



光伏信息精选

(2024. 10. 07-2024. 10. 13)

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.cn

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 A207 室

目 录

行业聚焦

1. 人民日报：向绿向新，新型能源体系加快构建 1
2. 2024 年 8 月，新增建档立卡光伏发电项目 5742 个 6
3. 出口数据：光伏延续“量增价减”，逆变器环比提升 9
4. 光伏产业供应链价格报告 10
5. 光伏辅材的占比变化及海外布局 11
6. 31.6% 钙钛矿硅叠层电池新记录 13

企业动态

7. 晶科能源发明专利位居中国光伏领域第一 16
8. 正泰新能亮相英国国际太阳能和储能展，携手 Pinergy 开拓英国市场 17

政策信息

9. 分布式光伏发电开发建设管理办法（征求意见稿） 19
10. 电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿） 34

人民日报：向绿向新，新型能源体系加快构建

能源，工业的粮食，国民经济的命脉，推进碳达峰碳中和的主战场。

习近平总书记指出：“加快构建清洁低碳安全高效的能源体系，是我国能源革命的主攻方向。”

新中国成立 75 年来特别是党的十八大以来，我国能源供给能力不断提升，形成了煤、油、气、核、新能源和可再生能源多轮驱动的多元供应体系，成为世界能源生产第一大国。与此同时，能源结构持续优化改善，新型能源体系加快构建，为经济社会发展提供动力支撑。

“一降一增”，印证变化：原煤占一次能源生产总量的比重，从新中国成立初期的 96.3% 降低至 2023 年的 66.6%；清洁能源发电量从 1978 年的 446 亿千瓦时增加至 2023 年的 3.2 万亿千瓦时，全社会每消费 3 千瓦时的电就有 1 千瓦时是绿电。

一块浑身是宝的煤炭——化石能源清洁高效利用

习近平总书记指出，“煤炭产业发展要转型升级，走绿色低碳发展的道路”“促进煤化工产业高端化、多元化、低碳化发展”。

走进国家能源集团榆林化工有限公司，塔罐林立、管线纵横，一块块煤炭经过加工变成聚乙醇酸可降解材料，不仅可以制成一次性刀叉、塑料袋等生活用品，还能在医用手术缝合线、骨骼支架材料等高端领域大显身手。

“聚乙醇酸做成骨钉植入人体，能够逐渐降解，解决了传统材料需二次手术取出的问题。”榆林化工科研管理工程师杨学超介绍，与生产传统聚烯烃塑料相比，煤基聚乙醇酸吨产品原料煤耗可降低约 50%，二氧化碳排放可降低约 65%，工业增加值增加 2 至 3 倍，但生产成本接近，兼具市场竞争力和环保效益。

“乌金”蝶变也在乡村温室大棚上演。“以前用敞口钢铁箱储水，时间久了会长出苔藓，水容易变质，新换上的黑色储水罐很好用。”山西朔州市威远镇康平村大棚种植户马宝说。科环国能新材料公司总经理陈学连介绍，企业以煤基交联聚乙烯为材料生产的储水罐，具备重量轻易搬运、耐高温耐腐蚀、抑制苔藓生长等优点。

舒适的氨纶面料，闪点高、无毒无味的厨房新型燃料，零下 20 多摄氏度仍能正常使用的“极寒柴油”……跳出“挖煤—卖煤”的传统路子，国家能源集团推出更多高附加值、差异化产品，让煤实现了“七十二变”。

锚定绿色低碳方向，煤炭产业高质量发展迈出新步伐。

开采更绿色。保水开采、充填开采、边采边复等绿色开采技术不断拓展，10 年来，全国原煤入洗率、矿井水综合利用率、土地复垦率均提高 10 个百分点以上。

利用更高效。10 年来，95%以上煤电机组实现超低排放，电力行业污染物排放量减少超 90%。在一些煤电厂，捕集起来的二氧化碳还能用于焊接加工、食品保鲜等。

不只是煤炭。能源清洁高效利用的探索还有很多：涮完火锅、做完炸鸡剩下的餐饮废油，成为国产大飞机的航空燃料；从下水道和污水处理厂收集的污泥，烘干后与煤炭掺烧发电……依托技术创新，废弃物得到资源化利用，能源供给更加多元化、清洁化。

一座治沙增绿的电站——可再生能源替代稳步推进

习近平总书记指出：“能源建设不能光靠传统产业，要大力发展新能源、清洁能源，努力实现碳达峰碳中和，建设绿色中国。”

乌兰布和沙漠边缘，占地 8000 亩的光伏电站里，70 多万块光伏板有序排列。板上发电，板间种植苜蓿、沙蒿等防沙植物。

“光伏板能够降低风速、减少水分蒸发，适合植物生长。我们种植了防沙植物和百米宽的防护林，场区植被覆盖率从 7% 提升至 80% 左右。”国家电投北京公司磴口光伏电站副站长安迪森介绍，治沙增绿的同时，光伏板蒙尘减少，能够提高发电效率。

从 2020 年开始，内蒙古巴彦淖尔市磴口县先后引进了 10 余家光伏企业，光伏装机全部建成后可完成生态治理 35 万亩，年均新增发电量 230 亿千瓦时以上。

我国风能、太阳能资源丰富。从海上到陆上，从平原到高原，从建筑屋顶到田间地头，风机迎风转动、光伏板熠熠生辉，农光互补、渔光互补、牧光互补等“光伏+”新模式持续推广：东南沿海，首个超大单机容量海上风电场——三峡集团漳浦二

期海上风电场并网发电，首次批量应用 6 台 16 兆瓦风机，与 8 兆瓦风机相比可减少用海面积约三成；青藏高原，华电西藏才朋光储电站二期开工建设，海拔达 5220 余米，刷新全球光储电站高度纪录……

截至 2023 年底，我国风电、光伏发电装机规模较 10 年前增长 10 倍，新增清洁能源发电量占全社会用电增量一半以上。2024 年，新能源发电装机规模首次超过煤电，实现历史性跨越。

装机规模持续增长，新能源产品的市场竞争力也在大幅提升，研发设计和集成制造体系更加完备。

“物更美”。高效晶体硅、钙钛矿等光伏电池技术转换效率多次刷新世界纪录，风电的长叶片、高塔架等技术处于国际领先水平。

“价更优”。国际可再生能源署的报告显示，过去 10 年间，全球风电和光伏发电项目平均度电成本分别累计下降超过 60% 和 80%，这其中很大一部分归功于中国的贡献。

“中国依托持续的技术创新、完整的产业链供应链体系、充分的市场竞争、超大规模市场，实现了新能源产业快速发展，也推动了全球风电和光伏发电成本大幅下降。”国家能源局有关负责人说。

一辆用上氢能的重卡——技术创新促进能源转型

习近平总书记指出，“推动绿色低碳技术重大突破”“发展高效安全储能和碳捕集技术，推动氢能技术发展和规模化应用”。

“加满氢可以行驶约 600 公里，续航比电动重卡远，适合跑长途，驾驶体验比较平稳、噪声小。”在中国石化北京安固加氢站，司机尚师傅只用十几分钟，就为载重 49 吨的重卡充满了氢。今年 4 月，我国最长的氢能高速——京沪氢能走廊首次完成千里跨区域运输测试。

氢燃料电池系统是氢能重卡应用的关键一环。随着关键核心技术突破，氢燃料电池系统成本从 2020 年前的每千瓦约 1.5 万元，降低至每千瓦两三千元，助力氢能汽车市场应用普及。

氢能技术加快发展的同时，先进储能技术的规模化应用也在持续推进，助力平衡电网供需。

走进浙江哲丰新材料有限公司，储能电池柜整齐排列。这座单一用户侧铅碳储能电站，相当于一个“充电宝”，低谷时段充电、高峰时段放电，利用峰谷价差，每年可帮助企业节约电费约 6000 万元。“铅碳储能具有大比热容和快速冷却等优点，能够更有效地控制电池温度，安全性较高。”国网衢州供电公司科技数字化部副主任华晓介绍。

在广东佛山，南方电网宝塘电网侧独立电池储能站内，聚焦热管理、结构连接、电池性能等三大领域，多条储能技术路线“打擂台”比拼，为新型储能规模化发展遴选最优方案。2023 年，我国新型储能新增装机规模约 2260 万千瓦/4870 万千瓦时，是“十三五”末装机规模的近 10 倍。

勠力创新，抢抓先机。全面掌握“华龙一号”“国和一号”等大型三代压水堆和高温气冷堆第四代核电技术，“玲龙一号”

小型压水堆示范工程开工建设，智能电网技术水平处于世界前列……新时代中国，加快推进能源领域高水平科技自立自强，能源技术及其关联产业成为新的经济增长点。

能源转型是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，是一项长期的战略性任务。“能源系统将继续筑牢安全降碳基础、加大非化石能源供给、推动消费侧节能降碳、加强绿色低碳技术创新和国际合作，推动能源低碳转型和高质量发展。”国家能源局有关负责人说。

（来源：人民日报）

2024年8月,新增建档立卡光伏发电项目 5742个

2024年8月,全国新增建档立卡新能源发电(不含户用光伏)项目共5836个,其中风电项目70个,光伏发电项目5742个(集中式光伏发电项目86个,工商业分布式光伏发电项目5656个),生物质发电项目24个。

2024年8月全国新增建档立卡新能源发电项目情况

| 地区 | 风电 | 集中式光伏发电 | 工商业分布式 光伏发电 | 生物质发电 | 合计 |
|-----|----|---------|----------------|-------|------|
| 全国 | 70 | 86 | 5656 | 24 | 5836 |
| 北京 | 0 | 0 | 29 | 0 | 29 |
| 天津 | 0 | 1 | 33 | 0 | 34 |
| 河北 | 0 | 2 | 65 | 3 | 70 |
| 山西 | 16 | 3 | 128 | 0 | 147 |
| 山东 | 6 | 4 | 989 | 3 | 1002 |
| 内蒙古 | 4 | 3 | 6 | 0 | 13 |
| 辽宁 | 3 | 0 | 72 | 2 | 77 |
| 吉林 | 3 | 3 | 0 | 2 | 8 |
| 黑龙江 | 0 | 0 | 60 | 0 | 60 |
| 上海 | 0 | 0 | 165 | 0 | 165 |
| 江苏 | 4 | 12 | 1252 | 0 | 1268 |
| 浙江 | 0 | 3 | 1301 | 5 | 1309 |
| 安徽 | 4 | 3 | 20 | 0 | 27 |
| 福建 | 0 | 0 | 82 | 0 | 82 |

| | | | | | |
|----|---|----|-----|---|-----|
| 江西 | 2 | 7 | 42 | 0 | 51 |
| 河南 | 5 | 0 | 180 | 1 | 186 |
| 湖北 | 2 | 4 | 64 | 0 | 70 |
| 湖南 | 0 | 0 | 75 | 0 | 75 |
| 重庆 | 2 | 2 | 64 | 0 | 68 |
| 四川 | 4 | 1 | 36 | 1 | 42 |
| 陕西 | 0 | 2 | 172 | 0 | 174 |
| 甘肃 | 3 | 4 | 26 | 0 | 33 |
| 青海 | 0 | 2 | 1 | 0 | 3 |
| 宁夏 | 0 | 5 | 10 | 0 | 15 |
| 新疆 | 0 | 1 | 3 | 0 | 4 |
| 西藏 | 0 | 1 | 22 | 0 | 23 |
| 广东 | 0 | 1 | 504 | 1 | 506 |
| 广西 | 4 | 1 | 149 | 1 | 155 |
| 海南 | 1 | 1 | 11 | 4 | 17 |
| 贵州 | 2 | 2 | 2 | 1 | 7 |
| 云南 | 5 | 18 | 93 | 0 | 116 |

(来源：国家能源局)

出口数据：光伏延续“量增价减”，逆变器环比提升

光伏电池组件出口数据“量增价减”趋势明显。2024年8月国内光伏组件&电池出口金额24.37亿美元，同比-27.6%，环比-5.76%，出口数量7.24亿个，同比+47.2%，环比+2.26%。2024年1-8月，国内光伏组件&电池累计实现出口额226.67亿美元，同比-30.8%；出口数量49.44亿个，同比+27.6%。光伏组件&电池出口“量增价减”趋势明显。

分地区来看：光伏组件&电池出口金额方面，8月环比增长的是拉美地区，出口金额为3.03亿美元，环比+9.19%；其他地区，出口亚洲9.70亿美元，环比-6.51%；出口欧洲9.50亿美元，环比-7.76%；出口非洲1.20亿美元，环比-15.10%。

逆变器8月出口数据环比提升。2024年8月国内逆变器实现出口额8.61亿美元，同比+24.78%，环比+9.40%；出口数量528.76万个，同比+31.59%，环比+0.87%。2024年1-8月，国内逆变器累计实现出口额56.52亿美元，同比-25.64%；出口数量3570.35万个，同比-3.37%。

分地区来看：逆变器出口金额方面，欧洲3.82亿美元，环比+23.06%，其中出口德国金额环比高增69%，主要是单价上涨所致；亚洲2.66亿美元，环比-6.30%，主要是受雨季因素影响，南亚和东南亚地区安装进度滞后，但沙特出口金额环比高增，主要是装机以大机为主所致；拉美1.01亿美元，环比+4.13%，

其中巴西市场出口金额环比增长 10%；非洲 0.60 亿美元，环比 +16.04%，其中南非市场需求下滑较快，小型市场需求增幅较大。

（来源：国开证券）

光伏产业供应链价格报告

当前市场最新报价：单晶复投料均价为 37 元/千克，单晶致密料均价为 35 元/千克，N 型料均价为 41 元/千克；M10 单晶硅片报价为 1.15 元/Pc；G12 单晶硅片报价为 1.65 元/Pc；N 型 182 单晶硅片报价为 1.08 元/Pc，N 型 210 单晶硅片报价为 1.50 元/Pc，N 型 210 R 单晶硅片报价为 1.25 元/Pc。

M10 单晶 PERC 电池片报价为 0.27 元/W，G12 单晶 PERC 电池片报价为 0.27 元/W，M10 单晶 TOPCon 电池片报价为 0.27 元/W，G12 单晶 TOPCon 电池片报价为 0.285 元/W，G12 R 单晶 TOPCon 电池片报价为 0.27 元/W。

182mm 单面单晶 PERC 组件报价为 0.69 元/W；210mm 单面单晶 PERC 组件报价为 0.70 元/W；182mm 双面双玻单晶 PERC 组件报价为 0.70 元/W；210mm 双面双玻单晶 PERC 组件报价为 0.71 元/W；182mm TOPCon 双面双玻组件报价为 0.72 元/W；210mm HJT 双面双玻组件报价为 0.86 元/W。

2.0mm 镀膜光伏玻璃均价为 12.5 元/平米；3.2mm 镀膜光伏玻璃均价为 21 元/平米。

（来源：集邦新能源网）

光伏辅材的占比变化及海外布局

在全球可再生能源迅速崛起的背景下，光伏发电正逐渐成为能源行业的主力军。主材一直受到产业链广泛关注，但在其背后诸如光伏玻璃、边框、胶膜、银浆等等辅材，同样起到了关键的作用。这些辅材不仅直接影响光伏组件的性能和使用寿命，还在确保光伏系统的稳定性和高效性方面起到了重要的支撑作用。

随着光伏行业的快速发展，光伏辅材市场也不断发生变化。高效材料的研发、定制化产品的推出，以及产地布局等，对于光伏行业中企业和投资者而言，深入了解这些关键辅材的市场动态和未来趋势，已经不再是可选项，而是取得成功的必要条件。

根据 InfoLink Consulting 《光伏辅料供需分析报告》调研统计，光伏产业链的生产成本结构自 2023 年以来发生了显著变化。以 TOPCon 单玻组件 2023 年 9 月的数据为例，硅料占 15%、玻璃占 11%、边框占 10% 等构成了光伏组件生产成本的主要部分，尤其是硅料占据了较大的成本比例。然而，随着硅料价格在 2024 年持续下降，光伏产业的成本结构已发生明显转变。到 2024 年 9 月，硅料的成本占比显著下降，占比仅 8% 左右，取而代之的是光伏辅材，包括光伏玻璃占 13%、边框占 13%、银浆占 11% 等在总成本中的占比持续上升。八大辅材总占比由 2023 年 9 月的 48% 已上升至 2024 年 9 月的 57% 左右。

这一趋势的背后反映出产业链价格的整体下行。2024年以来，光伏产业链的整体价格较往年大幅走低，不仅压缩了各环节的利润空间，也促使各光伏厂商积极寻求新的降本增效途径。在硅料价格下降的同时，辅材作为组件中不可或缺的部分，其价格和质量的的重要性日益凸显。为了在竞争激烈的市场中保持优势，许多光伏制造商开始将更多资源和研发力量投入到辅材的优化上，包括通过新材料应用、工艺改进和供应链优化来进一步降低辅材成本。

未来，随着硅料价格趋于稳定，辅材将继续在光伏组件生产成本中占据越来越重要的位置。企业为了应对日益激烈的市场竞争，将更加注重辅材的成本控制和性能优化。这不仅有助于企业提升整体生产效率，还能进一步提高组件的市场竞争力和盈利能力。总体而言，光伏辅材正在成为光伏产业链降本增效的关键环节，也推动着整个行业朝着更加高效、经济和可持续发展的方向发展。

海外辅材布局情况

在全球光伏市场快速扩张的背景下，光伏辅材企业的海外布局已成为行业发展的重要趋势。随着欧美、亚洲、中东等地区对清洁能源需求的不断增长，光伏辅材的全球供应链和生产基地布局正逐步完善。中国作为光伏辅材的主要生产基地，许多企业已将产能扩展至海外基地，目前主要选择的区域集中在东南亚，尤其是东南亚四国区域，以应对海外的贸易政策、降低物流成本，缩短海外供应周期，并抓住当地市场增长的机遇。

同时，除中国厂商外，印度、韩国等本土厂商，也在当地拥有一定的辅材布局。

在东南亚，借助地区劳动力成本优势，伴随着主材企业的布局增多及对辅材的需求，越来越多的中国光伏辅材企业选择在此设厂，形成与当地光伏组件制造业相互配套的生态链，同时促使企业加强关键辅材的出口和本地化生产，以应对美国市场的政策变化和符合当地的合规要求和激励政策。尤其是反规避申请免税条件之一（六选四）：使用中国硅片制成的东南亚电池，但六种辅材（银浆、铝框、玻璃、背板、胶膜、接线盒）中有四种以上非中国产的东南亚组件，从而满足主材客户的输美需求。

整体来看，光伏辅材企业通过全球化布局，不仅增强了抵御供应链风险的能力，满足了对主材客户的需求，还推动了技术创新的全球协同，为未来的市场扩展奠定了坚实基础。

（来源：InfoLink Consulting）

31.6% 钙钛矿硅叠层电池新记录

近日，弗劳恩霍夫太阳能系统研究所(ISE)的研究人员开发了一种功率转换效率为 31.6%的钙钛矿硅太阳能电池。

该电池尺寸为 1 平方厘米，由沉积在晶硅异质结(HJT)太阳能电池上的钙钛矿层组成，研究人员称之为“混合制造工艺”。

该团队认为，成功地将这样的叠层应用于制绒表面是这种太阳能电池工业生产的重要先决条件。

Fraunhofer 的 ISE 校准实验室 CalLab 认证了功率转换效率数据，这是迄今为止使用这种混合沉积工艺的钙钛矿硅太阳能电池的最高值。

“为了实现这个值，我们专注于钙钛矿顶层电池，特别是优化了钙钛矿层和电子传输层之间的钝化，”Fraunhofer ISE 钙钛矿材料和界面小组负责人 Juliane Borchert 博士说。“我们预计，通过改进硅底电池，将有可能进一步提高效率。”

Borchert 还指出，“需要一种特殊方法将钙钛矿层均匀地施加在制绒硅表面上”，这表明在不久的将来将对电池进行更多工作。

“在我们的实验室中，我们正在研究一种气相沉积和湿化学沉积的混合工艺来克服这一障碍。”

该研究源于 Fraunhofer 的两个研究项目“PrEsto”和“MaNiTU”，分别试图研究新的钙钛矿硅叠层太阳能电池生产方法和材料。Fraunhofer ISE 的工作还得到了与沙特阿拉伯阿卜杜拉国王科技大学 (KAUST) 科学家的“深入交流”的帮助。

今年早些时候，KAUST 的研究人员开发了另一种钙钛矿硅叠层电池，功率转换效率略高，达到 33.2%，成为头条新闻。

Fraunhofer ISE 的研究，特别是开发非常适合工业规模生产的钙钛矿电池，紧随人们对钙钛矿行业的兴趣日益浓厚，许多组织都希望投资新的钙钛矿研究。

今年夏天,Oxford PV 和 Sunmaxx 在 Intersolar Europe 展会上推出了一款组件,该组件采用钙钛矿电池,功率转换效率为 26.6%。

(来源: PV-Tech)

晶科能源发明专利位居中国光伏领域第一

近日，在全国工商联举办的 2024 全国民营企业科技创新与标准创新大会上。晶科能源荣登《2024 民营企业发明专利 500 强》和《2024 民营企业研发投入 500 强》两个榜单。在发明专利 500 强榜单中，晶科能源位居光伏行业第一，成为中国光伏领域发明专利数最多的企业。

截止目前，晶科全球共申请专利 4200 多件，持有有效授权专利 2800 余件。根据全国工商联发布的《2024 民营企业发明专利 500 强》榜单显示，晶科能源位居第 37 位，隆基绿能位居 309 位，晶澳太阳能位居 344 位，阳光电源位居 455 位。晶科能源是唯一一家进入 TOP50 的光伏企业，荣登中国光伏领域发明专利榜首。

据《2024 民营企业研发投入 500 强》榜单显示，晶科能源位居第 25 位，是中国光伏领域研发投入第二大企业。自 2021 年至 2024 年上半年，晶科能源研发费用近 180 亿元，在全球拥有 8 个研发中心，其中 4 个在海外。

（来源：晶科能源 JinkoSolar）

正泰新能亮相英国国际太阳能和储能展，携手 Pinergy 开拓英国市场

9月24日至26日，一年一度的2024年英国国际太阳能和储能展览会（Solar & Storage Live UK 2024）在伯明翰国际会展中心如约而至。本届展会汇聚了全球太阳能和储能行业的顶尖企业，展示了最新的技术和解决方案。作为第一梯队光伏组件制造商，正泰新能携ASTRO N7、ASTRO N7s系列高效组件重磅亮相，吸引了众多参观者的关注。

作为GW级光伏装机市场，英国能源安全与净零排放部（DESNZ）的数据显示，截至2024年5月，英国的太阳能装机容量已达到16.8GW。2023年英国光伏新增装机容量为1.9GW，同比增长近50%，其中大约30%来自住宅屋顶项目，工商业屋顶项目贡献了20%。

本次展会展出的正泰新能旗下明星产品ASTRO N7s高度适配英国工商业与住宅项目。通过TOPCon 4.0与ZBB-TF技术的结合，ASTRO N7s在相同的屋顶面积下，发电量增益可达5%-6%。基于无鱼叉线设计，ASTRO N7s全黑组件通身漆黑，与屋顶更相容，演绎光伏组件的极致美学。此外，ASTRO N7s组件不到2m²的组件面积和轻量化设计使得单人即可轻松搬运安装，极大提升了施工效率与便捷性，为英国的分布式光伏项目提供了更为理想的解决方案。

展会现场，正泰新能与英国领先的智慧能源开发商Pinergy

Solar Electric 签订合作协议。Pinerogy 首席执行官 Ronan Power 与正泰新能首席市场营销官张炜出席签约现场。根据协议，正泰新能将为 Pinerogy Solar Electric 供应 40MW 高效光伏组件，用于 2024 年至 2025 年当地光伏项目的建设。

Pinerogy Solar Electric 是 Pinerogy 集团旗下专注于分布式光伏的业务板块，此次合作将进一步推动双方在绿色能源领域的深度合作，借助各自的技术优势和市场资源，共同开拓欧洲市场。

以技术为驱动，正泰新能将继续为客户提供更高效的光伏解决方案，推动可再生能源的普及与应用，助力全球清洁能源事业蓬勃发展。

（来源：正泰新能 Astronergy）

分布式光伏发电开发建设管理办法

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 **【编制目的与依据】**为促进分布式光伏发电高质量发展，助力构建新型电力系统，根据《中华人民共和国可再生能源法》《国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》《分布式发电管理暂行办法》《电网公平开放监管办法》等有关规定，制定本办法。

第二条 **【分布式光伏发电定义】**分布式光伏发电是指在负荷侧开发、在配电网接入、原则上在配电网系统平衡调节的光伏发电设施。

第三条 **【分布式光伏发电投资主体】**鼓励符合法律规定的各类电力用户、投资企业、专业化合同能源服务公司、自然人作为投资主体，依法依规开发建设和经营分布式光伏发电项目。

第四条 **【分布式光伏发电分类】**分布式光伏发电分为自然人户用、非自然人户用、一般工商业和大型工商业四种类型。

自然人户用分布式光伏是指自然人利用自有住宅投资建设、公共连接点电压等级不超过 380 伏的分布式光伏；

非自然人户用分布式光伏是指非自然人利用居民住宅投资建设、公共连接点电压等级不超过 10 千伏、总装机容量不超过 6 兆瓦的分布式光伏；

一般工商业分布式光伏是指利用党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施等公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所建设，公共连接点电压等级为 10 千伏（20 千伏）及以下、总装机容量不超过 6 兆瓦的分布式光伏；

大型工商业分布式光伏是指利用建筑物及其附属场所建设，接入电力用户内部电网或与用户开展专线供电（不直接接入公共电网），公共连接点电压等级为 35 千伏、总装机容量不超过 20 兆瓦或公共连接点电压等级为 110 千伏（66 千伏）、总装机容量不超过 50 兆瓦的分布式光伏。

以上条款中建筑物及其附属场所应当位于同一用产权红线范围内。

第五条 【分布式光伏发电上网模式】分布式光伏上网模式包括全额上网、全部自发自用、自发自用余电上网三种。

全额上网、自发自用余电上网模式的上网电量应当按照有关要求公平参与市场化交易。涉及自发自用的，用电方、发电项目应位于同一用产权红线范围内，或用电方与发电项目投资方为同一法人主体。

自然人户用、非自然人户用分布式光伏可选择全额上网、全部自发自用或自发自用余电上网模式；

一般工商业分布式光伏可选择全部自发自用或自发自用余电上网模式；

大型工商业分布式光伏必须选择全部自发自用模式，项目投资主体应通过配置防逆流装置实现发电量全部自发自用。

第六条 【营商环境和投资主体基本要求】各地要优化营商环境，规范市场秩序，不得设置违反市场公平竞争的相关条件。各类投资主体要充分考虑电网承载力、消纳能力等因素，规范开发建设行为，保障分布式光伏健康有序发展。

第七条 【职责分工】国家能源局负责全国分布式光伏发电开发建设和运行的行业管理工作。省级能源主管部门在国家能源局指导下，负责本省（自治区、直辖市）分布式光伏发电开发建设和运行的管理工作。国家能源局派出机构负责所辖区域内分布式光伏发电的国家政策执行、公平接网、电力消纳、市场交易、结算等方面的监管工作。电网企业承担分布式光伏发电并网条件的落实或认定、电网接入与改造升级、调度能力优化、电量收购等工作，配合各级能源主管部门开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估。有关方面按照国家法律法规和部门职责等规定做好分布式光伏发电的安全生产监督管理工作。

第二章 行业管理

第八条 【国家层面管理】国家发展改革委、国家能源局编制全国可再生能源发展规划，统筹考虑分布式光伏发电发展需要，推动分布式光伏发电在建筑、交通、工业等领域实现多场景融合开发应用；会同有关方面加强对分布式光伏发电开发与运行的全过程监测，规范开发建设秩序，优化发展环境，根据发展新形势及时健全完善行业政策、标准规范等。

第九条 【省级规划和发展规模】省级能源主管部门应做好

本省（自治区、直辖市）新能源发展与国家级能源、电力、可再生能源发展规划的衔接，统筹平衡集中式光伏电站与分布式光伏发电的发展需求，指导各级能源主管部门综合考虑电力供需形势、系统消纳条件、电网接入承载力等，提出本地区分布式光伏发电建设规模，并根据实际情况动态调整，引导合理布局，指导电网企业做好配套的改造升级与投资计划。

第十条 **【地方具体落实】**县级能源主管部门应会同有关部门积极推进辖区内分布式光伏开发利用。分布式光伏开发应尊重建筑产权人意愿，各地不得以特许权经营等方式控制屋顶等分布式光伏开发资源，不得限制各类符合条件的投资主体平等参与分布式光伏发电开发建设。利用农户住宅建设的，应征得农户同意，切实维护农户合法权益，不得违背农户意愿、强制租赁使用农户住宅。

第三章 备案管理

第十一条 **【备案管理】**分布式光伏发电项目实行备案管理。各省（自治区、直辖市）应明确分布式光伏备案机关及其权限等，并向社会公布。

备案机关应当遵循便民、高效原则，提高办事效率，提供优质服务。备案机关应当结合实际情况，制定并公开分布式光伏发电项目备案服务指南，列明项目备案所需信息内容、办理流程等，提高工作透明度，为投资主体等提供指导和服务。

备案机关及其工作人员应当依法对项目进行备案，不得擅自增加备案文件要求，不得超出办理时限。除法律法规明确规

定外，不得要求企业必须在某地登记注册，不得为企业跨区域经营或迁移设置障碍，不得以备案、认证、要求设立分公司等形式设定或者变相设定准入障碍。

第十二条 【备案主体】分布式光伏发电项目应按照“谁投资、谁备案”的原则确定备案主体。

自然人户用分布式光伏发电项目可由电网企业集中代理备案，也可由自然人自行备案；

非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电项目由投资主体备案；

非自然人投资开发建设的分布式光伏发电项目不得以自然人名义备案，本办法印发前已由自然人备案的，可不作备案主体变更，但投资主体应主动向备案机关和电网企业告知相关信息，明确承担项目运行维护的主体及相应法律责任。

一般工商业分布式光伏发电项目投资主体利用非自有场所建设分布式光伏发电的，仍应由分布式光伏发电项目投资主体备案，上网模式可采用全部自发自用或自发自用余电上网。

第十三条 【备案信息】分布式光伏发电项目的备案信息应包括项目名称、投资主体、建设地点、项目类型、建设规模、上网模式等。分布式光伏发电项目的容量为交流侧容量（即逆变器额定输出功率之和）。投资主体对提交备案等信息的真实性、合法性和完整性负责。对于提供虚假资料的，不予办理相关手续，地方能源主管部门可按照有关规定进行处罚。

第十四条 【合并备案】对于非自然人户用分布式光伏，允

许合并备案并分别接入电网。合并备案需满足以下条件：投资主体相同、备案机关相同、单个项目的建设场所、规模及内容明确。其余情况不得将分布式光伏发电项目合并备案。

同一土地产权红线内，通过分期建设、不同投资主体分别开发等形式建设的分布式光伏发电项目，不得新增与公共电网的连接点。

第十五条 【备案变更】分布式光伏发电项目投资主体应按照备案信息进行建设，不得自行变更项目备案信息的重要事项。项目备案后，项目建设地点发生变化的，分布式光伏发电项目投资主体应重新备案；项目法人、项目建设规模及内容发生重大变更，或者放弃项目建设的，分布式光伏发电项目投资主体应当及时告知备案机关并修改相关信息或者撤销备案。

除大型工商业分布式光伏外，项目投资主体可根据电力用户负荷、自身经营状况等情况，按照第五条规定变更上网模式一次，同时进行备案变更并告知备案机关，电网企业协助做好接网调整，项目投资主体与电网企业应重新签订并网协议和购售电合同。

地方能源主管部门可根据不同类型分布式光伏发电的正常建设周期，视需要组织核查，及时废止不具备建设条件的项目。

第十六条 【建档立卡】省级能源主管部门按照国家能源局关于可再生能源项目建档立卡工作有关要求，依托国家可再生能源发电项目信息管理平台，组织开展分布式光伏发电项目的建档立卡工作。分布式光伏发电项目应在建成并网一个月内，

完成建档立卡填报工作。

自然人户用分布式光伏发电项目原则上由电网企业负责填报并提交相关信息；

非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电项目应由项目投资主体负责填报，电网企业提交相关信息。

每个分布式光伏发电项目的建档立卡号由系统自动生成，作为项目全生命周期的唯一身份识别代码。

第四章 建设管理

第十七条 【前期准备】分布式光伏发电项目投资主体应做好选址工作，并及时向电网提交并网意见书，提出并网申请，取得电网企业并网意见后方可开工建设。建设场所必须合法合规，手续齐全，产权清晰。

第十八条 【协议签订】分布式光伏发电项目投资主体利用非自有场所建设分布式光伏发电的，应与建设场所所有权人签订使用或租用协议，可视经营方式与位于建设场所内的电力用户签订合同能源管理服务协议。对于非自然人户用分布式光伏，分布式光伏发电项目投资主体与自然人签订的合同与协议应责、权、利对等，不得转嫁不合理的责任与义务，不得采用欺骗、诱导等方式侵害自然人合法权益。国家能源局组织制定非自然人户用分布式光伏标准合同文本，规范开发建设行为。

第十九条 【技术要求】分布式光伏发电项目应符合国土空间规划，合理布置光伏组件朝向、倾角与高度。利用建筑物及其附属场所建设的，应满足建筑物结构安全、消防、防水、防

风、防冰雪、防雷等有关要求，预留运维空间。鼓励分布式光伏发电项目投资主体采用建筑光伏一体化的建设模式。

第二十条 【手续办理】分布式光伏发电项目利用新建建筑物及其附属场所的，宜在建筑物规划设计、施工建设等阶段统筹考虑安装需求，一并办理规划许可等手续；利用既有建筑物及其附属场所的，可按照简约高效的原则，在符合建设要求的条件下免除用地预审与规划选址、规划许可、节能评估等手续。

第二十一条 【设计施工】从事分布式光伏发电项目设计、施工、安装、调试等环节的主体应满足相应资质要求。分布式光伏发电项目建设应严格执行设备、建设工程、安全生产等相关管理规定和标准规范，确保项目建设质量与安全。

第五章 电网接入

第二十二条 【基本要求】电网企业应针对不同类型的分布式光伏发电项目制定差异化接入电网工作制度，合理优化或简化工作流程，及时公布可开放容量、技术标准规范、新能源利用率等信息，提供“一站式”办理服务，落实接入服务责任，提升接入服务水平。电网企业应公布并及时更新分布式光伏发电接入系统典型设计方案。

第二十三条 【接入电网承载力及提升措施评估】省级能源主管部门应按季度组织各级能源主管部门、电网企业等有关单位按照相关标准规范开展分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估，基于分布式光伏规模、电力系统负荷水平、灵活调节能力、电力设备容量等因素建立配电网可开放容量按季度

发布和预警机制，引导分布式光伏发电科学合理布局。

对于已备案、具备建设条件，提交并网申请时分布式光伏发电规模超过可开放容量的，省级能源主管部门应组织电网企业及有关方面分析原因，通过加大电网升级改造力度、配置灵活调节能力等措施有效提升电网承载能力。

第二十四条 【禁止行为】电网企业应公平无歧视地向分布式光伏发电项目投资主体提供电网接入服务，不得从事下列行为：（一）无正当理由拒绝项目投资主体提出的接入申请，或拖延接入系统；（二）拒绝向项目投资主体提供接入电网须知晓的配电网的接入位置、可用容量、实际使用容量、出线方式、可用间隔数量等必要信息；（三）对符合国家要求建设的发电设施，除保证电网和设备安全运行的必要技术要求外，接入适用的技术要求高于国家和行业技术标准、规范；（四）违规收取不合理服务费用；（五）其他违反电网公平开放的行为。

第二十五条 【并网申请】向电网企业申请接入电网的分布式光伏发电项目应当满足相关规划和本地区分布式光伏规模管理相关规定，按照有关要求向电网企业提交并网意向书、项目投资主体资格证明、发电地址权属证明等相关材料。

自然人户用分布式光伏发电项目提供项目备案信息；其他类型的分布式光伏发电项目除提供项目备案信息外，还应提供并网相关的技术参数，包括光伏组件与逆变器的检测试验报告，以及项目前期工作进展情况等信息。

第二十六条 【并网申请受理及答复】收到分布式光伏发电

项目并网意向书后，电网企业应于2个工作日内给予书面回复。分布式光伏发电项目并网意向书的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业应出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应一次性书面告知。逾期不回复的，电网企业自收到项目并网意向书之日起视为已经受理。

电网企业出具并网意见应以分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估结果为依据，当可开放容量不足时，电网企业应告知项目投资主体并按照申请接入电网顺序做好登记，具备条件后及时办理相关手续。

第二十七条 【接入系统设计】分布式光伏发电项目投资主体应在满足电网安全运行的前提下，统筹考虑建设条件、电网接入点等因素，结合实际合理选择接入系统设计方案。

自然人户用分布式光伏发电项目由电网企业免费提供接入系统相关方案，其他类型的分布式光伏发电项目应开展接入系统设计工作，鼓励非自然人户用分布式光伏以集中汇流方式接入电网。电网企业应按照相关行业标准，根据接入系统设计的要求，及时一次性地提供开展接入系统设计所需的电网现状、电网规划、接入条件等基础资料。确实不能及时提供的，电网企业应书面告知项目投资主体，并说明原因。各方应按照国家有关信息安全与保密的要求，规范提供和使用有关资料。

第二十八条 【接入系统受理及答复】在接入系统设计工作完成后，分布式光伏发电项目投资主体应向电网企业提交接入

系统设计方案报告。收到接入系统设计方案报告后，电网企业应于2个工作日内给予书面回复。接入系统设计方案报告的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应一次性书面告知。逾期不回复的，自电网企业收到接入系统设计方案报告之日起即视为已经受理。

电网企业受理接入系统设计方案报告后，应根据国家和行业技术标准、规范，及时会同项目投资主体组织对接入系统设计方案进行研究，并向项目投资主体出具书面回复意见。

接入系统电压等级为110千伏（66千伏）的，电网企业应于20个工作日内出具书面答复意见；

接入系统电压等级为35千伏及以下的，电网企业应于10个工作日内出具答复意见。

第二十九条 【投资界面】电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应根据产权分界点确定接入系统工程（含汇集站、升压站，下同）的投资界面划分，依产权关系分别加强对公共电网、用户内部电网的投资建设与改造升级，确保新建的分布式光伏发电项目实现“可观、可测、可调、可控”，提升分布式光伏发电接入电网承载力和调控能力。电网企业应对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分别计量，免费提供并安装计量表计。

分布式光伏发电项目投资主体采用集中汇流方式实现接入

电网时，电网企业负责提供分布式光伏发电项目与公共电网的连接点，相关汇流设施、接网配套设施原则上由发电项目投资主体投资建设与运维。

第三十条 【协议签订】全额上网、自发自用余电上网的分布式光伏发电项目投资主体应在并网投产前与电网企业签订购售电合同，各类分布式光伏项目还应在并网投产前与电网企业签订《并网调度协议》，合同参照《新能源场站并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》，双方协商一致后可简化相关条款内容。按照有关规定，分布式光伏豁免电力业务许可证。

第三十一条 【并网投产】分布式光伏发电项目应科学合理确定容配比，交流侧容量不得大于备案容量。涉网设备必须符合国家及行业有关涉网技术标准规范等要求，通过国家认可的检测认证机构检测认证，经检测认证合格后，电网企业非必要不得要求重复检测。分布式光伏发电项目竣工后，电网企业应按照相关标准开展并网特性检验，检验合格后予以并网投产。

第六章 运行管理

第三十二条 【安全生产】分布式光伏发电项目投资主体是项目的安全生产责任主体，必须贯彻执行国家及行业安全生产管理规定，依法加强项目建设运营全过程的安全生产管理。承担分布式光伏发电安全生产监管职责的有关方面应建立协同配合机制，依法依规依职责分工加强监管。

第三十三条 【调度运行】电网企业应加强有源配电网（主

动配电网)的规划、设计、运行方法研究,明确“可观、可测、可调、可控”技术要求,建立相应的调度运行机制,合理安排并主动优化电网运行方式。

对于存量具备条件的非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电项目,电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应根据产权分界点,加大投资建设改造力度,提升信息化、数字化、智能化水平,以实现“可观、可测、可调、可控”,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。

第三十四条 【特殊场景】非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电可独立或通过微电网、源网荷储一体化、虚拟电厂聚合等形式参与调度,电网企业进行调度应做到公平、公正、公开,保障电网安全稳定运行。电网企业在调度运行、开展承载力分析时应充分考虑节假日等电力系统负荷较低的特殊时段,在满足电力系统与设备安全运行的前提下,允许接入分布式光伏发电的配电网向输电网反送电。

第三十五条 【运维管理】分布式光伏发电项目投运后,分布式光伏发电项目投资主体可自行或委托专业化运维公司等第三方作为运维管理责任单位。分布式光伏发电项目投资主体、有关设备制造供应商、运维管理责任单位应严格执行调度运行、网络安全与数据安全等有关管理规定,加强涉网设备管理,配合电网企业做好并网调度运行管理,不得擅自停运或调整涉网参数。

第三十六条 【分布式光伏参与电力市场】分布式光伏发电

项目按照国家有关规定参与电力市场。国家建立健全支持新能源持续发展的制度机制，各地结合分布式光伏发电发展情况、电力市场建设进展等制定相应的配套政策。分布式光伏发电项目可以独立或通过微电网、源网荷储一体化、虚拟电厂聚合等方式公平参与电能量、辅助服务等各类电力市场交易。

分布式光伏发电项目与用户开展专线供电的，发电、用电双方应按照国家有关规定承担政府性基金及附加、系统备用费、政策性交叉补贴等，公平承担相应的责任和义务。

自然人户用分布式光伏免收政府性基金及附加费用、系统备用容量费。对分布式光伏发电自发自用电量免收可再生能源电价附加等针对电量征收的政府性基金及附加。

建档立卡的分布式光伏发电项目按全部发电量核发绿证，其中上网电量核发可交易绿证，项目投资主体持有绿证后可根据绿证相关管理规定自主参与绿证交易。

第三十七条 【信息管理】国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台开展分布式光伏发电项目信息监测。地方能源主管部门应督促分布式光伏发电项目投资主体、电网企业按照有关要求，及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台报送相关信息，填写、更新项目建档立卡内容。

第三十八条 【消纳监测】省级能源主管部门应组织、指导电网企业以县级行政区域为单元，按季度公布分布式光伏发电并网及消纳情况，并做好预测分析，引导理性投资、有序建设。

对分布式光伏发电项目投资主体等有关方面反映的问题，地方能源主管部门要会同电网企业等有关单位及时协调、督导和纠正。

第三十九条 【改造升级】鼓励分布式光伏发电项目开展改造升级工作，应用先进、高效、安全的技术和设备。分布式光伏发电项目的拆除、设备回收与再利用，应符合国家资源回收利用和生态环境、安全生产等相关法律法规与政策要求，不得造成环境污染破坏与安全事件，鼓励分布式发电项目投资主体为设备回收与再利用创造便利条件。

第四十条 【地方制定管理办法】各省级能源主管部门可根据本办法，会同国家能源局派出机构制定适应本省（自治区、直辖市）实际的实施细则。

第七章 附则

第四十一条 【离网型分布式光伏】地方能源主管部门可结合实际情况，参照本办法开展离网型分布式光伏的备案管理等工作。

第四十二条 【解释机构】本办法由国家能源局负责解释。

第四十三条 【有效期】本办法自发布之日起施行，有效期五年。《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕433号）同时废止。

电力辅助服务市场基本规则

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 【政策依据】为加快推进全国统一电力市场建设，规范电力辅助服务市场运营管理，维护市场经营主体合法权益，依据《电力法》《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央办公厅 国务院办公厅关于深化电力体制改革 加快构建新型电力系统的意见》《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等文件，制定本规则。

第二条 【总体思路】以电力系统安全稳定运行为基础，促进新型电力系统建设为导向，科学确定辅助服务市场需求，合理设置辅助服务市场交易品种，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，统筹完善市场衔接机制，推动完善电力辅助服务市场建设。

第三条 【基本定义】电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。本规则所指电力辅助服务市场是系统可调节资源的市场化配置方式，遵循市场原则为电力辅助服务主体提供经济补偿。

第四条 【适用范围】本规则适用于省级及以上电力辅助服

务市场的设立、注册、运行、结算和监督管理等。

第二章 总体要求

第五条 【建设目标】建立优化电力辅助服务市场机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，规范各级电力辅助服务市场建设，加强电力辅助服务市场与电能量市场的统筹衔接，实现多层次市场协同运行，推动电力辅助服务价格规范形成、费用有序传导，服务经济社会高质量发展。

第六条 【基本原则】电力辅助服务市场建设与运营应坚持统一开放、公平公正、竞争有序的原则。

第七条 【基本要求】电力辅助服务市场建设坚持以安全为前提，保证电力系统安全稳定运行；以市场机制为导向，促进可调节资源高效优化配置；以绿色低碳为目标，助力新型电力系统建设，服务能源清洁转型。

第三章 市场成员

第一节 市场成员构成

第八条 【市场成员】电力辅助服务市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第九条 【经营主体】经营主体指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、储能、虚拟电厂等。

第十条 【电网企业】电网企业指为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架结构及关联服务的主体。

第十一条 【市场运营机构】市场运营机构指负责电力辅助

服务市场建设运营的机构和组织，包括电力调度机构和电力交易机构。

第二节 市场成员权利与义务

第十二条 **【经营主体】**经营主体作为电力辅助服务提供方，按照规则履行辅助服务交易结果，获得辅助服务收益。

第十三条 **【电网企业】**电网企业为经营主体提供输配电和电网接入、电费结算等服务，建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统。

第十四条 **【电力调度机构】**电力调度机构作为电力辅助服务采购方，负责提出满足系统安全运行要求的电力辅助服务需求，统一采购各类电力辅助服务。负责辅助服务交易组织、市场出清、服务调用、服务计量、费用计算等业务，并开展辅助服务市场运营监控工作。

第十五条 **【电力交易机构】**电力交易机构负责经营主体市场注册、信息变更和退出等相关服务，负责辅助服务市场的申报和信息披露工作，并负责提供辅助服务市场结算依据，配合电力调度机构开展相关工作。

第三节 市场成员注册

第十六条 **【基本条件】**经营主体原则上应具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外），财务独立核算、信用资质良好。

第十七条 **【技术条件】**参加辅助服务市场的经营主体应具备接收、执行调度指令的技术能力。

第十八条 **【准入原则】** 各类具备提供辅助服务能力的经营主体平等参与辅助服务市场。原则上获得容量电费的经营主体应当参与辅助服务市场提供服务。

第十九条 **【退市原则】** 经营主体原则上不得自行退出辅助服务市场。因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供辅助服务的经营主体，经审核后方可退出辅助服务市场。

第二十条 **【退市主体责任】** 退出市场的经营主体应缴清辅助服务相关费用，未履约完的辅助服务合同应通过转让或终止等方式处理。

第二十一条 **【市场注册】** 各类经营主体须在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与辅助服务市场交易。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第二十二条 **【市场变更】** 已完成辅助服务市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第二十三条 **【市场注销】** 因故需要退出辅助服务市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出辅助服务市场。

第四章 市场设立原则

第二十四条 **【依据设立】**电力调度机构根据系统安全稳定运行、电能量市场建设情况等，提出辅助服务市场建设需求，拟订辅助服务交易品种，根据国家有关规定、行业标准和系统实际需要，制定相关技术规范。

第二十五条 **【需求分析】**电力调度机构拟定辅助服务市场需求分析报告，报国家能源局派出机构。分析报告应包括本地区电力系统运行特点、电能量市场建设情况、建设辅助服务市场必要性、影响因素分析、有关建议等。

第二十六条 **【论证组织】**国家能源局派出机构组织相关部门、电网企业、发电企业、市场运营机构等分析论证需求合理性。

第二十七条 **【方案制定】**国家能源局派出机构会同省级价格、能源主管部门制定辖区内辅助服务市场交易品种、交易机制、价格机制、限价标准、费用传导方式等实施方案，报国家能源局，经国家发展改革委同意后实施。

第二十八条 **【规则制定】**国家能源局派出机构会同省价格、能源主管部门组织起草当地辅助服务市场实施细则，依据系统运行需要、辅助服务成本、历史数据调查、模拟测试结果及对电价的影响等，合理确定市场技术参数，并广泛征求意见，经市场管理委员会审议通过后，按程序印发实施。

第二十九条 **【市场建设技术要求】**辅助服务市场技术支持系统应包括交易申报、市场出清、交易结算、交易管理、信息

发布等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第三十条 【市场建设运行要求】辅助服务市场应依序开展模拟试运行、结算试运行、正式运行，协调做好相关市场运行工作。（一）模拟试运行内容主要包括：组织经营主体参与辅助服务市场申报，检验技术支持系统功能，适时依据市场出清结果进行生产调度；根据模拟试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成模拟试运行分析报告，向市场成员公开。（二）结算试运行内容主要包括：依据市场出清结果进行生产调度结算；根据结算试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成结算试运行分析报告，评估辅助服务市场作用和影响，向市场成员公开。（三）正式运行内容主要包括：按规则连续不间断运行市场，保障技术支持系统正常运转，依据市场出清结果进行调度生产并结算，依法依规进行信息披露、市场干预、争议处理等。（四）首次结算试运行和开始正式运行的时间间隔不小于1年。

第三十一条 【调整机制】国家能源局派出机构应定期对辖区内辅助服务市场进行分析评估，会同相关部门适时调整市场相关参数等，确保辅助服务满足系统需求，费用处于合理范围。

第五章 辅助服务品种

第三十二条 【品种分类】辅助服务品种从功能上可以分为有功控制服务、无功控制服务和事故处置类服务。

第三十三条 【有功控制服务】有功控制服务品种包括：调

峰服务（仅限于现货市场未连续运行地区）、调频服务、备用服务、爬坡服务等。（一）【调峰服务】调峰服务是指运营主体根据调度指令跟踪系统负荷及新能源出力变化，调减发电出力（包括设备启停），为其他主体提供发电空间的服务。（二）【调频服务】调频服务是指运营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）所提供的服务。调频服务分为一次调频服务和二次调频服务。一次调频服务是指常规机组通过调速系统提供的有功出力调整服务，调节响应性能不低于常规机组调速系统性能的运营主体也可提供相应服务。二次调频服务是指经营主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，提供的有功出力调整服务。（三）【备用服务】备用服务是指为满足系统安全运行需要，运营主体通过预留发电能力，并在系统运行需要时于规定时间内增加有功出力的服务。一般分为10分钟备用（10分钟内预留能力可以全部调出，且原则上持续时间不低于30分钟）和30分钟备用（30分钟内预留能力可以全部调出，且原则上持续时间不低于2小时）。（四）【爬坡服务】爬坡服务是指运营主体根据调度指令快速响应系统负荷或新能源出力短时大幅变化，提供的具有较高上下调节速率的有功出力服务。

第三十四条 【无功平衡控制服务】无功平衡服务品种即电压控制服务，是指为保障电力系统电压稳定，运营主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制

(AVC)、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务。

第三十五条 【事故处置类服务】事故处置类服务品种是指为消除或降低系统事故影响，快速恢复系统正常运行所提供的服务。事故处置类服务主要包括黑启动、转动惯量、切机、切负荷等。

第六章 辅助服务交易组织

第三十六条 【市场申报】电力调度机构按照电力系统需要和经济调度要求，提出辅助服务市场需求信息。各类参与辅助服务市场的经营主体，根据市场运营机构公布的市场需求信息，在规定时间内按规定格式和要求向市场运营机构提交相应交易申报。

第三十七条 【市场出清】电力调度机构根据系统运行需求，以成本最小化为目标，确定市场出清结果，采购辅助服务。

第三十八条 【执行与考核】电力调度机构按照市场出清结果对中标经营主体进行调用，并进行服务计费。经营主体未能按调度指令执行的，按规则开展考核。

第三十九条 【应急处理】辅助服务市场暂停或中止交易期间，电力调度机构为确保系统运行安全对相应调节资源进行应急调用，并相应给予补偿。

第七章 市场费用产生及补偿、传导机制

第一节 费用产生机制

第四十条 【基本构成】稳妥有序推动辅助服务价格由市场

形成。具备市场交易条件的辅助服务品种，按照国家有关规定建立健全市场价格机制，通过市场交易方式形成辅助服务费用。经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用，按现货市场价格结算，未开展现货市场地区按中长期交易规则结算。

第四十一条 【各类服务费用计算】调峰服务费用根据市场竞争确定的出清价格和中标调峰出力计算，或出清价格和启停次数计算。调频服务费用为调频里程、性能系数、出清价格三者乘积。备用服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。爬坡服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。

第二节 费用补偿机制

第四十二条 【补偿原则】按照“谁提供、谁获利”的原则，公平合理给予经营主体辅助服务补偿，充分调动灵活调节资源积极性。

第四十三条 【补偿标准原则】经营主体参与辅助服务市场交易的，依据市场规则和出清结果予以补偿；以其他方式提供辅助服务的，按照事前明确的费用标准予以补偿。

第四十四条 【违约及考核管理】因自身原因未按交易结果提供有效辅助服务的主体，依照市场规则和“两个细则”承担相应违约和考核责任。

第三节 费用传导机制

第四十五条 【分摊原则】辅助服务市场费应按照“谁受益、谁承担”原则，结合电力现货市场建设情况，综合考虑经营主

体和用户承受能力，建立辅助服务费用传导机制。

第四十六条 **【传导机制】**需由经营主体承担的辅助服务费用，按相关程序确定。电力现货市场连续运行的地区，电能量费用与辅助服务费用独立形成，相关辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门根据具体情况确定。未开展现货市场或电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。

第四十七条 **【第三方主体承担要求】**独立储能、自备电厂、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按综合上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊。

第四十八条 **【跨省跨区承担要求】**推动跨省跨区送电根据辅助服务提供和受益情况，公平合理承担和获得送受两端辅助服务费用。

第八章 市场衔接机制

第四十九条 **【市场衔接总体原则】**统筹推进电能量市场、辅助服务市场等整体建设，在市场准入、交易时序、市场出清、费用疏导等方面做好衔接，充分发挥电力辅助服务市场在保障电网安全运行中的作用。

第五十条 **【与电能量市场衔接】**电力现货市场连续运行的地区，调峰、顶峰、调峰容量等各类具有类似功能的市场不再运行。调频、备用、爬坡等有功辅助服务市场与现货市场可独立出清，具备条件时推动与现货市场联合出清。

第五十一条 **【区域、省市场设立原则】**结合电网资源配置需求和系统运行约束情况、电力现货市场建设情况，因地制宜建立省/区域调频、备用等服务市场。区域调峰、存在电能量交换的区域备用等交易，应当及时转为电能量交易。

第九章 计量结算

第一节 计量

第五十二条 **【基本要求】**电力调度机构负责经营主体服务调用及执行情况记录，电网企业负责辅助服务费用结算。

第五十三条 **【费用计算】**依据市场出清结果、调度指令、调度计量数据等，开展辅助服务交易结算。

第五十四条 **【计量和采集周期】**计量和采集周期应当满足辅助服务最小交易周期和精度要求。计量数据缺失的，可根据拟合规则进行补充。

第二节 结算原则

第五十五条 **【结算周期】**辅助服务结算原则上应采用“日清月结”的方式，按日对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月对交易进行月结算，出具月结算依据，并开展电费结算。

第五十六条 **【独立核算】**辅助服务结算遵循收支平衡原则，各品种辅助服务费用应在结算单中单独列示，不得与其他费用叠加打捆。

第三节 结算流程

第五十七条 **【调度计算】**电力调度机构负责辅助服务费用计算相关数据记录，并按照电能量电费结算时间节点，推送至

电力交易机构。

第五十八条 **【交易结算】**电力交易机构在电力调度机构提供的数据库基础上，计算辅助服务补偿、分摊，以及考核费用，出具结算依据，并向经营主体发布。

第五十九条 **【主体确认】**经营主体应在依据公示后审核确认结算结果并反馈意见。

第六十条 **【发布账单】**电网企业负责电费结算及账单发布，并按规定收付电费。

第六十一条 **【追退补调整】**由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，由电力交易机构按照规则启动辅助服务费用追退补流程。原则上应在最近一次结算周期内完成调整。超过一定时效的结算结果不再做调整和修改。

第十章 信息披露

第一节 原则及要求

第六十二条 **【信息披露原则】**辅助服务市场信息披露应执行《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）的相关要求，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，做好辅助服务市场信息披露工作。

第六十三条 **【信息披露要求】**信息披露主体应严格按照有关规则披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。信息披露应按照公众信息、公开信息、特定信息三类分级分类管理，明确信息披露主体、披露信息内容及信息披露对象。

第二节 信息披露内容及管理

第六十四条 **【电力调度机构信息披露要求】**电力调度机构应当披露信息包括：辅助服务需求计算方法，交易申报、出清信息，服务补偿和分摊总体情况等信息。

第六十五条 **【电力交易机构信息披露要求】**电力交易机构应根据电力调度机构推送的相关信息，及时准确、分级分类向相关经营主体公示或告知。

第六十六条 **【经营主体信息披露内容】**经营主体应分级分类披露与辅助服务交易及调度运行相关的关键信息，包括但不限于核定（设计）最低技术出力，核定（设计）深调极限出力，机组调节速率，机组边际能耗曲线，机组最小开停机时间，机组预计并网和解列时间，机组启停出力曲线，机组调试计划曲线，调频、调压、日内允许启停次数，厂用电率，热电联产机组供热情况等信息。

第六十七条 **【争议处理】**经营主体对披露信息有异议的，应在5个工作日内提出复核。电力交易机构在接到问询的5个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。

第六十八条 **【信息安全】**任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

第十一章 风险防控

第六十九条 **【基本要求】**建立健全辅助服务市场风险防控

机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护社会公共利益和经营主体合法权益。

第七十条 **【职责分工】**市场运营机构在国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

第七十一条 **【风险类型】**辅助服务市场风险类型主要包括：
（一）辅助服务供需风险，指辅助服务供应紧张，较难满足辅助服务需求的风险。（二）辅助服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵辅助服务市场价格的风险。（三）辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。（四）辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑辅助服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

第七十二条 **【风险监测】**市场运营机构按照国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门要求，加强对辅助服务市场各类交易活动的风险防范和监测。

第七十三条 **【风险预警】**市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门。

第七十四条 **【风险处置】**市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并尽快报告国家能源局派出机构及政府有关部门：（一）电力系统发生严重故障，不具备辅助服务市场继续运行条件时。（二）辅助服务市场技术支持系统发生故障，无法正常进行辅助服务市场出清和调度时。（三）国家能源局及派出机构规定的其他情形。

第十二章 监督管理

第七十五条 **【监管职责】**国家能源局按照《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会令 第 18 号）和国务院有关规定，履行全国辅助服务市场监管职责。国家能源局派出机构负责辖区内的辅助服务市场监管。

第七十六条 **【监管对象】**辅助服务市场的监管对象包括参与辅助服务市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第七十七条 **【信息报送】**各地电网企业应定期向国家发展改革委、国家能源局以及所在地国家能源局派出机构、省级价格主管部门等报送辅助服务交易的价格、费用、各类主体收益和分摊情况。

第七十八条 **【监管评估】**市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。国家能源局派出机构会同相关部门组织对辖区内辅助服务市场运行情况、资金使用情况、执行效果等进行评估，重大问题及时报告国家发展改革委、国家能源局。

第七十九条 【争议处理】经营主体对辅助服务交易存在疑问时，可向运营机构提出申诉意见，电力调度机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可提交国家能源局派出机构调解处理，调解不成的按司法程序处理。

第十三章 附则

第八十条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第八十一条 本规则自发布之日起施行，有效期五年。