

碳达峰碳中和背景下杭州新能源 (储能)发展战略规划

(征求意见稿)

为深入践行碳达峰碳中和战略目标,高质量建设绿色低碳、安全高效的现代能源体系,根据《杭州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》和《杭州市能源发展(可再生能源)“十四五”规划》,编制《碳达峰碳中和背景下杭州新能源(储能)发展战略规划》。规划基准年为2022年,规划期限为2023-2035年。规划空间范围为杭州市行政区域,包括上城区、拱墅区、西湖区、高新区(滨江)、萧山区、余杭区、临平区、钱塘区、富阳区、临安区、桐庐县、淳安县、建德市。

第一章 发展基础与面临形势

一、发展基础

能耗双控及碳排放双控执行情况全国领先。杭州市2022年能源消费总量4513万吨标煤,能耗强度为0.25吨标煤/万元,处于全省第一,全国领先水平。单位GDP碳排放强度为0.406吨/万元,处于全国较好水平。非化石能源消费占比达到17.5%,可再生能源电力消纳量占全社会用电量的38.1%,均高于全国平均水平。

清洁能源装机占据主导地位。截至2022年底,全市电

源累计装机 992 万千瓦，其中，气电装机 496 万千瓦，占比 50%；光伏发电、生物质发电等新能源发电装机 259 万千瓦，占比 26%；水电装机 168 万千瓦，占比 17%。可再生能源装机占总装机比重达到 43%，可再生能源发电量占本地发电量比重达到 38.7%。灵活性调节电源占比高，清洁能源装机占据主导地位。

电网供电可靠性不断提高。500 千伏网络以特高压“两交两直”为主要电源，500 千伏、220 千伏电网进一步分层分区，双环网结构进一步加强。110 千伏电网逐步提高双侧链式结构比例，主城区已基本实现全停全转，城市中心区高可靠性配电网初步形成。2022 年，全市电网城市供电可靠率 99.9984%，农村供电可靠率 99.9957%，平均停电时间低于半小时。相关指标继续领跑全国，比肩纽约、巴黎等城市。

新能源装备及数字化产业发展优势显现。杭州市新能源装备产业涵盖太阳能、风能、氢能、储能等多个领域。光伏规上企业 33 家，在太阳能电池组件、封装胶膜生产制造上具有市场优势。储能规上企业 31 家，涵盖抽水蓄能、电化学储能、熔盐储能多个领域，电化学储能电池组、电池管理系统（BMS）、储能变流器、熔盐储能装备制造等环节竞争优势明显。数字化产业快速发展，2022 年数字经济增加值总量突破 5000 亿元，占全市 GDP 比重超过 27%，与北上广深共处全国数字经济第一方阵。

新能源发展的政策环境不断优化完善。浙江省能源改革创新走在前列。率先启动电力现货市场交易，开展现货市场

试运行，开放售电市场交易，稳步推进增量配电网改革试点。

“中长期+现货”的省级电力市场体系不断优化完善，新能源配套体制机制较为完善。浙江是国内首批提出调峰储能电站容量补偿政策的地区之一，引入第三方独立主体开展旋转备用品种交易的电力辅助服务市场。

二、面临形势

电力供给高度依赖外来电，安全保障压力持续增大。2022年全市最大负荷1913万千瓦，全社会用电量950亿千瓦时，其中本地电源发电量约183亿千瓦时，仅占全社会用电量的19.3%，外来电占比高达80.8%。随着负荷需求的刚性增长，迎峰度夏期间江浙地区将存在电力缺口，“十四五”及中长期对外来电量需求更加迫切，电力保供将面临更大压力。

绿色低碳转型需求迫切，落实双碳目标时间紧任务重。杭州市新能源开发的土地资源紧张，绿色电力以外来绿电为主，绿色低碳转型面临本地新能源开发资源受限和外来绿电不确定性较大的双重挑战。“十四五”时期是实现碳达峰目标的关键时期，时间紧、任务重，须协同推进能源低碳转型与安全保供，加快能源系统调整以推动新能源大规模、高比例发展。

负荷峰谷差不断拉大，系统调峰压力不断升高。杭州市负荷需求保持刚性增长，夏季尖峰负荷不断突破新高，日内峰谷差不断拉大。2022年，夏季空调负荷占比超过40%，全市最大峰谷差达到775万千瓦，同比增长4.6%。新能源对

尖峰负荷支撑能力不足，抗扰动性能差，电网运行控制难度和安全稳定运行风险不断增大。此外，跨省区新能源电力输送对送受端电力系统的联合调节能力提出更高要求。在本地及外来新能源出力的双重调节需求下，系统面临的调峰压力不断提高。

三、需求预测

能源及电力需求将保持刚性增长，能源消费总体呈现总量增长、增速降低、强度下降趋势。预计 2025 年能源消费总量达到 4910 万吨标煤，能源消费强度下降到 0.21 吨标准煤/万元，达到全国先进水平，全社会用电量达到 1030 亿千瓦时，最大负荷 2270 万千瓦。到 2035 年全市能源消费总量达到 5315 万吨标煤，全社会用电量达到 1360 亿千瓦时，最大负荷 3226 万千瓦。

表 1 全社会用电量和最大负荷预测

年度	2022 年	2025 年	2027 年	2035 年
全社会用电量（亿千瓦时）	950	1030	1154	1360
五年规划年均增长率	-	5.0%	4.0%	2.6%
全社会最大负荷（万千瓦）	1913	2270	2564	3226
五年规划年均增长率	-	5.7%	6.0%	3.3%

外来电量预计持续增长，近期电力供需面临一定缺口。外来电量主要包括跨省区特高压受入及省内电量互济。2022 年全市接收外来电量 767 亿千瓦时，省外来源包括宾金直流、灵绍直流、白鹤滩送浙江特高压输电通道，以及吉泉直流、三峡直流分电电量，另规划新增甘电入浙特高压输电通道。省级电力互济主要来自秦山、方家山核电站及省内抽蓄电站等。考虑白鹤滩送浙江特高压通道送电能力提升，以及

新增甘肃送浙江特高压通道投产运行，2025 年外来电量预计达到 810 亿千瓦时，2027 年达到 917 亿千瓦时，2035 年预计外受电量突破 1060 亿千瓦时。

表 2 浙江省电量交换情况及杭州市分电量预测情况

单位：亿千瓦时

序号	电源	2022年	2025年	2027年	2035年	
1	宾金直流（含溪洛渡、白鹤滩）	346	717	717	717	
2	灵绍直流	新能源	80	140	140	140
		煤电	395	395	395	395
3	吉泉直流	新能源	38	47	47	47
		煤电	145	181	181	181
4	三峡电站	73	73	73	73	
5	葛洲坝电站	4	4	4	4	
6	皖电东送	235	235	235	235	
7	秦山核电二、三期	106	106	106	106	
8	方家山核电	78	78	78	78	
9	新安江、富春江水电	17	17	17	17	
10	天荒坪抽蓄	26	26	26	26	
11	桐柏抽蓄	16	16	16	16	
12	仙居、长龙山抽蓄	19	19	19	19	
13	甘肃送浙江	0	200	300	400	
14	新增通道扩容	0	0	0	400	
浙江省		1551	2269	2369	2869	
杭州市		767	810	917	1066	

用电高峰时段电力供需偏紧。预计 2025 年我市最大负荷达到 2270 万千瓦，本地电源达到 1300 万千瓦。由于夏季高温天气导致的空调负荷快速增长，预计在迎峰度夏期间存在区域性时段性电力缺口。中长期随着新增外送通道的建设投产，外来电力规模进一步提升，电力电量基本平衡。为保证全市电网“十四五”期间及中长期用电需求，应积极协调外来电力支持，并通过加强需求侧响应管理、合理安排网内

机组检修、提升支撑性电源装机规模、配置储能等措施保障电力电量需求。

第二章 总体思路

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，坚决贯彻党的二十大精神，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。聚焦“打造世界一流的社会主义现代化国际大都市”总体定位，满足“浙江高质量发展建设共同富裕示范区城市范例”能源需求，抓住长三角能源一体化发展契机，围绕“安全保障、绿色低碳、可靠替代、智慧协同”总体要求，以新能源、储能高质量发展为抓手，力争形成新能源可靠替代、传统电源支撑互补、储能高效利用、源网荷储智慧互动的能源电力发展新格局。

二、规划原则

规划引导、统筹发展。强化规划引导作用，统筹资源禀赋、开发成本、电网安全和系统调节能力，依照本地新能源应开尽开、应接尽接原则，科学规划新能源建设规模和时序，合理布局新型储能项目建设，促进源网荷储一体化发展。

低碳转型、绿色发展。围绕碳达峰、碳中和目标，贯彻落实能耗“双控”和碳排放“双控”制度，加快外来绿电入杭，积极开发本地绿色电源，促进新能源就地消纳利用，打造全国碳达峰试点城市。

区域协同、开放发展。充分利用区域电力互济能力，满

足本市负荷快速发展需求。全方位融入长三角一体化发展，把合作共建作为促进能源高质量发展的重要路径，增强杭州都市圈能源协同保障能力。

形成优势、创新发展。紧密结合城市规划和新能源资源条件，综合考虑接网、环保、土地等关键因素，优化系统配置，发挥新能源、储能开发的灵活性优势，探索新能源在多领域、多场景融合创新发展。

三、发展目标

紧盯能源领域碳达峰碳中和总体目标，围绕电力安全保供、能源低碳转型两个核心诉求，积极构建绿色低碳能源供给体系，多元支撑电力保障体系，灵活高效配套储能体系、多产业融合协同发展体系四大体系。力争到 2035 年，绿色能源在电力供给消费体系中的主导地位逐步形成，碳排放总量稳中有降，有序建成安全充裕的新型电力系统示范区、能源碳达峰碳中和特色实践区、数字化新能源储能产业集聚区。

安全充裕的新型电力系统示范区。电源装机总量达到 1780 万千瓦，可再生能源装机占比达到 57%左右，光伏装机达到 750 万千瓦，抽水蓄能装机接近 400 万千瓦，各类新型储能规模达到 200 万千瓦以上。形成传统电源支撑、新能源充分消纳、储能高效利用、源网荷储智慧互动的新型电力系统形态。

能源碳达峰碳中和特色实践区。二氧化碳排放总量控制制度基本建立，能源领域碳排放达峰后稳中有降，碳排放强

度有序下降。非化石能源消费比重达到 30%以上，本地可再生能源发电量占全社会用电量比重达到 10%。能源消费结构全面优化，新能源、储能等绿色能源在电力供给消费体系中占据主导地位。

数字化新能源储能产业集聚区。发挥数字产业优势，实现新能源智慧化数字化转型，先进储能产业发展模式逐步形成。依托长三角能源产业集群建设契机，形成光伏设备制造、电化学储能、光热、压缩空气储能、氢能等优势产业集群，打造长三角能源科技创新增长极。

表 3 杭州市中长期新能源（储能）发展目标

指标类型	指标名称	单位	2022 年	2025 年	2027 年	2035 年
供应保障	境内电力装机总量	万千瓦	992	1300	1580	1780
	外购电量	亿千瓦时	767	810	917	1066
	外购电量占比	%	81	79	79	78
绿色转型	外购绿电电量占比（非水）	%	19	21	24	34
	可再生能源装机比重	%	43	55	53	57
	新能源装机比重 ¹	%	26	42	42	48
结构优化	气电	万千瓦	496	526	682	700
	光伏	万千瓦	213	480	580	750
	风电	万千瓦	0	25	35	50
	常规水电	万千瓦	168	168	168	168
	煤电	万千瓦	56	56	56	50
	生物质发电	万千瓦	46	47	47	50
	余能综合利用	万千瓦	14	14	14	14
	新型储能	万千瓦	9	80	100	200
	抽水蓄能	万千瓦	0	0	0	388
民生保障	综合供电可靠率	%	99.992	99.995	99.995	99.995

¹ 新能源装机比重：本规划中的新能源主要指太阳能发电、风电、和生物质发电。

第三章 重点任务

一、加快建设绿色低碳能源供给体系

以加快能源绿色低碳转型为目标，重点提升外来电力中绿色电力比重，积极开发本地分布式新能源，形成以外来绿电为主体、本地新能源为补充的绿色电力体系。

（一）以特高压通道为依托，着力提升外来绿电规模提升存量输电通道绿电占比。充分发挥杭州市负荷资源集中、用电需求大、调节电源丰富等优势，与送端省份合作开展“风光水火储一体化”提升工程，提高外来电量中的绿电占比。充分利用跨省区中长期电力交易，提升跨省区绿电输送规模。积极推动输电通道配套新能源电源建设，提升灵绍直流等特高压输电通道绿电比例。到2025年，灵绍直流新能源电量比例达到30%以上。

加快推动新增电力通道建设。争取新能源富集区域外送通道落点浙江，加强与相关省市能源领域的深层次合作，探索建立绿电入杭新模式。加快推进甘肃至浙江±800千伏特高压直流工程建设，新增跨省区直流送电通道可再生能源电量比例达到50%以上。

加强与周边省份和对口支援地区绿电合作。积极与周边省份及对口支援地区沟通协作，通过签订区域电网合作协议、建立协调机制等手段，提升清洁电力入杭规模。支持市能源集团等市属国有企业，到省外和对口支援地区投资建设可再生能源项目，锁定绿电资源。通过市场化手段拓展绿电

来源，积极引入邻近省份海上风电资源。到 2025 年，全市外购绿电力争达到 480 亿千瓦时。

（二）以太阳能光伏为重点，积极开发本地绿色电源

推进分布式光伏发展。按照“宜建尽建”原则，积极开展多场景分布式光伏的开发建设。全面深入推广公共机构屋顶光伏建设，党政机关办公用房、公交停车场、车站、学校、医院等公共建筑光伏“能装尽装”。持续推进工商业分布式光伏发展，重点在工业园区、企业厂房、物流仓储基地等规模化布局光伏项目，新建工业厂房屋顶安装光伏比例达到 80%以上，充分挖掘现有工业厂房屋顶资源，提高企业可再生能源占比。新建公共建筑优先应用太阳能光伏建筑一体化技术，新建居住建筑强制配置太阳能光伏发电设施，到 2025 年新增可再生能源建筑应用面积 3000 万平米，2030 年再增加 3000 万平米。以“整县推进”模式加快农村地区分布式光伏建设。到 2025 年，全市新增分布式光伏装机 100 万千瓦，到 2035 年累计达到 400 万千瓦。

因地制宜开发集中式光伏。利用沿江滩涂、鱼塘（坑塘）水面、农业设施等空间资源，建设一批渔光互补、农光互补等“光伏+”综合利用示范项目，促进光伏与农业、渔业等产业深度融合，提升光伏项目综合效益。深入研究茶光互补、药光互补等光伏创新应用模式，实现光伏开发与茶叶、药材高质量种植协同发展。到 2025 年，新建集中式光伏电站 16 个，装机容量 110.6 万千瓦。到 2035 年，集中式光伏电站项目进一步发展，累计装机容量 300 万千瓦。

表4 杭州市“十四五”集中式光伏电站项目清单

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	预计建成时间
1	樟村农光互补光伏项目	4	2024年
2	汾口车厘子光伏大棚农光互补项目	7.5	2024年
3	浙江华电建德大洋镇150MW农光互补光伏发电项目	8	2024年
4	晶科电力建德大同镇20MWp农光互补光伏发电项目	2	2024年
5	浙江华电杭州淳安浪川30MW光伏发电项目	3	2024年
6	临安太湖源镇50MW集中式光伏项目	5	2024年
7	桐庐钟山20MW农光互补光伏发电项目	2	2025年
8	临安潜川镇40MW农光互补光伏发电项目	4	2025年
9	晶科电力建德三都镇70MWp农光互补光伏发电项目	7	2025年
10	汾口宋京油茶农光互补项目	4	2025年
11	华能淳安汾口茅屏农光互补光伏项目	1.6	2025年
12	桐庐县江南镇农光文旅一体化产业园99MW光伏发电项目	9.9	2025年
13	桐庐百江镇96MWp农光互补发电项目	9.6	2025年
14	桐庐县合村乡80MW农光互补共富示范项目	8	2025年
15	钱塘区200MW渔光互补光伏发电项目	20	2025年
16	富阳万市镇150MW光伏复合发电项目	15	2025年
合计		110.6	

试点示范分散式风电项目。组织开展风能资源勘测和评价，明确风电可开发范围及容量，推动低风速区域风能资源开发利用，鼓励在具备资源条件、土地条件的工业园区和农村地区开展分散式风电试点示范。到2025年，全市分散式风电示范项目不少于25万千瓦。到2035年，分散式风电示范项目不少于60万千瓦，除核心城区外，各区、县（市）均建有分散式风电项目。

表5 杭州市分散式风电项目清单

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	预计建成时间
1	三峡杭州钱塘分散式风电项目	5	2024年
2	大唐富阳万市分散式风电项目	5	2025年
3	大唐富阳洞桥分散式风电项目	5	2025年
4	国华钱塘区分散式风电项目	5	2025年

5	钱塘区浙新能分散式风电项目	5	2025年
6	临安区湍口镇50MW风力发电项目	5	储备
7	钱塘区临江街道50MW分散式风电项目（三峡二期）	5	储备
8	钱塘区临江49.5MW智慧运检分散式风电项目	4.95	储备
9	余杭区黄湖镇50MW分散式风电项目	5	储备
合计		44.95	

完善新能源开发与消费相关政策。统筹能源绿色低碳发展和生态环境保护双重要求，明确新能源复合项目用地的认定标准、建设要求、管理规定和费用标准，加强全市土地利用数据管理。形成可再生能源电力消费引领的长效发展机制，建立健全可再生能源电力消纳保障机制，引导售电企业和电力用户等市场主体优先消纳可再生能源电力，公平承担消纳可再生能源电力的义务，为可再生能源健康可持续发展提供制度性保障。加大绿色金融政策支持，引导金融机构积极支持可再生能源项目融资，以及已实施可再生能源建设企业的生产经营性融资，形成绿色金融支持新能源建设的社会导向。

（三）以地热能氢能为先导，探索清洁能源非电利用

加快推动氢能示范应用。发挥省、市工业副产氢资源优势，示范开展可再生能源制氢，探索构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。科学布局加氢站及氢能储运设施，聚焦物流运输、市政环卫、通勤客运等应用场景，逐步推进氢燃料电池在重型车辆中的应用，不断提升交通领域氢能应用市场规模。探索公共设施、企业园区、数据中心等多种应用场景，推动质子交换膜燃料电池、固体氧化物燃料电池在热电联供、备用电源以及微电网等领域的应用。

积极推进地热能开发利用。引导浅层地热能在公共建筑、民用住宅及乡村振兴中发挥作用。充分利用钱塘江等水源，开展江河水源可再生能源供能替代示范项目。推动钱塘区东部湾新城集中供热项目建设，利用七格污水处理厂中水余热，建设水源热泵系统，通过能源梯级利用和多元储能耦合，打造集中冷暖供应为一体的区域新型能源供应体系，提升能源利用效率和终端用能经济性。

（四）以市场化发展为目标，优化完善绿电体制机制

完善分布式发电配套体制机制。积极推动完善分布式发电市场化交易机制，研究隔墙售电、点对点电源直供等绿电就近消纳利用模式，积极开展新能源微电网建设。积极参与国家分布式光伏承载力评估试点示范，建立完善的定期评估、发布等机制，确保系统荷载能力和配网结构支撑分布式光伏大规模发展。

积极提升绿电绿证交易活力。积极推动市场主体参与绿色电力证书市场交易，研究可再生能源消纳责任市场主体分摊机制，推动市场主体使用绿证落实消纳责任。加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束，制定高耗能企业电力消费中绿色电力最低占比。鼓励行业龙头企业、国有平台企业等发挥示范带动作用，逐步提升绿证交易比例，满足碳排放总量及强度控制要求，积极引导全社会形成绿色生产生活方式。

二、重点打造多元支撑电力保障体系

以提升电力安全保障能力为核心目标，坚持“外引内增、清洁替代”发展思路，加快引入外来电力，大力开发本地电

源，从“两端受入”电源格局向“多元支撑”的电力供给形态演变。

（一）加快拓宽外电来源，保障长期电力供需平衡

加快拓展区外电力来源。全面提升西部外来电和东部沿海电源对本地电力供应支撑。加强与能源资源富集省份合作，探索跨省区特高压输电送受端联合调节模式，争取新增外送通道落点浙江。推动甘电入浙工程加快建设，争取2025年底单级投运，2026年迎峰度夏前全面投运。充分调动长三角区域电力资源互助互济，争取周边海上风电、核电长期输杭。积极签订外来电力中长期协议，建立灵活便捷、经济可控的临时外来电购电机制。充分发挥中长期交易稳定预期作用，有序组织市场交易，确保中长期交易电量占比不低于90%。充分发挥本地电源调节能力优势，争取更多省内分电比例。到2025年，全市外来电量达到810亿千瓦时，到2035年，全市外来电量达到1066亿千瓦时，外购电量占全社会用电量比重维持在78%左右。

积极谋划参与能源项目开发建设。积极与省内外海上风电资源丰富地市开展合作，共同谋划开发大型海上风电基地，协调参与嘉兴1#、2#，嵊泗2#、5#、6#等新增海上风电项目开发建设。鼓励市能源集团等市属国有企业走出去，积极参与各类能源建设，加强与西部可再生能源资源充足的地区，特别是甘孜、阿克苏等对口支援地区合作，将可再生能源项目纳入对口合作项目；加强与能源大省合作，投资建设或收购省外重大能源项目，掌握更多能源资源，支撑杭州

市能源供应安全。

（二）大力开发本地电源，提升电力自主供给能力

着力推进本地可再生能源建设。开展新能源资源评估调查，推行新能源资源数字化管理，大力发展本地光伏、风电、氢能、水源热泵等新型能源，提高本地清洁能源供应保障能力。有序推进老旧水电增效扩容，稳妥推进小水电建设。因地制宜开展沼气发电、农林生物质发电、垃圾焚烧发电等生物质发电项目建设。到2025年，全市电源装机总量超过1300万千瓦，相比2022年提升30%左右，电力自主保障能力显著提升。新增装机以新能源及调节性电源为主，新能源装机占比持续提升。光伏装机达到480万千瓦，新能源总装机550万千瓦，占比达到42%。

加快推进灵活电源建设投运。坚持“科学有序、适度从紧”的原则推进天然气发电项目，在富阳区布局新建一座天然气调峰发电厂（2台H级燃气-蒸汽联合循环机组，总装机容量156万千瓦）。充分发挥气电的调节支撑作用，提升全市新能源消纳调节及电力供应能力。

积极推进新能源安全可靠替代。鼓励开展源网荷储一体化及新能源微电网示范项目建设，满足新增负荷需求，降低电网供电压力，依托各类新型储能设施，提升新能源电网支撑能力。推动电源电网协调发展，加快推动新能源场站涉网性能改造提升，积极打造主动支撑型、电网友好型新能源电站。

（三）完善应急电源体系，强化电力应急保障能力

提升极端情况下电力保供能力。完善应急电源体系建设，建立多元应急电源配置方案，形成“城市季节高峰用电全支撑、重要用户应急自备电源全覆盖”的布局方案。科学精准实施电力需求侧管理，系统开展能源用户精细化分级，通过虚拟电厂等聚合手段实现调峰负荷智慧联合调度，提升极端天气、极端负荷条件下系统动态平衡能力。在电网关键节点、重要负荷区域按需建设各类新型储能等电力设施，增强各区域电网“黑启动”能力。加强移动应急保障装备建设，提高能源重大突发事件应急响应能力。引导重要用户自行配置柴油发电设施，提升重要用户应急电力供应能力。

三、积极建设灵活高效配套储能体系

按照稳步推进、分批实施的原则，聚焦各类储能应用场景，探索多元化技术路线，推动新型储能从试点示范向大规模商业化应用发展。加快储能技术应用与新能源、电网、负荷各环节深度融合，推动系统友好型“新能源+储能”电站建设，提升新能源可靠出力水平，推进源网荷储一体化协调运行。通过多时间尺度、多技术类型储能协同运行，探索新能源发展新模式新业态。到2025年，各类新型储能规模达到80万千瓦左右；到2035年，建德乌龙山、桐庐白云源抽水蓄能电站建成投运，新型储能加快发展，全市储能装机容量突破500万千瓦。

（一）重点推进储能与源网荷融合发展

积极引导可再生能源项目配套储能。贯彻落实新增并网的风电和集中式光伏项目按照不低于装机容量10%配置储

能要求，鼓励存量新能源发电项目同步配置。以整县推进、规模化开发光伏项目和分散式风电为重点，充分利用分时峰谷电价政策优势，综合运用租赁、共建或项目自建等方式配置新型储能，保障可再生能源电力就地就近消纳。将配储比例、时长、质量等作为新能源项目配置的重要因素，在下达可再生能源开发建设计划时，消纳条件好、配储比例高的项目优先列入计划。到2025年，可再生能源项目配套储能容量达到10万千瓦以上，2035年达到50万千瓦左右。

因地制宜加快电网侧储能发展。在输电走廊资源和站址资源紧张区域合理布局电网侧储能，延缓或替代输变电设施升级改造。发挥电网侧储能顶峰供电功能，重点在萧山中东部、钱塘区等负荷快速增长区域，白鹤滩直流换流站等特高压直流输电工程馈入点，以及既有电厂、变电站周边区域布局建设电网侧储能设施，统一参加电网调度，提高电网应急调峰能力和新能源电力消纳水平，保障企业生产经营用电安全。到2025年，建成电网侧储能容量达到50万千瓦左右、储能时长2~4小时；到2035年，建成电网侧储能容量达到130万千瓦左右、储能时长4小时以上。

表6 杭州市“十四五”电网侧储能项目清单

序号	项目名称	所属区县	建设规模(MW/MWh)	拟投产时间
1	建德市50MW/100MWh电网侧储能示范项目	建德市	55/110	2024年
2	浙江普星蓝天新型储能电站	临平区	50/100	2024年
3	浙江杭州萧山区衙前镇70MW/140MWh储能项目	萧山区	70/140	2024年
4	太湖源镇80MW/160MWh储能电站	临安区	80/160	2024年
5	杭实综能科技淳安储能示范工程项目	淳安县	50/100	2024年

序号	项目名称	所属区县	建设规模(MW/MWh)	拟投产时间
6	萧山经济技术开发区热电 51.75MW/103.2MWh 储能项目	萧山区	52/103	2024 年
7	临平运河储能项目	临平区	50/100	2024 年
8	杭州江东新型区域电力调节中心项目	钱塘区	75/150	2024 年
9	京能国际萧山区党湾 50MW/100MWh 储能项目	萧山区	50/100	储备
10	钱塘区前进街道网侧储能项目	钱塘区	50/100	储备
11	钱塘区河庄街道柯林新能源网侧储能项目	钱塘区	50/100	储备
12	富春江 70MW/140MWh 储能电站项目	桐庐县	70/140	储备
13	富阳区常安镇网侧储能项目	富阳区	50/100	储备
14	建德市经开区网侧储能项目	建德市	50/100	储备
15	余杭区中泰街道网侧储能项目	余杭区	50/100	储备
16	临安区龙岗镇网侧储能项目	临安区	50/100	储备
合计			902/1803	

进一步支持用户侧储能发展。鼓励工商业用户运用新型储能技术减少高峰时段用电需求，主动参与移峰填谷、需求侧响应，降低电网用电负荷。以小型工业园区、重点用能企业、数据中心、大型商业综合体为重点，充分考虑企业生产特点和负荷特性，灵活采取企业自建、第三方代建、国资平台兜底等方式，推进用户侧储能项目建设。日常通过峰谷电价差、需求侧响应等方式降低企业用电成本；用电紧张时，发挥调峰作用，保障企业用电。通过对当前各区、县（市）主要电力用户负荷情况进行分析，以储能全寿命周期内经济效益最优为目标，预测用户侧储能潜力，到 2025 年新增用户侧储能 20 万千瓦，2035 年力争达到 40 万千瓦。

表7 各区、县（市）用户侧储能开发潜力预测表

单位：万千瓦

序号	区县	2025 年	2035 年	远景
1	上城区	1.0	2.0	3.0
2	拱墅区	0.8	1.6	2.4

3	西湖区	0.5	1.0	1.5
4	滨江区	1.4	2.8	4.2
5	萧山区	4.0	8.0	12.0
6	余杭区	0.8	1.6	2.4
7	临平区	1.0	2.0	3.0
8	钱塘区	4.0	8.0	12.0
9	富阳区	1.8	3.6	5.4
10	临安区	3.5	7.0	10.5
11	桐庐县	0.6	1.2	1.8
12	淳安县	0.6	1.2	1.8
13	建德市	2.0	4.0	6.0
合计		22	44	66

（二）广泛拓展储能商业化应用新模式

加快新型储能跨领域融合发展。积极推动新型储能与智慧城市、工业园区、交通、建筑等领域跨界融合，不断拓展新型储能应用场景。针对不同场景下储能功能定位，重点开展压缩空气储能、储氢、蓄冷蓄热等多时间尺度、多技术类型储能协同运行试点示范，探索具有市场竞争力的储能应用商业模式，实现协同运行。

建立健全储能参与市场机制。探索建立独立新型储能项目参与现货、中长期等电力市场和调峰、调频等辅助服务市场的技术标准、交易规则和价格形成机制。鼓励新型储能以独立电站、负荷聚合商、虚拟电厂等多种形式参与电力市场。引导用户侧储能充分运用分时峰谷电价政策，低谷时段充电、高峰时段放电，发挥削峰填谷和顶峰发电作用。探索新型储能商业模式，拓展储能获利渠道。

积极推广共享储能建设模式。支持各类市场主体利用老

旧变电站或土地性质合规、并网条件较好的闲置地块，在电网关键节点、负荷中心区域积极建设共享储能设施。发挥共享储能“一站多用”作用，提升系统调节、新能源消纳和应急供电保障等能力。积极引导社会资本投资共享储能、云储能等创新商业模式，建立健全社会资本建设共享储能公平保障机制。

（三）积极推动大容量长周期储能开发应用

推进抽水蓄能项目开工建设。坚持生态优先，避让生态保护红线、天然林和基本草原等管控因素，科学开发抽水蓄能电站，增强电力系统调节能力。加快推进建德乌龙山、桐庐白云源等项目建设，积极储备淳安千岛湖、临安高峰、富阳常安等项目，根据电网调节需求有序建设。到2035年，建成抽水蓄能装机388万千瓦。

探索多种长周期储能应用。开展全钒液流等长周期、高安全性储能项目试点，提高电网调节能力；发挥氢能大规模、长周期储能优势，推动电能与氢能耦合发展，促进异质能源优化配置；探索应用压缩空气、熔盐储热、重力储能等多种储能技术，满足多时间尺度应用需求，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。

四、加快培育多产融合协同发展体系

以一体化协同为驱动，培育新能源产业创新融合发展模式。以新能源装备制造、新型储能、能源数字经济等优势产业为抓手，积极培育源网荷储一体化、负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等新业态新模式，推动新能源在工业、

建筑、交通、农业等多领域融合发展，开展新能源微电网试点示范，激活以新能源为基础的经济增长新引擎。

（一）大力推动新能源跨领域融合发展

推动新能源与交通融合一体化发展。利用高速公路服务区、收费站、办公用房及具备条件的路测边坡等公路基础设施以及铁路车站等，因地制宜布局屋顶光伏、边坡光伏、分散式风电，推动交通领域绿色低碳转型。依托新型储能技术、V2G、虚拟电厂等先进技术，开展交通领域新能源微电网试点示范。到2025年，高速公路道路两侧、服务区、收费站、办公用房等范围光伏开发规模达到20~40万千瓦，到2035年，达到30~65万千瓦。

推动新能源与建筑融合发展。加快开展“光伏+建筑”融合示范工程，推广光伏建筑一体化（BIPV）发展，加快屋顶、墙面光伏系统研发应用。发展户用光储超微电站，探索建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑电力系统建设。开展高效智能光伏建筑一体化利用、建筑-城市-电网能源交互技术研究与应用。

推动新能源与数据中心融合发展。在萧山、钱塘、临平等主要数据中心发展区域重点发展数据中心光储系统，采用新能源微电网、光伏直流侧直接利用等模式，提高数据中心绿色电力消费水平。充分挖掘数据中心负荷灵活响应潜力，最大化消纳多区域、低价时段新能源电力，降低数据中心集群用能成本和碳排放，提高算力集群综合效益。建设能源数字融合技术研发中心，开展“源网荷储”绿色算力集群关键

技术研究，推动新能源与数据中心创新融合发展。

推动新能源与产业园区融合发展。推进光伏、风电、天然气发电、氢能等多种能源协同融合发展，满足园区多元化用能需求。在余杭区、钱塘区等具有电热冷需求区域，建设多种能源协同互济的分布式区域能源中心，实现分布式光伏、分散式风电、多元储能、高效热泵、余热余压利用、智慧能源管控等一体化系统开发运行。在钱塘、萧山、建德等重点产业园区，结合风光资源特性，因地制宜采用“光储”“风光储”“多能互补”模式，推行新能源微电网示范工程。

（二）创新工商业用能新模式新业态

挖掘工商业用户需求侧响应潜力。支持蓄热电锅炉、用户侧储能、电动汽车充电设施等用户侧资源以负荷聚合商、综合能源服务商等多种模式参与需求侧响应，形成聚合负荷响应能力。制定完善可中断负荷电价、分时电价政策，挖掘需求侧调节能力。鼓励用户积极参与现货及辅助服务市场交易，激发用户参与积极性，利用市场机制发掘用电企业调峰潜力。到2025年，工业园区调峰负荷达到200万千瓦。到2035年调峰负荷达到300-500万千瓦。

加快推广虚拟电厂模式。广泛聚合系统内电源、储能、负荷等可调节资源，从技术标准、市场机制、产业政策等方面协同发力，开展虚拟电厂示范工程，建设具备秒级响应能力的虚拟电厂，统一参与电力现货市场和电力辅助市场交易。筹备建设虚拟电厂管理云平台，加快推动分布式光伏、用户侧储能、V2G等分布式能源接入虚拟电厂集中管理，实

现分布式资源的实时监测和调度。到 2025 年建成 1-2 个虚拟电厂示范工程。

（三）加快培育新能源产业发展新动能

形成绿色能源产业特色发展优势。强化企业主体培育，提升产业链协作水平。充分发挥“链长+链主”机制，加快推进解决重点企业发展难题和重大项目建设，支持行业龙头企业做大做强。深入研究产业发展趋势和迭代路线，锚定发展赛道，提前做好产业链储备和布局，加快推进高功率锂离子电池、钠离子电池、铅炭电池、液流电池等新型储能电池技术攻关及产业化；发挥电池控制系统技术优势，进一步整合发展 BMS、PCS 产业，形成技术高地和规模效应；延伸发展风电叶片、发电机、控制系统等关键部件及大功率整机项目。采取资源整体打包、市场产销衔接等方式，统筹建立和发布机会清单，创新实施“场景+产业”“市场+产业”复合招商机制，瞄准龙头企业和高成长性企业，靶向招引一批重点项目来杭投资。持续优化产业生态，做实支撑保障。发挥好产业政策的保障作用、产业基金的投资导向作用和科技创新的示范引领作用。到 2025 年，绿色能源产业发展规模质量、创新能级、应用推广水平显著提升，规上工业产值突破 3000 亿元。

深入推进新能源产业数字化。充分利用长三角（杭州）制造业数字化能力中心及国家（杭州）新型互联网交换中心两大平台资源，积极发挥市能源大数据中心的平台支撑作用，畅通能源数据信息共享渠道，着力提升数据治理能力。

系统谋划建设能源领域多跨场景重大应用，加快能源数字化应用场景建设，推动装备制造、设计施工、智慧运维全生命周期、各领域数字化升级。借力数字经济基础，发挥阿里巴巴、网易等龙头互联网企业带动作用，积极发展新能源产业数字化新技术、新业态、新模式，深化新能源数据开放共享。推动新能源产业与数字产业、绿色低碳等新兴产业深度融合，提升生产链、延伸产业链、提升价值链、强化创新链。建立健全清洁低碳能源资源普查和信息共享机制，完善能源数据采集和共享机制。

第四章 保障措施

一、强化规划引领

加强本规划对新能源（储能）建设的总体指导和统筹协调作用，统一思想认识，促进规划有效落实。强化要素资源供应与保障，及时解决新能源发展遇到的问题。做好与国家规划及能源、土地、林业、农业等其他省级专项规划的衔接和协调，提高规划的科学性、合理性和可操作性，形成能源主管部门统筹、多部门参与机制，协调推进规划落实。

二、强化科技创新

鼓励能源企业建设实验室、技术创新中心、企业研发中心等产学研用平台，支持能源企业申报科技奖补资金。引导能源企业加大能源领域新装备、新技术、新材料的研发投入，鼓励能源企业承担或参与能源领域国家和省市重大科技攻关项目。以需求为导向，鼓励支持能源企业与知名院校、科

研机构开展合作，着力突破核心技术、强化原始创新、缩短科技成果产业化周期。

三、强化政策支持

探索建立与新能源（储能）相关的绿色金融正向激励机制，支持金融机构积极开发、拓展与新能源（储能）相关的绿色信贷、绿色债券等业务。鼓励各区政府出台针对性扶持政策，建立新能源储能应用协调工作机制，有序推进项目建设。引导工业、交通、建筑等重点用能部门开展“新能源+”融合项目建设，推动新能源多场景、多领域融合发展。

四、强化人才保障

加强能源领域创新人才引进和培养力度，支持该领域人才申报各类人才计划，强化人才创新创业载体，丰富国内外人才柔性引进手段。支持能源企业引入高层次紧缺人才，对符合条件的急需引进的高层次紧缺人才，按规定享受各项人才政策，强化对高层次人才的住房、教育、医疗等基本生活保障。

杭州市发展和改革委员会办公室

2023年12月11日印发
