

## 山西出台2021全省电力市场交易组织方案 鼓励光伏等新能源企业积极参与交易

12月9日，为做好2021年全省电力市场交易组织工作，山西省能源局会同相关部门及单位结合实际研究制定了《2021年全省电力市场交易组织方案》（以下简称《方案》）。《方案》提出，2021年预安排统调发电量2280亿千瓦时。考虑山西省新能源装机的快速增长等因素，2021年全省发电量调控目标预安排为：优先发电量774亿千瓦时，新投产机组调试电量20亿千瓦时，市场化发电量1486亿千瓦时。

《方案》明确，2020年已完成市场注册并开展交易的发电企业、电力用户、售电公司直接列入2021年度市场主体目录，参与2021年市场交易。

风电、光伏等新能源企业执行政府定价以外的电量应积极参与交易，新能源企业暂按双边协商交易方式参与普通交易，交易时序安排在火电企业参加交易之前，不再参加挂牌交易。新能源市场交易合约只能在新能源企业之间开展合同转让。

以下为原文

### 关于印发《2021年全省电力市场交易组织方案》的通知

晋能源电力发[2020]591号

各市能源局，国网山西省电力公司、山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各发电集团及有关发电、售电、用电企业：

为深入贯彻落实国家关于推进电力市场化改革的有关精神和省政府办公厅关于《山西省进一步推进电力市场建设工作方案》（晋政办发〔2020〕87号）的要求，做好2021年全省电力市场交易组织工作，省能源局会同相关部门及单位结合实际研究制定了《2021年全省电力市场交易组织方案》，经报省政府分管领导同意，现印发执行。

山西省能源局  
2020年12月4日

### 2021年全省电力市场交易组织方案

为落实国家电力市场化改革的有关精神和省政府办公厅关于《山西省进一步推进电力市场建设工作方案》（晋政办发〔2020〕87号）要求，有序推进我省电力市场健康发展，特制定2021年全省电力市场交易组织方案。

#### 一、交易规模

2021年，受新冠疫情及全球经济等因素影响，预计统调用电量与2020年持平或略有增长，全年预安排统调发电量2280亿千瓦时。按照国家有关放开发用电计划的政策要求和省能源局印发《全省电力供需平衡预案管理办法》（晋能源电力发〔2020〕493号）精神，考虑我省新能源装机的快速增长等因素，2021年全省发电量调控目标预安排为：优先发电量774亿千瓦时（详见附表），新投产机组调试电量20亿千瓦时，市场化发电量1486亿千瓦时。市场化发电量折算市场交易电量约1350亿千瓦时（含自备机组自发自用电量120亿千瓦时、西龙池招标电量26亿千瓦时）。

#### 二、市场主体

##### （一）入市范围

参与电力交易的市场主体包括电网企业、发电企业、售电公司、电力用户等。应为具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，内部核算的电力用户、发电企业经法人单位授权，方可参加。

发电企业：全省现役燃煤机组、燃气机组、光伏发电（暂不含分布式光伏和扶贫光伏）、风电、水电（不含抽水蓄能）、生物质燃烧发电机组，参与市场的发电企业应符合国家产业政策，取得发电业务许可证，污染物达标排放。鼓励燃煤自备电厂余量发电参与市场，鼓励利用工业生产过程中的余热、余压、余气自备电厂自发自用以外电量参与市场

交易。

电力用户：除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外，逐步全面放开经营性领域电力用户参与市场交易。供气、供热、供水、污水处理等公用事业用户自愿申请参与市场交易，应向省电力交易中心提供市场风险自担承诺书。各类电力用户应符合国家产业政策要求，产品和工艺属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中淘汰类和限制类且执行差别电价政策的电力用户暂不参与市场化交易。执行大工业用电的电力用户不受电压等级和电量限制；执行一般工商业用电的电力用户不受电压等级限制，上年度（2019年11月-2020年10月）用电量应在500万千瓦时以上（果品冷藏用电和电信基站用电除外），或新投产企业用电报装容量应在1500千伏安以上；支持14个战略性新兴产业和出口加工贸易类企业、“煤改电”交易电量全电量参与市场交易，不受电压等级和电量限制；支持增量配电网试点参与市场交易，拥有配电网运营权的售电公司、区域内电力用户以打包形式全电量参与市场交易，不受电压等级和电量限制。

售电公司准入条件仍按照晋政办发〔2016〕113号文件要求执行。已具有法人资格且符合售电公司准入条件的发电企业、电力建设企业，高新产业园区及经济技术开发区内供水、供气、供热等公共服务公司和节能服务公司可以向工商部门申请增加售电业务。

## （二）入市程序

1.2020年已完成市场注册并开展交易的发电企业、电力用户、售电公司直接列入2021年度市场主体目录，参与2021年市场交易。完成市场注册但尚未开展交易的电力用户，在参与市场交易之前执行政府目录电价。无正当理由退市或被强制退市的电力用户，由其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任，执行电网企业与电力用户交易的保底价格，具体由省价格主管部门确定。已开展交易的用电侧市场主体，未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府目录电价结算，其中，参加批发市场的用户按规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格进行结算。

2.对于符合准入条件但尚未入市的电力用户，实行负面清单制，并进一步简化注册程序。由电网企业按照电力用户放开范围汇总提出新入市用户名单报省能源局，经组织各市能源局进行负面清单审查后，电网企业将负面清单以外电力用户的必要注册信息直接推送至省电力交易中心，并负责通知电力用户在省电力交易中心交易平台履行简单注册手续后即可直接入市。每月25日前完成注册的电力用户可从次月起参与电力交易。对5G等电信基站用电，以集团为单位统一安排入市。

3.新入市的发电企业，由各市能源局负责按准入规定进行核实并组织公示，公示无异议的发电企业通过山西省电力需求侧管理平台报省能源局，列入2021年度市场主体目录。

4.对新入市的售电公司，仍按原程序通过山西省电力需求侧管理平台进行网上申报，由省能源局组织公示，公示期为1个月，公示无异议后列入市场目录。已列入省内市场目录名单、且在省电力交易中心完成注册的售电公司，出现注册信息变更时，要在5个工作日内向电力交易平台提交变更材料；出现企业名称、股东或实际控制人、公司资产等重要信息发生变更的，仍按照原程序向省能源局申请变更相关信息，并进行为期5个工作日的公示。

5.新申报入市的发电企业和售电公司，申报账号按照属地管理原则由各市能源局分发，申报材料仍按照相关规定执行。2021年售电公司新入市申报按照《关于做好2021年售电公司申报工作的通知》开展。新能源等发电企业新入市申报时间为每月25日。

## （三）退出程序

1.不符合国家相关政策要求或按照电力市场规则属强制退市的市场主体，按照有关规定履行退市程序。

2.省工信厅对战略性新兴产业用户实行动态备案管理，对不符合战略性新兴产业备案条件的用户，将退出战略性新兴产业交易，改为普通交易。

## 三、交易安排

结合电力现货市场试运行情况，进一步规范电力中长期市场，并做好现货结算试运行期间中长期市场和现货市场的有效衔接。

## （一）批发市场

### 1. 交易类型

长协交易。对煤电联营的发电企业与下游电力用户实现相互参股20%以上的、发电企业和电力用户属同一集团控股的、发电企业与就近园区开展综合能源服务试点的、发电企业与电力用户开展“自供煤代加工电力”深度合作的，允许双方开展长协交易。对2020年已参加长协交易的市场主体进行重新核定，满足长协交易条件的可继续纳入2021年长协交易范围，2021年长协交易总量不突破2020年规模。

战略性新兴产业用电交易。按照省委省政府安排，对14个战略性新兴产业企业的生产用电，以用户侧挂牌（电量和电价）、发电侧摘牌的交易方式组织，交易采用典型曲线，现货试运行期间根据电力市场相关规则双方可调整曲线。

普通交易。除长协交易及战略性新兴产业用电交易以外的所有入市电力用户均参与普通交易。参与长协交易的用户可以参与普通交易，战略性新兴产业用户不再参与普通交易。榆林地电公司增量用电可参与山西电力直接交易，通过双边协商方式按月开展交易，暂不设供需比。榆林公司暂不参与山西省内现货市场。

### 2. 交易机制

为有效规避市场风险，提高市场交易效率，批发市场（除长协交易及新能源外）所有交易要实现全流程线上交易，零售市场和合同转让市场逐步过渡到全部线上交易。同时，为妥善处理现货试运行期间，与中长期交易的合理衔接，2021年普通交易暂不开展年度交易、暂不采取双边交易方式。

长协交易按年度（多年）双边自主协商方式组织；战略性新兴产业用电交易按年度、月度挂牌交易方式组织（并以单独序列形式与月内、周及周内普通交易同步组织挂牌交易）；普通交易按月度、月内、周及周内组织交易，主要采取挂牌交易方式，根据市场需求可增加集中竞价交易。

普通交易每次组织均设置火电企业可交易电量与需求电量的供需比K:1。供需比K值根据上年度发电侧平均利用小时数、批发用户或售电公司上年度实际用电量及2021年用电增量、市场交易均价等因素，由电力市场管理委员会在11月底前提出并报省能源局，由省能源局会同山西能监办研究确定。

普通交易的月度、月内交易按相应交易批次用户侧挂牌电量作为基数，按照供需比K值核定火电企业交易总上限和各火电企业自身交易电量上限。为保障民生供热，具体火电机组按照是否供热区分供热期与非供热期的可交易量上限比例：在1月-4月、11月、12月供热期，供热机组与非供热机组单位容量可交易量上限按照6:4执行；在5月-10月非供热期，供热机组与非供热机组单位容量可交易量上限按照4:6执行。

普通交易摘牌分两个阶段组织：第一阶段，各火电企业最大可摘电量为自身交易量上限的70%；第二阶段，各火电企业对剩余电量进行摘牌，不得超出自身交易量上限。

风电、光伏等新能源企业执行政府定价以外的电量应积极参与交易，新能源企业暂按双边协商交易方式参与普通交易，交易时序安排在火电企业参加交易之前，不再参加挂牌交易。新能源市场交易合约只能在新能源企业之间开展合同转让。

除局域电网配套电源点外，参与长协交易的火电企业，发电利用小时数暂不超过4500小时，后期随着用电增速变化适当调整，参与长协交易的火电机组不再参与除战略性新兴产业用电交易之外的省内普通交易（不含合同转让交易）。长协交易合同转让仅可转让次月及月内合同，用户侧长协交易合同只能在参与长协交易的用户（含售电公司）之间开展合同转让，发电侧长协交易合同转让不受限制。长协交易合约单独为一个序列，单独进行结算（不与其他业务单元打包结算）。

发电企业按照我省电力交易相关规则开展常规交易，同时可自愿选择参与战略性新兴产业用电交易。鼓励火电企业参与战略性新兴产业用电交易，在能够确保电网及机组安全稳定运行的前提下，战略性新兴产业用电交易不设置供需比。战略性新兴产业用电交易合约单独为一个序列，单独进行结算。战略性新兴产业用户侧（含售电公司）只能在参与战略性新兴产业用电交易的企业之间通过合同转让处理偏差（即不能跨序列进行合同转让），发电侧战略性新兴产业用电交易合同转让不受限制。

鼓励新能源企业按照我省相关规定优先参与“煤改电”交易，“煤改电”交易在非现货期间可根据市场情况采取不

间断滚动挂牌的方式开展，由新能源企业根据需要随时进行摘牌，与月度交易同步出清；在现货期间根据实际情况，与各类电力直接交易统筹安排。鼓励新能源企业与可控负荷聚合商，按照《“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案》（晋能源电力发〔2020〕473号）相关规定，开展月度挂牌交易，确定次月弃限电时段参与需求侧响应的交易价格和排序。

晋北风电基地新能源企业在优先满足雁淮直流送江苏需求后，富余发电能力可参与省内交易。

推动燃煤自备电厂积极落实《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）精神，按照相关规则与新能源企业开展发电权转让交易，完成消纳可再生能源电力的配额比例。

根据2021年我省电力现货市场结算试运行的相关安排，2021年电力直接交易合同分为非现货与现货两种模式，在非现货市场结算试运行期间履行的合同采用非现货模式，在现货市场结算试运行期间履行的合同采用现货模式。

非现货模式下的中长期直接交易机制：

（1）非现货模式下的中长期直接交易不需约定曲线。原执行峰谷电价的用户继续按原结算模式执行。

（2）按照《国家发改委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号）文件精神，非现货模式下2021年我省燃煤发电机组中长期普通交易上网电价在“基准价+上下浮动”范围内形成，基准价按我省现行燃煤发电上网基准电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。

参与长协交易的市场主体在开展双边自主协商时，应按照发改价格规〔2019〕1658号，双方自主协商确定初始交易电价。双方可协商将电煤价格指数、下游产品价格和月度交易均价三个指标之一或多个作为浮动参考因素，约定电价浮动原则，在交易平台中选择相关参数，签订价格调整协议且上传至交易平台后，每月按照确定的浮动电价调整次月交易价格。具体合同格式参照国家发改委下发的《电力中长期交易合同示范文本》，根据我省实际情况确定合适的示范文本。交易时未约定浮动机制的，年度、季度交易价格不得调整。

中长期交易形成的上网电价包括脱硫、脱销、除尘电价和超低排放电价。

（3）直接交易合同的偏差结算按照我省电力市场规则体系相关条款规定执行。

（4）市场主体调整后的年度电力直接交易分月电量，均须通过安全校核后执行。安全校核不通过时，不同交易周期的电量，按照月内、月度和年度顺序依次核减；同一交易周期的，按照交易相关规则进行核减。被核减的年度合同分月电量不再滚动，核减相应的合同电量。

现货模式下的中长期直接交易机制：

（1）市场主体所有直接交易合同均须分时定量定价并录入交易平台。分时价格约定范围及合同调整办法按照我省电力市场规则体系相关条款规定执行。现货模式下中长期交易的组织方式经山西省电力市场专班研讨确定后另行明确。

（2）根据国家发改委专题会议要求，为保证市场稳定，规避市场风险和市场主体投机行为，引导市场主体签订中长期合同，在开展电力现货市场初期，电力用户、售电公司参与现货交易申报时应确保日内中长期（直接交易）合约总量不低于日总用电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量）的95%（即规则体系中参数BL=95，后期根据市场成熟度逐步调整BL值），对低于95%部分电量的获利空间，按照我省电力市场规则体系相关条款进行费用回收与疏导。

（3）为防止过度套利、控制市场运行风险，建立中长期交易曲线与实际用电曲线偏差回收机制，具体按我省电力市场规则体系相关条款规定执行。

（二）零售市场

1.年用电量超过1000万千瓦时的电力用户，或新投产企业用电报装容量超过3000千伏安的电力用户，可以通过批发市场与发电企业直接交易，也可通过零售市场与售电公司交易，二者只能选择一种，在交易合同履行期限内不得更改

。无议价能力的电力用户和年用电量低于1000万千瓦时的电力用户或企业用电报装容量低于3000千伏安的新投产电力用户，通过零售市场与售电公司开展电力交易。

2.经省工信厅备案的战略性新兴产业用户，参与战略性新兴产业用电交易不受电压等级和电量限制；按照相关规定公开遴选一批具有一定技术和实力的售电公司为战略性新兴产业用户市场交易提供服务，由用户从中自愿选择；不满足参与批发市场条件的用户，须与遴选出的为战略性新兴产业企业提供服务的售电公司绑定后，由其代理参与战略性新兴产业用电交易。

3.山西电力交易平台提供五种售电公司与电力用户在零售市场交易的价格模式供市场主体选择（应当分别约定非现货模式与现货模式下的价格机制）：一是根据用户用电曲线分时定价（适合曲线波动较大或分电用户）；二是固定价格（适合曲线波动不大用户）；三是固定价格加利润分成模式；四是全部利润分成模式；五是成交均价+固定价差模式（成交均价指批发市场成交合同分月电量电价的加权平均，不包含月内组织的各项交易）。

4.2021年售电公司与零售用户在交易平台绑定全部以电子化合约形式实现，纸质合同由双方自行保存，作为处理争议的依据。支持开展综合电能服务项目合作的售电公司与电力用户签订1年及以上战略合作协议。售电公司与零售用户在交易平台的绑定有效期最长不超过3个月，绑定期满后电力用户可重新选择售电公司进行绑定确认，不进行绑定确认的视为原绑定关系延续，售电公司与零售用户在交易平台进行绑定确认时，须如实填报零售电价和预计交易电量。

5.零售用户在同一周期仅可与一家售电公司在交易平台绑定，绑定后交易平台不再受理新的绑定申请。售电公司与用户签订合作协议时，要明确合同唯一性违约条款。对涉及“一户多签”的，由售电公司与用户自行协商或通过法律途径解决。对用户认为售电公司涉及伪造公章、伪造合同、以非法途径获得用户交易密码等情况，用户应向公安机关报案处理。对存在违法行为的售电公司或用户，按照有关交易规则进行处置。

6.各市场主体要提高市场风险防范意识，理性参与市场交易。山西电力交易中心月前组织售电公司及零售用户绑定结算方案，对于可能出现的批零价格倒挂情况，售电公司需按合同电量全额现金缴纳差额费用，未完成缴纳的，将暂停售电公司批零两级市场合同执行，具体按相关规则执行。

7.被强制退市或无正当理由退市的市场主体，其剩余合同由省电力交易中心组织公开进行转让，具体按相关规则执行。

8.为了降低市场主体交易和合同执行风险，在满足电网安全约束的前提下，市场主体可按照相关规则开展合同转让。为规避售电公司脱离电力用户囤积电量和恶意操纵市场，对售电公司月内中长期合同净转出（转入和转出相抵后）总电量占其当月成交（买入）电量的比例设置限值，即针对交易执行月，（售电公司可申报转出电量+已经形成交易合同的月度、月内转出电量-已经形成交易合同的月度、月内转入电量）/（年度直接交易分月电量+已经形成交易合同的月度、月内直接交易电量+已经形成交易合同的月度、月内转入电量） 限制比例。具体限制比例按我省电力市场规则体系相关条款规定执行。

9.不具备分表、分时计量的入市电力用户（低压用户），应当尽快完善计量相关条件后参与现货市场；暂无法参与现货市场时，在零售市场通过售电公司购电。现货模式下售电公司绑定此类用户在批发市场交易时，只能选择典型曲线与电厂签订中长期合约，后期合约曲线形状不得调整。现货市场结算试运行期间，售电公司代理的此类用户的中长期合约偏差按照相关规则进行结算。

10.进入市场的售电公司要按照省能源局、省发展改革委、山西能监办联合印发的《全省电力市场售电公司信用评价与风险防范管理办法》要求，办理履约保函、缴纳风险保证金等手续。对在2020年度全省售电公司核查中，存在资产不实、技术人员不到位、财务审计报告不规范、信用核查异常等问题的售电公司，按照有关规定采取相应措施，进一步规范售电公司的运营管理。

11.鼓励售电公司不断创新服务项目和内容，认真落实省能源局印发的《全省电力市场售电公司服务能力评价标准》文件精神，向电力用户提供综合电能服务等增值服务；应用信息技术手段，加强零售市场电力用户的用能服务管理；按照省电力交易中心交易平台的接口技术规范，建立第三方交易辅助系统，实现与交易平台的数据贯通，进一步完善市场功能和激发市场活力。第三方交易辅助系统应满足相关技术标准和规范，履行与交易平台的对接手续后投入运营。鼓励无议价能力的电力用户和年用电量低于1000万千瓦时的电力用户，通过第三方交易辅助系统进行线上零售交易。

12.对果库冷藏用电和5G等电信基站用电，采取通过售电公司打包交易、分表计量、属地结算的方式参与市场。

### （三）其他事项

本方案未具体明确的事项，在非现货市场结算试运行期间与开展现货市场结算试运行期间，均按照我省电力市场规则体系相关条款执行。如有特殊或争议事项，由省能源局会同相关部门在交易开展前进行明确。

## 四、相关要求

（一）各市能源局要加强对市场主体的事中、事后管理。按照负面清单有关要求，及时发现并提出不具备参与市场交易和需退出市场的电力用户名单；对发电企业和售电公司要严把准入关，对申报材料的真实性进行查验，按规定的条件和程序组织进行网上申报。

（二）对不具备分表、分时计量条件的电力用户，省电力公司、山西地方电力有限公司及增量配网运营企业要具体研究，推动尽快解决其参与电力现货市场的相关问题。省电力交易中心要进一步提升服务质量，建立和完善市场信息披露制度，为市场主体提供更便捷的交易服务；要进一步优化清算、结算流程，缩短电费支付时间，相关方案要向省能源局和山西能监办报备；要强化交易信息报备制度，每批次直接交易相关情况要向省能源局和山西能监办报备；要继续做好对第三方交易辅助系统接入的支持和服务工作。市场运营机构要完善电力市场规则体系及技术支持系统市场力检测相关条款及措施，注意防控市场风险。

（三）各有关交易主体对申报材料的真实性承担责任，要按照交易相关安排要求，做好交易申报和结算等工作，坚持平等协商，自主交易，诚信为本；严禁串通联盟，形成价格堡垒，干扰交易秩序；要强化风险意识，立足实际开展电力交易，不断增强风险防控能力。对市场主体出现严重违规交易和不诚信行为的，将纳入诚信考核体系，情节严重的列入市场黑名单实施联合惩戒。

（四）参加电力市场的电力用户要加强电力需求侧管理，尽快完成电能信息采集系统建设，并接入山西省电力需求侧管理平台，为企业实现电能实时监测、交易偏差处理、开展节电服务等提供技术支撑，并为参与现货市场积累电能数据；电力用户在参与零售市场时要强化风险意识，要对合作的售电公司进行充分的了解，并在购售电绑定合同中明确违约条款和处理责任。

（五）售电公司要注重风险防控，发挥好发电企业与电力用户之间的桥梁作用，坚决杜绝售电公司脱离发电企业和电力用户单边“赌市场”；要强化对电力用户用电曲线的监测能力，通过市场创新凸显价值、提升市场竞争力；售电公司应做好用户培训，引导用户优化用电习惯和降低交易风险；售电公司要结合电力用户用电特性和潜在停限产风险，灵活用好年度、月度、周交易和合同转让交易政策，有效规避市场风险。

（六）电力市场管理委员会要在研究市场规划、制定交易细则、协调争议和加强监督等方面发挥作用，维护和保障市场主体的合法权益。

附件：[2021年优先发电量预测情况表](#)

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/164320.html>