



光伏信息精选

(2021.08.02-2021.08.08)

嘉兴市光伏行业协会编

电话/传真：0573-82763426

邮箱：jxgfhyxh@163.com

网址：www.jxgfzxh.org

微信：嘉兴市光伏行业协会

地址：嘉兴市康和路1288号嘉兴光伏科创园6号楼207室

目 录

行业聚焦

1. 正式签约！海盐将全面推进分布式光伏建设.....	1
2. 国家发改委重磅发布 利好光伏和储能.....	2
3. 光伏行业半年盘点：黄金时代已经起航.....	3
4. 要绿电 也要绿色产业——循环经济视角下光伏产业发展的思考.....	8
5. 新能源革命的高潮正在到来.....	16
6. 武汉理工大学教授黄福志不懈追逐科学梦想——把太阳能“印刷”成电能.....	24

企业动态

7. 晶科能源与中国电建集团高层会谈在京举行.....	28
8. 嘉兴隆基职能员工产线顶岗动员大会顺利召开.....	29

政策信息

9. 浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案.....	30
10. 关于印发《百步镇农房搬迁公寓式安置实施办法（试行）》的通知....	38

正式签约！海盐将全面推进分布式光伏建设

“双进双产”跃升战

今天上午，海盐县与嘉兴恒创电力集团有限公司签订战略合作框架协议，双方就全面推进海盐分布式光伏建设达成战略合作意向。县委副书记、代县长王丹等县领导参加签约仪式。

根据协议，双方将统筹协调区域内工商业用户、公共建筑、特色小镇、工业园区屋顶等分布式光伏用地资源，研究制定区域总体规划与实施方案，明确拟建规模及进度安排。同时，严格按照国家及国网公司绿色能源发展规划，分类推进现有、新建（构）筑物分布式光伏安装，重点推动党政机关、学校、医院、村委会等公共建筑、特色小镇、工业园区、工商业用户屋顶等区域分布式光伏电站及储能项目建设。依照“碳达峰、碳中和”和乡村振兴等国家重大战略，积极推动农牧业领域分布式光伏建设，实现乡村用能清洁低碳。此外，由嘉兴恒创提供分布式光伏等清洁能源增值服务，通过大数据、物联网等技术，积极开发数字服务产品，为海盐提供能源评估、用能咨询、能源数据服务、碳资产管理服务等，并开拓风力发电、电动汽车充电桩等其他清洁能源业务。

分布式光伏发电已成为可再生资源利用的重要形式，有利于加快能源清洁低碳转型、推动绿色发展。海盐光伏发电起步早，增长快，目前已建成光伏装机容量 310 兆瓦。2021 年，海盐计划新增光伏装机容量 30 兆瓦，争取达到 50 兆瓦，力争到 2025 年实现总量翻番的目标。此次签约将为海盐经济发展注入绿色发展新动能，为嘉兴擦亮绿色低碳循环城市金名片贡献海

盐力量。

王丹指出，此次战略合作框架协议签订，是海盐落实“碳达峰、碳中和”国家战略，推动绿色发展，践行生态文明的一个重要举措。王丹希望市县供电公司能够进一步关心和支持海盐的发展，加大电网建设投入力度，加快做好电网配套建设和规划，为海盐推动“整县光伏”保驾护航。同时，希望嘉兴恒创电力集团充分发挥国企优势，促进海盐新能源产业发展，为推动海盐地方经济高质量发展再添助力。

（本文摘自《海盐发布》）

国家发改委重磅发布 利好光伏和储能

为贯彻履行党中央、国务院关于深化电价变革、完善电价构成机制的决议计划布置，充沛发挥分时电价信号效果，服务以新动力为主体的新式电力体系建造，提高电力体系整体使用功率，促进动力绿色低碳开展，日前，国家开展变革委印发《关于进一步完善分时电价机制的告诉》，布置各地进一步完善分时电价机制。

《告诉》要求，各地结合当地情况活跃完善峰谷电价机制，统筹考虑当地电力供需情况、新动力装机占比等要素，科学区分峰谷时段，合理确认峰谷电价价差，体系峰谷差率超越40%的当地，峰谷电价价差准则上不低于4:1，其他当地准则上不低于3:1。

《告诉》明晰，各地要在峰谷电价的基础上推行尖峰电价

机制，首要依据体系最高负荷情况合理确认尖峰时段，尖峰电价在峰段电价基础上上浮份额准则上不低于 20%。可参照尖峰电价机制树立深谷电价机制。

进一步完善分时电价，特别是合理拉大峰谷电价价差，有利于引导用户在电力体系低谷时段多用电，有如下利好：

1、利好储能。储能首要依靠峰谷电价差来开展，电价差拉大后，储能赢利空间提高，利于储能行业开展。

2、利好光伏。峰谷电价提高，企业用电本钱添加，安装光伏的意愿自然也会提高。

总归，理拉大峰谷电价价差，为抽水蓄能、新式储能开展发明更大空间，对促进风电、光伏发电等新动力加速开展、有用消纳，着眼中长期完成碳达峰、碳中和方针具有活跃意义。

光伏行业半年盘点：黄金时代已经起航

2021 年行程过半，光伏行业让人期待满满。

工业和信息化部近日发布的光伏产业数据显示，上半年全国多晶硅、硅片、电池、组件产量分别达到 23.8 万吨、105 吉瓦 (GW)、92.4 吉瓦、80.2 吉瓦，分别同比增长 16.1%、40%、56.6%、50.5%。其中，6 月份全国多晶硅和组件产量分别达到 4.2 万吨、14 吉瓦。

技术水平持续提升。主流光伏企业普遍实现高效单晶电池量产，P 型 PERC 电池量产转换效率提升至 23% 以上，N 型高效电池量产速度加快，行业龙头企业接连打破电池转换效率新纪

录。

光伏产业下半年将去往何处?7月21日,在2021年光伏产业链供应论坛上,来自业内的专家、学者、企业家给出了自己的预判与思考。

政策: 可再生能源“十四五”规划已有雏形

工业和信息化部电子信息司二级巡视员侯建仁在致辞中指出,光伏已经成为为数不多可同步参与国际竞争、实现端到端可控、并有望率先实现高质量发展的战略性新兴产业。“工业和信息化部电子信息司将会同有关部门持续加强行业统筹规划,持续引导产业智能升级,持续做好行业规范管理,持续加快产业技术攻关,持续优化产业发展环境。”

“光伏产业作为绿色低碳能源的重要组成部分,在全球碳中和行动推动下,将进入新发展阶段,迎来发展的‘黄金五十年’。”国家能源局新能源和可再生能源司副处长孔涛表示,2021年上半年新增光伏装机1411万千瓦,同比增长22.7%;其中户用光伏装机586万千瓦,同比增长280%,除户用外,光伏发电已全面实现平价上网。

在孔涛看来,“十四五”期间,光伏发电发展将进入一个新阶段,并呈现出四个特征:一是大规模发展。在“十三五”基础上,“十四五”期间光伏发电年均装机规模将有大幅度的提升,装机规模将进一步扩大;二是高比例发展。光伏发电在能源消费中的占比将持续提升;三是市场化发展。从今年开始光伏发展将进入平价阶段,摆脱对财政补贴的依赖,实现市场化发展、竞争化发展;四是高质量发展。“十四五”将通过加

快构建以新能源为主体的新型电力系统提升光伏发电消纳和存储能力，既实现光伏发电大规模开发，也实现高水平的消纳利用，更加有力地保障电力可靠稳定供应，实现高质量跃升发展。

孔涛表示，为推动光伏产业在新阶段、新形势下有新发展，上半年，国家能源局主要开展了“四个一”的工作——“一个规划”即可再生能源“十四五”发展规划，“一部政策”即《促进新时代新能源高质量发展的若干政策》，“一份通知”即《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》及其配套的可再生能源电力消纳责任权重等一系列政策文件，“一项试点”即整县推进屋顶分布式光伏试点工作。

另外，可再生能源“十四五”规划作为国家能源局“十四五”系列规划之一，目前也已形成送审稿。本次规划工作有不少创新。如，在指导方针上，提出了“以区域布局优化发展、以重大基地支撑发展、以示范工程引领发展、以行动计划落实发展”的发展思路；在内容上，提出了如何构建以新能源为主体的新型电力系统的一系列关键措施等。

链条：供需与价格将平稳发展

自年初以来，光伏硅料价格出现了连续17次上涨，单晶致密料价格由年初的84元/kg上涨至206元/公斤，涨幅达到145%，堪称“疯狂”。来自上游的压力不断向下游传导，组件供应商和下游电站安装商叫苦不迭。

下半年多晶硅是否仍会供不应求？在多晶硅材料制备技术国家工程实验室主任严大洲看来，从全球多晶硅产业情况来

看,2021 年全球有 18 家多晶硅在产企业,有效产能 66.5 万吨,前 6 月产量约 30.5 万吨。其中,中国在产企业 11 家,有效产能 49.7 万吨,前 6 月产量约 22.7 万吨。预计 2021 年全球全年多晶硅产量约 53—55 万吨,其中中国多晶硅产量可能在 46—49 万吨。“从现有情况来看,因为效益较好,所以基本上都是满负荷生产。新产能投产带动多晶硅需求增加,目前基本上供不应求。”

“总体来讲,有多家半吨级企业下半年有计划检修,会影响产能;硅片企业在平衡成本上也在做大量工作;京运通(10.760, 0.00, 0.00%)、高景、弘元等硅片新产能点火消息频出,新增需求非常可观;整个产业安装趋势回暖,组件端开工率正逐步恢复。”严大洲指出,“综合来看,未来多晶硅供需与价格将平稳发展,或出现小幅降低。”

国家发展改革委能源研究所可再生能源发展中心副主任陶冶表示,今年上半年由于硅料价格持续高涨,促使光伏组件价格走高,导致集中式光伏电站建设并网速度放缓,分布式光伏电站新增并网规模占比大幅提升至 62%。随着 2020 年光伏发电实现平价上网,政策和补贴对光伏装机量影响逐渐弱化,未来光伏组件价格将成为影响中国光伏装机量的主要因素。

“过去 10 年,光伏产品效率提升显著,功率档位的快速提升摊薄了系统成本,预计大硅片在未来一两年内将占据大部分产能。”谈及光伏组件产业链趋势时,IHS 高级分析师胡丹这样分析。

前景: 中国光伏全产业链优势明显

“近年来，中国光伏产业充分利用自身的技术基础和产业配套优势快速发展，逐步取得了国际竞争优势并不断巩固，已经具备全球最完整的光伏产业链。”在中国光伏行业协会理事长曹仁贤看来，中国光伏产业独有的竞争优势，是中国光伏产业规模不断壮大、技术水平不断提高、制造成本不断下降的重要保障。

“中国光伏产能已供应全球。”曹仁贤给出这样一组数据，中国大陆生产的多晶硅、硅片、电池片、组件在全球的占比分别为76%、96.2%、82.5%和76.1%。在多晶硅、硅片、电池片、组件各环节产量排名世界前十名的企业中，中国企业分别占有7、10、9、8个席位，形成了一批世界级的龙头企业，在全球光伏市场中具有全面的领先优势。

同时，在光伏关键原材料及辅料方面，曹仁贤指出，光伏浆料、背板、封装胶膜、光伏玻璃等原辅材料已经基本实现国产化供应，并批量出口至海外，其中不少产品在技术、质量、成本和服务等方面逐渐显现出领先优势，与此同时，一批国内企业也逐渐发展成为全球光伏原材料及辅料领域内的佼佼者。

“尽管我国光伏产业已经取得了辉煌的成绩，但我们不能讳言产业链供应链发展过程中存在的诸多问题。”曹仁贤认为，如何真正实现行业理性可持续发展，加强产业链供应链管理，避免周期性盲目扩产引起的行业周期性振荡，避免恶性竞争导致的大而不强的尴尬局面，是摆在每一个光伏从业者面前不可回避的、亟须解答的课题。

（本文摘自集邦新能源网）

要绿电 也要绿色产业——循环经济视角下光伏产业 发展的思考

在“双碳”目标的驱动下，绿电需求高涨，光伏发电备受市场追捧，与光伏发电相关的生产环节、系统安装及维护都成了当下的热门话题。相比之下，光伏回收环节在国内的关注度远远不够。从更长远的角度考虑经济社会未来发展，不能顾此失彼，仅抓光伏发电这一绿电环节，还要从光伏产业链全生命周期的角度考虑问题，提前布局和考虑光伏组件回收的问题，确保光伏产业按照绿色高质量的要求发展。

党中央在多次重大的国内外场合表达了我国要实现“双碳”目标的战略决心，也高屋建瓴明确指出了要发挥经济社会全面绿色转型的引领作用。今年3月15日中央财经领导小组第九次会议明确指出，我国力争2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和，是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。会议还明确指出，要坚定不移贯彻新发展理念，坚持系统观念，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，以经济社会发展全面绿色转型为引领，以能源绿色低碳发展是关键，加快形成节约资源和保护环境的产业结构、生产方式、生活方式、空间格局，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路。因此，要实现光伏产业高质量发展，大力发展光伏发电的确是抓住了能源低碳发展的关键，但是要实现光伏产业形成节约资源和保护环境的新格局，必须走循环经济的发展模式，以光伏产业全生命周期的视角重视光伏产业的绿色发展，重视光伏系

统的回收。

一、循环经济发展模式对光伏产业发展提出了更高的要求

从光伏产业可持续发展、开拓国际市场和持续增强光伏产业竞争力的角度来看，循环经济发展模式是助推光伏产业向高质量发展的必然要求。

（一）国际社会对于光伏系统循环利用的要求逐步提高

欧盟、日本等发达国家光伏发展起步比较早，关于光伏系统循环回收利用处置的研究和实践开展的也领先中国一步。目前，德国等欧盟国家正逐步考虑将光伏循环利用作为光伏产品的强制性要求，要求光伏系统的生产商负责组件等核心部件的回收。循环利用不仅是提高了光伏产品的资源利用效率，也能够降低光伏产品生产制造过程的碳排放，有利于应对欧盟提出的“碳边境税”。然而，国际形势并不乐观，最近欧盟已经颁布了“碳关税”边境调节税的制度。因此，若要继续维持我国原有的市场地位，必须从保障我国光伏产业具备持续满足市场新需求的能力，预判市场发展的走势，提前布局光伏产业链绿色转型。

（二）持续保证我国光伏产业技术的竞争力

光伏发电被赋予了未来电力主体的地位，同时光伏产业链也进入了新的发展阶段，对光伏发电和光伏产业链发展也提出了更高的要求来增强其竞争力。从短期来看，光伏发电的重心是扩大应用规模，业内人士主要关注光伏发电在电力系统中承担电力安全、可靠、经济、高效的责任；从中长期来看，要通过发展光伏产业促进经济社会可持续发展的问题。

未来光伏产业的竞争力不仅仅涵盖光伏组件发电效率提升、光伏发电成本的降低，还应该囊括光伏组件回收等循环利用的技术竞争力，包括绿色设计与制造、资源循环利用等。

（三）保持光伏产业的可持续发展

光伏产业是我国的战略新兴产业，也是我国为数不多的在国际上占有技术、产业和市场领先优势的产业，推动光伏产业按照循环模式发展是保持光伏产业可持续发展的重要举措。

二、光伏产业链绿色发展的必要性

实现光伏产业按照循环经济模式发展的核心，是要实现光伏系统在寿命期后，有序回收、尽量降低对环境的影响，并提高光伏系统中稀有材料的利用率，提高资源利用效率。若不能很好的解决光伏系统回收，可能带来巨大的环境污染，让光伏发电绿电的名声晚节不保，行业的声誉大打折扣，影响可持续发展。

（一）保护环境避免废旧光伏系统对环境造成巨大的负担

从光伏部件的组成材料来看，不同的光伏组件及部件对环境的影响差别较大，目前市场上主流的晶硅组件含有的材料对环境的影响相对小一些。晶硅组件的回收与制造一般都分别是不同企业和厂区开展工作。碲化镉薄膜光伏组件对环境的危害较大，该类组件当前在我国使用量较少的，鉴于其潜在的环境风险较大，而且未来有可能我国也会有大量的碲化镉组件应用，有必要对这类型对环境危害大的组件的全生命周期管理做好规划管理。全球最大的碲化镉薄膜光伏组件企业第一太阳能公司已经考虑到组件回收的问题，材料回收利用与生产放在同一

个工厂内进行，尽量控制有害物质扩散的风险。此外，构成光伏发电系统的各类型电子类元器件设备，通常都含有对环境有危害的成分、若不合理处置，按照固体废弃物填埋，存在较大的环境风险，同时也造成了资源的巨大浪费。

与常规的并网光伏系统不同，带有化学电池储能单元的离网光伏发电系统面临的环境风险更为严峻，该类型是小型系统，具有单体容量小，数量特别巨大，地理分布特别广，主要发布在经济相对欠发达的我国西部无电地区和国外欠发达国家的无电地区。这类地区普遍环境意识淡薄，若不积极采取回收管理手段，光伏组件和化学电池到寿命期后极有可能被随意丢弃，所含的有毒金属后渗入土壤和地下水系统，给当地环境造成很大的破坏。

（二）节约和高效利用资源和能源，降低光伏产业对开采矿产资源的依赖

节约和高效利用资源对于传统能源适用，对于光伏发电这类绿色能源同样适用。对光伏组件回收实现循环再利用，可节约资源，减少对原生资源开采并降低资源提炼的耗能，从而减轻生态环境影响。

大规模光伏系统的应用是建立在庞大的资源供应的基础上的，废旧光伏系统中材料的回收利用可以提高贵金属等资源的利用率。比如，晶体硅电池的电极制备需要消耗银、碲、铟、镓等。这些材料在其他尖端技术领域也有着广泛的应用前景。如果光伏组件报废之后，不对其中的稀有金属进行回收利用，必然造成资源的极大浪费。

（三）减少光伏应用造成的固废处置量

若不按照循环经济的模式发展，规模化的光伏发电发展势必产生大量的固废，将导致未来面临巨大的处置压力，特别是中东部地区处置固废的空间有限，面临的环境问题更为严重。

关键在于，光伏系统产生的固废量远超智能手机、电脑和其他电子产品产生的量。根据国际可再生能源署和国际能源署的预测，到 2030 年光伏组件回收规模将达 150 万吨，2040 年达到约 700 万吨，2050 年将达到 2000 万吨。从全球角度来看，需要回收的组件规模更大，预计到 2050 年全球将产生光伏废弃物高达 7800 万吨。需要引起重视的是，随着光伏发电的快速发展上述数字有可能被低估。

三、开展光伏系统循环利用的可行性

（一）建设绿色低碳循环的宏观经济发展环境

国内经济政策环境非常有利于光伏系统循环利用的推动和发展。建设绿色低碳循环经济体系已经成为我国经济社会发展的总体方向。今年年初国务院发布了《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》（国发〔2021〕4号），提出到 2025 年初步形成绿色低碳循环发展的生产体系、流通体系、消费体系。

2021 年 6 月，国家发展改革委发布的《循环经济发展“十四五”发展规划》指出，我国循环经济发展仍面临重点行业资源产出效率不高，再生资源回收利用规范化水平低，回收设施缺乏用地保障，低值可回收物回收利用难，大宗固废产生强度高、利用不充分。光伏组件回收同样面临类似的问题，当大量

的光伏组件到寿命期将产生大量的固废，以及低值的废玻璃。

（二）光伏组件回收技术验证了回收的可行性

光伏系统能否安全、经济回收的关键，在于技术创新和突破且与光伏产业发展相协调。中国科学院下属研究机构已开展废旧组件修复再利用，以及组件的回收技术研发。中国科学院电工所经牵头开展了组件回收技术的研发，分别开展了物理法回收技术研发，实现实验室总质量回收率 91.2%，元素回收率银 91%、硅 95.1%、铜 95.2%；研究了热分解法回收技术，实现实验室总质量回收率均在 90.2%，元素回收率银 93.76%、硅 96.27%、铜 99%。本项目的前瞻性做到相对较好，也考虑到未来新型太阳电池的回收，研究开发了面向未来新结构、新材料、新组件的新型回收方法，开展了激光刻划、线切割的拆解技术和异质结电池的银、铟回收技术研究。

（三）国内外光伏系统回收技术标准体系正在逐步建立

纵观国内外光伏系统回收的实施进展，欧盟的光伏回收较为详细和严格，美国和日本也建立了废旧组件的标签标识管理体系。国际组织也在协调各国积极推动光伏系统的回收再利用相关标准的制定，2021 年，国际能源署光伏专业组编制了《便于回收的光伏组件设计指南》，该手册旨在引导全球光伏组件企业在设计组件的过程中就考虑后期的回收问题。

欧盟已经着手从标准法规层面出台强制回收光伏组件的规定。2012 年最新修订的《欧盟废弃电子电器产品管理条例》率先将太阳能光伏组件纳入管理范围。根据修订后的规则，2019 年以前，光伏等电子产品回收率需要达到 85%以上，其中，

材料的再循环率要达到 80%以上。

日本早在 2000 年开展了光伏组件回收的前期调研准备工作，日本太阳能发电协会组建了太阳能电池循环再利用实施小组。之后，该小组积极进行太阳能电池使用后处理方法的调查并设课题进行研究。在该小组的努力下，2004 年，日本发布了《关于太阳能电池类物品废弃处理的法律事项》；2006 年 3 月该小组针对使用后的太阳能电池回收的问题做了报告；2007 年 3 月其又作了关于太阳能电池回收再利用方案的报告。这些都为日本的太阳能电池回收工作提供了数据及理论依据。日本尚未将光伏产品纳入强制要求回收的管理制度，但是已经为推动强制回收做准备。

我国的光伏回收技术标准尚处于起步阶段，国标均是近两年布实施的，分别是 GB/T 39753-2021《光伏组件回收再利用通用技术要求》和 GB/T38785-2020《建筑用薄膜太阳能电池组件回收再利用通用技术要求》。2020 年，我国光伏协会标委会已经组织成立了光伏组件回收和再利用标准工作组，以及光伏建筑一体化标准工作组。

（四）分类处置大幅提高光伏的回收利用率

废旧光伏组件的回收再利用，需要以分类处置来提高回收利用率。据欧盟 PV CYCLE 组织的研究显示，在废旧光伏组件中，玻璃约占总重量的 69-75%左右，铝材料约占 10-20%，半导体材料约占 2-3%（见表 1）。也就是说，光伏组件的材料大部分具有循环再造的可能。通过废旧光伏组件的回收再利用，可以实现稀有金属、玻璃、铝材以及半导体等物质的循环使用，

以达到减轻对原生资源的开采、降低资源提炼的耗能以及减轻对生态环境影响及破坏的目的。

四、推动光伏产业绿色发展的建议

（一）制定有利于光伏系统循环发展的政策体系

废旧光伏组件的回收再利用作为一项系统化工程，单纯依靠技术层面的支持，难以实现，还需国家政策制度的有效引导，能够激发企业的参与积极性和主动性。建立废旧组件再利用、修复和材料循环再生利用的市场发展引导机制，开展示范应用积累经验，进而将光伏产业回收利用培育成为产业新的经济增长点。

（二）制定完善符合循环经济模式的绿色供应链标准体系

以绿色供应链标准完善光伏产业的设计、制造和运营管理标准。以绿色供应链标准的要求约束企业从光伏产品设计初期按照可回收理念开展产品的设计，以便于后期的回收。在光伏产品的流通环节，以绿色理念推动光伏产品在市场中的应用和流通，比如，可以借鉴欧洲国家的做法建立生产者责任制，由光伏设备生产企业负责设备的最终回收。基于先进的数字化技术，构建光伏产品可追溯的数据库系统，为后期的光伏系统回收再利用提供便利。

（三）支持光伏回收相关的基础研究

光伏回收关键技术属于较为前瞻性、基础性的研究，符合国家基础研究资助的范围，建议国家科研项目资助光伏回收关键技术研发。光伏回收关键技术按照修复再利用、材料再回收，以及材料回收等技术领域开展研究，并评估其实施的经济性，

为制定政策和推动示范和商业化应用奠定基础。

（本文摘自海南省绿色金融研究院）

新能源革命的高潮正在到来

能源革命是推动工业革命和人类社会发展的力量。第一次能源革命实现了从柴薪到煤炭的跨越，动力是蒸汽机，交通工具是火车；第二次能源革命实现了从煤炭到油气的跨越，动力是内燃机，交通工具是汽车。当前，全球正在经历第三次能源革命，第三次能源革命将实现人类社会走向可再生能源时代，动力是电池，能源载体是电和氢，交通工具是电动车。未来可预见的第四次工业革命将是以可再生能源为基础的绿色化和以数字网络为基础的智能化发展。

3月15日，习近平总书记在主持召开中央财经委员会第九次会议时发表重要讲话指出：实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，并提出构建以新能源为主体的新型电力系统。要实现碳中和，最重要的是实现新能源革命。推进新能源革命有五大重点：从传统化石能源向可再生能源转型，尤其是光伏与风电的大规模应用；能源集中式发展转向分布式，推动建筑成为微型发电厂；利用氢气和电池等技术存储间歇式能源；发展能源互联网，以及电动汽车将成为用能和储存能源的终端。

当前新能源革命面临的问题是光伏、风电本身的发电成本很低，但利用成本仍然较高，这其中储能是瓶颈，需要靠电池、

氢能、电动汽车等来解决，储能和新能源汽车大规模发展，将推动新能源革命的实现，只有实现新能源革命，才能顺利迈向碳中和目标。

01

新能源动力系统：电池和氢能技术突破是重要推力

过去几年，能源领域出现的最重大的突破，是汽车动力系统从油电混合动力汽车向纯电动车，乃至氢能燃料电池汽车的迈进，中国新能源产业从此进入了快速发展的阶段。

这其中最重要的推动力量是电池技术的突破。过去十年，动力电池比能量从 100 瓦时/千克提升到 300 瓦时/千克，成本从 4 元/瓦时以上降低到 1 元/瓦时以内，这是革命性的飞跃。我国的动力电池产业链是全球最完整的，产品供应全球市场。随着动力电池技术的进步，电动汽车的续航里程不断提升，目前续航能力已普遍达到 500 千米以上，正向着 1000 千米迈进。可以说，不管是磷酸铁锂电池还是三元锂电池，电池技术的发展已大大超出了人们的预期，并且持续进步和发展的潜力仍然很大，锂离子电池现在达到的能量密度远远低于它所能达到的理论能量密度，至少还有 30%~40% 的空间可以挖掘。

另一个重要的推动力量是氢能。2020 年，我国燃料电池车大约为 8000~10000 辆，预计 2025 年燃料电池车约为 5~10 万辆，2030~2035 年大约是 80~100 万辆，因此，我国急需建设加氢站，在 2025 年，我国加氢站的数量将超过 1000 座，这是一个保守预测的数据，最近，中国石化宣布在“十四五”期间拟规划布局 1000 座加氢站；在 2030~2035 年，我国的氢气需求

量约为 200~400 万吨/年，加氢站数量将超过 5000 座。同时，新能源汽车进入家庭的速度大大加快，目前已经接近市场占有率的 10%。预计今年新能源汽车市场保有量将超过 200 万辆，比去年提升近一倍，根据中国汽车工程学会《节能与新能源技术路线图》最新预测：2030 年，新能源汽车销量将达到汽车总销量的 40%~50%；2035 年将达到 50%以上，保有量为 1.6 亿辆。有些企业家的预测更加乐观——考虑到自动驾驶技术的应用将给客户带来更大的激情，一些企业家认为 2030 年电动汽车市场占有率会达到 90%。

02

新能源电力系统：“源网荷储”互动调控

新能源动力系统与新能源电力系统非常相似。负荷、电源、储能和网络协同互动，共同构成新能源电力系统。在新能源电力系统中，光伏、风电成本持续下降，预计 2035 年，风光发电将占 80%以上的装机容量和 40%以上的发电量，光伏发电成本可降至 0.1 元/千瓦时，风电成本可降至 0.2 元/千瓦时，占比快速升高的可再生能源发电给电力系统带来了一系列挑战。

首先是电网技术转型的挑战，高比例可再生能源+高比例电力电子化的“双高”特征给传统电力系统带来了颠覆性变化。传统的电力系统具有“源随荷动”的特征，新能源电力系统则具有“源网荷储”互动调控的特征，这与新能源汽车车载直流微网动力系统类似。

另一个巨大挑战是能量平衡，这包括日内平衡和年内平衡，也包括区域能量平衡。从日内能量平衡来看，当煤电发电

总量占比降至 40%~50%，全社会日内负荷平移的总需求可达约 1400 亿千瓦时，峰值功率为 300 亿瓦。从年内能量平衡来看，按照 2020 年风、光发电特性来推演，到 2060 年季节性能量不平衡更为显著；3~5 月风光过剩，7~9 月发电量不足，至少面临约 6500 亿千瓦时的季节性能量转移缺口。从区域能量平衡来看，2020 年跨省电力流达到 2.5 亿千瓦，能源-消费区域不均衡性强，可再生能源的分布将加剧这一特点，预计 2035 年达到 5.5 亿千瓦，2050 年达 7.4 亿千瓦，这对电力系统的灵活性提出了很高的要求。低碳转型的先行者德国在没有太多储能的情况下，依靠煤电机组已经实现了高比例可再生能源，相当于传统和新型电力系统并存，但也遇到了一系列挑战，电价几乎上涨了一倍。因此，我国实现碳中和进程中的重点是解决储能的技术瓶颈。

在多种技术路线之中，储能电池和氢能将成为未来主流的储能技术。储能电池和氢能各有特点，两者互补性强。

储能电池是分布式、小规模、短周期储能的最佳选择。目前全球电池产业规模已达到 1 亿千瓦时，未来最终可能会接近 50~100 亿千瓦时。我国的电池厂商不断宣称 2025 年电池产业会进入 T 瓦时代，也就是年产 10 亿千瓦时，这会是一个具有百倍成长空间的巨大产业。如果 2040 年，3 亿辆中国乘用车全部都改为电动轿车，每辆车平均储能容量 65 千瓦时，则车载储能总容量约 200 亿千瓦时，与中国每天消费总电量基本相当。考虑到基础设施建设情况，2030~2035 可能有 10%~20% 的车辆配备双向充电桩接入 V2G 市场，调节潜力将超过 22 亿千瓦。

氢能是可再生能源集中式、大规模、长周期存储的最佳选择。张家口氢能示范表明当可再生能源发电成本低于 0.15 元/千瓦时，其能源利用全链条技术经济性将凸显。首先，从能源利用充分性来看，大容量、长时间储能模式对可再生电力的利用更充分；其次，从规模储能经济性来看，固定式规模化储氢比电池储电的成本低至少一个数量级；第三，从与电池放电互补性来看，大容量、长周期灵活能源用于燃料电池、燃气轮机，可与电池放电互补；第四，从制运储方式来看，可以通过长管拖车、管道输氢、掺氢、长途输电-当地制氢等灵活方式来实现。

如果 2035 年，我国的氢能可达到欧洲 2030 年的目标，即绿氢 1000 万吨，储能会达到 3300 亿千瓦时。电解水制氢成本为 20 元/千克（电价 0.3 元/千瓦时），如果这一成本可降低到 10 元/千克以内，那么制氢成本完全取决于电价，电价将占氢生产费用的 80%左右，风光发电成本的降低会使制氢储能优势凸显。

目前，电化学储能度电成本仍高达 0.6~0.9 元/千瓦时，距离抽水蓄能的成本还有一定的差距，中国电化学储能 85%的装机量为锂离子电池，锂离子电池储能中约 67%为电池成本。

为什么动力电池会成为主流？因为车用电池是竞争性的消费品，规模极大，具备成本持续降低的条件。在最近的 10 年里，锂离子电池系统成本下降了 85%，2020 年电池系统成本降至 0.6~0.9 元/瓦时。预计到 2025 年，三元电池成本降至 0.6 元/瓦时，磷酸铁锂成本降至 0.4 元/瓦时，三元电池循环寿命

将超过 1500 次，磷酸铁锂电池循环寿命将在 5000~10000 次，但实际上，一辆私人轿车的电池循环寿命达到一千次就已足够，这大幅降低了单次储能成本。

车用电池的成本相对专用的电化学储能更有优势。车用电池无安装费用，储能的同时可以车用，甚至 80% 的时间都是储能。以 2025 年的储能预测成本来计算，2025 年电动汽车总电量为 18 亿千瓦时，三元储能成本为 0.55 元/千瓦时，铁锂储能成本 0.25 元/千瓦时，这一价格已经与抽水蓄能相当，电动汽车用于分布式储能的成本大幅优于专用电化学储能。

从制氢成本来看，未来电解水制氢的成本将主要取决于材料成本及电价，风光发电成本快速下降带来氢气成本快速下降，最终氢气成本可能会降到 1 美元/千克，电解水制氢会形成一个巨大的产业。目前来看，碱性制氢在中国的优势是成本极低的同时技术潜力很大，改进的空间极大。

从氢能储运成本来看，对上千公里的运输而言，特高压输电线路是我国绿氢输送的优势通道。绿氢已经被电网视为灵活负荷，可在谷段利用特高压通道长途输电，不进入配电网，直接制氢。当可再生能源发电为 0.12 元/千瓦时，过网费为 8 分时，通过特高压上千公里输电（输氢）通道，在用户侧制氢（谷段约 8 小时/天）加氢（>3 吨/）实现加氢枪出口价格在 30~40 元/千克，比柴油具有竞争力。

03

智慧新能源系统：形成车网互动的智慧生态

电网和负荷波动性的挑战孕育出以电动车为主体的移动

能源互联网，单车数十至上百千瓦充电，对电网稳定性带来了较大挑战；碳中和背景下电网波动性增加，需要灵活电源参与能量互动。

新能源电力与新能源汽车的接口就是充电设施。截至 2021 年 2 月，全国充电基础设施累计数量为 175.8 万台。车桩比已达 2.8 : 1，在有些区域已经接近 1 : 1。二者的互动需要从无序充电到有序充电，再到车网互动，在未来，充电桩与车会一直连接，并非充电时才插入，这将形成一个庞大的能源互联网。

未来车载交流充电器将逐步取消，交流充电桩将由具有 V2G 功能的直流慢充取代，慢充的充电桩还有很大的潜力没有开发出来。对于私家乘用车，可以平时在家或者单位慢充（或车网互动），在高速公路长途跋涉时采用超快补电。2020 年中电联公布了大功率快充新标准——“超级充电”，预计 2025 年可以全面提供超充服务。

将来的能源互联网里，慢充将占据 80% 的电量，快充占据 15%~20% 的电量，快充是补电，而非充满。北京城管委 2019 年对 8 万辆电动乘用车统计表明：自由充电桩慢充总电量占比已达 75%，公共充电中，快充占比已达 85%，符合发展预期。另外，对于快充，现在正在研发 5 分钟充 200 公里的快充速度，对一辆续航里程为 600 公里的车，目前是可以做到安全地快速充电。

光储氢充换多能互补微网系统中，快充与快换一体化，我们主张轿车快充，卡车快换，因为换电站有很多备用电池，我们不是直接快充从网上取电，而是快充快换的备用电池给快充

的车充电，快充和快换形成互补，不仅更安全，同时也减少对电网的容量需求。

电动汽车与电力系统的互动，可以从单向有序充电到主动参与负荷调节，在配网容量不足时，主动控制充电功率，调整充电负荷，减少充电负荷峰值，提高波谷用电，负荷时域移动促进源荷匹配。

双向车网能源互动中，电动汽车可以作为高灵活性电源，提供削峰填谷、电网调频、虚拟惯量等电网所需的辅助服务，并满足新能源电力系统的可靠性要求。国家电网公司在北京人济大厦设置的双向充放电互动桩，是国内首个纳入调峰辅助服务结算的项目。谷充峰放模式下，车主每度电能赚将近 0.4 元。

电动汽车参与虚拟电厂。在国外，澳大利亚 VPP 项目中特斯拉与电商联合推广 Power Plant，已经聚合 1000 多个家庭，降低 20% 多的电价，并计划聚合 5 万个家庭。国家电网在冀北实施虚拟电厂的示范项目已于 2020 年 2 月 6 日正式投入商业运营，4 月底总收益为 160.4 万元，日最高收益近 9 万元。通过虚拟电厂聚合，电动汽车通过 V2G 桩参与电力市场交易，负荷聚能，共降成本。

电动汽车区块链将成为未来移动能源互联网的核心支撑技术。能源互联网小范围、高频率、大信息量、多共识机制的交易十分适合区块链的应用，区块链去中心化、不可篡改、可追溯的特点，可以用于电动汽车充换电服务、V2G 服务、电池管理和信息安全服务。

综上，车网互动的新能源系统在发电侧可以实现调峰调

频，提高电网的灵活性；在输配电侧可降低电网投资，提高电网利用率；在用户侧可减少电费，促进分布式资源消纳，提高可靠性。新能源电力系统灵活调节总体方案分为短周期、小规模 and 长周期、大规模两种。短周期、小规模采用电动汽车储能，加上集中式换电站，用于调频、日内调峰、应急备用、缓解阻塞、提高电能质量等；长周期、大规模使用氢能，制氢储氢用于季节性调峰、多能互补等。

电动汽车入网特征包括单体容量小、总体数量多，时空灵活性高，响应速度快，可预测性高，具有能量自消纳能力。未来十年我国将形成车网互动的智慧新能源生态。其中黄金组合是分布式光伏+电池+电动汽车+物联网+区块链，即分布式光-储-充一体化智慧能源系统；白银组合是集中式风电与光伏+氢能+燃料电池汽车+物联网+区块链，即集中式风-光-氢一体化智慧能源系统。新能源革命的高潮正在到来，让我们共同迎接这激动人心的时代强音，为碳中和愿景擘画宏伟蓝图。

（本文摘自《中国电力企业管理》）

武汉理工大学教授黄福志不懈追逐科学梦想——把太阳能“印刷”成电能

“作为廉价清洁能源领域的翘楚，钙钛矿光伏技术的研究意义更加凸显。如果能走出实验室、走上生产线，用电成本将大大降低，有利于实现‘碳中和’的目标……”近日，国际著名学术期刊《Science》发表武汉理工大学材料复合新技术国家重点实验室的太阳能电池研究成果论文，该研究首次提出钙

钛矿原位两步法制备策略，解决了钙钛矿太阳能电池大面积制备难题，实现了高效稳定太阳能电池组件的印刷制备。

没有“帽子”，也要回国

1995年，黄福志考入北京大学化学与分子工程学院攻读学士、硕士，毕业后赴澳大利亚墨尔本大学攻读博士，在莫纳什大学从事博士后研究。

小小的二氧化钛纳米颗粒居然能够源源不断地将太阳能转化为电能，还不会像传统能源那样产生巨大的污染。黄福志被太阳能电池深深吸引，他暗下决心，要将这一研究真正落实到应用，为社会做出贡献。

2015年，为了更好地实现钙钛矿太阳能电池产业化，黄福志选择回到武汉理工大学。当时黄福志和家人已在澳大利亚生活多年，回国一切都要重新开始。为了“将科研论文写在祖国大地上”，黄福志没有犹豫，毅然举家回国。

“虽然当时只是作为一个没有任何‘帽子’的普通研究者回国工作，但是只要能够持续推进钙钛矿光伏技术研究，为祖国的发展尽自己的一份力，也值了！”回忆当时的选择，黄福志毫不后悔。

回国后，学校和材料复合新技术国家重点实验室迅速帮他组建了团队，短短几个月就建好了实验室，购置了各类研究所需的器件制备和表征仪器。

在“冷板凳”上钻研“热课题”

黄福志及团队成员希望集中力量，尽快攻克技术难题、推进科研进度。然而，钙钛矿光伏是新兴技术，有很多问题尚未

明晰，实验效果始终与预期存在差距。

此时，黄福志又面临新的生活考验：孩子对国内教育环境不适应，家中至亲相继因病去世……“那是一段非常艰难的日子。当时很多人跟我说，要多出去开会，让更多的人认识自己。可是时间有限，我还是想将更多精力投入到科研攻关中，最重要的还是要做出成果，所以我每年只参加一次会议以了解领域进展。”他坦言。

经过一段时间努力，黄福志及团队制备的小尺寸钙钛矿电池（PSC）光电转换效率已经达到国际领先水平，进而着手将小电池制备成大面积组件。这一过程主要利用 slot-die coating 法（狭缝挤出涂布法），像“印报纸”一样快速印刷制备钙钛矿薄膜。但当时实验室只有一台小型的 slot-die 刮涂机，精度和稳定性无法满足基本制备需要；购买国外的刮涂机，对方给出 300 多万元的报价，成本远高于预期而且采购周期长。

不马上解决设备问题，制备高效稳定的大面积钙钛矿组件、推进钙钛矿产业化将沦为空谈。黄福志带领团队师生深入钻研，鏖战近两个月，终于设计搭建了一台能够满足使用需求的高精度设备，为大面积钙钛矿组件效率不断攀升、重复性大幅度提升打下了坚实基础。

不抢发论文，先完善技术

2019 年，黄福志及团队攻克了大面积制备的主要难点，取得了重要进展。又一个抉择出现了：钙钛矿技术发展很快，是赶紧把论文写出来、抢先发表，还是继续深入完善整个技术？

黄福志思索再三，认为当时还有部分问题没有完全弄清，器件效率和稳定性还可以进一步提升，因而选择了后者。

经过一年半的艰苦努力，黄福志及团队终于完善了整个技术并在今年春节将研究成果投递到《Science》杂志，文章经一次修改后被顺利接收。“《Science》审稿非常严苛。如果2019年我们就匆匆撰写文章投稿，虽然也很有价值，但不会有这次这么顺利。”黄福志说。

记者问，如何理解科学精神？黄福志脸上多了几分庄重：

“科学精神的核心就是钻研与严谨，只有具备钻研精神才能发现问题，只有保持严谨才能正确地解决问题。”对此，他的学生、2019级硕士研究生田聪聪有着切身感受：“科研攻关的过程中，黄老师始终与我们待在实验室，为了一个实验数据和结果的完美呈现，要经历多次失败和试错。”

在材料复合新技术国家重点实验室，有许多老师秉持“十年磨一剑”的科研攻关精神。与黄福志同在太阳能电池团队的李蔚所研究的钙钛矿电池的TEM表征属于冷门方向，他6年扎根研究，今年取得突破性进展，成果发表在国际能源顶级期刊《Nature Energy》。唐浩林老师十几年埋头燃料电池膜电极的研究，最终攻克难关，很多公司找上门寻求合作……

该实验室党总支书记罗小寒说，经过30余年的发展，材料复合新技术国家重点实验室“坚守初心、矢志创新”的精神文化引领一代又一代青年投身科研、勇攀高峰，他们淡泊名利、集智攻关、甘为人梯，为祖国科研事业接续奋斗。

（本文摘自《湖北日报》）

晶科能源与中国电建集团高层会谈在京举行

8月4日，晶科能源股份有限公司（简称“晶科能源”）与中国电力建设集团有限公司（简称“中国电建”）高层会谈在京举行。

中国电建省委常委、副总经理姚强，中国电建科技与工程部主任席浩，中国电建设备物资采购中心主任苟达平，中国电建电力事业部总经理、党工委书记张勇平，晶科能源CEO陈康平，晶科能源CMO苗根等领导出席本次会谈。

双方就新能源项目开发、国际市场合作、光伏产品制造与供应、供应链发展趋势等热点话题进行了深入交谈与沟通。

会谈中，陈康平回顾了双方的合作历史，并对中国电建多年来对晶科的支持和认可表示感谢。

陈康平表示：“凭借公司在光伏领域的研发创新和产品技术优势，以及垂直一体化的产能优势和全球化的深入布局，晶科将继续为中国电建提供全面的支持和服务，形成长期共赢、共同发展的新开局。”

姚强对陈康平一行的到来表示欢迎，并就中国电建未来的发展方向和布局做了详细介绍。

姚强指出：“在碳达峰碳中和的共同目标下，双方应强强联手，共抗行业震荡，寻求互利共赢的解决方案，形成共担共享共赢的全面深入合作关系。”

展望未来，双方将充分发挥各自优势，在新能源领域的国内外市场开拓、设备供应、技术研发等方面展开深入多元的合作，共同推进全球范围内光伏新能源的规模化应用，助力双碳

目标的实现。

（本文摘自晶科能源 JinkoSolar）

嘉兴隆基职能员工产线顶岗动员大会顺利召开

为应对组件市场的不确定性，保质保量按时完成集团和事业部交付的生产计划，2021年8月2日，嘉兴基地总经理刘爱军先生、副总经理邓升祥先生、各部门负责人和部门模块主管齐聚综合楼培训室，顺利召开了职能员工产线顶岗动员大会。

首先，邓总介绍了产线顶岗的背景并感谢能够参与产线顶岗的职能人员，他期望职能人员持续深入生产车间，遵守一名作业员的标准要求，发挥自身优势，带动一线员工工作士气。接着，人力资源部周超经理详细介绍了产线顶岗方案内容，包括结合前期调研完善的顶岗时长、激励和荣誉表彰等。最后，刘总讲到产线顶岗体现了我们作为一名隆基人增值的方面，希望所有参与人员能够真心实意、踏踏实实地走进产线、走近员工，从而更好地开展自身工作。同时他指出，虽然Q2嘉兴基地在内核中达到了极难，但打铁还需自身硬，希望接下来的8月份，顶岗人员在产线工作期间注意安全，始终保持质量意识，竖起标杆，持续做到引领。

雄关漫道真如铁，而今迈步从头越。8月6日开始，为响应产线顶岗动员大会和动员令精神指示，践行集团三现主义的精神内核，各职能部门员工177人将有计划、有纪律地深入车间，和岗位员工携手共战，勇续佳绩！

（本文摘自嘉兴隆基）

浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案

实现碳达峰、碳中和是我国向世界作出的庄严承诺，也是一场广泛而深刻的经济社会变革，是以习近平同志为核心的党中央 统筹国内国际两个大局和经济社会发展全局，推动生态文明建设 和经济高质量发展，建设社会主义现代化强国作出的重大战略决 策。根据省委、省政府总体部署，为统筹推进我省绿色低碳技术创新，推动我省绿色低碳循环发展，促进经济社会全面绿色转型，特制定本方案。

一、总体要求

(一) 指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻习近平生态文明思想，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，以问题为导向，以需求为牵引，以数字化改革为引领，坚持系统布局、前瞻引领、重点突破、融合转化，发挥集中力量办大事的新型举国体制和我省经济社会发展先发优势，统筹考虑 经济发展、能源安全、碳排放、居民生活，系统分析能源消费总量、碳排放总量、能耗强度、碳排放强度四个指标，聚焦绿色低碳循环发展关键核心技术，创新科研攻关机制，构建市场导向的 绿色低碳技术创新体系，推动低碳前沿技术研究和产业迭代升级，抢占碳达峰碳中和技术制高点，高质量引领支撑我省如期实现碳达峰碳中和。

(二) 主要目标。

到 2025 年，初步构建我省绿色低碳技术创新体系，大幅提升我省绿色低碳前沿技术原始创新能力，显著提高减污降碳

关键核心技术攻关能力，抢占碳达峰碳中和技术制高点，高质量支撑我省如期实现碳达峰。

——关键核心技术不断突破。瞄准世界前沿，强化低碳、零碳、负碳技术攻关，在可再生能源、储能、氢能、碳捕集利用与封存(以下简称"CCUS")、生态碳汇等领域取得重大科技成果10项以上。

——高端平台体系基本建成。聚焦绿色低碳、减污降碳和碳负排放技术研究方向，建设省级创新载体10家，争创国家科技创新基地2家，积极推动龙头企业牵头组建技术创新联合体，初步建成国内领先的绿色低碳技术创新集聚区。

——创新人才团队竞相汇聚。力争引进30名以上绿色低碳技术相关领域高层次领军人才和青年科学家，培育和引进50名以上创新型企业家和20个以上领军型创新创业团队，打造一批具有国际顶尖水平的专业人才团队。

——创新创业生态良性发展。建设10家左右以"率先实现碳达峰碳中和，推动区域绿色低碳循环发展"为主题的省级可持续发展创新示范区，建设10家左右绿色低碳高新区，新增绿色低碳技术领域高新技术企业1000家，省级(重点)企业研究院50家。到2030年，着眼碳中和战略目标，绿色低碳技术创新及产业发展取得积极进展，可再生能源、储能、氢能、CCUS、生态碳汇等关键核心技术达到国际先进水平，抢占碳中和技术制高点，高质量支撑我省实现碳中和。

二、重点任务

(一) 实施基础前沿研究工程。

1. 加强基础前沿创新引领。围绕可再生能源、储能、氢能、CCUS 等领域，重点开展新一代太阳能电池、电化学储能、催化制氢、直接空气 CO₂ 捕集、化学链载体材料、CO₂ 分子断键与重构、生物直接转化 CO₂ 等方向机制、方法研究。到 2025 年，力争实现 4 项以上基础前沿重大创新。

2. 强化应用基础研究协同创新。聚焦低碳、零碳、负碳关键技术需求，促进新能源、新材料、生物技术、新一代信息技术等交叉融合，通过协同创新重点推进规模化可再生能源储能、多能互补智慧能源系统、CO₂ 捕集利用协同污染治理等研究。到 2025 年，力争取得 4 项以上原创性成果。

(二) 实施关键核心技术创新工程。

3. 推进零碳电力技术创新。围绕能源供给转型和脱碳降碳需求，重点突破火电机组提效降碳、太阳能、风力、生物质与海洋能发电、规模化储能、先进输配电等关键技术，支持“风光倍增”工程和“千万光伏”计划实施，推动构建高比例可再生能源接入“源网荷储”一体化电力系统。到 2025 年，力争度电 CO₂ 排放下降 5%，实现百 MW 级电化学储能技术应用。

4. 推动零碳非电能源技术发展。围绕非电能源绿色发展重大需求，重点研发可再生能源制氢、高压气态和液态储氢、氢燃气轮机、氢燃料电池等核心技术，促进形成氢能产业链，推动氢能、生物质能等非电用能替代。到 2025 年，力争建成单套液化能力 $\geq 5\text{t/d}$ 氢液化系统，完成 MW 级掺氢工业燃气轮机样机制造，实现百 kW 级固体氧化物燃料电池系统长期运行。

5. 推进零碳流程重塑。围绕化工、纺织、建材、钢铁、石

化、造纸、化纤等高碳行业减污降碳需求，着力强化低碳燃料与原料替代、过程智能调控、余热余能高效利用等研究，持续挖掘节能减排潜力，加快推进行业绿色转型。到 2025 年，基于基础材料升级、过程工艺革新、能量梯级回收和资源循环利用等，突破一批流程再造关键技术。

6. 低碳技术集成与优化。聚焦低碳建筑、低碳交通、低碳生活等领域需求，通过多技术单元集成与优化，着力发展装配式建筑、交通低碳燃料替代、智能交通、综合能源、碳标签认证等关键技术，协同发展非 CO₂ 温室气体减排技术，推进全社会节能减排。

7. 超前部署 CCUS 技术。聚焦碳捕集与利用，加快研发碳捕集先进材料、专用大型 CO₂ 分离与换热装备、CO₂ 资源化利用等关键核心技术，突破烟气 CO₂ 捕集、CO₂ 矿化及微藻利用技术，部署直接空气 CO₂ 捕集等负排放技术。到 2025 年，力争实现 CO₂ 捕集率 $\geq 90\%$ ，CO₂ 转化利用率 $\geq 90\%$ ，碳捕集能耗下降 35%以上。

8. 系统部署生态碳汇技术。研究海洋、森林、湿地、农业、渔业等生态碳汇的关键影响因素和演化规律，重点开展海洋蓝碳、森林绿碳、生态保护与修复等稳碳增汇技术攻关，建立生态碳储量核算、碳汇能力提升潜力评估等方法，挖掘生态系统碳汇潜力。

(三) 实施先进技术成果转化工程。

9. 推进可再生能源替代。围绕能源、工业、建筑、交通、农业、居民生活等领域推进可再生能源替代，大力推广太阳能、

风电、生物质能利用先进技术，积极推动储能、氢能、能源互联网等技术迭代应用，加速提升可再生能源生产和消费占比，为构建零碳绿色能源体系提供重要保障。

10. 加速低碳先进技术转化。以高碳行业减污降碳需求为导向，引进消化国内外先进低碳技术，转化应用电能替代、氢基工业、水泥产品重构、装配式建筑等一批变革性技术，促进重点行业绿色转型升级。

11. CCUS 技术转化应用。积极推动火电机组十万吨级 CO₂ 捕集与利用技术应用示范，通过工程放大和技术迭代，降低碳捕集成本。在建材、化工、水泥、钢铁等行业进行 CO₂ 捕集利用技术转化应用。在沿海地区开展 CO₂ 源汇匹配研究，进行 CO₂ 离岸封存工程示范。

(四) 实施创新平台能级提升工程。

12. 强化基础前沿创新平台。聚焦可再生能源、储能、氢能、CCUS 等碳中和关键技术领域，以太阳光能利用、氢能利用、先进储能、CCUS 等清洁低碳技术为主攻方向，整合优势单位组建省实验室；加强能源清洁利用、含氟温室气体替代及控制处理等国家重点实验室建设；支持浙江大学、浙江工业大学、中科院宁波材料所等优势单位争创国家级创新基地。新建一批以基础研究和应用基础研究为主的省级重点实验室等各类省级创新载体。建设一批体制机制灵活、创新能力强的新型研发机构，着力提升低碳前沿技术研究战略力量。

13. 构建技术应用转化平台。聚焦太阳能利用、氢能和智慧综合能源供应等先进技术，融合能源、环境、材料、系统控

制和信息技术等多学科力量，支持浙江大学、浙江工业大学、浙江海洋大学、浙江农林大学、自然资源部第二海洋研究所、中科院宁波材料所、浙能集团等优势单位创建国家工程研究中心。支持省内优势单位牵头，联合上下游企业、高校院所创建省技术创新中心，聚焦碳达峰碳中和领域开展关键技术协同攻关。

14. 健全公共创新服务平台。加强嘉兴秀洲光伏、长兴新能源等低碳产业创新服务综合体建设，支持有条件的县(市、区)结合自身优势创建省级产业创新服务综合体，力争实现绿色低碳领域全覆盖。围绕绿色低碳技术加大专业孵化器建设力度，完善"众创空间-孵化器-加速器-产业园"的全链条孵化体系。

(五) 实施创业创新主体培育工程。

15. 培育企业创新能力。支持绿色低碳技术领域"凤凰""雄鹰""雏鹰"和科技企业"双倍增"行动，加强企业研发机构建设，强化企业创新主体地位。支持头部企业集成产业链上下游企业、高校、科研院所等创新资源，组建任务型、体系化的创新联合体、企业技术创新中心等开展协同创新。

16. 构建协同发展生态圈。统筹规划全省绿色低碳技术领域 高新技术园区空间布局、功能定位，推动绿色低碳技术领域头部企业开放各类创新资源，引导中小微企业"专精特新"发展。支持大中小企业通过服务外包、合同研发、订单生产等合作方式开展专业化协作配套，构建创新生态圈。

(六) 实施高端人才团队引育工程。

17. 加快领军型人才引育。结合"鲲鹏行动"等重大引才引智工程的实施,积极引进培育一批能推动和引领绿色低碳技术创新发展的顶尖人才和领军人才及团队,重点支持"领域专精、层次高端、梯队有序"的高水平创新团队建设,为绿色低碳科技创新提供高端人才保障。

18. 加强技术转化人才培养。聚焦碳达峰碳中和技术需求,坚持市场导向,支持相关学科建设,培养复合型绿色低碳人才,加大科技转化和技术服务人才培养,构建高校、科研院所、企业三位一体的人才流动机制。

(七) 实施可持续发展示范引领工程。

19. 推进可持续发展示范区建设。以"率先实现碳达峰碳中和,推动区域绿色低碳循环发展"为主题,创建10家左右省级可持续发展创新示范区,加快推进德清县、新昌县等已建省级可持续发展创新示范区绿色低碳升级。

20. 引领高新区绿色低碳发展。引导高新区通过完善可持续发展政策制度,搭建核心技术攻关交流平台,健全绿色产业金融体系,支撑低碳产业跨越式发展。培育10家左右具有全国影响力的绿色发展示范高新区,打造区域绿色低碳循环高质量发展样板。

(八) 实施低碳技术开放合作工程。

21. 推动国内外科技合作。聚焦氢能、储能、CCUS等领域,加强与先进国家和地区的合作,实施一批重大国际科技合作项目,依托省内高能级研发平台建设国际合作基地、联合实验室等载体。大力引进大院名校共建低碳领域高端创新载体。

22. 融入长三角区域创新合作。鼓励长三角地区科研院所、高等院校和企业进行科技交流，支持区域性绿色低碳技术研发合作，积极推动长三角区域生态环境联合研究中心建设，促进长三角绿色低碳技术发展。

三、组织保障

(一) 加强组织领导。

在省委科技强省建设领导小组领导下，加强省级部门和各市、县(市、区)政府的工作协调。组建我省碳达峰碳中和技术创新战略指导专家委员会，为组织实施行动方案提供咨询和建议。按照"一盘棋"要求，充分衔接国家战略规划，积极融入国家绿色低碳前沿技术创新体系。

(二) 创新管理机制。

深入实施"双尖双领"科技计划，深化科技体制改革，系统谋划我省低碳技术科研攻关体系，推动项目、基地、人才、资金一体化配置。采用择优委托、赛马制、揭榜挂帅等方式，签订"军令状"，探索建立适应颠覆式创新的研发组织模式。

(三) 鼓励多元投入。

各级政府要加大绿色低碳技术财政科技投入，充分发挥科技创新基金引导作用，鼓励支持社会力量参与绿色低碳技术研发，进一步完善多元化、多层次、多渠道的科技投融资体系。

(四) 强化评估监测。

加强任务分解，明确责任主体和进度安排，根据绿色低碳技术发展特点，结合组织实施效果、技术发展新动向等建立动态调整机制，加强知识产权保护和政策研究，迭代完善技术攻

关清单。

（本文摘自浙江省科技厅网站）

关于印发《百步镇农房搬迁公寓式安置实施办法（试行）》的通知

各行政村（社区）、各站办（中心）、各办公室：

为加快融入长三角一体化发展战略，推进新型城镇化高质量发展，引导人口、资源要素向中心城镇集聚，强化要素集约集聚，激活县镇城市发展活力，提升城市能级，实现城市功能更加丰富、产业配套更加齐全、公共服务更加优质高效、经济社会发展更具活力、竞争力，使百姓更有获得感、幸福感。结合实际，制定本办法。

一、适用对象

符合搬迁和复垦标准，并纳入年度搬迁计划的，同时需签订自愿有偿退出农村宅基地承诺书。

二、搬迁补偿政策

（一）基准面积的认定

1. 依据原有效农民住、辅房审批表，少建多批按实际面积，多建少批按批准面积。不包括原审批的临时用房和生产用房等。

2. 涉及祖传私房（没有住、辅房审批表）的需要递交村书面证明及小组证明，经村委会公示并由会审会议核定后，根据房屋实际面积确认。

（二）户的认定

1. 以农村居民建房为依据，以农民建房用地呈报表批件结合农村宅基地使用证为户标准，即每一宅基地为一户。

2. 有子女的父母单独审批建房的（在和子女一起建房审批时列入申请对象的除外），可计入基准面积，但不作计户标准。

3. 户口簿、门牌号、法院调解书或判决的分家析产材料不作为计户的依据。

4. 涉及多子女户

以基准时间为准，户籍属当地所在村搬迁范围内，兄（姐）弟（妹）都已达到男 25 周岁，女 23 周岁（或者一人已婚且符合完整家庭条件另一人也已到男 25 周岁、女 23 周岁），则一户作为新增户，不作补偿户。

完整家庭条件是指家庭所有成员户籍必须都在本村同一本户口簿上。

5. 离婚无房户

夫妻离婚在搬迁基准时间前已满 5 年或者一方再婚一年以上，户籍属当地所在村搬迁范围内且单独立户的，必须为经村集体经济组织确认的本集体经济组织成员，经本人申请，由联审小组讨论、公示通过。同时需符合以下几个条件：

（1）离婚后再婚的，本人及配偶未享受过农村建房、搬迁安置的和未享受过福利分房（含房改房、经济适用房、廉租房、集资建房、住房分配货币化补贴）的。

（2）离婚后未再婚的，其在离婚析产时未取得产权的，且本人无继承、受赠或其他形式和途径取得农村私有住房的。

(3) 离婚后在搬迁时基准时间农村居民子女未成年的，按离婚户政策安置，离婚后在搬迁时基准时间农村居民子女已结婚或达到晚婚年龄的，不再单独安置。

(三) 搬迁补偿、奖励标准

1. 基础补偿

一次性补偿平房户 5 万元/户、二层楼房户 7 万元/户（实际建造架空层的，架空层净高超过 2.2 米以上的可补 9 万。）、三层楼房户 9 万元/户，包含主体房屋周边所有建、构筑物及该户宅基地范围内所有附着物在内。

2. 其他补偿

(1) 针对农户安装的光伏发电设施，给予适当过渡补偿。按安装功率补助，800 元/千瓦/年，补 2 年；拆除及重置安装费用一次性补 800 元/千瓦。

(2) 针对原先组内提前搬出在新农村点已建房屋，未拆除的构、建筑物，在实施整组搬迁时拆除全部剩余构、建筑物并达到复垦条件的给予每户一次性 5 万元补偿，其他不作补偿。

(3) 村、组集体所有的构、建筑物最高给予每平方 200 元一次性补偿。

(4) 公寓安置临时过渡费补助：按 300 元/人×月计发；家庭人口 3 人含以下的，按 900 元/户×月计发；每户按 6 个月计发，以户口簿在册人口为准。

3. 奖励

(1) 签约腾空奖：按合法批准并核定的基准面积给予 50 元/平方。

(2) 连片奖: 连片 5 户以上 (含 5 户) 到 9 户的每主户奖 1 万, 连片 10 户以上 (含 10 户) 到 14 户的每主户奖 2 万, 连片 15 户 (含 15 户) 以上的每主户奖 3 万; 整个组户数不到 15 户的参照 15 户政策。

(3) 整组奖: 整个承包组全部搬迁的每主户楼房奖 5 万 (平房奖 3 万), 90% 以上搬迁的每主户楼房奖 4 万 (平房奖 2 万); 如其他组个别户穿插在另外一个组内, 政策跟启动组实施。

三、镇公寓房安置、货币安置政策

(一) 搬迁公寓房安置、货币安置及结算价格

1. 有户有房 (具备建房资格) 的农户, 基准面积不足 180 平方米的按 180 平方米计基准面积, 超 180 平方米的按实有基准面积计算, 可享受 80 平方米的优惠购房面积。基准面积内价格为基准价 1500 元/平方米, 优惠面积 80 平方米分 20+30+30 分别结算, 前 20 平方米价格为基准价 2500 元/平方米, 中间 30 平方米为基准价 3500 元/平方米, 后 30 平方米为基准价 4500 元/平方米结算。

2. 有户无房 (具备建房资格的完整户和未婚单人户及新增非农完整户) 的, 可保障 1 套安置房, 面积不超过 120 平方, 其中 80 平方米以内的按基准面积内的价格基准价 1500 元/平方结算, 80—120 平方部分按基准价 3500 元/平方结算。离婚无房户, 可保障一套 80 平方安置房, 价格为基准价 3500 元/平方米, 如遇政府安置房最小套面积超过 80 平方米, 则按最小套安置, 超出 80 平方米部分按市场价结算, 2021 年度为 6300

元/平方米（以搬迁签约时间为准）。以上类型不享受回购政策。

3. 有房无户的，按实有基准面积安置，不享受优惠购房面积 80 平方米。价格为基准价 1500 元/平方米结算。

4. 货币安置，对于在农村有房无户，且已享受城镇或其他房屋相关政策的不能进行安置房安置（在城镇享受过房改房、经济适用房、福利分房等；在农村其他地方审批过宅基地的。），但可以进行货币安置，货币安置标准为基准面积 × 680 元/平方米计算，一次性补偿。

（二）其他方面

1. 涉及安置房有跃层的，跃层不计算在基准面积内，价格为 1800 元/平方米。

2. 涉及安置房有自行车库（储物间）的，价格为 600 元/平方米。

3. 留置本镇的公寓房按楼层调节差价结算。（1）多层公寓房层次系数：一层 96%，二层 100%，三层、四层 103%，五层 98%。（2）高层：以三层为基准价，每下浮一层减 40 元/平方米，每上浮一层加 40 元/平方米，顶层与次顶层同价。

4. 镇公寓房物业维修基金和物业管理费用及做房产证时涉及其他相关工本费、契税及天然气建设费等费用由搬迁户自行缴纳。

四、公寓房回购及进城购房奖励

（一）公寓房回购

完成旧房补偿、镇公寓房安置结算后，经搬迁户申请，对

搬迁农户所安置的公寓房进行回购。回购以改善型购房凭证、保障型购房凭证的方式支付。改善型购房凭证和保障型购房凭证采取实名制，不得转让。

1. 回购方式

(1) 农户在本镇留一套安置房。其余面积回购的，以改善型购房凭证结算。

(2) 农户申请全部面积回购的，以保障型购房凭证结算，对于有户无房且具有建房资格的农户，保障的一套安置房不作回购。

2. 购房凭证及凭证使用说明

(1) 改善型购房凭证：是指基准面积加上优惠购房面积扣除实际安置面积回购后支付的购房凭证，可兑现。

(2) 改善型购房凭证面额=属地安置后剩余面积回购款+旧房补偿（奖励）款-属地总安置房结算款。

(3) 使用改善型购房凭证购买商品房的，有效期一年，一年内使用改善型购房凭证在县主城区或各镇（街道）购买一手商品住宅的，改善型购房凭证价值=改善型购房凭证面额*104%。如取得改善型购房凭证后没有使用，选择兑现的，一年内兑现额=改善型购房凭证面额；超过一年，只能兑现，兑现额=改善型购房凭证面额*104%。

(4) 保障型购房凭证：是指对安置房面积全部回购后支付的购房凭证，其面额的80%不得兑现，有效期一年。

(5) 保障型购房凭证面额=全部安置面积回购款+旧房补偿（奖励）款-总安置房结算款。

(6) 保障型购房凭证价值=回购价*104%。

3. 回购价格

对农户申请后，剩余面积予以回购，价格以镇安置房的市場价格为基础，由具有房地产评估资质的机构评估确定，并报县人民政府备案。2021年确定为每平方米6500元（以搬迁签约时间为准）。

(二) 进城购房及奖励结算

1. 购房奖励范围：在完成回购结算后，凭购房凭证，选择在县主城区（范围为东至乐园路；南至规划中的外环南路；西、北至东西大道）或各镇（街道）购买一手商品住宅房的，给予不同程度的购房奖励。具体奖励额度为：购房款超过购房凭证面额80%（含）以上的，全额享受购房奖励；购房款不足购房凭证面额80%的，享受应获全额购房奖励的80%。

2. 进城购房奖励标准：

(1) 购房奖励面积为基准面积扣除在镇实际安置的（一套）公寓房面积；

(2) 2021年奖励标准为：以实物+改善型购房凭证安置的，在县主城区购房奖励结算标准为2600元/平方米；在各镇（街道）购房奖励结算标准为600元/平方米，以基准面积减去安置面积计算。以保障型购房凭证安置的，在县主城区购房奖励结算标准为1600元/平方米。面积按基准面积计算。

(3) 购房奖励款计算方式：当购房款高于购房凭证的80%时，购房奖励款=（基准面积-属地安置面积）*每平方米奖励单价（每年公布）。当购房款不足购房凭证的80%时，购房奖

励款=（基准面积-属地安置面积）*每平方米奖励单价（每年公布）*80%。

3. 购房奖励结算方式

（1）使用改善型购房凭证的搬迁农户在县主城区或本（镇）街道购房的，在本镇安置房交房后，可凭与购房凭证一致的身份证原件、银行卡及交房证明（或不动产权证）到县农房征（搬）迁服务中心结算奖励，标准为搬迁签约当年度公布的奖励标准。

（2）使用保障型购房凭证的搬迁农户在县主城区购房的，凭所购房产的交房证明（或不动产权证）及与购房凭证一致的身份证原件、银行卡及购房合同到县农房征（搬）迁服务中心结算奖励。

五、资金结算及购房凭证开具和使用

（一）搬迁补偿和镇公寓房安置结算

1. 农户在完成搬迁后由村镇建设管理办公室（两新）对其进行补偿核算，确定搬迁补偿金额。同时对应其基准面积和优惠购房面积，计算好领取镇公寓房房款总价。该款作为其购房凭证面额计算依据。

2. 由村镇建设管理办公室（两新）核算农户镇公寓房领取所支付的房款和农户搬迁补偿金额的差价。（农户搬迁补偿款-镇公寓房安置总房款=差价）该款作为其购房凭证面额计算依据。

（二）购房凭证开具

根据政府对农户安置房的回购，其回购的金额减去农户搬

迁补偿款与镇公寓房安置总房款的差价等于购房凭证面额，开具购房凭证。

（三）购房凭证的使用

1. 搬迁农户在向县主城区或各镇（街道）房产公司购房时，可以用购房凭证支付购房款。

（1）当付款额大于等于购房凭证面额时，购房凭证按票面额抵现支付房产公司。房产公司与购房户双方到场在县农房征（搬）迁服务中心办理相关手续（网签合同、委托支付协议），购房凭证面额资金划入房产公司监管账户。

（2）当付款额小于购房凭证面额时，（购房总额小于购房凭证面额或分期支付购房款），房产公司与购房户双方到场在县农房征（搬）迁服务中心办理相关手续（网签合同、委托支付协议），购房凭证中，购房户付款额部分划入房产公司监管账户。购房凭证余额部分，购房户无贷款的，直接划入购房户账户；购房户有贷款的，待银行放款后，划入购房户账户。

2. 搬迁农户未使用改善型购房凭证购房，选择现金兑现的，可凭与购房凭证一致的身份证原件、银行卡及购房凭证到县农房征（搬）迁服务中心结算兑现。

六、其它

（一）本办法未尽事宜由百步镇人民政府负责解释。

（二）本办法自 2021 年 9 月 7 日起执行，如上级政策调整按上级政策执行。

七、本办法实施时，与原搬迁政策不一致的，按本办法执行。

附件 1：搬迁房屋补偿、奖励标准表

附件 2：自愿有偿退出农村宅基地承诺

百步镇人民政府

2021 年 8 月 6 日

(本文摘选自海盐县人民政府网站)