浙江省能源发展“十四五”规划向社会公众征集意见

2月10日，浙江发改委发文，对《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》征求意见，征集截止日期为2021年3月10日。意见稿指出，

杭州、宁波、嘉兴、湖州等地区形成一定规模的氢能产业集群。

我省要紧抓战略机遇期抢占氢能发展跑道，加大储能技术研发，着力推动多元能源形态协同转化、综合集成、智慧互联，实现氢能、分布式能源、先进储能等技术与应用跨越式发展。

加快氢能应用，探索发展氢燃料电池发电装备，推动氢燃料电池热电联供系统在用户侧的应用，推动氢燃料电池汽车在城市公交、港口物流等领域应用，到2025年推广氢燃料电池汽车1000辆以上。

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，加快推进智慧电厂建设。

积极探索在有条件的区域试点建设先进压缩空气储能、氢储能和蓄冷蓄热储能等新型储能项目，建成一批电化学储能示范项目。

提升天然气、石油管网智能化建设运营水平，推动天然气与氢能基础设施融合发展。

研发电、热、冷、储、氢等多能流运行的区域能源管理系统，开展智慧综合能源服务示范。

加快氢能开发利用，重点突破高比功率车用氢燃料电池电堆、质子交换膜、储氢罐制备技术等一批关键共性技术，加速科技创新成果转化应用。集中攻关高性能燃料电池、超级电容等化学储能技术，开展分布式储能系统协同聚合研究，研发多点布局储能系统聚合调峰、调频及应急控制系列理论与成套技术。

强化氢能产业链上游制氢优势，培育可再生能源制氢产业，加快氢能储运核心装备研发，加大整机产品、核心部件及制造设备的创新力度，培育壮大氢燃料电池汽车及零部件产业。

以下为原文

浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）

能源是经济社会的血脉与动力，能源安全是国家安全的重要组成部分。“十四五”时期是浙江开启奋力打造“重要窗口”、争创社会主义现代化先行省新征程的第一个五年，是深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略的关键期，也是高水平建成国家清洁能源示范省、落实碳达峰要求的攻坚期。为指导我省“十四五”时期能源发展，根据《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》《推动能源高质量发展的实施意见》和《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》，特编制本规划。

一、发展基础

（一）发展成就

供给保障能力进一步提升。2019年全省境内电力装机容量9789万千瓦，较2015年新增1631万千瓦；全省110kV及以上电力线路56991公里、变电容量43425万千伏安，较2015年新增7901公里、9506万千伏安。新增舟山LNG、新疆煤制气两种气源，2019年天然气供给量148亿方，较2015年增长89.7%；累计建成天然气管道2966公里，较2015年增长181.7%，形成“八气源、网络化、县县通”的发展格局；至2020年6月底，全省已建成天然气储气能力81755万方，超额完成国家下达的储气任务。2019年底，全省原油一次生产加工能力5100万吨，较2015年新增2000万吨；原油储备能力达到3988万立方米，较2015年新增1788万立方米；原油管道总长度约854公里；成品油总库容约1160万立方米，较2015年新增530万立方米；全省在营成品油长输管道总长1520公里，较2015年新增527公里。一次能源自给率由2015年的5.3%提升至7.7%。2019年，能源消费总量2.24亿吨标煤，全社会用电量4706亿千瓦时，其中煤炭消费1.37万吨，石油及制品消费2549万吨，天然气消费148亿方。

表 1-1 全省“十三五”能源发展主要指标

指标		单位	2015 年	2019 年	年均增速（%）
一、能源消费总量		亿吨标煤	1.96	2.24	3.4
其中：煤炭		亿吨	1.38	1.368	-0.2
油品		万吨	2970	2549	-3.7
天然气		亿方	78	148	17.4
二、单位 GDP 能耗		吨标煤/万元	0.46	0.39	-3.7
三、全社会用电量		亿千瓦时	3554	4706	7.3
四、最高电力负荷		万千瓦	6290	8517	7.9
五、总装机		万千瓦	8158	9789	4.7
其中：水电（含抽蓄）		万千瓦	1002	1170	4.0
煤电		万千瓦	4606	4649	0.2
气电		万千瓦	1228	1261	0.7
油电及余热		万千瓦	294	111	-21.6
核电		万千瓦	657	908	8.4
非水可再生		万千瓦	427	1690	46.1
其中	光伏	万千瓦	220	1339	69.0
	风电	万千瓦	104	160	11.4
	生物质能	万千瓦	102.5	190	16.5
	海洋能	万千瓦	0.415	0.58	10.4

清洁化水平进一步提高。2019年，全省煤炭、石油及制品、天然气、非化石能源、外来火电及其他占全省一次能源消费总量比重分别为45.3%、16.8%、8.0%、19.8%、10.1%，与2015年相比，天然气占比提高3.1个百分点，煤炭占比下降7.1个百分点，非化石能源消费占比提高3.8个百分点。

2020年，清洁能源发电装机5290万千瓦，装机占比52.0%，较2015年提高11.7个百分点，其中光伏装机1517万千瓦，较2015年新增1353万千瓦，装机增长8.25倍。2019年全省电力在终端能源消费比重高达38.3%，较全国平均水平高12.8个百分点。全省大型燃煤机组和地方燃煤热电机组超低排放改造全部完成，燃煤锅（窑）炉淘汰改造任务超额完成，能源领域二氧化硫、氮氧化物、烟尘等污染物排放均明显下降。2019年全省城市公交中清洁能源车辆占比70%，杭州、湖州等城市的城区实现清洁能源公交车全覆盖。

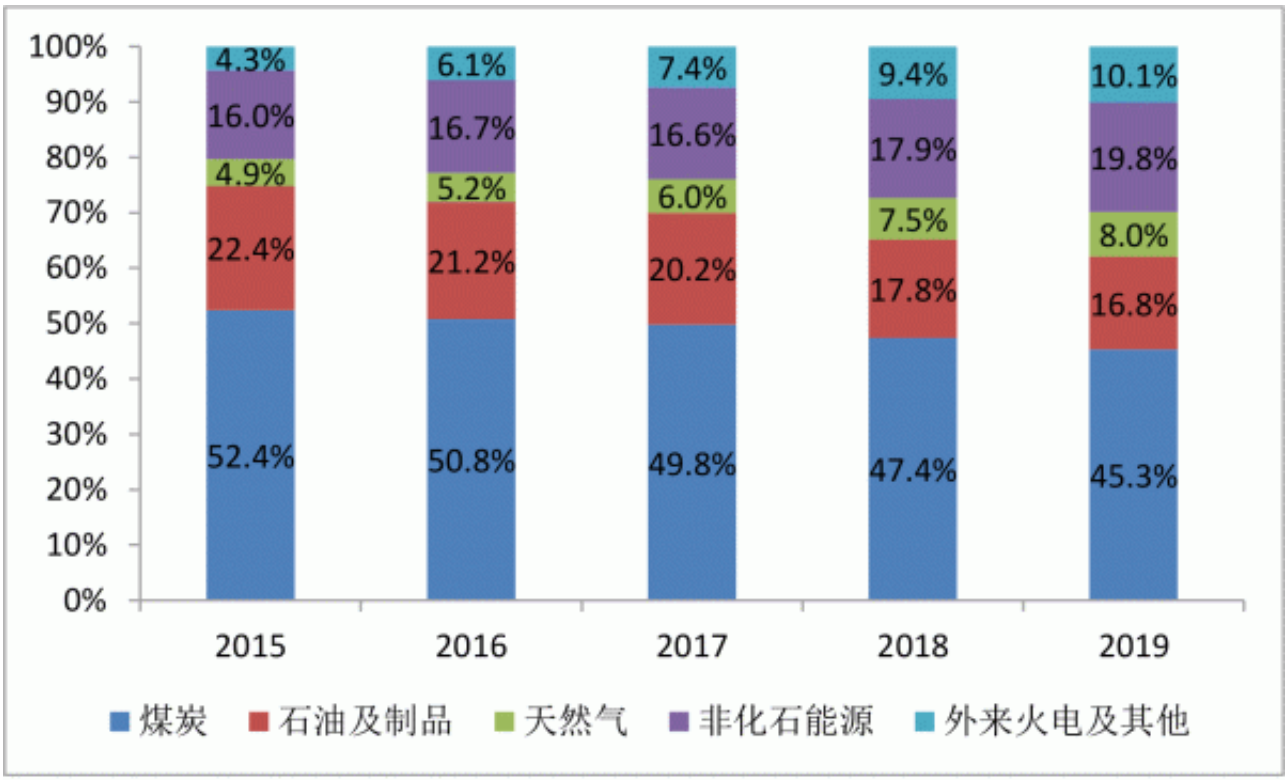

图 1-1　全省 2015-2019 年一次能源消费结构

能源利用效率稳步提升。“十三五”期间，着力推进“亩均论英雄”、产业园区“腾笼换鸟”，大力淘汰落后和过剩产能，经济社会发展能效水平不断提升。2020年，单位GDP能耗达到0.37吨标准煤/万元（按2015价格计算，下同），完成国家下达的目标任务，能效水平居全国前列。2019年工业万元增加值能耗0.64吨标准煤，较2015年下降16.5%。能源加工转换效率约71.6%，较2015年提高1.8个百分点。单位GDP电耗816千瓦时/万元，较2015年下降50千瓦时/万元。6000千瓦及以上火电厂发电标准煤耗282克标准煤/千瓦时，较2015年下降2克标准煤/千瓦时。年电网综合网损率3.8%，较全国平均水平低2.1个百分点。全省重点监测的36项主要耗能产品中，炼油、火电（热电）、钢铁、水泥、玻璃纤维等单位能耗水平处于国内领先或先进水平。

重大项目建设有序推进。“十三五”建成投产三门核电一期、镇海电厂迁建项目、仙居抽水蓄能电站、舟山普陀6#海上风电项目、宁东至浙江±800千伏特高压直流、舟山绿色石化基地一期工程、甬台温成品油管道、新奥舟山LNG接收站、浙江LNG接收站二期等一批重大能源基础设施项目。开工建设三澳核电一期，长龙山、宁海、缙云、衢江、磐安抽水蓄能电站，乐清电厂三期、甬绍干线、杭甬复线等一批重大能源基础设施项目。“十三五”重大项目累计完成投资3660亿元。

技术和装备产业较快发展。“十三五”期间，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，并实现规模化应用。全球首台应用AP1000三代核电技术的核电站率先在浙江建成发电。跨海输变电联网技术取得重大突破，舟山柔直工程超高压交流海底海缆设计、研发、制造达到世界领先水平。从8-12英寸大硅片晶体生产装备、逆变器、关键封装材料等到光伏组装，实现全产业链国内领先
。**杭州、宁波、嘉兴、湖州等地区形成一定规模的氢能产业集群**。潮流能发电等海洋能利用取得突破。

能源改革创新走在前列。电力体制改革稳步推进，是全国首批启动电力现货市场交易的省份，成立浙江省电力交易中心，售电市场交易正式放开，现货市场试运行顺利开展，“十三五”电力直接交易规模累计5888亿千瓦时。17个国家增量配电业务改革试点稳步推进。推进省级天然气体制改革，以上下游直接交易、管销分离为突破口，逐步实现管网设施公平开放。能源要素配置改革全国领先，列入全国首批用能权有偿使用和交易试点省，截至2020年底预计累计交易量近400万吨标准煤，交易额4.8亿元。全面推行区域能评改革。积极推进石油领域改革，在全国首创保税燃料油跨港区供应模式，与上海期货交易所合作探索“期限结合”模式，积极探索综合供能服务站建设运营体制。新业态新模式不断涌现，创新推出电力复工复产指数，嘉兴市城市能源互联网等国家能源互联网示范项目通过验收。

能源惠民利民成效显著。大力推进供给侧结构性改革，多策并举降低用能成本。“十三五”时期，累计9次降低一般工商业电价，两次降低大工业电价，疫情期间实行支持性两部制电价政策，通过政策性降成本合计减负约443亿元；通过电力市场改革等降成本170亿元，合计减负约613亿元。2019年全省电力用户实际最终到户的平均电价为698.37元/千千瓦时，较2015年下降89.57元/千千瓦时。积极推动输配气价改革，合理确定配气价格，规范定价成本监审，从紧核定门站价格，积极推动天然气上下游直接交易。天然气降成本成效显著，累计降低企业用气成本48亿元以上。能源相关工作连续四年列入省政府十方面民生实事工程。截至2019年底，累计完成淘汰改造35蒸吨/小时燃煤小锅（窑）炉45962台，累计建成集中式充换电站2308座、公用充电桩33188个，累计建成家庭屋顶光伏179万千瓦、安装21.9万户（2020年底），建成综合供能服务站438座。切实推进民生用能的便利化、清洁化和经济化。

专栏1.1-1：“十三五”期间与能源相关的十方面民生实事

1.2016年：完成17台大型燃煤机组超低排放技术改造，淘汰改造8000台燃煤小锅炉，新建100座新能源汽车充换电站、10000个充电桩。

完成情况：2016年完成1186万千瓦燃煤机组超低排放技术改造，淘汰改造燃煤小锅炉14203台，建成新能源汽车充换电站200个，建成充电桩14380个，完成率分别为112.6%、177.5%，168%、143.8%。

2.2017：年：全面完成大型燃煤机组超低排放技术改造，全面淘汰改造燃煤小锅（窑）炉。

完成情况：2017年底所有的省统调煤电机组4269.19万千瓦已全部完成清洁化改造，完成禁燃区高污染燃料“五炉”淘汰改造。

3.2018年：新增屋顶光伏装机100万千瓦，其中家庭屋顶光伏15万户、装机容量30万千瓦。

完成情况：2018年新增屋顶光伏装机267万千瓦，其中家庭屋顶光伏19．56万户、66.38万千瓦，完成率分别达267%、130%、221%。

4.2019年：建成300座综合供能服务站。

完成情况：2019年建成438座综合供能服务站，完成率达146%。

（二）存在困难和问题

能源发展不平衡不充分问题仍然突出。一方面，能源供应保障水平有待提升。随着我省能源对外依存度不断攀升、可再生能源大量接入，以及需求侧峰谷差、季节差逐年加大，部分区域、部分时段的电力、天然气等供应保障压力较大，能源运行调节的结构性矛盾日益突出，极端天气、重大疫情等突发事件也暴露出能源系统的灵活性不足。另一方面，能源基础设施的短板和瓶颈仍然存在。省外受入电力通道不足，省内配电网多元负荷承载能力有待提升。天然气管网部分管段输送能力受限，新建管道选址困难。可再生能源发展受到补贴退坡、空间资源紧张等多重制约，区域之间发展不平衡。现有能源设施水平和供应能力已不能充分满足人民群众日益增长的优质能源需求。

能源发展的体制机制制约亟待破解。一方面，在全国能源体制改革推进困难重重的大背景下，我省可腾挪空间较小，目前开展的各项能源改革试点困难较多，能源市场体系建设任重道远。另一方面，面对新技术、新模式、新业态的不断涌现，原有的体制机制未能及时打破和重建，导致储能、能源互联网等新技术、新产业推广和应用较慢，与人民群众对优质优价、智能便捷能源的需求存在差距。

能源与生态环境、经济协同发展水平有待提升。一方面，能源发展与生态环境、经济高质量发展的要求还不完全匹配，能源结构优化还有空间，能源要素配置方式有待完善，配置方向有待精准化，保障经济发展的托底作用还需要加强。另一方面，以能源“双控”和清洁低碳发展倒逼产业转型的效果不明显，产业发展对传统能源的路径依赖和思维惯性还很突出，主动消费清洁能源的意识还不强，全社会能源产出率和部分行业能效与国际先进水平仍有较大差距。

二、面临形势

“十四五”及中长期，随着我国积极构建双循环新发展格局，推动碳排放达峰与碳中和，以及我省迈入奋力打造“重要窗口”、争创社会主义现代化先行省的新征程深入推进，我省能源发展既面临加快转型的重大机遇，又面临新安全的重大挑战。要深刻把握新时代新特征新要求，抢占先机，开创我省发展新格局。

（一）碳达峰目标与碳中和愿景对浙江能源转型提出新要求

在全球推动应对气候变化等因素共同作用下，世界能源清洁低碳发展大势已成。2020年9月，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上作出“力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的重大宣示。浙江省提出加快推进生态文明建设先行示范，努力打造美丽中国先行示范区，制定实施二氧化碳排放达峰行动方案，鼓励有条件的区域和行业率先达峰，这对我省能源消费总量控制、能源利用效率提升、能源结构优化都提出了更高要求。“十四五”期间要加快推进清洁能源发展，开展能效创新引领国家试点，高水平建成清洁能源示范省，为全国能源转型发展提供示范样本，为全国实现碳排放达峰目标与碳中和愿景做出浙江贡献。

（二）现代化建设新征程对浙江能源保障提出新挑战

社会主义现代化建设新征程是在全面小康基础上的更高质量的发展，面对不确定的国际局势，我国积极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。“十四五”期间，我省围绕“重要窗口”的新目标新定位，将继续深入实施“一带一路”建设、长江经济带发展、长三角一体化发展等国家战略，积极推进经济社会高质量发展，能源消费将呈现刚性增长态势。“十三五”期间能源供应保障中的时段性、结构性矛盾将延续并加重，“十四五”迎峰度夏期间可预见的电力缺口高达千万千瓦级，能源供求将持续紧平衡状态。如何高水平满足能源消费需求，为现代化建设新征程开篇布局提供坚强保障，成为“十四五”时期的新挑战。

（三）全面深化改革为浙江能源治理体系现代化创造新环境

“十四五”时期我国将进入新发展阶段，在更高起点上坚定不移全面深化改革。随着能源体制改革向深水区迈进，国家加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，创新能源科学管理模式，建立健全能源法治体系。继续坚持和完善能源“双控”制度，对能耗强度达标而发展较快的地区，能源消费总量控制将有适当弹性。浙江省能源体制改革走在全国前列，“十四五”期间要依靠改革应对变局、开拓新局，推动改革和发展深度融合、高效联动。深化能源要素市场化配置，深化电力、油气体制改革，优化能源要素配置，进一步突出能耗强度控制、能源总量弹性控制，突出能源普惠性，争取全民共享能源发展和改革成果。

（四）新一轮科技革命和产业变革为浙江能源创新发展提供新动力

随着新一轮科技革命和产业变革加速推进，新一轮能源变革兴起，全球光伏、风电等可再生能源发电成逐步迈入平价时代，核电安全性和利用效率不断提高，三代核电逐步成为当前及今后一段时间内的主力，高温气冷堆、快堆等具有四代特征的核电技术示范加速建设中，新业态新
模式蓬勃发展。
**我省要紧抓战略机遇期抢占氢能发展跑道，加大储能技术研发，着力推动多元能源形态协同转化、综合集成、智慧互联，实现氢能、分布式能源、先进储能等技术与应
用跨越式发展。**
要加快推进能源与信息融合发展，以新技术、新模式、新业态改造能源产业，争取高质量创建浙江智慧能源示范区，为全国智慧能源建设提供示范样本。

全球能源格局变化对浙江能源参与全球分工赋予新使命。近年来，全球能源供需格局深刻变化，生产供应重心西移、多中心化，需求重心加速东移。新冠肺炎疫情影响广泛深远，中美博弈升级，能源安全保障不确定性增强，或将面临各种新的风险和挑战。但能源安全保障面临的机遇也前所未有，“十四五”及更长时期，全球油气供大于求，油气“卖方”市场加速向“买方”市场转变，我国庞大的油气市场优势可充分发挥。“十四五”期间，我省要抓住国际油气市场转变和消费市场增长的机遇，依托浙江自贸区建设，建设国际油气交易中心，高质量打造全球油气全产业链，积极参与国际能源市场，在国家能源安全保障等方面发挥重要作用，并形成系列制度创新成果，为全国油气全产业链发展提供经验。

三、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，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，坚持贯彻新发展理念，以忠实践行“八八战略”，奋力打造“重要窗口”为总纲，以满足人民日益增长的美好生活需要为根本目的，紧紧围绕“四个革命、一个合作”能源安全新战略与碳达峰、碳中和要求，加快推进能源革命，系统优化能源体系，构筑新发展格局；加快转变能源生产消费方式，筑牢能源安全保供底线和资源环境生态红线，构

筑新安全格局；加快推进系统融合和开放共享，促进能源与经济、生态环境协调发展，构筑新融合格局；以数字化改革撬动能源体制机制改革创新，推动能源治理方式变革，构筑新治理格局；推动能源发展质量变革、效率变革、动力变革，高水平建成国家清洁能源示范省，全方位构建清洁低碳、安全高效、创新融合、开放共享的现代能源体系，为我省打造美丽中国先行示范区，争创社会主义现代化先行省提供坚实支撑。

（二）基本原则

坚持清洁高效，绿色发展。牢牢把握生态文明建设要求，围绕碳达峰目标，将节能作为第一能源，推动全社会能效提升，实现增量需求主要依靠清洁能源，加快推动化石能源清洁发展，推动主要用能产业绿色发展，打造中高级能源消费结构，实现能源清洁低碳转型，提高能源生产率和经济社会综合效益。

坚持多元开放，安全发展。统筹发展与安全，加快完善多轮驱动能源供给体系，健全多元市场供应体系，打造韧性、安全的现代能源供给保障体系。适应新发展格局，立足长三角能源高质量一体化发展，依托中国（浙江）自贸区建设，加快推进能源开放合作，大力提升开放条件下能源安全水平。

坚持创新驱动，融合发展。突出创新第一动力作用，发挥数字经济优势和清洁能源产业基础，以绿色低碳、智慧互联为方向，分类推进技术创新、产业创新、商业模式创新，推进能源与数字技术、信息技术深度融合，鼓励能源基础设施跨界融合发展，创新综合能源服务、分布式供能等能源利用模式，深化能源重点领域体制改革和机制创新，把能源技术及其关联产业培育成带动我省产业升级的新增长点。

坚持。系统观念，协调发展。把握能源的整体性、系统性、路径锁定性等特点，统筹处理好局部和全局、当前和长远、重点和非重点的关系，掌握能源发展节奏和步骤。统筹全省能源规划布局，加强与上位规划、同级规划的衔接；统筹产供储销全领域全环节，强化能源产业全过程安全；统筹市场改革和保障供应的关系，满足人民对优质优价能源的需求，实现能源与经济社会协调发展。

坚持惠民利民，共享发展。以人民为中心，加快推进清洁能源惠民利民，扩大电力、天然气等清洁能源利用，加快充电基础设施、综合供能服务站等向城乡居民覆盖，快速提升能源普遍服务质量和水平，不断满足人民对美好生活的需要，以及对碧水蓝天和能源高品质服务的需求。

（三）发展目标

到2025年，全省能源供应保障水平进一步提高，能源清洁化水平等关键指标达到国内领先，并争取达到国际先进水平，能源现代治理水平显著提升，能源体制改革和数字治理走在全国前列，努力打造全球油气全产业链、国家智慧能源示范区、国家清洁能源生产基地，高水平建成国家清洁能源示范省，更好地支撑经济社会高质量发展。

能源总量目标。到2025年，全省能源消费总量控制在3.01亿吨标煤以内，“十四五”时期年均增长4.04%；全社会用电量达到6270亿千瓦时，“十四五”时期年均增长5.4%，全社会用电负荷达到12430万千瓦，“十四五”时期年均增长6.0%。

能源结构目标。

——能源消费结构。到2025年，全省非化石能源、清洁能源（均含省外调入部分）占一次能源消费比重分别达到24.0%、34.6%；天然气消费比重达到10.6%；煤炭消费比重降至33.5%。发电、供热用煤占煤炭消费比重达到85%以上。

——能源生产结构。到2025年，全省一次能源生产量达到4377万吨标煤（全部为非化石能源），年均增长5.3%，其中，可再生能源2369万吨标煤。全省境内电力装机容量达到14203万千瓦左右，人均装机2.26千瓦；清洁能源装机容量达到8320万千瓦，占电力总装机容量的58.6%，其中非化石能源装机比重逐步提高到2025年的46.6%。

表 3-1“十四五”电力装机容量和结构目标（单位：万千瓦）

	2019 年		2020 年		2025 年	
	装机	占比	装机	占比	装机	占比
浙江境内总装机	9789	100.00%	10142	100.00%	14203	100.00%
1. 水　　电	712	7.30%	713	7.03%	715	5.03%
2. 抽水蓄能	458	4.70%	458	4.52%	798	5.62%
3. 火　　电	5905	60.30%	5994	59.10%	7462	52.54%
4. 核　　电	908	9.30%	911	8.98%	1401	9.86%
5. 非水可再生能源	1690	17.30%	1943	19.16%	3700	26.05%
5.1 光伏发电	1339	13.70%	1517	14.96%	2800	19.71%
5.2 风电	160	1.60%	186	1.83%	630	4.44%
5.3 生物质发电	190	1.90%	240	2.37%	270	1.90%
6. 余能综合利用发电	117	1.20%	123	1.21%	127	0.89%

能效提升和减排目标。到2025年，单位地区生产总值能耗下降指标达到国家要求，单位能源产出率保持在全国前列，能源领域单位地区生产总值碳强度达到国家要求。全省6000千瓦以上火电平均供电煤耗控制在295克标煤/千瓦时以下，电网综合线损率控制在4%以下。

能源民生改善目标。到2025年，居民人均生活用电1500千瓦时以上，电力在终端能源消费中的比重达到40%以上，城乡居民天然气覆盖率达到60%，实现城乡用能服务均等化，居民和企业用能满意度显著提升。

能源数字治理目标。到2025年，配电网、统调电厂智能化改造达到30%，建成多元融合高弹性电网，省级油气主干管网全部完成智能化改造，能源数字治理水平继续走在全国前列。

（四）远景目标

到2030年，继续夯实完善清洁低碳、安全高效、创新融合、开放共享的现代能源体系。可再生能源、天然气和核能利用持续增长，高碳化石能源利用大幅减少，新增能源需求全部依靠清洁能源满足，非化石能源消费占比争取达到30%左右。能源清洁化水平、利用效率等关键指标基本达到国际先进水平。能源科技水平和现代治理水平显著提升，现代能源市场体制更加成熟完善。保障全省基本实现高水平现代化，成为新时代全面展示中国特色社会主义制度优越性的重要窗口。

到2035年，高水平建成清洁低碳、安全高效、创新融合、开放共享的现代能源体系。非化石能源成为主要保供能源，占能源消费比重争取达到36%以上，初步建成能源文明消费型社会。能源清洁化水平、利用效率、能源科技、能源装备等达到国内领先、国际先进水平，助力碳中和进程，助推高质量建成美丽中国先行示范区。

四、重点任务

（一）着力系统优化，构建“一链一区四基地五张网”发发展布局

围绕国家能源战略布局和新发展格局要求，以提升能源的战略地位为目标，加快能源高质量发展，形成“一链一区四基地五张网”的发展布局。

加快打造油气全产业链。依托浙江自贸试验区升级版，积极引进油气贸易国际战略投资者，推动“一中心三基地一示范区”油气全产业链建设。国际油气交易中心。建设国际能源贸易总部基地，构建由龙头企业、重点企业、集群企业组成的能源结算综合体，提升大宗商品跨境贸易金融服务与监管水平，加快大宗商品期现市场联动发展，建设国际

能源贸易交易平台和结算中心。国际油品储运基地。完善油品储备体系，提升天然气储气能力，加快建设国家油气战略储备基地。提升油品流通领域市场化配置能力，打造LNG接收中心和辐射长三角的中转分销体系。国际石化基地。推动建设舟山绿色石化基地，加快石化炼化产业转型升级，推进国际化招商，打造高端绿色石化产业链。国际海事服务基地。推进国际海事服务2.0版，健全船用低硫燃料油供应市场，支持航运业务创新发展，打造东北亚燃料油加注中心。

专栏4.1-1高质量打造油气全产业链

近年来，在国家发改委、国家能源局的大力支持下，中国（浙江）自贸试验区着力推进油气全产业链发展，打造以油气为核心的大宗商品资源配置基地，取得了较好成效。已建成油品储备规模达4600万吨，LNG年接收能力达到600万吨，油气年吞吐量突破8800万吨，为浙江、华东乃至全国油气资源保障提供有力支撑。

“十四五”期间，中国（浙江）自贸试验区要紧紧抓住扩区的机遇，对标新的功能定位，整合舟山片区、宁波片区、杭州片区、金义片区等多个区域资源，发挥浙江数字经济领先、民营经济发达、市场主体活跃、国际航运等“硬核力量”的优势，以舟山片区和宁波片区为核心，加快推进和提升油气全产业链发展，力争到2025年建成油品储备规模7000万吨以上，LNG年接收能力达到2300万吨，油气年吞吐量达一亿吨以上，炼化能力达到9000万吨以上，高质量打造油气全产业链，成为具有国际影响力的油气资源配置中心。

创建国家智慧能源示范区。推动能源全产业链各类基础设施数字化智能化，推动能源一体化综合利用和智慧示范工程建设，形成系列标志性成果，在全国智慧能源建设中发挥引领示范作用。

专栏4.1-2高质量创建浙江智慧能源示范区

智慧能源是能源革命和产业变革的主要方向。近年来，浙江在智慧能源建设方面取得了积极进展，具备了较好的先行探索基础，可在全国智慧能源建设中起到引领示范作用。

“十四五”时期，浙江将充分发挥数字经济优势，争取高质量创建浙江智慧能源试点示范区，建设浙江省可再生能源信息管理平台及智慧能源示范区平台，重点推动可再生能源及灵活调度资源发展，研究浙江版绿证交易方案及平台建设。试点推广源网荷储一体化模式，在宁波梅山、嘉兴港区等条件基础较好的区域开展市（县）级源网荷储一体化、园区级源网荷储一体化等综合能源服务模式探索。建成一批县（区）级、园区级智慧能源服务示范工程，实现横向“电热冷气水”、纵向“源网荷储调”的多元能源形态协同转化。支持建设能源互联网形态下的环杭州湾多元融合高弹性电网，可调节、可中断负荷500万千瓦以上，移峰填谷能力达到千万千瓦级别，消纳非化石能源4700万千瓦。开展新版绿证试点以及可再生能源、储能市场化机制试点和“海岛风光柴储及海水淡化一体化”试点。

积极打造国家清洁能源生产“四基地”。沿海核电基地。在确保安全的前提下科学布局核电项目，形成浙北、浙东南、浙南三大区域为主的沿海核电基地。华东抽水蓄能基地。充分发挥浙江抽水蓄能电站场址资源优势，稳步推进抽水蓄能电站规划建设，为华东地区电力安全运行提供有力支撑。海上风电基地。依托浙江沿海的区位基础，积极推进海上风电项目开发建设，打造若干个百万千瓦级海上风电基地。清洁煤电基地。煤电在未来较长时间内仍将是我省的主力电源，新建一批支撑性基础性清洁煤电项目，并进一步提升现有煤电的清洁化、高效化水平，打造国际领先的清洁煤电基地。

完善提升“五张网”。电网。构筑安全、高效、智能的多元融合高弹性电网，建成以特高压站及电源基地为支撑的500千伏主干网、过渡顺畅的220千伏主网和灵活互动的智能配电网。气网。建设覆盖全省、多气源衔接、互联互通、智能高效的天然气管网，建成并完善“五大干线”为支撑的主环网，实现县县通。油网。建设联通石化基地、智能高效、安全可靠的石油管网，建成“四主三辅”为支撑主干网，基本实现“市市通”。热网。建设高效、便民、安全的热力管网，确保全省产业集聚区、万亩千亿大平台、热负荷100蒸吨/小时以上工业园区全面实现集中供热。综合供能服务网。完善电动汽车充电基础设施布局，继续推进综合供能服务站建设，构建布局合理、功能完善、民生优先的综合供能服务网。

（二）着力绿色转型，构建节约高效的现代能源消费体系

树立绿色发展理念，坚持节约优先，合理控制煤炭消费，加快重点用能领域绿色低碳转型，强化能源需求侧管理，培育能源消费新业态，着力构建清洁高效的能源消费体系。

推进煤炭清洁高效利用。严控新增耗煤项目，新、改、扩建项目实施煤炭减量替代。禁止建设企业自备燃煤设施。按照煤炭集中利用、清洁利用的原则，减少非电行业燃煤消费量，提高煤炭用于发电的比例。进一步加大落后燃煤小

热电、燃煤锅炉淘汰力度。加大产业结构调整力度，减少钢铁、建材等领域用煤，持续实施煤改气工程，推进散煤清洁替代。在钢铁、建材等行业推广煤炭清洁化改造，打造煤炭清洁化利用升级版。

扩大清洁能源消费。积极推进居民生活、交通、工业等领域“电能替代”，进一步提高电气化水平。加快电动汽车推广使用，继续鼓励岸电改造，加快综合供能服务站、充电桩建设，到2025年建成综合供能服务站800座以上，智能公用充电桩达到5万根左右，自用充电桩25万根以上。
加快氢能应用，探索发展氢燃料电池发电装备，推动氢燃料电池热电联供系统在用户侧的应用，推动氢燃料电池汽车在城市公交、港口物流等领域应用，
到2025年推广氢燃料电池汽车1000辆以上。
积极扩大天然气利用，进一步提高城乡居民天然气覆盖率，推动船舶、陆上交通工具的天然气替代，积极推进天然气分布式发展。

着力推动能效提升。开展能效创新引领国家试点，构建基于行业能效准入标准为基础，重大产业平台为支撑的能效创新体系，形成“发展战略实施+重大平台提升+行业能效引领+产业目录调整+投资项目监管”的工作机制。对标能效国际先进水平，推动传统工业领域节能改造提升，实施能效领跑者计划，建立节能激励导向机制，树立行业标杆，推动重点企业开展能效对标。大力推广绿色低碳建筑，全面执行绿色建筑标准，推广适配型被动房建筑，推进既有公共建筑节能改造和可再生能源建筑一体化应用。加快未来社区建设，打造多能集成、节约高效的低碳场景。加大绿色数据中心建设力度，加快老旧数据中心节能改造，提高数据中心能效水平。构建综合立体交通网络，完善多层次网络布局，充分发挥各种运输方式在能源利用方面的比较优势，提高运输系统效率，提升运输装备能效，推进新能源、清洁能源应用，促进公路货运节能降耗。

实施能源需求侧管理。打造具有浙江特色的电力需求侧管理模式。深入实施“百万用户、百万千瓦”行动，到2025年，电力精准负荷响应能力力争扩大到千万千瓦级，负荷侧调峰能力力争达到全社会最高负荷的5%。引入市场化竞价模式，探索需求响应资源参与辅助服务市场交易。推进自用充电基础设施智能有序充电，引导充电基础设施参与电力需求响应。推进天然气需求侧管理完善有序用气方案，优化发电和用气联调联供机制，实施阶梯性、差别化价格政策，鼓励储气服务、储气设施购销气量挂牌交易，控制季节性峰谷差。

培育能源消费新业态。在园区、港口等集中用能区域开展综合能源服务试点，鼓励综合开发利用风能、太阳能、农林生物质等可再生能源。鼓励近零碳排放园区试点示范，加快推进能源全领域、全过程智慧化发展。发展新能源数字化运营系统、共享高效智能交通系统、绿色数据中心等能源互联网和智慧用能新模式，打造主体多元化、领域多样化、服务专业化的综合能源服务新业态。依托工业（产业）园区、数据中心、以医院、学校、酒店、商业综合体等为核心城市街区和未来社区等开展电厂+、电网+、天然气+等不同类型的综合能源服务系统建设，到2025年，力争建成一批工业（产业）园区、公共建筑、数据中心、未来社区综合能源服务系统试点项目。

（三）着力安全发展，构建清洁低碳的现代能源供给体系

坚持安全底线，加快品种多元、渠道多元的能源基础设施建设，推动能源基础设施低碳化、数字化、智能化转型升级，全面提升能源供给质量和效率，着力构建多元安全的现代能源供给体系。

1.电源

大力发展生态友好型非水可再生能源。实施“风光倍增工程”。持续推进分布式光伏发电应用，积极发展建筑一体化光伏发电系统，高质量推广生态友好型“光伏+农渔业”开发模式，到2025年，力争全省光伏装机容量达到2800万千瓦。重点推进海上风电发展，打造近海及深远海海上风电应用基地+海洋能+陆上产业基地发展新模式，到2025年，力争全省风电装机容量达到630万千瓦，其中海上风电500万千瓦。因地制宜发展生物质（含垃圾）发电，到2025年，力争生物质（含垃圾）发电装机达到270万千瓦。积极探索海洋能综合开发利用，打造一批陆上“风光水储”一体化基地。

专栏4.3-1光伏和海上风电开发建设重点

光伏发电：“十四五”期间新增光伏发电1300万千瓦，积极开发应用建筑一体化光伏发电系统。

风电：“十四五”期间新增风电450万千瓦，建成嘉兴1#、2#，嵊泗2#、5#、6#等海上风电项目，打造若干个百万千瓦级海上风电基地，开展象山、洞头和苍南深远海风电开发。

安全高效发展核电。按照国家建设沿海核电基地的总体部署，坚持安全与发展并重，突出核电作为我省中长期主力

电源的战略地位。积极采用先进成熟技术路线，加强核电厂址保护，按照连续建设的要求，科学规划项目时序，适度超前开展前期，科学安排项目开工建设计划。“十四五”期间，力争建成三澳核电一期（240万千瓦）和三门核电二期（250万千瓦），积极推进三门核电三期、三澳核电二期开工建设，加快推进三澳核电三期、海岛核电等前期工作。围绕核电基地探索建设零碳未来城（园），鼓励开展核能供热等综合利用。

合理有序开发水能。统筹考虑华东区域电力系统调峰填谷、调频、调相、安全稳定运行需求，有序推进抽水蓄能电站布局和建设。加快推动长龙山、宁海、缙云、衢江、磐安等项目建设，稳步推进泰顺、天台等项目前期工作，适时开展建德、桐庐等站点的前期工作。启动新一轮抽水蓄能电站选点规划，探索开展柔性（中小型）抽水蓄能电站试点建设，到2025年，抽水蓄能电站装机达798万千瓦。优化水电资源开发利用，加强对水电站生态流量管理，持续推进老旧水电站更新和技术改造，到2025年，全省水电开发利用规模保持在710万千瓦左右。

专栏4.3-2抽水蓄能电站建设重点

建成投产类：长龙山（210万千瓦）、宁海（140万千瓦、投产70万千瓦）、缙云（180万千瓦、投产60万千瓦）抽水蓄能电站项目。

开工建设类：衢江（120万千瓦）、磐安（120万千瓦）抽水蓄能电站项目。

开展前期类：泰顺（120万千瓦）、天台（170万千瓦）、建德（240万千瓦）、桐庐（120万千瓦）等抽水蓄能电站项目。

高效发展清洁煤电。发挥煤电机组的托底保障作用，按照供电煤耗和超低排放国际先进的标准，合理推动支撑性基础性煤电项目规划建设。“十四五”期间，建成乐清电厂三期等已纳入国家规划的煤电项目，规划扩建一批高效清洁煤电。**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，加快推进智慧电厂建设。**

积极推进天然气发电。推进电力和天然气改革协同发展，进一步挖潜现有气电潜力。因地制宜推广天然气分布式能源系统建设，提供电、热、气、冷等多种能源的综合供应。依托液化天然气（LNG）接收中心，探索建设LNG配套调峰电站，到2025年，新增天然气分布式200万千瓦，LNG配套调峰电站240万千瓦。探索气电运营模式，更好发挥调峰能力。

多渠道拓展区外来电。合理控制外购电比重，推动跨区域电力通道建设，建成白鹤滩水电至浙江特高压直流工程，加快推进送浙第四直流项目，持续提升区外受电和互保互济能力，到2025年，保持外购电力和外购电量占比均在三分之一左右。

积极发展各类储能设施。在抽水蓄能的基础上，积极探索发展各类型储能设施，不断增强区域系统级调节能力。不断拓展储能应用新场景，推动
储能在电源侧、电网侧和用户侧应用的新模式、新业态。
积极探索在有条件的区域试点建设先进压缩空气储能、氢储能和蓄冷蓄热储能等新型储能项目，建成一批电化学储能示范项目。

2.电网

构建网架坚强、分区清晰的骨干电网。建成投产白鹤滩－浙江±800千伏特高压直流工程，力争建成投产入浙第四回特高压直流，形成“四直两交”的特高压网架。加快开展500千伏及以上超高压或特高压交流双环网规划建设。浙北电网重点优化完善网架结构，确保外来电受入、疏散和消纳。浙中电网重点加强绍兴中北部电网，解决绍兴换流站送出不均衡问题，满足宁台沿海电源接入需求，缓解舟山联网北通道海缆输送压力。浙南电网重点建设丽西、浙西南网架优化加强工程，满足浙西南新能源发展送出、消除福建电力输浙瓶颈。结合沿海电厂扩建完善浙东南网架，提升台温电网供电可靠性和安全性。

构建安全可靠、经济高效的现代配电网。以安全可靠供电为底线，满足服务重大工程需求，做好杭州亚运、舟山石化基地的供电配套。优化电网结构、确保本质安全，统筹开展老旧电网设施改造。以保障民生用电为重点，持续建设新型城镇配电网，全面推进农村电网升级改造，实现城乡一体化发展。优化发展20千伏电压序列，合理调整供区范围，因地制宜差异化发展，提升供电能力和供电效率。

加快提升电力系统灵活调节能力。建立和完善与华东电网的备用共享、风险共担机制，降低全网备用总量。进一步优化电网网架结构等，挖潜现有气电顶峰能力。增强高密度可再生能源接入消纳能力，加快多元融合高弹性电网建设

。建立和完善负备用共享机制，在区外汛期水电大送时段，通过低谷电力置换，维持调峰平衡。

3.天然气

海加快提升沿海LNG接收供应能力。加快宁波舟山LNG接收中心建设，为浙江、华东乃至全国天然气保障提供有力支撑。建成舟山新奥LNG接收站（二期）、温州LNG接收站（一期）、穿山北、六横LNG接收站等项目。开工建设台州LNG接收站等项目。到2025年，LNG接收中转能力达到2300万吨/年以上。

持续推进省际、省内天然气管道建设。以宁波、舟山、温州三大LNG接收站集中区域外输通道建设为核心，加快推进杭甬复线、甬绍干线等大容量输气干线规划建设，尽快消除管网输送瓶颈。以国家管网川气东送二线建设为契机，加快与国家管网对接，力争尽早实现双向输送。进一步完善省内输配管网布局，扩大管网覆盖区域，优化管网工况，提高输送能力和安全保障。积极推动长三角天然气设施一体化发展，形成省际管道互联互通、资源互供互保的储运一体化，提升供应安全。到2025年，全省天然气管网规模达到4500公里。

积极扩大上游资源供应量。按照多元保障原则，稳步提升现有管道气供应能力，积极扩大上游气源供应。妥善应对市场形势变化，保持天然气产供储销衔接有序、供应稳定。创新油气管网第三方运营机制，扎实推动油气管网公平开放。

稳步提升储气能力。以LNG接收站设施储气能力为主，相邻地市集约化、规模化建设储气设施为辅，自建本地化储气设施为基础保障的储气体系。加快管网和储气设施建设，补齐天然气互联互通和重点地区输送能力短板。压实各主体储气责任，加快储气库及储气设施重点项目建设。到2025年，全省储气规模17.5亿标方，满足全省300亿标方的天然气消费量储备需求。

4.石油

稳步提升石油供应保障能力。加快推进油品储运项目建设，提高石油供应保障能力，打造国家级油气储备基地。积极推进黄泽山、大榭等石油国储项目建设。围绕浙江自贸试验区国际石化基地建设，推进舟山绿色石化二期、镇海炼化扩建、大榭石化扩建等项目，增强清洁油品供应能力。开展石油储备创新改革试点，探索政府储备与企业储备相结合的石油储备模式，创新商业储备与国家储备转换机制，探索建立健全石油收储轮换动用机制。到2025年全省原油一次加工能力达9000万吨以上，成品油供应能力达到3000万吨以上。自贸区油品储备能力达到7000万吨以上。

加快推进石油管网设施建设。加快推进原油、成品油管道建设，推进长三角区域石油管网互联互通，提升互济互保能力。以舟山绿色石化为中心，建设南北双线原油供应通道，实现舟山绿色石化基地南北双线保供格局。重点推进黄泽山-鱼山海底原油管道、舟山—宁波和宁波—绍兴—杭州成品油管道建设，推进温州机场航煤专线建设，谋划黄泽作业区至上海漕泾原油管道。适时开展绍兴—金华—丽水和丽水—衢州成品油管道项目前期工作。加强管道互联互通，增加管道沿线油库接入。到2025年，全省石油管网达到3000公里左右。

积极推进保税燃料油储运调和加注设施建设。依托浙江自贸试验区国际海事服务基地，完善保税燃料油供应服务体系，加快码头、锚地、储罐等设施布局，积极推进保税燃料储运调和加注设施建设。力争到2025年，船用燃料油加注量突破1000万吨。

5.煤炭

完善提升煤炭储运网络及接卸能力。提高煤炭消费大户特别是年运量150万吨以上用煤企业铁路专用线接入比例，提升宁波舟山港六横煤炭中转码头和乍浦港码头接卸能力，完善煤炭海河联运和铁路、公路、水路运输网络系统，提高煤炭“公转水”能力，提高煤炭储运场所智慧化、清洁化水平。

建立健全煤炭储备体系。建立健全以企业社会责任储备为主体，地方政府储备为补充的煤炭储备体系。支持煤电企业通过签订中长期合同、建立储备基地、实施煤电联营等方式，与大型煤矿企业建立煤炭储备合作机制，形成互利共赢、长期稳定的供需合作关系。到2025年，新增煤炭储备能力300万吨。

6.热力

构建清洁高效的供热系统。因地制宜，科学布局集中供热热源点，鼓励发展分布式能源，满足经济社会发展的用热需求。优化整合供热资源，积极推进30万千瓦以上热电联产机组供热半径15公里范围内燃煤锅炉和燃煤小热电的关停

整合。加快抽凝机组和热电联产机组技术改造，提升供热能力和供热效率。继续推进大型火电机组根据周边热负荷需求实施热电联产改造，释放供热能力。

推进安全可靠的供热管网建设。加快配套热网工程建设，有序开展老旧管网改造工程，推进供热管网互联互通，提升管网运行安全性和供汽稳定性。适当鼓励扩大集中供热半径，充分发挥清洁高效的技术优势。

推进工业余热回收利用。积极推进工业余热、余压、余能应用。开展储热、储冷示范工程，推进用能系统优化，通过跨企业、跨行业、跨地区余能资源整合，建立工业用能高效智能、经济便捷、利益共享、多能互补的能源利用新模式。

7.能源基础设施融合发展

推进能源设施多能互补。积极推进风、光、水、储多能互补能源模式发展。发挥热、气、水等设施灵活高效优势，探索新一代电力系统建设。推动储能电站、虚拟电厂等示范工程建设，加强多种电源与储水、储热、储气设施集成互补，构建面向高比例可再生能源的基础设施协调支撑体系。依托浙江智慧能源示范区建设，建成一批县（区）级、园区级智慧能源服务示范工程，实现横向“电热冷气水”、纵向“源网荷储调”的多元能源形态协同转化。

加快能源系统智能升级。充分发挥新一代信息技术的牵引作用，统筹传统能源和新能源发展，以跨界融合促进能源系统智能升级。
提升天然气、石油管网智能化建
设运营水平，推动天然气与氢能基础设施融合发展。
推动新能源与“新基建”协同发展，推进停车场与充电基础设施一体化建设，通过车联网等平台实现“车—桩—网”运行优化一体化。

推进各类基础设施融合复用。以多功能性促进各类设施融合，探索区域城乡综合基础设施一体化建设。探索污水处理与余热供暖集成示范，提升水利设施防洪、发电、调峰一体化水平，发展光、储、柔性直流新型能源系统。统筹推进城镇生活污水、生活垃圾、危险处理设施与配套发电供热基础设施一体化设计、集约化管理。

（四）着力创新驱动，构建智慧融合的现代能源科技体系

抢抓新一轮科技革命和产业变革机遇，加快推进互联网、物联网、大数据、人工智能与能源产业深度融合，积极开展关键共性技术为重点的能源科技攻关，培育壮大能源装备产业，打造重点能源研发平台，构建创新驱动的现代能源科技体系。

加快数字能源发展。围绕能源数字化和标准化建设，加快打造多元融合高弹性电网，推动智慧电厂、可再生能源集中智慧调控等建设与改造，提高油气管网智能化水平，加快推进城市燃气管网数字化改造，推广“多表合一”，构建能源装备数字孪生系统。推进能源网络与互联网、物联网在数字层面实现互联互通，推进储能多元化应用支撑能源互联网应用示范，实现“源网荷储”的智能化调度与交易。
研发电、热、冷、储、氢
等多能流运行的区域能源管理系统，开展智慧综合
能源服务示范。
加快推进数字能源管理运行平台建设，高水平建成全省能源管理数字化平台，建立健全能源监测预警体系，加强能源运行分析和动态监测，实现省市县三级共享共用。

开展核心技术科技攻关。加快突破一批符合能源革命趋势、对能源产业发展具有重大意义的核心技术。深入研究与应用场景匹配的晶硅光伏组件关键技术，开展高效薄膜电池产业化技术工艺攻关。加快分布式风电、深远海风电技术研发，研发应用新一代海洋能、先进生物质能利用技术。加快燃气轮机技术研发和产业应用，重点突破燃气轮机核心热部件、控制系统等一批“卡脖子”核心技术。
加快氢能开发利用，重点突破高比功率车用氢燃料电池电堆、质子交换膜、储氢罐制备技术等一批关键共性技术，加速科技创新成果转化应用。集中攻关高性能燃料电池、超级电容等化学储能技术，开展分布式储能系统协同聚合研究，研发多点布局储能系统聚合调峰、调频
及应急控制系列理论与成套技术。
积极开展二氧化碳捕集、封存与利用技术研究，探索研发固定源碳捕集、二氧化碳直接捕集、二氧化碳电化学还原技术，开展万吨二氧化碳捕集、封存与利用工程示范。

推动能源装备产业发展。全力支持光伏、光热、风电、核电以及新能源汽车等能源装备产业的持续发展，推动能源装备产业向精细化和高端化转型，鼓励企业从单纯设备制造向综合服务商转型。充分发挥我省光伏新材料产业优势，加快布局碲化镉、钙钛矿、柔性CIGS薄膜等特色产业，进一步提升光伏全产业链发展质量。支持自主燃气轮机技术创新，提高燃气轮机整机制造能力，推动微小型燃气轮机系列化产品和重型燃气轮机商业化应用，初步形成包括燃机、锅炉、汽轮机、控制系统、分布式能源运营的燃气轮机产业链。加快发展能量型与功率型电池储能技术装备，推动安全高效
、绿色环保的新型
电化学储能器件及系统技术创新，构
建退役动力电池回收及储能再利用产业链。
强化氢能产业链上游制氢优势，培育可再生能源制氢产业，加快氢能储运核心装备研发，加大整机产品、核心部件及制造设备的创新力度，培育壮大氢燃料电池汽车及零部件产业。

打造一批重点能源研发平台。
集聚国内外乃至全球可再生能源、智慧能源领域的顶尖创新资源，聚焦氢能、海洋能、第三代太阳能光伏、风电、生物质能以及智慧能源领域的前
沿技术研发，建设综合性可再生能源与智慧能源实验室。
依托重点能源企业、科研院所和高等学校开展协同创新，在能源与生态协同等领域联合组建一批“政产学研用”一体的研发基地作为联合创新平台，积极开展能源科技领域的国际合作交流。

（五）着力深化改革，构建协调有效的现代能源治理体系

全面深化能源市场化改革，加快构建统一开放、竞争有序的现代能源市场体系。更好发挥政府作用，创新能源运行和管理体制，提高各级政府能源管理能力，着力构建现代化能源治理体系。

1.推动能源要素市场化改革

充分发挥市场在资源要素配置中的决定性作用和更好发挥政府作用，推动能源要素向优势地区、优势行业、优势项目倾斜，提升能源要素集约利用水平。建立“资源要素跟着项目走”机制，保障符合高质量发展要求的重大产业用能需求。

完善资源要素与省重大产业平台项目计划衔接机制，围绕国家和省级重大平台“赋能提质升级”，重点支持国家重大平台、大湾区、大都市区、“万亩千亿”平台等用能保障。探索长三角能源要素一体化配置机制。探索建立以产业技术能效为导向的区域能评制度。全面深化用能权领域改革，持续深入开展用能权交易改革试点。鼓励可再生能源生产和使用，探索用能单位自产自用可再生能源不计入其综合能源消费总量。

2.加快电力体制改革

深化电力体制改革，逐步扩大市场范围，促进市场主体多元化。持续推进增量配电网业务改革试点，加快建立分布式发电市场化交易规则。建立和完善电力需求侧和可再生能源市场参与机制。创新和完善辅助服务市场化机制，建立辅助服务共享分担新机制，突破抽水蓄能电站电价机制。持续推进输配电价改革，实现发电侧和售电侧电价市场化，妥善处理电价交叉补贴，建立输配电价调整机制。完善天然气发电价格机制，加快推进天然气发电市场化改革。进一步丰富合约市场交易品种，完善市场风险防控体系，基本形成较为完备的电力市场体系。

3.深化油气体制改革

落实《浙江省天然气体制改革方案》，稳妥推进上下游直接交易、管网独立、管输和销售分离改革，打破省级管网统购统销，实行管输和销售业务分离，完善天然气领域自然垄断和可竞争环节分类监管方式。在改革过渡期实行政府主导的价格联动机制的基础上，逐步完善市场化价格形成机制，建成天然气交易板块。推动城镇燃气扁平化和规模化改革。

落实浙江自贸试验区先行先试政策，加快推进油品体制改革，争取更多企业获得原油进口、成品油出口资质和配额，充分提高原油加工、贸易环节市场参与度，健全船用低硫燃料油供应市场。制订并实施浙江自贸区石油储备改革试点方案。加快推进油气储运设施公平开放。

4.创新可再生能源发展机制

推动可再生能源高质量发展，进一步加大风光等可再生能源开发利用，提高全省可再生能源占比。完善现行补贴方式，合理确定新增补贴项目规模。加快建立配额制下的绿色电力交易机制，推广多元化的绿证交易市场，持续扩大绿证市场交易规模。完善市场配置资源和补贴退坡机制，引导可再生电力尽快实现平价上网。积极推动海上风电可持续发展，加快建立省级财政补贴制度，通过竞争性方式配置新增项目。

5.健全能源运行和管理体制

充分发挥浙江省煤电油气运工作领导小组作用，健全煤电油气运协调机制，统筹做好重点时段、重点区域和重大活动期间的能源安全保障工作。研究建立省内不同类型电源之间、外来电送受双方之间等基于市场化的利益调节机制。加快数字能源建设，更新迭代数字能源管理平台，完善运行监测技术手段，健全能源运行分析和动态监测机制。以“最多跑一次”改革为牵引加快能源管理模式创新，继续推进行政审批事项取消和下放工作，加快推动互联网、物联网、移动支付等先进技术在能源服务领域的应用。加强市县能源管理力量建设，构建省市县联动的能源监督管理体系。积极开展能源领域各类示范试点，结合数字能源应用、清洁能源发展水平、现代能源治理体系建设等，分级分类分地区打造一批“有特色、出经验、可复制”的能源高质量发展标杆县、标杆园区、标杆企业打造面向全国、可供借鉴的“浙江”样本。

6.加强安全保障

牢固树立能源安全意识，建立能源行业贯穿属地管理责任、行业监管责任、企业主体责任的全生命周期监管机制。强化安全红线意识，进一步完善各类能源供应协调机制，保障能源生产、输送、调度、消费安全，确保杭州亚运会等重大活动能源供应安全。完善能源信息发布制度，加强能源预测、预警，加强对煤炭、油气等重要能源产品供应情况的动态跟踪监控，及时发现问题并予协调解决。持续开展石油天然气管道安全大排查、大整治专项行动，强化能源领域危化品运输安全监管，推动系统识别隐患、预警风险、联动处置，强化执法监管。加强技术支撑，科学运用视频智能分析、精密监测和大数据分析等手段，开展能源重大设施运行数据实时采集，辨识违法违规行为，实现预警监测监控。建立完善应急预案，健全能源安全风险管控体系，落实安全生产属地监管责任和企业主体责任。

7.健全法规标准

根据国家能源领域相关法律法规，结合我省实际，加强立法调研，完善能源标准规范，着力推动《浙江省实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》、《浙江省可再生能源开发利用促进条例》等法律法规的修订。结合省情实际，依托重点企业、科研机构和行业技术专家，
积极开展氢能利用、储能、电力需
求侧管理等领域地方标准、行业标准制定工作。
研究制定能源数据清洗、脱敏、确权、共用共享和市场化交易等相关法规规范，研究制定电、气、热等多种能源消费信息的集中自动采集和跨行业数据共享标准体系。

（六）着力扩大开放，构建互利共赢的现代能源合作体系

贯彻落实长三角一体化国家战略，大力推进长三角地区能源合作，密切与西部省份能源交流合作，践行“一带一路”倡议，积极搭建能源产能合作的发展平台，着力打造开放共享的现代能源合作体系。

1.积极推进长三角能源一体化

推进能源基础设施互联互通。完善区域油气设施布局，实现油气管网互联互通。加快推进天然气浙沪联络线、浙苏川气联络线、浙皖联络线建设，共同推进天然气沿海大通道建设。优化甬沪宁原油供应通道，谋划黄泽作业区储运基地至上海漕泾原油通道，推进成品油管道与周边省市间的互联互通。完善区域电网建设，实现省网和部分配网互联。完善长三角地区特高压故障事故备用分摊机制，减少各省区事故备用，提高机组利用效率，增强电网抵御事故能力和运行可靠性。

推进数字能源一体化建设。整合能源领域现有数据库系统，率先打造长三角升级版政府数字能源平台，提高能源管理的智能化水平及决策的科学性。加快推进长三角数字能源开发合作，共同推进能源基础设施智能化改造建设，共同建设长三角地区数字能源开发运营合作平台，加强长三角电力及能源数据共享，打造一体化智慧能源生态圈。

推进统一开放市场体系建设。先行推动长三角电力市场一体化建设，探索建设能源一体化市场，实施更加灵活的调度规则，试点用能权、排污权、碳交易等要素配置一体化。巩固与安徽的煤电一体化合作以及与上海的油气交易、供

应保障合作，探索新的合作领域。在LNG接收站、能耗、煤电指标等资源分配上，共同争取国家对长三角区域的支持。

2.深化国内能源领域合作

加强与能源资源富集省份合作。争取更多清洁外来电力入浙，促进西部地区清洁能源与可再生能源消纳，推动区域合作发展。鼓励省能源集团等省内能源企业到宁夏、青海等西部地区开发可再生能源。

深化央企能源企业合作。继续加强与中央大型能源企业的战略合作，拓展在石油天然气长输管道、核电、能源装备、能源重大研究平台、能源技术服务等方面的深入合作，争取更多的国家能源战略项目尤其是清洁能源项目落户浙江。

3.积极打造“内外双循环”的重要节点

提升油气资源全球配置能力。依托浙江自贸区和能源储运、加工基地优势，加快油品、天然气、煤炭等能源大宗商品交易平台建设，加快打造国际油气交易中心和油气资源配置基地。推进能源国际贸易和交易，拓展能源进出口代理、能源贸易金融、能源运输保险等生产性服务业，办好世界油商大会。深化开拓与沙特、马来西亚等国油气资源合作开发，积极参与开发、收购海外优质能源资源，加强产能项目合作，形成定点、定量的稳定供应模式，保障能源安全协同发展。鼓励省内能源企业参与国际能源合作。鼓励省内能源企

业积极参与“一带一路”能源合作，参与国际能源加工生产、能源装备制造、能源服务等环节。鼓励省内能源企业积极开展国际光伏项目合作开发、风电出海等，推动省内可再生能源装备制造走向国际市场。

深化国际能源技术交流。积极参与亚太经济合作组织（APEC）、中美、中德等能源国际合作研究、技术转让、交流对话等活动。依托省内科研院校和能源企业，加强与世界知名能源公司、科研院校、企业机构合作，建立健全国际能源技术研发合作机制。深化丹麦风电合作，积极推动中国—东盟清洁能源能力建设计划。加强能源技术、装备与工程服务国际合作，深化合作水平，促进重点技术消化、吸收再创新。

五、八大标志性工程

（一）能效创新引领工程

加强重大平台重点行业能效治理，修订实施大湾区大都市区新区、开发区（园区）、万亩千亿新平台等等区域能评2.0版，建立主导产业能效技术标准，纳入能源“双控”考核内容。单位工业增加值能耗持续下降，修订实施《浙江省产业结构调整能效指南》，坚决遏制地方新上高耗能产业项目，实行新上项目产能置换和能耗等量减量替代。深化用能权交易改革，建立以能效技术标准为核心的用能权交易体系。开展重点用能单位“百千万”、能效“领跑者”行动，能效治理制度化、市场化、精细化和智慧化水平显著提升。

（二）油气管网联通工程

围绕“一中心三基地一示范区”油气全产业链建设，加快实施杭甬复线天然气管道、甬绍干线东段天然气管道、舟山—宁波—绍兴成品油管道等省内油气互联互通管道建设，畅通库区资源外送通道，实现油气资源“送得出”目标。规划布局浙皖、浙闽、浙赣等省际天然气联络线，推动省级管网以市场化方式融入国家管网，不断推动省级管网与国家主干网互联互通，提升资源互供互保能力。加快推进省级天然气管网独立、管销分离、城镇燃气企业扁平化、规模化改革，逐步推动省级管网公平开放。

（三）电力需求侧管理工程

提升电力需求侧管理水平，将挖掘需求响应资源与发电侧项目建设并重，充分发挥需求侧响应资源在提升电力系统可靠性、促进可再生能源消纳方面的作用，引导节约、有序、合理用电。通过强化政策保障、探索市场机制、建设示范工程、构建数字平台、创新技术应用，进一步将参与需求响应企业从第二产业拓展到第三产业，从高压用户扩大至高低压用户，最大范围动员、唤醒“沉睡”的资源，全省储备用户侧削峰响应能力370—620万千瓦，具备最高用电负荷3—5%的削峰能力，打造百家电力需求侧管理明星企业。推进终端用能领域以电代煤、以电代油，推广新能源汽车、热泵、电窑炉等新型用能方式。重点推动全电园区（小区、景区）、港口岸电等一批项目建设。“十四五”期间，电能替代新增用电量400亿千瓦时以上。

（四）“源网荷储”一体化工程

积极推进“源网荷储”集成优化和一体化协同发展，加快“大云物移智链”与能源电力技术的深度融合发展，建设智能互联的能源电力基础设施，实现电力系统“分散+集中”有效互补和“源网荷储调”智慧协同，支持电力各环节各场景储能应用，着力推进“可再生能源+储能”创新发展，创建若干个新增非水可再生能源装机超百万千瓦、投资超百亿的“风光水储”一体化基地。依托新增天然气分布式能源200万千瓦，建立集能源供给、能源网络、能源负荷、能源储运、调度控制、智慧应用、商业模式于一体的绿色智慧综合能源系统，探索综合能源服务新模式，推动能效提升和新能源消纳。

（五）智慧电网建设工程

推动多元融合高弹性智慧电网建设。构建网源协调的特高压、500千伏坚强主干网和安全可靠、智慧高效的输配电网，进一步提升农村电网水平。建成白鹤滩输浙特高压直流，谋划推进第四输浙直流，持续优化外来电输入的比重和结构。到2025年，有效支撑4000万千瓦区外电力受入，确保6300万千瓦非化石能源全消纳。用户年平均停电时间小于3.6小时，城网供电可靠率达到99.995%，农网供电可靠率达到99.943%。

（六）风光倍增工程

“十四五”全省新增光伏、风电装机再翻一番。实现海上风电规模化发展，装机容量由50万千瓦增加到500万千瓦。重点在宁波、温州、舟山等开发规模相对集中的区域，**打造海上风电+海洋能+储能+制氢+海洋牧场+陆上产业基地的示范项目**。全面推广“光伏+”模式，全省光伏装机由1500万千瓦增加到2800万千瓦。在特色小镇、工业园区和经济技术开发园区以及商场、学校、医院等建筑屋顶继续推进分布式光伏应用；在新建厂房和商业建筑等，积极开发建筑一体化光伏发电系统。在宁波、台州和温州等沿海地区，利用滩涂和养殖鱼塘等，建设渔光互补光伏电站；在衢州、湖州、金华和丽水等地的荒山荒坡、设施农业用地，标准化建设农光互补电站。

（七）零碳排放示范工程

围绕清洁能源推广利用，在风电光伏基地、核电站、水电基地等，结合天然气分布式等，谋划开展能源领域“零碳”示范体系创建工作，打造一批“零碳”市、县（市、区）、镇（街道、乡）、村（社区），以及“零碳”企业、园区、建筑、交通等示范试点，成为我省碳达峰碳中和的标志性工程，重点探索打造“零碳”未来城、“零碳”未来社区、“零碳”特色小镇、“零碳”能源企业等。

（八）数字能源建设工程

抓住新基建机遇，加快能源数字化基础设施和标准化建设，推动智慧电厂建设与改造，实施风电、光伏、水电等可再生能源集中智慧调控改造，开展楼宇、社区、园区等不同类型数字能源服务示范。依托浙江省能源管理数字化平台，建设“多能耦合、数据融合、服务共享、价值创造、互利多赢”的全省能源大数据中心。深挖能源+经济、能源+生态、能源+社会治理等应用场景。

六、保障措施

（一）加强组织领导

积极发挥省节能减排与应对气候变化工作领导小组作用，统筹协调、指导推进规划工作。省发展改革委（省能源局）要充分发挥总牵头作用，各专项规划牵头部门要根据工作职责和任务分工，制定专项规划实施计划；各相关部门要切实履行职责，强化协同联动，制定和完善相关配套政策措施，为规划实施创造有利条件。各市、县（市、区）要切实发挥主体作用，建立工作协调机制，形成工作合力，推动各项指标和任务落实。同时，积极争取国家政策支持，建立上下联动和信息共享机制；强化规划实施，分解落实目标任务，围绕约束性指标制定年度工作计划、分年度逐级下达落实。

（二）强化规划引领

健全以浙江省能源发展“十四五”规划为统领，电力、可再生能源、节能降耗和能源要素配置、电网、充电基础设

施等专项规划为支撑的能源规划体系。加强能源规划与经济社会发展规划纲要、国土空间规划、环境保护规划等规划的衔接。各设区市要根据省级能源规划制定地方能源规划和有关专项规划。建立能源规划与项目一体化管理机制，以能源规划为依据进行能源项目核准和备案。

（三）完善要素保障机制

强化土地、海域要素保障，对相关部门确定的重大项目、重大工程，在建设用地、用海指标方面给予重点支持，并完善项目用地、用海考核。强化资金要素保障，拓宽投融资渠道，鼓励开发性、政策性银行支持能源重大项目建设，引导社会资本参与项目建设，采取多种手段保障资金需求。加强与生态、交通等有关部门协同，为发展先进产能腾出用能指标、市场空间、环境容量，不断提高供给质量和效益，确保重大项目落地落实。

（四）强化监督闭环管理

加强监督考核，强化专项监管，完善长期监测、滚动调整和动态评估机制。对规划落实情况进行监测分析和中期评估，按规定程序适时进行中期调整。创新监管方式，提高监管效能，建立高效透明的能源规划实施监管体系。重点监管规划发展目标、重点任务和重大工程落实情况，及时协调解决突出问题，实施闭环管理，确保规划落实到位。发挥舆论监督作用，完善公众参与机制，加强信息公开，引导公众参与规划贯彻落实的全过程，提高规划推进、独立监督、科学管理、民主决策的水平。

（五）加强宣传引导

各地区、各部门要动员全社会力量，开展形式多样的规划宣传，加强新闻宣传、政策解读和教育普及，准确阐述规划的指导思想，把“创新、协调、绿色、开放、共享”的新发展理念融入能源安全新战略加以推广、弘扬。加强舆论引导，回应社会关切，传递有利于推进规划实施的好声音和正能量，积极营造浓厚、持久的社会氛围，推动形成社会共识和自觉意识，不断把能源高质量发展推向深入。

七、环境影响评价

（一）规划实施的环境影响分析

到2025年，我省预计煤炭消耗量新增3341万吨，新增二氧化硫排放约0.94万吨，新增氮氧化物排放约1.85万吨，新增烟尘排放约0.29万吨，新增二氧化碳排放约6488万吨；天然气用量新增117亿立方米，新增二氧化碳排放约2259万吨；油品使用量新增984万吨（成品油及石油制品减少200万吨，增量主要为原油用作化工原材料部分，不产生二氧化碳排放），二氧化碳排放减少约517万吨。

优化能源供给体系，推动能源领域减排。本规划以构建多元安全的现代能源供给体系为重点任务，加快清洁能源的开发利用，优化能源发展结构，加大发展可再生能源，扩大天然气利用规模，有利于降低污染物排放，实现良好的环境效益。到2025年，我省预计非化石能源利用达到7200万吨标煤，天然气利用达到3157万吨标煤，按替代我省煤电机组来测算，相应减少二氧化硫年排放约4.03万吨，氮氧化物排放约6.41万吨，烟尘排放约1.27万吨，二氧化碳排放约2.23亿吨。

优化能源消费体系，推动用能领域减排。本规划以构建清洁高效的现代能源消费体系为重点任务，优化能源要素配置，推动重点用能领域绿色低碳转型。“十四五”期间，持续压减淘汰落后产能和过剩产能，全面推进钢铁、水泥、玻璃等非电行业超低排放改造，分类推进锅炉和工业炉窑污染排放改造；实现煤炭集中使用，大力发展集中供热，推动燃煤锅炉淘汰和燃煤小热电关停整合工作；有序推广煤改气、煤改电工程，推进煤炭消费减量替代。通过结构节能、管理节能、技术节能，全面提升能效水平，从源头上降低污染物排放负荷和碳排放强度。

（二）规划实施的环境保护措施

加强能源规划环评工作保障措施。严格遵守《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《中华人民共和国节约能源法》等法律法规和我省环境功能区划各项要求，统筹“三线一单”、规划环评、项目环评和排污许可工作，严格落实规划环评制度，准确把握规划环评重点，规范规划环评审查程序，强化规划环评约束作用、修编规划情形、跟踪评价、规划与项目环评联动，推动区域、行业和企业落实污染物排放控制等政策要求。夯实责任，强化监管，规范竣工环保验收，依法开展后评价，落实跟踪监测、企业信息公开等方面的要求，强化企业主体责任，推动环评、施工期环境监管、后评价的有效衔接。加大项目环评违法处罚力度，强化违法项目环评手续完善，优化

产能变化项目环评管理，促进环境问题整改。

加强能源开发生产环节环保措施。所有电源、输变电等能源项目，建设过程要做到环境保护设施与主体工程“三同时”，投运过程要做到环保设施全负荷、全时段稳定运行。严格新建机组环保准入和环保设施运行监督；新建燃煤发电机组均按超低排放标准设计配建先进高效脱硫、脱硝和除尘设施。辐射项目持证运营率达到100%，加强核电厂周围辐射环境和流出物监测，加强核废物处置，提升核电厂事故场外应急能力。加强煤渣、脱硫副产品、脱硝副产物等固体废弃物的合理利用与处置，减少对水体、土壤等的影响。

加强能源运输储备环节环保措施。输变电工程采用先进技术，优化施工方式，截污治污，合理安排防护距离，降低电磁辐射、噪音等环境影响。依照油气管道运行规范，加强油气管道安全监督与管理，加大隐患整治力度，完善应急预案，防止发生泄漏、爆炸、火灾等事故对环境的影响。优化煤炭运输系统，提高“公转水”和点对点直达运输能力，减少运输过程的环境影响。完善能源资源储备系统，对油气储备设施，严格按照安全、卫生防护距离进行选址，严格按照工艺、材料和安全标准设计建造，严格设置消防、绿化、防渗、防溢、防泄等防护措施；对煤炭储备设施，重点加强防尘集尘、预防自燃措施。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/166430.html