

重点行业定期监测报告

江西交投新能源集团

(2025 年 9 月)

本期关注

新能源	江西省发展和改革委员会发布关于公开征求《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》及配套细则意见的公告；
	湖南省交通运输厅与湖南省能源局联合印发《湖南省高速公路 LNG 加气站和加氢站布局建设方案》；
	生态环境部发布《2024、2025 年度全国碳市场钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量和分配方案（征求意见稿）》；
	国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳》；
传统能源	中国石化完成长江沿线氢能物流车跨区域测试；
宏观经济	10 地将试点要素市场化配置综改；
	两部门：完善价格机制促进新能源发电就近消纳。

【 新能源 】

『 光伏发电 』

『 数据走势 』

2025 年 8 月，江西省总发电量 181.4 亿千瓦时，同比增长 11.1%；其中，火电发电量 148.9 亿千瓦时，同比增长 9.1%；水力发电量 7.4 亿千瓦时，同比增长-15.6%；风力发电量 10.6 亿千瓦时，同比增长 90.5%；太阳能发电量 14.5214 亿千瓦时，同比增长 15.8%。

2025 年 1—8 月，江西省总发电量 1188.9 亿千瓦时，同比增长 5.3%；其中，火电发电量 966.3 亿千瓦时，同比增长 7%；水力发电量 48.2 亿千瓦时，同比增长-34.6%；风力发电量 90.6 亿千瓦时，同比增长 5.1%；太阳能发电量 83.8666 亿千瓦时，同比增长 27.1%。

（二）公司 2025 年 1-8 月光伏、风电各项目发电量总计发电量为 32016.68 万度，其中光伏发电量为：4869.57 万度，风力发电量为：27147.11 万度

发电项目	发电量（千瓦时）	月均小时数（h）	同比↑（%）
一期（11.47MW）	7603916	82.79	10.81%
三期（3.65MW）	2907036	99.45	11.95%
共青城（1.68MW）	1290751	96.03	8.49%
泰和创能（21.96MW）	17079720	97.23	21.12%
余干祥晖（19.97MW）	16560558	103.66	11.32%
军工集团（1.5MW）	1161766	96.81	2025 年 1 月并网

广场南路光储充项目	95759	84.53	2024 年 12 月并网
教育厅大厦光伏车棚	239784	103.90	2025 年 4 月并网
明山隧道（630kW）	165691	87.66	2025 年 6 月并网
白竺隧道（1.23MW）	410608	111.27	2025 年 5 月并网
阳明湖零碳服务区	1180132	77.94	2025 年 6 月并网
光伏合计（59.43MW）	48695721		
龙南风电（39.9MW）	54872400	171.90	12.64%
万安风电（84.85MW）	158910928	234.10	1.83%
新余伟熙（23.1MW）	27555360	149.10	-3.28%
新余伟德（23.1MW）	30132480	163.05	-4.20%
风电合计（170.95MW）	271471168		

『政策动向』

9月8日，江西省发展和改革委员会发布关于公开征求《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》及配套细则意见的公告。文件包括，《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》《江西省增量新能源项目机制电价竞价实施细则（征求意见稿）》和《江西省新能源可持续发展价格结算机制差价结算细则（征求意见稿）》。

其中《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》提出，建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算机制，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部

分，由电网企业开展差价结算，结算费用纳入系统运行费，由全体工商业用户分摊或分享。现货市场连续运行时，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定，取消对参与市场交易的新能源月结算均价最低限价的有关规定。

2025 年 6 月 1 日以前投产的存量新能源项目，机制电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接，已参与绿电交易的新能源不纳入机制电量范围，机制电价统一按江西省煤电基准价执行（当前江西煤电基准价为 0.4143 元/kWh），执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行。集中式新能源投产容量以项目核准（备案）容量为准，投产时间以电力业务许可证中核准（备案）发电机组最晚投产时间为准；分布式新能源投产容量及时间以电网企业营销系统中项目的“并网容量”和“并网日期”为准。

建立增量项目机制电价竞争机制。2025 年 6 月 1 日及以后投产的增量新能源项目，机制电量年度总规模，综合考虑当年增量新能源项目装机容量、合理利用小时数、用户承受能力、非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况等因素确定。机制电价由竞争形成，具体按照边际机组报价确定，同一批次、同类型项目机制电价水平相同。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。初期为避免无序竞争，设置竞价下限和申报充足率下限，引导新能源充分竞争，降低全社会用能成本。执

行期限，根据同类项目回收初始投资的平均期限合理确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

《江西省增量新能源项目机制电价竞价实施细则（征求意见稿）》提出，2025 年首次竞价，暂定于 2025 年 10 月组织开展，首次竞价范围为 2025 年 6 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日增量新能源项目。后续年度竞价，在省内电力中长期年度交易组织前完成，原则上每年开展 1 次，确有必要的可以开展多次竞价。竞价范围为已投产和未来 12 个月内投产，且未纳入过机制执行范围的项目。

每年新增纳入机制的电量规模，综合考虑当年增量新能源项目装机容量、合理利用小时数、用户承受能力、非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况等因素确定。当年完成情况预计超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可在当年增量水平的基础上，适当减少。未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。

2025 年首次竞价设置风电、光伏两种类型分别组织开展竞价，后续批次竞价视市场情况，调整组织形式、竞价上限和下限价格。竞价申报价格单位为“元/千瓦时”，保留小数点后面 3 位，含增值税，不高于竞价上限，不低于竞价下限。

《江西省新能源可持续发展价格结算机制差价结算细则（征求意见稿）》提出，存量新能源项目机制电价，统一按江西省煤电基准价执行（0.4143 元/kWh）；增量新能源项目机制电价，通过竞价形成。

新能源项目机制电量每月按固定比例（项目确定的机制电量比例）执行，其中：项目当年累计执行的机制电量达到年度机制电量规模，则当月超过部分及当年后续月份不得再执行机制电价；若年底仍未达到年度机制电量规模，则缺额部分电量不再执行机制电价，不跨年滚动。存量项目机制电量比例，集中式新能源上限为 80%，分布式新能源上限为 100%。光伏扶贫项目机制电量上限为 100%。增量项目机制电量比例上限在竞价前予以公布。其中新能源项目月度机制电量=项目月度实际上网电量×项目的机制电量比例。增量项目的机制电量比例=项目竞价确定的机制电量/项目预测的年度上网电量。

『 行业要闻 』

9月19日，国家能源局发布2025年8月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据，8月，国家能源局核发绿证2.71亿个，其中太阳能发电核发绿证7327万个，风电6494万个。

2025年8月，国家能源局核发绿证2.71亿个，涉及可再生能源发电项目30.65万个，其中可交易绿证1.52亿个，占比55.99%。本期核发2025年7月可再生能源电量对应绿证2.25亿个，占比83.01%。2025年1—8月，国家能源局共计核发绿证18.78亿个，其中可交易绿证12.77亿个。

2025年8月，全国交易绿证4838万个，其中绿色电力交易绿证1763万个。2025年1—8月，全国交易绿证4.64亿个，其中绿色电力交易绿证1.58亿个。2025年8月，全

国单独交易绿证 3075 万个，交易平均价格为 5.66 元/个，环比增长 22.77%。

|简评|

目前，我国新能源大规模发展，但同时也面临消纳难度上升、电力系统调节压力加大等挑战。就近消纳模式，可以有效促进新能源消纳利用、满足企业绿色用能需求，并减轻电力系统调节压力。《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》针对性完善相关价格机制，破解就近消纳项目发展难题，更好促进新能源消纳、减轻电力系统调节压力。完善后的就近消纳价格机制，细化明确了就近消纳项目边界、保供责任、经济责任，有望破解当前新能源就近消纳模式面临的发展难题，推动其加快发展，一方面，将有效促进新能源消纳利用，另一方面，将有效减轻电力系统调节压力。

江西省电力市场试运行阶段将于 10 月开始实施，电力交易是一项系统工程，涉及政策、市场、技术、风控等多维度能力。建议公司以本次试运行为契机，通过“第三方合作+分阶段能力建设”双轮驱动，快速构建自主交易能力，并逐步向数字化、智能化方向升级，最终实现电力交易的精细化、合规化与高效化运营。建议公司同步成立内部电力交易专项工作组，明确职责与时间节点，确保试运行工作有序推进。

『LNG 加气』

『数据走势』

本月国内 LNG 市场价格涨跌各异。工业和车用需求增长不及预期，且局部降雨抑制 LNG 重车周转，同时随“双节”临近，下游谨慎采买，然资源供应充足，供需面持续宽松。液厂方面，在成本支撑下，少量液厂库存无压短试探涨，但下游需求不振，随着排库需求逐渐增加，多地液厂为刺激销售，跌价促销。接收站方面，本周进口船期减少，资源方库存多可调控，以稳价销售为主，仅华北和华东局部接收站价格下调。且随“双节”假期临近，市场仍无利好提振，液厂排库意愿增加，同时台风“米娜”即将登陆，局部需求和资源流通受抑制，下游采买心态谨慎，在利空因素主导下，预计下周 LNG 市场价格仍存下行预期。本月，高速实化公司采购的主要气源为湖北黄冈 LNG 液化工厂气源与中海油莆田接收站进口海气，落地价格 4190~4330 元/吨，南城加气站零售价 5.09 元/kg，龙虎山加气零售价由 5.09 元/kg 下调至 4.99 元/kg，庐山加气站零售价由 5.09 元/kg 下调至 4.99 元/kg，南康北加气站零售价由 5.19 元/kg 下调至 5.09 元/kg，进贤加气站零售价由 4.99 元/kg 下调至 4.88 元/kg。

『 行业要闻 』

近日，湖南省交通运输厅与湖南省能源局联合印发《湖南省高速公路 LNG 加气站和加氢站布局建设方案》。该方案明确，到 2027 年底，湖南将在全省高速新建 LNG 加气站 78 座、加氢站 8 座；到 2030 年底，累计建成 LNG 加气站 138 座、加氢站 12 座；到 2035 年底，全面完成 174 座 LNG 加气站建设，构建氢能高速应用网。

|简评|

截止目前，LNG 市场供应价格较去年同期下降 24.6%。随着国庆假期的临近，考虑下游对高价承接能力有限，局部补库需求增加，再加上部分上游库存压力有所缓解，成本支撑下，预计短期内低价补涨，而部分高价资源继续降价促销。

『碳市场』

2025 年 9 月 29 日，生态环境部发布《2024、2025 年度全国碳市场钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量和分配方案（征求意见稿）》，这是中国碳市场首次大规模扩围至工业领域的核心政策文件。方案明确将钢铁、水泥、铝冶炼三大行业纳入全国碳市场管理，覆盖全国 1500 家重点企业，涉及 30 亿吨碳排放（占全国总量 60% 以上），标志着中国碳市场从发电行业单一管控转向多行业协同治理的新阶段。

其中核心内容包括：1.配额分配机制，2024 年采用“实际排放量等量分配”，企业无需支付履约成本；2025 年引入动态调节机制，根据企业碳排放强度偏离度（ X ）和行业基准值（ α ）实施差异化配额分配，对能效先进企业给予奖励，落后产能则收紧配额；2.履约管理，2025 年起实施预分配机制，企业可提前获得配额用于交易或融资；盈缺率控制在 3% 以内，避免对生产经营造成过度冲击；3.CCER 使用规则，仅允许使用 2024 年 1 月后登记的 CCER，抵销比例不超过 5%，优先支持可再生能源、林业碳汇等生态效益显著项目。4.行业特性适配，钢铁行业按法人单位核算，水泥按生产线，铝冶炼按工序，体现精细化管理原则。

9月全国碳价从月初 69.41 元 / 吨跌至月末 57.97 元 / 吨，跌幅 16.5%，部分因新纳入行业 2024 年配额无缺口、需求疲软，叠加火电发电量同比下降 5.4%，进一步削弱碳配额购买动力。但预分配机制与 CCER 使用规则为未来市场注入流动性预期，长期碳价中枢有望向 80-100 元 / 吨区间移动。

此次配额方案的出台是中国碳市场建设的里程碑事件，标志着政策从“试点探索”转向“系统治理”。短期内，企业需适应碳成本内化带来的经营压力；中长期看，政策将倒逼行业技术升级与区域资源优化配置，推动经济社会全面绿色转型。未来需重点关注 2025 年履约期市场反应、CCER 项目开发进度及国际碳价联动效应，进一步完善市场机制，提升全球碳定价影响力。

『机制电价』

9月12日，国家发展改革委 国家能源局发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳》的通知。

通知指出，公共电网提供稳定供应保障服务。对电源、负荷、储能等作为整体与公共电网连接，形成清晰物理界面和安全责任界面、以新能源发电为主要电源的就近消纳项目，公共电网按照接网容量提供可靠供电等服务，保障其安全稳定用电。就近消纳项目电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧，新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例不低于 30%、2030 年起新增项目不低于 35%；项目应当具备分表计量条件，由电网企业在发

电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装计量装置，准确计量各环节电量数据。

就近消纳项目公平承担稳定供应保障费用。按照“谁受益、谁负担”原则，对电力系统提供的稳定供应服务，就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用；未接入公共电网的项目，不缴纳稳定供应保障费用。

就近消纳项目平等参与电力市场。项目与其他发电企业、电力用户等具有平等市场地位，原则上作为统一整体参与电力市场。现货市场连续运行地区，项目上网电量交易和价格结算按照市场规则执行；现货市场未连续运行地区，原则上不向公共电网反向送电、不开展送电结算。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按照下网电量承担上网环节线损费用。

【传统能源】

『能源行业』

2025 年 9 月 25 日，中国石化宣布 3 台不同型号的氢能物流车完成长江沿线 1500 公里跨区域运输测试，车辆从上海青浦青卫综合加能站出发，途经沪苏皖赣鄂 5 省市，最终抵达湖北宜昌枝江服务区，沿途依托 6 座中国石化加氢站实现补能。此次测试首次将沪嘉甬和汉宜两条城际氢走廊连接，标志着长江氢能交通轴线建设取得实质性突破。中国石化计划进一步扩展至成渝氢走廊，形成覆盖长江经济带的氢能运输网络。

中国石化通过“2+5”氢走廊布局（贯通京沪、西部陆海新通道 2 条国家级干线，打造 5 条城际走廊），已建成 146 座加氢站，运营规模全球领先。此次长江氢走廊测试成功，不仅验证了氢能重卡在复杂地理条件下的长距离运输可行性，更通过串联现有加氢站网络，推动氢能基础设施从“点式布局”向“网状互联”升级。以测试路线为例，上海至宜昌段平均每 250 公里设 1 座加氢站，基本满足氢能物流车续航需求，为未来商业化运营奠定基础。

长江氢能走廊建设将带动沿线省份氢能产业链协同发展。例如，上海依托临港新片区发展氢燃料电池电堆及系统集成，江苏聚焦氢能储运装备制造，安徽布局绿氢制备基地，湖北重点发展氢能重卡整车生产。通过“走廊 + 产业集群”模式，预计到 2027 年沿线将形成千亿级氢能产业规模，直接创造就业岗位超 5 万个。此外，氢能物流网络的完善将提升长江经济带物流效率，降低区域间运输成本，促进长三角与长江中游城市群的产业联动。

目前国内加氢站平均建设成本约 1500-2000 万元 / 座，主要受制于高压储氢设备、加注机等核心部件进口依赖。氢能物流车的规模化应用将有效降低公路运输碳排放。以长距离运输场景测算，氢能重卡百公里氢耗约 9-12 公斤，按当前绿氢成本（约 3.5 元 / 公斤），每公里燃料成本约 0.315-0.42 元，与柴油重卡（约 0.5 元 / 公里）基本持平。若叠加碳税成本（假设 2025 年碳价 80 元 / 吨），氢能重卡全生命周期碳排放较柴油车减少 80% 以上，经济性优势

将进一步凸显。

但现有高压气态储运(35MPa/70MPa)成本较高(约 2-3 元 / 公斤)，而液氢储运技术(-253℃)尚未实现商业化应用。此外，氢能物流的商业化需上下游企业协同推进。未来，需通过政策引导、技术创新和产业链协同，进一步降低氢能应用成本，完善基础设施网络，推动氢能在重卡、港口机械、内河航运等领域的广泛应用，助力“双碳”目标实现。

【宏观经济】

『政策动向』

9月11日，国新办举行国务院政策例行吹风会，介绍全国部分地区实施要素市场化配置综合改革试点有关情况。

国家发展改革委副主任李春临在吹风会上介绍，近期，经国务院常务会议审议通过，国务院批准在10个地区开展要素市场化配置综合改革试点，试点实施方案已经全文向社会公布。试点的这10个地区包括北京城市副中心、苏南重点城市、杭甬温、合肥都市圈、福厦泉、郑州市、长株潭、粤港澳大湾区内地九市、重庆市、成都市。

李春临在回答媒体记者提问时表示，本次试点聚焦要素市场建设的重点领域、关键环节和经营主体反映强烈的问题，结合试点地区资源禀赋、优势特色和发展需要，部署具体改革任务，通过以点带面、点面结合的方式，着力破除阻碍要素自由流动和高效配置的体制机制障碍，推动解决一批要素市场化改革中的难点问题。

李春临强调，这次综合改革试点的亮点主要体现在4个

方面：一是试点地区代表性强。二是要素涵盖范围广。试点不仅涉及土地、劳动力、资本等传统要素，同时支持试点地区深化探索数据、算力、空域、频谱轨道等新型要素配置方式和价值实现路径，有效促进新质生产力培育和发展。三是更加注重改革系统集成协同高效。四是突出因地制宜。

| 简评 |

本次要素市场化配置综合改革试点，其核心价值在于以“问题导向 + 创新突破” 重构要素配置逻辑。对数据、算力等新型要素的探索，突破了传统要素配置的边界，为新质生产力培育提供了制度层面的适配空间，而非简单拓展要素覆盖范围。系统集成与因地制宜的结合，既避免了改革“碎片化”，又通过区域差异化探索形成可复制的多元路径，而非单纯强调政策执行方式。

『 重大消息 』

国家发改委、国家能源局近日下发《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（以下简称《通知》），自今年 10 月 1 日起实施。《通知》明确，就近消纳项目电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧，新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例不低于 30%、2030 年起新增项目不低于 35%；项目应具备分表计量条件，由电网企业在发电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装计量装置，准确计量各环节电量数据。

新政首次从国家层面明确新能源就近消纳项目的“自发自用比例”量化门槛，并配套“分表计量+全环节监管”的

技术要求。这两大措施共同解决了新能源就近消纳长期面临的“消纳责任不清、激励机制模糊、数据监管薄弱”三大痛点，将就近消纳从概念倡导转化为可落地、可考核的硬性指标，为新能源从规模扩张转向高效利用提供了制度保障。

在业界看来，《通知》的核心在于运用市场化价格机制这把“钥匙”，开启就近消纳这扇“大门”。这不仅是一次政策上的微调，也是一次系统性、机制性的重构，标志着中国新能源发展从追求装机规模的粗放式增长，转向追求消纳效率和价值创造的高质量发展，进而构建一个更具韧性、更经济、更绿色的未来电力系统。

| 简评 |

完善后的新能源就近消纳价格机制，通过细化并明确项目边界、保供责任与经济责任，针对性破解当前新能源就近消纳模式面临的发展难题。该机制为新能源就近消纳提供了清晰的实施规范与责任界定，推动新能源发展从注重规模扩张的阶段，转向以提升质量效益为核心的阶段，为构建新型电力系统筑牢制度支撑。