

- [繁體](#)
- [无障碍模式](#)
- [适老化模式](#)
- [工作邮箱](#)
- [网站支持ipv6](#)

热门搜索：[医疗](#) [国家企业技术中心](#) [产业结构调整](#)

- [首页](#)
- [走进我委](#)
- [政府信息公开](#)
- [政务服务](#)
- [政民互动](#)
- [发改文件](#)

[首页](#) > [政府信息公开](#) > [政策](#) > [发改文件](#) > [省发展改革委文件](#) > [2025年文件](#)

索 引 号：	11610000016000152G/2025-00271
发文字号：	陕发改运行〔2025〕1707号
发布机构：	省发展和改革委员会
公文时效：	有效
标 题：	陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省2026年电力市场化交易实施方案》的通知
主题分类：	
发布日期：	2025-12-08 09:34:09

陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省2026年电力市场化交易实施方案》的通知
来源：运行办 发布时间：2025-12-08 分享到：

各设区市发展改革委、杨凌示范区发展改革局，国网陕西省电力有限公司，陕西电力交易中心有限公司，各有关经营主体：

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1502号）文件精神，积极稳妥做好我省电力市场建设运营工作，结合全省电力供需形势和电力市场建设实际，我委起草了2026年电力市场化交易实施方案，在充分征求采纳社会各有关方面意见建议后进一步优化完善，形成《陕西省2026年电力市场化交易实施方案》，经陕西省电力市场管理委员会表决通过，现予以印发。

2025年12月7日

陕西省2026年电力市场化交易实施方案

为落实国家关于电力市场改革的各项政策要求，进一步深化推进陕西省电力市场建设，充分发挥中长期市场“稳定器”作用，促进各类市场有效衔接，强化零售市场规范运营管理，大力支持新型主体发展，结合我省电力市场实际运行情况，制定本方案。

一、市场经营主体

（一）发电企业

1.公用燃煤发电上网电量原则上全部进入市场。

2.风电企业（含分散式风电）、光伏发电企业（含分布式光伏、光伏领跑者项目、光伏扶贫项目）上网电量全部进入市场。新能源发电企业应统筹考虑机制电量比例，合理参与各类中长期交易。

3.分布式新能源可以选择直接参与市场交易、通过虚拟电厂聚合参与市场交易，或者作为价格接受者进入市场。“全额上网”的分布式新能源如选择作为发电类资源由虚拟电厂聚合，需具备由虚拟电厂实时调控的能力。“自发自用、余量上网”的分布式新能源如选择由虚拟电厂聚合，则按照负荷类资源要求，与所属用户作为整体被同一虚拟电厂聚合。

4.统调水电按照2025年优先发电电量比例安排优先发电合同，优先发电合同电量外的上网电量进入市场。

5.并网自备电厂、公用资源综合利用机组符合相关条件后可自愿进入市场。

（二）电力用户

1.10千伏及以上工商业用户原则上直接参与电力市场，鼓励支持其他用户进入市场。

2.暂无法直接参与市场交易的工商业用户由电网企业代理购电，具体事项按照《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）执行。如遇国家政策调整，按最新政策执行。

3.电力用户可直接参与批发市场交易（简称批发用户），或自主选择与一家售电公司或虚拟电厂建立零售服务关系并参与交易（简称零售用户）。

（三）售电公司

售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）执行。售电公司应按《陕西电力市场履约保函、保险管理细则》及相关要求缴纳履约保函（保险），方可参与市场交易。

（四）虚拟电厂

虚拟电厂市场注册条件和流程、与聚合资源主体签订聚合服务套餐、参与电力市场交易事项按照《创新支持虚拟电厂参与电力市场促进高质量发展实施方案》（陕发改运行〔2025〕827号）及电力市场相关规则、细则执行。

（五）储能主体

符合《陕西省新型储能参与电力市场交易实施方案》（陕发改运行〔2024〕377号）及相应实施细则要求的独立储能电站可参与市场交易，配建储能与所属发电企业或电力用户视为一个整体参与市场交易，维持所属主体性质不变。

多省共用抽水蓄能电站电量依据有关政策、规则，参与省内市场平衡。

二、总体要求

（一）跨省跨区交易与省内市场衔接

1.在优先计划合同电量已落实的前提下，鼓励各类经营主体利用剩余输电容量开展跨省跨区交易。经营主体应根据自身电力生产或者消费需要以及自身发用电能力，合理参与交易申报。

2.跨省跨区交易电量纳入经营主体交易合同管理。经营主体要充分考虑2026年中长期及现货市场运行、新能源上网电价市场化改革等因素，结合自身需求合理研判市场形势，严肃认真做好省间交易合同签约履约工作。

（二）省内市场交易总体要求

1.2026年批发市场中长期交易标的细分至24个时段开展分时段交易，经营主体应结合电网供需实际、电力电量平衡预测、新能源优先消纳、自身分时发电能力及分时用电需求等，合理签订中长期交易合同，应明确分时电量、分时价格等关键要素。

2.发电侧中长期合同高比例签约要求。燃煤发电企业年度电力中长期合同总签约电量（含全年优先计划外送电量）应不低于上一年实际上网电量的60%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计市场化上网电量的80%。

3.用电侧中长期合同高比例签约要求。新能源可持续发展价格结算机制对应的机制电量，结合新能源发电特性折算纳入用电侧签约比例统计。除机制电量外，用电侧主体（即批发用户、售电公司、电网代理工商业用户购电、虚拟电厂，下同）年度（含以上）周期电力中长期交易合同签约电量应不低于上一年实际用电量的45%。并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计用电量的60%。售电公司、虚拟电厂在年度零售交易中，应与零售用户签订覆盖全年周期的零售合同，稳定全年用电预期。虚拟电厂日前响应、实时调控型交易单元经认定有常态化调节能力的，调节能力内不纳入签约比例要求。

4.年度中长期合同签约激励约束机制。上述燃煤发电企业、用电侧主体年度及以上合同签约比例未达到要求（煤电60%、用电45%）的，相应缺额签约电量按照我省燃煤基准价 $\times 10\%$ 标准进行考核，其中，批发用户按上年全年实际用电量为基准计算，售电公司、虚拟电厂按年度交易已签约用户上年全年实际用电量为基准计算，用户零售合同周期未覆盖全年的或者年内解约换签的，仍按全年计算。考核年初统一预结算，考核资金按燃煤发电企业、用电侧主体年度合同电量等比例分享；年底结合实际电量清算，经营主体年度合同占2026年实际上网/用电量比例达到年度签约比例要求的，考核资金予以返还，清算资金按燃煤发电企业、用电侧主体年度合同电量等比例分摊。

5.全月中长期合同签约激励约束机制。经营主体按照早间（1:00-9:00）、午间（9:00-17:00）、晚间（0:00-1:00，17:00-24:00）三个时间区间分别开展中长期合同超额及缺额获利回收。其中，燃煤发电考虑顶峰保供和深调促消纳实际需要，各月各时间区间中长期合同电量占实际上网电量的比例需在 $[110\% \sim 80\%]$ 合理区间，新能源发电各月中长期合同电量占实际上网电量（剔除机制电量）的比例需在 $[105\% \sim 50\%]$ 合理区间；用电侧主体除机制电量外，各月早间、晚间中长期合同电量占实际用电量比例需在 $[105\% \sim 65\%]$ 合理区间，午间需在 $[70\% \sim 35\%]$ （夏、冬季1、7、8、12月）、 $[70\% \sim 30\%]$ （其他月份）合理区间，后续视运行情况可适时调整。

6.相关主体应落实《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2025〕669号）有关要求，通过可再生能源电力交易落实可再生能源收购责任，新能源可持续发展价格结算机制电量部分对应的绿证，按照国家相关要求分配至工商业用户。鼓励用能企业积极参与绿色电力交易、绿证交易，扩大绿色电力消费规模。鼓励电力用户与新能源发电企业签订省内绿色电力多年期（PPA）合同。

7.按照《国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》（国能综通监管〔2024〕148号）要求，各类经营主体应自觉维护公平公正电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、集中报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。

三、交易时段

批发市场中长期电能量交易全部按照分时段组织开展，以24小时整点划分时段，例如时段1为00:00-01:00、时段2为01:00-02:00，以此类推。现货电能量交易按每15分钟设置一个交易出清时段，每日共96个交易出清时段。参与批发市场交易的经营主体，应预测自身分时段发用电电量实际需求，合理申报电力市场分时段交易。

四、价格机制

电力中长期交易应形成分时电价，绿色电力交易电能量价格和绿证价格应分别明确。现货市场限价按我省有关政策执行。

批发市场自主协商分时交易原则上不进行限价，由经营主体结合市场实际、供需预测、稳定预期需求合理形成。

为避免市场操纵以及恶性竞争，执行周期为月度及以上的批发市场集中交易设置申报价格上、下限，综合考虑我省工商业用户高峰电价水平、煤电上网电价及容量电价政策等，年度交易各时段申报价格上、下限暂定为每千瓦时0.4254元、0.1元，月度（多月）交易各时段申报价格上、下限暂定为每千瓦时0.52元、0元，后续视运行情况可适时调整。月内集中交易各时段申报价格限价与陕西现货市场价格上、下限一致。

燃煤发电电量上网电价总体要求不变，交易总体均价应在“燃煤发电基准价+上下浮动20%”范围内形成，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。

各经营主体在月度及以上周期的交易中，可参考现货已连续运行月份分时价格走势，充分考虑现货限价、供需预测、市场行情、政策变化等因素，通过市场化方式形成具有合理价差的分时交易价格；陕西电力交易中心应组织做好市场供需、分时价格等信息披露，加强交易申报价格监测、分析，如发现异常价格情况，及时向我委及国家能源局西北监管局报告。

五、交易组织

（一）中长期批发发电能量交易

省内中长期交易主要依据《陕西省电力中长期交易规则》（西北监能市场〔2023〕3号）、《陕西电力市场中长期分时段交易实施细则（2025年10月修订版）》（陕西交易〔2025〕126号）等规则、实施细则组织开展：

1. 多年期交易

常态化开展省内绿色电力多年期（PPA）交易，具体交易事项以陕西电力交易中心交易公告为准。

2. 年度（多月）交易

2026年各类年度交易在2025年12月底前组织完成，各经营主体可在年度自主协商交易中，按照煤电联动价格机制或市场基准价浮动机制确定年内各月合同价格。

组织年度绿色电力自主协商交易。符合条件的新能源发电企业、虚拟电厂作为卖方，批发用户、售电公司、虚拟电厂作为买方参与。

组织年度自主协商交易，符合条件的各类发电企业作为卖方，批发用户、售电公司作为买方参与，新型主体按所属发电、用电类型分别参与（下同）。

组织年度集中竞价交易，符合条件的发电企业作为卖方，批发用户、售电公司作为买方参与，居民、农业（含线损）市场化采购电量作为价格接受者参与交易。

电网企业代理工商业用户购电依据批发用户、售电公司、虚拟电厂年度自主协商交易与集中竞价交易分时加权均价作为挂牌价格，组织年度挂牌交易。

多月周期主要组织自主协商直接交易、合同转让交易及多年期合同调整等，后续视运行情况可适时调整。具体交易安排以陕西电力交易中心交易公告为准。

为维护电力市场公平公正秩序，依据《国家能源局关于推进电力市场数字化监管工作的通知》（国能发监管〔2024〕84号），结合我省电力市场结构实际和特点，继续实施基于市场力事前防范的陕西电力市场年度交易方式调节机制，防范“发售一体”经营者可能行使市场力对于电力市场运行带来的不利影响。

年度交易方式调节机制启动条件判定：

当市场份额排名前四（Top-4）的“发售一体”集团合计市场份额占发售电市场总额的比例，超过Top-4市场结构指标评价值时，启动年度交易方式调节机制。“发售一体”集团除参与年度双边协商交易外，还须通过集中交易方式参与市场竞争。

单一“发售一体”集团发售电市场份额=（该集团燃煤发电企业市场交易电量+该集团售电公司市场交易电量）/燃煤发电、售电市场交易电量之和

其中，发电企业市场交易电量按近12个结算月实际上网电量统计，售电公司市场交易电量按照售电公司2026年代理用户的近12个结算月实际用电量统计。

年度交易方式调节机制触发实施：

年度交易方式调节机制触发后，Top-4“发售一体”集团所属各燃煤发电企业、售电公司，年度（多月）双边交易电量上限按调节比例缩减，剩余年度交易需求通过参与年度集中交易满足。相关各发电企业、售电公司缩减后的年度（多月）双边交易分月电量申报上限计算方式如下：

燃煤发电企业、售电公司分月电量申报上限 = 主体分月预计交易电量×年度要求签约比例（煤电60%、用电45%）×双边交易调节比例

其中：①发电企业分月预计交易电量按照2025年对应月份与市场化用户的省内中长期直接交易合同电量折算上网电量计算；售电公司分月预计交易电量按照2026年代理用户近一年对应月份实际用电量乘用电增长系数1.2倍计算。

②双边交易调节比例 = Top-4市场结构指标评价值（50%）/ Top-4“发售一体”集团实际总市场份额占比。双边交易调节比例由陕西电力交易中心按照年度零售交易已签约用户计算，并滚动更新公布。

3.月度交易

月度组织月度绿色电力交易、月度集中竞价直接交易、月度合同转让集中交易等，后续视运行情况可适时调整。集中竞价交易中，电网企业代理购电作为价格接受者参与。适时按照滚动撮合方式组织月度能量块交易，能量块交易开展后不再单独组织月度合同转让交易。具体交易安排以陕西电力交易中心交易公告为准。

4.月内交易

月内组织多日绿色电力交易，按照滚动撮合方式组织旬能量块、日能量块融合交易，按需开展电网企业代理购电挂牌交易，后续视运行情况可适时调整。具体交易安排以陕西电力交易中心交易公告为准。

5.其他事项

电网企业代理购电分为代理工商业用户交易单元、居民、农业（含线损）用电交易单元，分别参与市场交易。

居民、农业（含线损）用电由国网陕西省电力有限公司开展月度分时电量及典型用电曲线预测，与省内优先发电、电网企业省间购电、新机调试电量优先匹配，不足部分形成执行周期分时段购电需求，并通过中长期、现货交易合理申报采购。代理购电工商业用户由电网企业定期预测用电量及典型负荷曲线，通过场内集中交易方式（不含撮合交易）代

理购电，结合交易组织安排和市场化购电需求预测情况，申报24小时分时电量，形成分时交易合同。

经营主体应审慎选择自主协商交易对象，充分知悉和评估交易校核风险，因故导致中长期签约比例未达要求等损失由经营主体自主协商或自行通过司法程序解决。

（二）现货电能量交易

2026年继续开展陕西电力现货市场连续结算试运行，陕西电力现货实时市场按“全电量申报、集中优化出清”模式开展，通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频等辅助服务交易。鼓励虚拟电厂、储能等灵活调节资源参与现货市场。具体方案另行发布。

各类经营主体要系统学习有关规则，做好市场研判和风险评估，精准预测自身分时电量、电力曲线，参与现货市场交易。

（三）零售市场交易

零售市场交易主要依据《售电公司管理办法》、《陕西省电力零售市场交易细则（2025年10月修订版）》（陕西交易〔2025〕124号）等组织开展：

1.总体要求

原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂建立服务关系，经营主体上、下网电量全部通过该售电公司或虚拟电厂购买，不得再单独参与电力批发市场或通过其他经营主体购电。参与2026年年度零售市场交易的电力用户应在2025年11月底前完成注册。

电力零售市场交易应通过陕西电力交易中心电力交易平台零售市场模块或“e-交易”App开展，经营主体自主签订零售套餐合同。零售合同签订、变更、解约等确认环节，经营主体应通过电子营业执照、数字证书验证等方式进行电子签章，按规定进行身份认证，履行相关签章手续。

2.用户分类签约要求

直接参与市场交易的电力用户原则上签订分时零售套餐，约定24小时分时价格。电气化铁路牵引用电对应的用户主体可签订不分时零售套餐合同，也可自主选择签订分时零售套餐合同。

3.零售市场电能量价格机制

（1）“批发均价+浮动价差”模式

零售电能量价格按照“所有售电公司批发购电分时均价+度电浮动价差”模式确定，其中所有售电公司批发购电分时均价按照其中长期、现货市场综合均价确定，具体计算方式见《陕西省电力零售市场交易细则》。不分时零售套餐参照执行，传导批发购电所有时段加权均价。

（2）“批发均价+固定价格”组合模式

零售电能量价格按照一定比例的所有售电公司批发购电分时均价与一定比例的24时段分时固定价格组合确定。其中，分时固定价格可参考现货市场分时价格水平与走势自主、合理确定，该部分价格对应比例不超过40%。不分时零售套餐按不分时模式参照执行。

4.零售用户价格封顶机制

售电公司与零售用户需全电量按月约定一个不分时的平均度电封顶价格，当零售用户电能量结算均价大于平均度电封顶价格时，价差部分产生的费差返还至零售用户。

平均度电封顶价格可自主协商，按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率 α ”或结合市场行情按照合理的封顶“一口价”确定，具体约定方式见《陕西省电力零售市场交易细则》。现阶段，合理差价率 α 不超过5%，后续视运行情况可适时调整。

5.零售签约价格预警机制

对平均度电封顶价格合理差价率 α 大于3%，或者组合价格模式中（分时）固定价格超出零售交易细则明确的参考浮动价格上限的，陕西电力交易中心应向相关零售用户发出预警提示，及时向我委报告，并联系该零售用户所在辖区电网企业配合地市电力运行主管部门发放《零售合同签订风险知情书》，全面告知零售合同签订注意事项。

上述中长期、现货市场及零售市场交易有关事项如遇新的政策、规则或细则，遵照最新政策、规则或细则文件要求执行。

六、交易结算

现货市场连续运行期间交易结算按照《电力市场计量结算基本规则》、我省现货市场运行实施方案及配套结算实施细则执行。

原则上，批发市场发电侧、用电侧主体按照日96点开展“日清月结”分时结算。签订24时分时零售套餐的电力用户、分布式新能源、储能等按照月度24时开展分时结算。签订不分时套餐的零售用户，按整月电量不分时结算。

现货结算试运行或正式运行期间，已直接参与市场交易的电力用户，未签订零售合同也未参与批发交易的，无合同月份实际用电量按照发电侧月度实时市场分时出清电量与节点价格的加权均价乘1.5倍开展分时结算。

结算相关事项如遇新的政策、规则或细则，遵照最新政策、规则或细则文件要求执行。

七、保障措施

（一）省发展改革委牵头组织开展全省电力市场化交易实施相关工作，会同国家能源局西北监管局对市场运行情况进行指导、监督和管理，维护市场秩序。

（二）国网陕西省电力有限公司、拥有配电网运营权的配售电公司要做好电力用户供电等服务，确保电网安全运行。完善市场协同运营工作机制，为市场稳健有序运行提供必要的保障。

(三) 陕西电力交易中心会同陕西省电力调度控制中心认真做好市场交易相关工作，积极落实国家和我省有关工作要求，加强培训宣贯，规范组织交易，加强运营监控，做好交易统计和市场监管，确保电力市场平稳有序运行。

(四) 各类经营主体要认真学习国家电力市场化改革政策和陕西电力市场相关政策、规则，积极参加各类培训，做好自身分时电量、电力预测和发用电管理，依法合规参与电力市场交易。

(五) 售电公司要严格履行政策告知程序，保障用户准确了解电价组成、新能源可持续发展价格结算机制电费折价、煤电容量电价机制电费折价、价格查询路径等政策、信息，禁止利用不对称优势、价格信息差、市场优势地位等截留电力市场价格红利。

扫一扫在手机打开当前页



• 邮箱: fgwxxb@shaanxi.gov.cn 邮编: 710006 [网站地图](#)

主办: 陕西省发展和改革委员会 陕西省信息中心技术支持 地址: 新城大院8号楼

陕ICP备05001170号-1 网站标识码6100000057 陕公网安备61010202000161号

• 微博二维码



• 微信二维码

