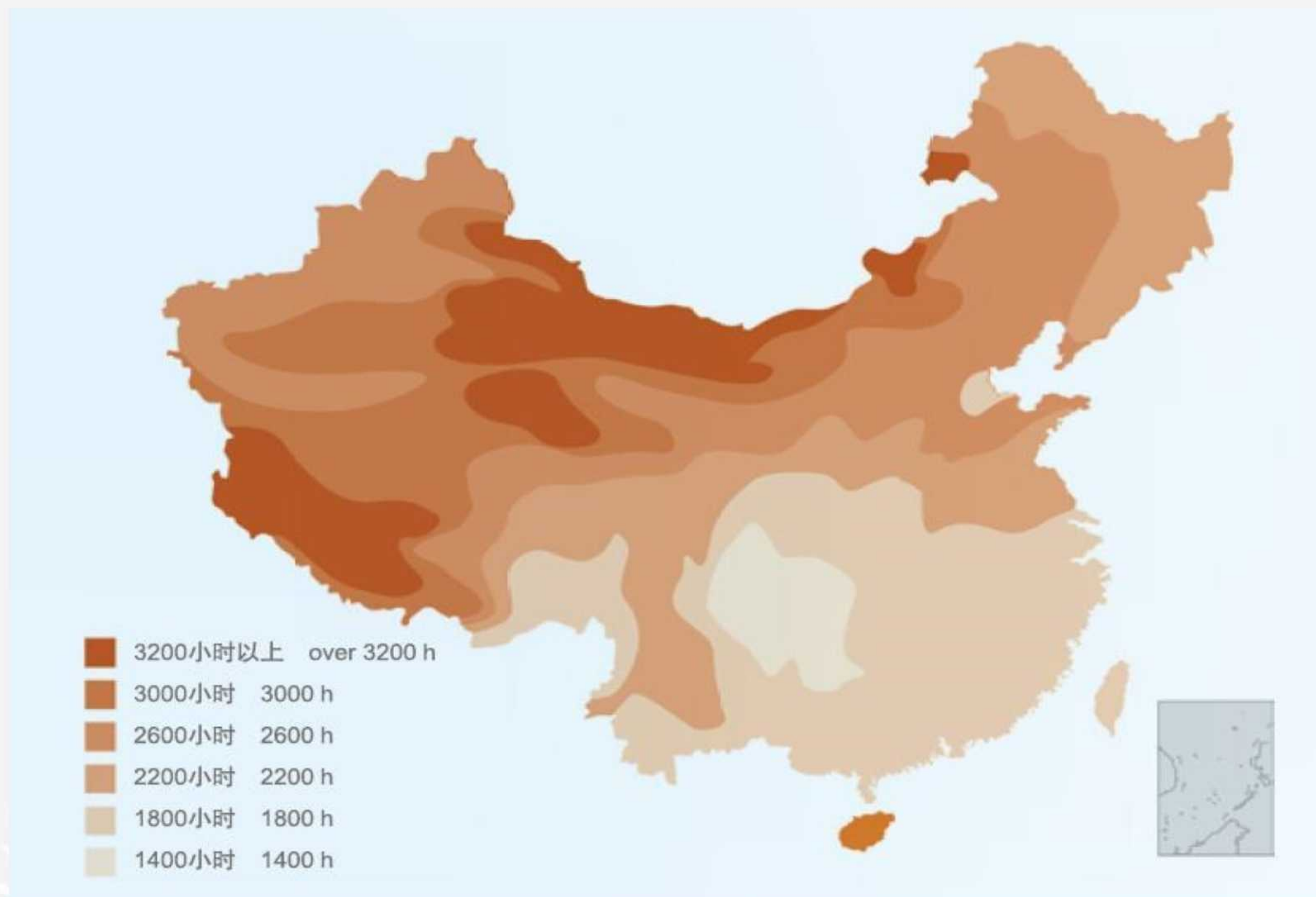
类别/区域	2019年		2025年	
	容量	占比	容量	占比
装机合计	20915	—	53602	—
陆上风电	20318	97.2%	50602	94.4%
海上风电	597	2.8%	3000	5.6%
开发方式				
集中式	20205	96.2%	50602	94.4%
分散式	800	3.8%	3000	5.6%
区域分布				
西部、北部	13620	64.8%	31526	58.8%
东中部	7385	35.2%	22076	41.2%

(二) 电源装机规划：太阳能发电



2019年，我国太阳能发电装机2.04亿千瓦，预计2020年投产0.3亿千瓦。“十四五”规划投产3.2亿千瓦，2025年规划太阳能发电装机达到5.6亿千瓦，年均增加超过6000万千瓦。2025年分布式光伏占比33.3%，西部、北部地区装机占比55.9%。

我国太阳能资源分布示意图



“十四五”太阳能发电装机规划及分布 (单位：万千瓦)

类别/区域	2019年		2025年	
	容量	占比	容量	占比
装机合计	20418	—	56083	—
集中式光伏	14093	69.0%	37147	66.2%
光热	44	0.2%	936	1.7%
分布式光伏	6281	30.8%	18000	32.1%
区域分布				
西部、北部	12112	59.2%	31058	55.9%
东中部	8356	40.8%	24525	44.1%



- **资源禀赋和电力需求逆向分布决定了我国“西电东送”和“北电南送”电力流格局**
 - 我国清洁能源资源超过70%集中在西部北部地区，电力消费超过60%分布在东中部地区，与能源资源呈逆向分布。
 - 东中部分布式资源总量有限、开发成本高。东中部地区分布式光伏技术可开发量不足10亿千瓦，耕地红线、空间管理等要求进一步限制分布式能源开发。东中部地区年平均风功率密度、太阳能年平均辐照强度分别相当于西部北部地区的25%和67%，利用小时数低。
 - 西部北部清洁能源基地开发加快，送电至东中部电价仍具有较强竞争力。2025年预计西部北部送达东部地区的落地电价为0.26 ~ 0.32元/千瓦时左右，东中部分布式光伏、海上风电度电成本分别为0.35元、0.65元/千瓦时。

(三) 跨区跨省电力流向及规模

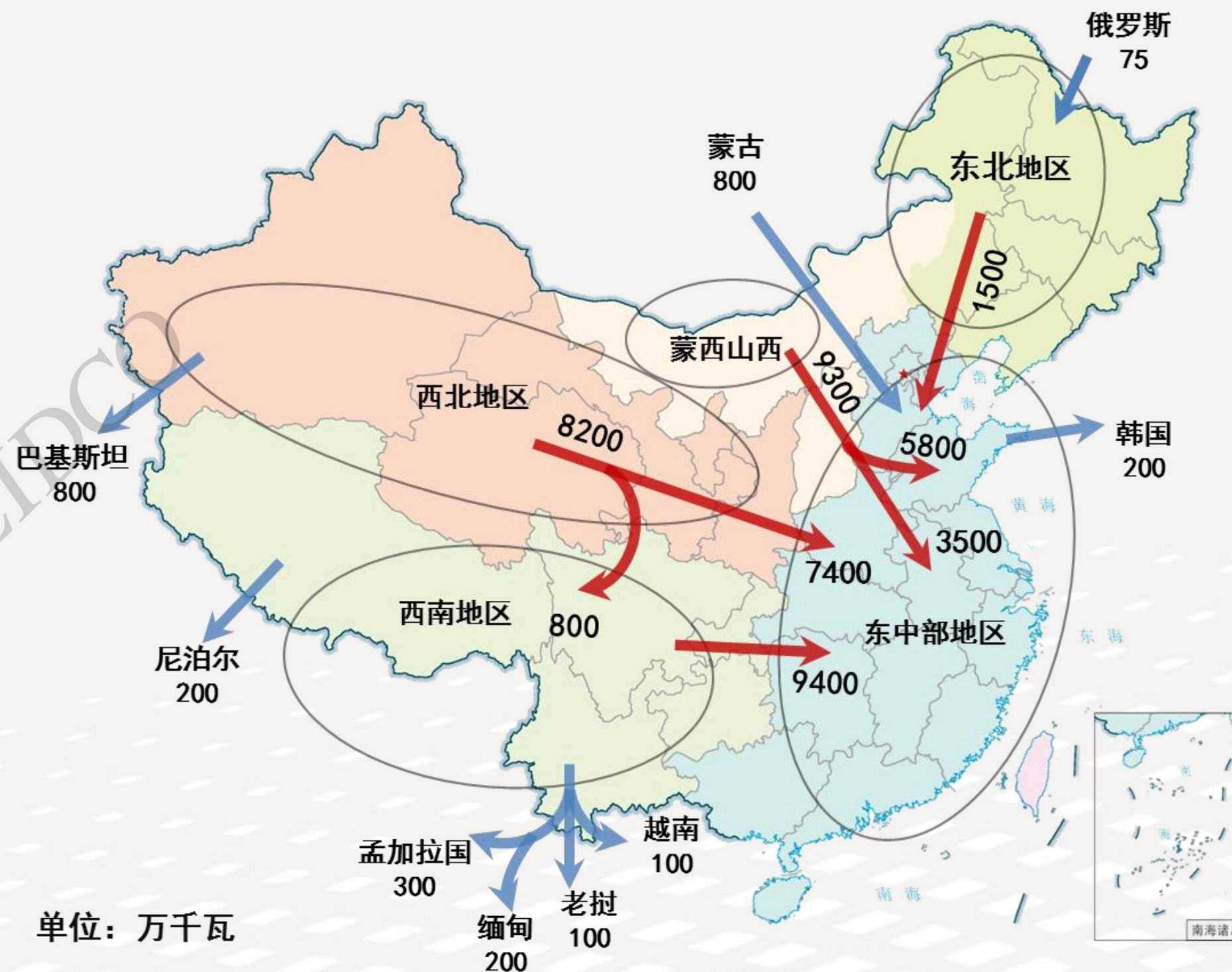


■ 我国跨省跨区电力流规模将持续扩大

预计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。

其中跨区电力流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，包括华北蒙西、山西外送5800万千瓦，西南四川送重庆600万千瓦等。

2025年，跨国电力流2775万千瓦。



2025年跨国跨区跨省电力流示意图



■ “十四五” 电网发展思路

“十三五”期间我国输配电网快速发展，有力支撑了国民经济快速发展的用电需要，同时也存在跨区输电通道利用率低、直流多馈入及“强直弱交”安全问题突出、高比例新能源系统特性复杂等诸多问题和挑战。

应对挑战，适应新时代我国能源开发和消费新格局，“十四五”电网发展应以安全为基础、以需求为导向，统筹主网和配网、系统一次和二次、城乡及东西部发展需求，加快构建以特高压为骨干网架的东西部同步电网建设，各级电网协调发展，着力提高电网安全水平、运行效率和智能化水平，实现更大范围资源优化配置，促进清洁能源大规模开发和高效利用，为经济社会发展和人民美好生活提供安全、优质、可持续的电力供应。

(四) 电网发展重点：特高压骨干网架发展



■ 加快形成“三华”特高压同步电网

华东、华中电网直流落点密集，随着直流馈入规模的不断提高，安全稳定风险进一步加剧，亟需通过加强区域互联，提高电网安全性和抵御严重故障的能力。2025年，华东电网馈入直流达到13回，总输电容量8580万千瓦，占最大负荷比重约27%；华中电网馈入直流达到6回，总输电容量4800万千瓦，占最大负荷比重约23%。电网一旦发生交流故障，极易引发多回直流同时换相失败和直流闭锁，导致大量功率损失，带来严重频率稳定问题，存在大面积停电风险。

2025年，东部加快形成“三华”特高压同步电网，建成“五横四纵”特高压交流主网架。华北优化完善特高压交流主网架，华中建成“日”字形特高压交流环网，华北-华中、华北-华东、华中-华东分别建成2个、2个、3个特高压交流通道。



■ 加快形成“三华”特高压同步电网

“三华”特高压同步电网结构合理、网架坚强，满足受端多直流馈入安全稳定需要。

“三华”特高压同步电网与美加东部同步电网、欧洲大陆同步电网装机容量相当、覆盖面积更小，并且是将过去的东北—华北—华中“长链式”结构优化为华北—华中—华东“团状”结构，能够充分发挥互联电网强有力的紧急功率支援能力，抗风险、抗扰动能力更强。中国电力科学研究院对“三华”特高压同步电网、“三华”特高压异步电网、“三华”500千伏异步电网方案进行了反复论证比选和仿真计算，模拟了各种运行方式和10万多个故障条件，结果表明“三华”特高压同步电网方案安全性较高。

(四) 电网发展重点：特高压骨干网架发展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 构建川渝特高压交流主网架

为满足川渝地区快速增长的用电需求，实现川西水电大范围优化配置，亟需构建川渝坚强网络平台。“十三五”以来，成渝城市群一体化发展提速，带动电力需求快速增长，增速比全国平均增速高1~2个百分点，预计2025年川渝电网最大负荷将达到1亿千瓦。

2025年，西部加快形成川渝“两横一环网”特高压交流主网架。实现四川西部大渡河上游、雅砻江中游水电的开发外送，满足川渝地区快速增长的负荷需求，实现川西水电更大范围优化配置。**北横**，新建阿坝-成都东双回特高压交流线路，汇集大渡河上游双江口、巴拉、金川等水电外送；**南横**，新建甘孜-天府南双回特高压交流线路，汇集雅砻江中游两河口等水电外送；**成渝环网**，围绕川渝负荷中心，形成成都东-铜梁-重庆-天府南-成都东特高压交流环网，大幅提升川渝地区间电力输送能力和供电可靠性。

(四) 电网发展重点：特高压骨干网架发展



■ 统筹推进特高压直流通道建设

推进落实我国新时代西部大开发新格局，新建7个西北、西南能源基地电力外送特高压直流工程，总输电容量5600万千瓦。其中，西北外送建设陕北榆林-湖北武汉、甘肃-山东、新疆-重庆3个特高压直流输电工程，总输送容量达到2400万千瓦；西南外送新建四川雅中-江西南昌、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江、金上-湖北4个特高压直流输电工程，总输送容量达到3200万千瓦。到2025年，我国特高压直流工程达到23回，总输送容量达到1.8亿千瓦。

“十四五”新增特高压直流工程（单位：万千瓦）

输电工程	输送能力
四川雅中-江西南昌±800kV直流工程	800
陕北榆林-湖北武汉±800kV直流工程	800
白鹤滩-江苏±800kV直流工程	800
白鹤滩-浙江±800kV直流工程	800
甘肃-山东±800kV直流工程	800
新疆-重庆±800kV直流工程	800
金上-湖北±800kV直流工程	800

2025年特高压骨干网架示意图

中俄背靠背

“十四五”新增直流工程15项

西北外送3回：

- 陕北~武汉±800千伏直流
- 陇东~山东±800千伏直流
- 哈密~重庆±800千伏直流

西南外送4回：

- 雅中~南昌±800千伏直流
- 白鹤滩~江苏±800千伏直流
- 白鹤滩~浙江±800千伏直流
- 金上~湖北±800千伏直流

跨国直流4回、背靠背4项：

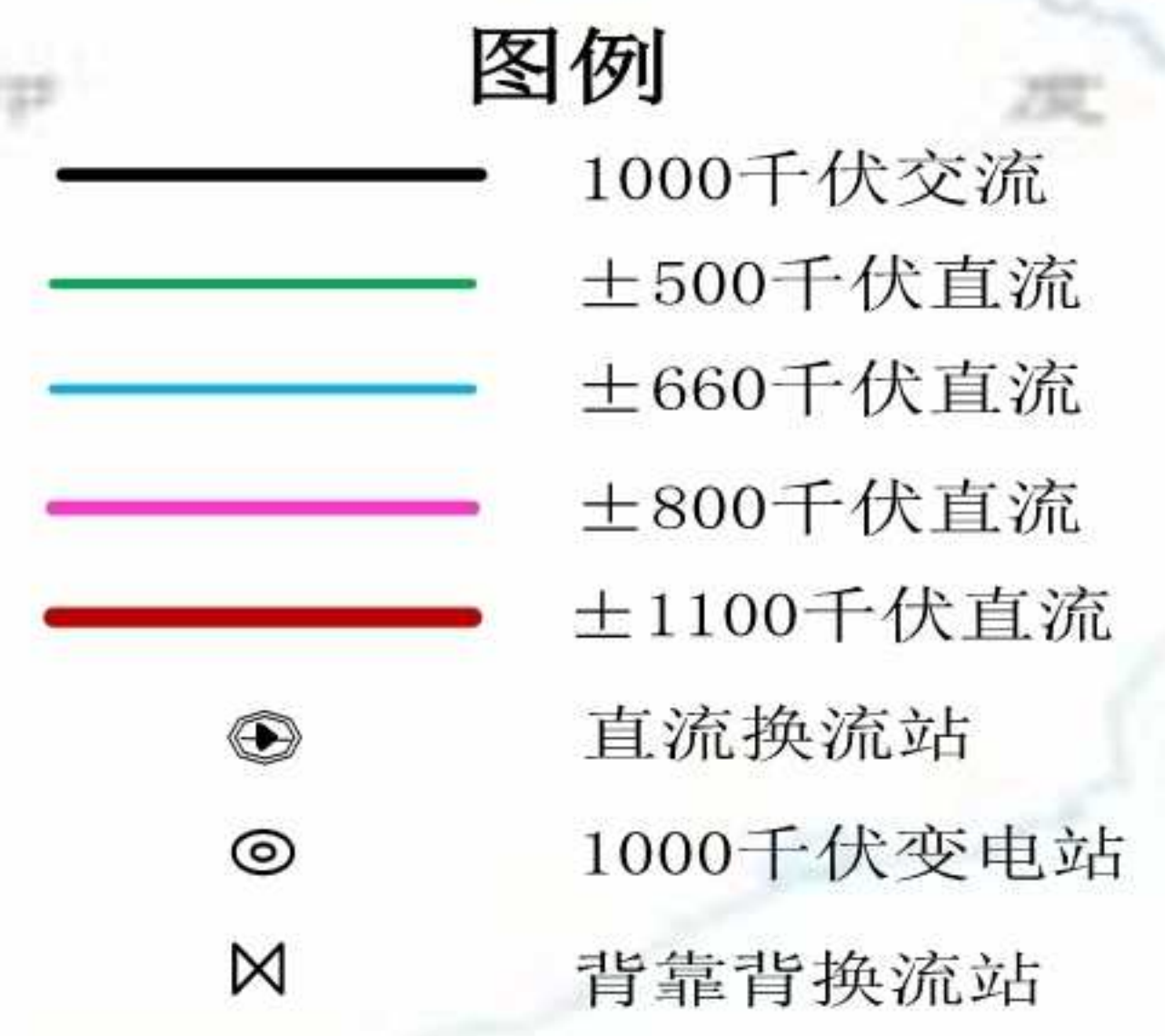
- 中国~巴基斯坦±800千伏直流
- 中国~蒙古±800千伏直流
- 中国~缅甸~孟加拉±660千伏直流
- 中国~韩国±500千伏直流
- 中缅、中老、中尼、中越背靠背工程

东部特高压交流“五横四纵”

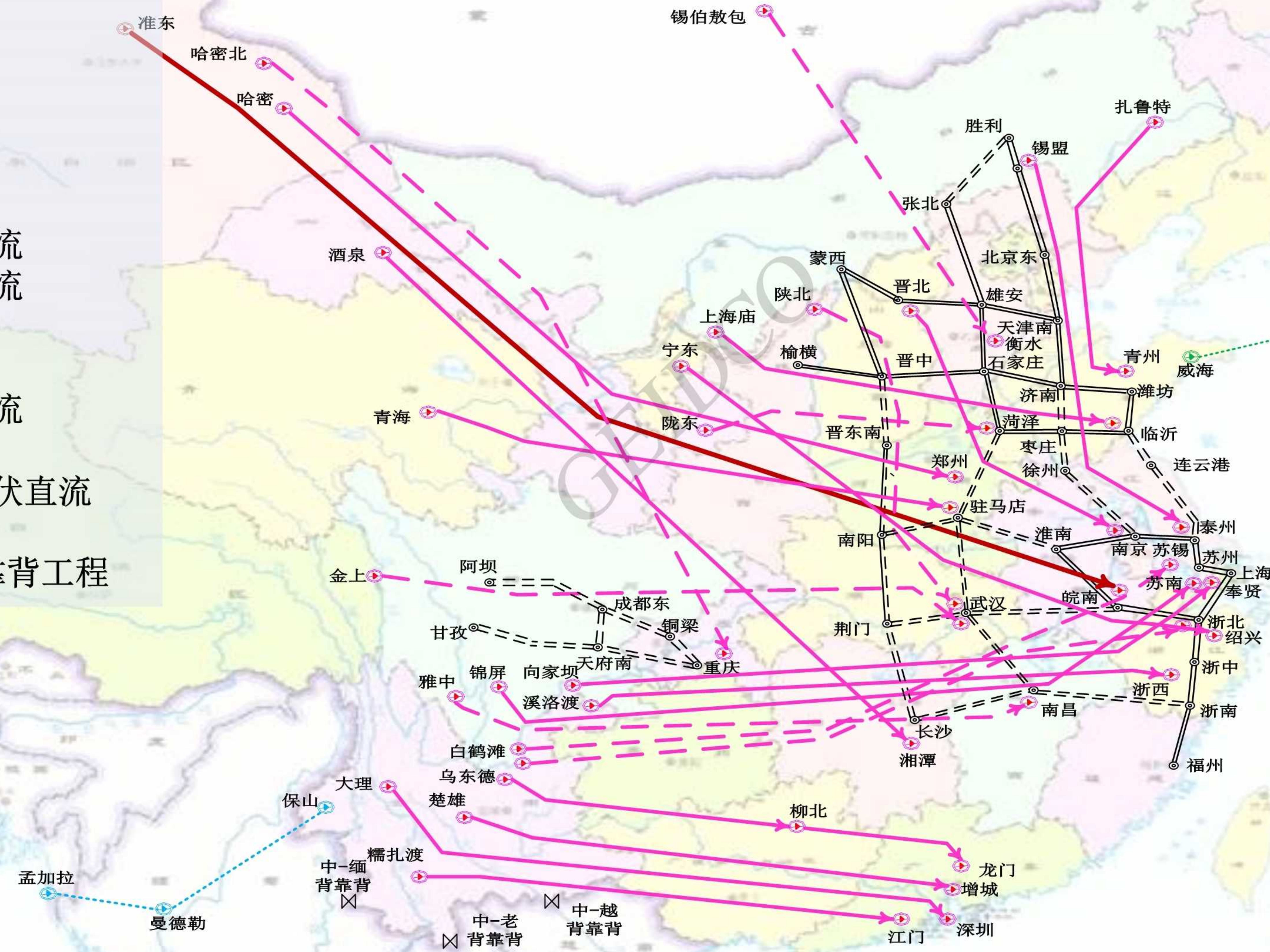
- 五横：
- 蒙西~天津南
 - 榆横~潍坊
 - 南阳~泰州
 - 荆门~上海
 - 长沙~浙南
- 四纵：
- 潍坊~福州
 - 胜利~南京
 - 张北~南昌
 - 蒙西~长沙

西部特高压交流“两横一环网”

- 两横：
- 阿坝~成都东
 - 甘孜~天府南
- 环网：
- 成都东~铜梁~重庆~天府南



注：虚线为“十四五”期间投运线路



(四) 电网发展重点：区域电网发展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

依托特高压骨干网架，进一步加强区域750、500千伏主网架，优化完善330、220千伏电网分层分区，实现各级电网协调发展。打造可靠性高、互动友好、经济高效的一流现代化配电网。

西北：提升跨区直流利用效率和安全稳定水平，优化完善直流近区750千伏网架，加强省间750千伏联网通道；满足区内新能源消纳，新增750千伏变电站布点。

东北：优化扎鲁特换流站近区网架结构，提升扎鲁特-青州直流利用效率；满足新能源送出和消纳，加强赤峰等地区外送通道建设。

华北：依托“两横一纵一环网”特高压交流网架，优化调整山西“西电东送”通道，扩大北京东部500千伏环网；满足负荷热点地区用电需求增长，实施雄安、石家庄特高压站主变扩建及新增500千伏变电站布点。

华中：依托“日”字型特高压交流环网，优化省间1000/500千伏电磁环网运行方式，完善500千伏网架结构；满足新增跨区直流电力疏散，配套实施500千伏接入工程；满足鄂西、豫西、湘西地区电源送出需求，加强外送输电断面。

西南：保障新增直流接入、川渝负荷中心供电安全，依托川渝特高压交流主网架，进一步完善500千伏网架结构。满足川西新增超过1000万千瓦水电外送需求，优化送端电网结构，加强500千伏输电通道。

南方：进一步优化完善500千伏网架结构，推进受端电网“组团化”发展；依托云南和广西电网，进一步加强与东南亚电网互联互通。

华东：依托长三角特高压交流环网，优化完善500千伏分层分区，有效抑制短路电流水平；满足新能源送出和消纳，加强江苏北电南送通道，优化浙西南等地区输电通道。

(四) 电网发展重点：跨国电网互联发展



结合周边国家资源禀赋和发展实际，建立跨境电力互联合作机制，纳入双边、多边合作框架。开展面向东北亚、东南亚、南亚等重点地区的电力联网规划和项目可行性研究，国内外各方共同推动项目落地。

“十四五”期间，重点加快推进中国-缅甸-孟加拉国、中国-老挝、中国-尼泊尔、中国-韩国（日本）、中国-蒙古等电网互联工程。到2025年，建成跨国直流工程9回（含背靠背工程5回）、输电容量约2775万千瓦。

“十四五”新增跨国直流联网工程（单位：万千瓦）

输电工程	输送能力
中-蒙±800kV直流互联工程	800
中-巴±800kV直流互联工程	800
中-缅-孟±660kV直流互联工程	400
中-韩（日）±500kV直流互联工程	200
中-尼背靠背互联工程	200
中-缅背靠背互联工程	100
中-老背靠背互联工程	100
中-越背靠背互联工程	100

(五) “十四五” 电力技术发展重点



我国在新能源、输电技术等关键领域的发展突破，为“十四五”期间加快能源清洁转型奠定了坚实基础。下一步还要继续在清洁能源发电、柔性直流输电和储能等方面集中攻关，加快新技术示范应用和推广。

技术类别	技术名称	发展目标
清洁发电技术	光伏	预计到2025年，晶硅电池转换效率达到27.2%，组件转换效率达到24%；薄膜电池转换效率达到25%，组件转换效率达到20.3%。光伏电站的初投资有望降至3360元/千瓦，全国平均度电成本降至0.3元/千瓦时，资源条件好的地区可低至0.21元/千瓦时。
	光热	预计到2025年，太阳能热化学反应器技术及高温吸热、传热、储热设备和材料有望突破，建成吉瓦级太阳能光热电站。光热电站的初投资有望降为29400元/千瓦，平均度电成本降至0.9元/千瓦时左右。
	风电	预计到2025年，陆上风电初投资降为6580元/千瓦，全国平均度电成本降至0.31元/千瓦时，资源条件好的地区可低至0.25元/千瓦时；海上风电初投资降为13650元/千瓦，平均度电成本降至0.7元/千瓦时，资源条件好的地区可低至0.6元/千瓦时。
柔性直流输电技术	柔性直流输电	特高电压、特大容量、超低损耗及高经济性是未来柔性直流输电技术发展的根本方向和最终目标，重点需要攻克基础器件、核心设备及系统级控制保护等关键技术和设备。
先进储能技术	压缩空气储能	预计到2025年，实现十万千瓦级先进压缩空气系统集成与规模化，系统效率提升至55~65%，系统成本降至200~250元/千瓦时，度电成本0.72元/千瓦时（100小时，周循环）。
	锂离子电池储能	预计到2025年，电池循环次数提升至6000~7000次，能量密度提升至250瓦时/千克，系统成本降至1600~1800元/千瓦时，度电成本0.45~0.5元/千瓦时（2小时，日循环1~2次），梯次利用动力电池快速分选和重组等技术突破后成本将进一步降低。
	液流电池储能	预计到2025年，液流电池转换效率提升至75%，功率密度达到30瓦/千克，成本降至3000元/千瓦时以下，度电成本0.7元/千瓦时（4小时，日循环1~2次）。
	氢储能	预计到2025年，实现系统效率提高至40~45%，储氢密度提高至15~20摩尔/升，系统成本降至100~150元/千瓦时，度电成本3.03元/千瓦时（300小时，季循环1~2次）。

(六) 加快完善建立相关政策和市场机制



“十四五” 政策机制 建议

完善建立跨省中长期市场和现货市场

- 按照“统一市场、两级运作”模式建立全国统一电力市场，消除省间壁垒
- 细化中长期电力交易精度，月时间尺度向日、日内峰谷时段、24小时尺度转变，提高市场效率，扩大交易规模
- 加快推动建立现货市场，通过现货市场的价格信号引导发电主动调峰，优化统筹全网调节资源，有效促进新能源消纳

完善建立公平合理的辅助服务市场

- 加快省内辅助服务市场建设，以市场价格信号引导发电侧和负荷侧中灵活性火电、储能、需求侧响应等参与调峰、备用等辅助服务市场
- 推动跨省辅助服务市场建设，以各省调度中心为交易主体，根据省间互联线路传输容量跨省参与辅助服务市场，促进省间调峰、备用资源共享

完善建立新能源电价等政策机制

- 完善新能源电价机制，推动新能源积极参与电力市场竞争
- 完善绿证实施机制，激励绿色电力消费，促进新能源消纳
- 加快建立适应新电改要求的抽水蓄能电价形成及成本回收机制



一、能源转型思路与重点
“十四五” 电力发展
三、中长期电力发展展望



电力需求

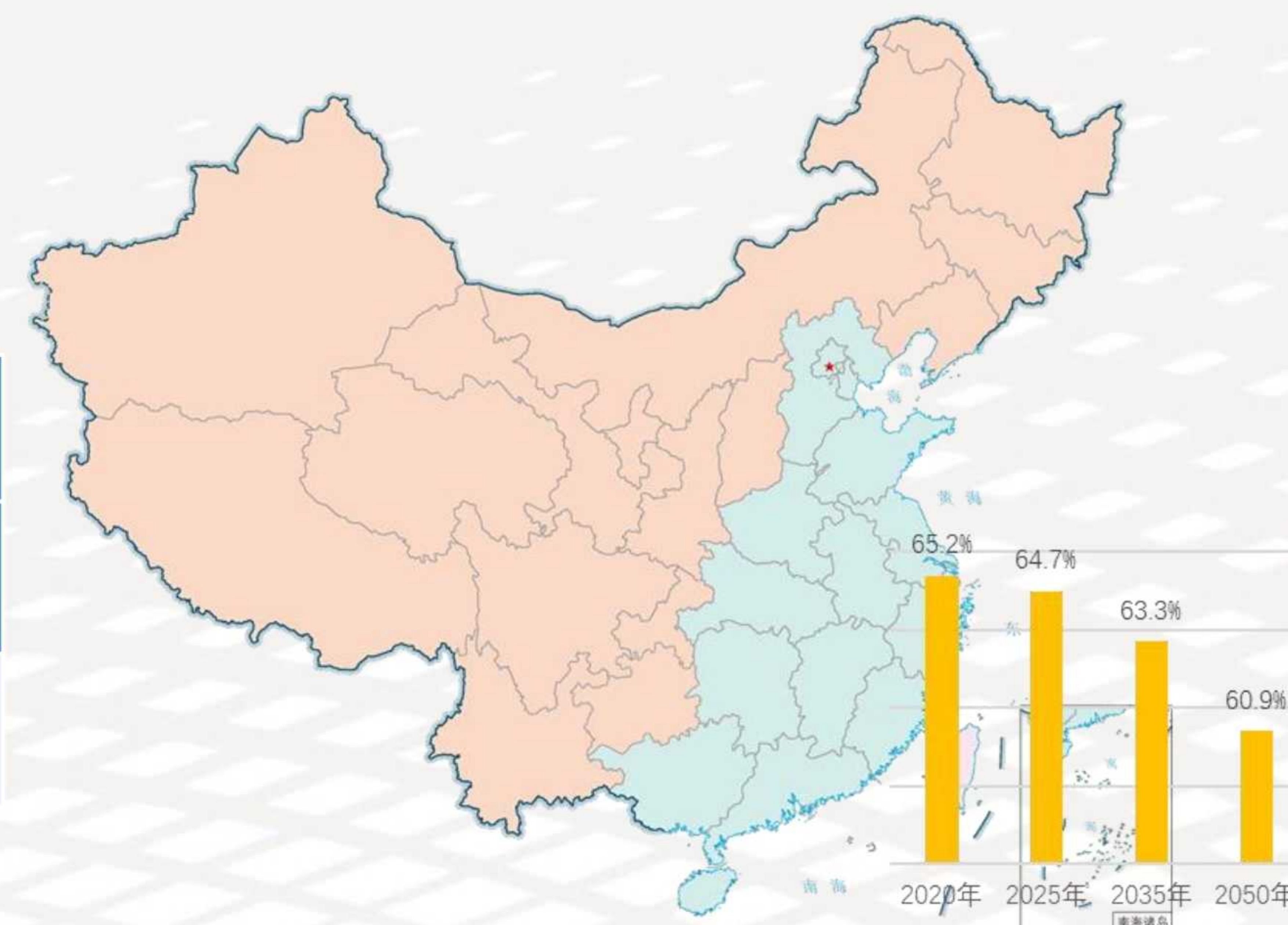
2035年，我国全社会用电量将达到11.6万亿千瓦时，2025~2035年均增速2.3%，人均用电量达到8080千瓦时，最大负荷19.9亿千瓦。

2050年，我国全社会用电量将达到14.1万亿千瓦时，2035~2050年均增速1.3%，人均用电量达到10300千瓦时，最大负荷24亿千瓦。

东中部地区电力需求比重有所降低，仍保持电力负荷中心地位，东中部用电量比重由2025年的64.7%降至2035年63.3%、2050年60.9%。

中长期全社会用电量与最大负荷预测（单位：万亿千瓦时、亿千瓦）

2035年		2025~2035年增速		2050年		2035~2050年增速	
电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷
11.6	19.9	2.3%	2.4%	14.1	24	1.3%	1.3%



东中部用电量占比示意图



电源装机

全国电源装机总量及结构 (单位: 亿千瓦)

2035年, 我国电源总装机将达到43.7亿千瓦。其中清洁能源发电装机32.5亿千瓦, 占比74.7%。

2050年, 我国电源总装机将达到60.1亿千瓦。其中清洁能源装机53.6亿千瓦, 占比89.5%。

新能源发电装机和发电量将占比主导地位, 2050年, 风电装机19.7亿千瓦、太阳能发电装机23.6亿千瓦, 合计占比72%; 风电发电量4.4万亿千瓦时、太阳能发电量4.7万亿千瓦时, 合计占比63%。

类别/区域	2035年		2050年	
	容量	占比	容量	占比
装机合计	43.7	100%	60.1	100%
常规水电	4.86	11%	5.71	9%
抽蓄	1.37	3%	1.74	3%
煤电	9.11	21%	4.03	7%
气电	1.92	5%	2.29	4%
核电	1.25	3%	1.77	3%
风电	11.07	25%	19.67	33%
光伏	12.7	29%	22.48	37%
光热	0.41	1%	1.1	2%
生物质及其他	0.97	2%	1.31	2%
新型储能	2.4		6.1	
清洁装机占比	74.7%		89.5%	

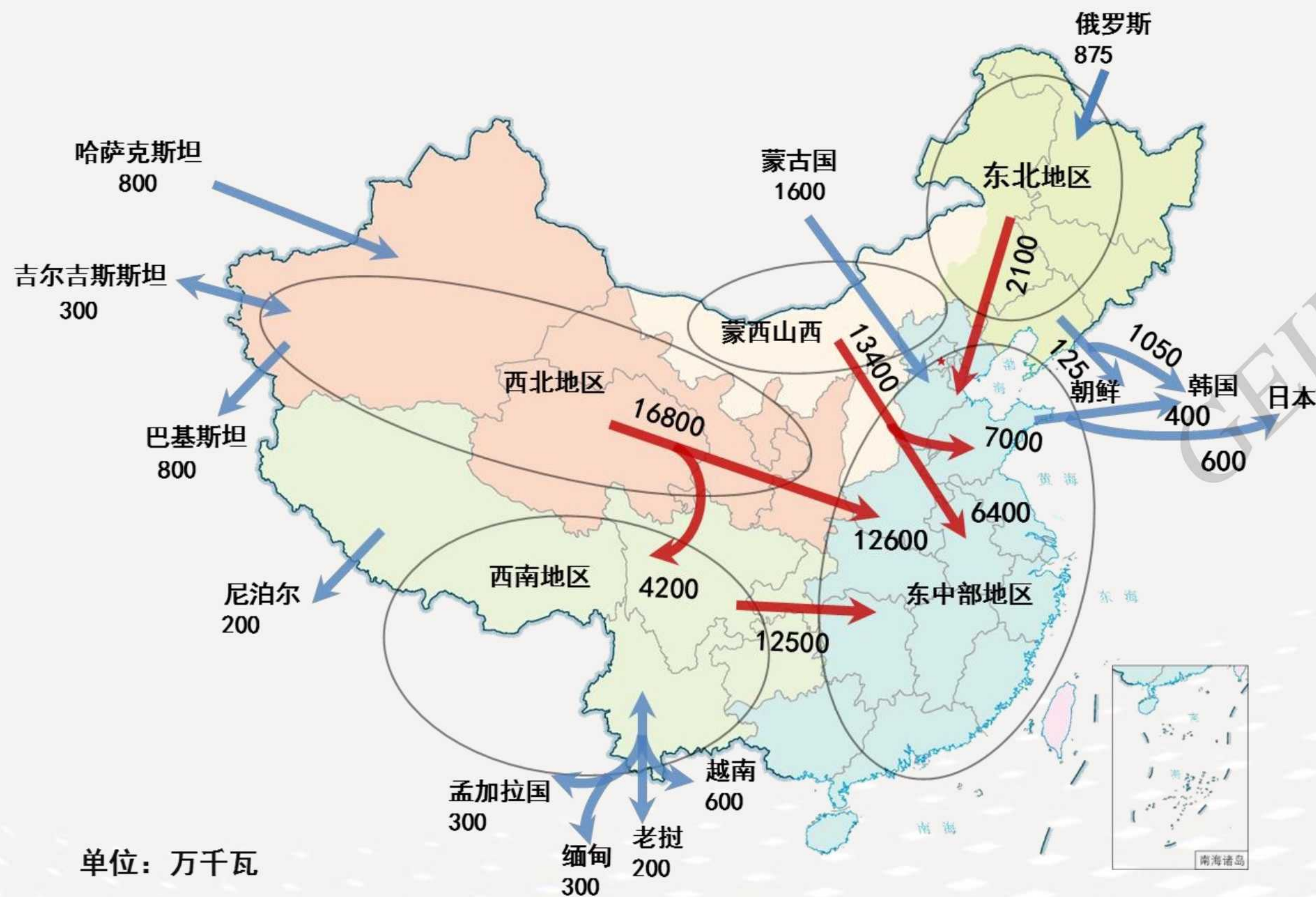
(二) 电力流格局



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

2035年

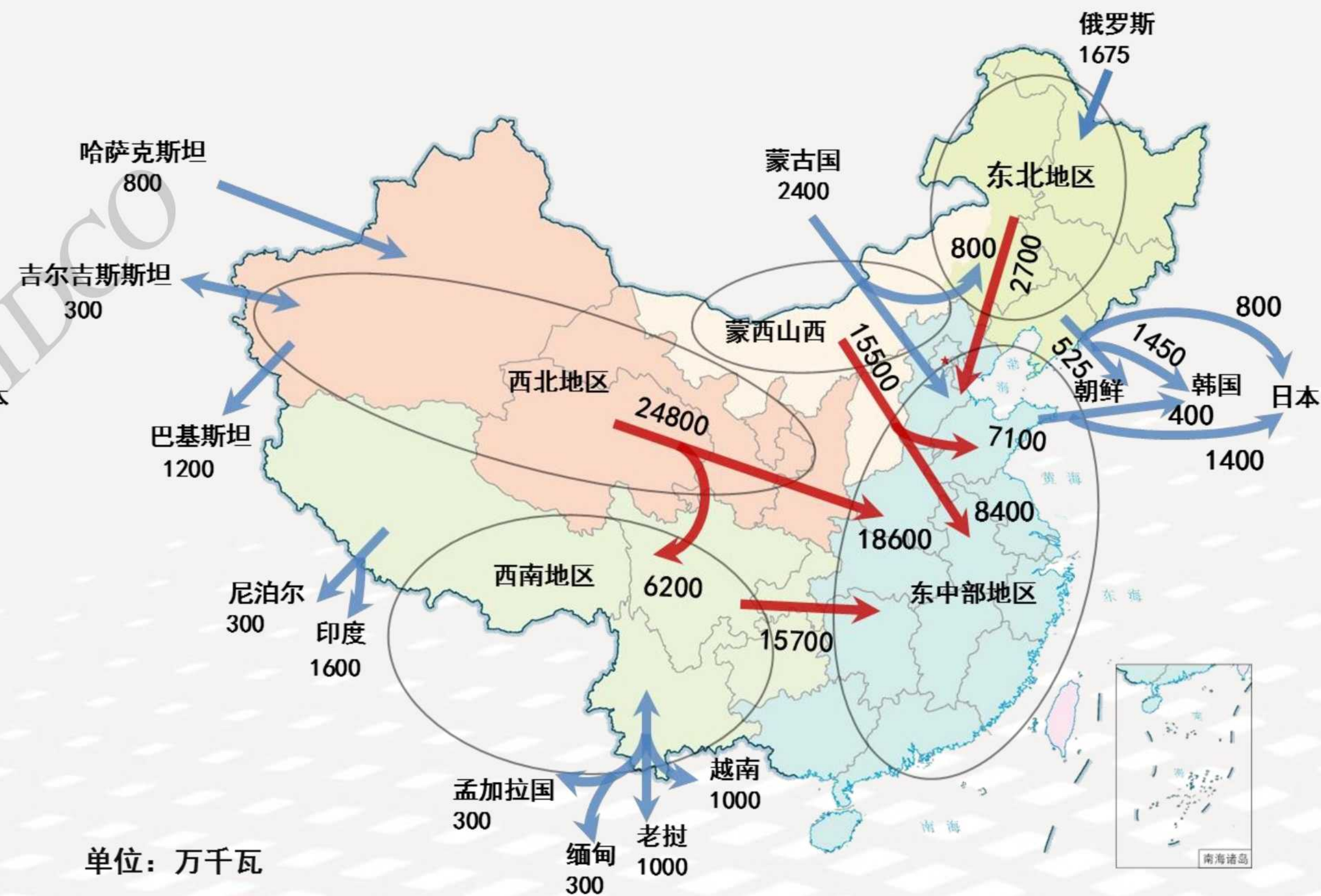
跨区跨省：5.5亿千瓦， 跨国：8150万千瓦



2035年跨国跨区跨省电力流示意图

2050年

跨区跨省：7.4亿千瓦， 跨国：1.55亿千瓦



2050年跨国跨区跨省电力流示意图

(三) 电网互联格局



按照安全可靠、结构清晰、交直流协调发展的原则，加快建设以特高压为骨干网架的东部、西部两个同步电网，加强与周边国家互联互通，形成“西电东送、北电南供、多能互补、跨国互联”的电网总体格局。



我国电网互联总体格局示意图

(三) 电网互联格局



2035年，我国形成东部、西部两大同步电网。

东部电网：“三华”建成“八横五纵”特高压交流主网架，东北建成“三横两纵”特高压交流主网架，南方建成“两横三纵”特高压交流主网架。

西部电网：建成“四横四纵”特高压交流主网架，初步形成西北、西南（含云南、贵州）坚强网络平台。

到2035年，我国建成特高压直流工程37回、输电容量3亿千瓦，跨国直流工程19回（含背靠背工程7回）、输电容量约8150万千瓦。



2035年特高压骨干网架示意图

(三) 电网互联格局

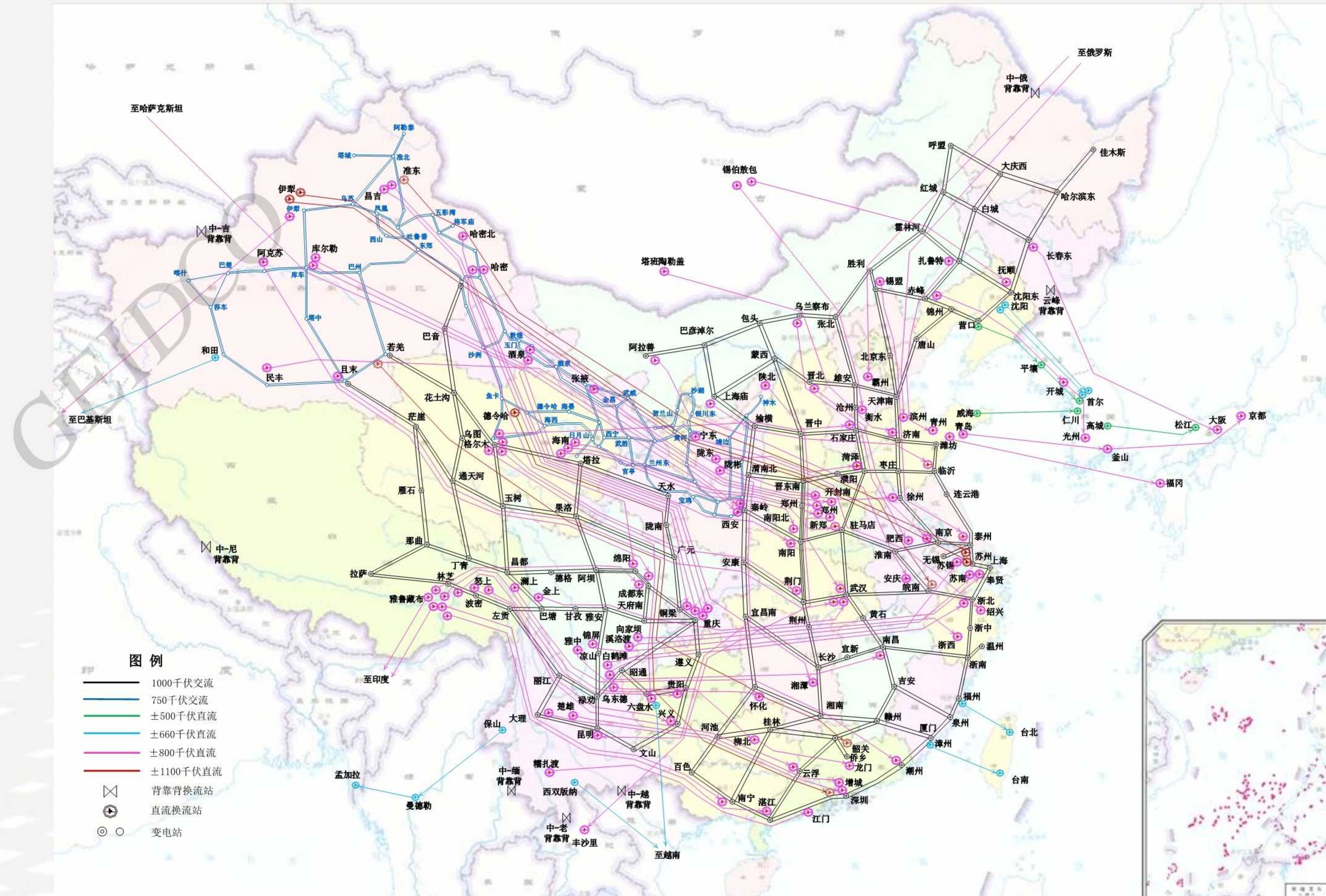


2050年，进一步加强东部、西部同步电网主网架。

东部电网：“三华”保持“八横五纵”特高压交流主网架，东北建成“四横三纵”特高压交流主网架，南方建成“两横四纵”特高压交流主网架。

西部电网：整体建成“四横五纵”特高压交流主网架。

到2050年，我国建成特高压直流工程54回、输电容量达到4.4亿千瓦，跨国直流工程29回（含背靠背工程7回）、输电容量1.55亿千瓦。



2050年特高压骨干网架示意图

(一) 推动能源变革转型，解决我国能源发展深层次矛盾和问题，关键是要打造清洁主导、电为中心、互联互通的中国能源互联网，实现能源生产从“一煤独大”向清洁主导转变，能源消费从化石能源为主向电为中心转变，能源配置从就地平衡向大范围互联互通转变。

(二) 构建中国能源互联网，推动能源变革转型，总体分为增量替代、存量替代、全面转型“三步走”，2025年实现增量替代，2035年实现存量替代，2050年完成全面转型，清洁能源占比达到74%，能源自给率升到95%，单位GDP能耗比目前降低60%以上。

(三) “十四五”是推动我国能源变革转型的关键窗口期，从化石能源为主向清洁能源主导的“直线式”转型，见效快、成本低、代价小。要下决心严控煤电总量、优化布局、加快清洁能源发展。煤电峰值控制在11亿千瓦，清洁能源装机8亿千瓦提高到17亿千瓦，占总装机比重从42%提高到57%。

(四) 加快特高压直流外送通道和交流同步电网建设，跨区跨省输电能力超过3.6亿千瓦，大幅提高电网配置能力和安全水平。

(五) 充分利用周边国家清洁资源优势，加快中蒙、中韩等跨国电力互联互通工程。



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织



谢谢!

