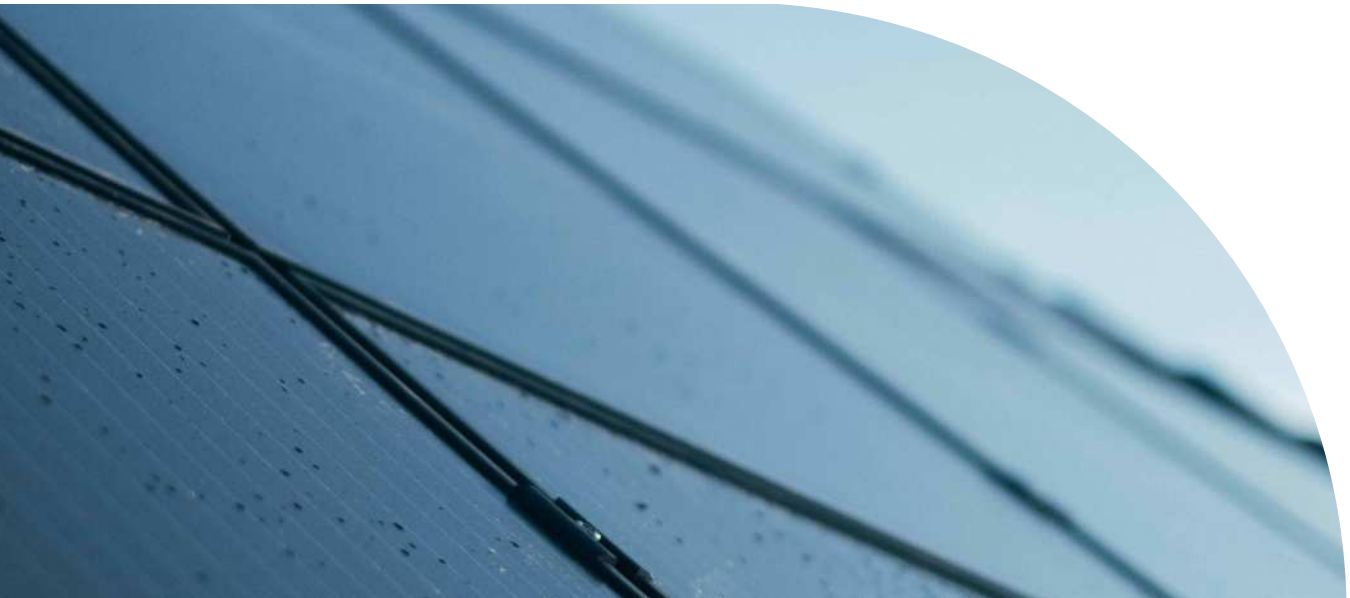
市场化转型下
分布式光伏的博弈与重塑

——2026 年中国典型省份
分布式光伏发展实地访谈录



GREENPEACE 绿色和平

北清创新
PeTsing Innovation

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

访谈团队

绿色和平：顾鑫涔、高雨禾、王宇宁、张凯、谢雯雯、王昕楠

北京市昌平区北清科技创新中心：孟雪宁

光伏們：王超、臧超、倪柯轩

媒体统筹与编辑

王宇宁、王昕楠

致谢

感谢以下同事对本次访谈和汇编的大力支持

绿色和平：薛小康、何婧、雍容、马倩儒、李星宇、赵雨晨

封面图片： Benjamin Jopen on Unsplash

免责声明

本汇编为绿色和平于环保公益工作中形成的资料。阅读本汇编即表示您已阅读、理解并接受以下免责声明条款的约束。请认真阅读。

1. 本汇编由绿色和平与北京市昌平区北清科技创新中心基于在北京取得的临时活动备案共同发布。
2. 本汇编仅作环保公益和信息分享目的使用，不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考，绿色和平、北京市昌平区北清科技创新中心亦不承担因此而引发的相关责任。
3. 本汇编为绿色和平与北京市昌平区北清科技创新中心于2026年3月至2026年8月期间内在分布式光伏市场化转型实地访谈中形成的媒体报道与观点文章合集。绿色和平、北京市昌平区北清科技创新中心不对汇编中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作担保。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

目录

前言 **4**

山东篇 **6**

山东分布式光伏，仍在消沉期 6

深度 | 山东分布式光伏：电价难预测、户用几近停摆，谁能在市场化大考中活下来？ 9

江苏篇 **13**

市场化改革对江苏分布式光伏影响几何 13

新能源市场化改革冲击波：分布式光伏告别“躺赚”时代 16

深度 | 屋顶光伏度苦夏 19

新能源入市一年考，光伏投资何处去 23

136号文后，分布式光伏的"生死线"变了 28

广东篇 **31**

深度 | 分布式光伏困局：从“躺赚”到慎投，盈利模式在重构 31

广东分布式光伏调研纪实 | 告别粗放增长时代 分布式光伏承压谋变 37

大湾区分布式光伏 换挡与深耕进行时 40

节点电价下的分布式光伏：收益失血、成本叠加，行业如何算清这笔账？ 42

观点文章 **45**

同一份136号文，三种分布式光伏发展逻辑 45

从装机规模到培育生态，山东如何重塑分布式光伏信心？ 49

前言

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

2025年，中国可再生能源发展步入关键转折点。随着《关于深化新能源上网电价市场化改革　促进新能源高质量发展的通知》（以下简称“136号文”）的发布，分布式光伏正式告别长期以来固定电价与政策驱动模式，进入电力市场化竞争的深水区。

政策发布之初，光伏行业经历短暂的“抢装潮”，随之而来的是市场的剧烈震荡。市场化改革方向已定，但具体规则制定下沉至地方，导致不同省份在政策落地、消纳指标、交易规则等方面呈现出显著差异。

山东、江苏和广东作为中国分布式光伏发展的领头羊，在“136号文”实施后的关键窗口期，成为观察市场化改革实际影响与成效的重要样本。这些高潜力省份如何消化政策波动？市场主体的投资决策受何影响？地方相关部门又如何平衡能源转型目标与系统消纳压力？这些问题不仅关乎地方电力结构的调整，也是评估全国分布式光伏高质量发展的现实依据。

国际环保机构绿色和平能源低碳发展项目组长期追踪中国电力部门脱碳进程。作为助力中国能源转型的社会力量，我们认为保持分布式光伏健康、稳定和可持续增长，是促进可再生能源发展，实现中国绿色低碳发展的核心路径之一。基于此，项目采用“地方访谈-多方研讨-媒体传播”的深度观察模式，以尝试厘清“136号文”后分布式光伏面临的发展问题和机遇。

项目组联合能源行业媒体《光伏們》、北京市昌平区北清科技创新中心，并邀请能源、财经等领域的专业媒体记者一同深入山东、江苏、广东三省，与各地能源主管部门、行业协会、分布式光伏投资企业（央企、民企及城投公司）、EPC企业、金融机构及研究机构等开展深入交流。

本次分布式光伏发展实地访谈旨在将零散的行业感知转化为对公共议题的结构性呈现。最终，项目组形成了以下两方面成果：

- 深度行业报道与专家评述：联合《光伏們》等行业媒体，发布一系列访谈回顾、深度报道和观点文章，客观呈现地方实践中的现实挑战与多方诉求，为分布式光伏市场化转型拓展政策讨论空间。

- 搭建政策沟通桥梁：通过多场闭门研讨会，促进政策制定者、行业实践者与智库专家的直接对话，提炼出可借鉴的政策建议与实践经验，为地方相关部门优化“136号文”落实细则、引导市场主体理性投资提供建设性参考。

在“后136时代”，分布式光伏的健康发展比以往任何时候都更依赖于稳定、透明、可预期的市场环境。市场化改革带来的调整和阵痛或许在所难免，但如何实现平稳过渡，并充分释放电力市场化改革的长期红利，需要更加完善的政策体系、更加公平高效的市场机制以及政府、企业、电网、金融机构和全产业链各方的共同参与。

本汇编不仅是对2026年三省实地观察的成果呈现，也是对分布式光伏市场化转型初期行业实践的阶段性记录。我们希望通过真实还原来自一线不同主体的声音与实践，推动更具建设性的政策讨论，凝聚行业共识，稳定市场预期，提振投资信心，共同助力中国分布式光伏高质量发展。

绿色和平能源低碳发展项目组
2026.8

山东篇

山东分布式光伏，仍在消沉期

《能源》杂志 **魏然**

过去几年，山东是全国分布式光伏最活跃的市场之一。鲁西、鲁中、胶东的村庄屋顶，县域里的安装队，央国企的资产收购，本地代理商的渠道网络，共同撑起了一套庞大的开发体系。很多企业在这一轮屋顶大开发中壮大。分布式光伏由此成为山东能源版图中极具烟火气的一部分。

但这片市场已经沉寂数月。

近日，有企业负责人直言，准备暂时收缩山东新增项目，“这笔账已经算不过来”。一些项目已经签了屋顶协议，却迟迟不敢往下推。一些电站完成建设后，卡在并网、通信改造或收益测算环节。更多企业则守着原来的客户、资质和渠道，重新计算一度电究竟还能卖出多少钱。

但这并不代表山东分布式光伏失去了前景。恰恰相反，山东的用电体量、制造业基础和新能源装机规模，仍然决定了它会是全国最重要的分布式市场之一。但过去那种靠快速圈占屋顶资源、不断压缩组件和施工成本的开发方式，已经很难继续支撑企业的项目收益。

它们必须面对当下的问题，电发出来以后，谁来用，什么时候用，以什么价格用。

政策节奏

今年元旦后，山东一批已经装上屋顶的户用光伏电站，迟迟没能并网。

合同签妥，组件铺设，逆变器上墙。屋顶已有电站，账面仍无收益。并网迟迟落不下去，农户租金、施工尾款和企业发电收入，都卡在这个节点。

调研中，一家头部户用光伏企业人士提到，山东今年以来对分布式项目提出“一发双收”相关通信要求，一批已经建成的户用电站因逆变器通信功能没有完全适配，暂时不能并网。据其介绍，仅该企业在山东就有近3000户电站、数十兆瓦项目受到影响。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

“一发双收”本身只是一个通信要求，真正难住企业的，却是它落地的时间。

按照受访企业的解释，山东要求部分分布式光伏项目的逆变器数据同时传向两端：一端进入电网调度侧，一端进入企业自身平台。这个要求目的是让分布式光伏可观、可测、可调、可控。随着县域屋顶电站越来越多，电网需要更及时地掌握这些小电源的运行状态。

问题出在适配环节。不同逆变器厂家的接口、协议和数据采集器并不完全一致，“一发双收”需要厂家研发、联调和现场验收。对已经完成安装的项目来说，通信功能没有接上，电站就会卡在并网前。政策要求看上去只是多了一道技术门槛，但落到实际项目中就会直接影响农户租金支付、施工尾款结算和企业发电收入确认。

并网端的停滞，是山东分布式光伏此轮震荡中最容易被看见的一幕。更早发生的变化，匿藏在企业的收益测算里。

过去，山东户用光伏的生意大体有章可循。企业租用农户屋顶，按板数或容量给农户支付收益，前端由代理商进村谈合同，施工队完成安装，后端再对接资方和资产接收方。只要电价相对稳定，租金、渠道费、设备成本、施工款和回收周期，都便于计算。屋顶越多，模型越熟，开发速度越快。

2025年2月，136号文明确新能源上网电量原则上全部进入电力市场，电价通过市场交易形成。山东随后在8月出台实施方案和竞价细则，把机制电价、项目分类和市场交易规则落到本地。到2025年底，鲁发改价格〔2025〕904号文进一步明确，自2027年起，户用非自然人分布式光伏项目不再纳入机制电价竞价范围。

这三份文件接连落下，户用租赁企业最熟悉的收益测算方式被改写。一个县里成百上千户屋顶，单体容量不大，前端靠代理商逐户谈，后端还要对接资方和资产接收方。长期电价预期收窄后，租金怎么承诺，资产怎么收购，资金怎么回流，都会变得难算。

受访企业人士说，市场化方向可以接受，问题是需要适应期。企业最担心的，是2027年以后户用非自然人项目没有机制电价，正常市场化交易价格又无法提前判断。光伏出力集中在白天，低价时段压力本就明显。若未来进入现货或其他市场交易，价格可能低到几分钱，甚至出现负价。

这种担心并非只来自户用企业。一家地方能源平台人士在调研中也提到，分布式光伏聚合后作为发电侧资源参与交易，山东中午光伏电价可能很低，几分钱、负价都有可能出现。

现实缘由

山东是分布式光伏大省。过去几年，户用屋顶和工商业屋顶快速铺开，装机规模持续抬升。光伏发电的特点也很清楚，白天集中出力，中午供给集中释放，遇到用电低谷，电价下行和消纳压力很快显现。对电网来说，这些散落在县域台区里的电站，不能长期只作为“能发电”的资产存在。它们需要被看见、被计量、被预测，也需要在必要时参与调节。

136号文之后，新能源全面入市的方向进一步明确。山东随后的政策安排，无论是机制电价竞价、项目分类，还是“四可”“一发双收”等技术要求，实际都围绕同一个问题展开，把越来越多的分布式电源纳入电力系统运行秩序。

过去的分布式发展，更多依赖屋顶资源、并网规模和相对稳定的结算价格。现在，政策希望项目从一开始就考虑消纳能力、调节能力和市场价格。

山东分布式装机越多，系统越需要知道每一个分散电源的运行状态；白天集中上网越多，市场越需要用价格反映真实供需；企业投资越依赖长期收益，机制越需要把补偿范围和市场边界划清楚。

只是方向正确，不等于执行过程中没有摩擦。

一线企业承受的压力，来自政策节奏与项目周期之间的错位。已经签下的屋顶协议、已经投入的设备、已经形成的施工结算和农户收益安排，很难在几个月内全部重算。尤其是“一发双收”这类技术要求，涉及厂家研发、通信协议、系统联调和现场验收，企业不可能只靠调整合同就完成适配。

4月24日的修订稿，正是在这种背景下出现的。2026年4月24日，山东省发改委又下发《关于征求〈山东省新能源机制电价竞价实施细则（修订稿）〉等两项实施细则意见的函》。这份修订稿主要围绕2026年度机制电价竞价的执行问题，对项目范围、竞价分类、技术要求、代理参与等内容作出进一步细化。

其中，与户用非自然人项目关系最直接的一条，是对“一发双收”暂未实现项目的容缺安排。修订稿提出，2026年6月1日前，户用非自然人光伏主体已经建设完成并经电网企业验收通过，但因逆变器通信“一发双收”功能尚未实现、暂时无法投运的项目，可以容缺参加2026年度机制电价竞价。

这条规定相当于给前期已经投入的项目留下过渡空间。它针对的是已经建成、已经验收，只差通信功能没有完全接上的项目，避免这些项目因为技术适配时间差，直接错过2026年机制电价竞价。

同时，修订稿也继续划清增量项目边界。文件明确，源网荷储、绿电直连等新能源就近消纳项目中的风电、光伏发电，一般工商业光伏、大型工商业分布式光伏，以及2026年6月1日及以后投产的户用非自然人光伏，不再纳入机制电价执行范围。

面向消纳

山东市场沉寂下来后，企业正在思索出路。

在调研中，一家地方新能源服务商反复提到售电资质。资质已经办下来，业务却不敢贸然铺开。

过去做工商业光伏，企业主要看屋顶面积、用电量和电价折扣。现在余电上网价格波动加大，售电、储能、负荷管理都要一起算。资质只是入场券，真正难的是操盘。没有现货交易经验，没有后台系统，也没有足够多的稳定负荷，贸然进入市场，只是把原来不确定的电价，换成另一种不确定的经营风险。

这家企业的尝试，代表了山东一批中小服务商的转向。户用市场收缩后，它们把注意力转向工商业、商铺、园区、充电桩和储能。有企业尝试承包园区变压器，把低压侧用电、电网购电和余电收益合并管理。有企业在自有项目里加装储能，用白天光伏余电充电，夜间再供给用户。还有企业把充电桩负荷纳入测算，希望用更稳定的用电需求托住光伏收益。

这些做法有一个共同指向——消纳。

以前做分布式，企业争的是屋顶。现在留在山东的企业，开始寻找负荷。屋顶只决定电从哪里来，负荷才决定电往哪里去。一位受访企业人士提到，工商业仍然可以做，但要找用电量大的企业，结合分时电价和综合用能去谈。售电、充电桩、小型工商业产品，也都成了转型选项。

地方能源平台的判断更进一步。相关人士认为，单纯光伏，或者简单的光伏加储能，都已经不够。未来需要围绕企业形成以电为核心的综合能源方案，把光伏、储能、虚拟电厂、冷、热、充电负荷等放在一起测算。光伏低价时段出力，可以通过储能、蓄冷、充电等方式吸收。高价时段，再通过负荷调节和能源释放减少外购电。

这都不是容易跑通的生意。

虚拟电厂不是平台页面上的几个曲线。它要懂现货价格，要能协调用户，还要知道用户什么时候能多用电，什么时候能少用电。前述地方能源平台曾参与山东负荷类现货交易试点。相关人士坦言，分布式光伏聚合后作为发电侧资源参与交易，价格可能很低，储能虽是较好的调节资源，但单靠价差测算，也未必覆盖成本。

另一条路，是把能力带出山东。

部分企业开始把目光投向海外市场。调研中有企业提到，国内户用合作开发模式若继续受限，可以尝试在东南亚、非洲等电价较高、离网需求较强的市场复制部分经验，做别墅光伏、离网系统或全款项目。也有代理商已经前往海外试水。

公开资料也显示，山东省工业设备安装集团这类本地工程企业，早已不只在省内寻找项目。该公司官网工程案例中列有菲律宾、印尼等海外发电工程，集团还设置海外事业部，并提出在欧洲、中东、非洲、南美等区域建立业务支点。

相关人士认为，单纯光伏，或者简单的光伏加储能，都已经不够。未来需要围绕企业形成以电为核心的综合能源方案，把光伏、储能、虚拟电厂、冷、热、充电负荷等放在一起测算。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

深度

山东分布式光伏

电价难预测、户用几近停摆，谁能在市场化大考中活下来？

光伏們 臧超

在“十四五”装机新增了8.65亿千瓦之后，随着136号文的落地以及一系列新形势发生变化，我国光伏市场迎来全然不同的发展阶段。

2025年下半年以来，光伏們团队深入各省调研包括风电、光伏、储能在内的新能源发展现状，与行业同步探究下一步的发展路径。

可以看到的是，受资源禀赋、电网结构、消纳条件与政策导向的差异影响，不同省份新能源的发展节奏与面临的问题大相径庭，但在新能源装机比例越高的省份，其趟出来的路径越值得行业深究。

山东便是其中的典型，这是我国分布式光伏发展规模最大、市场化程度最高、政策调整领跑的省份之一。截至2025年底，全省分布式光伏装机已突破6000万千瓦，在全省光伏总装机中占比接近三分之二，户用与工商业分布式长期领跑全国。

在国家推动新能源全面市场化、全量入市的大背景下，山东率先落实136号文等政策要求，推动分布式光伏从固定电价、规模扩张，转向市场定价、就近消纳、高质量发展的新阶段。

在政策机制调整过程中，山东分布式光伏在并网接入、消纳利用、商业模式、市场化运营等环节几乎面临颠覆式的发展革新。如此大的市场变化，既源于山东特有的高光伏占比能源结构下的客观要求带来的决策调整，也体现了地方在市场机制完善中的主动探索。而对这些变化感受更为深刻的仍是在行业一线开展业务的企业与从业者。

在电价、消纳等均不具备条件的情况下，越来越多的资方放弃了山东市场；与此同时，也有致力于深耕行业与地方市场的中小企业，做出了以政策调整为契机的战略转型。市场逐步意识到，分布式光伏必须要发挥就近消纳的优势，才有出路。

在电价、消纳等均不具备条件的情况下，越来越多的资方放弃了山东市场；与此同时，也有致力于深耕行业与地方市场的中小企业，做出了以政策调整为契机的战略转型。市场逐步意识到，分布式光伏必须要发挥就近消纳的优势，才有出路。

电价与收益机制重构：户用近乎停滞、存量难以覆盖支出

在光伏們与国际环保机构绿色和平和北京市昌平区北清科技创新中心联合启动的山东分布式光伏市场访谈中，多家企业透露，“136号文之后，大部分的户用光伏资方已经退出了山东市场，部分留守的企业也是基于存量资产的收尾与处置等工作，未来山东户用光伏市场增量屈指可数”。

山东是全国首个明确2027年之后非自然人户用不允许参与机制电量竞价的省份，这意味着，“传统的户用租赁、平台开发模式基本走到尽头，没有机制电价兜底，电价收益完全暴露在现货市场，不可测算、不可锁定。对于平台企业而言，上有金融机构作为资方，下有代理商作为渠道，直接链接农户，成熟产业链的收益预期难以适应现货价格的大幅波动。”一家头部平台企业山东负责人告诉光伏們。

实际上，让山东分布式光伏从业者难以接受的一点是，除了自然人户用之外，其他存量项目与新项目一样，均采取一致的市场化结算。据透露，“今年以来，非户用自然人电价结算比燃煤基准价低了6~7分钱”，这一情况同样出现在上网的工商业光伏，有投资企业透露，其投资的工商业光伏电站，今年的上网电量部分收益几乎只有之前的2/5。

一家在山东投资了300MW分布式光伏的企业负责人反馈，“按照当前结算电价水平，发电收入难以覆盖项目运营成本，每月需额外垫付资金用于偿还融资本息及支付运维等相关费用，企业经营压力非常大”。这是全面市场化之后，带给山东分布式光伏市场从业者最大的槽点。

“今年以来，非户用自然人电价结算比燃煤基准价低了6~7分钱”，这一情况同样出现在上网的工商业光伏，有投资企业透露，其投资的工商业光伏电站，今年的上网电量部分收益几乎只有之前的**2/5**。

新能源全面市场化后，结算规则与行业预期存在差异，是行业普遍关注的问题。此前行业普遍理解的电费结算方式为：总电费=机制电量×机制电价+非机制电量×市场交易电价；而实际执行中，全部电量先行参与市场交易形成市场化电费，再对机制电量部分进行差价返还，最终形成结算电费。即使是存量项目，结算电价较原燃煤基准价亦出现下调。

差价结算金额=实际上网电量×机制比例×（机制电价-市场均价）

总电费=市场化交易总电费+差价结算金额

“其实企业对于电价下降是能接受的，但531前与531后一起进入新规则，大量已签合同、已结代理费、已给农

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

户承诺的项目，会陷入收益倒挂，这是让企业难以接受的，因为之前相关费用都是按照原来的电价水平来倒推计算的，相当于让企业用调整前的利润来为政策兜底”。

并网与消纳：新增停摆，好屋顶已经不多了

如果说电价重构了山东分布式光伏的商业模式，那么并网与接入无疑是卡住了“入场券”。

光伏們在访谈中了解到，山东分布式光伏点多面广，大量台区负荷与光伏出力反向，电压越限、潮流倒送问题突出，受此影响，去年以来山东多地已暂停新增并网批复，等待6月配网承载力重新评估。

针对6月1日承载力重新评估的结果，山东省太阳能光伏行业协会秘书长张晓斌指出，即使重新评估，也是以山东目前的电力供需为基础条件，“大规模放开的可能性并不大，该是红区的地方依旧会限制，之后还是会优先向高自发自用比例项目倾斜，纯上网项目空间极小。”

另一家从事户用光伏开发建设的企业则认为，“在看到6~7年自投的户用光伏电站收益情况之后，已经有不少农户提出希望可以自己再投一个电站，承载力如果能够放开空间，加上机制电价可以给农户自投项目相对稳定的预期，未来农户自投或者光伏贷款的模式可能会重新启动，这部分项目体量较小，也不会对全省的消纳带来冲击性的影响”。

不过，在全国普遍要求安装“四可”的要求下，限电也开始成为山东分布式光伏投资的共识。“山东光伏体量太大、出力高度集中，一到中午就是供大于求”，多位从业者判断一致，“不限电是暂时的，限电可能会成为常态。”

据光伏們了解，目前山东的分布式光伏尚未出现大规模限电的情况，“随着四可的安装完成，后续企业自己可能很难预测全年的发电量了”。

制约山东分布式光伏重回规模化开发的另一个问题在于屋顶资源的日趋匮乏，“好屋顶资源趋于饱和，优质屋顶基本完成开发，剩余屋顶多存在荷载差、业主意愿低、负荷小、回报率低等问题”。

市场化的创新手段：各有各的“骨感”

在电价与并网的双重挤压下，行业已经达成了共识——分布式光伏需要回到自发自用、就近消纳的发展初衷。

在山东，高电价、高自用成为当前工商业光伏投资的香饽饽，用电大、白天满负荷、电价0.7-0.9元/度是当前投资的必备条件。除了业主自投比例逐步升高之外，第三方投资与融资租赁机构也愈发青睐于这种项目。

除此之外，“工商业光伏+储能”也开始成为行业的共识，“通过储能的能量转移，来替代高峰电价，几乎成为了现阶段投资工商业光伏的标配，可以进一步降低企业的用电成本，同时也会缩短投资回报周期”。

“光储一体在山东开始拓展的另一个场景是小微商户，包括沿街商铺、小加工厂、便利店等，这些企业一般用电成本较高，大部分在1元/度左右，通过光伏白天自发自用、傍晚储能放电，每天省电费约100元，回本周期也很快，大约3~4年左右”。

不过，这两类分布式光伏项目的共同特点是单体规模较小，对负荷、电价、屋面、产权、征信要求显著提高，难以成为山东分布式光伏增量市场的“支柱”。

但对于户用光伏，这条路仍然是死结，“农户白天几乎不用电，装储能还要多花几万块，回本周期需要再延长2-3年，大部分的农户不接受、算不清，也不愿意承担风险，”张晓斌指出，“‘户用自发自用+储能’的模式，现阶段基本可以忽略不计，136号文之后山东的户用市场正陷入阶段性真空。”

除了模式的创新之外，打造聚合平台通过运营来拓展分布式光伏的盈利圈，也是当前山东分布式光伏从业者普遍认可的方向。光伏們了解到，山东作为中国首批电力现货市场正式运行省份，虚拟电厂的运行规则也是全国领先，然而在实际执行过程中仍存在诸多障碍。

按照行业的期待，应是通过虚拟电厂把户用光伏、工商业光伏/储能资产打包，统一入市参与电力市场，通过套利或者辅助服务等来稳定其收益预期，以解决这类资产“小、散、弱”不能单独进场的问题。

但在执行层面，“很现实的问题是，虚拟电厂单个聚合单元内聚合资源应以220千伏为节点，且单个聚合单元资源总容量不低于1兆瓦，但大量的分布式光伏分散在不同的节点上，实际上难以聚合进入虚拟电厂。另一方面，盈利模式尚未跑通，在没有配储的情况下，单纯分布式光伏聚合并没有改变其可参与的交易品种，在日前市场交易风险较大、中长期与现货价格收敛的背景下，聚合分布式光伏的发电类虚拟电厂盈利空间有限。”有虚拟电厂运营商坦言，“虚拟电厂的建设需要投入软硬件改造的成本，但按照目前的规则基本很难盈利。”

“农户白天几乎不用电，装储能还要多花几万块，回本周期需要再延长2-3年，大部分的农户不接受、算不清，也不愿意承担风险，”张晓斌指出，“‘户用自发自用+储能’的模式，现阶段基本可以忽略不计，136号文之后山东的户用市场正陷入阶段性真空。”

加上计量、调度、结算仍在完善，以及点位太散、数据难采、调控权不清、结算不清晰等问题，在山东市场，虚拟电厂或许是未来，但仍不是今年的“解药”。

行业的现实选择与理性实践

尽管问题重重，但从业者仍希望在政策的框架下，寻找到商业化的路径与方向。短期来看，立足消纳、推广光储一体化是山东分布式光伏的核心发展主线。户用市场难以恢复以往高速增长态势，工商业市场保持平稳发展，行业整体由规模快速扩张转向结构优化升级。自发自用为主、余电上网为辅的模式进一步巩固，“光伏 + 储能”一体化成为主流技术路线，纯余电上网模式持续萎缩。

但上述转型有赖于政策层面的配套完善，一是健全用户侧储能、表后光储一体化项目的备案、并网、计量等标准规范；二是优化虚拟电厂聚合门槛、交易方式与结算规则，提升市场化运营可操作性；三是在配网承载能力评估基础上，有序放开高消纳型项目的接入空间。

中长期来看，分布式光伏市场走向全面市场化、可调节化、聚合化成为必然趋势，一方面，机制电价逐步淡出，分布式光伏与电力市场深度绑定，收益由分时价格、消纳比例、调节能力共同决定。与此同时，储能从可选项变为标配，成为参与市场、获得容量或辅助服务收益的必备条件。

另一方面，虚拟电厂逐步规模化发展。随着门槛降低、技术成熟、辅助服务市场完善，虚拟电厂将成为分布式光伏入市的主通道，实现分散资源的规范化、市场化运营。传统光伏开发企业将逐步由工程承包商向综合能源服务商转型，提供光伏、储能、售电、运维、绿证交易等一体化服务。

另一个值得探讨的话题是，从3月以来山东电力市场现货价格出现回升，“从去年同期的0.241元/度上涨到今年的0.332元/度，预计今年7~8月‘迎峰度夏’期间，受天气以及电气化水平提高等影响，价格可能会进一步上涨”，中国光伏行业协会电力市场特邀顾问卢嘉斌认为，电价上涨或将修复光伏电站的电价收益。

但卢嘉斌强调，电力价格往往呈周期性波动，中短期内午间光伏集中出力时段电力现货价格仍将处于低位，但是光伏作为长生命周期的发电资产，其价值应该以更完整周期来评估。基于此，行业不能将转型寄望于短期内的电价上涨，而应立足消纳与调节能力来构建核心竞争力。在经历过光伏装机大规模爆发这一周期后，尽管未来区域性或阶段性电力供需收紧可能改善光伏的整体收益水平，但不会改变分布式光伏优先就地消纳的长期方向。

过去十年，山东分布式光伏依托固定上网电价、户用租赁、整县推进等模式实现高速增长，形成了开发主体多、应用场景广、资产规模大的产业生态。进入“十五五”，山东省分布式光伏市场正处于规模领先与模式重塑叠加的关键时期。

绿色和平气候与能源项目主任顾鑫涔表示，山东当前面临的挑战意味着行业正在进入更复杂、更精细、更依赖系统协同的新阶段。山东省2026年新能源高水平消纳行动方案提出，深入推进农村能源革命，结合“整县分布式光伏开发”等模式降低农村综合用能成本，助力乡村振兴。这意味着，在市场化改革方向下，仍需要为户用分布式光伏探索更加可持续的发展路径，使其在农村能源转型与减负增效中发挥重要作用。

站在行业中立视角，山东分布式光伏的未来，不再取决于装得多快，而取决于消纳是否充分、收益是否稳定、对电网系统是否友好、商业模式是否可持续。对于市场主体而言，主动适应市场化规则、聚焦就近消纳场景、深化光储协同应用、提升全生命周期运营能力，是应对行业转型、实现长期稳健发展的关键。对于政策制定而言，保持规则连续性与稳定性、完善技术标准与衔接机制、为行业提供合理的调整过渡期，将更有利于引导分布式光伏行业规范健康、行稳致远。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

江苏篇

市场化改革对江苏分布式光伏影响几何

中国能源观察 **刘光林**

随着新能源全面市场化时代来临，曾经高速扩张的分布式光伏行业，正迎来一轮深刻的结构性调整。

2025年，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革　促进新能源高质量发展的通知》（以下简称“136号文”），正式终结了新能源电站“保量保价”的固定电价时代，标志着行业全面迈入市场化定价新阶段。

这场行业底层逻辑的变革，直接引发项目收益率缩水、电网消纳压力加剧、金融投资意愿降温等连锁反应。从各地新增装机数据大幅回落，到央国企、第三方开发商集体观望、主动收缩业务，种种迹象表明，分布式光伏已然告别盲目扩张规模的“狂飙时代”，进入挤泡沫、精核算、优质量的转型阵痛期。

但短期市场降温并非行业终局，而是迈向高质量发展的必经蜕变。面对电价无固定锚点、自发自用收益承压的行业困境，业内企业正主动转型，通过升级交易能力、优化运营模式、布局光储融合、参与虚拟电厂聚合交易等新路径突破发展瓶颈。

这场政策驱动的行业洗牌，正在重塑分布式光伏的商业逻辑，推动行业回归“就地消纳”的核心初心，在优胜劣汰的市场出清中，积蓄长期稳健发展的新动能。让我们走进用电大省江苏，去深度探寻行业转型的现状、困境与机遇。

行业热度骤降，新增装机大幅下滑

在江苏省可再生能源行业协会，TCL光伏科技商用业务中心开发一区总经理江波向记者坦言，其企业主营分布式光伏投资及项目持有运营，如今行业经营环境已发生根本性改变。

“以往光伏执行固定上网电价，收益清晰可预判。136号文落地后，上网部分电价完全市场化、无固定锚点，项目前期可研、收益核算都失去了统一标准，投资难以精准预判。”

据他介绍，自2024年下半年起，央国企陆续退出或减少分布式光伏市场投资，行业整体热度快速降温。户用光伏、工商业光伏投资持续收缩，上下游合作方普遍持观望态度，政策带来的收益预期下调，彻底削弱了行业盲目开发的动力。

“纯光伏项目盈利空间收窄后，市场曾集体转向光储一体化赛道，2025年大半年的政策空窗期内，工商业储能项目迎来一波集中推进。”江苏省可再生能源行业协会专家表示，随着国家分时电价调整政策出台，储能投资收益同样变得模糊，大批储能项目随之搁置，光伏、储能赛道双双陷入观望。

收益承压的压力沿产业链层层传导，下游第三方EPC企业已陷入激烈价格战。“2024年我们给到EPC企业的单位造价约3元，2025年已下降数毛钱，行业只能通过压缩非技术成本勉强维继。”协会专家透露，当前除光伏板、铜缆等大宗商品价格刚性上涨外，产业链其余环节价格全面下行，全行业进入承压调整状态。

他回顾行业发展轨迹表示，自“双碳”目标提出后，分布式光伏市场迎来爆发式增长，主要电力央企、民间资本乃至非能源企业纷纷扎堆入局，行业一度陷入非理性扩张。直至136号文落地，市场热度瞬间降温，行业发展出现断崖式回落。

江苏装机数据直观印证了行业降温态势。2026年一季度，江苏新增分布式光伏装机228.1万千瓦，同比大幅下降30%。反观此前两年，行业始终处于高速增长态势，2024年江苏新增分布式光伏装机1797万千瓦，同比增幅接近47%，2025年新增装机再达1832万千瓦。此番装机大幅下滑，既有政策变革的核心影响，也有前期市场抢装透支项目资源的因素。

资本市场的态度同样趋于谨慎。某金融租赁公司的李杰深耕新能源金融领域多年，对行业投资逻辑的转变感触颇深：“此前光伏项目投资回报较为稳定，上网电量有火电脱硫基准电价托底保障，金融机构融资门槛相对宽松，2024年低压项目融资额度可做到2.5—2.6元/瓦。136号文落地后，金融机构风控标准相对收紧，融资额度紧扣项目建设成本，低压项目融资额度也普遍严控在1.8—1.9元/瓦，高压项目不超过2.2元/瓦，高标准低回报的项目模式成为常态。”李杰补充道，此前金融机构重点布局的自发自用分布式光伏项目，融资政策区域分化明显，新政打破了行业固定收益逻辑，江苏省内市场因政策过度平稳和电力消纳稳定，受新政影响较小，而有些省外市场金融机构相对谨慎展业。

整体收益尚可兜底，自发自用赛道陷入新难题

尽管市场普遍叫苦不迭，但记者调研发现，行业困境并非全面亏损，核心痛点集中于“收益收缩、测算失准”。136号文下新增项目通过市场化竞价定价，虽收益较此前缩水，但整体仍可实现盈利，并未出现行业性亏损，利润空间主要被压缩至工程服务与投资端。

“市场化竞价机制下，企业参与报价必然基于合理收益测算，合规运营的项目基本不会出现亏损，只是行业暴利时代彻底终结。”一位业内人士分析道。

江苏梓涅新能源有限公司创始人吴大清对此深有体会，他透露，此前央企分布式光伏项目收益率稳定在7%以上，136号文落地后，伴随着建设成本降低和电价回落的双重因素，行业基准收益率回落至6.5%左右，收益虽有所下降，但仍能实现正向回报。

在业内看来，真正压垮分布式光伏项目的并非136号文，而是江苏落地的分时电价新政。

协会专家解释，存量光伏项目呈现明显分化：2024年6月1日前投产的全额上网项目，电价基本保持稳定，收益不受明显影响；而占据市场主流的自发自用、余电上网项目，盈利模式遭遇重大冲击。

据了解，2024年6月前，江苏工业用户日间平均用电价格约0.85元/千瓦时。新版分时电价政策新增午间谷段后，工业日间用电价格大幅回落，2025年3、4月份日间谷段电价最低仅0.4—0.5元/千瓦时。此前光伏企业与工业用户签订的售电合同电价多在0.8元/千瓦时以上，而当前市场化电价大幅下调，企业即便不打折也面临亏损，原有合作模式彻底失效，老项目业主违约、合作终止的情况频发。

新项目拓展同样举步维艰。随着光伏整体造价持续下行，工业用户自主投建光伏项目的成本大幅降低，无需依托第三方企业的技术与资源优势。“我们无法给出用户预期的电价折扣，用户索性选择自主投建，第三方开发企业的生存空间被持续挤压。”协会专家坦言。

行业普遍承压之下，也有企业找准新赛道实现逆势突破。中鑫新能源有限公司便主动放弃项目参与机制电价的机会，专攻绿电交易，成为江苏为数不多落地该模式的企业。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

“当初我们决定不参与机制竞价，相关部门还提醒我们审慎考量，但我们坚定选择布局绿电交易。”中鑫新能源有限公司董事长、总经理蔡剑俊介绍，公司旗下扬州50兆瓦风电项目选择绿电交易模式后，收益表现比行业预期的要更好。

作为外向型经济大省，江苏工业企业绿电稳中有增，绿电市场供需偏紧，电价优势相对显著。江苏省可再生能源行业协会新能源专委会副主任、江苏省工程咨询中心新能源处经理孙文健介绍，2026年江苏省内电力市场年度交易中，常规电能量交易价格为0.344元/千瓦时，绿电交易价格达0.405元/千瓦时，每千瓦时电存在约6分价差，较大的溢价空间让绿电交易成为行业优质破局路径。

国际环保机构绿色和平气候与能源项目主任顾鑫涔表示，136号文后，江苏0.36元/千瓦时的机制电价为新增项目提供了基础收益预期，对稳定投资仍具重要作用。但机制电价并非实现项目收益的唯一路径。对于具备交易和风险管理能力的企业，可以根据市场供需情况，积极探索绿电交易，通过市场化方式发现绿电价值，推动分布式光伏形成差异化的投资和运营逻辑。

短期阵痛洗牌，筑牢行业长期高质量发展根基

历经一轮市场深度调研，记者发现，多数从业者均能理性看待136号文带来的影响，普遍认为政策是“短期利空、长期利好”，是行业去泡沫、提质效的关键抓手。

“2025年之前，光伏行业野蛮扩张、盲目扎堆，存在部分非理性投资。136号文的出台，及时遏制了行业乱象，倒逼行业回归理性。”李杰表示，新政大幅抬高了行业准入门槛，对企业投资研判、项目运营、市场交易的专业能力提出更高要求，“我们认为未来做得好的投资人一定是左手具备投资能力，右手具有交易能力，要两者兼备。”

孙文健同样认为，当前的阵痛期是行业转型的必经过程：“过去行业门槛低、跟风投资者多，大量缺乏技术、运营实力的企业挤占市场资源。经过本轮洗牌，弱势企业逐步出清，优质企业留存发展，这正是高质量发展的核心逻辑。”

“在我们公司的理解中，国家政策从未限制行业发展，而是持续引导行业健康有序成长，136号文就是基于这个核心目的而出台的。”蔡剑俊表示。

苏州一格局数字科技有限公司CEO林阳也持乐观态度：“新政只是适度拉高行业门槛，淘汰粗放式发展模式，对行业长期发展、优质企业成长都是利好。”

如今，分布式光伏尤其是工商业光伏的投资逻辑已彻底重构，“消纳优先”取代“规模优先”，成为行业核心准则。

“我们现在对工商业光伏项目有明确要求，对于未限定消纳比例要求的地区，理论自发自用率需达到50%，实操中我们建议把控至70%以上，降低上网部分比例。上网比例越高，投资方给出的投资价格越难实现盈利。”江波告诉记者。

中鑫新能源的项目筛选逻辑更为极致，他们在选择项目时的重要标准之一就是高消纳率，而不是装机容量越多越好。“企业用得多，我们就多装一点，企业用得少，我们就少装一些。”关于项目选择，蔡剑俊表现得异常理性，“用电量多少不是问题，问题在于其用电的稳定性和可持续性。”

光宇兆能新能源集团技术部经理许文彪也表示，分布式光伏的核心设计初衷就是就地就近消纳，此前部分企业借分布式名义做全额上网项目，本质上是政策套利的“擦边球”行为，新政彻底纠正了行业跑偏的发展模式。

除适配市场化竞价机制、严控项目消纳率外，聚合交易、绿电销售、虚拟电厂搭建，成为行业突围的重要抓手。

“即便手握数百兆瓦装机规模，若没有聚合交易能力，电价始终被动浮动，甚至会遭遇零电价、负电价风险，项目收益毫无保障。”许文彪说道。

电价的不确定性，是当前行业最大的经营痛点。江波表示：“如今每日电价无固定参考，投资收益无法稳定预判，我们布局虚拟电厂，核心目的就是掌握电价定价主动权，锁定稳定收益。”

吴大清则看好聚合交易的盈利潜力：“在江苏，常规市场化交易电价仅0.2—0.25元/千瓦时，而通过聚合模式参与绿电交易，可稳定锁定0.3元/千瓦时以上电价，优质时段交易电价可达0.35元/千瓦时，超额收益还可多方共享，大幅提升项目盈利能力。”

纵观中国光伏行业发展历程，历次政策调整与市场洗牌，皆是行业迭代升级的契机。从2012年海外“双反”倒逼产业自主突破，到2018年“5·31”新政挤出行业泡沫，每一次阵痛都推动光伏产业愈发成熟、稳健。

此番136号文驱动的市场化改革，同样是分布式光伏转型升级的分水岭。随着行业彻底褪去规模扩张的狂热，回归理性核算、精细运营、价值增长的本质，分布式光伏终将告别粗放发展时代，迈入高质量、可持续的全新发展阶段。

新能源市场化改革冲击波

分布式光伏告别“躺赚”时代

中国经营报 **张英英 吴可仲**

新能源电力市场化改革的影响仍在持续显现。

自《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(业内称“136号文”)实施以来，过去依赖“保量保价”政策兜底的“躺赚”时代宣告结束，国内分布式光伏市场迎来了阵痛调整期。

近期，《中国经营报》记者在江苏调研发现，作为全国分布式光伏装机大省，当地市场受电价波动、工商业分时电价政策调整及限电等多重因素影响，投资热情遇冷，新增装机明显回落。

但相较于其他省份，江苏凭借雄厚的工业基底、庞大的用电负荷以及旺盛的企业绿电刚需，依旧是分布式光伏投资的核心区域。136号文抬高了行业准入门槛，倒逼市场主体转型升级。当前一众市场参与主体正加速培育电力交易能力，同步布局虚拟电厂及聚合交易、风电、储能、节能技改等多元业务，以对冲盈利的不确定性风险。

“躺赚”时代结束

136号文落地，宣告分布式光伏投资长期依赖的固定收益模型失效。尽管政策提及的机制电价为投资者提供了一定收益“托底”，但不同项目仍存在竞价、执行期限和比例要求的差异，且上网电价面临市场化波动风险，收益测算变得难以精准把控。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

天合光能（688599.SH）旗下分布式数智综合能源旗舰——天合富家战略发展部负责人沈超向记者坦言："最大的挑战是投资方的收益模型无法确定。一个是机制电价，一个是未来的现货电价，没人能精准预测。"这一不确定性直接冲击了市场各参与方的信心。

一家分布式光伏投资企业开发负责人向记者透露，受政策冲击，进入2025年下半年该公司的新增项目明显减少。其中，户用光伏项目基本采用全额上网模式，100%依赖上网电价收益，策略是通过机制电价尽量保全收益，同时搭建虚拟电厂平台增加交易溢价；工商业项目大多采用自发自用、余电上网模式，对上网部分收益依赖性小，但优质稀缺项目资源减少，叠加收益不确定性上升，项目收益率可能降低。

江苏省可再生能源行业协会相关专业人士分析指出，部分机构已经不投分布式项目，政策对其心态形成明显冲击。尽管资方仍在探索市场，但整体投资决策愈发谨慎，特别是叠加去年较大的限电影响，机构收购项目的热情显著降温。

据江苏省可再生能源行业协会新能源专委会副主任吴杰介绍，行业盈利承压，竞争加剧，EPC公司也在打价格战。"除光伏组件和铜缆外，其他配套环节基本都在降价。此前，行业EPC报价可达每瓦3元甚至更高，目前单位报价已经下调。与此同时，受电网接入规范约束，去年分布式光伏普遍需要加装调度监测设备，抬高初始投资成本，进一步挤压EPC 环节利润空间。"

行业降温的态势在数据端得到直观印证。作为国内光伏装机大省，2026年一季度江苏新增光伏发电装机489.7万千瓦（其中新增分布式光伏装机量228.1万千瓦），规模位居全国第二，但增速已大幅回落。对比2025年同期，江苏省光伏新增装机整体下滑26.54%，其中分布式光伏新增装机下滑51.33%。

值得一提的是，江苏分布式光伏还遭遇了工商业分时电价政策调整的二次冲击，使得部分存量项目面临合同违约风险。

吴杰表示："分布式光伏工商业项目基本采用合同能源管理（EMC）模式，投资方与用电业主约定以低于电网电价的折扣电价结算电费。2025年6月1日起，江苏调整工商业用电分时时段，光伏发电午间出力高峰时段被划定为电价低谷区间，电力用户午间购电成本大幅下降，不同季节低至0.4—0.6元/千瓦时。在此基础上再执行EMC协议折扣电价，不少投资方存量老项目收益直接倒挂。"光宇兆能技术部经理许文彪表示："这是一个很致命的问题，造成已经运行的大量存量项目出现违约。"

不过，受访多数行业人士认为，本轮政策虽然带来阵痛，但也倒逼行业回归投资理性，抬高了竞争门槛。江苏省可再生能源行业协会新能源专委会副主任、江苏省工程咨询中心能源处经理孙文健指出，电力市场化改革不可逆转，同时新能源装机规模将持续扩容，行业竞争日趋白热化，这对市场参与主体的竞争能力提出更高要求，市场将历经一个淘汰洗牌的过程。

某金融租赁公司相关负责人李杰向记者感慨："政策落地之后，对投资方的专业素养提出了更高要求，十分考验企业筛选优质用电客户、把控经营风险的能力。与此同时，电站精细化运营管理成为必备功课，过去依靠装机坐等收电费的日子已经一去不复返了。"

"左手投资能力，右手交易能力"

面对电价波动常态化，分布式光伏行业正逐渐形成两个突围方向：一是坚守高消纳准则，依托优质用电负荷锁定基础电费收益；二是通过虚拟电厂进行聚合交易，提升项目整体收益以对冲市场风险。

许文彪表示，136号文落地后，工商业分布式光伏余电若不通过聚合交易运作，则要被动跟随电力现货电价结算，未来甚至面临零电价、负电价的风险。一旦忽视就地消纳能力，收益模型便更加不确定。因此，高消纳正成为未来投资的评判标准。

中方财团党委副书记、副总裁，中鑫新能源董事长、总经理蔡剑俊指出："136号文背后传达的核心导向之一，就是让分布式光伏投资重新聚焦消纳本质。"

高消纳依赖优质、稳定的工业用电负荷。作为制造业大省，江苏工业企业集聚、用电负荷持续稳定，出口型企业扎堆布局，绿电刚性需求旺盛，为分布式光伏就地消纳提供了绝佳场景，也为电费收益提供了基础保障。

江苏梓涅新能源有限公司主要布局江苏工商业光伏业务，该公司董事长吴大清表示："我们现阶段做项目的核心考量只有一点，那就是电费顺利回收。"

在当前经济环境下，用电企业的持续经营情况尤其被开发投资商看重。一位投资企业人士表示，工商业光伏项目实际负荷消纳达到50%以上，才具备投资可行性。"我们优先遴选经营质地优良的用电主体，诸如新兴产业、财务状况稳健的企业，以及央国企、民营五百强；并通过开展尽职调查，甄别客户经营风险，确保电费足额回收。"

在稳固基础电费收益的基础上，虚拟电厂成为行业增厚收益、对冲电价波动的重要抓手。针对分散、小规模的分布式光伏项目，江苏探索出适用的聚合发展模式：聚合方通过申报虚拟电厂资质，将零散光伏项目打包整合，实现发电量统一预测、统一调度、统一报价交易。

李杰认为，未来的每一分收益，都将依托专业化的交易运营能力实现。投资人若不具备自主交易能力，可委托专业第三方开展运作，否则只能被动接受波动的现货电价。在李杰看来，优秀投资人一定是左手具备投资能力，右手具备交易能力。

吴大清介绍，其公司目前已聚合五六十个电站、总规模150MW的分布式光伏资产，核心收益来自绿电交易。目前现货电价0.25元/千瓦时左右已属相对较高水平，而通过聚合交易，公司可将交易电价稳定提升至0.3—0.35元/千瓦时，每度电增加至少0.05元的收益。

林洋能源（601222.SH）旗下林洋智维交易事业部部长王康表示，江苏出口企业集聚带来旺盛绿电需求，区域绿电市场供不应求，绿电交易价格可达0.36—0.41元/千瓦时，显著高于全国多数省份。去年江苏省内存量分布式项目的机制电价为0.391元/千瓦时，增量项目为0.36元/千瓦时，预计整体呈下行趋势，依靠专业化聚合交易则收益可观。

尽管聚合交易模式已成功跑通，但当前仍存在交易体量偏小的问题。王康解释称："分布式光伏项目规模本身很小，受政策规则限制，90%电量纳入机制电价结算，仅剩余10%电量可参与市场化交易。若是分布式自发自用、余电上网模式，则仅有余电量的10%参与交易，因此聚合交易的规模有限。"

针对分布式光伏聚合交易现状，绿色和平气候与能源项目主任顾鑫涔建议，未来需要进一步明确分布式光伏聚合交易细则，尤其是针对户用和小微型工商业项目，在计量结算、聚合关系和电网协同等方面形成统一规则。另外，随着分布式光伏进一步入市，虚拟电厂的价值不应仅停留在余电聚合交易，而应进一步拓展到与可调节负荷的综合聚合与优化调度，参与需求响应、辅助服务和现货市场。

寻求增量空间

尽管136号文短期抑制了行业增长，但在绿电消费政策引导、企业绿电需求升级的驱动下，分布式光伏依旧增长可期。行业正通过多元化业务拓展、新型场景开发、全球化服务布局，打开全新增长空间。

蔡剑俊指出，从底层逻辑上来说，国内发展新能源、实现"双碳"目标的使命及工业企业的绿电需求，将共同支撑分布式光伏持续发展。目前，国内制造业内卷严重，企业出海参与国际竞争面临绿电溯源问题，绿电消费已经从可选需求转变为刚性需求。

在孙文健看来，分布式光伏仍是江苏"十五五"时期的发展重点。

孙文健预测，"十五五"时期，江苏省新能源的主要增量来自分布式光伏。目前全省分布式光伏装机规模超6500万千瓦，预计"十五五"末将达到亿千瓦级别。

从区域市场来看，江苏分布式光伏市场仍被持续看好。沈超分析，光伏增量与区域经济体量、工业负荷高度绑定，江苏、浙江、广东、安徽等省份依旧是行业争抢的掘金地；西南川渝地区光照条件一般，但前期开发程度低、系统成本与渠道费用低，成为新兴增量市场；而山东市场前期开发饱和、河南受限电问题制约，后续增长空间相对有限。

为摆脱单一光伏业务的盈利波动风险，不少企业还纷纷加强多元化布局。吴大清介绍，公司在深耕华东分布式光伏的基础上，还在重点布局集中式光伏、风电、储能业务。

苏州一格局数字科技有限公司CEO林阳认为，136号文只是提升了行业准入门槛，精细化运营的企业仍可以脱颖而出，通过虚拟电厂及聚合交易获得增值收益。他还认为，虚拟电厂的第一性原理是节能技改，可在用户侧拓展节能技改业务。光伏、储能赛道"内卷"加剧，目前节能技改这类增值服务竞争压力相对小、投资资金不大，是一个较好的业务方向。

蔡剑俊表示："我们的业务以新能源为主，分布式光伏是基础，正在打造综合智慧能碳服务商，不再只是单纯做分布式光伏投资或电力交易，出发点是做全球服务。"目前中鑫新能源已形成分布式光伏、售电、虚拟电厂、储能、节能改造、碳资产管理等业务体系，同时依托资源优势正积极探索出海布局。

场景创新成为分布式光伏增量突破的关键。沈超认为："未来分布式发展可能转向综合能源服务、源网荷储协同、AI数字化运营，不再是简单'扫屋顶'式粗放开发投资模式，需要依托多元场景开发、数字化技术赋能。虚拟电厂、绿电直连、低碳城市等将成为未来发展方向。"

"江苏分布式光伏下一阶段增长，需要围绕新增用电需求和高消纳场景寻找增量空间。"顾鑫涔表示，随着优质工商业屋顶资源逐步被开发，未来更应关注公共建筑、园区融合、车网互动和算力中心等新型负荷场景，通过"光伏+负荷+调节能力"的组合，提高本地消纳比例，释放新的增量潜力。G

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

深度

屋顶光伏度苦夏

界面新闻 **蒋习 张慧**

“新增项目较去年明显减少，全额上网的分布式项目基本难以看到。”

6月中旬的江苏已进入夏季，迎来分布式光伏发电最好的季节。但对于TCL光伏科技商用业务中心开发一区总经理江波而言，感受到的不是阳光灼热，而是行业的寒气。

“从去年年中开始，国央企已基本先后退出分布式光伏市场。”在日前绿色和平组织的江苏省分布式光伏发展专项调研会上，江波对界面新闻等媒体表示。

成立于2021年的TCL光伏科技，隶属于TCL实业，目前仍活跃于分布式光伏市场。但江波已经察觉到，分布式光伏行业正在经历一场深刻洗牌，基本告别高速增量时代。

与江波有同样感受的，还有江苏梓涅新能源有限公司(下称梓涅新能源)董事长吴大清。

这位在光伏行业从业多年的老兵，已在去年意识到行业的严峻形势。其当年即出手让公司“调转船头”——收缩分布式光伏业务，将业务延伸至风电储能和售电、虚拟电厂等电力交易相关领域。

“目前公司分布式光伏项目占比已从80%-90%，降至20%-30%。”吴大清称。

这一切的变化，皆因光伏已从“政策呵护下的优等生”，变成“自负盈亏的市场参与者”。

风暴来袭

从梓涅新能源的办公室向外望去，南京南站屋顶的光伏板清晰可见。

作为华东地区最大的交通枢纽之一，南京南站终日人来人往。站房之上的一块块光伏板正安静地吸收阳光，是中国能源转型直观的注脚。

2025年，全国光伏发电量1.17万亿千瓦时，同比增长40%；风光累计装机占比接近一半，历史性超过火电。

江苏是这场变革的主角之一。2025年全年新增光伏装机28 GW，位列全国第二，其中新增分布式光伏18 GW，高居全国首位。

分布式光伏通常是指利用分散式资源，装机规模较小的、布置在用户附近的发电系统，主要包括工商

业和户用两类，有“屋顶光伏”之称。与之相对的是集中式光伏。

2021年，分布式光伏新增装机首次超过集中式，正式成为国内光伏行业“主力军”。

然而，光伏行业运行的基本逻辑正在被重新书写，这对分布式光伏冲击尤重。

过去，分布式光伏电站可以采用“全额上网”模式，将所发电量按照燃煤基准价全部出售给电网，收益清晰可算、风险较低。

2025年1月，国家能源局印发的《分布式光伏发电开发建设管理办法》明确，一般工商业项目仅能选择“全部自发自用”或“自发自用、余电上网”两种模式，而禁止“全额上网”。

这意味着，原有模式不再适用，分布式光伏项目收益将更依赖于用户自身消纳电量的能力。若用户的用电稳定性不高、负荷曲线与光伏出力不匹配，项目收益直接大打折扣。

同年2月，国家发改委与国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（下称136号文），明确提出新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价由市场交易形成。

自此，光伏行业靠固定电价和行政保障的日子终结，告别“保量保价”时代。

光伏电站在午间集中出力，此时用电需求却往往处于低谷，供需错配之下，电力现货市场电价随之走低。同时，越来越多的省份开始调整峰谷时间段，增加了中午谷电时间，进一步压低电价，导致分布式光伏投资方的收益空间不断压缩。

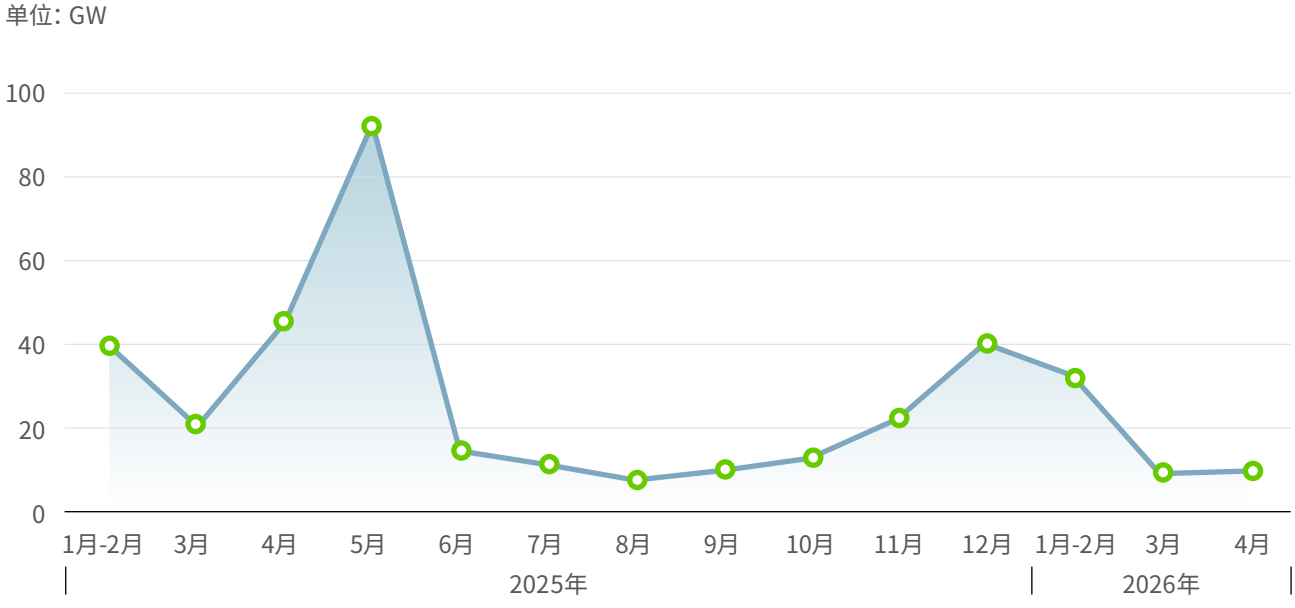
“目前上网电价波动加剧，财务模型无法准确测算，余电部分的收益存在诸多不确定性。”江波说。

回看去年，光伏曾出现一轮“抢装潮”。当年1-5月，国内新增光伏装机197.85GW，同比增长150%；其中5月单月新增92.92 GW，同比增长388%。

进入下半年，市场热度急剧降温，全国新增光伏装机环比暴跌超过五成。其中，分布式光伏新增装机仅40.19 GW，环比跌幅达到64.4%。

2026年，低迷态势仍在延续。今年1-4月，累计新增装机仅为50.91 GW，同比降幅达51.48%，市场寒意可见一斑。

各月光伏新增装机数据



制图：Harry，原报道中图片由界面新闻蒋习制作。
数据来源：国家能源局

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

连锁反应

收益难以预期，多个光伏项目已宣告终止。

2025年7月，国家能源集团发布三个光伏EPC招标终止公告，涉及规模352MW。其中，江苏南通10万千瓦户用分布式光伏项目终止原因明确指出：受新能源项目全面入市影响，该项目无法满足龙源集团收益要求。

同年10月，豫能控股(001896.SZ)发布公告，决定终止17个分布式光伏项目建设，合计装机规模约313.19MW。公告称，受市场环境及经营条件变化影响，上述项目已无法满足公司投资收益要求。

吴大清透露，此前央企分布式光伏项目收益率稳定在7%以上，136号文落地后，行业基准收益率回落至6.5%左右。

受影响的不只是增量项目，还有存量项目的收益。

江苏省可再生能源行业协会新能源专委会副主任吴杰提供了一组对比数据：2025年6月之前，江苏工业用户白天的平均用电电价在每度0.8-0.9元之间。

自去年6月1日起，江苏省增设了午间谷时段，旨在促进工商业用电与新能源发电的互动适配，降低工商业用户用电成本。

此后，江苏部分季节的白天电价降至每度0.6元左右；今年3-4月份，由于中午出现长达4个小时的深谷时段，白天电价可能低至每度0.4-0.5元。

合同能源管理(EMC)一直是工商业分布式光伏的核心模式。该模式下，项目投资方提供从融资、设备采购到运维的全流程服务，企业免费提供屋顶并享受折扣电价。企业只需关注电价折扣和发电稳定性，项目投资方则从中回收投资、获取合理利润。

吴杰表示，过去与终端用户签订EMC折扣合同时，通常以0.8元/度为基准再乘以折扣。若现在以0.6元甚至0.4元的电价水平来折算，老项目的收益账已经无法算清。

江苏省可再生能源行业协会金融专委会主任朱兴华也指出，下游消纳方普遍要求电站报价低于脱硫电价，已投运项目也被要求重新协商电价，这已成为行业大趋势。

新项目洽谈中，电价下降压缩了投资方的折扣空间，如从六折收窄至八折，但用户仍期望原有低折扣，双方预期错位，签约陷入僵局。

352MW

国家能源集团终止光伏EPC招标规模

313.19MW

豫能控股终止项目总装机规模

0.4元/度

江苏部分时段白天最低电价

与此同时，金融机构的态度也趋于保守。

“部分金融机构已选择逐步退出分布式光伏项目。”朱兴华告诉界面新闻等媒体，这是因为电价完全市场化，测算失去锚点，加之部分消纳方经营困难导致自用电减少，投资人风险显著上升。

仍在场内的金融机构，也在大幅收紧融资条件。据朱兴华介绍，“136号文”发布前，金融机构融资贷款额度可达每瓦2.5-2.6元；政策落地后，低压项目融资额度普遍降至每瓦1.6-1.8元，高压项目也控制在2.2元以内，极少突破2.5元。

在此背景下，EMC模式在降温，业主自投的意愿却在增强，对分布式项目开发商而言又新增一重挑战。

据江波介绍，从浙江蔓延至江苏，越来越多的业主愿意自投光伏分布式项目，主因是建设成本持续下降，业主算账后认为收益可行。

转机与出路

“过去靠EMC合同锁定电价的模式已经行不通。”天合光能旗下分布式业务主体天合富家战略负责人沈超表示，未来项目投资者必须要有源网荷储闭环的能力，单纯做开发远远不够。

江苏某金租公司能源事业部李杰亦认为，未来优秀的光伏电站投资者须兼具开发投资与电力交易能力。

界面新闻在此次调研中发现，多家光伏分布式企业已开始向电力交易领域延伸。

TCL光伏科技已办理售电及虚拟电厂资质，计划聚合工商业分布式项目参与交易；梓涅新能源今年3月从分布式光伏拓展至售电、虚拟电厂等领域。

苏州中鑫新能源有限公司(下称中鑫新能源)是地方能源公司的典型代表。该公司是江苏省内为数不多主动放弃将项目纳入机制电价结算、转而专攻绿电交易的企业。

绿电交易是“证电合一”的市场化交易，以绿色电力及其环境价值(绿证)为标的，满足买卖双方的绿电消费需求。

中鑫新能源董事长、总经理蔡剑俊向界面新闻等媒体透露，旗下扬州50MW风电项目选择绿电交易模式后，收益表现优于行业预期。

“在江苏绿电供不应求的背景下，绿电交易这部分的收益是有保障的。”江苏林洋智维技术有限公司(下称林洋智维)某经理告诉界面新闻等媒体。

136号文推动新能源入市，同时设立“多退少补”的差价结算机制作为过渡缓冲。但纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

林洋智维在实际运营中发现，136号文出台后，90%的电量被纳入机制电价，余电上网部分在江苏仅能卖到约0.22-0.24元/度，略高于保底价0.2元/度。

而若由聚合商以绿电交易形式打包出售，市价可达0.36-0.385元/度。

林洋智维采用的运作模式，是与分布式项目业主签订兜底收购协议，以约定价格收购余电，再以更高价格在市场上卖出，差价即为收益来源。

但收益伴随着风险。一方面市场价格波动可能导致兜底价倒挂，从而出现亏损。另一方面发电量预测偏差则需临时买卖电量平抑，产生额外成本。

因此，分布式光伏开发商的转型之路并非坦途。

实际上，自发自用后，分布式光伏项目可交易的余电电量极为有限。例如，梓涅新能源一个100兆瓦项目每月可参与绿电交易的电量仅约10万度，收益贡献微乎其微。

分布式项目聚合而来的绿证，在市场上认可度也有待提高。林洋智维某经理指出，如百万度绿电，通过虚拟电厂聚合而来的绿证可能来自十几家甚至上百家电站，用户会觉得管理起来十分繁琐。

此外，虚拟电厂的长期盈利模式，也尚不明朗。

吴大清表示，最早设计虚拟电厂的人认为其盈利主要来自需求响应调节费用。理想状态下，虚拟电厂将所有储能、充电桩和用户资源集成，即便限电也能通过调节获得补偿。然而，中国电网结构过于复杂，这一功能目前尚未真正落地。

尽管阵痛仍在持续，但在李杰看来，136号文等政策的出台恰恰是必要的。

“2025年之前市场过热，各类开发商乃至‘小白’都争相涌入，过热迹象明显。政策落地后，有望让市场走得更稳、更远。”李杰表示，“我们内部把136号文定义为‘短期利空，长期利好’。”

江苏省可再生能源行业协会新能源专委会副主任、江苏省工程咨询中心能源处经理孙文健认为，分布式光伏的潜力依然可观。江苏省的“十五五”规划，仍将分布式光伏作为新能源的主要增量。

他指出，作为经济大省，江苏能源消费持续增长。“十五五”期间，若电力需求持续上涨而供应跟不上，本地新能源电价将仍有较强支撑，上行将是相对确定的趋势。

与此同时，绿电消费需求刚性增长，企业考核压力不断下沉，为包括分布式光伏在内的新能源电力提供了持续的市场空间。

据公开数据，以2026年中长期年度交易电价为例，江苏常规电价仅约0.34元/度，而绿电价格达约0.404元/度，6分钱的价差也是当前市场对绿电价值的真实认可。

孙文健推测，当前电价和政策的不确定性只是过渡期。长远来看，随着技术能力和交易能力的提升，行业将迎来价值回归。G

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

新能源入市一年考，光伏投资何处去

光伏电站逐渐变成一项考验运营能力和市场判断能力的投资品。

《财经》杂志 **马铭泽 黄凯茜**

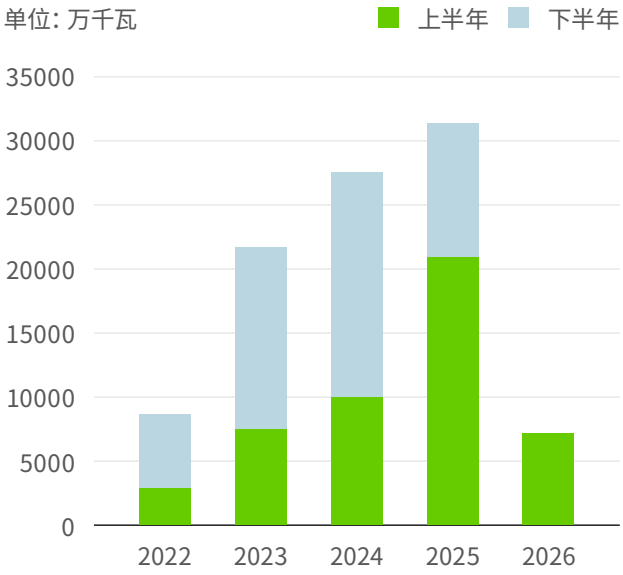
在发电价格全面市场化的冲击之下，光伏发电投资在过去一年踩了刹车。

而在过去五年，中国光伏发电曾经历了前所未有的扩张。2020年至2025年，全国光伏年度新增装机量由4820万千瓦增至3.17亿千瓦，扩大至约6.6倍；累计装机扩大超过4倍至12亿千瓦。电力央企和地方国企向西北和东北的大型集中式光伏电站投入资金；在中东部地区，民营开发商和设备企业则深入工厂、物流园区和农村屋顶，推动工商业及户用分布式光伏扩张。

国家能源局数据显示，2026年上半年，全国新增光伏装机7207万千瓦，同比下降66%。其中，新增集中式电站和分布式光伏分别为2955万千瓦和4222万千瓦，与2025年同期分别下降七成和六成。

2025年6月1日起正式生效、近一年里被业内反复提及的由国家发展改革委、国家能源局发布的《关于深化

图1：中国新增光伏发电装机量（2022年-2026年上半年）



制图：Harry，原报道中图片由颜斌制作。
数据来源：国家能源局

7207 万千瓦

2026年上半年全国新增光伏装机量

新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（业内简称“136号文”）是政策的分水岭，此后所有建成的光伏和风电项目电价，绝大部分由市场竞争决定。而在此之前，投资者只要大致锁定建设成本、发电利用小时和融资利率，便能在开工前测算出较为稳定的内部收益率。建完便能“躺着赚钱”，投资方和业主的收益不需要根据实时电力供需和分时价格“看天吃饭”。

由于市场化竞价，电价收益难保，央国企放缓投资；中小型电站业主放弃增量市场，转向自发自用比例更高的项目，尽可能减少上网电量，同时布局绿电交易、虚拟电厂、零碳园区等新收益模式。在全面市场化的新环境下，光伏电站逐渐变成一项考验运营能力和市场判断能力的投资品。

固定电价退场，光伏收益重新定价

光伏电站的收益机制经历多轮改革，逐步由固定电价转向由供需市场形成价格。

中央财政补贴自2021年起彻底退出新备案的集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目，上网电价原则上按照当地燃煤发电基准价执行，也可自愿参与市场交易。

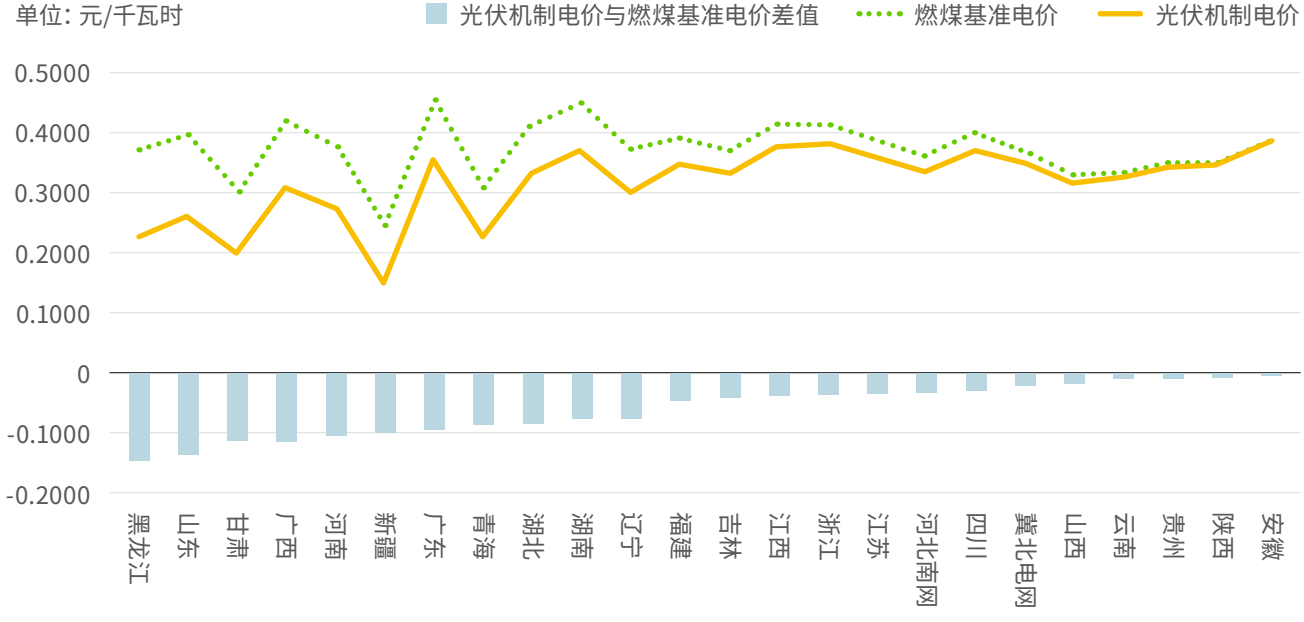
对全额上网项目而言，燃煤基准价提供了相对稳定的收入；对自发自用、余电上网项目而言，收益主要来自替代工商业购电形成的电费节省，以及余电上网收入。光伏电站投资者据此测算发电小时数得出收益，电价通常是相对确定的变量。

2025年2月，“136号文”推动新能源上网电量原则上全面进入电力市场，由市场形成电价，并建立新能源可持续发展价格结算机制。这意味着，过去依赖相对稳定上网电价的光伏电站，开始直面市场价格波动。

对于2025年6月1日前投产的存量项目，机制电价按照原有政策执行，但不高于当地煤电基准价；此后投产的增量项目，则由各省确定机制电量规模，并通过竞价形成具有“托底”性质的机制电价。光伏项目需先按市场价格卖电，市场交易均价低于机制电价时获得差额补偿，高于机制电价时返还差额。

截至2026年7月，中国各省均已完成2025至2026年度机制电价竞价，覆盖2025年6月1日至2026年12月31日期间投产的项目，其中四个省份已完成2027年上半年项目竞价。彭博新能源财经（BNEF）最新估算，2025至2026年度中标光伏装机约1.01亿千瓦，仅占全部光伏项目装机约20%。

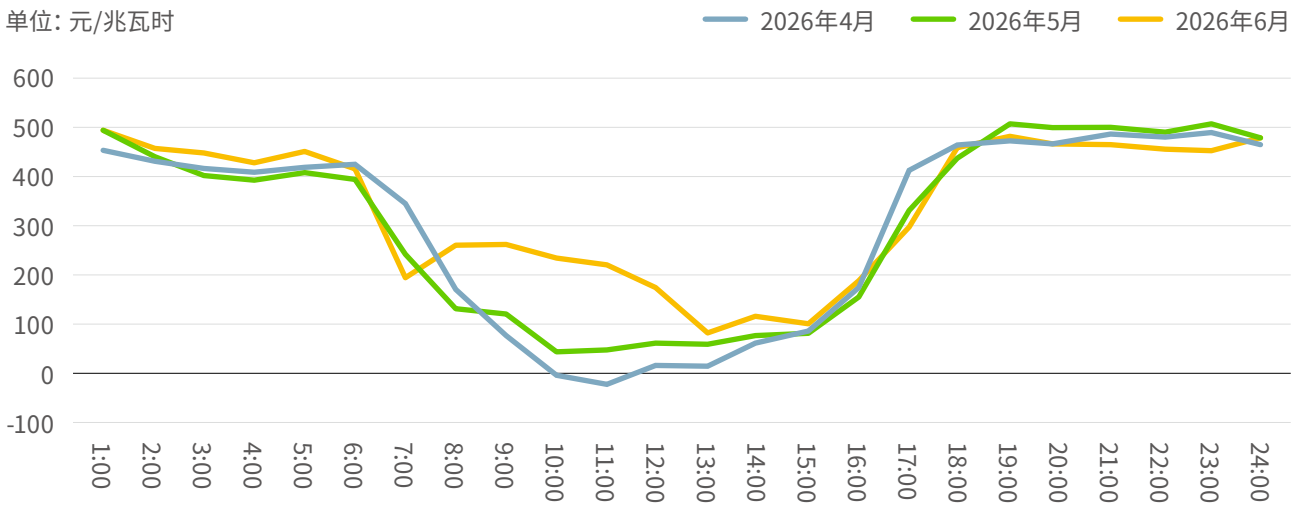
图2：部分地区光伏机制电价竞价结果（2026年）



制图：Harry，原报道中图片由颜斌制作。
数据来源：各地政府公告，风芒能源

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

图3：山东电力现货市场实时平均价格（2026年4月-6月）



制图：Harry，原报道中图片由颜斌制作。

数据来源：国网山东电力公司

未纳入机制电量的光伏项目需要直接承受市场价格的波动。每天从天一亮，光伏开始发电，实时现货价格曲线就开始下探，并且通常在阳光最盛的中午时段，大量的光伏出力压低同一时段的实时价格，尤其在装机集中、用电负荷和外送能力较弱的地方，光伏项目的实际结算电价下降更快，也更容易受到市场波动影响。BNEF估算，光伏的实际市场电价，比机制电价平均低127元/兆瓦时（0.127元/千瓦时）。

不同地区的机制电价竞价结果差异明显。上海2025年度增量项目机制电价为0.4155元/千瓦时，甘肃两批竞价结果均为0.1954元/千瓦时，前者是后者的两倍以上。两者的项目结构和竞价规则并不完全相同，但价格差距反映出负荷、消纳和新能源供给条件已经成为决定电站价值的重要变量。

BNEF将省级市场概括为四类：上海、江苏等用电负荷集中地区属于需求驱动型市场，本地消纳能力较强；四川、云南等水电丰富地区受丰枯水期和水风光协同影响较大；山东、河北、山西等处于新能源快速扩张和市场规则调整期；甘肃、新疆、青海、宁夏等资源富集地区，则更容易受到本地负荷不足和外送约束。

随着新能源全面入市交易，对于投资者而言，除了争取到机制电价，更重要的是寻找稳定的绿电需求和长期购电方。围绕这一变化，政策重点也开始转向促进消纳。

2026年5月，《有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》出台，允许多个用电主体共同接入周边新能源项目，明确工业园区、数据中心、出口制造企业等场景的实施条件。6月，《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》出台，要求各地区和重点用能行业完成一定比例的可再生能源电力消费，为光伏等新能源项目寻找长期购电方提供新路径。

集中式电站：央国企投资趋向谨慎

集中式光伏电站通常在地面、水面等场址规模化建设，主要依靠上网售电获得收入。单体规模从10万千瓦起步至超过100万千瓦，与数百千瓦至数兆瓦的分布式光伏电站相比，建设周期更长，投资额也较大，央企国企是主要投资者。面对收益的不确定性，央国企也已放缓投资，并加快处置停滞的已报批项目。

集中式电站的收入直接取决于所在省份的市场电价和机制电价。在承受电价波动的同时，消纳瓶颈也给项目带来不确定性。2026年前三个月，全国光伏利用率降至91.2%，甘肃、青海、新疆等西北地区最低跌破80%。这些地区本地用电负荷规模有限，新增新能源发电项目却集中于此，电力消纳受到外送通道约束，电站即使完成建设，也未必能够按预测发电量上网。

央企的投资变化已经反映出这一压力。行业媒体光伏们统计显示，2025年央企新能源投资平均增幅为22%，较2024年的32%下降超过10个百分点。其中，光伏投资

增幅由57%降至29%，下降28个百分点。据北极星太阳能光伏网不完全统计，2026年以来，央国企已挂牌转让62家新能源公司股权，转让底价合计超过20亿元，其中30余家转让全部股权。

2026年，地方政府开始清理长期占用建设指标和接网资源的光伏项目：1月，山东省将63个总容量583.9万千瓦未能如期并网的集中式光伏项目移出名单，同时对29个已开工项目给予宽限期至2026年底；6月，福建省废止10个总容量95.88万千瓦渔光互补集中式项目；7月，贵州省清理11个装机109万千瓦未按期核准备案、逾期未开工或主动放弃的集中式项目。

央企自身也开始明确投资回报门槛。2025年12月，国家能源集团旗下长源电力调减湖北汉川、荆门三个光伏项目合计80万千瓦装机，投资规模减少约46.94亿元。根据长源电力近期修订的投资管理办法，规定新建和扩建光伏、风电项目的资本金内部收益率不得低于6.5%，全投资税前内部收益率不得低于6%。而在“136号文”之前，集中式光伏的内部收益率可达7%甚至接近10%。

政策端释放出的信号同样如此：集中式光伏仍将扩张，但新增项目需要同步解决电力送出和稳定消纳问题。《可再生能源发展“十五五”规划》提出，“十五五”期间“三北”风电光伏基地新增装机3.7亿千瓦以上，并在内蒙古、甘肃、青海、宁夏、新疆继续规划和储备外送大基地。规划同时要求，到2030年新建集中式风光电站置信出力（新能源电站实际输出功率在电网调度中的可信赖程度）原则上不低于10%，鼓励具备条件的项目超过20%。

分布式电站：中小型企业重构收益模式

分布式光伏依托居民住宅、工商业厂房和园区屋顶建设，单体规模较小、项目数量庞大，开发过程高度依赖本地资源。其中部分投资主体为中小型企业，熟悉当地情况，但风险承受能力相对有限。

“136号文”之后，分布式光伏经历了一轮洗牌：不少企业完全退出市场，仍在继续投资的企业对于新增项目更加审慎，转向自发自用比例较高的项目，并通过绿电交易、光储一体化、虚拟电厂等方式寻找新的收益来源。

在新能源全面入市之前，全额上网的分布式光伏项目将发电量全部卖给电网，按照相对稳定的上网电价获得收入。“自发自用、余电上网”项目的收入分为两块：用电企业直接使用的光伏电量，可以替代从电网购买的工商业用电，收益由工商业购电价格与光伏度电成本之间的差额；剩余电量再以上网电价出售。建设成本、发电小时数和电价都是相对确定的变量，投资者据此便能测算项目的收益率。

如今，余电上网部分开始直接面对市场价格波动，全额上网项目基本难以为继。与此同时，多地将光伏主要出力的午间时段调整为低谷，企业白天从电网购电的价格下降，自发自用能够节省的电费也随之减少。根据落基山研究所（RMI）报告，截至2025年11月，已有24个省份将午间部分时段调整为低谷时段，未来项目开发将更多围绕稳定负荷展开，投资者通常要求自发自用比例达到80%至90%。

这种变化也使过去常见的合同能源管理（EMC）模式越来越难算账。在这一模式下，开发企业出资建设并持有电站，屋顶企业（电力用户）无须承担初始投资，而是按照约定的折扣价格购买电力，开发企业则依靠长期售电收入收回投资。而现在电力用户购电价格变得不再稳定，对于一份长达多年的EMC合同，究竟以什么电价打折、节省的电费如何分配、开发企业能获得多少收入，都难再以过去的模型测算。

分布式光伏收益模式的变化，在装机规模最大、同时较早进入现货市场的山东表现得尤为明显。山东光伏装机规模长期位居全国第一，也是电力负荷较高的用电大省。2025年，山东外来电预计超过1600亿千瓦时，约占全社会用电量的20%。

2025年，全国首个新能源机制电价竞价结果落地山东，2025年光伏机制电价为0.225元/千瓦时，2026年回升至0.261元/千瓦时，仍低于当地煤电基准价0.395元/千瓦时，处于价格洼地。与此同时，山东已明确自2027年起，非自然人户用分布式光伏不再纳入机制电价竞价范围，也就是说，只有农户自投的分布式光伏才能享受机制电价。

据《财经》了解，由于该政策，大部分企业的分布式业务收益下降严重，户用项目已几乎无人问津。在山东投资光伏项目的誉金新能源也因此完全放弃户用租赁，存量项目进入收尾阶段，新增户用业务转向给自然人用户提供光伏贷。其已在山东落地两千多个光伏贷项目，贷款规模接近2亿元。

根据誉金新能源董事长宋昌芳的测算，由于有机制电价兜底，山东一套装机30千瓦的户用电站农户（自然人）年收入仍可保持在约1万元。光伏贷模式下，农户通过贷款购买并持有电站，公司获得设备销售和后续运维收入，保障了发电设备长期稳定运营，用户获得稳定收益。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

工商业业务则转向寻找明确的用电场景。宋昌芳告诉《财经》，誉金新能源的工商业项目原则上只做光储一体化，优先选择包装、商品城和工业地产等用电稳定的客户，并与有绿证需求的出口型企业建立合作。此外，公司把重卡充电站作为新的消纳场景：场站统一规划光伏车棚和储能，约20%用电由光伏提供，并正在以售电资质为基础筹备虚拟电厂。

山东省可再生能源行业协会副会长张晓斌认为，山东火电、核电和自备电厂等稳定电源无法大幅下降出力，抽水蓄能等调节资源不足，负荷较低时只能压减风光出力，限电造成的收益损失同样严重。“过去建分布式电站主要依靠地方资源；现在则需要具备电力市场及负荷管理能力。山东光伏遇到的问题，未来肯定也会在其他的省份出现。”他对《财经》说。

与山东相比，江苏光伏市场的优势主要来自较强的本地负荷和工商业消纳能力。江苏制造业密集、厂房屋顶资源丰富，光伏以分布式开发为主。截至2025年底，全省分布式光伏装机达到6401万千瓦，位居全国第一。大量分布式光伏项目建在企业屋顶，白天生产负荷与光伏出力具有一定重合度，消纳比例相对高。根据江苏省“十五五”期间的规划，在2030年前目标还要新增建设5600万千瓦的分布式光伏。

多位江苏省光伏投资企业人士对《财经》透露，2021年前后，在较高收益预期下，项目开发更重视抢占屋顶规模，许多缺少电力市场经验的资本也进入光伏领域，投资决策带有非理性色彩。新能源全面入市之后，确实会阶段性抑制投资，但也能因此筛选出更具经营能力的企业。目前，投资者与金融租赁机构都在重新考虑收益模式，几乎所有企业要求增量项目大部分电量自发自用。

在此背景下，绿电交易已成为光伏项目获取市场化收益的重要渠道。截至2026年7月，江苏电力交易中心已累计组织65次月度、月内绿电交易，交易频次较去年全年增长47.8%。

新能源电站服务公司林洋智维的电力交易负责人向《财经》介绍，江苏出口企业较多，对绿电和绿证的需求较强，市场供给偏紧，这为分布式光伏项目提供了额外收益来源。然而，企业需要从数十甚至上百个分布式项目采购绿电，接收数量较多来源分散的绿证，核验难度大，导致售电公司对于该类型绿证认可度有限。

此外，靠虚拟电厂聚合分布式电量也可以带来收益。江苏光伏余电直接入市后，月均结算价格通常为0.22元至0.23元/千瓦时；聚合商将多个项目打包参与绿电交易，售价则可达到约0.38元/千瓦时。聚合商向项目业主收购电量，赚取中间价差，同时承担发电偏差考核成本以及市场电价波动。

对于江苏这样的制造业和出口型经济大省，应在机制电价托举之外，完善分布式光伏参与绿电交易的规则和路径。

顾鑫涔
绿色和平气候与能源项目主任

2026年机制电量申报前，苏州地方国企苏州中鑫新能源决定放弃扬州50兆瓦风电项目的大部分机制电价比例，保留环境属性参与绿电市场交易。既保障了用户的绿电供应，事后项目收益高于最初预期。

中鑫新能源董事长、总经理蔡剑俊认为，东部制造业绿电需求旺盛，而西部新能源资源丰富，除建设输电通道外，还需依靠跨区域绿电交易实现供需匹配。企业不能把市场化只视为风险，主动参与绿电交易和虚拟电厂，才能积累长期竞争优势。

对于分布式光伏聚合交易，他告诉《财经》，目前增益主要来自三方面：将小规模电量转化为规模化交易；通过聚合降低发电预测偏差；在部分省份可以利用不同项目或节点之间的价格差异进行优化。但江苏相关规则尚未细化，聚合带来的价格优化收益还不明显，企业仍需评估平台建设和改造成本能否被聚合增益覆盖。

绿色和平气候与能源项目主任顾鑫涔则表示，对于江苏这样的制造业和出口型经济大省，应在机制电价托举之外，完善分布式光伏参与绿电交易的规则和路径。此外，未来需要有更明确的分布式光伏聚合交易细则，尤其是针对户用和小微型工商业项目，在计量结算、聚合关系和电网协同等方面形成统一规则。

136号文后，分布式光伏的”生死线”变了

光伏們 **臧超**

随着136号文全面落地，我国分布式光伏市场正经历从固定电价时代到市场化时代的剧烈转型。与山东、河南等省份相似，江苏同样经历了投资收缩、户用停滞、收益模型重构的阵痛。但不同的是，即便装机下滑，江苏仍是户用与工商业光伏的开发优先选择——旺盛的用电负荷、真实的绿电需求，以及外向型经济的绿色合规压力，构成了江苏独特的“热岛效应”。

2026年以来，光伏們团队联合国际环保机构绿色和平、北京市昌平区北清科技创新中心深入多个分布式光伏发展重点省份开展市场访谈。继山东之后，光伏們发现，江苏市场的韧性既有地方政策给予的机制电价支持，但更深层次的则是源于不可替代的消纳基础与绿电需求。这一“共性中的特殊性”，对全国新能源开发具有深层启示。

共性：136号文后的阵痛，江苏未能幸免

136号文的冲击是全国性的。一家户用平台企业相关负责人坦言，“现在行业里没人能预测25年现货价格，如果谁说能，这肯定是假的。”

这一“玄学”直接导致投资方收益模型崩塌。固定电价时代，户用光伏靠固定电价、固定电量、20年稳定收益成为标准的金融产品。而136号文后，机制电价虽给了保底，但未来20-25年的现货电价走势无法预测，项目过会审批成为最大难题。

数据已经体现了困境，与往前相比，多家户用、工商业投资企业的开发投资规模呈现断崖式下跌，几乎“腰斩”。国家能源局数据显示，2026年一季度，江苏新增分布式光伏装机228.1万千瓦，同比大幅下降30%。

这与山东高度相似——当地户用新增已接近停摆，存量收益倒挂，金融机构态度趋于谨慎。两省核心困境相同：机制电价提供了“地板”，但无法消除电价的不确定性，投资逻辑从可计算变成不可计算。

但有意思的是，在136号文的筛选下，行业竞争未因市场收缩而缓和，反而更加集中，开发企业大量涌向江浙、广东等消纳条件好的省份，户用光伏的渠道成本并未下降。光伏們了解到，当前江苏户用光伏渠道费用高达1.8-2元/瓦，虽然系统成本已大幅下降，但渠道费用推高了整体投资门槛。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

与此同时，农村消纳能力正成为硬约束。农村人口空心化、产业基础薄弱，本地用电需求增长有限，大量电力只能向上级电网输送——这不仅是河南、山东的问题，也是江苏必须直面的现实。随着136号文推动市场化消纳，缺乏就地负荷支撑的户用项目，将会面临装得多、限得多、亏得多的困境。

不过对于存量项目而言，让投资企业焦灼的并不是136号文的执行，而是分时电价带来的白天用电价格的大幅下降。“2024年6月前，江苏工业用户日间平均用电价格约0.85元/千瓦时，分布式光伏企业与用户的EMC合同电价大多是按照这一电价的7~8折签订的。新版分时电价政策新增午间谷段后，工业日间用电价格大幅回落，2025年3~4月份日间谷段电价最低仅0.4-0.5元/千瓦时，存量项目业主违约、合作终止的情况几乎每家投资企业都遇到了。”

不同：江苏为什么仍是开发热点？

尽管面临相似的结构性压力，江苏市场却呈现出明显的温差——开发企业仍将江苏视为优先布局的市场。这一“热岛效应”的根源在于两个底层优势：旺盛的用电负荷与真实的绿电需求。

江苏是工业大省，工商业分布式光伏自发自用比例天然较高。在136号文下，上网电价愈发不确定，工商业光伏投资企业进一步提高了自发自用比例的门槛。尽管江苏省政策并未对自发自用比例作出限制，但目前在实操中大部分资方普遍提到了消纳要求，“上网电价按保底0.32元/度测算，自用比例70%，比例再低无法覆盖成本”。

另一方面，江苏外向型经济占比高，众多出口企业面临欧盟碳税追溯、绿色供应链认证等合规压力，对绿电需求极为迫切。光伏們了解到，江苏绿电价格约0.39元/度，风电可以签到0.4元/度以上，均高于电能量交易价格。136号文后，原本可全额参与绿电交易的项目仅有10%电量可进入市场，供需缺口进一步放大。

这种“绿电饥渴”构成了江苏工商业光伏的独特底色——光伏不仅是发电设备，更是出口企业获取绿色通行证的刚需资产。

出于对江苏绿电市场的认知，中鑫新能源旗下扬州50兆瓦风电项目在2025年放弃了机制竞价，全部进入电力市场，事实证明，绿电交易的收益表现比行业普遍选择的机制电价兜底更好。这也进一步论证了上述结论。

另一层面的判断来自于对未来电价的乐观预期，“我们判断未来工业电价存在上涨空间”，一家深耕江苏分布式光伏的投资企业提到，核心逻辑是煤炭价格长期趋势与全球电力市场化后的电价走势。

工业电价上涨预期与绿电溢价叠加，使江苏工商业光伏的投资逻辑在市场化时代仍然成立。

江苏分布式市场：韧性从何而来？

江苏分布式光伏的投资动力不仅仅来自于光伏行业，随着电力市场改革的进一步推进，江苏分布式光伏的业主/用户自投比例正进一步提升，“目前接近50%的项目都是业主自投，经营稳定的优质企业，尤其是出口型企业，自投意愿极强。”

随之而来的是，第三方投资方的空间正被双向挤压。虽然央企已经逐步退出了工商业投资市场，但各地城投公司正大规模下场布局分布式光伏，“城投公司具备发债优势，收益率要求仅2%-6%，远低于社会资本6%以上的门槛。在江苏、广东等地，地方城投成立专门的新能源公司，凭借本地资源优势强势切入优质屋顶。”

EMC模式本身的风险也在暴露。“如果做EMC模式，企业电费拖欠、电价违约的风险很大”，为控制风险，行业正在探索缩短收益周期的模式，如将合同期限压缩至3年或5年期，但这也推高了单瓦投资成本。

由此带来的结果是，在江苏市场，工商业光伏的开发的第一要素是“企业资信”，“只要是好的企业，其他都可以谈”，多家开发人员表达了类似的观点，经过“十四五”的装机爆发，江苏相当一部分企业屋顶已经开发得差不多了。

另一方面，在收益模型不确定的背景下，交易能力正成为核心竞争壁垒。

在江苏，中长期绿电交易均价约0.38~0.41元/度、现货价格约0.2元/度+，存在0.15~0.2元/度的价差；目前江苏分布式光伏的聚合成本约**0.33-0.35**元/度，存在一定套利空间

多家企业呼吁：一是国家出台针对户用分布式光伏聚合交易的统一标准；二是机制电价竞价时不要将下限设得过低，避免打击行业信心；三是维持每年的机制电量规模稳定，为投资人提供可测算的确定性。

在江苏，中长期绿电交易均价约0.38~0.41元/度、现货价格约0.2元/度+，存在0.15~0.2元/度的价差；目前江苏分布式光伏的聚合成本约0.33-0.35元/度，存在一定套利空间，“能将直营项目收益率稳定在预期区间”。但问题在于“量少”——由于自发自用比例较高，聚合的电量规模占总发电量比例太低，导致对项目本身的绝对利润贡献有限。

压低建设成本则是另一种思路，一家投资企业在江苏市场将建设成本从1.5元/瓦压至1.3元/瓦，同时压缩容配比向1:1靠拢，以0.3元/度为保底进行电价测算，以缓冲可能到来的电价风险。

不过，当传统模式难以为继，大部分企业也在逐步探索新场景。其中，688号文多用户绿电直连是重要方向。688号文放开多用户绿电直连，允许一对多、多对多匹配，解决了空置厂房屋顶无消纳、大型企业缺绿电资源的问题。“该模式比常规上网多带来约1毛钱/度收益，可满足小时级绿电溯源要求，适配出口欧洲企业需求。”

更宏观的方向是综合能源服务与源网荷储。中鑫新能源强调，“始终坚持‘消纳为王’的理念，未来项目选择将重点聚焦经营稳定、负荷匹配度高的企业客户。”随着AI数字化驱动，虚拟电厂、低碳城市、零碳园区等方向，正成为分布式光伏企业转型的第二曲线。

“江苏分布式光伏下一阶段增长，需要围绕新增用电需求和高消纳场景寻找增量空间。随着优质工商业屋顶资源逐步被开发，未来更应关注公共建筑、园区融合、车网互动和算力中心等新型负荷场景，通过“光伏+负荷+调节能力”的组合，提高本地消纳比例，释放新的增量潜力。”绿色和平气候与能源项目主任顾鑫涔表示，“政府部门也应通过更有针对性的激励机制，如政策试点、接入便利、金融支持和收益分配等，引导企业转向新型应用场景开发，让分布式光伏更好嵌入本地用能系统。”

启发：江苏样本对全国新能源开发的借鉴

江苏的“热岛效应”表明，在市场化时代，分布式光伏的竞争逻辑正在发生转变。一方面，136号文实施后，江苏工商业光伏仍保持较强韧性，核心原因在于高用电负荷支撑了较高的自发自用比例。另一方面，外向型经济催生的绿电需求，也让分布式光伏的价值从单纯降低用能成本延伸至满足绿色合规要求。

这意味着，未来新能源项目开发的优先级将从“资源优先”逐步转向“消纳优先”，而具备负荷支撑和绿电需求的区域将获得更大的发展优势。

不过，在与企业交流过程中，光伏們发现，政策确定性仍是行业最大诉求。多家企业呼吁：一是国家出台针对户用分布式光伏聚合交易的统一标准；二是机制电价竞价时不要将下限设得过低，避免打击行业信心；三是维持每年的机制电量规模稳定，为投资人提供可测算的确定性。

“机制电价最大的价值就是确定性”，一位投资人强调，“如果全部放开自由交易，没有确定性的电价，行业将无法开展大规模投资。”

江苏的探索表明，即便在市场化转型背景下，政策层面对确定性的维护，仍是行业信心的基石。对于全国新能源开发，如何在“市场化”与“确定性”之间找到平衡，是政策设计者的核心课题。

江苏分布式光伏的现状，是全国市场转型的缩影，也是独特样本。与山东、河南相似，江苏同样经历了136号文后的投资收缩与户用困境；但与这些省份不同的是，江苏凭借不可替代的消纳基础与绿电需求，在寒冬中保持了相对的“热度”。

在市场化时代，分布式光伏的竞争力，归根结底取决于两个因素——能否找到真实的用电负荷，能否满足真实的绿电需求。这不仅是江苏的启示，也是全国新能源开发的方向。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

广东篇

深度

分布式光伏困局

从“躺赚”到慎投，盈利模式在重构

第一财经 **郭霁莹**

广东是光伏投资的热土，但随着优质屋顶资源开发殆尽、存量电站利润大幅收缩、银行融资审核收紧，整个分布式光伏赛道陷入了进退两难困境。

7月初，广州的一间办公室里，分布式光伏电站服务企业高管李想，在与同事一同接受媒体采访的两小时里，偷偷打了不下五次哈欠。

“凌晨到现在睡了四个多小时。”采访结束后，他私下告诉第一财经，前一晚有老客户找过来重新谈判分布式光伏电站合同能源管理（EMC）合同折扣，甚至以拒缴电费、终止合作要挟。“到晚上11点多，紧接着又得调今年公司在广东省的装机规划，今天做汇报。但我们真拿不准现在的市场局势。”

李想的话道出了中国新能源发展“主力军”——分布式光伏正在经历的困局：一边是国家非化石能源十年倍增行动的刚性增长目标，一边是市场主体集体收缩、观望的现实图景。

曾经依托屋顶资源遍地开花的分布式光伏，因其收益清晰、风险可控、政策兜底，吸引央企、地方国资、民营企业扎堆入局。但自2025年新一轮电力市场化新政密集落地后，行业底层逻辑被大幅改写。保量保价、粗放增长的时代落幕，叠加合规改造成本陡增、税务风险显现、电价剧烈波动，分布式光伏电站的稳健投资属性开始弱化。

广东，作为去年全国分布式光伏新增装机第二大省，是这场行业剧变最鲜活的样本。这里曾是光伏投资的热土，但随着优质屋顶资源开发殆尽、存量电站利润大幅收缩、银行融资审核收紧，整个分布式光伏赛道陷入了进退两难的困境。

市场体感降温

分布式光伏，扎根用户侧、贴近用电终端，凭借灵活布局、就近消纳的独特优势，多年来扛起了国内光伏扩容的大旗。

2021年，分布式光伏新增装机量首次超越集中式光伏，成为行业主力。2025年，国内风电、太阳能发电新增装机超4.3亿千瓦，累计装机占比近半、历史性超越火电，其中光伏新增装机3.17亿千瓦，占比超七成。这背后，1.53亿千瓦新增分布式光伏功不可没。

但市场体感的降温速度远超行业预期。2025年一季度，全国分布式光伏新增装机36.31吉瓦（GW）；到2026年一季度，这一数据骤降至21.57吉瓦（GW），同比大幅下滑近41%。

与此同时，头部央国企陆续收缩相关业务。央企中节能集团子公司太阳能（000591.SZ）2025年底官宣，因电网安全管控升级、市场化经营压力以及区域电网承载力饱和可能带来的限发（弃风弃光）风险，决定终止总投资约7.62亿元的河北联通150兆瓦分布式光伏发电项目；河北省属重点国企新天绿能（600956.SH）在去年年报中直言，不再单独投资发展光伏发电业务，到去年底公司新疆、黑龙江、辽宁省内全部光伏项目，以及河北省内部分光伏项目已完成剥离。

同比大幅下滑近

41%

2025年一季度,全国分布式光伏新增装机36.31吉瓦(GW);到2026年一季度,这一数据骤降至21.57吉瓦(GW)。

巨头撤退，行业投资信心明显回落。“没人敢轻易下手投资分布式光伏电站。现在光伏设备企业市场销售人员天天在外面跑，但设备还是难卖。”广东某国有能源企业高管王方一语点破当下市场的冷清，在经历一轮政策密集调整后，曾经火热的投资氛围逐步消散，观望成为行业主流心态。

全国电力统计数据一览表（截至2025年底）

指标名称	单位	全年累计	同比增长（%）
全国发电装机容量	万千瓦	389134	16.1
其中：水电	万千瓦	44802	2.9
火电	万千瓦	153904	6.3
核电	万千瓦	6248	2.7
风电	万千瓦	64001	22.9
太阳能发电	万千瓦	120173	35.4
全国线路损失率	%	4.23	-0.13▲
全国发电设备累计平均利用小时	小时	3119	-312*

注：1. 全国发电装机容量及其中的分项指截至统计月的累计装机容量
2. "同比增长"列中，标*的指标为绝对量；标▲的指标为百分点。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

全国电力统计数据一览表（截至2026年5月）

指标名称	单位	1-5月累计	同比增长（%）
全国发电装机容量	万千瓦	400745	11.0
其中：水电	万千瓦	45231	3.1
火电	万千瓦	156295	7.1
核电	万千瓦	6614	8.7
风电	万千瓦	66427	17.0
太阳能发电	万千瓦	126172	16.3
全国供电煤耗率	克/千瓦时	297.7	-0.3*
全国供热量	万百万千焦	310018	0.8
全国供热耗用原煤	万吨	18841	1.2
全国发电设备累计平均利用小时	小时	1155	-95*
全国发电累计厂用电率	%	4.2	-0.1▲
其中：水电	%	0.5	-0.06▲
火电	%	5.6	0.1▲
新增发电装机容量	万千瓦	12473	-14667*
其中：水电	万千瓦	409	84*
火电	万千瓦	3238	1143*
核电	万千瓦	362	362*
风电	万千瓦	2505	-2235*
太阳能发电	万千瓦	5959	-14021*

注：1. 全国发电装机容量及其中的分项指截至统计月的累计装机容量
2. "同比增长"列中，标*的指标为绝对量；标▲的指标为百分点。
数据来源：国家能源局

同时，“民营企业抗风险能力很难比得上央国企。”广东晴天太阳能科技有限公司（下称“晴天科技”）总裁陈莎认为，在国家能源转型与新能源倍增目标下，央国企收缩分布式光伏项目投资，民营企业来支撑整个市场规模，并不现实。

资本市场的态度也愈发谨慎。新能源全面入市后，分布式光伏项目收益失去固定锚点，电价波动剧烈，原本依赖稳定现金流的融资模式适用性下降。一些行业人士透露，银行审评尺度大幅收紧，对项目合规性、收益率、消纳能力层层严苛审核，不少大型金融机构收缩相关业务，中小光伏企业融资难问题突出。

终端合作端的矛盾也在爆发。多年来支撑工商业光伏发展的EMC模式，如今适配性持续下降。

以往，电站投资方与工商业业主依托固定折扣电价分成，形成稳定双赢格局。但随着《关于深化新能源上网电价

市场化改革　　促进新能源高质量发展的通知》(下称“136号文”)落地，电力现货市场让午间光伏大发时段出现负电价，业主方若按原有合约结算将形成部分时段电价倒挂。加之煤电容量费、辅助服务费等带动系统运行成本上涨，企业用户的省电红利被稀释，由此引发大量业主要求重谈EMC合同、调整合同折扣比例。

优质屋顶资源枯竭，进一步放大了行业困境。“现在好的屋顶资源越来越少，剩下的多是骨头。”王方指出，经过多年粗放式开发，资信优良、用电稳定的优质工商业屋顶基本开发饱和，虽据广东省电力规划院测算，广州市仍有约3/4、600万千瓦屋顶可装分布式光伏，但剩余可利用屋顶多存在老旧、施工成本增加等问题，且随着全额上网模式取消，项目消纳与电费收缴不确定性增加，企业投资策略也随之收缩。市场格局亦出现反转，企业过去优选兆瓦级大项目，如今不少几百千瓦的小型零散项目也成为无奈选择。

盈利底盘重构

近一两年内多项重磅政策集中落地，改写了分布式光伏延续十余年的行业发展规则。

2025年1~2月，《分布式光伏发电开发建设管理办法》（下称《办法》）与136号文两大新政先后落地，构成了本轮行业变革的核心底色。此前，分布式光伏电站可全额上网、电价有燃煤基准价作固定保底，收益稳定可测算。

如今，《办法》明确，取消工商业分布式光伏全额上网模式，项目收益仅能选择“全部自发自用”或“自发自用、余电上网”两种模式；136号文又要求新能源项目上网电量原则上全部参与电力市场交易，上网电价由市场交易形成。这意味着工商业分布式光伏电站失去了保量保价的行政托底，转向自负盈亏的市场化运营，收益完全取决于用户自发自用消纳比例与市场实时电价。

这场变革在广东的冲击力远超行业预期。李想表示，多数人认为，广东产业业态丰富、负荷大、消纳强，是分布式光伏最优市场，绝不会出现电价低迷、高限电（弃风弃光）问题。

但据多名行业人士介绍，136号文后，当地0.453元/千瓦时的标杆电价（燃煤基准价）成为历史，2025年机制电价竞价结果跌到0.36元/千瓦时，且因汛期受西电东送外来水电冲击，去年7、8月现货电价更是腰斩至约0.2元/千瓦时，影响今年年度长协电价中枢跌至0.372元/千瓦时。与此同时，限电问题愈发严峻。粤北、粤西等地普遍出现光伏限电问题，较为严重的台山市限电率高至20%。

但据多名行业人士介绍，136号文后，当地0.453元/千瓦时的标杆电价（燃煤基准价）成为历史，2025年机制电价竞价结果跌到0.36元/千瓦时，且因汛期受西电东送外来水电冲击，去年7、8月现货电价更是腰斩至约0.2元/千瓦时，影响今年年度长协电价中枢跌至0.372元/千瓦时。

“限发的每一度电都是电站的应收利润。”王方表示，光伏电站人力、运维等刚性成本占比大，发电量每减少一度，利润就缩水一分。今年，公司多数存量项目经营数据同比大幅下滑，个别项目甚至出现月度亏损。

电价下跌叠加弃光限电，分布式光伏电站传统投资收益模型适用性下降。广东多名能源央国企负责人告诉第一财经，当前分布式光伏项目资本金内部收益率（IRR）很难满足集团内部约7%的投资红线，一些企业开始从集团内部借款转向拓宽外部融资渠道。但同时，因项目收益率难测算，银行融资评审也面临较大不确定性，收紧对分布式光伏项目的贷款。

如果说电价波动压缩了行业利润上限，那么“四可”改造与高压涉网检测的刚性成本支出，则大幅挤压中小项目盈利空间。

随着国内光伏装机规模持续扩容，近两年国内光伏并网资质标准与准入要求升级。据国家能源局并网安全管理相关要求，新能源等并网主体应完成涉网试验，避免“带病入网”。另据《办法》，新建分布式光伏电站应实现“可观、可测、可调、可控”（简称“四可”），具备并网承载力和调控能力。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

一名电网内部技术专家表示，早期分布式光伏依托行业红利粗放发展，许多社会投资主体安全意识薄弱，未能如传统电厂严格按照电力监控系统安全分区、横向隔离等规范标准化建设，网络安全意识、系统建设水平以及安全渗透防护能力薄弱，存在诸多电网隐患，推行“四可”建设是平衡产业效益规模与电网安全的必要举措。

安全管控无可厚非，但一刀切的改造成本，让很多企业不堪重负。

据一些从业者介绍，在广东等“第三方检测市场竞争激烈”区域，一个电站的一份常规涉网试验报告动辄要小10万元，尚不包含硬件升级、系统改造等投入，一些省市甚至报价到40万元。

“四可”建设在各地的执行标准、成本分摊也存在明显差异。陈莎举例称，广东某些地市的“四可”配置标准严于广州，而广州低压电站改造费用由电网承担，其他地市则由企业自行兜底，企业投资难以提前预判成本与风险。

九州能源相关负责人认为，并网安全管控应精准施策。“研究论证全国到底有多少电站、哪些出了安全问题、占比有多高，改造的整个社会成本有多大、是否有价值。”

另外，政策不确定性带来的隐性风险更让企业恐慌。2025年席卷广东光伏圈的“三免三减半”税务风波，进一步增加了行业的不安全感。

此次税务争议源于政策条款与行业管理的时间差。依据《财政部、国家税务总局、国家发展改革委关于公布公共基础设施项目企业所得税优惠目录（2008年版）的通知》（财税〔2008〕116号），光伏电站享受“三免三减半”所得税优惠的前提，是项目为“政府投资主管部门核准”的新建项目。而2013年国家能源局印发新规，将分布式光伏由核准制调整为备案制，并沿用至今，但对应的税务优惠适用条款未同步更新。过去两年，广东税务部门严格对照原有财税文件执行，认定存量备案制分布式光伏项目不符合所得税优惠条件，要求企业补缴已减免的所得税及历年滞纳金。

电价市场化、安全改造成本抬升、税务补缴、系统运行费增加等因素叠加，打破了光伏项目稳定的投资逻辑。陈莎表示，多重不确定性向外传导，将会让市场对投资光伏项目更趋谨慎，行业缺乏安全感，容易产生观望、退缩心理。

此外，晴天科技副总裁黎定杰补充道，广东沿海潮热、台风、盐雾腐蚀的特殊气候，也让当地光伏项目的建设、运维成本高于全国多地。光伏支架、钢结构、防水工程都需要升级标准，后期运维风控投入持续增加。在近两年行业周期底部阶段，更大的隐患在于部分小微企业为压缩成本偷工减料，将进一步加剧行业安全风险。

突围自救与行业诉求

寒意席卷行业，但市场并未彻底停摆。

在政策过渡期的阵痛中，企业开始主动求变，放弃粗放扩张，探索新模式、新场景，在行业洗牌中寻找差异化生存机会。

多家企业告诉第一财经，公司摒弃了过去“全面撒网、遍地布局”的扩张模式，转而推行“一区一策、择优布局”策略。主动退出限电率高、合规成本高、收益薄弱的区域，集中资源深耕负荷密集、消纳稳定、政策清晰的市场。同时，抢抓户用光伏红利，依托“千家万户沐光行动”布局散户赛道，对冲工商业光伏的业务收缩压力。

“不发展才是最大的风险。”即便身处行业寒冬，王方依然保持着审慎进取的姿态，“过渡期我们会严控投资边界、做好极端风险测算，在资源获取能力强的央企收缩的窗口期，打造自身差异化优势”。

针对传统EMC模式纠纷频发、收益不稳的痛点，行业涌现出新的合作模式，化解业主信任危机。晴天科技创新推出“三年半按发电量付费”的共建模式，无需业主前置投入，而是按实际用电负荷，要求匹配装机规模，业主分期偿付投资成本。

电价市场化、安全改造成本抬升、税务补缴、系统运行费增加等因素叠加，打破了光伏项目稳定的投资逻辑。

陈莎
广东晴天太阳能科技有限公司总裁

黎定杰介绍，这种共建新模式将光伏3~4年的投资回报周期公开透明化，让业主自主评估收益、理性合作，有效缓解电价波动带来的合同纠纷，重构双方的利益平衡。但他担忧行业内卷下，该模式会催生无序竞争，部分企业为争抢客户，依靠偷工减料、模糊合同条款压缩回报周期。对此，他建议各地或行业机构推出优质电站权威榜单，引导业主重点关注电站建设质量与运行安全。

此外，摆脱单一屋顶光伏依赖，开拓新兴高价值场景，成为行业突围的核心抓手。

全行业也在发出理性诉求，期待政策协同优化、新型电网加速建设，缩短行业阵痛期。

“我们正在关注一些重卡充电站的投资。”前述某国有能源企业副总经理赵越说，重卡充电量大，国内几百万辆传统燃油重卡正处于电气化替代初期，在近期印发的《推动新能源重卡规模化应用实施方案》指导下，要求到2030年新能源重卡渗透率达到40%，预示着接下来每年将有几十万辆重卡替代量，用电市场亦将扩容。公司现已投资立项20多个重卡充电站项目，提前卡位新赛道。

全行业也在发出理性诉求，期待政策协同优化、新型电网加速建设，缩短行业阵痛期。

王方表示，新能源大规模并网下，电网增设安全配套的要求具备合理性，但从投资角度，行业亟须回归可测算的长期投资逻辑。当前政策多聚焦后端消纳环节，针对前端项目投资的细化指引较为模糊。顶层能源发展方向明确，非化石能源倍增目标坚定，但在央地协同上，部分地区政策落地缓慢，执行细则“不接地气”，衍生诸多经营不确定性。他希望监管出台贴合市场现状的引导方案，减少频繁调整的政策干扰，帮助行业平稳经历过渡期。

电网端的基础设施升级，更是破解限电困局的根本。业内人士认为，当前分布式光伏限电、节点阻塞的核心，是局部电网配套滞后、调节资源不足。他们期待依托“十五五”5万亿元全国电网固定资产投资，加快区域电网升级，从根源提升新能源消纳能力，稳定项目收益预期。

在近日国新办召开的新闻发布会上，国家能源局电力司司长杜忠明透露，国家能源局正在研究制定新型电网建设实施方案，将新增投产15回特高压直流绿电大通道，西电东送规模超4.2亿千瓦；同步推进配电网数智化升级改造，加快智能微电网发展，升级充电网络，支撑保障超过1.1亿辆电动汽车充电需求。

此外，针对行业融资难现状，绿色和平气候与能源项目经理高雨禾建议，依托广东产业资本活跃的金融优势，创新绿色信贷、风险分担、资产证券化等多元金融工具，降低项目融资成本与门槛，加快构建适配分布式光伏项目全生命周期的绿色金融支持体系。同时持续跟踪分布式光伏项目收益变化和市场交易情况，对机制电价和机制电量安排进行动态评估，根据市场运行情况适度优化相关机制，进一步稳定市场预期和投资信心。

（文中李想、王方、赵越均为化名）

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

广东分布式光伏调研纪实

告别粗放增长时代 分布式光伏承压谋变

中国工业报 王瑞 祁晓玲

备案制项目遭遇税务追溯补缴，台山地区限电率超20%——分布式光伏正从“躺赚”模式步入深度阵痛期。

2025年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（以下简称“136号文”），标志着我国新能源发展进入市场化定价新阶段。为了解政策落地一年来对分布式光伏产业的影响，近日，国际环保机构绿色和平牵头组织赴广东开展调研，中国工业报受邀随行走访当地光伏投资开发企业、融资租赁机构等市场主体。作为全国分布式光伏发展的“优等生”，广东的光伏企业正在经历从“躺着赚钱”的粗放增长向规范化、精细化发展的转型。

市场格局重塑 行业投资趋于审慎

“量价齐跌”，在调研过程中，一名光伏从业人员这样描述当下的分布式光伏市场。

数据是最直观的反映。据国家能源局统计，2026年一季度，全国光伏新增并网4119万千瓦，其中分布式光伏2157万千瓦。对比2025年同期，全国光伏新增并网量同比下降约31%，分布式光伏新增并网量同比下降约41%。装机规模的收缩背后，是电价市场化改革带来的收益模型重构。

136号文落地前，分布式光伏依托固定燃煤标杆电价形成清晰、可长期测算的收益模型，项目投资回报、现金流都能提前精准核算，行业投资预期稳定。新政实施后，机制电价、机制电量双重规则同步落地，叠加分时节点电价、区域消纳差异、常态化限电等多重变量，原有的确定性收益框架被打破，项目经济性测算从“精确计算”变为多重变量下的动态博弈，项目收益测算模型彻底失效，市场波动风险大幅增加。受此影响，各类开发企业的投资决策变得更加谨慎。

“现在不是看能赚多少，而是看能承受多少亏损”。广东一家能源投资企业负责人坦言，原有收益测算模型无法适配新规则，在进行投资决策过程中，风控的测算要比之前做得更深更细，“有的项目虽然感觉上还不错，但该放弃还是得放弃”。

其中户用光伏受冲击最为突出，户用项目由于无稳定厂房负荷托底，全额上网模式下电价波动直接压缩收益。

广东应在现有机制基础上持续跟踪分布式光伏项目收益变化和市场交易情况，对机制电价和机制电量安排进行动态评估，并根据市场运行情况适度优化相关机制，进一步稳定市场预期和投资信心。

高雨禾
绿色和平气候与能源项目经理

多家受访企业表示，工商业消纳稳定、有固定购电协议托底，抗电价波动能力更强，因此当前投资优先选择自发自用比例高的优质工商业项目，而对于户用新增项目大多处于投资放缓或持续观望的状态。

针对当前市场格局，绿色和平气候与能源项目经理高雨禾建议，广东应在现有机制基础上持续跟踪分布式光伏项目收益变化和市场交易情况，对机制电价和机制电量安排进行动态评估，并根据市场运行情况适度优化相关机制，进一步稳定市场预期和投资信心。

多重压力交织 产业发展遭遇现实堵点

调研发现，当前分布式光伏面临的问题远不止电价波动。

广东是全国传统用电负荷大省、整体具备超大电力消纳容量，如今限电问题也越发严峻，尤其在粤北和粤西更为严重，台山地区的最高限电率超过了20%。“限发的每

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

一度电都是应收利润”，前述能源投资企业负责人说，与火电不同，光伏项目人力、运维等刚性成本占比大，发电量减少将直接压缩营收与利润，企业经营压力持续加大。

除了利润的压缩，光伏企业的合规成本也在增加。根据国家能源局发布的《分布式光伏发电开发建设管理办法》要求，新建的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”（以下简称“四可”），提升分布式光伏发电接入电网承载能力和调控能力；存量具备条件的项目逐步改造升级、补齐四可能力，保障分布式光伏发电高效可靠利用和电力系统安全稳定运行。这意味着企业需要额外投入资金进行设备升级和系统改造，以满足电网的调控要求。同时，根据国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力的要求，并网主体都需提供涉网性能型式试验报告。据了解，广东目前第三方机构出具单个涉网性能报告的报价约10万元。九州能源相关负责人表示，该笔支出对大型电站影响有限，但对小型分布式项目而言，无疑进一步加剧经营压力。

此外，税务合规风险成为调研中企业普遍提及的隐忧。依据《财政部国家税务总局国家发展改革委关于公布公共基础设施项目企业所得税优惠目录(2008年版）的通知》（财税〔2008〕116号），可享受光伏项目企业所得税“三免三减半”优惠的前提是项目为政府投资主管部门核准的太阳能发电新建项目。但2013年以来，分布式光伏审批已全面由核准制调整为备案制，多年来行业普遍按规定享受了相关税收优惠。然而当前税务核查时严格对照原始条款，认定存量备案制分布式光伏不符合优惠适用条件，要求企业追溯补缴历年减免税款及滞纳金。多家受访企业呼吁，希望相关部门能出台过渡性政策安排，避免“一刀切”追溯加重对企业现金流的冲击。

广东晴天太阳能科技有限公司（以下简称“晴天科技”）负责人指出，政策的变化，加之四可改造、涉网试验、税务追缴等，对光伏企业来说都是额外增加的变量，此前是没有任何预期的，各类不确定性显著抑制行业新增投资意愿。

多维布局突围 行业加速转型

随着城市优质工业园区屋顶资源逐步饱和，剩余可开发场地普遍存在施工难度大、配套改造成本高等问题，单纯依靠新建光伏、售卖发电量的粗放发展模式难以为继，广东的光伏企业正在加速业务转型，积极寻找新的增长路径。

不少企业将战略布局瞄准了绿色交通和新能源汽车赛道，尤其是在商用车领域。今年6月，由交通运输部、国家发展改革委、工业和信息化部等11个部门联合印发的《推动新能源重卡规模化应用实施方案》提出，到2030年，新能源重卡渗透率达到40%，保有量突破160万辆，建设重卡充换电站3000个左右，这为光伏企业提供了新的市场机遇。前述能源投资企业已在重卡领域提前布局，完成投资立项的重卡充电站项目达20余个。广州智都新能源有限公司除了在充电桩等方面进行投资，还在推进年产12GWh固态电池电芯制造项目，主要用于储能市场及新能源重卡。

调研中，一家融资租赁机构负责人向中国工业报表示，该机构自去年7月才正式布局光伏赛道，但长期看好新能源产业发展前景。

出海也是光伏企业的重要突围方向。有企业介绍，“十五五”期间企业将提高海外项目装机占比，抢抓全球清洁能源投资窗口期，同步联动国内制造业龙头，跟随产业出海配套开发海外工商业光伏项目。晴天科技也在主动拓展海外增量市场，项目在泰国、缅甸、印尼、巴布亚新几内亚等地区都已落地。企业相关负责人表示，我国光伏全产业链完备、建设运营经验丰富、综合成本优势突出，是出海发展核心竞争力；海外多元电网、电力市场积累的调度、消纳实践经验，未来可以反哺国内弹性电网、市场化交易下的分布式光伏发展。

此外，广东本地分布式光伏开发企业正从单一光伏电站投资运营模式，逐步向综合能源服务商转型。有的企业专门成立了综合智慧能源公司，专注业务转型。大部分企业都在尝试虚拟电厂、零碳工厂、绿电直连等新业务新业态，但在推进过程中也遇到不少堵点，受访企业普遍呼吁出台配套细化政策，打通新模式规模化落地的制度障碍。

调研中，一家融资租赁机构负责人向中国工业报表示，该机构自去年7月才正式布局光伏赛道，但长期看好新能源产业发展前景。他认为，当前分布式光伏新增装机规模收缩，正是行业走向规范运营、实现长期健康发展的必经阶段。我国推进能源绿色低碳转型、实现“双碳”目标的战略方向始终不变，光伏作为清洁可再生能源主力电源，长期发展空间依然广阔。

大湾区分布式光伏换挡与深耕进行时

21世纪经济报道 **林典驰**

2025年11月1日，广东新能源上网电量全面入市，成为136号文（《关于深化新能源上网电价市场化改革　促进新能源高质量发展的通知》）落地的关键样本。

7月初，21世纪经济报道记者随调研团先后走访地方国企和中央企业在粤分公司、民营分布式光伏企业广东晴天科技等多家企业；7月3日，在绿色和平与北京科技创新中心等合办的一场论坛上，与会专家与企业人士也就转型路径展开讨论。

调研发现，全面入市后的首个完整执行年，价格机制重构令行业短期承压，但广东光伏装机基本盘扎实，各类市场主体正通过负荷侧深耕、商业模式创新与新场景布局主动调整，寻找换挡期的确定性。

“广东是全国绿电负荷最为集中的地区之一，也是分布式光伏和虚拟电厂发展走在前列的省份，具备探索分布式光伏高质量发展路径、形成全国示范经验的重要基础。下一步，广东应充分发挥市场基础和产业优势，持续释放屋顶资源潜力，以分布式光伏为关键抓手，夯实区域绿色低碳转型的能源底座。”绿色和平气候与能源项目经理高雨禾表示。

价格机制重构，行业进入磨合期

广东是136号文落地节奏最快的省份之一。2025年9月19日，广东省发改委、省能源局印发实施方案，明确自

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

2025年11月1日起全省新能源上网电量全部进入电力市场；同年12月12日，广东首次机制电价竞价结果正式公布，分布式光伏机制电量规模44.3亿千瓦时，机制电价0.36元/千瓦时，全部以0.36元/千瓦时出清。存量项目机制电价按0.453元/千瓦时执行，与原燃煤发电基准价衔接。

同期，广东电力现货市场申报出清限价放宽到-50元/兆瓦时至1800元/兆瓦时，首次允许负电价出现。

价格信号的变化直接传导至项目收益模型。一家从事广东新能源开发的企业相关负责人介绍，广东燃煤标杆电价原为0.453元/千瓦时，2026年广东电力市场年度交易成交均价下限暂定0.372元/千瓦时。更关键的是，现货市场运行后，广东峰谷价差出现收窄。

对于当前局面，广东一家国有能源企业集团相关负责人坦言，2026年是136号文后第一个完整执行年，整个行业处于“阶段性的磨合期、市场过渡期”，投资逻辑需基于过去的可预测性进行重新校准。

值得注意的是，价格承压并未动摇广东的基本盘。

截至2025年底，广东光伏发电累计并网容量6248万千瓦，同比增长51.82%，其中分布式光伏4639.1万千瓦，同比增长69.17%，户用光伏累计装机850.1万千瓦。2026年上半年全国光伏新增装机7207万千瓦，同比下降66.04%，但回落主要源于2025年同期136号文“抢装潮”推高的历史峰值基数；从分省数据看，2026年一季度广东分布式光伏新增264.4万千瓦，居全国前三；据行业数据推算，工商业分布式新增规模居全国第一，用户侧需求韧性仍在。

“建议广东在现有机制基础上，持续跟踪分布式光伏项目收益变化和市场交易情况，对机制电价和机制电量安排进行动态评估，并根据市场运行情况适度优化相关机制，进一步稳定市场预期和投资信心。”高雨禾谈到。

新能源新空间，光储、重卡充换电与出海

换挡期的另一重看点，是新场景的商业化试探。

光储融合被普遍看好但尚未放量。广东一家国有能源企业测算，广东4小时储能固定成本约0.32至0.35元/度，配储收益难以覆盖这一“硬边界”。广东晴天科技自2018年起设立专门部门研发光储模式，其判断是，在峰谷价差被填平之前，国内光储经济性尚不成立。，但随着成本降低、技术提升，在接近盈亏拐点后，两三年内可能大规模发展；海外矿山等刚需场景经济性已经跑通，经验反而可能向中国推广。

重卡充换电是另一条增量赛道。重卡保有量仅占汽车总量约2%-3%，但消耗了大量交通燃油。截至2025年底，全国重卡保有量约860万辆。2026年5月，交通运输部等十一部门联合印发《推动新能源重卡规模化应用实施方案》，明确提出到2030年新能源重卡渗透率达到40%、保有量突破160万辆、占比达到20%左右。广东一家国有能源企业已完成数十个重卡充换电项目。

广东晴天科技同样关注重卡充换电从矿区、港口向高速公路延展，公司更偏向模式创新与区域深耕。这家2015年成立的企业从户用光伏起家，项目覆盖20个省份。

全面入市后，公司推出“三年半按发电量收费”模式，客户零出资，按发电量分期付费；对消纳不足的屋顶，只做可消纳部分，或做全屋顶后再分销余量。

区域策略上，晴天科技主张“一省一策”深耕。“随便跨省可能就会掉坑里，还是需要在省里沉淀。”晴天科技的一名负责人表示。

出海为国内经验提供了输出通道。广东一家国有能源企业优先布局东南亚，与中资制造企业“借船出海”，提供工商业能源配套。广东晴天科技已进入泰国、缅甸、印尼、巴布亚新几内亚及非洲多国市场。“我们目前在国外具体项目中进行历练，我认为未来几年可以反哺中国市场。”广东晴天科技负责人表示。

从调研情况看，分布式聚合交易、虚拟电厂等更远期的变现路径仍在规则完善阶段。广东虚拟电厂交易单元为个位数，只能参与现货，尚未进入中长期市场；资质按地市分别审核，接口互不通用，缺乏省级统一标准。深圳起步最早，已形成统一对接、标准化操作流程的先行经验；当地实证显示，企业参与实时需求响应的单价溢价可超40%，1MWh储能年收益约5万元。

不过，也有参会企业提出：“单纯依赖响应补贴的商业模式是不可持续的，我们需要打出‘组合拳’。”与会嘉宾判断，随着辅助服务市场放开、省级接口统一，这一领域的发展态势将转向积极。

对于行业前景，受访企业的判断并不悲观。“我们认为新能源市场空间仍然巨大，中国市场规模庞大，会有许多新增量。在价格机制完成重构之后，这一基本盘仍是广东分布式光伏穿越磨合期的最大底气。”

节点电价下的分布式光伏

收益失血、成本叠加，行业如何算清这笔账？

光伏們 **臧超**

136号文正式执行半年，对于光伏行业的显性影响愈发凸显。尽管今年第一季度广东分布式光伏装机仍然以264万千瓦的绝对值领跑全国，但相比于2025年同期，装机下滑将近50%。

在136号文将上网电价从保量保价推向市场化之后，广东率先完成机制电价竞价，2026年7月初，光伏們联合国际环保机构绿色和平、北京市昌平区北清科技创新中心对广东分布式光伏市场展开访谈发现，虽然与江苏同样作为目前分布式光伏开发的重点区域、同样是负荷大省，却面临着不尽相同的发展节奏。

机制电价与节点电价共同构成了136号文执行之后广东分布式光伏的电价锚点，但节点电价执行后存量项目收益差快速拉大、部分项目收益压缩严重，投资的不确定性压力正传导至增量投资决策，而政策边界的不确定性——四可改造、涉网试验、税收追缴、补贴退坡——正在进一步加剧行业困境。

节点电价：存量项目收益被压缩

节点电价，是136号文执行后影响广东分布式光伏存量和增量项目投决的核心变量。

“从2025年11月开始执行节点电价后，区域差异明显，低谷电价低于预期，直接影响收益测算与现金流预估。东莞、珠海阻塞严重的节点电价可高达一块多，但也有部分地区出现了负电价，导致电站发电后反而需要向电网补钱”，多家光伏投资平台企业提到了广东省节点电价差距较大的现状。

根据广东省发展改革委、广东省能源局发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革实施方案》(2025年11月1日起执行)，广东电力现货市场申报及出清价格下限为-0.05元/千瓦时。

节点电价的差异落在项目投决层面，带来的是存量项目的投资风险，业内相关人士反馈：“节点电价实施前未提

从2025年11月开始执行节点电价后，区域差异明显，低谷电价低于预期，直接影响收益测算与现金流预估。东莞、珠海阻塞严重的节点电价可高达一块多，但也有部分地区出现了负电价，导致电站发电后反而需要向电网补钱

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

前公布模拟价格，行业普遍按统一价格测算，最终收益误判较大，部分落后区域甚至出现合同扯皮的情况。”

节点电价把分布式光伏的投资逻辑从统一价格推向了位置定价。同一技术条件、同一装机容量、同一消纳比例的项目，仅仅因为所在的电网节点不同，收益可能从可行变为不可行。而企业在项目开发阶段并没有获得节点电价的预评估工具，导致存量项目在实际结算中才发现收益不及预期。

136号文之后，基于上述条件，以收益导向的市场反馈逐步显现，一家头部的分布式光伏开发企业对比了不同业态的差异，“工商业光伏投资模型变化较小，户用分布式光伏投资模型变化极大，此前户用可以无脑建站，但受粤东粤西节点价格差异影响，户用项目容错率大幅降低，整体收益下降明显。”

实际上，对于新增项目而言，也在随着电力市场化的推进进入了收益打折的周期，“今年增量光伏项目80%电量纳入机制电价，剩余20%参与市场化交易，前几个月市场化交易平均电价仅0.2元/度左右，整体收益在原有机制的基础上又打了九折。”

另一个分布式光伏投资面临的共性问题是，在分时电价调整下，EMC合同能源管理的电价可能会出现与用户入市电价倒挂的情形，这对于工商业光伏而言，是无休止的纠纷处理与项目收益的持续贬值。

政策边界的不确定性加剧

在存量收益下滑、增量投资保守的背景下，政策执行层面的额外成本和不确定性，正在进一步加剧行业压力。

四可改造是在访谈中多家企业提到的共性问题，“按照规定，存量项目是由电网公司来承担费用，但由于推进进度等问题，若项目未能按期完成改造，可能面临限发风险，所以为避免影响企业收益，目前大部分区域企业不得不先自行承担改造费用”。

从投入产出比来看，越小的项目这一支出占比越高，“四可的执行标准尚未出台，要求户用光伏项目花高额成本做四可改造，将大大削弱项目经济性，尤其是部分户用项目本身单月收益仅数百元，改造投入与项目收益完全不匹配。”

对于中小型分布式光伏而言，涉网试验费用的增加，是另一个纯支出的成本项，“一个几百千瓦的项目改造费用约三四万元；部分城市要求所有存量项目做电网性能报告，一份报告费用约10万元，是一个1兆瓦分布式光伏电站现有价值的10%以上”，某分布式光伏开发企业提到，目前涉网试验报告广东的最新价格为12万元一个点。

> **一个几百千瓦的项目改造费用约三四万元；部分城市要求所有存量项目做电网性能报告，一份报告费用约10万元，是一个1兆瓦分布式光伏电站现有价值的10%以上。**
>
> 某分布式光伏开发企业

可以看到的是，上述提到的这些隐性成本有一个共同特征：它们不是技术成本，且大多发生在项目投产后的运营阶段。

多家企业表示，可以理解相关政策出台的初衷可能是规范市场秩序、保障电网安全，但在缺乏合理成本分担机制的情况下，相关支出主要由发电企业承担，使企业在电价收益受到市场化压缩的同时，还需承担额外的运营成本和政策执行成本，进一步加大了项目收益的不确定性。

不在预期之内的运营阶段支出还包括近两年来光伏行业不断遇到的税收问题，甚至包括部分地市级的补贴等。其中，“三免三减半”的适用争议正广泛地影响着广东的存量光伏项目。某分布式光伏开发企业在交流中谈到，“税务部门认定分布式光伏项目公司无本地社保参保员工，不符合三免三减半政策要求，要求企业补税。单个六七百千瓦的项目，需补缴税款加滞纳金约3.6万元。”并且这并非个案，广东佛山、珠海等地催收力度极强，部分项目被锁税盘无法开票结算。

税收追缴与补贴退坡的共性在于，政策承诺与政策执行之间出现了时间差和解释差。对于投资回报周期长达15

年至20年的光伏项目而言，这种政策边界的不确定性，比电价波动更难对冲。

投资审批：央、国企的保守转向

136号文之后，电价不确定性叠加上述提到的种种因素，直接传导到了增量投资决策。

央企国企作为分布式光伏的核心投资力量，其审批模型的调整滞后于政策变化。尽管136号文已经出台一年多了，要求收益模型从保量保价转向市场化交易加机制电价保障，但大多数央国企尚未在这样的市场变化中，找到更加合理、合规的收益测算方式。在节点电价波动大、存量项目实际收益低于预期的情况下，加之部分收益波动和新增成本难以在内部审计和投资评价中充分体现，央国企的内部测算标准被迫进一步收紧，新增项目投资决策趋于谨慎。

一家国有背景的新能源投资企业在访谈中提到，当前绝大多数央国企采取保守的应对策略，譬如尽量提高自发自用消纳比例，降低上网电量占比。同时，对上网部分电价采取极保守的测算标准。

在投资收益难以稳定预期的情况下，保守策略成为默认选项——提高自发自用比例、降低上网电价预期、抬高合作方准入门槛。其结果并不简单表现为企业“不愿投资”，而是符合审批标准的项目池在快速收缩，体现在市场上便是装机规模的快速下降。

尽管面临收益测算缩紧、项目成本上升等压力，但在访谈中，大多数企业仍认为，广东的分布式光伏市场仍有持续增长的空间。

一位企业负责人表示“广东作为负荷中心，工商业电价相对较高，消纳条件优于多数省份。虽然一些资源禀赋条件比较好的屋顶已经基本开发殆尽了，但还是有一些相对条件一般的屋顶可供开发，同时，广东出口型企业多，绿电消费需求依然存在。但前提是，政策的边界需要更清晰。节点电价需要给企业提供预评估工具，让投资决策前的收益测算更接近实际；四可改造等合规成本需要有合理的分担机制；税收和补贴政策的执行标准需要统一，避免政策承诺与执行之间的落差。”

面向2026年增量项目的竞价，多家企业提出了两个核心诉求：一是电价水平适当上调，二是机制电量盘子更大一些。绿色和平气候与能源项目经理高雨禾表示，建议广东在现有机制基础上，持续跟踪分布式光伏项目收益变化和市场交易情况，对机制电价和机制电量安排进行动态评估，并根据市场运行情况适度优化相关机制，进一步稳定市场预期和投资信心。

“136号文”推动分布式光伏迈向市场化，是行业发展的必然趋势。市场化并不意味着政策退出，而是要求更加稳定、透明、可预期的制度环境，为市场主体提供清晰的投资预期和长期发展信号。只有让企业将更多精力投入技术创新、商业模式创新和市场拓展，而非持续应对规则变化和收益不确定性，分布式光伏才能真正完成从政策驱动向市场驱动的转型，实现高质量发展。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

观点文章

同一份136号文，三种分布式光伏发展逻辑

从山东、江苏和广东实践看市场化转型的地方路径

国际环保机构绿色和平气候与能源项目主任 **顾鑫涔**
文章首发于 中国能源网

日前，国家发改委和国家能源局发布《可再生能源发展“十五五”规划》（以下简称《规划》）提出，到2030年全国风电、太阳能发电装机达28亿千瓦以上，与2025年的18.4亿千瓦相比，未来五年仍需增长近10亿千瓦。其中，全国分布式新能源新增装机将超3亿千瓦，重点推动分布式新能源与工商业、交通、建筑光伏和与农业等场景融合发展[1]。

《规划》将“扩量提质、可靠替代”作为主线，要求提高新能源市场化运营能力，鼓励分布式新能源聚合交易。这意味着分布式光伏虽有较大发展空间，但增长模式已经发生变化。

2025年，《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（以下简称“136号文”）的发布，推动新能源上网电量全面进入电力市场[2]。对于长期依赖固定电价预期和政策托底的分布式光伏而言，这不只是电价机制的调整，也意味着项目收益逻辑、投资主体和商业模式的重新洗牌。

“136号文”实施近一年多来，各地的分布式光伏并未沿着统一路径转型。山东、江苏和广东作为东部地区

1. 国家发展改革委 国家能源局关于印发《可再生能源发展“十五五”规划》的通知 https://www.nea.gov.cn/20260723/cab1eb6727674bcf9a0efe-a45ed525e0/c.html

2. 国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html

分布式光伏大省，截至2026年一季度末，三省累计并网分布式光伏装机已接近全国的三分之一[3]。但由于电源结构、负荷特征、电网承载力和市场机制不同，三省面临的主要矛盾和转型方向已经出现分化：山东首先触及局部消纳和电网承载边界，消纳能力成为硬约束，山东重心转向发展储能和光储一体化；江苏制造业密集，出口型企业对绿电有真实需求，更倾向于探索分布式聚合交易，以及将绿电环境价值变现；广东则受困于节点价格差异显现和持续走高的开发成本，在商业模式创新上寻找突破口。

山东：消纳能力成为硬约束

山东是全国光伏装机规模最大的省份之一，分布式光伏长期占据主导地位。过去几年，户用光伏依托农村屋顶快速扩张，形成了企业投资、农户出租屋顶、电量全额上网为主的开发模式。但随着装机增长持续高于局部负荷增长和电网承载能力，山东较早触及分布式光伏的消纳边界。

机制电价的变化进一步重塑了项目的收益预期。山东2025年增量光伏项目机制电价竞价结果为0.225元/千瓦时[4]，2026年提高至0.261元/千瓦时[5]，从全国来看处于低位。与此同时，项目实际结算规则与企业预期存在落差，部分存量项目结算电价已低于原有燃煤基准价。对依赖高比例上网的项目而言，较低机制电价叠加光伏发电与负荷错配带来的消纳受限，收益空间被双向压缩，山东部分地区的投资热度已明显降温，企业对新增项目的筛选和决策也更加谨慎。

2026年一季度，山东户用分布式光伏新增装机同比下降约48%，全国排名由第六名下降至第十八；工商业分布式光伏新增装机同比下降近87%，排名由第四降至第十二。山东作为分布式大省，新增空间有限是一方面；另一方面，这与地方规则调整密切相关。山东要求工商业项目年自发自用电量占发电量的比例不得低于50%，上网电量全部参与现货市场[6]，使高比例上网项目的收益明显收窄。户用方面，随着山东明确自2027年起非自然人户用项目不再纳入增量项目机制电价竞价范围[7]，多家以此类项目为主要业务的企业已经开始收缩规模或逐步退出山东市场。

相比企业租赁模式，自然人利用自有屋顶、自筹资金建设光伏，仍具有一定吸引力。一方面，组件价格下降和发电性能提高降低了前期投资额；另一方面，农户对屋顶拥有长期使用权，对回报周期的要求也不同于专业投资机构。在具备并网容量、光照条件和稳定结算预期的地区，自然人自投仍可能成为户用光伏发展的重要形式。

但这一模式难以延续过去企业租赁开发所形成的扩张速度，也难以从根本上化解局部配电网的消纳约束。国家能源局近期发布《关于深入推进农村能源革命 开展村镇微能网建设试点工作的通知》，探索“村能村用”新模式，启动村镇微能网建设试点[8]，结合《规划》提出深入推进千家万户沐光行动，这将为户用光伏规模较大的山东地区提供了统筹自然人项目、村集体资源和农村产业负荷的新空间。

面对消纳压力，山东正在加快推动光储融合。今年5月，山东发布《促进光伏发电高质量发展的实施意见》提出“推动光伏发电与其他电源、储能等一体化建设，强化在工业、农业农村、交通、建筑等领域应用，加快绿电直连等就近就地消纳场景培育”，“鼓励光伏电站配建储能”，“在新能源开发受限地区探索配置台区储能、云储能等，拓展消纳空间。在电网暂无可开放容量的地区，鼓励用户侧加装储能设施，建设全部自发自用的分布式光伏”[9]。

其中，台区储能是山东探索中较具代表性的方向。分布式光伏消纳压力往往集中在配电网末端，仅依靠大型集中式储能未必能够解决具体台区的反向潮流和容量约束。将储能配置在分布式光伏集中区域，可以在一定程度上平滑午间光伏出力、缓解局部电网压力，并为新增项目腾挪消纳空间。但台区储能要从示范探索走向规模化应用，仍需更加清晰和明确的收益和实施机制。

虚拟电厂同样被多家企业视为分布式光伏市场化后的重要出路，但目前仍面临接入和建设成本较高、资源分布在不同电网节点、聚合难度较大以及收益来源不稳定等问题。对于山东而言，下一阶段如何通过光储、微能网、负荷协同和聚合运营，提高分布式光伏与本地电力系统的适配能力已是核心问题。

---

3. 国家能源局 2026年一季度光伏发电建设情况 https://www.nea.gov.cn/20260519/6008bb88dc0649e5b5530fd6ad0b117a/c.html
4. 山东省发展和改革委员会 山东省能源局关于公布2025年山东省新能源机制电价竞价结果的通知 http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/10/9/art_306787_77499.html?xxgkhide=1
5. 山东省发展和改革委员会 山东省能源局关于公布2026年山东省新能源机制电价竞价结果的通知 http://fgw.shandong.gov.cn/art/2026/2/28/art_91687_10484360.html
6. 山东省发展和改革委员会 山东省能源局 国家能源局山东监管办公室关于印发《山东省分布式光伏发电开发建设管理实施细则》的通知 http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/7/11/art_333273_75374.html
7. 山东省发展和改革委员会 山东省能源局关于2026年新能源机制电价竞价工作有关事项的通知 http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/12/22/art_91687_10480950.html
8. 国家能源局综合司关于深入推进农村能源革命 开展村镇微能网建设试点工作的通知 https://www.nea.gov.cn/20260720/49d1f73c7afb489aa3ff3375b-2da941c/c.html
9. 山东省发展和改革委员会 山东省能源局关于印发《促进光伏发电高质量发展的实施意见》的通知 http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/5/25/art_354539_10312077.html

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

江苏：从机制电价托底走向多元价值实现

截至2026年一季度末，江苏省累计并网分布式光伏6629.4万千瓦，位列全国第一[10]，依然是分布式光伏投资较为活跃的省份。

“136号文”后，江苏首轮增量机制电量为131.35亿千瓦时，机制电价出清价格为0.36元/千瓦时，执行期限为10年[11]。与部分省份相比，较大的机制电量规模和较高的机制电价为新增项目应对现货价格波动提供了支撑。加之江苏新能源消纳水平总体较高，市场主体对工商业分布式光伏仍保持较强的投资意愿。

江苏工业体系完整、制造业集中、用电需求旺盛且白天负荷稳定，分布式光伏具有较高的自发自用比例。据企业估算，全省分布式光伏发电量中约有四至五成在用户侧消纳。对于用能企业而言，建设分布式光伏既可以减少外购电量，降低用电成本；也可以满足绿色电力消费、供应链减排等合规要求。随着组件及建设成本走低，越来越多具备资金实力的制造企业倾向于自投自建，以相对较低的前期投入，换取长期的电费节约以及绿色用能带来的附加价值。

对于第三方投资者来说，传统合同能源管理模式的项目评估重点正从建设成本转向用能企业的经营稳定性与电费回收能力。只要能够稳定收回电费，就是好项目——在电价波动加大的背景下，用户信用资质、负荷曲线特征和合同履约能力，正成为筛选项目的关键指标。

与此同时，掌握本地公共资源的地方国企和城投公司开始增加分布式光伏投资布局。相较于外部投资机构，地方平台在公共建筑、园区和本地企业资源方面具有优势，也更容易高效地整合资源，形成一定规模的底层资产。因此江苏分布式光伏的投资主体正在发生变化——从专业开发商主导，转向业主自投、地方国企与专业能源服务商共同参与。

自发自用之外，分布式聚合后参与绿电交易是江苏探索机制电量外增量收益的重要方向。单个分布式光伏项目通常规模较小、交易能力有限，通过聚合商或售电公司将分散项目的市场化电量汇合，再与有绿色用能需求的工商业及出口制造业企业匹配，这种聚合交易为江苏分布式光伏提供了市场化增量收益。

但户用和小微工商业项目单体规模小、数量多，在聚合参与绿电交易时常常面临计量结算、聚合关系、数据接入和运维成本等问题，距离规模化落地，仍需解决聚合成本和交易规则问题。

因此江苏分布式光伏的投资主体正在发生变化——从专业开发商主导，转向业主自投、地方国企与专业能源服务商共同参与。

此外，机制电量与绿电收益之间存在一定权衡关系。根据“136号文”，纳入机制的电量不得重复获得绿证收益。为规避现货电价波动风险，多数企业更倾向于申报较高比例的机制电量，锁定相对稳定的收益，但这也相应压缩了可供聚合并参与绿电交易的电量。由此，企业逐渐形成两种策略：风险偏好较低的企业更多依靠机制电量稳定收益；具备交易能力和客户资源的企业，可保留更多市场化电量，通过绿电交易增加收益。

广东：节点电价与成本抬升中寻找增量空间

广东拥有旺盛的用电需求、较高的工商业电价和大量出口型企业，珠三角地区也具备较好的本地消纳条件。广东首轮增量光伏机制电价同样为0.36元/千瓦时[12]，绝对值上处于全国相对较高水平。但与江苏不同，广东原有燃煤基准价为0.453元/千瓦时，机制电价较其下降超过20%，因此实际保障力度没有绝对值所呈现的那样突出。

更重要的变化来自节点电价。新能源全面入市后，项目上网电量按照所在节点的市场价格结算，机制电价则通过市场外差价结算发挥收益“锚点”作用。因此，机制电价并不等同于项目最终获得的固定上网电价，根据项目所处的节点位置不同，同等发电量的项目实际结算收益也可能大不相同。

10. 国家能源局 2026年一季度光伏发电建设情况 https://www.nea.gov.cn/20260519/6008bb88dc0649e5b5530fd6ad0b117a/c.html

11. 省发展改革委关于公布江苏省2025-2026年新能源增量项目机制电价竞价结果的通知 https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2025/12/31/art_51012_11703832.html

12. 广东省发展改革委 广东省能源局关于公布2025年新能源项目机制电价竞价结果的通知 https://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_4828493.html

广东分布式光伏的消纳和开发重点主要集中在珠三角。经过多年发展，产权清晰、结构条件较好、负荷稳定的大型工商业屋顶已经被开发得相对充分。剩余屋顶可能涉及建筑承重、产权关系、消防要求或屋面改造，开发难度和施工成本明显上升。同时，新能源入市对项目“可观、可测、可调、可控”能力提出了更高要求。企业反映，新增项目通常需要承担相应的接入和改造费用，部分存量项目在不同城市的改造进度和成本分担方式也存在差异，进一步增加了项目收益测算和投资决策的难度。

与江苏类似，广东也面临合同能源管理模式的挑战，在节点价格、市场交易和系统运行费用共同变化的背景下，电能量价格下降不一定意味着用户最终用能成本同步下降。如果用户实际缴纳的综合费用没有明显减少，投资方就很难继续用简单的“电价打折”逻辑吸引用户参与。

广东较早启动了虚拟电厂的政策探索和制度建设，但分布式光伏聚合交易与运营目前仍缺乏清晰收益闭环。广东较大的电价差往往出现在晚高峰，而光伏在这一时段基本无法发电，单独聚合光伏的套利空间有限。对于资源更加分散的户用光伏而言，由于接入和运营成本更高，这一模式短期内仍较难规模化复制。

绿电需求同样是广东分布式光伏的重要机会。大量出口型企业受到供应链减排和国际市场要求影响，对绿色电力和绿证存在现实需求。但分布式绿证在交易、核销和使用便利性方面仍存在一定障碍，部分企业更倾向于购买集中式新能源项目对应的绿证，导致分布式光伏的环境价值尚未得到充分释放。

在此背景下，不同类型企业的选择进一步分化。部分央企和大型国企提高了新增项目的收益率要求，投资决策更加谨慎，新增项目推进明显放缓；市属和区属国企依靠本地资源继续布局公共建筑、园区和工商业项目，但同样面临投资收益模型和审计合规等约束；民营企业则更多通过储能、虚拟电厂、综合能源服务、技术创新和海外市场拓展，寻找新的增长空间。广东与东南亚市场联系紧密，一些光伏企业已经在海外布局，也有部分企业在国内新增项目收益承压后进一步加快出海步伐。

三条路径背后，是同一场行业重构

山东、江苏和广东的发展条件不同，面临的问题也各有侧重，但三省的变化共同说明，在新能源全面入市背景下，分布式光伏正在走向更加多元化的发展模式，光储融合、虚拟电厂、技术创新、产业融合等新路径不断涌现。与此同时，分布式光伏的发展逻辑也正在发生变化——从一项相对单纯的资产投资，转变为一项综合能源运营业务。

与此同时，分布式光伏的发展逻辑也正在发生变化——从一项相对单纯的资产投资，转变为一项综合能源运营业务。

大型工商业分布式光伏仍是当前经济性较好的项目类型，特别适用于白天负荷稳定、自发自用比例较高的企业。但三省都面临优质大型工商业屋顶已被较充分开发的问题。未来新增空间将更多来自小微工商业、公共建筑、工业园区、交通设施、农村自然人自投以及建筑光伏一体化等多元应用场景。

面对市场化转型，行业已经逐步接受新能源全面入市的方向，但对政策稳定性和可预期性的诉求仍然强烈。对于用电需求持续增长和消纳空间约束的东部负荷大省而言，持续提高新增电力需求中的清洁能源占比并非易事。这不仅需要继续挖掘以分布式光伏为代表的本地清洁能源增量潜力，也需要通过稳定、可预期的制度安排，增强市场主体信心，保持社会资本的投资意愿。

分布式光伏下一阶段的发展，仍需政策在顶层设计层面完善不同阶段项目的分类管理和衔接机制。对于存量、已备案、已签约、在建和待并网项目，应建立更加明确的分类管理规则以及合理的过渡安排，避免因政策调整追溯影响既有投资决策。地方政策可以根据市场运行情况动态优化，但调整过程应经过公开评估、充分征求意见和提前预告，为受影响项目预留合理过渡期。

同时，应进一步完善分布式光伏聚合交易和虚拟电厂规则，重点解决跨节点聚合、户用和小微工商业计量结算，以及现货市场、中长期交易、绿电交易和辅助服务之间的衔接机制。未来，虚拟电厂不能只依靠短期价差套利，还需要通过需求响应、辅助服务和容量价值等方式获得收益，形成更加稳定、可持续的商业模式。

只有建立稳定连贯的政策预期，完善绿电、储能和资源聚合的价值实现机制，让分布式光伏新增的调节和交易能力能够真正转化为可结算、可持续的项目收益，才能重新稳定社会资本的投资信心。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

从装机规模到培育生态，山东如何重塑分布式光伏信心？

中国光伏行业协会电力市场特邀顾问 **卢嘉斌**
本文应国际环保机构绿色和平约稿撰写，文章首发于光伏們

过去三年，山东分布式光伏一路高歌，但繁荣的表象之下，三道硬茬接连横亘在面前——

第一道物理题。装机爆发之后，2024年，山东全省53个县级配电网被划入分布式光伏接入“红区”，暂停新项目接入。

第二道价格题。2025年4月，全月每天中午，电力现货价格无一例外跌入负电价。光伏大发阶段的电力供给增加迅速，电能量价格持续压低。

第三道模式题。2026年是136号文正式实施的元年，分布式光伏上网电量从“保障性收购”迈入“市场定价”，收益模型被重写，直接改变着每一个市场主体的决策。

三道题的背后，其实是同一个问题：当光伏从“补充”逐步成长为“主力”，它还能不能继续发展？

三道题的背后，其实是同一个问题：当光伏从“补充”逐步成长为“主力”，它还能不能继续发展？

如果按照固有的商业模式思维，答案一定是不太可观。消纳受限、电价走低、收益不稳，每一条都足以让分布式光伏的投资停滞。山东的困境并非孤例，也是河北、河南以及西北等光伏大省的共同缩影，经历了大规模装机爆发、电网和市场配套相对滞后的过程，新能源的消纳矛盾由此集中显现。因此，问题的关键不在于光伏是否值得继续发展，而在于未来应当以什么方式、在什么场景下发展。

山东正在给出的新答案是：不再简单为光伏设定一条依靠装机目标和政策托底的路径，而是搭建适合光伏长期生存的市场环境，让不同类型的项目接受真实的来自供需和市场价格的检验。

这种“培育生态”的思路，或许正是山东经验中最值得其他地区关注的部分。

两个领先，一个样本

截至2026年5月，山东光伏装机达到9636.66万千瓦，占全省电源总装机的37.34%；其中分布式光伏超过6000万千瓦，接入用户超过130万户。无论从规模还是渗透率看，山东都是观察中国分布式光伏发展变化的典型样本。

与分布式光伏同步加速的还有山东省电力市场建设。2021年12月，山东开启电力现货市场连续结算试运行，2024年6月17日，山东成为全国第三个转入正式运行的电力现货市场，成功构建了“中长期+现货+辅助服务+零售+绿电绿证+容量补偿”的全周期、全品种电力市场体系。

2026年是新能源全电量入市元年，山东最先出台配套政策，一方面，保障新能源企业在入市初期的合理收益，又通过零售封顶价格、批发成本联动和中长期灵活价格等机制为工商业用户筑起价格防火墙。

光伏装机领先，叠加电力市场建设领先，这意味着全国分布式光伏要面对的问题，会率先在山东暴露；而问题的解法，也最有希望率先在山东跑通，这正是山东值得被全国仔细研究的原因。

从装机骤降、红区划定到136号文的率先执行，可以看到，山东分布式光伏的增长引擎，已经从“政策推动”切换到“市场筛选”。这套体系如何运转？可以从三条线索看清。

一、用储能打开并网空间

从2023年开始，光伏接入限制地区全面在山东省蔓延，山东随后尝试通过储能和虚拟电厂，为受限地区打开新的项目出口。2025年4月，《关于推动虚拟电厂试验示范工作高质量发展的通知》（鲁发改运行〔2025〕279号）明确，允许发电储能类虚拟电厂通过配建储能，在接入受限地区新装、聚合分布式光伏和储能资源，通过引入“虚拟电厂”这一聚合模式，让“配储换并网”第一次在山东分布式光伏市场获得了较为明确的政策通道。

2026年5月，《促进光伏发电高质量发展的实施意见》（鲁发改能源〔2026〕374号）又进一步提出，暂无可开放容量的地区，用户侧加装储能、保证不发生反向重过载，即可建设全部自发自用分布式光伏，并在受限地区探索台区储能、云储能等新模式。

这套安排的意义，不仅在于配置储能本身而是通过允许光伏与配储作为统一整体参与市场。储能不仅能够通过充放电改变光伏出力曲线，还可以参与容量补偿等市场机制。这意味着，储能从可能增加项目成本的“并网的代价”变成了会创造收益的资产。原本属于电网物理约束的问题，开始通过市场化收益机制寻找解决方案。面对承载力不足，山东提供了一个重要思路：通过价格机制，引导项目主动承担系统调节责任。

9636.66万千瓦

截至2026年5月，山东光伏装机达到9636.66万千瓦，占全省电源总装机的37.34%；其中分布式光伏超过6000万千瓦，接入用户超过130万户。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

二、用虚拟电厂降低入市门槛

新能源全面入市之后，分布式光伏面对的另一项难题，是单体项目规模小、数量多、位置分散，难以独立参与市场交易。

为此，山东也率先迈出了发电侧虚拟电厂的探索之路。2025年4月，《关于推动虚拟电厂试验示范工作高质量发展的通知》（鲁发改运行〔2025〕279号）启动虚拟电厂试验示范；2026年3月，七部门联合印发《山东省促进虚拟电厂高质量发展方案》；2026年6月，《山东省虚拟电厂建设运行管理办法》出台，并于8月1日施行。一年多时间，山东完成“试点探索—发展方案—管理办法”的制度三级跳，虚拟电厂也从概念验证进入规范运行阶段。

市场机制正在开始体现价值。2026年5月，我们观察到一个分布式光伏以虚拟电厂聚合形式参与电力市场的实际案例：一个配储比例约30%的全额上网项目，与同区域无配储项目相比，仅通过储能的电能量峰谷转移和容量补偿机制，其场内结算收益就达到后者的两倍以上；即使计入场外机制电价差价结算，仍有近20%的增收。

当聚合机制逐步跑通，分布式光伏的收益结构便从单一的发电，变成发电收益、容量收益和绿色环境价值的组合，这正是分布式光伏与电力市场长期共处所需要的商业基础。

三、从装机先行到问题解决

随着市场的愈发成熟，山东分布式光伏的发展目标从“十四五”期间的关注装机、规模占比，转向更为系统性的问题解决。

其中一条路径，是服务工商业企业降低用电成本。在现货价格波动加大、余电上网收益下降的背景下，具有稳定负荷和较高自发自用比例的工商业项目仍然具备相对明确的经济性。分布式光伏在高耗能企业中扮演着降低企业综合用能成本的重要工具。

另一条路径，是服务企业绿电消费和出口合规需求。对于具有稳定绿电需求的出口型企业，可以通过整合周边闲置屋顶、分布式电源和用电负荷，探索绿电直连、源网荷储一体化等模式，为企业提供更加稳定、可追溯的绿色电力，应对供应链减排和碳边境调节机制等要求。

这些模式与趋势共同指向的是，分布式光伏的系统定位不再是独立的发电单元，而是嵌入源网荷储系统的调节节点。它既可以与风电、储能、可调节负荷协同，参与电力市场交易，也可以更紧密地与企业负荷结合，助力企业降低用电成本、满足绿电需求。

山东分布式光伏可持续的高质量发展离不开消纳和真实的需求。需求牵引、消纳先行、配套同步、质量优先，才

是分布式光伏下一阶段的主要发展逻辑，这也是山东作为中国分布式光伏发展的先锋省份，为其他地区提供的重要路径参考。

在分布式光伏的发展规划中，绿电需求是其中尤为重要的一环。山东从2025年起将可再生能源消纳责任权重考核分解到重点行业，先后把电解铝、水泥、钢铁三个行业共249家重点用能企业纳入绿电消费比例管理。配额约束推动企业的绿电消费从自愿行为转向合规要求，为绿电需求提供了制度支撑。

但从山东整体绿电市场的供需来看，目前每千瓦时约1.5至2分的环境溢价，虽然能够为部分存量光伏项目提供增量收益，但无法对分布式光伏的投资形成决定性支撑。因此，无论绿电直连还是源网荷储，当前商业模式仍以追求低电价为核心导向，绿色价值尚未在市场里达成共识。

新能源发展至今，山东的困境远不止“山东”，而是“十四五”装机狂飙之后全国大部分省份面临的共性问题。稳定、廉价、绿色作为能源发展的不可能三角，是所有市场的共同挑战，但如果新能源的发展是大势所趋，那么最好的抓手仍然在市场。提高全社会的绿电需求意识，建立稳定、透明、可预期的绿色价值实现机制，将成为新能源真正实现市场化的核心手段。与此同时，光储融合也需要继续提高稳定供电和系统调节能力，使新能源不仅能够提供绿色电量，也能够为电力系统提供更高质量的容量和调节服务。

结语

回头看，山东的分布式光伏发展正在逐步告别依靠硬性规划和政策托底阶段。它正在用规则筛选项目、用储能打开空间、用市场兑现价值、用聚合降低门槛，再通过绿电消费机制培育新的需求，让光伏在真实的供需与价格中持续发展。而政府的角色，也正在从直接规划项目发展路径的“划跑道者”，转变为建设规则、市场和基础设施的“生态培育者”。

映射到市场端，未来的投资者、开发商和金融机构不能只盯政策，更要关注光伏所处的电力系统和市场环境。现货分时价格曲线的形状、负电价的频次与深度、机制竞价的出清价格与规模、绿电交易溢价水平、可靠容量补偿标准、承载力评估的季度变化以及虚拟电厂的聚合规模与调节能力都将成为判断项目能否投资、适合何种模式的重要指标。

市场化并不是分布式光伏发展的终点，而是新一轮价值重估的起点。随着储能、聚合交易、绿电消费和源网荷储协同机制逐步完善，行业仍有望在高自发自用、稳定负荷、绿电需求旺盛和具备调节价值的场景中打开新的增长空间。

山东正在书写的，不仅是一个省份的能源转型故事，也是在新能源全面入市背景下，中国分布式光伏如何重建生存逻辑的一份现实答卷。从规划装机到培育生态，并非增长的结束，而是分布式光伏走向更高质量、更具韧性发展阶段的开始。

从规划装机到培育生态，并非增长的结束，而是分布式光伏走向更高质量、更具韧性发展阶段的开始。

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保组织，致力于以实际行动推动积极的改变，保护地球环境。

地 址：北京东城区东四十条94号亮点文创园A座201室
邮 编：100007
电 话：86（10）65546931
传 真：86（10）64087851

www.greenpeace.org.cn

更多免费行业报告 并购家 www.ipoipo.net