

浙江省电力发展“十四五”规划

(征求意见稿)

浙江省发展和改革委员会

浙江省能源局

二〇二一年六月

“十四五”时期是开启高水平全面建设社会主义现代化新征程首个五年规划期，也是贯彻落实碳达峰碳中和目标攻坚期、窗口期。根据《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二零三五年远景目标纲要》《浙江省能源发展“十四五”规划》，浙江电力发展将力争“五个走在全国前列”，为创建社会主义现代化先行省、打造美丽中国先行示范区、建设共同富裕示范区提供更加安全、低碳、智慧、优质的电力保障。本规划是指导浙江“十四五”电力发展重要依据。

一、现状形势

（一）发展成效

“十三五”以来，浙江积极推进电力供给侧结构性改革，全力构筑安全、绿色、高效的现代电力体系，为全省经济社会加快发展提供了重要的基础保障。2020年全省全社会最高负荷、用电量分别达到9268万千瓦、4830亿千瓦时，五年平均增速8.1%、6.3%，较规划目标高出3.1和2.8个百分点。

保障能力不断提高。“十三五”期间，浙江三门核电一期、镇海电厂迁建、仙居抽水蓄能等重大电源项目陆续建成，2020年，境内电力总装机达到10142万千瓦（含华东统调1196万千瓦），较2015年增长23.5%，成为全国第5个“装机破亿”省（区）。灵绍特高压直流如期投运，全省最高外购电力3364万千瓦（含华东统调分浙容量，下同），占全社会最高负荷36%左右；外购电量1787亿千瓦时，占全社会用电量37%左右。

电力结构持续优化。到2020年，全省建成清洁能源装

机 5280 万千瓦，占比 52.1%，较 2015 年提高 11.8 个百分点，其中：光伏装机 1517 万千瓦，是 2015 年的 6.9 倍；非化石能源装机 4025 万千瓦，占比 39.7%，较 2015 年提高 14.3 个百分点。煤电装机 4738 万千瓦，占比 46.7%，较 2015 年降低 9.4 个百分点。2020 年全省非化石能源消纳电量占全社会用电量比重（含外购电量，下同）达到 30% 左右，较 2015 年提高 2 个百分点，详见图 1。

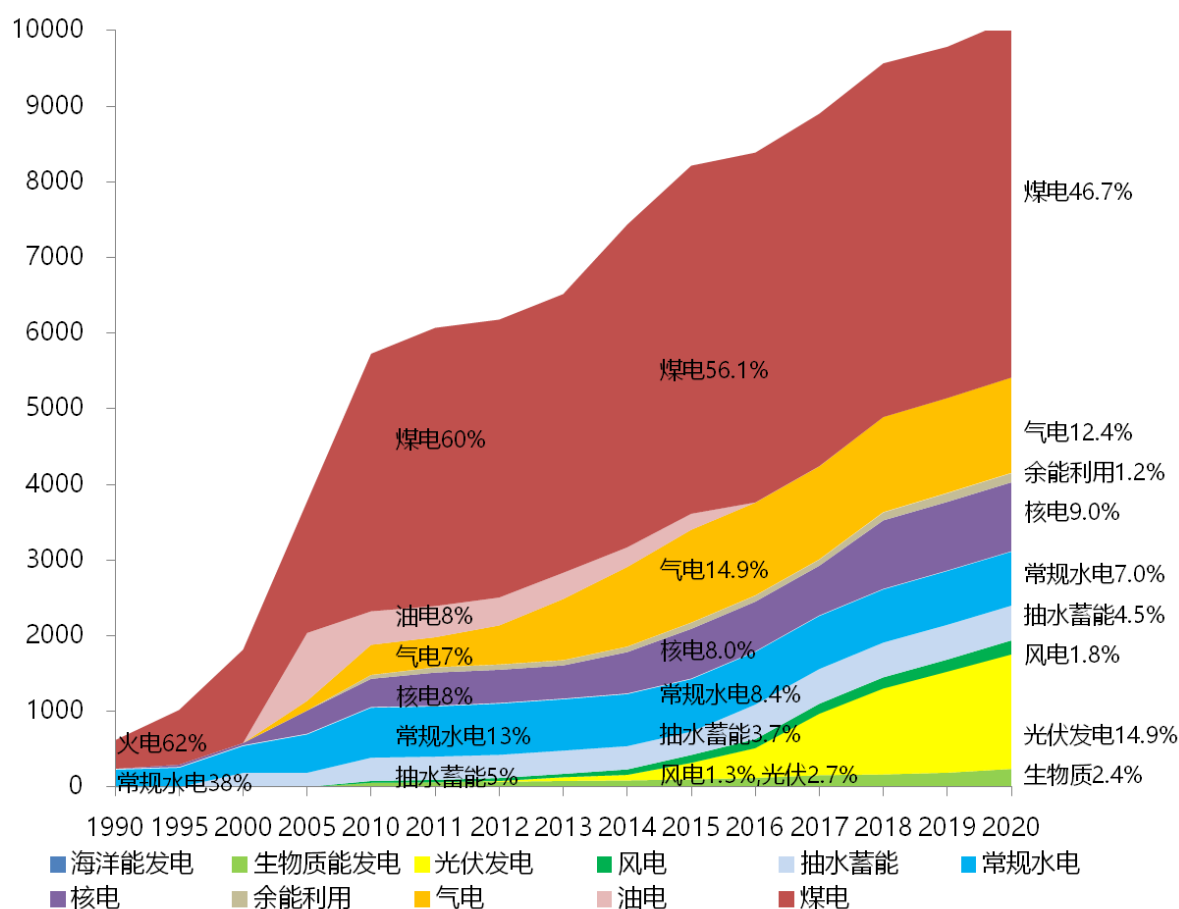


图 1 浙江境内电力装机结构

电网网架更加坚强。“十三五”期间，全省基本建成以“两交两直”特高压为核心，以东西互供、南北贯通 500 千伏环网为骨干，以西部外来电和东部沿海电源群为支撑的主网架。

截至 2020 年底，全省 110 千伏及以上变电容量 46825 万千瓦安、线路 59785 公里，分别较 2015 年增长 34.9%、22.2%。美丽乡村电网和城镇配电网建设改造持续推进，2020 年综合供电可靠率达到 99.9603%，较 2015 年提高 0.0398 个百分点。

节能减排成效明显。“十三五”期间，浙江大型燃煤机组超低排放和灵活性改造全部完成，地方燃煤热电超低排放改造基本完成。电力行业二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放分别下降 83.2%、76.7%和 73.0%。2020 年全省 6000 千瓦以上火电发电、供电标煤耗分别降至 281 克/千瓦时、296 克/千瓦时，较 2015 年分别下降 3 克/千瓦时、2 克/千瓦时；电网综合线损率 3.71%，较 2015 年下降 0.53 个百分点。“十三五”期间，全省实施电能替代项目 1.8 万个，累计替代电量 400 亿千瓦时。2020 年电力占终端能源比重 36.1%左右。

市场改革加速突破。“十三五”期间，浙江完成市场化交易电量 6326 亿千瓦时，降低企业用电成本 170 亿元。作为全国改革试点省之一，浙江率先启动电力现货市场结算试运行；有序放开钢铁、煤炭、建材、有色等六个行业开展售电市场交易。成交全国首笔绿色电力交易¹。110 家售电主体应运而生，浙江电力市场管理委员会正式成立，浙江电力交易中心股改顺利完成。11 个增量配电业务试点项目启动实施。三澳核电成为全国首个民营入股核电项目。

技术创新走在前列。全球首台应用 AP1000 三代核电技

¹ 2020 年 12 月，宁波泛梅山岛示范区 1 家风电企业和 1 家出口型生产企业成交了全国首笔绿色电力交易，成交电量 1400 万千瓦时。

术的核电站在三门建成发电；燃煤机组污染物超低排放关键技术获得国家技术发明奖一等奖；舟山 500 千伏联网输变电工程海底海缆设计、制造达到世界领先水平；光伏等可再生能源产业链国内领先。电网、综合能源服务的数字化、智能化转型不断加快，电力大数据在疫情期间得到广泛应用。建成省级电力需求侧响应平台，实施“百万千瓦、百万用户”专项行动，2020 年全省削峰响应能力 577 万千瓦。

惠民措施取得实效。2020 年浙江居民人均生活用电 1065 千瓦时，较 2015 年增长 33%；用户侧平均销售电价 0.6590 元/千瓦时，较 2015 年下降 11.8%。“十三五”期间，浙江率先完成新一轮农网升级改造工程，电力援疆、援川等电力扶贫力度不断加大；首创电力接入项目行政在线联合审批、不动产与电水气联合过户模式，低压非居民用户平均办电时间下降至 15 天，电力营商环境明显改善；累计建成公共充（换）电站 2887 座，充电桩保有量 27 万个以上。

浙江省电力发展“十三五”规划完成情况见表 1。

表 1 浙江省电力发展“十三五”规划完成情况

指标类型	指标名称	单位	2015 年	规划目标		完成情况	
				目标值	年均/累计	实际值	年均/累计
电力需求	全省用电量	亿千瓦时	3554	4220	3.5%	4830	6.3%
	全省最高电力负荷	万千瓦	6290	8030	5.0%	9268	8.1%
电力保障	境内电力装机总量	万千瓦	8215	9400	2.7%	10142	4.3%
	外购电力	万千瓦	2110	3240	9.0%	3364	9.8%
	110 千伏及以上变电容量（含换流容量）	万千瓦安	34704	49788	7.5%	46825	6.2%

指标类型	指标名称	单位	2015年	规划目标		完成情况	
				目标值	年均/累计	实际值	年均/累计
	110千伏及以上线路长度	公里	48919	64511	5.7%	59785	4.1%
结构优化	清洁能源装机比重	%	40.3	49.6	[9.3]	52.1	[11.8]
	非化石能源装机比重	%	25.4	36.3	[10.9]	39.7	[14.3]
	非化石能源发电量比重(含外购电量)	%	28	30	[2]	30	[2]
	煤电装机比重	%	56.1	49.3	[-6.8]	46.7	[-9.4]
	煤电	万千瓦	4606	4635	0.1%	4738	0.6%
	气电	万千瓦	1228	1250	0.4%	1256	0.5%
	核电	万千瓦	657	907	6.7%	911	6.8%
	抽水蓄能电站	万千瓦	308	493	9.9%	458	8.3%
	水电	万千瓦	694	704	0.3%	713	0.5%
	风电	万千瓦	104	400	30.9%	186	12.3%
	生物质发电	万千瓦	103	110	1.3%	240	18.4%
	光伏发电	万千瓦	220	800	29.5%	1517	47.1%
	海洋能发电	万千瓦	0.415	0.755	12.7%	0.58	6.9%
	余能利用及其他	万千瓦	295	100	-19.5%	123	-16.1%
节能减排	6000千瓦以上火电供电标煤耗	克标煤/千瓦时	298	295	-0.2%	296	[-2]
	6000千瓦以上火电发电标煤耗	克标煤/千瓦时	284	-	-	281	[-3]
	电网综合线损率	%	4.24	4.2	[-0.04]	3.71	[-0.53]
	二氧化硫排放	-	-	削减50%以上		削减83.2%	
	氮氧化物排放	-	-	削减50%以上		削减76.7%	
	粉尘排放	-	-	削减50%以上		削减73.0%	
民生保障	综合供电可靠率	%	99.9205	99.9660	[0.0455]	99.9603	[0.0398]
	电动汽车充(换)电站	座	280	800	23.4%	2887	59.5%
	电动汽车充电桩	万个	0.34	21	128.1%	27.8	141.3%

注：[]为5年累计增长值。

(二) 面临形势

“十四五”期间，浙江电力发展站在转型变革的新起点、新征程上，面临一系列新的发展机遇。

碳达峰碳中和目标对浙江电力绿色发展提出新要求。

“十四五”浙江电力发展必须以习近平总书记在气候雄心峰会上提出的碳达峰碳中和目标为遵循，全面推动电力产供储销用各环节从高碳向低碳，从以化石能源为主向以非化石能源为主转变，为全国电力绿色低碳转型提供浙江样本，在浙江“重要窗口”建设中打造精彩的电力板块。

新一轮科技革命和产业变革将为浙江电力创新发展注入新动力。电力数字化改革的加快多跨场景应用将为浙江新型电力系统建设提供强大动能。储能、虚拟电厂等技术快速迭代和产业化，将为实现清洁能源友好接入消纳提供了现实保障。柔性交直流、精准负荷控制等技术的逐步成熟，将为源网荷储一体化和多能互补发展提供了解决路径。

电力体制改革将为浙江电力协调发展提供新引擎。中央财经委员会第九次会议明确，深化电力体制改革是构建以新能源为主体新型电力系统的重要保障。浙江应充分发挥“三个地”优势和民营资本活跃特点，积极探索具有浙江特色的电力体制改革道路，加快构建价格真实、竞争有效、主体多元的绿色电力市场体系，为实现新时期电力安全转型、绿色转型和经济转型营造良好的体制机制环境。

治理能力现代化将为浙江电力共享发展提供新路径。随着电力需求不断增长，人民群众对供电要求已从“用上电”向“用好电”转变。“十四五”期间，浙江电力发展必须从保障和改善民生根本任务出发，持续深化“最多跑一次”改革，不断提升“获得电力”服务水平，积极打造电力营商环境最优省，为共同富裕示范区建设、新型城镇化和乡村振兴战略实施提

供支撑，切实增强人民群众获得感、幸福感。

国家战略实施将为浙江电力开放发展赋予新使命。党的十九届五中全会强调，要加快构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。“一带一路”、长江经济带、长三角一体化发展等国家战略红利加快释放，有力促进了能源资源跨区域灵活开放配置。这为浙江充分利用国内国际两个市场，对外开展能源合作，推动跨省区输电通道和省外配套电源基地建设，实现多渠道、多来源、多主体保障省内电力供应创造了有利条件。

同时，也应看到“十四五”期间我省电力发展面临多种矛盾交织、风险隐患增多的严峻挑战。

高峰电力紧张和清洁电量短缺是主要矛盾。“十四五”期间，浙江电力需求将保持刚性增长，电能在终端能源中的比重仍将持续上升。但另一方面，三门核电二期等重大电力项目前期进度滞后，电煤供应、发电用气等一次能源资源受政策、市场、地缘因素影响明显。在“十三五”统调电煤已率先大幅削减13%、规划项目无法按期投用的情况下，若“十四五”前中期继续压减统调发电用煤，将触及全省电力安全保供底线，全省电力电量存在双重缺口。

供电能力不足和用电效率不高是突出问题。在电源侧，我省光伏资源属于三类地区，海上风电等新能源大规模开发制约较多，支撑电源建设存在短板。在电网侧，短路电流水平持续偏高，局部“卡脖子”仍然存在。在用户侧，电力负荷峰谷差逐年增大，需求侧响应资源未被充分挖掘，冷热电

等多能互补、梯级利用程度不高。应对高比例可再生能源、高比例电力电子设备、高比例外来电的“三高”特征，电力系统的安全性、调节性和灵活性均需全面重塑。

创新力度弱和改革突破难是叠加风险。储能、氢能、大规模新能源高效消纳等关键技术和推广机制有待进一步突破。虚拟电厂、分布式天然气、新型储能、增量配电网发展缺乏配套政策支撑。与新型电力系统相适应的现代电力市场体系还未真正建立，电力体制改革进入“深水区”，利益协调难度不断增大。

低成本转型和高质量发展是双重挑战。社会对优质、经济电力供应期望值普遍较高，电源、电网项目规划布局所受的“邻避效应”愈发明显，企业和群众对“获得电力”水平提升、充（换）电基础设施发展的诉求日益强烈。如何满足经济社会和人民群众日益增长的用电需求，加快实现电力绿色低碳转型，有效疏导新能源大幅接入、源网荷储一体化建设所增加的系统成本，是新时期电力发展改革必须面对和解决的重要挑战。

（三）需求预测

“十四五”期间，浙江地区生产总值增速 5.5% 以上。预测到 2025 年，全省全社会最高负荷、用电量将分别达到 11810~12430 万千瓦、6020~6300 亿千瓦时，“十四五”年均增长 5.0~6.0%、4.5~5.5% 左右。

二、总体要求

（一）指导思想

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，坚决贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，准确把握新发展阶段，深入贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，忠实践行“八八战略”，奋力打造“重要窗口”，全面落实碳达峰碳中和目标和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以数字化改革为引领，以市场化机制为手段，以率先在全国构建新能源为主体的新型电力系统为目标，强化电力供给侧和需求侧双向智慧互动，加快推动电源清洁化、电网智能化和社会电气化三个转型，围绕“经济发展、能源安全、碳排放、居民生活”四个维度，力争浙江在电力碳达峰进程、电力互联网建设、电力消费侧升级、电力市场化改革、电力营商环境优化等五个方面走在全国前列，为浙江高质量发展和共同富裕示范区建设提供安全、低碳、智慧、优质的电力保障。

（二）基本原则

坚持安全高效发展。强化安全底线思维，加快建设一批支撑性、保障性电源，抓实抓细“强非化、扩气电、稳煤电、增外电”保供措施，进一步提高电力应急管理和风险防控能力，高效满足经济社会发展用电需求。

坚持清洁低碳发展。持续优化电力结构，稳步加快核电项目建设，超常规推动非化石能源加速增长，促进化石能源清洁高效利用，严控煤炭消费增量，充分发挥天然气发电对

煤电的替代作用。

坚持创新融合发展。推动“大云物移智链”与电力系统深度融合，鼓励电力基础设施跨界融合复用，建设多元融合的高弹性电网，加快形成状态全面感知、信息高效处理、应用柔性灵活、连接源网荷储的电力互联网。

坚持统筹协调发展。统筹各电源品类、各地区以及近远期电力发展目标之间的平衡。协调要素保障、电源出力、电网运行、用户互动，加快源网荷储一体化和多能互补发展，促进电力生产消费方式转变，提高能源利用效率。

坚持开放共享发展。积极贯彻“一带一路”、长三角一体化发展等国家战略，推动浙江电力行业融入“内外双循环”发展新格局，构建开放共赢的合作体系。以满足人民日益增长的美好生活需要为根本目的，着力提升城乡居民生产生活用电水平。

（三）发展目标

总量指标：“十四五”期间，全省新增装机 3575 万千瓦左右，建成境内电力装机容量 13717 万千瓦左右，人均装机 2 千瓦左右。新增电网 110 千伏及以上变电容量 14188 万千瓦安左右、线路长度 16590 公里左右。最大外购电力达到 4757 万千瓦左右，占全社会最高负荷比重 38% 左右。

结构指标：到 2025 年，全省非化石能源装机比重 45.6% 左右、非化石能源消纳电量占全社会用电量比重 40% 左右，分别比 2020 年提高 5.9 和 10 个百分点左右。煤电装机比重 40% 左右，比 2020 年下降 6.7 个百分点左右。全省电力占终

端能源比重达到 40%左右。

减碳指标：“十四五”期间，全省电力行业碳排放强度下降率超过全国平均水平。到 2025 年，6000 千瓦以上火电平均发电标煤耗下降到 280 克/千瓦时以下；电网综合线损率下降到 3.6%以下。

民生指标：居民人均生活用电 1300 千瓦时以上，城乡综合供电可靠率 99.9770%以上。

远景目标：展望 2035 年，率先建成以新能源为主体的新型电力系统，电力行业碳排放总量达峰后稳中有降，核电和可再生能源等非化石能源成为浙江主力电源，占全社会用电量比重 60%以上。

浙江省“十四五”电力发展目标见表 2。

表 2 浙江省“十四五”电力发展目标

指标类型	指标名称	单位	2020 年	2025 年规划目标	
				目标值	年均增速
供应保障	境内电力装机总量	万千瓦	10142	13717	6.2%
	外购电力	万千瓦	3364	4757	7.2%
	110 千伏及以上变电容量 (含换流容量)	万千伏安	46825	61013	5.4%
	110 千伏及以上线路长度	公里	59785	76375	5.0%
结构优化	非化石能源装机比重	%	39.7	45.6	[5.9]
	煤电装机比重	%	46.7	40	[-6.7]
	非化石能源发电量比重 (含外购电量)	%	30	40	[10]
	电力占终端能源比重	%	36	40	[4]
	常规水电	万千瓦	713	728	0.4%
	抽水蓄能	万千瓦	458	798	11.7%
	煤电	万千瓦	4738	5370	2.5%
	气电	万千瓦	1256	1956	9.3%
	核电	万千瓦	911	1031	2.5%
	风电	万千瓦	186	641	28.1%
光伏发电	万千瓦	1517	2762	12.7%	

指标类型	指标名称	单位	2020年	2025年规划目标	
				目标值	年均增速
	生物质发电	万千瓦	240	300	4.6%
	海洋能	万千瓦	0.58	0.58	0.0%
	余能利用及其他	万千瓦	123	130	1.1%
节能减碳	6000千瓦以上火电发电标煤耗	克标煤/千瓦时	281	280以下	-0.1%
	电网综合线损率	%	3.7	3.6	[-0.1]
	火电碳排放强度	%	-	超过全国平均水平	
民生保障	居民人均生活用电	千瓦时	1065	1300以上	4.1%以上
	综合供电可靠率	%	99.9603	99.9770	[0.0167]
	城乡用户年均停电时间	小时	3.49	2	[-1.49]
	公共充(换)电站	座	2887	6000	15.8%
	公用充电桩	万个	4.1	8	14.3%

注：[]为5年累计增长值。

三、主要任务

(一) 以安全保障为前提，加快推进电力碳达峰进程

沿海核电工程。充分利用沿海优良厂址资源，坚持安全与发展并重，进一步夯实核电作为中长期主力电源的战略地位。采用先进成熟技术，按照适度超前原则，科学安排核电项目建设时序，加强核电厂址保护。“十四五”期间，在三门、三澳等沿海核电基地形成连续建设格局；2025年三澳核电一期1台机组建成投产。

风光倍增工程。“十四五”期间，分布式光伏以整县(市)推进规模化开发为重点，集中式光伏以高质量推广生态友好型“光伏+”为重点，新增光伏装机1245万千瓦以上。打造3个以上百万千瓦级海上风电基地，新增海上风电装机455万千瓦以上。因地制宜建设生物质(含垃圾)发电，新增生物质发电装机60万千瓦以上。实施老旧水电站更新改造，开发泰顺交溪流域水电，新增常规水电装机15万千瓦左右。

多种储能发展工程。加快储能设施发展是“十四五”增强电力系统调节能力、促进新能源和外来电消纳的现实途径。科学开发抽水蓄能电站，加快长龙山、宁海、缙云、衢江、磐安等项目建设，新增装机 340 万千瓦；推动泰顺、天台等项目开工建设；适时启动建德、桐庐等站点前期工作；完成新一轮抽水蓄能电站选点规划；开展混合型（中小型）抽水蓄能电站建设。探索电化学、压缩空气、电热冷综合等各类新型储能发展。鼓励“储能+”在电源侧、电网侧和用户侧应用，配置新型储能 100 万千瓦以上。

气电增发工程。充分发挥气电过渡支撑作用，协同推进电力和天然气改革，稳步增加气电发电量，因地制宜推广天然气分布式能源，鼓励依托 LNG 接收站、天然气干线等选址建设高效燃机项目。“十四五”期间，新增天然气发电机组 700 万千瓦以上（含天然气分布式能源）。

煤电减碳增效工程。“十四五”期间，建成乐清电厂三期等 632 万千瓦支撑性煤电机组。深入挖掘存量机组调峰潜力，加快淘汰煤电落后产能，研究 30 万千瓦级煤电机组实行容量替换，腾出容量和电量空间发挥高参数机组降污减碳节能作用。鼓励现役和新建煤电耦合可再生能源、储能、氢能等转型综合能源服务商，持续推动煤电灵活性和节能增效改造。积极推进台二、玉环等一批智慧电厂示范，开展碳捕捉、利用与封存技术研究。

清洁电力入浙工程。核准开工并尽快建成白鹤滩至浙江特高压直流工程；与能源资源富集省合作推动送浙第四回特

高压直流项目顺利纳入国家规划，力争 2025 年迎峰度夏前投产运行；持续提升区域互保互济能力，争取福建核电长期输浙。到 2025 年，全省外购电量 2166 亿千瓦时以上（其中：华东统调机组分浙电量 443 亿千瓦时），占全社会用电量比重 35%左右。外购电量中非化石电量比重达到 60%以上。

强化电力安全运行。协调气电、统筹厂网、优化调度，不断提升运行调控水平，保障电力安全稳定供应。加强电源电网设施日常巡视、设备维护和安全隐患排查，提高电力系统网络安全水平，增强应对台风、雨雪冰冻等极端天气和突发事件的防灾抗灾和应急处置能力。制定电力迎峰度夏（冬）等重要时段专项保障方案，加强与防指、应急、气象、水文等部门沟通衔接，健全省、市、县三级大面积停电事件应急预案，完善反事故应急演练和有序用电实战演练机制。按照“省为主体、市为单元、分类定标、多措并举”原则，进一步加强应急备用和调峰能力建设。

强化煤气资源保障。争取国家创新煤炭控制政策，支持通过购买指标等方式落实电煤兜底指标。能源、海关、海事、铁路等部门合力保障电煤供应，协调电煤通关、运输、接卸等各个环节保持通畅，督促省内煤电企业保持合理电煤库存。加强气电机组增发用气保障，稳定气源资源供应。

强化有序用电管理。紧扣经济社会发展中心任务，按照“先生活、后生产、有保有限”原则，科学制定有序用电方案，合理配置有限电力资源，优先保障居民生活和涉及公共利益、国家安全等优先购电用户和重点企业电力供应。按“先

错峰、再限电”顺序做好方案分级和各地应急机动负荷安排；根据企业分类综合评价实行“分档有序用电”，优先满足综合效益好的企业，严控高耗能、高排放企业用电。做好宣传沟通，确保电力用户知情权，引导全社会科学用电、错峰用电、节约用电。

（二）以数字变革为驱动，加快推进电力互联网建设

优化升级主干电网。核准开工、尽早建成白鹤滩至浙江特高压直流，加快建成送浙第四回特高压直流，同步启动省内特高压交流环网，构建以特高压和东部沿海电源群为支撑，交直流互备、水火核互济、东西互供、南北贯通 500 千伏网架，完善分区合理、联络精简 220 千伏网架。

提档建设城乡配电网。在杭州、宁波打造坚强局部电网，持续提升中心城市配电网安全可靠水平，满足杭州亚运、火车西站等重大活动、重大项目保电需求。围绕共同富裕示范区建设，推进农村电网巩固提升工程，加速城镇电网提档升级改造，有效解决电网“卡脖子”问题。到 2025 年，综合供电可靠率 99.977%，综合电压合格率 99.992%，农网户均配变容量 5.6 千伏安，智能电表实现 100% 覆盖。

整合提升电力系统灵活性。统筹协调电源电网规划建设，积极应对高比例外来电安全接入、高比例新能源全额消纳，持续提升电力系统电压、频率调节支撑能力，完善多种能源联合调度机制。推进配电网由单一电能分配网络向系统配置源网荷储资源综合性平台升级，提高发、输、变、配、用各环节运行效率。探索远海风电柔性直流输电等新技术应

用，提高新能源消纳。

充分发挥高弹性电网枢纽作用。构建坚强的电力互联网“入口”，实现新型电力系统的广泛互联；建设高度感知、双向互动电网，促进储能、充换电设施、氢能、新型电力电子等技术支撑新能源的友好接入，实现新型电力系统的灵活性；建设新一代电力调控系统，推进各电压等级电网协调发展，实现新型电力系统安全可控。

全力加快源网荷储一体化和多能互补发展。按照顶层设计、分类实施、分步推广原则，在全省开展源网荷储一体化和多能互补工程示范，创建 100 个左右县（市、区）级、开发区（园区）、城区（社区）源网荷储一体化试点，风光储一体化、风光水（储）一体化、风光火（储）一体化试点。与送端省区合作存量“风光水火储一体化”提升工程，增量“风光水火储一体化”共建工程，新增跨省输浙直流可再生能源电量比例 50% 以上，灵绍直流可再生能源电量比例 30% 以上。

（三）以降碳节能为方向，加快推进电力消费侧升级

推进重点领域节电降碳。加快构建低碳工业体系。坚决遏制高耗能、高排放项目发展，推进工业结构性节电降碳，加快绿色制造体系建设，推进热电联产机组升级改造，淘汰落后低效机电设备。开展建筑领域节电降碳行动。实施更高要求建筑节能标准，推进绿色建造行动，结合“未来社区”等建设推广超低能耗和可再生能源建筑。开展交通领域节电降碳行动。推动运输结构优化调整，发展城市轨道交通，构建绿色出行体系，提高交通运输系统整体效率和综合效益。

加快城乡电气化发展。培育能耗排放低、质量效益好的战略性新兴产业，推动电力消费结构迈入更加绿色、高效的中高级形态。提高铁路电气化率，实现港口岸电普及应用，推广电动汽车、船舶，鼓励可再生电力实现建筑供热（冷），推广建筑光伏一体化。提升农村电力普遍服务和农业生产电气化水平。“十四五”期间，推动 1 万个以上电能替代示范项目，累计电能替代新增用电量 480 亿千瓦时以上，电力占终端能源消费比重 40%左右。

提升电力需求响应能力。加快出台《浙江省电力需求侧管理实施细则》，构建技术理念先进、资源匹配精准、政策标准完善、应用场景广泛的需求侧响应体系。健全基于价格激励的负荷侧响应措施，探索实行可中断负荷电价。通过电力大数据分析和市场机制充分激励市场主体挖掘调峰、填谷资源，引导非生产性空调负荷、工业负荷、充电设施、用户侧储能等柔性负荷主动参与。“十四五”期间，全省储备千万千瓦级、最高负荷 5% 以上的电力需求响应能力。

完善充（换）电基础设施布局。将充（换）电设施作为推动智慧城市、智慧交通、智慧能源融合发展契合点，构建全省充电设施统一监管平台，打造车、桩、电网、互联网为一体的充（换）电基础设施全省一张网。联合上海等省市，构建长三角充（换）电基础设施服务网络。试点储能和充（换）电基础设施一体化项目。到 2025 年，全省建成公共领域充（换）电站 6000 座以上，公共充电桩 8 万个以上（其中智能公用充电桩 5 万个以上）、新增自用充电桩 35 万个以上，

力争建成 1-2 条无线充电线路。

试点近零碳/零碳排放示范工程。鼓励建设电、热、冷、气等多种能源协同互济的综合能源项目，率先在数据中心、产业园区、城市片区、未来社区等试点近零碳/零碳排放示范工程。探索突破虚拟电厂市场机制、商业模式、核心技术，建成 10 个以上虚拟电厂示范工程。

（四）以有效竞争为目标，加快推进电力市场化改革

健全电力市场体系。构建完善以电力中长期交易为主、现货交易为补充的省级电力市场体系。充分发挥电力中长期市场“压舱石”作用，按照国家“六签”要求，进一步完善市场规则、扩大市场规模。加快省内风光电、外来电和用户参与现货市场试运行，力争尽早实现现货市场持续不间断运行。支持虚拟电厂、储能参与市场交易，开展容量市场研究。实现电力交易中心独立规范运行。

降低行业准入门槛。进一步放开电力竞争性业务，完善源网荷储一体化、增量配电业务等电力新模式、新业态市场准入机制，破除民营资本参与电力项目投资建设的体制壁垒，营造更多元开放的电力市场环境，积极培育市场主体。

完善电价形成机制。持续推进输配电价改革，逐步实现发电侧和售电侧电价市场化。持续深化核电、气电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电价格形成机制，建立有利于新型储能、虚拟电厂等价格体系，调整优化增量配电网配电价格。完善针对高耗能、高排放行业的差别电价政策和居民阶梯电价制度，引导企业居民节约用电。研究完善应急

备用和调峰电源电价形成机制，保障合理收益。

推广绿色电力交易。激发市场活力，引导市场预期，引领示范全国绿电交易改革，加快培育绿色能源新业态，积极探索新能源为主体的新型电力系统发展路径，深度挖掘绿电零碳价值，赋能浙江“重要窗口”建设。到2025年，绿电交易规模达到100亿千瓦时以上。

（五）以惠民利民为核心，加快推进获得电力便利度

不断提升“获得电力”水平。深化“最多跑一次”改革，持续推动供电服务数字化转型，推广“零上门、零审批、零投资，省力、省时、省钱”的“三零三省”办电服务，低压非居民用户全过程办电时间压减至10天内。争取杭州进入世界银行营商环境样本城市。杭州、宁波等城市“获得电力”指标排名领跑全国，国家级新区达到全国领先水平，长三角一体化区域城市达到国内先进水平，其他地级城市达到国内同类城市先进水平，打造“环节最少、办电最快、成本最低、服务最好”的电力营商环境最优省。

不断提升电力智治水平。依托全省数字能源管理运行平台，建立健全电力监测预警体系，实现省市县三级共享共用。电力大数据作为核心生产要素，打通电源、电网、负荷、储能各环节信息，强化与经济运行监测分析关联融通；加强水电气等公共事业领域数据联动，打造电力大数据商业化应用生态圈，构建电力大数据在民生、征信、金融、环保、智慧城市、未来社区等多领域合作和应用。

不断提升城乡电力服务均等化水平。着力补齐城乡配网

发展短板，重点消除农村线路配变比超重载、短时低电压等问题，提供普惠性、基础性、兜底性民生供电服务，推进城乡供电服务均等化。到 2025 年，城乡用户年均停电时间减少至 2 小时以内。

四、环境影响评价

（一）规划实施的环境影响分析

通过沿海核电、风光倍增、气电增发、多种储能发展、清洁电力入浙、煤电提效等工程实施，开展重点行业领域节电降碳行动，促进源网荷储一体化和多能互补发展，2025 年全省电力行业预计新增二氧化碳排放 1500 万吨左右，不再新增二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放。

（二）规划实施的环境保护措施

认真执行电力项目开发的节能评估和审查制度。科学规划和合理利用能源资源，不断提高资源综合利用水平，降低对土地、水资源、生态环境等的影响。

控制污染排放水平。按照更严格能效环保标准，努力实现发电煤耗、火电碳排放强度、火电大气污染物排放强度“三降低”和安全运行质量、技术装备水平、非化石能源电量比重“三提高”。

降低电能损耗。加快推进新型电力系统建设，合理优化网架，提高电网运营效率，采用节能型电力设备，力争 2025 年电网综合线损率降到 3.6% 以下。

到 2025 年，全省电力生产消费对环境的影响得到有效控制，完成节能减排和碳达峰目标，实现电力与环境协调发展。

五、保障措施

（一）建立规划实施机制

切实强化电力规划统筹协调作用，有序引导电力投资和重大项目分级分类管理。做好电力规划与各级国土空间、重大项目、环保、节能、交通规划等相互衔接，促进电力项目科学布局、顺利落地。加强对规划中期、后期评估，重点围绕规划项目落实情况、运营情况、功能定位等开展评价。

（二）健全政策法规体系

完成《浙江省电力条例》立法工作。建立有利于电力清洁发展、高效利用和碳减排的电价体系。实施天然气发电财政补助政策，建立健全天然气分布式、氢能、储能、综合能源服务等发展配套政策。出台有利于碳减排的绿色电力交易政策，引导电力生产消费行为。

（三）强化对外电力合作

依托“一带一路”、长三角一体化发展等国家战略深入实施，构建开放共赢的电力合作体系。发挥浙江在市场、资金、技术等方面优势，深化与宁夏、青海等能源富集省（区）战略合作；加强与中央大型能源企业战略合作，争取更多国家战略项目落户浙江。推动长三角电力合作，提升区域内电力设施互联互通、互保互济水平。

（四）加快电力技术创新

推进电力碳达峰和新型电力系统技术研发，加快大容量高比例新能源直流接入、数字技术与先进电力电子技术融合的大电网柔性互联、交直流配电网、智能微网、虚拟电厂、

新型储能、650°C高效超（超）临界燃煤发电、国产化燃气轮机等技术突破和应用，形成国内一流水平的电力产业链，增强行业核心竞争力。