

国家能源局山西监管办公室

晋监能市场函（2021）54号

山西能源监管办关于征求《山西电力中长期分时段交易实施细则》意见的函

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、各相关市场主体：

为持续深化电力市场改革，建立电力中长期分时交易机制，做好与电力现货市场的衔接，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》（发改能源规〔2020〕145号）、《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16号）和国家发展改革委关于电力中长期合同“六签”分时签有关要求，结合山西电力中长期分时段交易试运行情况，我办组织起草了《山西电力中长期分时段交易实施细则》征求意见稿，请你们认真组织研究，并将反馈意见于9月23日17:00前反馈至我办。

联系人：薛文瑞 刘国瑞

联系方式：0351-7218490

电子邮箱：76349173@qq.com

附件：《山西电力中长期分时段交易实施细则》（征求意见稿）



附件

山西电力中长期分时段交易实施细则 (征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为持续深化电力市场改革，建立电力中长期分时段交易机制，做好与电力现货市场的衔接，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》（发改能源规〔2020〕145号）、《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16号）和国家发展改革委关于电力中长期合同“六签”分时签有关要求，结合山西电力市场实际，特制定本细则。

第二条 电力中长期分时段交易是指将每天24小时分为若干个时段，以每个时段的电量为交易标的，组织发电侧与批发用户（含售电公司）分别按时段开展电力中长期交易，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合同曲线。山西电力市场中长期分时段交易暂分为24个时段，全天每小时为一个时段。

第三条 电力中长期分时段交易作为中长期交易的一种形式，仅针对电力现货市场运行月份组织。交易周期分为多月、月度、旬和日。

第四条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

第五条 电网企业、电力交易机构应动态跟踪市场主体盈亏情况，及时发布风险预警，按规定采取风险防范管理措施，避免出现电费回收风险。

第六条 国家能源局山西监管办公室根据职能依法履行山西电力中长期分时段交易监管职责。

第二章 交易组织

第七条 电力中长期分时段交易方式包括双边协商、集中竞价交易和滚动撮合交易。集中竞价采用边际电价法出清。

第八条 电力中长期分时段交易多月交易均按照第一阶段双边协商交易、第二阶段集中竞价交易的方式组织；月度、旬交易均按照第一阶段集中竞价交易、第二阶段滚动撮合交易的方式组织；日滚动交易只安排滚动撮合交易。

第九条 多月交易标的为次次月至现货结算试运行结束月每个月的电量，多月交易某个月某一时段的交易电量按该月日历天数平均分解至每日的相应时段。月度交易标的为次月每个时段的总电量，月度交易每个时段的合同电量默认按照月度日历天数平均分解至每日的相应时段。旬交易每月上、中、下旬组织，交易标的分别为当月上、中、下旬每个时段的总电量，旬交易每个时段的合同电量默认按照当旬日历天数平均分解至每日的相应时段。日交易按日滚动组织，交易标的为 T+2 日

至 T+4 日每个时段的电量，每日每个时段的电量单独进行交易。市场主体某一运行日某个时段的中长期交易电量为相应时段多月交易日分解电量、月度交易日分解电量、该旬交易的日分解电量及日滚动交易电量之和。

第十条 电力中长期分时段交易申报方式及约束条件、出清原则、交易组织时间等以交易公告为准。

第十一条 电力交易机构通过交易平台发布集中竞价交易和滚动撮合交易各时段市场清价格及成交总量，各市场主体可登陆交易平台查看自身交易成交情况。交易结果自动生成电子合同，作为结算依据，签约方为买方或卖方市场主体、作为与买方或卖方实际成交的所有对手方代理的电力交易中心。合同数据由交易系统至少保存五年，以备查询。

第三章 价格限制

第十二条 为控制市场交易风险，电力中长期分时段交易设定最低和最高限价，并在多月、月度、旬交易设定逐个时段限价范围。对于靠近运行日的日滚动交易只设定最高、最低限价，不进行逐时段限价设定。

具体限价范围，征求意见稿设计两种方案，根据运营机构和市场主体意见反馈情况最终确定一种。

第一种方案：

第十三条 中长期分时段交易最低限价原则上按照核定的火电机组分摊至单位电量的平均固定成本确定，暂定为 100 元

/MWh。中长期分时段交易最高限价结合现货结算试运行历史数据确定，暂定为 670 元/MWh。

第十四条 中长期分时段多月、月度、旬交易在最低和最高限价基础上，根据现货结算试运行历史价格情况逐时段设定限价。逐时段限价范围生成过程具体如下：

(1) 将现货市场截至上一个月的近一年的所有结算试运行日的日前 96 点用户侧统一结算价格按照各月取月度均值(按所有存在结算试运行日的月，不含结算试运行日的月不计算)，再对各月均值取年度均值，得到 96 点日前平均价格曲线；

(2) 将 96 点日前平均价格曲线每小时 4 点的价格取均值，得到 24 时日前平均价格曲线；

(3) 若 24 时日前平均价格曲线的最低价相比最低限价更低，则计算最低限价与 24 时日前平均价格曲线的最低价的差价，将 24 时日前平均价格曲线逐点价格加上此差价，修正后得到价格曲线一；若 24 时日前平均价格曲线的最低价不低于最低限价，则 24 时日前平均价格曲线不需要修正，即为价格曲线一；

(4) 计算价格曲线一的最高价与价格曲线一的最低价的差价 p_1 、最高限价与价格曲线一的最低价的差价 p_2 ；

(5) 将价格曲线一的逐点价格 p_i 加上 $(p_i - \text{价格曲线一的最低价}) * (p_2 / p_1 - 1)$ ，修正后得到价格曲线二，价格曲线二即为参考价格曲线；

(6) 参考价格曲线按其逐点价格 15%，价格浮动低于 40 元/MWh 的时段按浮动 40 元/MWh 修正，并进行不超最高限价和最低限价修正后，分别得到逐时段最高限价曲线、逐时段最低限价曲线。

第十五条 最高、最低限价和逐时段最高、最低限价曲线，将根据现货结算试运行情况、中长期分时段实际交易情况，参考电力交易价格指数（后期将引入）、上一年度同期结算试运行情况等最短按月度进行滚动修订后发布，并结合试运行情况适时对限价规则进行修订。

第二种方案：

第十六条 根据《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093 号）要求，将全天 24 小时按照尖峰、峰、平、谷、深谷 5 段划分，最大峰谷价差率按照 30%-40% 设置。

第十七条 结合山西电网运行实际，暂按每天 01:00-6:00 为谷段，6:00-7:00 点为平段，7:00-9:00 点为峰段，9:00-12:00 点为平段，12:00-15:00 点为深谷，15:00-17:00 点为平段，17:00-18:00 点为峰段，18:00-20:00 点为尖峰，20:00-23:00 点为峰段，23:00-01:00 点为平段。（山西现行目录电价峰谷划分为：平时段 7-8、11-18；峰段 8-11、18-23；谷段 23-7。）

第十八条 确定 5 个时段基准价。山西现行 35-110 千伏目录电能量电价平段为 0.3460 元，峰段为 0.5583 元，谷段为 0.1486

元，尖峰段为峰段的 1.2 倍 0.6700 元，深谷段为谷段的 0.8 倍 0.1189 元。

第十九条 每个时段价格区间按照基本价的±15%确定，最终得到，尖峰段价格区间为 0.5695-0.7705 元，峰段价格区间为 0.4746-0.6420 元，平段价格区间为 0.2941-0.3979 元，谷段价格区间为 0.1263-0.1709 元，深谷段价格区间为 0.1011 元-0.1367 元。

第二十条 10 个时段的划分和价格区间将根据电力供需情况和季节性差异适时调整。

第三种方案：

第二十一条 以上两种方案中，不进行逐时点限价，只在低估时段限最低价，高峰时段限最高价，其它部分不变。

第四章 成交量约束

第二十二条 参与普通交易的火电企业多月、月度、旬交易设置交易电量上限（多月、月度、旬交易每一批次交易中，电量上限需减去之前批次交易当月已成交总量），设置原则为：由电网企业根据市场化用户的历史用电量预估整体电量需求（暂按照如下公式预估： $\text{标的月的市场化电量需求} = \text{上上月度用电侧市场化实际结算电量} \times \text{上一年度对应标的月的省内市场化及非市场化用户总实际结算电量} / \text{上一年度对应上上月度的省内市场化及非市场化用户总实际结算电量}$ ），并向市场管理委员会提交，由市场管理委员会考虑实际修正后提供给电力交

易机构，交易机构剔除新能源已成交合同的当月电量、长协交易当月分解电量、战略新兴产业用电交易当月电量、5G和果库等不参与现货的市场化用户月度预计用电量后，根据总供需比确定各火电企业参与当月分时段普通交易的可卖出电量上限 Q_{max} 。总供需比的值具体由电力市场管理委员会提出建议，报省能源局和山西能监办同意后确定。

第二十三条 参与普通交易的火电机组，其每个时段的多月、月度分时交易净卖出电量分解至上旬或中旬或下旬的电量，与当旬分时交易净卖出电量及当旬分时交易滚动撮合阶段结束时该时段未成交的申报卖出电量之和（未成交的卖出申报以当旬滚动撮合交易结束前15分钟以上提交的申报为准；该电量之和不包含日滚动交易净卖出电量），低于 $Q_{max} \div \text{供需比} \times 90\% \div 24 \div \text{当月日历天数} \times \text{当旬日历天数}$ 时（供需比目前为1.05， Q_{max} 为按照供需比确定的该火电机组当月可卖出电量上限），缺额电量按照中长期分时段交易最高限价进行回收，回收费用在发电侧和用户侧平均分配。发电侧分配的回收费用按多月、月度和旬省内中长期交易电量比例按月进行分配，用户侧分配的回收费用按多月、月度和旬省内中长期交易电量比例按月进行分配。

第二十四条 新能源发电企业以多月、月度双边协商方式开展中长期交易，并参与旬分时段交易及日滚动分时段交易（不参与多月、月度分时段交易；不单独开展新能源企业合同

转让交易，新能源企业合同转让通过参与旬和日滚动分时段交易实现），交易需满足以下约束：

(1) 新能源企业中长期交易的功能定位为补充政府定价电量无法覆盖的发电量。新能源企业的省内多月交易、省内月度交易双边合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月成交总电量（不包含日滚动交易），不得超过该时段全月实际上网电量减去月度政府定价分解总电量的 k_j 倍再减去该时段全月外送合约电量后的差值（差值为负时将差值记为 0）的 150%，超出部分电量按照该时段当月各批次中长期普通交易加权均价与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收收益（差价为负值时不回收），回收收益每月度按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

其中 k_j 定义如下：

若该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报},h}$ ， $h=0$ 或全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际},h} \leq 0$ ，则 $k_j=0$ ；

若该时段全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际},h}$ 小于该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报},h}$ ，则 $k_j=0.9 \times Q_{\text{申报},h} / Q_{\text{实际},h}$ ；

若该时段全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际},h}$ 大于或等于该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报},h}$ ，则 $k_j=0.9 \times Q_{\text{实际},h} / Q_{\text{申报},h}$

(2) 新能源发电企业每日每一时段（小时）政府定价电量与中长期市场化合约电量总额不得超过实际发电量的 200%，超出部分与该时段中长期全部市场化合约电量的较小

值，按照该时段当月各批次中长期普通交易加权均价与现货日前市场该时段当日用户侧加权均价的价差回收收益（差价为负值时不回收），回收收益每月度按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

第二十五条 用户侧多月、月度、旬中长期交易总电量之和应达到全月实际总用电量的90%以上（长协电量不能满足用电需求的长协用户可参与各批次普通交易，分时段多月、月度、旬交易电量及包含合同转让的长协月度总合同电量之和应达全月实际总用电量的90%以上），低于90%部分的电量，按照当月各批次中长期普通交易各时段的最高成交价的算术平均价的1.1倍与当月日前市场用户侧加权均价的差价（差价为负值时不回收）全额回收，回收费用在发电侧和用户侧平均分配，发电侧分配的回收费用按多月、月度和旬省内中长期交易电量比例按月进行分配，用户侧分配的回收费用按多月、月度和旬省内中长期交易电量比例按月进行分配。

若多月、月度或旬交易中存在某时段用户侧挂牌价格已至价格上限，且在交易结束前15分钟至结束仍有未成交量，则每多一个这样的时段，该月用户侧回收比率自90%减小一个4%，该月每日的用户侧回收比率自80%减小一个4%，同时取消用户侧该时段的分时段最低成交量约束（若当月仅在旬交易中存在某时段用户侧挂牌价格已至价格上限仍有未成交量，只对相应旬内各运行日的用户侧回收比率自80%减小，只取消相

应旬内各运行日用户侧该时段的分时段最低成交量约束)。

用户侧(含长协用户)每日中长期交易总电量之和应达到日实际总用电量的80%以上,低于80%部分的电量,按照全省电力市场当月火电企业普通交易合同加权均价的1.1倍与日前市场当日加权均价的价差进行回收(差价为负值时不回收),回收费用每月度按照省内市场化中长期合同电量比例返还至发电企业。

第二十六条 对参与普通交易的用户侧(含长协用户)在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与实际用电量的负偏差超过30%范围的电量,按照当月各批次普通交易的相应时段加权均价的1.1倍与日前市场相应时段当月加权均价的价差(差价为负值时不回收)进行全额回收,该项回收费用在发电侧和用户侧平均分配,发电侧分配的回收费用按照月度上网电量比例返还发电企业,用户侧分配的回收费用按照月度实际用电量比例返还批发用户。

对参与普通交易的用户侧(含长协用户)在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与实际用电量的正偏差超过30%范围的电量,按照日前市场相应时段当月加权均价与当月各批次普通交易的相应时段加权均价的0.9倍的价差(差价为负值时不回收)进行全额回收,该项回收费用在发电侧和用户侧平均分配,发电侧分配的回收费用按照月度上网电量比例返还发电企业,用户侧分配的回收费用按照月度实际用电量比例

返还批发用户。

第五章 金融套利约束

第二十七条 中长期各批次交易中，开展集中竞价交易或滚动撮合交易时，对某一时段，发用两侧市场主体进行交易申报时必须先选择是卖出或买入电量，在同批次交易的同种交易方式中，一个时段只能选定一个方向。多月交易集中竞价阶段，发电侧均为仅可卖出电量，用户侧均为仅可买入电量。

第二十八条 中长期各批次的各时段交易中，发电侧某一时段申报卖出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和，折合电力不得超出装机容量；发电侧各个时段申报卖出电量之和与各批次交易各个时段已净卖出电量之和，不得超出按照供需比限制的最大可卖出电量（战略性新兴产业用电交易电量不计入）；发电侧某一时段申报买入（回购）电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和；发电侧某一时段全月累计买入电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%（暂不开展发电侧（普通交易）双边合同转让，合同转让通过参与分时段交易实现）。发电侧市场主体每次进行各时段交易申报前，交易界面均显示当前可申报卖出或申报买入电量的限额，并对申报超出限额的情况进行提示，未超出限额的申报方可经确认后提交。

第二十九条 中长期各批次的各时段交易中，用户侧某一

时段申报卖出电量不得超出各批次交易净买入电量分解至该时段的买入电量之和；用户侧某一时段全月累计卖出电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和的30%。用户侧每次进行各时段交易申报前，交易界面均显示当前可申报卖出电量的限额，并对申报超出限额的情况进行提示，未超出限额的申报方可经确认后提交。

第三十条 新能源企业多月、月度双边交易及旬分时段交易、日滚动交易均无供需比限制，各个时段累计买入（回购）电量之和不受不超出该时段累计卖出电量之和的50%的限制，但需遵守各时段卖出电量折合电力不超装机容量、买入电量不超已净卖出电量等发电侧金融套利约束条款。

第六章 中长期分时段交易衔接机制

第三十一条 中长期分时段交易结果每小时的电量均分至该小时的4个15分钟时段，形成96点中长期合同电量曲线。

第三十二条 战略新兴产业用电作为一个单独序列组织交易，单独进行结算。战略新兴产业用电交易组织仍按照目前交易规则执行。战略新兴产业用电交易曲线为典型曲线，不可调整，各时段中长期电量与实际用电量不受 $\pm 30\%$ 偏差约束。

第三十三条 长协交易组织按照目前交易规则执行，继续采用目前的年度合同电量分月及价格浮动模式，继续采用目前D-2日双方协商可调整电量与分解曲线的模式。

第三十四条 新能源发电企业多月、月度双边协商交易在

多月、月度普通集中竞价交易前开展，交易双方需约定合同总电量及 24 时分解曲线，并约定 24 时分时价格。

新能源双边交易完毕后，合同默认按照交易标的期限的日历天数均分至每天。在上旬分时段交易开展前，经双方协商同意，可对已成交合同的每日分解电量及曲线进行调整，需保持合同总电量不变，合同价或分时价格不可调整（对交易时约定 24 时分时价格的，调整后需保持合同每个小时的时段总电量不变）。调整完毕后，交易技术支持系统对合同每日分解电量及曲线进行分时段标准化处理（即将原合同拆分为分 24 小时时段合同）。

第三十五条 独立批发用户参与分时段交易后，在当月 25 日、M+1 日开展月度预结算时，先按其中长期交易合约均价及月度抄见电量进行预结算并收费；在 M+17 日开展月度结算时，按照现货市场结算规则进行最终结算；最终结算结果与 M+1 日预结算结果之间的差额电费随次月电费一并发行。

第七章 信息披露

第三十六条 对于多月、月度、旬交易：

（1）双边协商、集中竞价：[事前]交易时间安排、供需比等交易信息，各市场主体每个时段电量限额，每个时段价格上下限；[事后]各时段总成交量，统一出清价格，各市场主体每个时段成交量。

（2）滚动撮合：[事前]交易时间安排、供需比等交易信息，

各市场主体每个时段剩余电量限额，价格上下限；[事中]实时匿名显示各时段尚未成交的买方最高十个电价及对应

总申报电量和卖方最低十个电价及对应总申报电量，各时段各市场主体已成交和未成交的电量电价，实时显示各时段当前价格走势曲线；[事后]各时段总成交电量和加权均价，各市场主体每笔成交电量和电价。

第三十七条 对于日滚动撮合交易：

[事前]交易时间安排等交易信息，各市场主体每个时段剩余电量限额，价格上下限；[事中]实时匿名显示各时段尚未成交的买方最高十个电价及对应总申报电量和卖方最低十个电价及对应总申报电量，各时段各市场主体已成交和未成交的电量电价，实时显示各时段当前价格走势曲线；[事后]各时段总成交电量和加权均价，各市场主体每笔成交电量和电价。

第八章 零售市场分时段交易

第三十八条 零售市场分时段交易指售电公司与其绑定用户开展分时段定价的电力零售侧交易，由双方共同确定各时段交易电量及交易价格并约定偏差责任的零售侧交易方式。零售市场分时段交易每天按小时分为 24 个时段。

第三十九条 电力用户参与条件：

(1) 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

(2) 具备分时段（分 24 小时）计量条件，满足市场计量

和结算要求的电力高压用户。

(3) 零售市场分时段交易初期由售电公司与参与现货市场的零售用户自主协商参与，基站及果库冷藏电力用户等不参与现货市场的用户暂不参与，战略性新兴产业零售用户暂不参与。

第四十条 参与零售市场分时段交易的售电公司与已建立绑定关系的零售用户，通过双边协商的方式自主确定交易期内的分时段电量、电价、偏差处理方式，用户或售电公司填写相关信息后均可在电力交易平台提交，经对方确认后生效。

零售市场分时段交易初期为防控交易风险、引导交易行为，根据批发市场分时价格情况对零售侧设置交易价格区间，价格区间按照批发市场月度及以上交易逐时段价格限制上下各放宽 0.02 元/kWh。

第四十一条 零售市场分时段交易周期分为多月交易、月度交易、旬交易，由市场主体自由选择，具体交易时间以交易公告为准。

第四十二条 参与零售市场分时段交易的零售用户的分时段市场化用电量，按照零售月度交易或旬交易约定的分时段价格进行结算。

第四十三条 如在零售市场交易中零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认月度结算方案，则按照当月批发市场相应类型中长期月度交易（不含合同转让）成交均价作为零售用户结算电价。

第四十四条 零售合同签订时，售电公司与零售用户经协

商一致，可在零售交易平台上约定正（负）偏差传导比例、正（负）偏差电量结算电价，以及 24 点分时月度或旬合约电量。在同一零售交易周期内，各时段的正（负）偏差传导比例、正（负）偏差电量结算电价为同一参数。i 时段零售用户正（负）偏差传导电量、电费计算公式为：

i 时段零售用户承担的正（负）偏差电量=（i 时段零售用户月度总实际用电量-i 时段分时月度约定电量）*正（负）偏差传导比例

i 时段零售用户需要承担的偏差电费=i 时段零售用户承担的正（负）偏差电量|i 时段售电公司与零售用户的正（负）偏差电量结算电价

第四十五条 零售用户参与分时段交易后，在当月 25 日、M+1 日开展月度预结算时，先按其分时交易均价及月度抄见电量进行预结算并收费；在 M+4 日开展月度结算时，按照零售交易分时段价格、分时段市场化用电量及偏差传导情况进行最终结算，差额电费随次月预结算电费发行。

第九章 附则

第四十六条 本细则由山西能源监管办负责解释。

第四十七条 本细则自 2021 年 x 月 x 日起施行，有效期 x 年。有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。

