

近日，国家发展改革委组织召开2026年全国迎峰度夏能源保供视频会议，深入学习贯彻党的二十大精神，认真落实党中央和国务院决策部署，对迎峰度夏能源保供工作进行安排。

会议指出，近年来，我国能源供应能力不断增强，为迎峰度夏能源安全保供打下坚实基础。截至4月底，全国发电装机容量达到39.9亿千瓦，较去年同期增加5亿千瓦。目前，全国统调电厂存煤超过2亿吨，平均可用天数超过30天，处于较高水平。能源中长期合同实现高比例签订和高效履约，夯实保供稳价“基本盘”。预计今年迎峰度夏期间能源供需总体平衡，经济社会发展和民生用电总体有保障。

会议要求，各地区、各有关企业要充分认识迎峰度夏能源保供工作的重要性、复杂性、长期性，紧盯重点地区和重要时段，密切监测、滚动研判、加强调度，全面落实各项保供措施、做足用好保供预案，全力保障迎峰度夏能源安全平稳运行。

一是全力保障稳发稳供。做好煤炭、天然气等一次能源生产和供应，强化电煤运输保障，满足顶峰发电需求。持续推动电力、电煤、天然气中长期合同高效履约。加强电力设备运维管控，实现稳定可靠出力。优化电力调度，充分发挥各类电源顶峰能力。二是高效开展省间电力互济。坚持有效市场和有为政府相结合，充分利用全国统一电力市场建设成效提升互济水平，及时规范实施电力应急调度兜底保供。三是精细化开展电力需求侧管理。坚持“节约用电力，市场化需求响应优先、有序用电预案保底”，充分挖掘需求侧资源协同保供，守牢电力安全有序运行底线。四是快速响应稳妥做好应急处置。针对迎峰度夏台风、暴雨、洪涝等极端天气灾害多发频发的情况，充分预置抢修资源，及时组织能源保供应急处置和抢修，做好民生及重要用户临时用电保障。五是切实抓好安全生产。严格落实“三管三必须”要求，切实将安全生产工作落到实处，守好安全底线红线。（来源：国家发展改革委）

1—4月全国电力市场交易电量同比增长25.6%

5月28日，国家能源局发布2026年1—4月全国电力市场交易数据。

2026年4月，全国完成电力市场交易电量5883亿千瓦时，同比增长25.5%。从交易范围看，省内交易电量4730亿千瓦时，同比增长29.4%；跨省跨区交易电量1153亿千瓦时，同比增长11.9%。从交易品种看，中长期交易电量5223亿千瓦时；现货交易电量660亿千瓦时。绿电交易电量297亿千瓦时，同比增长3.6%。

2026年1—4月，全国累计完成电力市场交易电量24307亿千瓦时，同比增长25.6%。从交易范围看，省内交易电量19456亿千瓦时，同比增长29.4%；跨省跨区交易电量4851亿千瓦时，同比增长12.2%。从交易品种看，中长期交易电量21180亿千瓦时；现货交易电量3128亿千瓦时。绿电交易电量1053亿千瓦时，同比增长3.2%。（来源：国家能源局）

截至4月底我国电动汽车充电基础设施(枪)总数达2195.5万个

日前，国家能源局发布2026年4月全国电动汽车充电设施数据。根据国家充电设施监测服务平台数据，截至2026年4月底，我国电动汽车充电基础设施(枪)总数达到2195.5万个，同比增长47.4%。其中，公共充电设施(枪)490.7万个，同比增长29.6%，公共充电桩额定总功率达到2.37亿千瓦，平均功率约为48.38千瓦；私人充电设施(枪)1704.8万个，同比增长53.5%，私人充电设施报装用电量达到1.49亿千瓦时。（来源：国家能源局）

2026年4月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据发布

5月30日，国家能源局发布2026年4月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据。

2026年4月，国家能源局核发绿证2.37亿个，涉及可再生能源发电项目181.48万个，其中可交易绿证1.77亿个，占比74.85%。本期核发2026年3月可再生能源电量对应绿证1.71亿个，占比72.16%。（详见全国绿证核发情况、全国绿证交易数量、全国单独交易绿证价格一览表）。（来源：国家能源局）

全国绿证核发情况一览表		
可再生能源发电类型	4月核发绿证数量	1—4月核发绿证数量
风电	9315	37590
太阳能发电	7321	25841
常规水电	5537	23773
生物质发电	1124	5310
其他可再生能源发电	378	926
总计	23674	93440

全国绿证交易数量一览表		
可再生能源发电类型	4月交易绿证数量	1—4月交易绿证数量
风电	3747	15823
太阳能发电	2791	12606
生物质发电	361	1526
其他可再生能源发电	212	987
总计	7110	30942

全国单独交易绿证价格一览表			
电量生产年	交易数量	平均价格	价格环比
2024年	422	1.12	-46.18%
2025年	3512	4.63	-22.27%
2026年	204	5.84	-24.75%

把定价权交给市场！

——多地宣布取消固定分时电价

能源观察

今年以来，国内电力市场迎来新变革：贵州、湖北、陕西等地宣布，取消固定分时电价。这意味着电费何时贵、何时便宜不再由当地政府部门统一规定，而是跟着市场行情走。

我国执行固定分时电价机制已久，这些地方为何此时把“电费分时定价权”交给市场？这背后折射出怎样的电力市场变革？对百姓用电有什么影响？

为何改革？

电力结构变化导致固定分时电价“价格失真”；省级电力现货市场基本全覆盖，更能反映价格信号；政策出台指引改革方向

固定分时电价，在我国已有40多年历史。

据介绍，固定分时电价机制，是由主管部门统一确定的电价调控机制。根据电网负荷变化，有关部门将一天中的用电分为高峰、平段、低谷等固定时段，并设定相应的固定价格浮动比例。

按照固定分时电价机制，白天用户用电多，属于用电高峰，电费较贵；夜里用电量少，属于低谷时期，这时的电价就相对便宜。设置固定分时电价，目的就是希望通过成本机制引导用户错峰用电，保障电网安全。

这套制度执行已久，的确发挥了很大作用。“然而，目前电力系统供需格局和电源结构发生了根本性变化。随着‘双碳’战略推进，风电、光伏等可再生能源装机容量快速增长，重塑了电网供需曲线，原有的固定分时电价采用固定的时段划分模式已不能灵活适配新能源高占比的新型电力系统特征。”中国电力企业联合会规划发展部副主任韩放告诉记者。

举例来说，在一些新能源发电占比较高的地区，中午时段阳光大好，光伏发电出力多，供应给电力市场的电多了，相当于商品不稀缺，价格理应相对划算。但按照原本的固定分时电价机制，仍把中午时段划分为用电高峰，电价偏贵。这时，价格信号就失真了——该便宜时不便宜，该贵时不贵，不能真实反映市场供需关系。

固定分时电价“过时”的另一个原因，在于我国已建立起一定范围的电力现货市场。

去年底，我国省级电力现货市场实现基本全覆盖，成为全国统一电力市场初步建成的重要标志性成果之一。电力现货市场如同“电力股市”，通过实时竞价，形成准确反映当下电力供需情况的真实电价，引导电力资源在全国范围内高效配置。

“相比固定时段分时价格，现货价格信号更加精准、灵活。”韩放说。一些地方取消固定分时电价，更能畅通电力“批发市场”与“零售市场”之间的价格传导，引导用户根据实时价格变化，调整用电行为。

政策走向也是地方取消固定分时电价的大背景。根据国家发展改革委、国家能源局发布的《电力中长期市场基本规则》（以下简称《规则》），对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。“这一政策调整旨在充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，推动电价从‘行政核定’向‘市场形成’深度转型。”韩放说。

中国气象局启动2026年迎峰度夏能源保供气象服务

5月28日，随着今年第一份《迎峰度夏能源保供气象服务周报》发布，中国气象局启动2026年迎峰度夏能源保供气象服务。这一服务将持续至9月初。

首份周报显示，5月29日至6月4日，内蒙古、东北、新疆、华北、华中北部、华东北部等地区部分地区部分时段可达风电高发或满发；我国大部地区光伏发电气象条件以良为主，其中新疆、西藏、青海、甘肃等地区部分地区可达优。需关注江南、华南及西南等地多降水，特别是局地强降水及可能引发的次生灾害对发电设备和能源运输安全的不利影响，提前做好电力运输设备检修；关注新能源发电气象条件变化，及时优化多能互补调度策略。

根据今夏气候形势和能源电力部门服务需求，中国气象局组建由公共气象服务中心牵头，国家气

总的来说，多地取消固定分时电价，是电力市场发展的结果，更传递出鲜明信号：让电价形成机制从“计划主导”迈向“市场形成”。

怎么改？

目前主要分“全覆盖”“分步走”两类；长远看，各地将逐步走向全覆盖市场化分时电价

电力市场规则变了，地方在具体执行时如何推进？

记者梳理发现，目前，国内已有贵州、河北（主要为河北南网）、湖北、陕西、吉林、云南、重庆、辽宁、河南等地明确取消固定分时电价。韩放告诉记者，观察已宣布取消固定分时电价的地方政策，其执行办法主要分“全覆盖”和“分步走”两种。

全覆盖模式，以湖北、陕西等市场为代表，售电公司代理零售用户全部纳入，终端分时电价由市场交易价格传导形成。

比如，陕西电力交易中心发布的《关于2026年陕西电力市场交易相关重要事项的提示》提出，2026年市场化用户（批发用户、零售用户）分时价格不再执行峰谷浮动政策，售电公司代理用户电价将主要由市场内全部售电公司与电厂的批发均价传导形成。该提示专门指出，“最低电价将主要出现在中午光伏大发时段，请各市场化用户关注价格趋势变化，调整用电习惯”。

“全覆盖模式价格信号统一清晰，可以快速打通批发、零售两侧价格传导，高效引导用户优化用电。当然，对售电公司市场运营、风险控制能力要求也较高。”韩放说。

“分步走”模式，则采用渐进式改革，保留部分行政分时电价兜底约束，推出多元用电套餐，设置改革过渡期，逐步提升市场化分时电量比例。

以广东电力交易中心发布的《广东电力市场2026年交易关键机制和参数》为例，对10千伏及以上工商业用户，鼓励直接参与市场交易；10千伏以下工商业用户，具备条件的，可自主选择直接参与市场交易。这意味着其电价告别政府固定标准，转向随市场调整。而未主动参与交易的，视同市场购电用户，按照保底售电有关规定执行。

“分步走”的方式兼顾了不同用户用电需求和风险承受能力，相对平稳可控。”韩放说。目前，国内各地电力市场建设进展不同，售电主体市场运营和抗风险能力差别较大。全覆盖模式，适用于现货市场较稳定、市场主体成熟，抗风险能力较强的地区。“分步走”循序渐进，则能有效兼顾改革推进与市场稳定。

“长远看，全覆盖是电力市场化改革的方向。随着电力市场建设完善、用户市场化意识提升、售电行业专业能力成熟，行政分时电价将逐步退出零售市场，各地将逐步走向全覆盖市场化分时电价。”韩放说。

啥影响？

引导储能等行业“凭真本事吃饭”；短期内不影响普通用户电价水平，长期看，将以价格信号引导用户合理规划用电

业内人士提醒，理解“取消固定分时电价”，要避免两个认知误区。

误区一：固定分时电价取消，不意味着用电不

再有“峰谷”之分，也不代表不再有“分时电价”，核心是让市场反映电价信号。

根据《规则》，分时电价水平和时段不再“人为规定”。但在用户侧，客观上仍存在用电高峰和低谷期。因此，取消行政化的固定分时电价后，也要考虑相关的配套保障。

“售电公司可通过精细化套餐设计，把电力批发市场的分时信号精准传导给用户，让用户尤其是大工业用户逐步适应价格信号，引导工商业用户主动调整生产方式、优化用能策略，实现更精准、更灵活的削峰填谷。”韩放说。

误区二：电价告别“政府部门定”，并非有关主管部门“彻底退出”。反而，政府部门要更好发挥引导作用。

首先，根据《规则》，对电网代理购电用户，政府价格主管部门仍将“统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例”。这部分用户，主要指未直接参与市场的中小工商业用户。其次，政府虽不再核定用电峰谷具体时段、价格，但仍要发挥制定市场交易规则、设定交易限价、监督市场公平等作用。另外，政府还将持续保障民生用电，确保供电安全。

从市场参与主体看，此前执行固定分时电价，带来了相应的市场机遇。比如储能，在原本固定的用电低谷时充电、白天电价高时放电，吃中间的固定价差。现在，固定电价机制逐步取消，对这部分市场主体有何影响？

“政策落地后，的确对江苏、浙江、广东等之前用户侧分时电价较高的工商业储能，以及河北等地中长期市场固定分时价差较高的电网侧储能收益影响较大，部分省份电站收益下降约50%。”中关村储能产业技术联盟高级政策研究经理张佳宁告诉记者。

电力市场改革，短期内带来行业阵痛，但也给储能电站转向多市场、多场景、多收益叠加的新发展模式创造了机会。

“储能电站‘峰谷套利’的核心逻辑并未改变，但实现这一逻辑的投资模型和运营模式，需相应迭代升级。”张佳宁说。此前，储能电站依托固定分时电价，获取稳定的峰谷价差收益；现在，电站需主动研判市场供需、制定科学运营策略，凭借专业运营能力，精准捕捉动态峰谷时段，最大化挖掘套利空间。

以用户侧储能为例，张佳宁建议，其应转型成为用户综合能源管家，通过AI管理系统，在现货市场捕捉电价波动，提供复合型服务降低用户综合用能成本。电网侧储能，要从“价差依赖”转向“系统价值+容量价值”，通过参与电能市场、辅助服务市场、容量机制实现多收益叠加。电源侧储能，在取消人为制定分时电价、新能源全量进入市场后，应更好发挥新能源电站“稳定器”作用，联合参与市场提高整站竞争力。

总体看，本轮电力市场改革更突出“市场导向”，引导储能等行业更“凭真本事吃饭”。而对普通用户来说，取消固定分时电价，短期内并不影响其电价水平。长期看，将以更精准的价格信号，让用户合理规划用电。

（来源：人民日报海外版）

全国风能太阳能资源监测月报——6月风能太阳能变化趋势展望

预计2026年6月，内蒙古东北部、东北地区大部、华北东部、华东北部、西南地区西部、西藏中南部等地以及渤海、黄海海域100米高度风速较常年（1991—2020年气候基准期）同期偏大；内蒙古中西部、华东南部、华中南部、华南大部、西北地区大部、新疆北部等地以及东海、台湾海峡、南海海域偏小。内蒙古中西部、华北大部、华东北部、华中中北部、西南地区东北部局部、西北地区北部和东南部局部、新疆大部、西藏西南部等地的水平面总辐照量较常年同期偏高；东北地区北部、华东南部、华中南部、华南、西南地区南部等地偏低。

与去年同期相比，内蒙古西部和东北部、东北地区北部、华北南部、华北部和中部局部、华南西北部局部、西北地区北部、西藏西北部和东部、新疆北部等地以及台湾海峡、南海东北部等海域100米高度风速偏大；全国其余地区接近去年同期或偏小。内蒙古西部、华东南部、华东北部、华中中北部和西部局部、西北地区北部和东南部局部、新疆中北部、西藏西部等地的水平面总辐照量较去年同期偏高，全国其余地区接近去年同期或偏低。

总体而言，华西南部、华东北部、华中东北部、西藏中西部等地100米高度风速偏大且水平面总辐照量偏高，有利于风能和太阳能发电出力；华东南部、华中南部、华南等地风速偏小且辐照量偏低，不利于风光出力。此外，东北地区局部风速偏大但辐照量偏低，对风电有利，但对光伏出力不利；内蒙古西部、西北地区北部、新疆北部辐照量偏高但风速偏低，利于光伏但对风电出力不利。（来源：中国气象局公共气象服务中心）

去年全国算力中心总用电量1700亿千瓦时

在5月26日举行的全国“人工智能+”能源现场推进会上，国家能源局表示，2025年，我国已建成42个万卡级智算集群，全国算力中心总用电量达1700亿千瓦时，占全社会用电量的1.6%。全国一体化算力网络8大枢纽节点算力用电成为增量主力，近3年平均增长率约为39.5%，远高于全社会用电量的平均增速。

会议提出，伴随人工智能蓬勃发展，超大规模智算集群持续升级、芯片制造等新质生产力加速聚集，用电负荷呈现高速增长、高密度、布局集中化、运行复杂化等新特征、新趋势，高品质供电需求日益提升。预计“十五五”时期全国算力用电量年均新

增1000亿千瓦时以上，到2030年预计达8000亿千瓦时，占全社会用电量6%左右。当前，我国人工智能与能源双向赋能具备坚实基础。我国已建成全球最大规模的电力系统，全国用电营商环境显著提升，多项“获得电力”指标在世界银行营商环境评价企业调查中达到或接近国际最佳水平，累计为电力用户节省办电投资超过3000亿元。我国绿色电力供应规模持续扩大，去年全国绿色电力交易电量达3285亿千瓦时，跨省跨区绿电交易规模持续攀升，建成全球最大的绿证市场，去年交易绿证9.3亿个，内蒙古和林格尔、甘肃庆阳等地新建数据中心的绿电消费占比已超80%。（来源：《人民日报》）