

附件

山西省电力市场规则汇编

(试运行 V12.0)

二〇二二年六月

编制人员：

侯秉让	杨仁泽	焦路锋	王其兵	李宏杰	孙 宁
常 伟	薛文瑞	赵兴泉	李鸣镝	李晓嘉	潘艳霞
程小军	田 泽	邹 鹏	谢 毅	陈广娟	弓建华
王小昂	张 超	杨大春	刘志良	刘国瑞	王彬彬
曹媛媛	安 邦	李 静	张 媛	杨 林	张 超
董健鹏	杨 硕	赵 莖	梁 晨	韩照晶	魏 宁
赵江辉	索思远	李正仁	卫 京	苏 伟	张 玮
燕宇飞	杨 飞	李鹏飞	陆 鹏	李浩博	郝见龙
尉 然	范启辉	任文彬	吕 伟	焦锦绣	汤晓颖
刘永刚	王孟旭	李龙睿	张 强	赵知刚	刘 毅
王争光	魏浩源	柴丽娜	贾邦强	李俊华	赵 明
谢文静	周应国	闫世伟	孟祥玉	张轩语	王春生
武 峥	肖艳丽				

目 录

0. 山西电力市场规则体系 V12.0 修改说明.....	1
1. 山西省电力市场运营基本规则.....	94
2. 山西省电力市场管理实施细则(准入注册与退出部分).....	107
3. 山西省电力市场管理实施细则(计量管理部分).....	139
4. 山西省电力市场管理实施细则(信用管理部分).....	154
5. 山西省电力市场管理实施细则(零售市场部分).....	172
6. 山西省电力现货市场交易实施细则.....	195
7. 山西省电力市场中长期交易实施细则.....	285
8. 山西省电力辅助服务市场实施细则.....	341
9. 山西省电力市场电费结算实施细则.....	387

山西电力市场规则 V12.0 修改说明

根据国家发展改革委 国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)有关精神,结合2022年1-6月现货市场连续结算试运行情况及市场主体提出的意见建议,经山西省能源局、山西能监办、相关市场主体、省电力公司、山西电力交易中心等单位组成的山西电力市场专题研讨班分组讨论、集中研究,对山西电力市场规则体系 V11.0 版的管理实施细则(准入注册与退出部分、信用管理部分)、零售市场管理实施细则、现货交易、中长期交易、电费结算实施细则等进行修改完善,形成山西电力市场规则体系 V12.0 版。具体修改内容如下:

一、山西省电力市场中长期交易实施细则

(一) 补充虚拟电厂参与中长期交易相关规则

参与的主体类型补充虚拟电厂,补充虚拟电厂参与交易模式以及交易约束。

(二) 补充完善中长期交易实施细则

依据《山西电力中长期分时段交易实施细则(试行)》(晋监能〔2021〕7号),在本实施细则中补充完善中长期分时段

交易的交易模式、交易组织、交易约束等相关内容。新增章节：8.6 中长期分时段交易量约束。

1.调整的内容

8.6.2 火电企业月度交易约束

参与普通交易的火电企业当月总可卖出电量（含年度、多月已成交电量）上限设置原则为：由省电力公司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：标的月的市场化电量需求=上上月度用电侧市场化用户实际结算电量×上一年度对应标的月的省内售电量/上一年度对应上上月度的省内售电量。若因历史月购售不同期等因素影响计算结果明显与需求不符时，经汇报省能源局、山西能监办同意可对计算结果进行修正），并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和其他非分时段交易品种月度预计用电量后，根据火电企业的有效容量和总供需比，确定各火电企业分时段普通交易的当月总可卖出电量上限 Q_{\max} （供需比）（火电机组的有效容量根据年度检修计划中当月检修天数占当月日历天数的比例剔除原机组有效容量相应比例后计算得到）。总供需比或预估电量需求公式需要变化时，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。

供热期，供热机组当月总可卖出电量（含年度、多月已成交电量）的上限取核定供热最小方式所需电量 Q_{\min} （供热）和供需比确定电量 Q_{\max} （供需比）的较大值。

8.6.4 新能源交易电量约束

新能源发电企业以年度、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）新能源企业的省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含日滚动交易），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 kj 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（对于晋北风电基地场站，以超出量与剔除雁淮合约之外的其他市场化中长期交易量的较小者，作为考核量电量）按照该时段月度和旬中长期分时交易（不含新能源双边交易）当月加权均价的 0.85 倍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 kj 定义如下：

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

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 $k_j = 0.8 \times Q_{\text{申报}, h} / Q_{\text{实际}, h}$;

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 $k_j = 0.8 \times Q_{\text{实际}, h} / Q_{\text{申报}, h}$ 。

(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 300%，超出部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值，按照该时段当月各批次中长期普通交易（不含多月及以上交易）加权均价的 0.85 倍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。综合考虑新能源不同出力时段预测偏差绝对值与偏差率的协同问题，设置允许预测偏差绝对值，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 4%，放宽考核量，仅考核中长期市场化合约超出 12% 额定容量外的部分。

2. 新增的内容

8.6.6 “负荷侧”虚拟电厂交易约束

“负荷类”虚拟电厂月度及以上考核规则参照批发市场普通用户月度及以上考核规则执行。月度以下考核规则按如下方式执行。

“负荷类”虚拟电厂根据各交易时段测试试验确定的调节容量 ΔP_i 与最大用电负荷 $P_{\text{max}i}$ 的比例 $\beta\%$ ，相应放宽当旬该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束为

($B-1.2 \times \beta$) % (B 暂定为 90), 缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的 1.5 倍进行回收 (差价为负时不回收), 回收费用纳入用户侧中长期交易缺额回收费用统一管理。

对“负荷类”虚拟电厂的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收: “负荷类”虚拟电厂每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量, 不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量, 再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍; “负荷类”虚拟电厂每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量, 不得超过虚拟电厂当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量, 再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2, 根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量 - (当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 \times 1.5 - 多月及以上火电交易分解至当月净买入电量 - 新能源双边交易分解至当月净买入电量 \times 0.8) $\times \alpha$

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量-
(当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量×
1.5-多月及以上火电交易分解至当旬净买入电量-月度火电
交易分解至当旬净买入电量-新能源双边交易分解至当旬净
买入电量×0.8) × α

多月及以上交易(含新能源)成交电量之和分解至月度的
超额成交电量(超出当月实际用电量60%的部分)按照现货
日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月
及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的1.2倍
进行回收(差价为负时不回收)。月度和各旬超额回收电量的
总加值与该“负荷类”虚拟电厂旬及以上交易当月总净买
入电量的较小值,按照现货日前市场该时段当月用户侧统一
结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权
均价的差价的1.2倍进行回收(差价为负时不回收),该项回
收费用纳入用户侧中长期超额申报回收费用统一管理。

8.6.8 “负荷类”虚拟电厂中长期曲线偏差约束

用户侧中长期曲线负偏差回收费用按照“负荷类”虚拟
电厂在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与日
前申报运行下限的负偏差超过30%范围的电量进行考核回收,
用户侧中长期曲线正偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂
在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与日前申
报运行上限的正偏差超过20%范围的电量,考核费用的回收
及分摊参照批发用户此项市场运营费用的规定执行。该项回

收费用纳入用户侧中长期曲线偏差回收费用统一管理。

8.6.9 “负荷类”虚拟电厂其他约束

当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 $\beta\%$ 大于70%时,取消该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束、用户侧中长期曲线负偏差回收费用,可在现货市场进行全电量交易。

“负荷类”虚拟电厂未涉及的其他成交量约束、金融套利约束参照现行批发市场用户交易规则执行。

9.4 中长期分时段交易

多月交易仅在确定进行3个月及以上现货结算试运行时开展,为期2日。多月交易原则上按季度组织。年度、多月交易电量按该交易周期日历天数平均分解至每日的所有时段作为基荷(价格相同)。

月度交易每月中旬开展,为期2日,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、下旬各至少提前5天组织,为期1日,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(T日)滚动组织,交易标的为T+2日至T+4日每个时段的电量(周一至周三均开展交易标的为T+2日至T+4日每个时段的电量,周四、周五均开展交易标的为T+2

日至 T+5 日每个时段的电量；遇有国家法定节假日，则做出相应调整，原则上节前最近第 2 个交易日开展交易标的为节日第 1 日至节后第 2 个交易日期间每个时段的电量，节前最近第 1 个交易日开展交易标的为节日第 2 日至节后第 3 个交易日期间每个时段的电量)，每日每个时段的电量单独进行交易。

9.5 中长期分时段交易衔接机制

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。

新能源发电企业年度、多月、月度双边协商交易在年度、多月、月度普通交易前开展，交易双方需约定合同总电量及 24 时分解曲线（合同为 96 点曲线的，将对应每小时 4 个点取和得到 24 时分解曲线），并约定 24 时分时价格（未约定分时价格的，视为 24 时分时价格均为合同价）。

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（即将原合同转换为分 24 小时时段的持仓量价）。

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实际用电量进行预结算并收费；若独立批发用户未参与中长期交易，则按照批发市场中长期合约均价进行预结算并收费；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。

11.1.3 中长期分时段交易合约

中长期分时段交易结果按交易标的日自动生成日汇总电子合同（即：T 日日滚动交易结束后，交易平台自动生成标的日为 T+2 日的 96 点分时段交易汇总合同），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。

(三) 原规则：6.1.1 参与省间交易

现货模式下，在交易执行日的前 2 天（D-2 日），若省间有约束交易结果仍未发布，交易中心可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合约曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。若无约束交易结果已发布，交易中心可依据无约束交易结果生成交易合同，并按照送电计划曲线完成电量分解；若无约束交易结果未发布时，可按照省间交易公告中的出清规则和发电企业申报电量先

形成无约束交易结果；待省间交易有约束结果发布后，交易中心应依据交易结果对之前形成的省间合同与曲线进行相应调整。

修改为：

现货模式下，在交易执行日的前3天（D-3日），若省间有约束交易结果仍未发布，交易中心可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合约曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。

为确保对首都及京津唐地区稳定供电，送京津唐及河北优先电量交易由具备交易资格的燃煤火电企业参加。当交易价格达到我省燃煤基准价上浮上限仍未足额成交，且电力平衡裕度满足要求时，剩余未成交电量由市场化机组按照剩余有效容量等比例分摊。

晋北风电基地项目仅参加雁淮直流省间外送交易，不参加其他外送交易，其他新能源机组不参加雁淮直流外送交易，但符合新能源发电特性、提高新能源消纳能力的省间交易不受以上约束。晋北风电基地项目和其他新能源机组均可参与外送合同转让交易。根据雁淮直流配套电源相关要求，当电力平衡裕度满足要求时，晋北风电基地项目应优先参与雁淮直流外送交易，原则上按照大小风季节参与分月申报电量（小风季6-9月，大风季1-5、10-12月），确保全年外送计划完成，如有剩余发电能力可参与省内交易；若送江苏分月交易中新能源交易电量未满足要求，不足部分由晋北风电

基地配套电源项目按剩余有效容量进行分摊。

修改原因：细化晋北风电基地参与省间交易原则。

(四) 原规则：

6.2.2 集中竞价交易

市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，通过交易平台申报交易电量、交易价格，交易机构按高低匹配法或统一边际法进行出清，具体出清方式以交易公告为准，经交易校核后形成交易结果。集中竞价交易最小申报电量须为 10MWh 的整数倍。

6.2.3 挂牌交易

挂牌交易最小申报电量须为 10MWh 的整数倍。若在挂牌有效期内无市场主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。挂牌交易截止时间应早于挂牌交易执行起始时间。

修改为：删除“集中竞价交易最小申报电量须为 10MWh 的整数倍”，“集中竞价交易最小申报电量须为 10MWh 的整数倍”等两项表述。

修改原因：系统功能调整升级，不再对最小申报电量进行约束。

(五) 原规则：6.2.4 滚动撮合交易

滚动撮合交易，是指市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交，成交价为购售

双方报价的均价。

修改为：滚动撮合交易，是指市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，成交价格采用先申报一方的价格。

修改原因：规范化表述。

(六) 原规则：9.2 月度交易

每月交易机构发布月度交易时间预安排，组织开展年度合约分月电量调整、月度合约电量转让交易、月度电力直接交易。

修改为：

每月交易机构发布月度交易时间预安排，组织开展年度合约分月电量电价调整、月度电力直接交易、月度合约电量转让交易等。

(七) 原规则：9.3.2.1、9.3.2.2

按周开展。交易标的为下一周至月末的市场合约电量。

修改为：

旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约电量。

(八) 原规则：9.3.5

合约回购交易在月度合同转让交易之前组织。市场主体可对已签订但尚未执行且未转出的次月及后期的合同电量，

按月进行部分或全部回购。

修改为：

删除“合约回购交易在月度合同转让交易之前组织。”

(九) 原规则：9.3.5.1 合约转让交易与回购交易的衔接
初期为简化操作，发生过转让交易的合约不可进行回购；发生过回购交易的合约亦不可再进行转让。

修改为：

合约回购交易在月度合同转让交易之后组织。合约回购交易、合约转让交易应分别开展，不允许同一时间开展。

修改原因：规范化表述。

二、山西省电力现货市场交易实施细则

(一) 修改完善基准价电量分解、定价相关规则

新能源企业可在年度交易、季度交易和月度交易开展前的3个工作日内，向调度机构申报是否选择参与次月的政府定价电量分配。

(二) 原规则：6.2 省间与省内现货市场的协调

省内火电机组和新能源发电企业依据日前省内现货市场的预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货市场。

修改为：

鼓励新能源企业优先通过参与省间现货市场实现增发满发。

(三) 原规则：6.3.1 调频市场与现货能量市场的协调

调频市场在日前现货市场机组组合确定后开展。采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日五个时段（00:15-06:00，06:15-10:00，10:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）的系统所需的调频容量和调频机组序列。

修改为：

调频市场在日前现货市场机组组合确定后开展。采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日五个时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）的系统所需的调频容量和调频机组序列。

（四）完善调频量价补偿费用与里程

为合理调控现货市场调频量价补偿费用的规模，现根据每15分钟的机组*i*排序出清性能指标 $K_{P排序}^i$ （即最近一天参与调频市场出清的历史调频性能指标）与机组*i*实际执行的性能指标 $K_{P实际}^i$ 及 $K_{I实际}^i$ ，对机组*i*的调频量价补偿费用进行调整，具体如下。

序号	类型	补偿建议
1	$K_{P实际}^i \geq 0.85 \times K_{P排序}^i$	全额补偿
2	$0.7 \times K_{P排序}^i \leq K_{P实际}^i < 0.85 \times K_{P排序}^i$	补偿 a%
3	$0.5 \times K_{P排序}^i \leq K_{P实际}^i < 0.7 \times K_{P排序}^i$	补偿 b%
4	$K_{P实际}^i < 0.5 \times K_{P排序}^i$ 或 $K_{I实际}^i < 1$ 或 $K_{I实际}^i < 0.5$	不补偿

暂定 a=70、b=50。调度机构可根据市场运行情况，适

时调整相关参数，并在正式实施前7个工作日向市场公告。对于强制调用的调频机组，除 $K_{P实际}^i < 1$ 或 $K_{I实际}^i < 0.5$ 情况不补偿以外，其调频量价补偿费用全额补偿。

（五）原规则：6.3.2 深度调峰与现货能量市场的协调

为配合调频市场开展分时段交易，优化主辅市场衔接机制，火电机组可按 00:15-06:00, 06:15-10:00, 10:15-16:00, 16:15-21:00, 21:15-24:00, 五个交易时段申报不同的运行下限，实现向下调节和提供调频的自由选择。

修改为：

为配合调频市场开展分时段交易，优化主辅市场衔接机制，火电机组可按 00:15-06:00, 06:15-12:00, 12:15-16:00, 16:15-21:00, 21:15-24:00, 五个交易时段申报不同的运行下限，实现向下调节和提供调频的自由选择。

（六）原规则：7.3.1 发电机组申报交易信息

机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

承担供热任务的火电机组设置为必开机组，启动费用按照核定成本进行补偿。补偿标准参考中国能源建设集团山西省电力勘探设计院有限公司《关于山西电力现货市场机组发电成本测算结果工作报告》，具体为：600MW 级机组启动费用

70 万元/次，300MW 级机组启动费用 50 万/次，200MW 级机组启动费用 40 万/次，135MW 级机组启动费用 30 万/次，100MW 级机组启动费用 10 万/次。建立火电机组发电成本动态更新与调整机制。

修改为：

机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。300 兆瓦级以下容量的机组启动费用申报上限为 50 万元/次，300 兆瓦级至 660 兆瓦级容量的机组启动费用申报上限为 100 万元/次，1000 兆瓦级容量的机组启动费用申报上限为 150 万元/次。

承担供热任务的火电机组设置为必开机组，启动费用按照核定成本进行补偿。补偿标准参考中国能源建设集团山西省电力勘探设计院有限公司《关于山西电力现货市场机组发电成本测算结果工作报告》，具体为：600MW 级机组启动费用 70 万元/次，300MW 级机组启动费用 50 万元/次，200MW 级机组启动费用 40 万元/次，135MW 级机组启动费用 30 万元/次，100MW 级机组启动费用 10 万元/次。建立火电机组发电成本动态更新与调整机制。

（七）原规则：

允许火电机组自行申报确定爬坡速率。为进一步释放火电机组的调节能力，每日火电机组可按照五个时段（00:15-06:00，06:15-10:00，10:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）自行申报未来三天各时段的爬坡速率，爬坡速率申报范围限值暂定为每分钟调整装机容量的0.8%-3%，为下一阶段引入爬坡辅助服务品种奠定基础。

修改为：

允许火电机组自行申报确定爬坡速率。为进一步释放火电机组的调节能力，每日火电机组可按照五个时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）自行申报未来三天各时段的爬坡速率，爬坡速率申报范围限值暂定为每分钟调整装机容量的0.8%-3%，为下一阶段引入爬坡辅助服务品种奠定基础。

（八）完善燃气电厂参与现货市场规则

原规则：7.3.1 发电机组申报交易信息

迎峰度夏期间，试点燃气电厂参与现货市场，提高电力供应保障能力。冬季供热期，按照省能源局、山西能监办核定的供热方式安排燃气电厂发电供热，供热下限以下的发电量按照政府定价（核价小时）进行结算……

修改为：7.3.1 发电机组申报交易信息

非供热期，燃气电厂全电量参与现货市场，提升电力供应保障能力，暂不参与中长期交易，参与市场运营费用的分摊与返还。冬季供热期，按照省能源局、山西能监办核定的

供热方式安排燃气电厂发电供热，供热下限以下的发电量按照政府定价（核价小时）进行结算，暂不参与市场运营费用的分摊与返还。供热下限以上的发电空间可参与现货市场，按照现货价格进行结算，参与市场运营费用的分摊与返还。

燃气电厂以全厂为单元参与现货市场，纳入现货市场出清、接受调度指令和执行交易结果。燃气电厂的最小在线运行时间可在 1-4 小时自行申报，最小停机时间在 1-3 小时自行申报；非供热季，燃气电厂的最大在线运行时间，可根据气源供应情况和电网运行需求，在 4-12 小时自行申报。

启动费用以燃气电厂为单位进行申报，30 万千瓦以下的燃气电厂，启动费用申报上限为 50 万元/次，30 万千瓦及以上的燃气电厂，启动费用申报上限为 100 万元/次；电能量出力-价格曲线申报与燃煤机组一致，可自行选择 3-10 段量价曲线进行申报，价格下限为 0，上限 1.5 元/千瓦时；运行上限申报不得超过装机容量，非供热期运行下限申报不得低于 20MW，供热期运行下限申报不得低于政府核定的供热下限；爬坡速率允许按 5 个时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）自行申报，为每分钟装机容量的 1%-5%。

修改原因：将迎峰度夏修改为非供热季，细化燃气电厂申报交易信息。

（九）补充虚拟电厂参与现货市场规则

1. “负荷类”虚拟电厂

以“报量报价”方式参与现货市场。D-1日按照五个交易时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）分别申报D日用电负荷上下限以及递减的3-10段用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清，形成D日用电计划曲线。

日前申报调节容量不应超过测试试验确定的调节容量的0.8-1.2倍。00:15-06:00，12:15-16:00，21:15-24:00申报用电负荷下限不得小于该交易时段测试最小用电负荷 $P_{\min i}$ ，用电负荷上限不得大于该交易时段最大用电负荷 $P_{\max i}$ 的1.2倍。06:15-12:00，16:15-21:00申报用电负荷下限不得小于该交易时段测试最小用电负荷 $P_{\min i}$ 的0.8倍，用电负荷上限不得大于该交易时段最大用电负荷 $P_{\max i}$ 。虚拟电厂最大、最小用电负荷应为调度机构测试值或D-1日前7个运行日最大、最小用电负荷的平均值。

2. “源网荷储一体化”虚拟电厂

作为发电和用电的结合体，以“报量报价”方式参与市场，自主决策申报负荷状态下的3-10段量价曲线和发电状态下的3-10段量价曲线，以及发电运行出力上限和负荷运行用电上限，作为全天24小时参与现货市场的出清依据。市场初期，申报用电负荷最大值应小于等于“一体化”项目用户侧负荷的50%，申报发电负荷的最大值应小于等于“一体化”项目发电侧规模的50%。

（十）补充独立储能参与现货市场规则

独立储能作为发电和用电的结合体，可以“报量报价”方式参与市场，自主决策申报充电状态的量价曲线（3-10段，现货价格低于报价时充电）和放电状态的量价曲线（3-10段，现货价格高于报价时放电），以及充放电运行上下限、存储电量状态 SOC 等。

储能与其他市场主体同台竞争，其申报纳入市场出清，以经济最优为原则调用储能。

储能参与市场需满足市场准入条件和相应的技术要求，作为省调调度单元，签订并网调度协议，纳入“两个细则”考核管理。

初期，储能暂时仅参与日前现货市场，执行日前现货市场出清形成的充放电计划，并按照日前现货市场的分时节点电价进行结算，具备条件时参与实时现货市场；暂不参与中长期市场和市场运营费用的分摊。

事故情况下，或现货市场的出清结果不满足电网运行实际时，独立储能作为市场“价格接受者”，由调度机构按需调用安排充放电，保障电网安全和电力平衡。

（十一）新增煤电机组结算价格替代

为引导煤电机组顶峰发电，进一步降低煤电机组的发电受阻容量，提升电力保供能力，对申报发电受阻容量的煤电机组进行结算价格替代。煤电机组的出清节点电价保留原始值，用户侧统一结算点电价计算方式不变。

煤电机组晚高峰期间实际结算的分时节点电价，按照其

申报的晚高峰期间的发电受阻容量占装机容量的比例确定，即某机组替代后的晚高峰期间实际结算的分时节点电价=该机组的出清分时节点电价×晚高峰时段（16:15-21:00）该机组申报的运行上限/装机容量（供热期为政府核定的供热上限）。除晚高峰时段以外的其余时段暂不实施价格替代。

对于晚高峰期间，煤电机组的日前市场和实时市场的正现货电量，采用替代后的分时节点电价进行结算；对于煤电机组的日前市场和实时市场的负现货电量仍采用原出清的分时节点电价进行结算。

因煤电机组分时节点电价替代结算引起的费用盈余，在煤电侧按其上网电量的比例进行返还，具体按《山西省电力市场电费结算实施细则》规定执行。

三、山西省电力零售市场管理实施细则

（一）原规则：8.3.1 零售用户结算电价定价方式

（4）分时定价方式是指售电公司与零售用户在各时点上约定固定价格，不随售电公司在批发市场直接交易合同成交电价变动。其中，参与现货市场的110千伏及以上电压等级非战新交易零售用户（多电压等级市场主体按最高电压等级）须与绑定的售电公司约定分时定价结算方案。即：零售电价=双方约定各时点固定价格。具体按《山西电力中长期分时段交易实施细则（试行）》（晋监能〔2021〕7号）相关规定执行。

...

售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价指当月售电公司对应类型的中长期交易所有合同的加权均价。现货市场模式下，售电公司与零售用户需于月底前申报次月零售结算方案，选择旬交易的按旬交易时间安排申报各旬量价等。

修改为：

(4) 分时定价方式是指售电公司与零售用户在各时点上约定固定价格，不随售电公司在批发市场直接交易合同成交电价变动。其中，除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外，参与现货市场的 35 千伏及以上电压等级非战新交易零售用户（多电压等级市场主体按最高电压等级）须与绑定的售电公司约定分时定价结算方案。即：零售电价=双方约定各时点固定价格。具体按《山西电力中长期分时段交易实施细则（试行）》（晋监能〔2021〕7号）相关规定执行。

暂不直接参与现货市场的低压零售主体（含电信基站等）、战略性新兴产业零售用户不参与零售分时段交易。

(5) 成交均价+固定价差是指售电公司与零售用户约定固定价差，是售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价增加固定价差确定零售电价。即：零售电价=售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价+固定价差。

售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价指当月售电公司对应类型的中长期交易所有合同的加权均价。若当月售电公司未参与对应类型的中长期交易时，按照当月用电侧批发市场相应类型的中长期交易所有合同的加权均价作

为该售电公司在批发市场对应交易类型的合约均价。现货市场模式下，售电公司与零售用户需于月底前申报次月零售结算方案，选择旬交易的按旬交易时间安排申报各旬量价等。

修改原因：按照省能源局《关于零售市场分时交易有关事项的补充通知》等文件要求，细化零售交易相关条款。

(二) 增加虚拟电厂零售管理内容

新增条款：8.3.3 虚拟电厂零售管理

“负荷类”虚拟电厂与聚合资源按照现有零售市场分时段交易规则参与月度、旬交易，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，电网企业根据零售分时段交易规则开展电费结算。亦可按照“固定价格+红利分享”的方式约定零售结算方案。其中，零售用户可分享红利=（虚拟电厂运营商中长期合约结算均价-虚拟电厂运营商批发市场结算均价）×零售用户红利分享系数（ $0 \leq \text{红利分享系数} \leq 1$ ）。由于零售用户电费结算早于红利计算，零售用户红利分享结果随次月电费向零售用户传导。“源网荷储一体化”虚拟电厂与负荷类聚合资源参照“负荷类”虚拟电厂的零售管理规则执行。

待虚拟电厂运行逐步成熟后，虚拟电厂与聚合资源可参与日前和日内96点零售市场分时段交易，将现货市场的波动价格信号在日前或日内实时传导至终端零售电力用户，提升虚拟电厂对所聚合可调资源的管理能力。

(三) 原规则：8.4 零售电价确认原则

在批发市场开展中长期分时段交易的情况下，若零售用户（不含参与现货市场的 110 千伏及以上电压等级非战新交易零售用户）与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认结算方案，则按照当月用电侧批发市场相应类型中长期交易成交均价作为零售用户结算电价。若零售用户和售电公司已选择按旬申报分时结算方案，但未在规定时间内申报并确认上旬或中旬或下旬的结算电量、电价，则按照当月用电侧批发市场相应类型中长期交易成交均价作为该旬零售电价，该旬实际市场化用电量作为其约定电量。

若参与现货市场的 110 千伏及以上电压等级非战新交易零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认结算方案，按照“当月”批发市场月度和旬分时交易逐时段限价范围中每个时段上限价的 0.9 倍加“上月”日前现货市场用户侧对应时段统一结算电价月度算术平均值的 0.1 倍作为零售用户每个时段的结算电价。

新增内容：在批发市场开展中长期分时段交易的情况下，若选择分时定价的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认分时定价结算方案，或选择分时定价的零售用户和售电公司已选择按旬申报分时结算方案，但未在规定时间内申报并确认上旬或中旬或下旬的结算电量、电价，按照“当月”批发市场月度和旬分时交易逐时段限价范围中每个时段上限价的 0.9 倍加“上月”日前现货市场用户侧对应时段统一结算电价月度算术平均值的 0.1 倍作为零售用户每

个时段的结算电价，用户实际市场化用电量作为其约定电量。选择分时定价方式以外的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认结算方案，则按照当月用电侧批发市场相应类型中长期交易成交均价作为零售用户结算电价。

修改原因：根据山西省能源局《关于零售市场分时交易有关事项的补充通知》要求完善未按时申报确认结算方案的处置规则。

(四) 原规则：10.6.3.1 零售用户

新增内容：对零售分时定价用户，在 M+6 日内开展月度预结算时，先按其分时交易均价及月度市场化电量进行预结算并收费。若零售用户和售电公司约定了分时电价，但分时电量为零或未约定分时电量，则按照双方约定的分时段电价的算术均价及月度市场化电量进行预结算并收费。确定调平电量后，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，最终结算结果与预结算结果之间的差额电费随次月电费一并发行。

(五) 原规则：10.6.3.2 售电公司

售电公司所绑定零售用户在零售市场中电能电费之和，扣除售电公司在批发市场应支付的电费，差额为售电公司月度结算电费。

售电公司收入 $R_{\text{售电公司,月总电费}} = R_{\text{零售市场售电收入}} - C_{\text{批发市场购电支出}}$

其中： $R_{\text{零售市场售电收入}}$ 为售电公司代理零售用户电能电费和零售用户偏差传导电费， $R_{\text{零售市场售电收入}} = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{零售}} + R_{\text{偏差传导电费}}$ ；

$C_{\text{批发市场购电支出}}$ 为售电公司在批发市场购电支出， $C_{\text{批发市场购电支出}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{市场运营费用(用户)}} = C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{合约}} + C_{\text{调平}} + C_{\text{市场运营费用(用户)}}$ 。

修改为：

售电公司所绑定零售用户在零售市场中电能电费之和，扣除售电公司在批发市场应支付的电费，差额为售电公司月度结算电费。

售电公司收入 $R_{\text{售电公司,月总电费}} = R_{\text{零售市场售电收入}} - C_{\text{批发市场购电支出}}$

其中： $R_{\text{零售市场售电收入}}$ 为售电公司代理零售用户电能电费和零售用户偏差传导电费， $R_{\text{零售市场售电收入}} = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{零售}} + R_{\text{偏差传导电费}}$ ；

$C_{\text{批发市场购电支出}}$ 为售电公司在批发市场购电支出， $C_{\text{批发市场购电支出}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{市场运营费用(用户)}} = C_{\text{合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}} + C_{\text{用户价差调整}} + C_{\text{市场运营费用(用户)}}$ 。

$C_{\text{电能}}$ 为售电公司月度结算电能电费；

$C_{\text{合约}}$ 为售电公司在中长期交易市场的合约电费；

$C_{\text{日前}}$ 为售电公司在日前市场的结算电费；

$C_{\text{实时}}$ 为售电公司在实时市场的结算电费；

$C_{\text{调平}}$ 为售电公司月度结算的调平电费；

$C_{\text{用户价差调整分摊}}$ 为售电公司价差调整电费分摊；

$C_{\text{市场运营费用(用户)}}$ 为售电公司市场运营费用。

具体计算公式按照《山西省电力市场电费结算实施细则》中批发用户结算规则执行。其中，售电公司月度调平电量 = Σ 代理零售用户月度结算电量（包括损耗电量）与累计分时实际用电量之差。

(六) 原规则：10.6.4 电量追补

市场主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追补调整的，需重新计算涉及月份有关市场主体的市场化电费，并将差额电费纳入待追补电费事项。电量差错追补调整追溯期原则上不跨年。

零售用户追补结算电费：当历史月份结算电量出现偏差时，以追补电量对应区间的零售电价计算追补电费；

售电公司追补购电支出：追补电量方式按照《山西省电力市场电费结算实施细则》执行。

$$\text{售电公司追补电费 } R_{\text{售电公司追补电费}} = R_{\text{零售市场追补结算电费}} - C_{\text{批发市场追补}}$$

购电支出

修改为：10.6.4 电量电费退补

市场主体由于历史用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的，需重新计算涉及月份有关市场主体的市场化电费，并将差额电费纳入待追补电费事项。电量差错追退补调整追溯期原则上不跨年。

零售用户追退补结算电费：当历史月份结算电量出现偏差时，以追补电量对应区间的零售电价计算追补电费；

售电公司追退补购电支出：退补结算方式按照《山西省电力市场电费结算实施细则》电费追补管理规定执行。

$$\text{售电公司追退补电费 } R_{\text{售电公司追退补电费}} = R_{\text{零售市场追退补结算电费}} - C_{\text{批发市场追退}}$$

补购电支出

(七) 新增零售市场信息披露

11. 零售市场信息披露

根据《售电公司管理实施细则》(晋能源电力发〔2022〕183号)等要求,建立零售市场信息披露机制。零售市场信息披露内容包括:

11.1 用电侧市场主体名单

- (1) 售电公司名单及信用评价等级;
- (2) 市场化用户名单,并标注是否已绑定售电公司。

11.2 零售市场结算信息

(1) 每月普通零售用户结算电量、结算均价、价格分布情况;

(2) 每月零售市场(普通用户)各类定价方式的结算电量规模及其比重、结算均价;

(3) 每月零售市场(普通用户)分时定价方式的各时段结算电量、结算均价;

(4) 每月零售价格排序前五(由高到低)以及超过全市场月度零售均价1.15倍的售电公司企业名单。

四、山西省电力市场管理实施细则(准入注册与退出部分)

(一) 增加 5.市场成员权利和义务

原基本运营规则规定的市场成员权利和义务,纳入本实施细则。

(二) 市场主体范围

增加储能企业、虚拟电厂（“负荷类”虚拟电厂、“源网荷储一体化”虚拟电厂）。

(三) 原规则：新增条款

修改为：增加以下内容

1.1.1 虚拟电厂

(1) 虚拟电厂主体应为已取得售电资质，并在交易平台正式注册的售电公司。

(2) 在山西省智慧能源服务平台完成响应资源认定和系统测试。

(3) “负荷类”虚拟电厂聚合资源，已在交易平台注册生效选择参与电力交易的用电企业。负荷资源参与虚拟电厂测试前，应与虚拟电厂具备生效的绑定关系，绑定关系不得低于6个月。

(4) “源网荷储一体化”虚拟电厂的注册条件，按照相关规则执行。

(四) 原规则：新增虚拟电厂注册条件。

修改为：新增内容

虚拟电厂按照政府主管部门有关要求，完成建设及入市流程后，在山西电力交易平台提出注册申请，虚拟电厂运营主体、聚合负荷资源等注册信息应与准入信息保持一致。

(五) 原规则：新增虚拟电厂注册。

修改为：新增内容

6.1.2 虚拟电厂注册

(1) 按照《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》要求，完成建设及入市流程后，向电力交易机构提交注册申请。

(2) 虚拟电厂在交易平台网站自助注册，申请注册账号，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：立项方案、评估结果、公示情况、系统测试报告、调度协议、技术性能测试参数等，同时提供与聚合资源签订的聚合协议。

(3) 虚拟电厂取得调度协议后，应在通过交易平台提出注册申请，交易中心收到申请后5个工作日反馈注册情况。交易中心每月第10日前汇总流程完整、注册有效的虚拟电厂主体，列入虚拟电厂准入目录，并报省能源局备案。完成注册的虚拟电厂可自次月起按照本细则参与各类电力交易。

修改原因：以上3条均为支撑虚拟电厂参与电力市场交易的适应性修改。

(六) 原规则：7.3 电力用户信息变更

电力用户为已直接参与市场交易的主体，在用电信息发生变化时，电网企业应将用户新增或变更信息推送至交易平台，用户在交易平台履行市场注册信息变更手续后，由交易中心将变更后的市场化信息推送至电网企业。电网企业接收到变更后的市场化信息后：

(1) 对已直接参与市场交易主体的新增用电户号，可随时在交易平台进行注册补录，电网企业在接收到交易中心推送的注册补录用电户号信息后，注册补录的用电户号随主

体参与市场化交易结算。

(2) 对已直接参与市场交易主体下的用电户号，其未注册（或新增）的计量点随现有主体参与市场化交易结算，当月执行主体交易价格。

修改为：

电力用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。

(1) 对已直接参与市场交易主体的新增用电户号，可随时在交易平台进行注册补录，电网企业在接收到交易中心推送的注册补录用电户号信息后，注册补录的用电户号随主体参与当月市场化交易结算。从接收到注册补录用电户号的次日起，新增用电户号电量参与现货分时计算，在此之前的电量纳入月度调平电量进行结算。

(2) 对已直接参与市场交易主体下的用电户号，其新增计量点直接随现有主体参与当月市场化交易结算，当月执行主体交易价格。自业务办理完毕的次日起新增计量点电量参与现货分时计算，在此之前的电量纳入月度调平电量进行结算。

修改原因：根据业务实际，进一步细化完善市场化信息变更办理要求。

(七) 原规则：新增虚拟电厂变更

修改为：7.4 虚拟电厂信息变更

“负荷类”虚拟电厂聚合资源变更期限不得少于6个月，开展变更前应重新进行系统测试，通过测试的虚拟电厂应在通过交易平台提交变更申请，每月10日前汇总变更生效的虚拟电厂更新准入目录，报备省能源局，参与次月交易。虚拟电厂变更是指与负荷资源绑定关系的变更，其他变更的情况按照相关规则执行。

（八）原规则：新增虚拟电厂停牌复牌

修改为：

8.5 虚拟电厂停牌复牌

每月15日前，次月不满足运行条件的虚拟电厂，可向交易中心自愿提出暂停申请，经电网企业、交易中心核验后，由交易中心报省能源局同意后，公布暂停名单，自次月暂停虚拟电厂交易资格，给予3个月整改期限，到期未整改取消虚拟电厂主体资格。被暂停的虚拟电厂自次月起以售电公司主体身份参与各类交易。整改完成的虚拟电厂主体重新履行注册变更程序后，可恢复虚拟电厂资格。

若连续三个月五个交易时段申报调节容量均小于测试认定调节容量的50%且小于10MW，则对该市场主体启动强制退出程序，按相关程序转为批发市场用户。

五、山西省电力市场管理实施细则（信用管理部分）

（一）原规则：7.4 信用评价结果应用

依据风险级别分别执行履约保函、履约保险或风险保证

金等风险防范管理措施。低风险售电公司，可选择执行履约保函、履约保险两种方式中的一种风险防范管理措施；一般风险、较大风险售电公司，执行风险保证金制度措施。

修改建议：

依据风险级别分别执行履约保函、履约保险或风险保证金等风险防范管理措施。低风险售电公司，可选择执行履约保函、履约保险、风险保证金三种方式中的一种风险防范管理措施；一般风险、较大风险售电公司，执行风险保证金制度措施。

修改理由：低风险售电公司可自愿选择风险保证金方式。

（二）原规则：8.3 有效期

参与年度、月度、月内交易的履约保函、履约保险或风险保证金的终止日期统一为交易年度延后半年。

修改建议：参与年度、月度、月内交易的履约保函、履约保险或风险保证金的终止日期为交易年度延后半年及以上。

修改理由：部分售电公司有办更长周期履约保障的实际需求。

（三）原规则：8.4.3 退还

修改为：新增条款

（5）每月 21 日至 25 日集中受理履约保障凭证退还申请，经反向校验通过后，在次月售电公司与零售用户绑定工

作开展前，将更新后的履约保障凭证金额推送交易平台。

修改理由：交易中心每月 22 日将绑定关系推送至营销，营销服务中心每月 21 日至 25 日集中受理并审核申请资料，26 日开始反向校验有效额度，并计算可退还额度，完成内部审批流程。在次月 1 日绑定工作开展前，将更新后的履约保障凭证金额推送交易平台。

（四）原规则：8.5 履约保函、履约保险及风险保证金执行

（2）在结算账单发布后 10 日内售电公司未及时足额支付相关市场结算费用时，电力交易机构及电网企业启动履约保函、履约保险及风险保证金执行程序，向省级政府电力主管部门、监管机构报送使用履约保函、履约保险及风险保证金清算相关欠费的办理方案，同时提供售电公司未履约证据。经省级政府电力主管部门、监管机构审核通过后，依据方案向执行履约保函、履约保险及风险保证金事宜的售电公司发出告知书，由开具履约保函的商业银行或企业集团财务公司、签订履约保险合同的保险公司按有关规定办理。履约保函、履约保险执行后，相关售电公司应及时追加履约保函、履约保险及风险保证金额度。在结算账单发布后 20 日内，若售电公司未及时足额支付相关市场结算费用，且无足够额度的履约保函、履约保险或风险保证金可支付电费时，电力交易机构对相关售电公司实施停牌管理。

修改为：

(2) 需要支付电费的售电公司应在结算账单发布后 10 日内结清电费，若未按时支付则纳入信用评价管理。若售电公司在结算账单发布后 15 日内，仍未及时足额支付相关市场结算费用，且无足够额度的履约保函、保险或保证金可支付电费时，则视为由于欠费引起的违反交易规则行为，山西电力交易中心对相关售电公司实施停牌管理，山西省能源局、山西省市场监督管理局、山西能源监管办依法依规对该售电公司及负有责任的法定代表人、自然人股东、其他相关人员实施联合惩戒。欠费售电公司需按以下标准缴纳滞纳金：滞纳金从逾期之日 0 时起计算至缴纳日止，不足 1 天按 1 天计算，以欠费总额为基准按日累加计收，不足 1 元按 1 元计收，计收金额最高不得超过欠费总额的 30%（金额四舍五入精确到分）。每日按照欠费总额的千分之二计算，跨年度每日按照欠费总额的千分之三计算。

修改理由：结合《售电公司管理实施细则》修订情况增加售电公司滞纳金收取规定。

六、山西省电力市场管理实施细则（计量管理部分）

（一）原规则：6. 职责分工

修改为：新增内容

辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

七、山西省电力辅助服务市场实施细则

（一）原规则：5.3 交易流程

(1) 调频市场开展五个时段的交易，具体时段为 00:15-06:00，06:15-10:00，10:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00。

(2) 竞价日 8:30-9:30，各调频服务供应商按照 00:15-06:00，06:15-10:00，10:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00，共 5 个交易时段，分别申报调频报价。未提交调频报价的交易时段，不纳入该时段的调频市场出清。

调频服务的申报价格单位为 (元/MW)，申报价格的最小单位是 0.1 元/MW，申报价格范围暂定为 5-15 元/MW。系统将对各调频服务供应商的申报价格进行自动审核，确认申报价格是否在限值范围以内。对于申报高于报价上限的或低于下限的发电机组，系统自动识别为无效申报价格。

(3) 竞价日 9:30-10:30，调控中心进行分时段调频市场出清计算。依据调频市场分时段需求、调频服务供应商的申报数据、历史调频性能指标等，以调频服务供应成本最小化为目标，进行调频市场集中出清，计算 00:15-06:00，06:15-10:00，10:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00 每个交易时段各发电机组的中标结果和调频市场结算价格等。

修改为：

(1) 调频市场开展五个时段的交易，具体时段为 00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00。

(2) 竞价日 8:30-9:30, 各调频服务供应商按照 00:15-06:00, 06:15-12:00, 12:15-16:00, 16:15-21:00, 21:15-24:00, 共 5 个交易时段, 分别申报调频报价。未提交调频报价的交易时段, 不纳入该时段的调频市场出清。

调频服务的申报价格单位为 (元/兆瓦), 申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦, 申报价格范围如下表所示。

序号	时段名称	时间范围	报价范围
1	凌晨时段	00:00-06:00	5-15 元/兆瓦
2	早高峰时段	06:15-12:00	5-15 元/兆瓦
3	中午低谷时段	12:15-16:00	10-30 元/兆瓦
4	晚高峰时段	16:15-21:00	10-30 元/兆瓦
5	后夜降负荷时段	21:15-24:00	5-15 元/兆瓦

(3) 竞价日 9:30-10:30, 调控中心进行分时段调频市场出清计算。依据调频市场分时段需求、调频服务供应商的申报数据、历史调频性能指标等, 以调频服务供应成本最小化为目标, 进行调频市场集中出清, 计算 00:15-06:15, 06:15-12:00, 12:15-16:00, 16:15-21:00, 21:15-24:00 每个交易时段各发电机组的中标结果和调频市场结算价格等。

(二) 原规则: 5.7 结果发布

竞价日 17:30 前, 调控中心将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技术支持系统发布, 日内实时运行更新计算后, 调控中心将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务

市场技术支持系统发布。发布内容包括但不限于：

- (1) 调频服务供应商的中标结果；
- (2) 调频服务供应商的结算均价；
- (3) 其他需要公布的市场信息。

调频服务供应商按规定的权限获取相关信息。对市场出清发布的结果存在异议的调频服务供应商，应于当日完成申诉。

修改为：

竞价日 17:30 前，调控中心将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技术支持系统发布，日内实时运行更新计算后，调控中心将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技术支持系统发布。发布内容包括但不限于：

- (1) 公开信息：当日调频市场中标机组性能指标的平均值、最大值、最小值，所有中标机组的结算均价等；
- (2) 私有信息：调频服务供应商的自身中标结果；
- (3) 其他需要公布的市场信息。

调频服务供应商按规定的权限获取相关信息。对市场出清发布的结果存在异议的调频服务供应商，应于当日完成申诉。

(三) 原规则：5.8 交易结果执行

运行日按照 00:15-06:00，06:15-10:00，10:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00，各时段调频市场交易结果，切换中标调频资源，由其跟踪 AGC 系统的调频指令，提供调频服务。

运行日中，当值调度员发现某调频 (ACE) 机组不跟踪 AGC 指令、调频性能指标不合格、不满足调频机组基本调峰能力要

求时，实时退出该机组调频状态，取消该机组当日调频收益及相关补偿，并从次日起连续三天将该机组退出调频市场准入，并做好当班记录。

修改为：

运行日按照 00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00，各时段调频市场交易结果，切换中标调频资源，由其跟踪 AGC 系统的调频指令，提供调频服务。

运行日中，当值调度员发现某调频（ACE）机组不跟踪 AGC 指令、调频性能指标不合格、不满足调频机组基本调峰能力要求时，实时退出该机组调频状态，取消该机组当日调频收益及相关补偿，并从次日起连续十天将该机组退出调频市场准入，并做好当班记录。

八、山西省电力市场电费结算实施细则

（一）原规则：4 术语定义

修改为：完善批发市场用户、电网企业代理购电用户、零售市场用户、成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用、非政府定价电量等相关表述。

（二）原规则：5.1.4

低压用户（含电信基站等）暂不直接参与现货市场。现货模式下，对选择直接参与市场交易，但不具备分时计量条件的低压用户（含售电公司代理该类用户的交易单元）在参与中长期交易时，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。此类用户正偏差用电量按照当

月省内中长期合同(不含战新合同)加权均价的 1.1 倍结算,负偏差用电量按照合同电价结算,并应承担市场运营费用。鉴于此类用户暂不具备分时计量条件,在此之前不回收、不分摊市场运营费用。对直接参与现货交易的市场主体(含通过售电公司代理的)同时存在高压和低压户号的,其低压用户电量不参与分时计算,纳入月度调平电量,按月以省内实时市场月度加权均价进行结算。电网企业在代理工商业用户参与中长期交易时,交易曲线参考非市场化用电典型曲线形成,代理购电用户实际用电量执行电网企业代理购电价格。

修改为:

低压用户(含电信基站等)、榆林供电公司用电暂不直接参与现货市场。现货模式下,对选择直接参与市场交易,但不具备分时计量条件的低压用户(含售电公司代理该类用户的交易单元)在参与中长期交易时,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。此类用户正偏差用电量(超用电量)按照当月省内中长期合同(不含战新合同)加权均价的 1.1 倍结算,负偏差用(欠用电量)电量按照合同电价结算,并应承担市场运营费用。鉴于此类用户暂不具备分时计量条件,在此之前不回收、不分摊市场运营费用。榆林供电公司用电属于省外用电,其正偏差用电量(超用电量)按当月省内中长期合同(不含战新合同)加权平均价的 1.1 倍及当月省内现货实时市场月度加权平均价的孰高值结算。对直接参与现货交易的市场主体(含通过售

电公司代理的)同时存在高压和低压户号的,其低压用户电量不参与分时计算,纳入月度调平电量,按月以省内实时市场月度加权均价进行结算。电网企业在代理工商业用户参与中长期交易时,交易曲线参考非市场化用电典型曲线形成,代理购电用户实际用电量执行电网企业代理购电价格,并承担市场运营费用,鉴于电网企业代理购电不通过日前申报曲线的方式参与现货交易,不参与市场调节类运营费用的回收和返还。

(三)原规则:无

修改为:新增 5.1.9、5.1.10、5.1.11

5.1.9 现货模式下,负荷聚合商有效响应电量作为其中长期合约电量的一部分,该部分电量的价格为互动响应交易出清价格。在对负荷聚合商开展现货结算时,根据负荷聚合商中长期合约、现货市场日前交易申报数据、96点实际用电量,按照现货市场规则计算其电能电费;负荷聚合商有效响应电量不参与各类市场运营费用的计算(含回收和分摊),将有效响应电量剔除后(响应合约、与响应合约相同的现货日前申报电量、有效响应电量同步剔除),再计算其现货期间的市场运营费用。

5.1.10 在M+6日内开展电费预结算时,电网企业对批发用户先期按中长期交易合约均价及实际用电量进行预结算并收费;若批发用户为参与中长期交易,则按照批发市场中长期合约均价进行预结算并收费;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；最终结算结果与预结算结果之间的差额随次月电费一并发行。

5.1.11 未在交易平台完成购售电合同备案的发电企业，日清分时，优先电量暂按燃煤基准价结算；月度结算时，优先电量中的发电权及西龙池认购电量电量按照合约价格结算，基数电量暂不结算，待完成购售电合同备案后追补结算。在市场运营费用计算中，仍将该部分优先电量视为中长期合约。

（四）原规则：5.5 结算电价

修改为：细化相关表述

5.5.1 市场化机组以省内现货市场节点电价作为省内现货电能量市场结算价格，省间现货市场节点电价作为省间现货电能量市场结算价格。以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格。

5.5.4 批发市场用户日前市场分时统一结算点电价按相应时段各机组省内市场日前出清上网电量进行所有节点加权平均，实时市场分时统一结算点电价按相应时段各机组省内市场计量电量进行所有节点加权平均。日前市场日均价按当日各机组各时段省内市场日前出清上网电量进行所有节点所有时段加权平均，实时市场日均价按当日各机组各时段省内市场计量电量进行所有节点所有时段加权平均。日前市场月均价按当月各机组各时段省内市场日前出清上网电量进行所有节点所有时段加权平均，实时市场月均价按当月各

机组各时段省内市场计量电量进行所有节点所有时段加权平均。

5.5.5 参与市场交易的发、用电企业，在中长期交易合同签订时，应同时申报用电曲线、分时段电量电价，以反映发、用电曲线特性和分时价格差异。我省现货交易未开展期间，市场化用户（含直接参与批发市场的电力用户、零售市场用户及电网企业代理购电的工商业用户）交易价格、输配价格按《山西省发展和改革委员会关于完善分时电价机制有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕479号）规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

5.5.6 现货交易开展期间，参与现货交易的批发用户按现货市场规则执行，其交易价格由市场化方式形成，但要合理设定限价标准，促进市场形成有效的分时电价信号。参与现货交易的批发用户执行平段输配电价。鼓励零售市场用户与绑定的售电公司约定分时定价结算方案，零售市场用户若与绑定的售电公司在电力交易平台约定了分时定价结算方案，以售电公司与其约定的分时电价作为结算价格，约定分时定价的零售市场用户执行平段输配电价；结算方案未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时电力用户购电价格（含输配电价）按晋发改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。售电公司的售出电价，按其与零售市场用户在电力交易平台约定的零售电价结算。暂不直接参与现货市场的低压用户，其购电价格（含输配电价）按晋发

改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

5.5.7 电网代理购电用户用电价格（含输配电价）暂按晋发改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行，随保量保价优先发电电量市场化情况，逐步过渡到按市场规则申报用电曲线及分时段电量电价。

（五）原规则：

5.6.1 成本补偿类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：机组启动补偿费用由批发市场用户承担换机造成的部分，剩余费用与新能源企业按3:7比例分摊，用户侧之间按用电量比例分摊、新能源企业按上网电量比例进行分摊；必开机组补偿费用由发电企业承担当月政府定价电量占总上网电量（剔除外送）比例的部分、批发市场用户承担剩余部分，发电企业之间按照政府定价电量比例分摊、批发市场用户之间按现货电量正偏差比例进行分摊；调频量价补偿费用非市场化的部分全部由发电企业按实际上网电量比例分摊，市场化部分由火电、新能源、批发市场用户按10%:45%:45%比例分摊，发电企业间接上网电量比例分摊、用户之间按用电量比例分摊。

修改为：

5.6.1 成本补偿类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：机组启动补偿费用由新能源企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按1:1比例分摊，新

能源企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行分摊，批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊（应由电网企业代理购电用户承担的部分纳入代理购电偏差电费管理，随次月代理购电价格发布，如7月分摊费用，在9月代理购电价格中体现，下同）；必开机组补偿费用由发电企业承担当月政府定价电量占总上网电量（剔除外送）比例的部分、批发市场用户承担剩余部分，发电企业之间按照政府定价电量比例分摊、批发市场用户之间按现货电量正偏差比例进行分摊；调频量价补偿费用由火电、新能源、批发市场用户及电网企业代理购电用户按10%:40%:50%比例分摊，发电企业间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例分摊、批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊。

（六）原规则：

5.6.2 市场平衡类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：市场结构平衡费用由发用两侧均分，发电企业之间按上网电量比例承担，批发市场用户之间按实际用电量比例承担；阻塞平衡费用由发用两侧均分，发电企业之间按上网电量比例承担，批发市场用户之间按实际用电量比例承担；双轨制发电价格补贴由所有批发市场用户按电量比例进行分摊；抽水蓄能电站容量电费分摊由所有发电企业按上网电量比例进行分摊；煤改电补贴分摊由所有发电企业按上网电量比例进行分摊。

修改为：

5.6.2 市场平衡类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行承担。其中：市场结构平衡费用由发电企业，与批发市场用户按 1:1 比例承担，发电企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行承担，批发市场用户按月度结算电量比例承担；阻塞平衡费用由发电企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例承担，发电企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例承担，批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例承担；双轨制发电价格补贴由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例进行分摊。

（七）原规则：

5.6.3 市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：

未开展中长期分时段交易时，各项费用分摊方式为：新能源超额获利回收费用纳入市场结构平衡费用，按相应规则返还；用户侧超额获利回收费用纳入市场结构平衡费用，按相应规则返还；用户侧中长期缺额回收费用由所有发电企业按直接交易合同电量比例进行返还；用户侧中长期曲线偏差回收费用由发电企业和批发市场用户按 1:1 比例返还，发电企业间接上网电量比例返还、用户间接实际用电量比例返还；战略性新兴产业中长期超额回收费用按照战略性新兴产业用电交易当月成交电量比例返还至参与战略性新兴产业用

电交易的发电企业；新能源中长期超额回收费用按照中长期市场化合约电量比例返还至火电企业。

中长期分时段交易开展后，各项费用分摊方式为（按照《分时段交易实施方案》开展分摊）：新能源超额获利回收费用纳入市场结构平衡费用，按相应规则返还；用户侧超额获利回收费用纳入市场结构平衡费用，按相应规则返还；战略性新兴产业交易用户中长期缺额回收仍按未开展分时段交易时执行；用户侧中长期缺额及超额申报回收费用，其中中长期缺额回收费用由发电企业和批发市场用户按 1:1 比例返还，发电侧分配的回收费用按年度、多月、月度和旬省内中长期交易总净成交电量比例按月进行分配，用户侧分配的回收费用按年度、多月、月度和旬省内中长期交易总净成交电量比例按月进行分配，其中中长期超额申报回收费用在批发市场用户侧按照月度实际用电量比例返还批发用户；用户侧中长期曲线偏差回收费用由发电企业和批发市场用户按 1:1 比例返还，发电企业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；战略性新兴产业中长期超额回收费用按照战略性新兴产业用电交易当月成交电量比例返还至参与战略性新兴产业用电交易的发电企业；新能源中长期超额回收费用按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业；火电交易电量和申报电量之和的缺额回收费用由发电企业和批发市场用户按 1:1 比例返还，发电企业分配的回收

收费用按年度、多月、月度和旬省内中长期交易总净成交电量比例按月进行分配，批发市场用户分配的回收费用按年度、多月、月度和旬省内中长期交易总净成交电量比例按月进行分配。

修改为：

5.6.3 市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：新能源超额获利回收费用的 50%在新能源企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例按月进行返还，50%在省调已完成灵活性改造机组且已经验收的机组间返还；新能源中长期超额回收费用按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业；火电中长期缺额回收费用在发电侧和批发市场用户侧平均分配，发、用两侧分配的回收费用均按省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、电网企业代理购电、榆林）交易总净成交电量比例返还；用户侧超额获利回收费用的 50%在批发市场用户间按月度结算电量比例按月进行返还，50%在省调已完成灵活性改造机组且已经验收的机组间返还；用户侧中长期缺额回收费用（战新）由所有发电企业按直接交易电量比例进行返还，中长期缺额回收费用（普通）由发电企业和批发市场用户平均分配，发、用两侧均按省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量比例按进行返还；用户侧中长期超额申报回收费用在批发市场用户间按照月度结算电量比例返还；用户侧中长期曲线偏差回收费用

在发电企业和批发市场用户平均分配，发电企业间按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还，批发市场用户间按月度结算电量比例返还；战略性新兴产业中长期超额回收费用按照战略性新兴产业用电交易当月成交电量比例返还至参与战略性新兴产业用电交易的发电企业。

（八）原规则：8.1 发电企业电能电费

发电企业电能电费包括省间合约电能电费 $R_{\text{省间合约}}$ 、省间日前电能电费 $R_{\text{省间日前}}$ ，省间日内电能电费 $R_{\text{省间日内}}$ ，省内合约电能电费 $R_{\text{省内合约}}$ ，省内日前电能电费 $R_{\text{省内日前}}$ ，省内实时电能电费 $R_{\text{省内实时}}$ ，发电侧调平电费 $R_{\text{调平发电}}$ 。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省间日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内日前}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平发电}}$$

修改为：

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省间日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内日前}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平发电}} + R_{\text{火电价格替代电费返还}}$$

（九）原规则：8.1.1 省间合约电能电费（ $R_{\text{省间合约}}$ ）

机组根据分解至 t 时段的省间合约电量、月度省间合约分时偏差调整电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum (Q_{\text{省间合约},t} \times P_{\text{合约},t}) + R_{\text{省间合约偏差}}$$

$$R_{\text{省间合约偏差}} = \sum (Q_{\text{省间合约偏差},t} \times P_{\text{合约},t})$$

修改为：

发电企业根据分解至 t 时段的省间合约电量、月度省间合约分时偏差调整电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum (Q_{\text{省间合约},t} \times P_{\text{省间合约},t}) + R_{\text{省间合约偏差}}$$

$$R_{\text{省间合约偏差}} = \sum (Q_{\text{省间合约偏差分时},t} \times P_{\text{省间合约},t}) + Q_{\text{省间合约偏差非分时}} \times P_{\text{省间合约}}$$

间合同

(十) 原规则：8.1.5 省内日前市场电能电费 ($R_{\text{省内日前}}$)

机组根据省内日前市场结算量与省内日前市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内日前}} = \sum (Q_{\text{省内日前},t} \times P_{\text{省内日前},t}) + R_{\text{日前偏差}}$$

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum (-Q_{\text{省间合约偏差},t} \times P_{\text{日前},t})$$

$R_{\text{省内日前}}$ 为机组在省内日前市场的结算电费；

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前结算电量，即机组在 t 时段省内日前市场的中标电量与中长期交易合约分解电量的差额；

$P_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前节点电价。

修改为：

发电企业根据省内日前市场结算量与省内日前市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内日前}} = \sum (Q_{\text{省内日前},t} \times P_{\text{省内日前},t}) + R_{\text{日前偏差}}$$

$R_{\text{省内日前}}$ 为发电企业在省内日前市场的结算电费，火电企业考虑价格替代影响；

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前结算电量，即发

电企业在 t 时段省内日前市场的中标电量与中长期交易合约分解电量的差额；

$P_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前节点电价。

$R_{\text{日前偏差}}$ 为省间合约偏差对应现货日前电费调整，可分时计量的按日前市场节点电价计算、不能分时计量的按日前市场月度加权平均价计算。即：

$$R_{\text{日前偏差}} = -\sum (Q_{\text{省间合约偏差分时},t} \times P_{\text{省内日前},t}) - Q_{\text{省间合约偏差非分时}} \times P_{\text{日前月度加权}}$$

$P_{\text{日前月度加权}}$

$P_{\text{日前月度加权}}$ 为省内日前市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

(十一) 原规则：无

修改为：新增 8.1.8 煤电价格替代电费返还 ($R_{\text{煤电价格替代电费返还}}$)

1. 计算方式

16:15-21:00 期间，煤电企业的省内日前市场和省内实时市场的正现货结算电量，采用替代后的分时节点电价进行结算。对于煤电机组的省内日前市场和省内实时市场的负现货结算电量仍采用原出清的分时节点电价进行结算。该项费用是因煤电机组分时节点电价替代结算引起的费用盈余，在煤电侧按各机组月度晚高峰期间（16:15-21:00）实际上网电量的比例进行返还。除晚高峰时段以外的其余时段暂不实施价格替代。

当 $Q_{\text{省内日前},t} > 0$ 时计算日前部分、当 $Q_{\text{省内实时},t} > 0$ 时计算实时

部分，

$$R_{\text{煤电价格替代电费}} = \sum (P_{\text{省内日前},t} - P_{\text{省内日前替代},t}) \times Q_{\text{省内日前},t} + \sum (P_{\text{省内实时},t} - P_{\text{省内实时替代},t}) \times Q_{\text{省内实时},t},$$

$R_{\text{煤电价格替代电费}}$ 为煤电企业价格替代后产生的费用盈余；

$$P_{\text{省内日前替代},t} = P_{\text{省内日前},t} \times Q_{\text{申报上限},t} / Q_{\text{额定}};$$

$$P_{\text{省内实时替代},t} = P_{\text{省内实时},t} \times Q_{\text{申报上限},t} / Q_{\text{额定}};$$

$P_{\text{省内日前替代},t}$ 为煤电企业 t 时段的省内日前节点电价替代值；

$P_{\text{省内实时替代},t}$ 为煤电企业 t 时段的省内实时节点电价替代值；

$Q_{\text{申报上限},t}$ 为煤电企业申报的运行上限折算至相应时点的发电量；

$Q_{\text{额定}}$ 为煤电企业额定容量（供热期为政府核定的供热上限）折算至时点的发电量。

2. 分摊方式

煤电价格替代电费由煤电各机组月度晚高峰期间（16:15-21:00）实际上网电量的比例进行返还。

$$R_{\text{煤电价格替代电费返还},i} = R_{\text{煤电价格替代电费}} \times Q_{\text{晚峰发电},i} / \sum Q_{\text{晚峰发电},i}$$

$Q_{\text{晚峰发电},i}$ 为煤电机组 i 月度晚高峰期间（16:15-21:00）实际上网电量（扣除省间现货电量）。

（十二）原规则：9.1.1 机组启动补偿费用

2. 分摊方式

总费用分摊方式：日前市场开停机优化调整的部分，全部由批发市场用户承担；因新能源出力波动引起火电机组启停的部分，由新能源与批发市场用户按 7:3 比例共同承担。

$$R_{\text{机组启动补偿费用分摊(发电)}} = (R_{\text{机组启动补偿费用}} - R_{\text{换机启动费用}}) \times 70\%$$

$$C_{\text{机组启动补偿费用}} = R_{\text{换机启动费用}} + (R_{\text{启动费用}} - R_{\text{换机启动费用}}) \times 30\%$$

个体分摊方式：新能源企业间接上网电量比例分摊；用户间接实际用电量比例分摊。

$$R_{\text{机组启动补偿费用分摊(发电), i}} = R_{\text{机组补偿费用(发电)}} \times \frac{Q_{\text{新能源, i}}}{\sum Q_{\text{新能源, i}}}$$

$$C_{\text{机组启动补偿费用分摊, i}} = C_{\text{机组启动补偿费用}} \times \frac{Q_{\text{用电, i}}}{\sum Q_{\text{用电, i}}}$$

$Q_{\text{新能源}}$ 为新能源机组当月上网电量；

$Q_{\text{用电, i}}$ 为用户 i 的月结算电量。

修改为：

2. 分摊方式

总费用分摊方式：该项费用在新能源企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例分摊，新能源企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行分摊，批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊。

$$R_{\text{启动补偿费用分摊(发电)}} = C_{\text{启动补偿费用分摊(用电)}} = R_{\text{启动补偿费用}} / 2$$

$$R_{\text{启动补偿费用分摊(发电), i}} = R_{\text{启动补偿费用分摊(发电)}} \times Q_{\text{新能源, i}} / \sum Q_{\text{新能源, i}}$$

$$C_{\text{启动补偿费用分摊(用电), i}} = C_{\text{启动补偿费用分摊(用电)}} \times Q_{\text{用电, i}} / \sum Q_{\text{用电, i}}$$

$Q_{\text{新能源, i}}$ 为新能源企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{用电, i}}$ 为批发市场用户或电网企业代理购电用户 i 的月度

结算电量。

(十三) 原规则：9.2.3 抽水蓄能电站容量电费分摊、
9.2.4 煤改电补贴分摊

修改为：

剔除 2 项费用。

(十四) 原规则：9.3.1 新能源超额获利回收费用

1. 计算方式

对于新能源申报分时偏差电量超出允许偏差范围的，将新能源允许偏差外的价差收益，纳入市场运营费用处理。新能源机组分时回收费用不超过该时段电能量电费。

具体如下：

当 $Q_{\text{申报},h} > Q_{\text{实际},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} > P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收费用}} = \sum \{ [Q_{\text{申报},h} - Q_{\text{实际},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})] \times [k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} - P_{\text{实时},h}] \};$$

当 $Q_{\text{申报},h} < Q_{\text{实际},h} \times (1 - \lambda_{\text{新能源2}})$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} < P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收费用}} = \sum \{ [Q_{\text{实际},h} \times (1 - \lambda_{\text{新能源2}}) - Q_{\text{申报},h}] \times [P_{\text{实时},h} - k \times P_{\text{基准}} - (1-k) \times P_{\text{日前},h}] \}$$

其中：

$R_{\text{新能源超额获利回收费用}}$ 为新能源超额获利回收费用；

$Q_{\text{实际},h}$ 为 h 时段机组上网电量；

$Q_{\text{申报},h}$ 为日前市场申报的该时段上网电量（由申报发电量折算上网电量，并按15分钟累计至小时）；

$P_{\text{日前},h}$ 为该机组日前市场h时段算术平均节点电价；

$P_{\text{实时},h}$ 为该机组实时市场h时段算术平均节点电价；

$\lambda_{\text{新能源1}}$ 为允许的新能源偏差比例上限， $\lambda_{\text{新能源2}}$ 为允许的新能源偏差比例下限， $\lambda_{\text{新能源1}} = \lambda_{\text{新能源2}} = 40\%$ ；

其中 $k = Q_{\text{政府定价},h} / Q_{\text{申报},h}$ ， $Q_{\text{政府定价},h}$ 为新能源该时段实际分配的政府定价电量。

2. 分摊方式

该项费用不再单独返还。

修改为：

1. 计算方式

对于新能源申报分时偏差电量超出允许偏差范围的，将新能源允许偏差外的价差收益，纳入市场运营费用处理。新能源机组分时回收费用不超过该时段电能量电费。考虑新能源出力较低时预测偏差较大，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的5%时，相应放宽超额获利回收的约束比例。

具体如下：

当 $Q_{\text{申报},h} > Q_{\text{实际},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})$ ，且 $Q_{\text{实际},h} \geq 5\% \times \text{场站额定容量}$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1 - k) \times P_{\text{日前},h} > P_{\text{实时},h}$ 时，

$R_{\text{新能源超额获利回收}} = \sum \{ [Q_{\text{申报},h} - Q_{\text{实际},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})] \times [k \times P_{\text{基准}} + (1 - k) \times P_{\text{日前},h} - P_{\text{实时},h}] \}$ ；

当 $Q_{\text{申报},h} > 5\% \times \text{场站额定容量} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})$ ，且 $Q_{\text{实际},h} < 5\% \times \text{场站额定容量}$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} > P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收费用}} = \sum \{ [Q_{\text{申报},h} - 5\% \times \text{场站额定容量} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})] \times [k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} - P_{\text{实时},h}] \};$$

当 $Q_{\text{申报},h} < Q_{\text{实际},h} \times (1 - \lambda_{\text{新能源2}})$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} < P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收}} = \sum \{ [Q_{\text{实际},h} \times (1 - \lambda_{\text{新能源2}}) - Q_{\text{申报},h}] \times [P_{\text{实时},h} - k \times P_{\text{基准}} - (1-k) \times P_{\text{日前},h}] \}$$

其中：

$R_{\text{新能源超额获利回收}}$ 为新能源超额获利回收费用；

$Q_{\text{实际},h}$ 为h时段机组实际上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{申报},h}$ 为h时段省内日前市场申报的上网电量（由申报发电量折算上网电量，并按15分钟累计至小时）；

$P_{\text{日前},h}$ 为该机组日前市场h时段算术平均节点电价；

$P_{\text{实时},h}$ 为该机组实时市场h时段算术平均节点电价；

$\lambda_{\text{新能源1}}$ 为允许的新能源偏差比例上限， $\lambda_{\text{新能源2}}$ 为允许的新能源偏差比例下限， $\lambda_{\text{新能源1}} = \lambda_{\text{新能源2}} = 40\%$ ；

其中 $k = Q_{\text{政府定价},h} / Q_{\text{申报},h}$ ， $Q_{\text{政府定价},h}$ 为新能源企业该时段实际分配的政府定价电量。

2. 返还方式

该项费用的50%在新能源企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例按月进行返还，50%在省调电厂中已完成灵活性改造且已经验收的机组间按月返还，按照灵活性

改造试验验收报告中的新增调节容量比例按月进行返还，待后续建立灵活性改造容量市场或补偿机制后，按照相关规定执行。

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源)}} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}} = R_{\text{新能源超额获利回收}} / 2$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源), i}} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源)}} \times Q_{\text{新能源, i}} / \sum Q_{\text{新能源, i}}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造), i}} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}} \times Q_{\text{灵活改造, i}} / \sum Q_{\text{灵活改造, i}}$$

$Q_{\text{新能源, i}}$ 为新能源企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{灵活改造, i}}$ 已完成灵活性改造机组的试验验收报告中的新增调节容量。

（十五）原规则：9.3.6 新能源中长期超额回收费用

当中长期分时段交易开展后，新能源中长期超额回收按以下方式执行：

1. 费用计算

$$R_{\text{新能源中长期超额回收}} = R_{\text{新能源中长期超额回收 1}} + R_{\text{新能源中长期超额回收 2}}$$

（1）新能源发电企业每日每一时段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%（晋北基地暂按照 300%，结合实际运行情况调整），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（不含多月及以上交易）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（价差为负值时不回收）。

当 $Q_{\text{中长期}, h} > 200\% \times Q_{\text{上网电量}, h}$ 且 $P_{\text{月及以下普通交易}, h} > P_{\text{日前}, h}$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收}} = \sum [\min(Q_{\text{中长期}, h} - 200\% \times Q_{\text{上网电量}, h}, Q_{\text{市场化中长期}, h})] \times (P_{\text{月及以下普通交易}, h} - P_{\text{日前}, h})$$

$P_{\text{日前}, h}$ 为当日日前市场用户侧相应时段的加权均价；

$Q_{\text{中长期}, h}$ 为新能源 h 小时分解的中长期电量总额，包含政府定价合约、直接交易合约、外送合约；

$Q_{\text{市场化中长期}, h}$ 为新能源 h 小时分解的市场化中长期电量总额，包含直接交易合约、外送合约。

（2）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。新能源企业的省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含日滚动交易），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 kj 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（不含多月及以上交易）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（价差为负值时不回收）。

$$\text{当 } Q_{\text{中长期交易旬及以上}, h} > (Q_{\text{上网电量月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h}) \times 150\%、P_{\text{月及以下普通交易}, h} > P_{\text{日前月度}, h}、Q_{\text{上网电量月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h}$$

外送月度, $h > 0$ 时,

$$R_{\text{新能源中长期超额回收 } 2} = \sum [Q_{\text{中长期交易旬及以上, } h} - (Q_{\text{上网电量月度, } h} - Q_{\text{政府定价月度, } h} \times kj - Q_{\text{外送月度, } h}) \times 150\%] \times (P_{\text{月及以下普通交易, } h} - P_{\text{日前月度, } h})$$

当 $P_{\text{月及以下普通交易, } h} > P_{\text{日前月度, } h}$ 且 $Q_{\text{上网电量月度, } h} - Q_{\text{政府定价月度, } h} \times kj - Q_{\text{外送月度, } h} \leq 0$ 时,

$$R_{\text{新能源中长期超额回收 } 2} = \sum [Q_{\text{中长期交易旬及以上, } h} \times (P_{\text{月及以下普通交易, } h} - P_{\text{日前月度, } h})]$$

$Q_{\text{中长期交易旬及以上, } h}$ 为开展中长期分时段交易后, 新能源企业月度相应时段省内年度、多月、月度交易双边合约及旬交易净卖出总电量 (不含日滚动交易电量)。

$P_{\text{日前月度, } h}$ 为当月现货日前市场该时段加权均价。

kj 为: 当该小时全月日前申报总电量 $Q_{\text{日前申报, } h} = 0$ 或全月实际上网总电量 $Q_{\text{上网电量月度, } h} \leq 0$ 时, $kj = 0$; 当该小时全月实际上网电量小于该小时日前申报总电量时, $kj = 0.9 \times Q_{\text{日前申报, } h} / Q_{\text{上网电量月度, } h}$; 当该小时全月实际上网电量大于或等于该小时日前申报总电量时, $kj = 0.9 \times Q_{\text{上网电量月度, } h} / Q_{\text{日前申报, } h}$

2. 分摊方式

总费用分摊方式: 该项费用全部返还至燃煤发电企业。

个体费用分摊方式: 按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

$$R_{\text{新能源中长期超额回收返还, } i} = R_{\text{新能源中长期超额回收}} \times Q_{\text{市场化中长期, } i} / \sum Q_{\text{市场化中长期}}$$

期, i

$Q_{\text{市场化中长期}, i}$ 为火电企业相应机组全月市场化中长期合约电量。

修改为：9.3.2 新能源中长期超额回收费用

1. 计算方式

$$R_{\text{新能源中长期超额回收}} = R_{\text{新能源中长期超额回收 1}} + R_{\text{新能源中长期超额回收 2}}$$

(1) 新能源发电企业每日每一时段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 λ_1 倍 (λ_1 暂定为 300%)，超出部分与该时段中长期全部市场化合约电量 (晋北基地项目剔除雁淮合约) 的较小值，按照该时段当月各批次中长期普通交易 (不含多月及以上交易、新能源双边交易) 加权均价的 α 倍 (α 暂定为 0.85) 与现货日前市场该时段当日用户侧加权均价的价差回收 (差价为负值时不回收)。

当该时段实际出力平均值大于 β 倍 (β 暂定为 4%) 装机容量，按上述原则考核。

$Q_{\text{实际上网电量}, h} > \beta \times Q_{\text{额定}, h}$, $Q_{\text{中长期}, h} > \lambda_1 \times Q_{\text{实际}, h}$ 且 $\alpha \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h} > P_{\text{日前}, h}$ 时,

$$R_{\text{新能源中长期超额回收 1}} = \sum [\min(Q_{\text{中长期}, h} - \lambda_1 \times Q_{\text{实际}, h}, Q_{\text{市场化中长期}, h})] \times (\alpha \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h} - P_{\text{日前}, h})$$

$P_{\text{日前}, h}$ 为当日日前市场用户侧相应时段的加权均价；

$P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h}$ 为当月各批次普通交易（不含多月及以上交易、新能源双边交易）的相应 h 时段加权均价；

$Q_{\text{中长期}, h}$ 为新能源企业当日相应 h 时段分解的中长期电量总额，包含政府定价合约、直接交易合约、外送合约；

$Q_{\text{实际}, h}$ 为新能源企业当日相应 h 时段实际上网电量（扣除省间现货电量）

$Q_{\text{市场化中长期}, \text{日}, h}$ 为新能源企业当日相应 h 时段分解的市场化中长期电量总额，包含直接交易合约、外送合约（晋北基地项目剔除雁淮合约）。

当该时段实际出力平均值小于等于 β 倍额定容量，放宽考核量，仅考核中长期合约超出 γ 倍（暂定为 12%）额定容量外的部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值。

当 $Q_{\text{实际}, h} \leq Q_{\text{额定}, h} \times \beta$ ， $Q_{\text{中长期}, h} > Q_{\text{额定}, h} \times \gamma$ ，且 $\alpha \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h} > P_{\text{日前}, h}$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收 1}} = \sum [\min (Q_{\text{中长期}, h} - Q_{\text{额定}, h} \times \gamma, Q_{\text{市场化中长期}, \text{日}, h})] \times (\alpha \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h} - P_{\text{日前}, h})$$

$Q_{\text{额定}, h}$ 为新能源机组额定容量折算至小时的发电量。

(2) 对于非晋北基地的新能源企业，其省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含日滚动交易），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 kj 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 λ_2 倍（ λ_2 暂定为 150%），超出部分电量按照该时段月度和旬中长期分时交易（不含新能源双边交易）当月加权均价的 α 倍与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收（差价为负值时不回收）。

当 $Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} > (Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h}) \times \lambda_2$ 、 $\alpha \times P_{\text{中长期分时别双边}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 、 $Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h} > 0$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收 2}} = \sum (Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} - (Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h}) \times \lambda_2) \times (\alpha \times P_{\text{中长期分时别双边}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h})$$

当 $\alpha \times P_{\text{中长期分时别双边}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 且 $Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h} \leq 0$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收 2}} = \sum [Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} \times (\alpha \times P_{\text{中长期分时别双边}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h})]$$

$Q_{\text{实际月度}, h}$ 新能源机组月度相应时段的实际上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h}$ 为开展中长期分时段交易后，新能源企业月度相应时段省内年度、多月、月度交易、双边合约及旬交易净卖出总电量。

$P_{\text{中长期分时别双边}, \text{月}, \text{旬}, h}$ 当月月度和旬中长期分时交易（不含

新能源双边交易)相应h时段加权均价。

$P_{\text{日前月度}, h}$ 为当月现货日前市场相应h时段加权均价。

对于晋北基地的新能源企业,其省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约,在某一时段的当月净卖出电量(不含日滚动交易),超过该时段全月实际上网电量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 λ_2 倍的部分,与该时段旬及以上中长期全部市场化合约电量(剔除雁淮合约)的较小值,按照该时段月度和旬中长期分时交易(不含新能源双边交易)当月加权均价的 α 倍与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收(差价为负值时不回收)。

当 $Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} > (Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{外送月度}, h}) \times \lambda_2$ 、 $\alpha \times P_{\text{中长期分时剔双边}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 、 $Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{外送月度}, h} > 0$ 时,

$$R_{\text{新能源中长期超额回收2}} = \sum [\min(Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} - (Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{外送月度}, h}) \times \lambda_2, Q_{\text{中长期旬及以上交易剔雁淮月度}, h})] \times (\alpha \times P_{\text{中长期分时剔双边}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h})$$

当 $\alpha \times P_{\text{中长期分时剔双边}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 且 $Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{外送月度}, h} \leq 0$ 时,

$$R_{\text{新能源中长期超额回收2}} = \sum [Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} \times (\alpha \times P_{\text{中长期分时剔双边}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h})]$$

$Q_{\text{中长期旬及以上交易剔雁淮月度}, h}$ 为晋北新能源企业月度相应时段旬

及以上中长期全部市场化合约电量（剔除雁淮合约）；

k_j 为：当该小时全月省内日前申报总电量 $Q_{\text{日前申报},h}=0$ 或全月实际上网总电量（扣除省间现货电量） $Q_{\text{实际月度},h} \leq 0$ 时， $k_j=0$ ；当该小时全月实际上网电量（扣除省间现货电量）小于该小时省内日前申报总电量时， $k_j=0.8 \times Q_{\text{日前申报},h} / Q_{\text{实际月度},h}$ ；当该小时全月实际上网电量（扣除省间现货电量）大于或等于该小时省内日前申报总电量时， $k_j=0.8 \times Q_{\text{实际月度},h} / Q_{\text{日前申报},h}$ 。

2. 返还方式

该项费用按照全月市场化中长期合约电量比例返还至燃煤发电企业。

$R_{\text{新能源中长期超额回收返还},i} = R_{\text{新能源中长期超额回收}} \times Q_{\text{市场化中长期},i} / \sum Q_{\text{市场化中长期},i}$

$Q_{\text{市场化中长期},i}$ 为火电机组 i 全月市场化中长期合约电量。

（十六）原规则：9.3.2 用户侧超额获利回收费用

2. 分摊方式

该项费用不再单独返还。

修改为：9.3.4 用户侧超额获利回收费用

增加虚拟电厂分摊原则：“负荷类”虚拟电厂不参与此项费用计算。

2. 返还方式

该项费用的50%在批发市场用户侧按月度结算电量比例按月进行返还，50%在省调已完成灵活性改造机组且已经验

收的机组间返还，按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例按月进行返还，待后续建立灵活性改造容量市场或补偿机制后，按照相关规定执行。

$$C_{\text{用户侧超额获利回收返还(用电)}} = R_{\text{用户侧超额获利回收返还(灵活改造)}} = C_{\text{用户侧超额获利回收费用}} / 2$$

$$C_{\text{用户侧超额获利回收返还(用电), i}} = C_{\text{用户侧超额获利回收返还(用电)}} \times Q_{\text{用电, i}} / \sum_i Q_{\text{用电, i}}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造), i}} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}} \times Q_{\text{灵活改造, i}} / \sum_i Q_{\text{灵活改造, i}}$$

$Q_{\text{用电, i}}$ 为批发市场用户 i 的月度结算电量。

$Q_{\text{灵活改造, i}}$ 已完成灵活性改造机组的试验验收报告中的新增调节容量。

(十七) 原规则:9.3.3 用户侧中长期缺额及超额申报回收费用

当中长期分时段交易未开展时，本项费用中的超额申报回收费用不计算，其中的中长期缺额回收费用按如下方式执行（战略性新兴产业用户在中长期分时段交易开展后仍执行以下回收方式）：

1. 计算方式

对于用户侧（含战略性新兴产业用户）中长期合约总量低于月总用电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量）95%部分电量的获利空间，按照全省电力市场当月火电企业

中长期直接交易（除战略性新兴产业用电交易外）合同加权均价的 1.1 倍与现货实时市场月均价的价差进行回收，相关资金纳入发电侧市场运营费用处理。中长期缺额回收费用计算公式如下：

若 $Q_{\text{中长期}} < 95\% \times Q_{\text{用电}}$ ，

$$C_{\text{缺额电费}} = (Q_{\text{用电}} \times 95\% - Q_{\text{中长期}}) \times (1.1 \times P_{\text{火电直接交易合约均价}} - P_{\text{实时月均}})$$

$Q_{\text{中长期}}$ 为用户运行月中长期合约电量；

$Q_{\text{用电}}$ 为用户月度市场化交易结算电量；

$P_{\text{火电直接交易合约均价}}$ 为运行月火电直接交易（除战略性新兴产业用电交易外）合约加权均价；

$P_{\text{实时月均}}$ 为运行月现货实时市场月均价。

当售电公司战新中长期合约电量无法覆盖其代理战新用户实际结算电量时，且售电公司零售市场结算均价小于其批发市场电量均价，取消该售电公司战新交易单元的中长期缺额回收考核。

2. 分摊方式

该项费用仅对批发市场用户进行考核，回收的费用按照直接交易合同电量比例返还给发电企业。

$$R_{\text{缺额电费返还}, i} = R_{\text{缺额电费}} \times \frac{Q_{\text{直接交易}, i}}{\sum Q_{\text{直接交易}, i}}$$

$Q_{\text{直接交易}, i}$ 为机组 i 当月直接交易合同电量。

当中长期分时段交易开展后，用户侧中长期缺额及超额申报回收费用包括中长期缺额回收费用和中长期超额申报回收费用，具体按以下方式执行：

1. 中长期缺额回收费用

对参与普通交易的用户的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收：参与普通交易的用电侧主体，其每个时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量、新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量、月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值，下同）分解至当旬的电量与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的 90%，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时段交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的 1.5 倍进行回收（差价为负时不回收）。

（1）费用计算

当 $Q_{\text{多月及以上净买入}, h} + Q_{\text{新能源双边}, h} + Q_{\text{月集中申报}, h} + Q_{\text{旬集中申报}, h} < 0.9 \times Q_{\text{用电}, \text{旬}, h}$ ，且 $P_{\text{中长期分时}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 时，

$C_{\text{中长期缺额}} = \sum (0.9 \times Q_{\text{用电}, \text{旬}, h} - Q_{\text{多月及以上净买入}, h} - Q_{\text{新能源双边}, h} - Q_{\text{月集中申报}, h} - Q_{\text{旬集中申报}, h}) \times (P_{\text{中长期分时}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h}) \times 1.5;$

$C_{\text{中长期缺额}}$ 为普通交易用户侧中长期缺额回收电费，按每旬计算后加总；

$Q_{\text{多月及以上净买入}, h}$ 为参与普通交易的用电侧主体，其对应时

段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{新能源双边}, h}$ 为参与普通交易的用电侧主体，其对应时段与新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{月集中申报}, h}$ 为月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值）分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{旬集中申报}, h}$ 为旬分时交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{用电}, \text{旬}, h}$ 为用户当旬对应时段的实际用电量；

$P_{\text{日前月度}, h}$ 为对应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价；

$P_{\text{中长期分时}, \text{月}, \text{旬}, h}$ 月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价。

(2) 费用分摊方式

回收费用在发电侧和批发市场用户侧平均分配（不含“负荷类”虚拟电厂）。发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期总净成交电量比例按月进行分配。

$$C_{\text{中长期缺额返还用户}} = R_{\text{中长期缺额返还发电}} = C_{\text{中长期缺额}} \div 2$$

$$R_{\text{中长期缺额返还发电}, i} = R_{\text{中长期缺额返还发电}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时}, i} / \sum Q_{\text{中长期旬及以上分时}, i}$$

$$C_{\text{中长期缺额返还用户}, i} = C_{\text{中长期缺额返还用户}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时}, \text{用户 } i} / \sum Q_{\text{中长期旬及以上分时}, \text{用户 } i}$$

$Q_{\text{中长期旬及以上分时}, i}$ 为该机组当月省内旬及以上中长期总净成

交电量。

$Q_{\text{中长期旬及以上分时,用户 } i}$ 为该用户当月省内旬及以上中长期总净成交电量。

2. 中长期超额申报回收费用

费用计算：

$$C_{\text{中长期超额申报}} = C_{\text{中长期超额申报 1}} + C_{\text{中长期超额申报 2}}$$

$C_{\text{中长期超额申报}}$ 为普通交易用户侧中长期超额申报回收电费；

(1) 对参与普通交易的用户的多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和设置超额回收：用电侧多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和暂定为不得超过当月实际用电量的 60%。

多月及以上交易（含新能源）成交电量之和分解至月度的超额成交电量（超出当月实际用电量 60% 的部分）按照现货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $P_{\text{日前月度加权}} > P_{\text{多月及以上普通交易}}$ ，且 $Q_{\text{多月及以上交易,月}} > Q_{\text{用电,月}} \times 0.6$ 时，

$$C_{\text{中长期超额申报 1}} = (Q_{\text{多月及以上交易,月}} - Q_{\text{用电,月}} \times 0.6) \times (P_{\text{日前月度加权}} - P_{\text{多月及以上普通交易}}) \times 1.2$$

$Q_{\text{多月及以上交易,月}}$ 为多月及以上交易（含新能源）成交电量之和分解至月度的成交电量；

$Q_{\text{用电,月}}$ 该用户当月实际用电量；

$P_{\text{多月及以上普通交易}}$ 多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价；

(2) 对用户侧的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：用电侧每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当月该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍；用电侧每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当旬该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上交易分解至当旬的净买入电量与月度交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{用户月集中竞价超额电量,月,h}}$ = 月度集中竞价相应时段申报电量 - (当月相应时段实际用电量 \times 1.5 - 多月及以上交易分解至当月相应时段净买入电量 - 新能源双边交易分解至当月相应时段净买入电量 \times 0.8) $\times \alpha$

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{用户旬集中竞价超额电量,旬,h}}$ = 旬集中竞价相应时段申报电量 - (当旬相应时段实际用电量 \times 1.5 - 多月及以上交易分解至当旬相应时段净买入电

量-月度交易分解至当旬相应时段净买入电量-新能源双边交易分解至当旬相应时段净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$

月度和各旬超额回收电量的总加值与该批发用户旬及以上交易当月总净买入电量的较小值，按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $P_{\text{日前月度}, h} > P_{\text{中长期分时}, \text{月}, \text{旬}, h}$,

$$C_{\text{中长期超额申报}} = \sum \min[(Q_{\text{用户月集中竞价超额电量}, \text{月}, h} + \sum Q_{\text{用户旬集中竞价超额电量}, \text{旬}, h}), (Q_{\text{总净买入电量}, \text{月}, h})] \times (P_{\text{日前月度}, h} - P_{\text{中长期分时}, \text{月}, \text{旬}, h}) \times 1.2$$

$Q_{\text{总净买入电量}, \text{月}, h}$ 为该小时该用户旬及以上交易当月总净买入电量；

$P_{\text{中长期分时}, \text{月}, \text{旬}, h}$ 为相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价。

(2) 费用分摊方式

该项回收费用在批发市场用户侧单侧返还，按照月度实际用电量比例返还。

$$C_{\text{中长期超额申报返还用户}, i} = C_{\text{中长期超额申报}} \times Q_{\text{用电}, i} / \sum Q_{\text{用电}, i}$$

$Q_{\text{用电}, i}$ 为 i 批发用户当月实际用电量。

修改为：

9.3.5 用户侧中长期超额回收费用

用户侧中长期缺额回收费用包括用户侧中长期缺额回收费用（战新）、中长期缺额回收费用（普通）、中长期缺额回收费用（虚拟电厂），即 $C_{\text{中长期缺额}} = C_{\text{中长期缺额战新}} + C_{\text{中长期缺额普通}} + C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}}$

中长期缺额虚拟电厂

1. 计算方式

（1）用户侧中长期缺额回收费用（战新）

对于战略性新兴产业用户中长期合约总量低于月总用电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量）95%部分电量的获利空间，按照全省电力市场当月火电企业中长期直接交易（除战略性新兴产业用电交易外）合同加权均价的 1.1 倍与现货实时市场月均价的价差进行回收，计算公式如下：

若 $Q_{\text{战新中长期}} < 95\% \times Q_{\text{用电}}$,

$$C_{\text{中长期缺额战新}} = (Q_{\text{用电}} \times 95\% - Q_{\text{战新中长期}}) \times (1.1 \times P_{\text{火电直接交易合约均价}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

$Q_{\text{用电}}$ 为战略性新兴产业用户月度市场化交易结算电量；

$Q_{\text{战新中长期}}$ 为战略性新兴产业月度中长期交易电量；

$C_{\text{中长期缺额战新}}$ 为战新用户中长期缺额回收电费；

$P_{\text{火电直接交易合约均价}}$ 为运行月火电直接交易（除战略性新兴产业用电交易外）合约加权均价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为运行月省内现货实时市场月均价。

当售电公司战新中长期合约电量无法覆盖其代理战新用户实际结算电量时，且售电公司零售市场结算均价小于其

批发市场电量均价，取消该售电公司战新交易单元的中长期缺额回收考核。

(2) 用户侧中长期缺额回收费用（普通）

对参与普通交易的用户（不含“负荷类”虚拟电厂）的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收：参与普通交易的用电侧主体，其每个时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量、新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量、月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值，下同）分解至当旬的电量与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的90%，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的1.5倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $Q_{\text{多月及以上净买入},h} + Q_{\text{新能源双边},h} + Q_{\text{月集中申报},h} + Q_{\text{旬集中申报},h} < 0.9 \times Q_{\text{用电},\text{旬},h}$ 且 $P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h} > P_{\text{日前月度},h}$ 时，

$C_{\text{中长期缺额}} = \sum (0.9 \times Q_{\text{用电},\text{旬},h} - Q_{\text{多月及以上净买入},h} - Q_{\text{新能源双边},h} - Q_{\text{月集中申报},h} - Q_{\text{旬集中申报},h}) \times (P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h} - P_{\text{日前月度},h}) \times 1.5;$

$C_{\text{中长期缺额普通}}$ 为普通交易用户侧中长期缺额回收电费，按每旬计算后加总；

$Q_{\text{多月及以上净买入},h}$ 为参与普通交易的用电侧主体，其对应时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{新能源双边},h}$ 为参与普通交易的用电侧主体，其对应时段与

新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{月集中申报},h}$ 为月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值）分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{旬集中申报},h}$ 为旬分时交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{用电},\text{旬},h}$ 为用户当旬对应时段的市场化用电量；

$P_{\text{日前月度},h}$ 为对应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价；

$P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h}$ 为月度和旬中长期分时交易相应时段当月加权均价。

（3）用户侧中长期缺额回收费用（虚拟电厂）

“负荷类”虚拟电厂根据各交易时段测试试验确定的调节容量 ΔP_i 与最大用电负荷 $P_{\text{max}i}$ 的比例为 $\beta\%$ ，相应放宽该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束为 $(B-1.2 \times \beta)\%$ （ B 暂定为 90）。计算公式如下：

若全月该交易时段申报调节容量的算术平均值不小于测试认定调节容量的 80%，则认为申报合格，按以下公式回收。

当 $Q_{\text{多月及以上净买入},h} + Q_{\text{新能源双边},h} + Q_{\text{月集中申报},h} + Q_{\text{旬集中申报},h} < (B-1.2 \times \beta)\% \times Q_{\text{用电},\text{旬},h}$ ，且 $P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h} > P_{\text{日前月度},h}$ 时，

$$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}} = \sum \left((B-1.2 \times \beta)\% \times Q_{\text{虚拟电厂},\text{旬},h} - Q_{\text{多月及以上净买入},h} - Q_{\text{新能源双边},h} - Q_{\text{月集中申报},h} - Q_{\text{旬集中申报},h} \right) \times (P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h} - P_{\text{日前月度},h}) \times 1.5;$$

若全月该交易时段申报调节容量小于测试认定调节容量的 80%，但不小于测试认定调节容量的 50%，对该虚拟电厂按照中长期分时段交易缺额回收约束为 $(B-0.5*\beta)\%$ 进行回收考核，按以下公式进行回收。

$$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}} = \sum \left((B-0.5*\beta)\% \times Q_{\text{虚拟电厂,旬,h}}^{-Q_{\text{多月及以上净买入,h}} - Q_{\text{新能源双边,h}} - Q_{\text{月集中申报,h}} - Q_{\text{旬集中申报,h}}} \right) \times \left(P_{\text{中长期分时,月,旬,h}}^{-P_{\text{日前月度,h}}} \right) \times 1.5;$$

若全月该交易时段申报调节容量小于测试认定调节容量的 50%且小于 10MW，对该虚拟电厂按照中长期分时段交易缺额回收约束为 B%进行回收考核，按以下公式进行回收。

$$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}} = \sum \left(B\% \times Q_{\text{虚拟电厂,旬,h}}^{-Q_{\text{多月及以上净买入,h}} - Q_{\text{新能源双边,h}} - Q_{\text{月集中申报,h}} - Q_{\text{旬集中申报,h}}} \right) \times \left(P_{\text{中长期分时,月,旬,h}}^{-P_{\text{日前月度,h}}} \right) \times 1.5;$$

$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}}$ 为“负荷类”虚拟电厂交易用户侧中长期缺额回收电费，按每旬计算后加总；

$Q_{\text{多月及以上净买入,h}}$ 为参与普通交易的“负荷类”虚拟电厂主体，其对应时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{新能源双边,h}}$ 为参与普通交易的“负荷类”虚拟电厂主体，其对应时段与新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{月集中申报,h}}$ 为月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值）分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{旬集中申报,h}}$ 为旬分时交易集中竞价阶段申报电量分解至当

旬对应时段的电量；

$Q_{\text{虚拟电厂, 旬, h}}$ 为“负荷类”虚拟电厂当旬对应时段的市场化用电量；

$P_{\text{日前月度, h}}$ 为对应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价；

$P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$ 为月度和旬中长期分时交易相应时段当月加权均价。

当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 β 大于70%时，取消该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束。

2. 返还方式

(1) 用户侧中长期缺额回收费用（战新）按照直接交易合同电量比例返还给发电企业。

$$R_{\text{中长期缺额战新返还, i}} = C_{\text{中长期缺额战新}} \times Q_{\text{直接交易, i}} / \sum Q_{\text{直接交易, i}}$$

$Q_{\text{直接交易, i}}$ 为发电企业当月直接交易合同电量。

(2) 中长期缺额回收费用（普通）、中长期缺额回收费用（虚拟电厂）的返还方式相同，在发电侧和批发市场用户侧（不含战新）平均分配，发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量比例按月进行分配。

$$R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电)}} = C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电)}} = (C_{\text{中长期缺额普通}} + C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}}) / 2$$

$$R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电), } i} = R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电)}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电), } i} / \sum Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电), } i}$$

$$C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电), } i} = C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电)}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电), } i} / \sum Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电), } i}$$

$Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电), } i}$ 为发电企业 i 当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量；

$Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电), } i}$ 为批发市场用户 i 当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量。

9.3.6 用户侧中长期超额申报回收费用

用户侧中长期超额申报回收费用包含中长期超额申报回收费用（非分时）、中长期超额申报回收费用（普通分时）、中长期超额申报回收费用（虚拟电厂分时），即 $C_{\text{中长期超额申报}} = C_{\text{中长期超额申报月}} + C_{\text{中长期超额申报普通分时}} + C_{\text{中长期超额申报虚拟电厂分时}}$

1. 计算方式

（1）中长期超额申报回收费用（非分时）

对参与普通交易的用户（含“负荷类”虚拟电厂）的多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和设置超额回收：用电侧多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和暂定为不得超过当月实际用电量的 60%。

多月及以上交易（含新能源）成交电量之和分解至月度的超额成交电量（超出当月实际用电量 60% 的部分）按照现

货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $P_{\text{日前月度加权}} > P_{\text{多月及以上普通交易}}$ ，且 $Q_{\text{多月及以上交易,月}} > Q_{\text{用电,月}} \times 0.6$ 时，

$$C_{\text{中长期超额申报非分时}} = (Q_{\text{多月及以上交易,月}} - Q_{\text{用电,月}} \times 0.6) \times (P_{\text{日前月度加权}} - P_{\text{多月及以上普通交易}}) \times 1.2$$

$Q_{\text{多月及以上交易,月}}$ 为多月及以上交易（含新能源）成交电量之和分解至月度的成交电量；

$Q_{\text{用电}}$ 为用户月度市场化交易结算电量；

$P_{\text{多月及以上普通交易}}$ 为多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价；

（2）中长期超额申报回收费用（普通分时）

对用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：用电侧每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当月该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍。

用电侧每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当旬该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至

当旬的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2, 根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{用户月集中竞价超额电量, 月, h}}$ = 月度集中竞价相应时段申报电量 - (当月相应时段实际用电量 $\times 1.5$ - 多月及以上火电交易分解至当月相应时段净买入电量 - 新能源双边交易分解至当月相应时段净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{用户旬集中竞价超额电量, 旬, h}}$ = 旬集中竞价相应时段申报电量 - (当旬相应时段实际用电量 $\times 1.5$ - 多月及以上火电交易分解至当旬相应时段净买入电量 - 月度火电交易分解至当旬相应时段净买入电量 - 新能源双边交易分解至当旬相应时段净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$

月度和各旬超额回收电量的总加值与该批发用户旬及以上交易当月总净买入电量的较小值, 按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收 (差价为负时不回收)。

当 $P_{\text{日前月度, h}} > P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$,

$C_{\text{中长期超额申报普通分时}} = \sum \min [(Q_{\text{用户月集中竞价超额电量, 月, h}} + \sum Q_{\text{用户旬集中竞价超额电量, 旬, h}}), (Q_{\text{总净买入电量, 月, h}})] \times (P_{\text{日前月度, h}} - P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}) \times 1.2$

$Q_{\text{总净买入电量, 月, h}}$ 为该小时该用户旬及以上交易当月总净买入电量;

$P_{\text{中长期分时,月,旬,h}}$ 为月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价。

(3) 中长期超额申报回收费用（虚拟电厂分时）

对“负荷类”虚拟电厂的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：“负荷类”虚拟电厂每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍；“负荷类”虚拟电厂每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电}}$
 $量_{\text{月,h}} = \text{月度集中竞价相应时段申报电量} - (\text{申报运行上限月平均值计算电量} \times 1.5 - \text{多月及以上火电交易分解至当月相应时段净买入电量} - \text{新能源双边交易分解至当月相应时段净买入电量} \times 0.8) \times \alpha$ 。

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{虚拟电厂旬集中竞价超额电}}$

量, 旬, h = 旬集中竞价相应时段申报电量 - (申报运行上限旬平均值计算电量 × 1.5 - 多月及以上火电交易分解至当旬相应时段净买入电量 - 月度火电交易分解至当旬相应时段净买入电量 - 新能源双边交易分解至当旬相应时段净买入电量 × 0.8) × α。

月度和各旬超额回收电量的总加值与该虚拟电厂旬及以上交易当月净买入电量的较小值进行考核, 考核费用的回收及分摊参照批发市场普通用户此项市场运营费用的规定执行。该项回收费用纳入用户侧中长期超额申报回收费用统一管理。

当 $P_{\text{日前月度, h}} > P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$,

$C_{\text{中长期超额申报虚拟电厂分时}} = \sum \min [(Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电量, 月, h}} + \sum Q_{\text{虚拟电厂旬集中竞价超额电量, 旬, h}}), (Q_{\text{总净买入电量, 月, h}})] \times (P_{\text{日前月度, h}} - P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}) \times 1.2$

$Q_{\text{总净买入电量, 月, h}}$ 为该小时该虚拟电厂旬及以上交易当月总净买入电量;

$P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$ 为月度和旬中长期分时交易相应时段当月加权均价。

2. 返还方式

该项回收费用在批发市场用户侧 (不含战新用户) 单侧返还, 按照月度结算电量比例返还。

$C_{\text{中长期超额申报返还, i}} = C_{\text{中长期超额申报}} \times Q_{\text{用电, i}} / \sum Q_{\text{用电, i}}$

$Q_{\text{用电},i}$ 为批发市场用户（不含战新用户） i 的月度结算电量。

（十八）原规则：9.3.4 用户侧中长期曲线偏差回收费用

当中长期分时段交易未开展时，中长期曲线偏差回收按如下方式执行：

1. 计算方式

对于用户侧（不含战略性新兴产业用户）月总分小时中长期交易电量与对应小时月总实际用电量超过允许偏差范围的，对超出电量按照全月每日日前市场用户侧统一结算点最高、最低价差的全月算术平均值的 1.1 倍进行回收，回收费用纳入发用两侧市场运营费用。计算公式如下：

$$\begin{aligned} & \text{当 } Q_{\text{中长期,月度分时}} > Q_{\text{用电,月度分时}} \times (1 + \lambda_{\text{中长期1}}) \text{ 时,} \\ C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} &= \sum [Q_{\text{中长期,月度分时}} - Q_{\text{用电,月度分时}} \times (1 + \lambda_{\text{中长期1}})] \\ & \times [\sum (P_{\text{日前max}} - P_{\text{日前min}})] / i \times 1.1; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{当 } Q_{\text{中长期,月度分时}} < Q_{\text{用电,月度分时}} \times (1 - \lambda_{\text{中长期2}}) \text{ 时,} \\ C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} &= \sum [(Q_{\text{用电,月度分时}} \times (1 - \lambda_{\text{中长期2}}) - Q_{\text{中长期,月度分时}})] \\ & \times [\sum (P_{\text{日前max}} - P_{\text{日前min}})] / i \times 1.1。 \end{aligned}$$

其中：

$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}}$ 为用户侧中长期与实际用电量偏差费用；

$Q_{\text{用电,月度分时}}$ 为用户实时市场月度分小时参与市场化交易的总电量；

$Q_{\text{中长期,月度分时}}$ 为用户中长期按小时分解总电量；

$P_{\text{日前 max}}$ 为运行日日前市场用户侧最高统一结算点电价；

$P_{\text{日前 min}}$ 为运行日日前市场用户侧最低统一结算点电价；

i 为运行月日历天数；

$\lambda_{\text{中长期 1}}$ 允许的偏差比例上限， $\lambda_{\text{中长期 2}}$ 为允许的偏差比例下限。

2. 分摊方式

总费用分摊方式：该项费用由发电企业和批发市场用户按 1:1 比例返还。

$$R_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(发电)}} = C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} \times 50\%;$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(用户)}} = C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} \times 50\%;$$

个体分摊方式：发电企业间接上网电量比例返还，批发市场用户间接实际用电量比例返还。

$$R_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还, 发电 } i} = R_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(发电)}} \times Q_{\text{发电 } i} / \sum Q_{\text{发电 } i};$$

当中长期分时段交易开展后，中长期曲线偏差回收按以下方式执行：

1. 费用计算

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（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（不含多月及以上交易）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

价的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

当 $Q_{\text{中长期},h} < 70\% \times Q_{\text{用电},h}$ ，且 $1.1 \times P_{\text{月及以下普通交易},h} > P_{\text{日前月度},h}$ 时，

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} = (70\% \times Q_{\text{用电},h} - Q_{\text{中长期},h}) \times (1.1 \times P_{\text{月及以下普通交易},h} - P_{\text{日前月度},h})$$

若旬滚动撮合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，则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（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 20% 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（不含多月及以上交易）的相应时段加权均价的 0.9 倍的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

当 $Q_{\text{中长期},h} > 120\% \times Q_{\text{用电},h}$ ，且 $P_{\text{日前月度},h} > 0.9 \times P_{\text{月及以下普通交易},h}$ 时

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} = (Q_{\text{中长期},h} - 120\% \times Q_{\text{用电},h}) \times (P_{\text{日前月度},h} - 0.9 \times P_{\text{月及以下普通交易},h})$$

$P_{\text{月及以下普通交易},h}$ 为当月各批次普通交易（不含多月及以上交易）的相应时段加权均价；

$Q_{\text{中长期},h}$ 为参与普通交易的用户在现货运行日相应时段中长期净合约电量；

$Q_{\text{用电},h}$ 为用户实时市场相应时段参与市场化交易的实际

用电量。

2.费用分摊方式

该项回收费用在发电侧和批发市场用户侧平均分配，发电企业之间按照月度上网电量比例返还，批发市场用户之间按照月度实际用电量比例返还。

$$R_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(发电)}} = C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} \times 50\%;$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(用户)}} = C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} \times 50\%;$$

$$R_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还,发电 } i} = R_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(发电)}} \times Q_{\text{发电 } i} / \sum Q_{\text{发电 } i};$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还,用户 } i} = C_{\text{中长期曲线偏差回收费用返还(用户)}} \times Q_{\text{用户 } i} / \sum Q_{\text{用户 } i};$$

修改为：9.3.7 用户侧中长期曲线偏差回收费用

用户侧中长期曲线偏差回收费用包含用户侧中长期曲线偏差回收费用（普通）、用户侧中长期曲线偏差回收费用（虚拟电厂），即 $C_{\text{中长期曲线偏差}} = C_{\text{中长期曲线偏差普通}} + C_{\text{中长期曲线偏差虚拟电厂}}$

1.计算方式

（1）用户侧中长期曲线偏差回收费用（普通）

对参与普通交易的用户（不含“负荷类”虚拟电厂）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差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

$$\text{当 } Q_{\text{中长期}, h} < 70\% \times Q_{\text{用电}, h}, \text{ 且 } 1.1 \times P_{\text{普通交易}, h} > P_{\text{日前月度}, h} \text{ 时,}$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差普通}} = (70\% \times Q_{\text{用电}, h} - Q_{\text{中长期}, h}) \times (1.1 \times P_{\text{普通交易}, h} - P_{\text{日前月度}, h})$$

若旬滚动撮合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，则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（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 20% 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 倍的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

$$\text{当 } Q_{\text{中长期}, h} > 120\% \times Q_{\text{用电}, h}, \text{ 且 } P_{\text{日前月度}, h} > 0.9 \times P_{\text{普通交易}, h} \text{ 时}$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差普通}} = (Q_{\text{中长期}, h} - 120\% \times Q_{\text{用电}, h}) \times (P_{\text{日前月度}, h} - 0.9 \times P_{\text{普通交易}, h})$$

$P_{\text{普通交易}, h}$ 为当月各批次普通交易的相应时段加权均价；

$Q_{\text{中长期}, h}$ 为参与普通交易的用户在现货运行日相应时段中长期净合约电量；

$Q_{\text{用电}, h}$ 为用户实时市场 h 小时市场化用电量（用户每小时内累计 4 个 t 时段市场化用电量）；

（2）用户侧中长期曲线偏差回收费用（虚拟电厂）

对于“负荷类”虚拟电厂，在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与日前申报运行下限计算电量的负偏差超过 30% 范围的电量进行考核回收，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差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 $\beta\%$ 大于 70% 时，取消该交易时段虚拟电厂用户侧中长期曲线负偏差回收费用。

当 $Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h} < 70\% \times Q_{\text{虚拟电厂下限}, h}$ ，且 $1.1 \times P_{\text{普通交易}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 时，

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} = (70\% \times Q_{\text{虚拟电厂下限}, h} - Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h}) \times (1.1 \times P_{\text{普通交易}, h} - P_{\text{日前月度}, h})$$

若旬滚动撮合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，则取消用户侧（包含虚拟电厂）当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对于“负荷类”虚拟电厂，在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与日前申报运行上限的正偏差超过 20% 范围的电量进行考核回收，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 倍的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

当 $Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h} > 120\% \times Q_{\text{虚拟电厂上限}, h}$ ，且 $P_{\text{日前月度}, h} > 0.9 \times P_{\text{普通交易}, h}$ 时

$$C_{\text{中长期曲线偏差虚拟电厂}} = (Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h} - 120\% \times Q_{\text{虚拟电厂上限}, h}) \times (P_{\text{日前月度}, h} - 0.9 \times P_{\text{普通交易}, h})$$

$C_{\text{中长期曲线偏差虚拟电厂}}$ 为“负荷类”虚拟电厂中长期与申报上、下限计算电量偏差费用；

$P_{\text{普通交易}, h}$ 为当月各批次普通交易的相应时段加权均价；

$Q_{\text{虚拟电厂下限}, h}$ 、 $Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h}$ 为“负荷类”虚拟电厂日前申报运行上限、下限分小时的电量；

$Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h}$ 为“负荷类”虚拟电厂在现货运行日（D日）中长期按小时分解总电量。

2. 返还方式

该项回收费用在发电侧和批发市场用户侧（不含战新用户）平均分配，发电企业之间按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还，批发市场用户之间按照月度结算电量比例返还。

$$R_{\text{中长期曲线偏差返还(发电)}} = C_{\text{中长期曲线偏差}} \times 50\%$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差返还(用电)}} = C_{\text{中长期曲线偏差}} \times 50\%$$

$$R_{\text{中长期曲线偏差返还(发电), i}} = R_{\text{中长期曲线偏差返还(发电)}} \times Q_{\text{发电}, i} / \sum Q_{\text{发电}, i}$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差返还(用电), i}} = C_{\text{中长期曲线偏差返还(用电)}} \times Q_{\text{用电}, i} / \sum Q_{\text{用电}, i}$$

$Q_{\text{发电}, i}$ 为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{用电}, i}$ 为批发市场用户（不含战新用户） i 的月度结算电量。

（十九）原规则：无

修改为：新增 9.3.9 并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用

1. 计算方式

由于并网虚拟电厂自身原因，造成实际功率曲线偏离电力调度机构下达的功率计划曲线，偏离量超过调节精度允许偏差时，按照偏差量对并网虚拟电厂进行考核。每15分钟实际用电量超出相应时段计划电量的允许偏差 $\lambda_{\text{允许偏差}}=15\%$ 时（“源网荷储一体化”虚拟电厂为10%），超标部分电量绝对值统计为考核电量。按照现货省内日前市场的月度所有时点的节点电价加权均价与省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价的较高者的0.2倍进行考核结算，考核费用按照月度上网电量比例返还发电企业。

$$\text{当 } |(Q_{\text{实际},15\text{min}} - Q_{\text{计划},h}) / Q_{\text{计划},h}| > \lambda_{\text{允许偏差}}$$

$$C_{\text{虚拟电厂考核}} = \sum (|Q_{\text{实际},15\text{min}} - Q_{\text{计划},h}| - Q_{\text{计划},h} \times \lambda_{\text{允许偏差}}) \times 0.2 \times \max (P_{\text{日前月度加权}}, P_{\text{实时月度加权}})$$

$P_{\text{日前月度加权}}$ 为省内日前市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

2. 返还方式

该项费用按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还发电企业；

$$R_{\text{虚拟电厂考核返还(发电)}, i} = C_{\text{虚拟电厂考核}} \times Q_{\text{发电}i} / \sum Q_{\text{发电}i}$$

（二十）原规则：无

修改为：新增以下条款

12.3 “负荷类”虚拟电厂月总电费计算

“负荷类”虚拟电厂在批发市场购电支出包括电能电费、市场运营费用， $C_{\text{批发市场购电支出}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{市场运营费用(虚拟电厂)}} = C_{\text{合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}} + C_{\text{用户价差调整}} + C_{\text{市场运营费用(虚拟电厂)}}$ 。

其中： $C_{\text{市场运营费用(虚拟电厂)}} = C_{\text{启动补偿分摊(用电)}} + C_{\text{必开机组补偿分摊(用电)}} + C_{\text{调频补偿分摊(用电)}} - C_{\text{市场结构平衡分摊(用电)}} - C_{\text{阻塞平衡分摊(用电)}} + C_{\text{燃气电价补贴分摊}} + (C_{\text{中长期缺额}} - C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电)}}) + (C_{\text{中长期超额申报}} - C_{\text{中长期超额申报返还}}) + (C_{\text{中长期曲线偏差}} - C_{\text{中长期曲线偏差返还(用电)}}) + C_{\text{虚拟电厂考核}}$

具体计算公式按照 8.2 批发用户电能电费、9 市场运营费用结算规则执行。其中，“负荷类”虚拟电厂月度调平电量 = \sum 聚合资源月度结算电量（包括损耗电量）与累计分时实际用电量之差。

（二十一）原规则：无

修改为：新增以下条款

13.5 原则上，对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司批发电能量均价和零售结算均价等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差，由电网企业进行追溯调整计算。

13.6 对用电侧发生分时电量退补，按差错时段计算用户价差调整电费对应电价进行电能量电费退补结算，原则上不再调整电量差错月用户价差调整电费，若出现重大偏差，由电网企业进行追溯调整计算，差额退补费用分摊规则参照

13.4 执行。

13.7 对不参与现货交易且存在 10 个及以上用电户号的批发用户，当某一用电户号差错电量小于该批发用户对应全部用电户号月度结算电量 10% 时，仅对该用电户号进行退补结算，其他用电户号结算结果不做调整；当某一用电户号差错电量大于等于该批发用户对应全部用电户号月度结算电量 10% 时，按差错更正后电量结构重新对该批发用户全部用电户号电量电费进行清分结算。

（二十二）原规则：无

修改为：新增以下条款

14 电费免考管理

14.1 因市场主体非主观原因造成申报电量差错，引起中长期超额申报回收费用异常的，市场主体向政府主管部门提出免考申请，经政府主管部门会同山西省电力公司、山西电力交易中心认定为非恶意申报行为后进行减免处理。

14.1.1 申报电量为实际用电量的 120%-240% 或偏差电量绝对值达到 1 亿千瓦时，减免实际考核费用的 50%。

14.1.2 申报电量为实际用电量的 240% 及以上或偏差电量绝对值达到 2 亿千瓦时及以上，减免实际考核费用的 70%。

14.1.3 同时满足考核减免条件时，按照就高处理的原则进行减免。

14.1.4 后期电能量收益发生追退补时，不再对减免后的

考核费用进行调整。

14.1.5 每家市场主体每年只能提出 1 次减免考核申请，连续两年及以上发生减免考核的市场主体，当年信用评级不得高于 B 级。

（二十三）原规则：15.3 市场化用户违约用电、窃电行为的处理原则

市场化用户（含电网企业代理购电用户）发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任，其补交电费执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价及政府性基金及附加等，并承担相应的违约使用电费。

修改为：16.3 违约用电、窃电行为的处理原则

电网企业代理购电用户、直接参与市场交易的用户、发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任。对反窃电追补结存电量，代理购电用户（或执行代理购电价格 1.5 倍用户）补交电费执行发现月份代理购电平段价格（或代理购电平段价格的 1.5 倍）、输配平段价格、政府性基金及附加，直接参与市场交易用户补交电费执行发现月份代理购电平段价格的 1.5 倍、输配平段价格、政府性基金及附加，并承担相应违约使用电费。

九、《山西省电力市场运营基本规则》

根据以上市场管理、信用管理、中长期交易、现货交易、辅助服务、电费结算细则的修改内容，对基本规则中的相应条款做同步修改。

说明：若本修改说明与 8 项实施细则对应内容存在不一致情况的，以各实施细则内容为准。

山西省电力市场运营基本规则

第一章 总 则

第一条 【目的】为规范山西电力市场的运营与管理，构建安全高效、竞争有序、风险可控的市场结构和市场体系，保障电力交易的公开、公平、公正，维护市场成员合法权益，促进山西电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，助力新型电力系统建设，制订本规则。

第二条 【依据】本规则依据有关现行法律法规和《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号），以及省政府办公厅《关于印发山西省进一步推进电力市场建设工作方案的通知》（晋政办发〔2020〕87号）等文件精神，结合山西电力现货市场试点要求和电网实际情况进行编制。

第三条 【编制原则】本规则编制遵循电力运行规律和市场经济规律，坚持电网安全稳定运行，保障电力有序供应；坚持绿色

低碳，环保优先；坚持由易到难，循序渐进；坚持统一平台，无歧视开放的原则。

第四条 【适用范围】本规则适用于山西省电力市场运营与管理，本规则所称电力市场专指省级电力市场。

第五条 【职责分工】山西省能源局是山西省电力现货市场试点工作第一责任单位，负责统筹协调推进电力市场建设工作，电网企业是第一实施单位，负责开展电力现货市场试点相关工作。山西省能源局会同国家能源局山西监管办公室（以下简称“山西能源监管办”）按照各自职能组织电网企业、电力调度机构、电力交易机构开展电力市场运营、管理、规则制定修订等系列工作。山西省能源局、山西能源监管办根据各自职能依法履行山西电力市场监管职责，对市场主体交易行为实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

第二章 市场框架体系

第六条 【市场交易定义与分类】电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业与售电公司、电力批发用户之间通过市场化方式进行的电力（电量）交易活动的总称。现阶段，是指发电企业与售电公司、电力批发用户通过市场化方式开展的中长期电能量交易、现货电能量交易以及辅助服务交易。根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

电力零售交易是指售电公司与电力零售用户开展的电能量交易活动的总称。

第七条 【电力用户分类】电力用户可以通过批发市场直接向发电企业购电，也可通过零售市场向售电公司购电，同一交易周期内，只能选择其中一种。本规则中，直接参与批发市场交易的电力用户称为批发用户，向售电公司购电的电力用户称为零售用户，暂未直接从电力市场购电的电力用户称为电网企业代理购电用户。

第八条 【电力批发市场架构】电力批发市场采用电能量市场与辅助服务市场相结合的市场架构。其中，电能量市场包含中长期电能量市场和现货电能量市场，辅助服务市场包括调频市场，具备条件时推动备用、爬坡、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务品种以市场化方式开展交易。

第九条 【中长期电能量市场】中长期电能量市场是指发电企业、售电公司、电力批发用户等，通过双边协商、集中竞价、滚动撮合、挂牌摘牌等市场化方式，开展的多年、年度、季度（多月）、月、旬（周）、多日等日以上的电能量交易，本规则简称中长期交易。由发电企业与电网企业签订的优先发电电量和基数电量政府授权合同，纳入中长期交易管理范畴。

第十条 【现货市场】现货市场包括日前市场和实时市场。山西电力现货市场按照“全电力优化、新能源优先”的原则，以集中竞价、统一出清的方式开展优化出清计算，确定机组组合、分

时发用电计划曲线、分时节点电价。

第十一条 【日前市场】日前市场按日组织，每个交易日组织次日 96 个时段（15 分钟为一个时段）的电能量交易，在满足电力电量平衡和电网安全约束条件的基础上，确定次日的机组组合、发用电计划曲线和日前分时节点电价。

第十二条 【实时市场】实时市场以 15 分钟为周期滚动出清未来 15 分钟至 1 小时的分时节点电价和发用电计划曲线，交易结果更接近系统的实时运行情况，真实反映电力系统平衡和阻塞情况。

第十三条 【辅助服务市场】调频市场在现货市场机组组合确定后，采用集中竞价方式单独开展。积极推进备用、爬坡、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务按照市场化方式确定辅助服务提供主体，现阶段按照山西两个细则等相关规定执行。区域调峰辅助服务市场依据《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》开展。

第十四条 【电力零售市场架构】售电公司从电力批发市场购电，向签约的电力零售用户售电，履行双方在电力交易平台签订的零售交易结果。

第十五条 【交易价格】在中长期交易和现货交易中，市场主体基于上网侧绝对电能价格进行交易。

第十六条 【发电侧电价机制】发电企业（机组）市场电量执行市场化方式形成的上网电价。

第十七条 【用户侧电价机制】电力用户购电价格由电能价格、辅助服务费用、输配电价（含线损及交叉补贴）、政府性基金及附加等构成。其中，电力批发用户的电能价格由市场竞争形成，电力零售用户的电能价格按照与售电公司在电力交易平台签订的零售交易价格执行，电网代理购电用户执行代理购电价格。

第三章 市场运营管理

第十八条 【市场成员分类】市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构三类。市场主体包括各类发电企业、电力用户、售电公司、储能企业、虚拟电厂（“负荷类”虚拟电厂、“源网荷储一体化”虚拟电厂）等。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第十九条 【注册管理】发电企业、电力用户、售电公司、储能企业、虚拟电厂等应按照市场注册管理制度，在电力交易机构完成注册程序并取得准入资格，获得进入山西电力市场进行交易的资格和权限。

第二十条 【退出方式】市场主体退出包括自愿退出和强制退出。符合条件的市场主体可申请退出市场，并按照规定处理好相关事宜。发生以下情形时，可对该市场主体实施强制退出：

（一）因企业经营情况变化不再符合准入条件的（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业）；

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违

规进入市场，且拒不整改的；

（三）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

（四）因违反交易规则及市场管理规定等情形被停牌整改，且未在期限内完成整改的；

（五）法律、法规规定的其他情形。

第二十一条 【计量管理】电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖区域内用户电能计量及采集装置的日常运维，按照电力市场结算要求，定期将电力用户关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负责将发电企业、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。

第二十二条 【结算机制】中长期市场根据中长期合约的分解电量，按照合约约定价格进行结算。现货市场结算采用“双结算”和“日清月结”的模式。“双结算”即按照日前现货价格对日前现货交易曲线与中长期交易曲线的分时偏差电量进行结算，按照实时现货价格对实时现货交易曲线与日前现货交易曲线的分时偏差电量进行结算。“日清月结”即按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费；电网企业向售电公司收付购售差

费。

第二十三条 【市场运营费用管理】按照“谁提供，谁获利；谁受益、谁承担”的原则，建立成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用等市场运营费用的分类分摊返还机制。

第二十四条 【信用管理】政府部门负责组织电力交易机构、电力行业协会等开展发电企业、售电公司、电力批发用户等的市场信用管理。每年定期对参与市场交易的发电企业、售电公司、电力批发用户等开展信用等级评价，并根据定期复查和不定期抽查评价结果进行等级调整。

第二十五条 【履约保障】售电公司参与批发和零售市场交易前，需选择执行履约保函、保险、保证金等履约保障凭证的一种或多种。履约保函、保险、保证金额度和其服务用户的用电量规模挂钩，若履约保函、保险、保证金不足，则不能继续参与电力市场交易。

第二十六条 【市场争议处理】市场主体之间、市场主体与电网企业之间、市场主体与市场运营机构之间发生下列争议时，可通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。申请调解时，应向山西能源监管办和山西省能源局出具书面申请，对调解处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

- (一) 注册或注销市场交易资格的争议；
- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议；

（四）其他方面的争议。

第四章 信息披露管理

第二十七条 【信息披露原则】市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，并对其披露信息的真实性负责。

第二十八条 【信息披露职责】电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向市场主体、社会及政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的信息。

第二十九条 【信息披露方式】市场信息主要通过电力交易平台及其他政府指定网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台的建设、管理和维护，并为市场主体通过电力交易平台披露信息提供技术服务。

第三十条 【信息保密】市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第五章 市场中止管理

第三十一条 【市场中止条件 1】有下列情形之一的，山西省能源局会同山西能源监管办可以做出中止电力市场的决定，并向市场成员公布中止原因：

（一）电力市场交易规则不适应市场交易实际需要，必须进行重大修改的；

（二）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重

影响交易结果的；

(三) 电力市场发生其他严重异常情况的。

第三十二条 【市场中止条件 2】当出现如下紧急情况时，市场运营机构可按照安全第一的原则优先处理事故，采取一切必要的手段确保电力系统安全稳定运行，必要时可以中止电力现货市场交易，并尽快报告山西省能源局、山西能源监管办：

(一) 因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足、电网运行安全风险较大、电网主备调切换时；

(二) 发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

(三) 电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、电力交易平台、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；

(四) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第三十三条 【结算方式】当日前市场或实时市场中止时，按照我省电力现货市场规则规定的结算方式进行结算。当市场长时间中止时，按照山西省能源局及山西能源监管办确定的方式进行结算。

第六章 技术支持系统管理

第三十四条 【电力市场技术支持系统】电力交易机构、电力

调度机构负责建设、维护、更新电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、电力交易平台、自动化系统、数据通信系统等），满足我省电力市场规则体系相关规定的执行需要，建立技术支持系统信息安全保障机制，确保技术支持系统安全稳定运行，保障市场信息及数据安全。

第三十五条 【第三方辅助系统接入】市场主体第三方辅助系统接入电力交易平台，必须符合《山西电力交易平台与市场主体辅助系统信息交互数据接口标准规范》，满足相关接入要求。

第三十六条 【异常行为认定】市场主体应按照平台使用协议要求，加强对自身账号的管理，需通过电力交易平台系统页面前端进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非交易系统技术原因出现异常行为将视为违反平台使用协议要求。

第三十七条 【异常行为处置措施】电力交易机构应按照山西省能源局、山西能源监管办要求，对市场主体违反平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或全部账号等措施。

第三十八条 【违法行为处置】根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国数据安全法》（2021）及《中华人民共和国网络安全法》有关条款，对市场主体违反法律施行篡改、破坏、泄露或者非法获取、非法利用电力交易数据的行为，电力交易机构有权通过司法途径追究其法律责任。

第七章 配套实施细则制定修订管理

第三十九条 【规则体系】本规则与配套实施规则共同构成山西电力市场规则体系，配套实施细则主要包含《山西省电力市场管理实施细则（注册与退出）》、《山西省电力市场管理实施细则（计量）》、《山西省电力市场管理实施细则（信用）》、《山西省电力市场管理实施细则（零售市场）》、《山西省电力现货市场交易实施细则》、《山西省电力市场中长期交易实施细则》、《山西省电力辅助服务市场实施细则》、《山西省电力市场电费结算实施细则》及市场监管实施细则、信息披露实施细则等。

第四十条 【管理要求】由山西省能源局负责牵头，会同山西能源监管办，依据本规则，结合市场运行实际，制定修订相关实施细则，并按程序发布，作为山西电力市场运行与电费结算依据。

第四十一条 【制修订机制】在山西省人民政府的统筹和领导下，各部门与单位按各自职责开展实施细则制修订工作：

（一）山西省能源局牵头，会同山西能源监管办成立联合工作组，组织市场运营机构和市场主体代表成立电力现货市场研讨专班，负责省内电力市场实施细则的制定和修订具体工作。

（二）山西省电力市场管理委员会依据国家及省内有关规则，负责收集各市场主体的意见建议，提出完善电力市场实施细则的建议，参与制定全省电力市场交易实施细则，并对实施细则涉及的相关内容进行表决。

（三）国网山西省电力公司参与电力市场实施细则的研究和制定工作。

（四）山西电力交易中心负责提出完善电力市场实施细则的建议。

第四十二条 【实施细则制定】在第三十九条规定的规则体系之外，需新增加的实施细则制定事项，由山西省能源局会同山西能源监管办报请山西省人民政府同意后，启动实施细则制定，并按程序报山西省人民政府同意后发布。

第四十三条 【常规修订】由山西省能源局牵头，会同山西能源监管办，根据市场运行实际情况适时组织修订完善，并按程序发布。

第四十四条 【紧急修订】紧急情况下，电力市场实施细则的修改程序可以简化。紧急情况包括但不限于重大的细则漏洞、国家政策的重大变动等。

（一）山西省能源局、山西能源监管办协商一致后，可以宣布立即中止部分实施细则条款。宣布中止条款时，应发布中止理由。

（二）山西省能源局、山西能源监管办应在宣布中止条款后10天内，提出实施细则修订计划，包括可能的修改建议等。

第四十五条 【合法性监督】山西省司法厅按照职责负责配套细则制定和修订的合法性监督，对存在超越权限和违反程序出台的，及时进行纠正。任何单位不得超越权限和违反程序出台实施细则，擅自改变和影响市场主体的合法权益。

第八章 附则

第四十六条 【修订】本规则由山西省能源局牵头组织修订，并报请山西省人民政府同意后，按程序发布。

第四十七条 【解释】国家发布和本规则相关的新政策时，本规则相关条款同步调整修改。

山西省电力市场管理实施细则 (准入注册与退出部分)

(试运行 V12.0)

2022 年 6 月

目 录

1 . 总 述.....	1
2 . 适用范围.....	1
3 . 引用文件.....	2
4 . 术语定义.....	3
5 . 市场成员权利和义务.....	3
6 . 市场准入.....	8
6.1 基本要求.....	8
6.2 注册条件.....	8
7 . 市场注册.....	11
7.1 注册程序.....	12
7.2 注册信息共享.....	16
8 . 信息变更.....	17
8.1 基本原则.....	17
8.2 发电企业信息变更.....	17
8.3 电力用户信息变更.....	17
8.4 虚拟电厂信息变更.....	19
8.5 售电公司信息变更.....	19
8.6 独立辅助服务提供者.....	21
9 . 市场退出.....	21

9.1 申请退出.....	21
9.2 强制退出.....	24
9.3 退出处理.....	26
9.4 停牌复牌.....	27
9.5 虚拟电厂停牌复牌.....	29

1. 总 述

为规范电力市场主体的准入、注册与退出业务，保障山西电力市场安全有序运转，依据《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、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 国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕457号）、山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16号）、山西能源监管办 山西省发展改革委 山西省能源局《山西省电力中长期分时段交易实施细则》（晋监能〔2021〕7号）、山西省能源局 山西能源监管办《关于印发售电公司管理实施细则的通知》（晋能源电力发〔2022〕183号）等文件精神，根据《山西电力市场运营基本规则》制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于各类电力市场主体在山西电力市场的市场准

入、市场注册、信息变更、市场退出等服务和管理。

3. 引用文件

(1)《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》(中发〔2015〕9号)

(2)《国家发展改革委 国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》(发改经体〔2016〕176号)

(3)《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)

(4)国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)

(5)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)

(6)国家发展改革委 国家能源局《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)

(7)《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)

(8)山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(晋发改商品发〔2021〕457号)

(9)山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》(晋监能〔2020〕16号)

(10) 山西能源监管办 山西省发展改革委 山西省能源局《山西省电力中长期分时段交易实施细则》(晋监能〔2021〕7号)

(11) 山西省能源局 山西能源监管办《关于印发售电公司管理实施细则的通知》(晋能源电力发〔2022〕183号)

4. 术语定义

(1) 电力交易平台：在本细则中特指山西电力交易平台。

(2) 市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指山西电力交易中心有限公司、国网山西省电力公司调控中心；

(3) 市场准入：指符合政府相关规定和本细则所规定的条件，通过准入流程，获得进入山西电力市场的资格。

(4) 市场注册：指获得市场准入资格的市场主体，到电力交易机构进行注册。

(5) 信息变更：指市场主体对市场注册时提供的信息进行变更，或者向市场公告其他变化情况。

(6) 市场退出：指各类市场主体，主动或被动退出山西电力市场，失去在山西电力市场进行电力交易的资格。

(7) 分时计量：以 15 分钟为 1 个时段对电量进行计量。

5. 市场成员权利和义务

5.1 发电企业的基本权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，按规定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，有权获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

5.2 电力用户的基本权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）按规定披露和提供信息，有权获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；

（五）遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

5.3 售电公司的基本权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。

（三）与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。

（四）不得干涉用户自由选择售电公司的权利。

（五）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（六）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（七）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（八）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（九）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

5.4 虚拟电厂的基本权利和义务：

（一）按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等

电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47
电力市场交易平台
相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

5.5 独立辅助服务提供者的基本权利和义务：

(一) 按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

(四) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等
电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47
电力市场交易平台
相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

5.6 电网企业的基本权利和义务：

(一) 保障输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

(三) 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电
电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47
电力市场交易平台
服务；

(四) 按规定负责电费结算，代收代付政府性基金及附加等；

(五) 预测并确定优先购电电力用户的电量需求，执行厂网
电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47
电力市场交易平台
间优先发电等合同；

(六) 代理暂无法直接参与市场交易的工商业用户通过电力
电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47
电力市场交易平台
市场购电，按政府定价向优先购电电力用户以及其他未直接参与
市场交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合
同和购售电合同；

（七）按规定披露和提供信息；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

5.7 电力交易机构的基本权利和义务：

（一）组织各类中长期交易；

（二）按授权拟定相应的电力交易实施细则；

（三）编制年度和月度等日以上的交易计划

（四）负责市场主体的注册管理；

（五）出具电力交易结算依据，提供相关服务；

（六）监视和分析市场，不定期报告市场主体异常交易或违法违规交易行为，合同执行情况及处理建议；

（七）负责山西电力交易平台建设与运维；

（八）配合山西省能源局、山西能源监管办对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

（九）按规定披露和发布信息；

（十）经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

5.8 电力调度机构的基本权利和义务：

（一）按调度范围开展安全校核；

（二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

（三）负责电力现货市场、辅助服务市场交易组织等工作；

（四）做好电力现货市场技术支撑系统的运行维护；

(五) 向电力交易机构提供安全约束条件、基础数据和安全性校核结果，配合电力交易机构履行市场运营职能；

(六) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果执行；

(七) 按规定披露和提供相关信息；

(八) 经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

6. 市场准入

参加电力市场交易的企业和用户，需要满足一定的条件，才能获得进入市场的资格。

6.1 基本要求

参加市场交易的发电企业、电力用户、售电公司、储能企业、虚拟电厂（“负荷类”虚拟电厂、“源网荷储一体化”虚拟电厂）、独立辅助服务提供商应当是具有法人资格、财务独立核算、信用评价合格、能够独立承担民事责任的经济实体。非独立法人的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可以参与相应的电力交易。

6.2 注册条件

6.2.1 发电企业

(1) 现役省调燃煤机组。

(2) 天然气发电、风电、太阳能发电、水电、生物质发电等清洁能源发电企业。

(3) 符合国家产业政策和基本建设审批程序，并取得发电

业务许可证、污染物达标排放的发电企业。

(4) 参加市场交易的发电企业，还须具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

6.2.2 电力用户

(1) 自备用户。拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

(2) 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）。

(3) 未被列入国家及省政府负面清单。

(4) 参加市场交易的电力用户，计量装置须具备智能表及采集终端条件，具备日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线的技术能力，且具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

(5) 对已直接参与市场交易但无售电公司代理的一般工商业果库用户，自 2021 年 12 月 1 日起执行电网企业代理购电价格。

(6) 对居民、农业用户分表中存在有一般工商业计量点的，用户可选择直接参与市场化交易，或由电网企业代理购电。由电网企业代理购电时，用户暂不在交易平台注册，由电网企业将一般工商业计量点信息推送至交易机构进行备案，执行电网企业代理购电价格。用户执行居民、农业电价的计量点继续执行相应目录电价。

6.2.3 售电公司

(一) 依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

(二) 资产要求。

1. 资产总额不得低于 2 千万元人民币。

2. 资产总额在 2 千万元至 1 亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过 30 亿千瓦时的售电业务。

3. 资产总额在 1 亿元至 2 亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过 60 亿千瓦时的售电业务。

4. 资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。

(三) 从业人员。售电公司应拥有 10 名及以上具有劳动关系的全职专业人员。专业人员应掌握电力系统基本技术、经济专业等知识，具备风险管理、电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有电力、能源、经济、金融等行业 3 年及以上工作经验。其中，至少拥有 1 名高级职称和 3 名中级职称的专业管理人员，技术职称包括电力、经济、会计等相关专业。

(四) 经营场所和技术支持系统。售电公司应具有固定经营场所及能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台，参与电力批发市场的售电公司技术支持系统应能接入山西电力交易平台。

(五) 信用要求。售电公司法定代表人及主要股东应具有良好的财务状况和信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。董事、监事、高级管理人员、从业人员无失信被执行记

录。

(六) 法律、行政法规和地方性法规规定的其他条件。

6.2.4 虚拟电厂

(1) 虚拟电厂运营商应为已取得售电资质，并在电力交易平台正式注册的售电公司。

(2) 在山西省智慧能源服务平台完成响应资源认定和系统测试。

(3) “负荷类”虚拟电厂聚合资源，已在电力交易平台注册生效选择参与电力交易的用电企业。负荷资源参与虚拟电厂测试前，应与虚拟电厂具备生效的绑定关系，绑定关系不得低于6个月。

(4) “源网荷储一体化”虚拟电厂的注册条件，按照相关规则执行。

6.2.5 独立辅助服务提供者

(1) 具有辅助服务能力、通过电力调度机构技术能力测试后，可以作为独立辅助服务提供者参与市场交易；

(2) 鼓励电储能设备、分布式微电网、需求侧(如可中断负荷)运营方等参与市场交易。

7. 市场注册

获得准入资格的市场主体，需要按照市场注册管理制度，完成注册程序，才能获得进入山西电力市场进行交易的资格和权限。

发电企业向电力交易机构提出参与电力市场交易申请，按规

定程序纳入市场主体准入目录。对于新投产的新能源企业，在当月 15 日前获得发电业务许可证后，应及时通知省电力公司调控中心和山西电力交易中心，经向市场公布后，次月起自动准入现货市场，参与现货市场交易。

符合国家及省内相关准入规定、且不在负面清单范围以内的电力用户，在选择直接参与市场交易前，电网企业应将新增用户信息推送至交易平台，用户在交易中心履行注册后可参与交易。由电网企业代理购电的用户（含新装用户），可在每季度（自然季度）最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电相应终止。

售电公司按照《售电公司管理实施细则》及相关规则执行。

虚拟电厂按照政府主管部门有关要求，完成建设及入市流程后，在山西电力交易平台提出注册申请，虚拟电厂运营主体、聚合负荷资源等注册信息应与准入信息保持一致。

7.1 注册程序

拟参与电力市场交易的发电企业、售电公司、虚拟电厂、电力用户等各类主体，均需在电力交易机构进行市场注册。经电力交易机构完整性核验后，获得交易资格和交易权限。

7.1.1 发电企业注册

(1) 新投产发电机组在并网前，向电力交易机构提交注册申请，以便于结算工作正常开展。

(2) 发电企业在交易平台网站自助注册，申请注册账号，注

册时需要提供的注册资料包括但不限于：发电企业注册申请表及信息表；银行开户许可证；营业执照；法人代表身份证；授权委托书；发电业务许可证（新并网企业提供“山西省电力建设工程备案证明”）；建设核准文件；机组电价批复；计量关口文件及工作票；设备批准书；环保证明文件（除尘、脱硫、脱硝、超低排放等）；供热证明。若现货市场采取节点电价机制，在注册信息中明确发电机组所在节点信息。电力交易机构收到发电企业提交的注册申请和注册信息、材料等，在5个工作日内完成材料的完整性核验。对材料不全或不符合规范的，发电企业应在2个工作日内对材料进行补充和完善。

（3）电力交易机构以短信或邮件方式通知完成自助注册的发电企业提交相关资料原件开展形式审查，审查通过后注册生效。

（4）发电企业纳入准入目录后，向电力交易机构提供发电业务许可证及相关支撑材料，并签订入市承诺书后，取得交易资格。

7.1.2 电力用户注册

（1）符合准入条件的电力用户向电力交易机构提交注册申请。

（2）电力用户在交易平台网站自助注册，申请注册账号，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；法定代表人身份证。电力用户注册时从电网企业营销系统内获取用户用电信息（包括用户编号、户名、计量点等信息），与注册材料一并提

交。电力交易机构收到电力用户提交的注册申请和注册信息、材料等，在5个工作日内完成材料的完整性核验。对材料不全或不符合规范的，电力用户应在2个工作日内对材料进行补充和完善。

(3) 电力交易机构以短信方式通知电力用户注册生效，3个工作日内完成交易账号权限配置等。电力用户签订入市承诺书后，取得交易资格。

7.1.3 虚拟电厂注册

(1) 按照《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》要求，完成建设及入市流程后，向电力交易机构提交注册申请。

(2) 虚拟电厂在交易平台网站自助注册，申请注册账号，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：立项方案、评估结果、公示情况、系统测试报告、调度协议、技术性能测试参数等，同时提供与聚合资源签订的聚合协议。

(3) 虚拟电厂取得调度协议后，应在通过电力交易平台提出注册申请，交易中心收到申请后5个工作日反馈注册情况。交易中心每月第10日前汇总流程完整、注册有效的虚拟电厂主体，列入虚拟电厂准入目录，并报省能源局备案。完成注册的虚拟电厂可自次月起按照本细则参与各类电力交易。

7.1.4 售电公司注册

(1) 电力交易机构负责售电公司注册服务。符合注册条件的售电公司自主选择电力交易机构办理注册，获取交易资格。已完成注册售电公司按相关交易规则公平参与交易。外省推送的售

电公司在山西具备相应的经营场所、技术支持系统后，平等参与山西电力市场化交易。

(2) 电力交易机构负责对首次办理注册的售电公司有关材料进行完整性审查，必要时组织对售电公司进行现场核验。注册手续均通过网上办理，网上提交的材料审查通过后，与当事人进行原件核对。

(3) 售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并通过电力交易平台向电力交易机构提交以下资料：工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、资产和从业人员信息、开户信息、营业执照、资产证明、经营场所和技术支持系统证明（建议增加信用情况佐证材料）等材料。

1) 营业执照经营范围必须明确具备电力销售、售电或电力供应等业务事项。

2) 需提供资产证明包括，具备资质、无不良信用记录的会计师事务所出具的该售电公司近3个月内的资产评估报告，或近1年的审计报告，或近6个月的验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。对于成立时间不满6个月的售电公司，需提供自市场监督管理部门注册以后到申请市场注册时的资产评估报告，或审计报告，或验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。

3) 从业人员需提供能够证明售电公司全职在职员工近3个月的社保缴费记录、职称证书，社保应包含养老、医疗、工伤、

失业等 4 类。从业人员不能同时在两个及以上售电公司重复任职。

4) 经营场所证明需提供商业地产的产权证明或 1 年及以上的房屋出租合同、经营场所照片等。

5) 接入电力交易平台的售电公司技术支持系统, 需提供安全等级报告和软件著作权证书以及平台功能证明, 对于购买或租赁平台的还需提供购买或租赁合同。

6) 其他能够证明业务资质的材料。

(4) 电力交易机构收到售电公司提交的注册申请和注册材料后, 在 7 个工作日内完成材料完整性审查, 并在满足注册条件后完成售电公司的注册手续。对于售电公司提交的注册材料不符合要求的, 电力交易机构予以一次性书面告知。

(5) 接受注册后, 电力交易机构要通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站, 将售电公司满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示, 公示期为 1 个月。

(6) 公示期满无异议的售电公司, 注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易市场主体目录, 实行动态管理并向社会公布。

(7) 公示期异议等注册程序按照《售电公司管理实施细则》及相关规则执行。

7.2 注册信息共享

电力交易机构应当向其他电力交易机构共享注册信息, 市场主体无需重复注册。电力交易机构按月汇总形成市场化交易的市

场主体目录，向省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和山西电力交易平台网站向社会公布。

8. 信息变更

8.1 基本原则

市场主体注册信息发生变化时，应在变化之日起5个工作日之内向电力交易机构申请信息变更，经过信息变更程序后生效。若市场成员注册信息发生变化而未在交易平台办理信息变更，或者需要补充相关信息而未及时补充的，经核实后电力交易机构会将情况报省能源局、山西能源监管办，并通过“信用中国”和交易平台网站对外进行通报，该情况视为提供虚假信息报第三方征信机构记入信用评级。因市场成员未及时变更信息而产生的后果，由其自行承担相应责任。

8.2 发电企业信息变更

应向电力交易机构提交股权结构、机组容量变更、机组环保电价调整等变更材料。信息变更材料通过电力交易机构核验后变更自动生效。发电企业的机组信息变更，不涉及物理运行参数信息的，由发电企业向电力交易机构提供；涉及物理运行参数信息的，由电力调度机构确认并重新签订并网调度协议，向电力交易机构提供。

8.3 电力用户信息变更

电力用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压

等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。

(1) 对已直接参与市场交易主体的新增用电户号，可随时在交易平台进行注册补录，电网企业在接收到交易中心推送的注册补录用电户号信息后，注册补录的用电户号随主体参与当月市场化交易结算。从接收到注册补录用电户号的次日起，新增用电户号电量参与现货分时计算，在此之前的电量纳入月度调平电量进行结算。

(2) 对已直接参与市场交易主体下的用电户号，其新增计量点直接随现有主体参与当月市场化交易结算，当月执行主体交易价格。自业务办理完毕的次日起新增计量点电量参与现货分时计算，在此之前的电量纳入月度调平电量进行结算。

(3) 对用户发生用电类别、电压等级变化的，按照变更前后对应用电类别、电压等级进行分段市场化结算。若用户变更为居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电，则变更后按相应类别目录电价结算，同时用户根据相关流程申请办理退市。

(4) 对用户发生更名或过户的，当月应按原用户与售电公司约定的零售结算方案进行电费结算。自次月起，对用户法人主体未发生变化的，维持与原售电公司的绑定关系。对用户法人主体发生变化的，经用户在电力交易平台办理变更手续后，按新增

直接参与市场交易主体或已直接参与市场交易主体新增用电户号办理。

(5) 对用户发生并户的，并户前按原户分别进行电费结算，并户后按照主户交易信息进行结算，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致。

(6) 对用户发生分户的，分户前按原户进行电费结算，分户后新增的用电户号按新增直接参与市场交易主体或已直接参与市场交易主体新增用电户号办理，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致。

(7) 对用户发生销户的，按照用户实际市场化电量结算，用户需在次月按照市场化电费清算结果结清相关费用后完成销户流程。

8.4 虚拟电厂信息变更

“负荷类”虚拟电厂聚合资源变更期限不得少于6个月，开展变更前应重新进行系统测试，通过测试的虚拟电厂应在通过交易平台提交变更申请，每月10日前汇总变更生效的虚拟电厂更新准入目录，报备省能源局，参与次月交易。虚拟电厂变更是指与负荷资源绑定关系的变更，其他变更的情况按照相关规则执行。

8.5 售电公司信息变更

售电公司注册信息变更分为一般变更和重大变更。售电公司的名称、法定代表人、股东、股权结构、资产总额等信息变更属

于重大变更，上述情形以外的信息变更属于一般变更。

8.5.1 一般变更

售电公司申请注册信息一般变更的，电力交易机构在5个工作日内完成信息变更材料核验，核验通过后变更自动生效。

8.5.2 重大变更

售电公司申请注册信息重大变更的，应再次履行承诺、公示等手续。

售电公司发生重大变更，经政府公示并将变更情况纳入准入目录后，应将信用承诺书、售电公司重大变更申请表及相关证明材料向电力交易机构提交。电力交易机构在收到售电公司变更申请之日起5个工作日内完成完整性核验，确认无误后予以生效。

售电公司信息变更导致不再符合准入条件的，电力交易机构按有关规定强制其退出市场。

8.5.3 重大变更证明材料规范要求

售电公司重大变更相关证明材料规范要求如下：

(1) 企业名称变更的，须提交工商核准变更通知书、变更后营业执照、公司章程、银行开户信息、授权委托书。

(2) 法定代表人变更的，须提交变更后营业执照，法定代表人身份证明、授权委托书。

(3) 股东情况、股权结构变更的，须提交变更后的股东身份信息、股权转让协议、公司章程及工商部门备案登记材料等相关文件。

(4) 资产总额变更的，须提交资产佐证材料。

8.5.4 售电公司业务范围变更

售电公司业务范围扩至其他省，可在山西电力交易中心或北京电力交易中心办理业务范围变更手续。电力交易机构收到业务范围变更申请后，将售电公司注册信息共享至相应省电力交易机构，在有关省进行承诺、申请、公示、备案。业务范围变更期间，原业务范围保持有效，可参与原业务范围的市场交易，新增业务范围需变更生效后方可参与交易。

8.6 独立辅助服务提供者

独立辅助服务提供者的一般信息变更包括：独立辅助服务提供者注册信息变更。

9. 市场退出

市场主体的退出机制包括主动申请退出和强制退出两种。在强制退出前的限期整改期间，可以对相关市场主体实施停牌，整改通过可以复牌，不通过则强制退出。虚拟电厂退出，按照《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》退市流程办理。

9.1 申请退出

9.1.1 申请退出条件

已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可以办理正常退出手续：

- (1) 市场主体宣告破产，不在发电或者用电；
- (2) 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市

市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

(3) 因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

符合上述条件的市场主体，在办理主动申请退出手续后，执行国家有关发用电政策。

市场交易主体在交易合同履行过程中禁止退出，如需退出，应在妥善处理交易相关事宜并按合同约定补偿有关方面损失后退出。

发电企业计划退役停产的，提前向电力交易机构提供省发改委、环保局、能源局、电力监管机构、电网企业出具的有关佐证文件，电力交易机构为发电企业办理退出手续，注销发电企业在电力交易平台的注册信息。

电力用户无法履约的，应在退出日前 45 天书面告知电力交易机构、电网企业、售电公司以及其他相关利益方。电力用户退出市场前，应将所有已签订的购电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

售电公司因运营不善、资产重组或者破产倒闭、欠费等特殊原因退出市场的，应在退出日前 45 天通知省政府管理部门、电力交易机构以及电网企业和电力用户等相关利益方。售电公司退出市场前，应解除与电力用户建立的代理关系，优先保障市场化费用及欠费的清缴，将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供有偿保底供电服务。

9.1.2 申请退出程序

(1) 申请注销

电力用户可以自愿申请退出市场，并提前 45 天向电力交易机构提交市场注销申请，申请内容包括：

1) 自愿退市申请书，内容包括：市场退出原因、与其它市场主体之间的交易及费用结算情况、尚未履行的市场交易合同及对未履行合同的处理协议、拟退市日期。

2) 自愿退市承诺书，承诺退市后，本企业及法人代表 3 年内不再选择市场化交易。

售电公司退出按照国家有关售电公司管理规定执行。

发电企业退出参照有关规定执行。

(2) 资料审查、归类

电力交易机构在收到电力用户自愿退出市场的申请后，将相关信息提供至电网公司，5 个工作日内完成对电力用户提交的申请和相关材料的审查，材料不全的通知其进行补充。同时电网公司核实用户退市申请相关信息并书面反馈电力交易机构。电力交易机构根据电网公司反馈意见，对收集到的申请和材料进行初步归类，符合正常退市条件的，归类为正常退市用户，否则归类为无正当理由退市用户。交易机构每月第 5 个工作日将退市申请、

相关材料、归类情况报请省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门审核。

(3) 公示

交易机构将退市申请、相关材料、归类情况、省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门的审核意见通过交易平台、“信用中国”等政府指定网站向社会公示，公示期 10 个工作日。

(4) 办理注销

公示期满无异议的，可办理退出市场手续。

(5) 备案

电力交易机构按月汇总市场主体注销情况并向省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易机构网站向社会公布。

9.2 强制退出

9.2.1 强制退出情形

发生以下情形，可对该市场主体实施强制退出并取消注册：

(1) 因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业等情况）；

(2) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

(3) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

(4) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

(5) 发生重大安全生产和污染事故；

(6) 因违反交易规则及市场管理规定等情形被停牌整改，且未在期限内完成整改的；

(7) 法律、法规规定的其他情形。

9.2.2 强制退出程序

(1) 启动强制退市程序

电力交易机构将符合强制退出情形的售电公司名单及相关材料上报山西能源监管办、省能源局审核（审核意见表后附），山西能源监管办、省能源局审核无误并书面告知电力交易机构后，电力交易机构即对相关售电公司启动强制退市程序。

(2) 通知相关利益方

启动强制退出程序后，电力交易机构即通知相关利益方核实拟退市售电公司相关市场行为，包括但不限于：拟退市售电公司是否存在拖欠电费、是否存在尚未履约的合同，相关利益方书面反馈交易机构。如经相关利益方核实，拟退市售电公司无欠费或未履约合同等问题的，电力交易机构按流程（4）进行公示。如经核实，拟退市售电公司存在欠费或未履约合同等问题的，电力交易机构按照流程（3）处置相关问题，处置完毕后，按照流程（4）组织公示。

(3) 处置相关问题

售电公司被启动强制退出程序后，该售电公司与代理的零售用户自动解除绑定，相关零售用户可在规定时间自由选择其他售

电公司或发电企业购电。

1.如拟退市售电公司仅存在拖欠电费情形，则在相关售电公司缴清欠费后，由电网公司通知交易机构，交易机构按照流程(4)组织公示。

2.如拟退市售电公司仅存在尚未履约的合同，售电公司通过交易平台优先将未履行的合同转让给其他市场主体或通过回购方式处理；未转让或回购的合同终止执行，有关事宜处理完毕后，电力交易机构按照流程(4)组织公示。

3.如拟退市售电公司既存在欠费、又有未履约合同的，相关售电公司按上述办法妥善处置相关事宜后，电力交易机构按照流程(4)组织公示。

(4) 公示

电力交易机构将强制退市售电公司名单通过交易平台、“信用中国”等政府指定网站向社会公示，公示期 10 个工作日。

(5) 注销

公示期满无异议的售电公司，交易机构在交易平台为其办理退市手续。

(6) 备案

电力交易机构按月汇总售电公司注销情况并向山西能源监管办、省能源局备案，并通过“信用中国”网站和交易平台向社会公布。

9.3退出处理

被强制退市或无正当理由退市的市场主体，原则上原法人以及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

9.4 停牌复牌

因违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可要求市场主体限时整改，整改期间对该市场主体的交易资格和交易权限进行全部或部分暂停。

存在下列情形的，或收到省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门、电网企业等相关部门提供的书面说明后，电力交易机构应在3个工作日内向相关市场主体出具正式的停牌通知或函件，暂停其次月起的交易资格，并在交易平台发布相关公告：

- (1) 存在不履行合同、欠费等不良市场行为的；
- (2) 存在违约用电、违法转供电等不良用电行为情节严重的；
- (3) 滥用市场力、串通交易、合谋获利、场外返还服务费等影响市场化交易公平开展的；
- (4) 存在恶意报价、伪造合同等扰乱市场秩序行为的；
- (5) 售电公司未按时足额缴纳履约保函、保险、保证金，经书面提醒仍拒不足额缴纳的；
- (6) 山西能源监管办和省政府管理部门依据市场规则认为其他有必要的情形。

暂停市场主体交易资格后，电力交易机构应及时向省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门报告。停牌期间，该市场主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。对

因履约保函等风险防控原因引起的停牌，整改期限为 1 个月；对因其他原因引起的停牌，整改期限为 3 个月。售电公司被停牌后，自暂停交易月起，所代理零售用户强制解除绑定关系。强制解绑后的用户可重新选择售电公司进行绑定确认，也可自愿选择通过批发市场直接向发电企业购电；未进行上述选择的电力用户保留 1 个月直接参与市场交易资格，期间若该类用户未发生实际交易行为，次月由电网企业代理购电，用电价格执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍。

因欠费原因致使停牌的，考虑其妥善处置所持有合同的情况，暂不暂停其合同回购、转让交易资格，允许其与合同对方开展回购交易，或将所持有的合同转出至其他市场主体，但不允许转入新合同。

市场主体按要求及时完成整改后，需以书面形式向电力交易机构申请复牌，并提供相关证明材料。因欠费、未遵守履约保函等风险防范管理措施等原因被停牌的，电网企业相关部门在收到缴费、履约保函、履约保险、履约保证金后 3 个工作日内，向电力交易机构提供相关书面说明。电力交易机构应在 3 个工作日内核实确认后，向市场主体出具复牌通知或函件，明确复牌时间及交易权限，并在交易平台发布相关公告；经核实未完成整改的，不予复牌。

批发市场主体自复牌之日起恢复其交易资格和权限，零售市场用户自次月起恢复其交易资格和权限。

售电公司停牌后，售电公司仍需履行零售市场等义务，与零售用户约定零售市场结算方案。

零售用户停牌后，零售用户与相应售电公司解绑，停牌期间不再申报零售市场结算方案，按照保底电价进行结算。

9.5 虚拟电厂停牌复牌

每月 15 日前，次月不满足运行条件的虚拟电厂，可向交易中心自愿提出暂停申请，经电网企业、交易中心核验后，由交易中心报省能源局同意后，公布暂停名单，自次月暂停虚拟电厂交易资格，给予 3 个月整改期限，到期未整改取消虚拟电厂主体资格。被暂停的虚拟电厂自次月起以售电公司主体身份参与各类交易。整改完成的虚拟电厂主体重新履行注册变更程序后，可恢复虚拟电厂资格。

若连续三个月五个交易时段申报调节容量均小于测试认定调节容量的 50% 且小于 10MW，则对该市场主体启动强制退出程序，按相关程序转为批发市场用户。

山西省电力市场管理实施细则 (计量管理部分)

(试运行 V12.0)

2022 年 6 月

目 录

1. 总 述.....	1
2. 适用范围.....	1
3. 引用文件.....	1
4. 术语定义.....	1
5. 基本要求.....	3
5.1 关口计量装置管理目的.....	3
5.2 关口计量装置管理要求.....	3
5.3 电能计量采集管理信息系统管理要求.....	3
6. 职责分工.....	4
6.1 电网企业.....	5
6.2 发电企业.....	5
6.3 拥有配电网运营权的售电公司.....	6
7. 关口计量装置管理.....	6
7.1 关口计量点设置.....	6
7.2 关口计量装置配置要求.....	7
7.3 关口计量装置运行管理.....	8
8. 计量数据管理.....	8
8.1 计量数据异常处理.....	8

8.2 不具备自动采集条件发电企业计量数据处理.....9

8.3 入市、退市电力用户电能示值的确认.....9

9. 封印管理.....9

10. 数据拟合规则..... 10

10.1 发电侧电能示值采集补全算法..... 10

10.2 用户侧电能示值采集补全算法..... 11

10.3 电能表更换期间的电能示值拟合和补全.....12

1. 总 述

为规范山西电网用于市场交易、市场结算和考核的关口电能计量装置运行管理工作，明确管理职责和范围，确保关口电能计量值的准确统一和装置的安全可靠运行，促进我省电力市场有序开展，特编制本细则。

2. 适用范围

本细则适用于山西省电力市场主体间的关口电能计量装置的安装、运行、维护、管理等。

3. 引用文件

《中华人民共和国电力法》(中华人民共和国主席令 1995 年第 60 号)

《中华人民共和国计量法》(中华人民共和国主席令 2017 年第 86 号)

《中华人民共和国电力供应与使用条例》(中华人民共和国国务院令 2016 年第 666 号)

《中华人民共和国计量法实施细则》(中华人民共和国国务院令 2018 年第 698 号)

《供电营业规则》(中华人民共和国电力工业部 1996 年第 8 号令)

《电能计量装置技术管理规程》(DL/T 448-2016)

《中华人民共和国合同法》(中华人民共和国国务院令 1999 年第 15 号)

4. 术语定义

关口电能计量点：各市场主体间包括电网企业之间、电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间、电网企业与拥有配电网运营权的售电公司之间、拥有配电网运营权的售电公司与其供电范围内用户之间、发电企业发电单元进行电能量结算、考核的计量点，简称关口计量点。

电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器（或专用二次绕组）、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）、关口电能量采集终端。关口电能量采集终端是安装在关口计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

采集成功：关口计量点电能表电能示值（包括日电量示值和曲线电量示值）正常传输至电能计量采集管理信息系统，且数据完整、准确。

采集异常：关口计量点电能表电能示值（包括日电量示值和曲线电量示值）采集正常，但与现场电能表计量示值不一致，或者曲线不完整的。

采集失败：关口计量点电能表、采集终端对电能计量采集管理信息系统命令无响应的。

示值追溯：当某关口计量点因采集异常或失败需要追溯电能示值时，电能计量采集管理信息系统自采集异常或失败当日起向前追溯一年（自然年），并按最后一个采集成功的

示值进行补全。否则，按“零”示值补全。

5. 基本要求

5.1 关口计量装置管理目的

关口计量装置管理目的是保证电能量值的准确性、溯源性，保障电能计量装置安全可靠运行，为电力市场有序规范、公平公正开展，保障市场成员合法权益提供支撑。

5.2 关口计量装置管理要求

关口计量装置管理以电网企业、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础，以统一归口管理为原则开展。

(1) 电网企业应建立电能计量技术管理体系，负责所辖电网电能计量装置监督和管理的工作。电网企业应设置所属电网计量装置的技术管理机构，负责电网企业所有关口计量点的技术管理。

(2) 发电企业负责管理本企业内部考核用电能计量装置的日常维护，并配合电网企业管理与本企业有关的市场结算用电能计量装置。

(3) 拥有配电网运营权的售电公司负责所辖用户电能计量及采集装置的日常运维工作，并配合省级电网企业开展本企业所辖用户结算电量的信息采集、传输、存储。

5.3 电能计量采集管理信息系统管理要求

为适应我省电力现货等市场深化建设需要，全面推行自动化、信息化、智能化等现代科技成果在电能计量装置管理中的应用，省级电网企业应建立统一、规范的电能计量采集

管理信息系统。系统应满足以下要求：

(1) 电能计量采集管理信息系统采集范围应涵盖所有涉及市场结算的关口计量装置。采集数据应满足现货市场交易结算数据需求。

(2) 电能计量采集管理信息系统应保证数据的唯一性，所有数据均来源于现场运行的关口计量装置。原始计量数据不得修改。

(3) 电能计量采集管理信息系统应具有完善的数据校验功能。

(4) 电能计量采集管理信息系统应具有稳定可靠的数据传输通道，包括关口计量装置与电能计量采集管理信息系统之间、电能计量采集管理信息系统与外部系统传输接口之间。

(5) 电能计量采集管理信息系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

6. 职责分工

电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量及采集装置的日常运维，按照电力市场结算要求，定期将电力用户关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负责将发电企业、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。辅助服务

通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

6.1 电网企业

(1) 贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施。

(2) 组织制定所辖电网电能计量标准建设规划及电能计量标准的管理。

(3) 组织制定市场结算及考核电力系统经济技术指标计量点的电能计量装置的配置、更新与发展规划。

(4) 组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审查、并网验收等工作。

(5) 组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量装置现场检验及抽检工作。

(6) 负责电能计量采集管理信息系统的建设、运行与管理。

(7) 组织对所辖电网电能计量装置运行质量的监督、对电量计量重大故障、差错和窃电案件的调查与处理。

(8) 组织对所辖电网电能计量业务管理的统计、分析、报表等工作。

6.2 发电企业

(1) 发电企业应负责本企业电能计量装置的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业关口计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

6.3 拥有配电网运营权的售电公司

(1) 拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量装置的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业关口及所辖用户计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

7. 关口计量装置管理

7.1 关口计量点设置

发电企业、拥有配电网运营权的售电公司根据市场运行需要，按照《中华人民共和国合同法》、《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，向电网企业提出关口计量点的设置申请。电网企业根据申请，在产权分界点处设置关口电能计量点，作为贸易结算计量点。火电、水电机

组在主变高压侧增加设置关口计量点，风电、光伏按照项目分期增加设置关口计量点，作为分机组（分期）电量分劈计量点，火电、水电单机上网电量按分劈计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算，风电、光伏单期上网电量按计量表计直接分劈电量或按分劈计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算。参与贸易结算、电量分劈的关口计量点、电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

新增关口计量点时，由发电企业、拥有配电网运营权的售电公司向电网企业提交相关设计方案，并完成施工，经电网企业验收合格后方可投运。

7.2 关口计量装置配置要求

发电企业，Ⅰ、Ⅱ类电力用户和Ⅲ类重要电力用户的关口计量点，原则上应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套，主副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。其他电力用户关口计量点至少安装一具符合技术要求的电能计量装置。

电能计量装置精度的选择以供电容量及被计量对象的重要程度为基础，按照 DL448-2016 规程要求配置。现场计量装置时钟以北斗或 GPS 标准时钟为基准，实现自动对时。

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据，最小冻结间隔不大于 15 分钟。冻结内容及标识应符合 DL/T645-2007 及其备案文件要求。存储的电能量数据至少保存 10 年。

7.3 关口计量装置运行管理

新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建关口计量装置应在投运后 1 个月内，进行首次现场检验（投运时间以首次抄见电量时间为准）。

现场关口电能计量装置由相关责任部门和人员负责日常维护，保证其封印、接线、外观结构完好，不受人为损坏。发现异常时应及时报送产权单位和运维单位进行消缺处理。

关口计量装置产权单位应定期开展电能计量装置配置情况、修调前检验及监督抽检结果、故障差错情况等统计分析，评价电能计量装置配置水平和运行质量，为制定、实施电能计量装置改造计划提供依据。

市场主体对关口计量装置计量电量有异议时，可向关口计量装置产权单位提出申请，由产权单位组织相关方共同向有资质的计量检定机构提出检验申请。如果检定合格，检定费用由提出单位承担；如果检定存在误差，由产权单位承担检定费用。差错电量按检定结果进行更正。

8. 计量数据管理

8.1 计量数据异常处理

电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。市场结算用的关口计量数据，原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集。自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全。当计量装置故障等问题导致计量

表计示值不可用时，计量装置管理机构依据相关规则出具电量更正报告，由交易机构组织相关市场主体确认后进行电量追退补。

8.2 不具备自动采集条件发电企业计量数据处理

对于暂不具备实现自动采集的发电企业，按照市场规则要求的周期，由该发电企业提供相应关口计量点的计量数据。各相关发电企业应设专人负责严格按时抄表，及时报送关口计量数据。相关发电企业应在不多于一个电费结算周期内完成计量装置的改造，实现计量数据的自动采集。

8.3 入市、退市电力用户电能示值的确认

新进入准入目录的电力用户应在办理注册环节时，与代理售电公司（如果有）、电网企业共同对该用户下所有参与交易的关口计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算起始电能示值的参考值录入算费系统。

申请退出交易的电力用户，应在提交市场注销申请时，与代理售电公司（如果有）、电网企业共同对该用户下所有参与交易的关口计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算终止电能示值的参考值录入算费系统。

9. 封印管理

关口计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。

关口点计量装置变更时，在现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。

相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印，确保封印完好。

10. 数据拟合规则

10.1 发电侧电能示值采集补全算法

对于山西省内参与市场交易的电厂，截至 D+3 日电能计量采集管理信息系统仍无法采集到其电表数据，则由电能计量采集管理信息系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算，并对拟合数据作出明确标示。拟合规则约定如下：

(1) 当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则所缺电量数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，则继续使用下一条拟合规则。

(2) 当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 2 个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数大于 2 个且小于 3 天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近 7 个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。若期间该关口计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败超过3天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

（3）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

10.2 用户侧电能示值采集补全算法

对于山西省内参与市场交易的用户，截至D+3日电能量采集管理信息系统仍无法采集到其电表数据，则由电能量采集管理信息系统对需提供电量进行拟合后用于市场化结算，拟合规则如下：

（1）当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于2个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数大于2个且小于3天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近7个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。若期间该计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败超过3天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

(2) 在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

10.3 电能表更换期间的电能示值拟合和补全

电能计量采集管理信息系统同时采集换表当日新、旧两只电能表的电能示值。换表过程中缺失的曲线示值按照拟合规则进行补全，并参与正常电费结算。换表当天用户侧新表所计电量计入月度调平电量。

山西省电力市场管理实施细则 (信用管理部分)

(试运行 V12.0)

2022 年 6 月

目录

1.总述.....	1
2.适用范围.....	1
3.引用文件.....	1
4.术语定义.....	2
5.管理内容.....	2
5.1 信用管理.....	2
5.2 信用管理对象.....	2
5.3 信用管理主要内容.....	3
6.职责分工.....	3
6.1 电力交易机构职责.....	3
6.2 市场主体职责.....	3
7.信用等级评价.....	3
7.1 信用档案.....	3
7.1 信用评价机制.....	4
7.3 信用评价程序.....	5
7.4 信用评价结果应用.....	5
8.履约保函、履约保险及风险保证金.....	7
8.1 基本要求.....	7

电力市场交易平台 2026年7月8日 7:5:47

8.2 履约保函、履约保险及风险保证金额度.....	7
8.3 有效期.....	8
8.4 履约保函、履约保险及风险保证金提供、追加和退还.....	8
8.5 履约保函、履约保险及风险保证金执行.....	13
9.售电公司市场风险可交易额度.....	14

1.总述

为指导、规范、明确电力市场信用管理工作，实现对电力市场信用与风险的评估、预警和控制，保障山西电力市场安全有序运转，依据《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《山西省人民政府办公厅关于印发山西省售电侧改革实施方案的通知》（晋政办发〔2016〕113号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《山西省人民政府办公厅关于印发山西省电力市场建设试点方案的通知》（晋政办发〔2017〕94号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）等文件要求，根据《山西电力市场运营基本规则》制定本细则。

2.适用范围

本细则适用于山西电力市场运营管理。

3.引用文件

《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》（中发〔2015〕9号）；

《国家发展改革委国家能源局关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》（发改运行规〔2018〕233号）；

《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）；

《关于印发〈全省电力市场售电公司信用评价与风险防范管理办法〉（试行）的通知》（晋能源电力发〔2020〕536号）。

4.术语定义

（1）售电公司履约保函、履约保险：指经国务院银行、保险监督管理机构批准设立、颁发金融、保险许可证且具有相应业务资格的商业银行（山西省内）、企业集团财务公司、保险公司，应售电公司请求，向电网企业开立的、或签订售电业务保险合同保证该售电公司履行市场交易、结算义务及电费支付的书面信用担保凭证或保险合同。

（2）售电公司风险保证金：指为防范已存在风险的售电公司可能出现的各类违约责任，由售电公司缴纳的现金保证。

5.管理内容

5.1 信用管理

由电力交易机构协助政府部门进行电力市场信用评价和管理，根据市场主体信用评价结果和市场运营情况，建立市场主体信用管理机制。

5.2 信用管理对象

现阶段，信用管理对象为参与电力市场的发电企业、售电公司、电力用户，电网企业。

5.3 信用管理主要内容

信用管理主要包括：市场主体信用等级评价、履约保函及保险管理、风险保证金管理等。

6. 职责分工

6.1 电力交易机构职责

协助政府部门对信用管理对象进行信用等级评价、风险分级管理、履约保函及保险管理、风险保证金管理。

6.2 市场主体职责

(1) 遵守电力市场信用管理的制度和办法，主动配合开展信用评价。

(2) 按照信用管理结果及时足额提交履约担保。

(3) 配合落实履约风险控制措施。

7. 信用备案

符合准入条件的市场主体按照有关规定，通过承诺、公示等环节在电力交易机构完成注册，获取交易资格后，由电力交易机构汇总相关材料，在政府部门进行信用备案。

8. 信用等级评价

8.1 信用档案

售电公司申请入市进入山西电力市场，按照国家、省有关要求，对自身遵信守法行为自愿接受监督并承担违约责任作出承诺，

并提供从“信用中国”网站打印的信用报告便于政府管理部门和电力交易机构事前核查。曾作出虚假承诺或违背承诺并被计入信用记录，以及有较严重的不良信用记录的售电公司，在信用修复前，不适用信用承诺制。

售电公司准入过程，通过交易平台、信用中国（山西）、政府指定的其他网站等进行公示，接受社会监督。参与电力市场业务过程，每年度通过售电公司信用评价机制、“双随机、一公开”售电公司现场核查，对市场主体践诺行为进行核查。

电力交易中心负责售电公司信用档案的日常管理，按月汇总报送省级政府电力主管部门、监管机构，经认定后将违法违规情况、奖惩措施等计入售电公司信用档案。

售电公司信用档案记录内容纳入信息披露范围，通过电力交易平台实时更新、公开披露，并依法依规共享信用信息至“信用中国（山西）”等网站。

8.2 信用评价机制

评价主体为符合准入条件并按照有关规定，通过承诺、公示等环节在山西电力交易中心完成注册的售电公司。售电公司按照本办法向评价机构提供相应的数据和资料，配合开展信用评价工作。

评价机构为山西电力交易中心。根据售电公司信用评价体系统一的评价标准，对售电公司开展信用评价，并对最终评价结果

承担主体责任。

评价标准为《山西电力市场售电公司信用评价指标体系》。依据信用评价指标体系评分结果，信用评价等级设置为 AAA、AA、A、BB、B、C、D 七个等级。

依据信用评价等级开展售电公司风险防范管理。售电公司风险级别按照严重程度划分为低风险、一般风险、较大风险、重大风险四个级别，低风险对应信用评级结果为 BB 级及以上或无评级、一般风险对应信用评级结果为 B 级、较大风险对应信用评级结果为 C 级、重大风险对应信用评级结果为 D 级。

依据风险级别分别执行履约保函、履约保险或风险保证金等风险防范管理措施。低风险售电公司，可选择执行履约保函、履约保险、风险保证金三种方式中的一种风险防范管理措施；一般风险、较大风险售电公司，执行风险保证金制度措施。

8.3 信用评价程序

售电公司信用评价每年度开展一次，评价周期为上年 7 月至当年 6 月。对于纳入售电公司目录且在评价周期内未开展任何交易业务的售电公司，不做评级。根据定期复查和不定期抽查结果进行等级调整。

山西电力交易中心依据评价资料记录在评价周期结束后的次月完成售电公司信用评价，形成评价分值、等级。评价结果通过山西省级政府电力主管部门网站、山西电力交易平台面向市场

主体公示

8.4 信用评价结果应用

根据评价等级选择执行相应风险防范管理措施。无评价结果、评价等级为 BB 级及以上，售电公司风险级别为低风险，可选择执行履约保函或履约保险两种风险防范管理措施。评价等级为 B 级，售电公司风险级别为一般风险，山西电力交易中心通过公告、通知等形式对其他市场主体发出风险预警，执行风险保证金风险防范管理措施。评价等级为 C 级，售电公司风险级别为较大风险，山西电力交易中心通过公告、通知、函件、系统提示等方式向其存在合同关系的相关方发出风险预警。期限未完成相应问题整改，评价结果修改为 D 级，执行重大风险防范措施。评价等级为 D 级，售电公司风险级别为重大风险，执行重大风险防范措施，启动强制退市程序。

依据风险级别分别执行履约保函、履约保险或风险保证金等风险防范管理措施。低风险售电公司，可选择执行履约保函、履约保险、风险保证金三种方式中的一种风险防范管理措施；一般风险、较大风险售电公司，执行风险保证金制度措施。BB 级及以上、无评级售电公司无论选择履约保函还是风险保证金，均执行标准额度，须递交不低于未来 2 个月待结算合同电量对应的保函、保险额度或风险保证金。

根据售电公司风险情况，按照《国家发展改革委国家能源局

关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》（发改运行规〔2018〕233号）、《国家能源局综合司关于明确电力领域失信联合惩戒对象名单管理有关工作的通知》（国能综通资质〔2019〕33号）的相关规定，将有关售电公司列入“黑名单”；并根据国家17部委联合印发的《关于对电力行业严重违法失信市场主体及其有关人员实施联合惩戒的合作备忘录》（发改运行〔2017〕946号）的规定实施联合惩戒。

“黑名单”信息通过“信用中国（山西）”等网站公示。

9. 履约保函、履约保险及风险保证金

9.1 基本要求

（1）由电力交易机构统一负责履约保函、履约保险及风险保证金的计算、收取和管理，组织市场主体按规定缴纳履约保函、履约保险及风险保证金。

（2）企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具履约保函。

（3）拥有配电网运营权的售电企业履约保函要求另行明确。

（4）山西电力交易中心在金融机构开通风险保证金专用银行账户，对缴纳的风险保证金实行统一管理，风险保证金缴纳后，由风险保证金账户开户银行按活期利率支付利息，每季度公开发布账户信息，做到每个售电公司账务明晰，风险保证金活期计息按季度计算，缴存不足1个季度则不计息。

9.2 履约保函、履约保险及风险保证金额度

自 2022 年年度交易起,售电公司与零售用户建立绑定关系之前,须按照零售用户上年度月均电量的 2 倍(相当于未来 2 个月交易电量),以不低于 0.05 元/千瓦时的标准,足额缴纳履约保函、保险、保证金。若履约保函、保险、保证金不足,则不能绑定零售用户。

9.3 有效期

参与年度、月度、月内交易的履约保函、履约保险或风险保证金的终止日期为交易年度延后半年及以上。如,参与 2022 年年度、月度、月内交易,终止日期至少为 2023 年 6 月 30 日。若售电公司年内暂停交易或退出后保留其履约保函 6 个月,期满退还。

9.4 履约保函、履约保险及风险保证金提供、追加和退还

9.4.1 提供

(1) 售电公司根据市场化业务预期开展情况,在每月 10 日之前到山西电力交易中心办理递交、变更履约保函、履约保险及风险保证金等事宜。拟参加次年电力交易业务的售电公司,原则上每年 11 月底之前向山西电力交易中心递交履约保函,提供履约保险合同,或提出缴纳风险保证金书面申请,并缴纳风险保证金。拟参加年内交易(含多月、月度、月内等各类交易)的售电公司,应提前 1 个月递交履约保函或提供履约保险合同或缴纳风险保证金。在收到履约保函、履约保险及风险保证金后 5 个工作

日内向售电公司开具收函证明。

(2) 售电公司未在规定时间内足额提供履约保函、履约保险的，或超过有效期，且未在规定时间内补充提交新的履约保函、履约保险时，暂停该售电公司买入电量的交易资格。若持有待结算合同电量，应转出或与卖方协商回购，否则视同售电公司放弃履行相关市场化交易合同，风险等级认定为一般风险，由此产生的损失，电网企业、零售用户可按相关规定或合同约定追究售电公司的违约责任。

9.4.2 追加

当市场主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求市场主体追加履约保函、履约保险。售电公司预计交易电量规模发生变化，导致超过其提交履约保函额度对应的电量规模时，售电公司应及时追加履约保函、履约保险额度，在追加前限制其交易电量规模，由此引起交易相关方的损失，由售电公司全额承担。

当售电公司与代理的零售用户在零售市场中约定的加权平均价低于其在批发市场的加权平均价时，可以根据其价格倒挂情况及相关零售用户上月市场化用电量，预计可能出现的批零市场倒挂电费金额，通知售电公司及时追加履约保函、履约保险及风险保证金额度，追加额度按照预计倒挂电费金额缴纳。

9.4.2.1 追加年度、多月交易批零倒挂履约保函、保险、保证金算法

为防止售电公司恶性竞争，低价与零售用户签订购售电合同，每年自2月月度交易起，追加收取售电公司年度、多月已成交电量分解到标的月所在季度的履约保函、保险、保证金。以售电公司零售市场当月加权均价与该售电公司年度、多月交易加权均价的价差，以及分解到标的月所在季度的年度、多月交易合同电量，计算售电公司年度、多月交易批零倒挂电费，并按此金额收取履约保函、保险或保证金。每三个月滚动计算，当倒挂电费金额增加时或之前所交倒挂保函或保险不满足有效期要求时，需补交相应额度的履约保函、保险、保证金。即，每年1月、4月、7月、10月计算并追加相应季度的履约保函、保险、保证金。如，1月份，以售电公司与零售用户申报的1月零售加权均价，与售电公司年度、多月交易电量加权均价的价差，以及分解到一季度的年度、多月交易合同电量，计算年度、多月交易批零倒挂电费。具体算法如下：

售电公司零售市场加权均价 = \sum （售电公司与零售用户申报的当月零售电价 × 零售用户上月市场化电量） ÷ \sum 零售用户上月市场化电量

售电公司年度、多月交易加权均价 = \sum （年度、多月交易合同电价 × 年度、多月交易合同电量） ÷ \sum 年度、多月交易合同电量

售电公司批零倒挂电费 = \sum 售电公司分解到标的月所在季度的年度、多月交易合同电量 × |售电公司零售市场加权均价 - 售电公司年度、多月交易加权均价|。

其中，零售电价指售电公司与零售用户约定的月度结算方案中的结算电价（按旬约定分时段电价的取上旬电价）。若新入市用户与售电公司约定分时电价，则取分时电价的算术平均值。当（售电公司零售市场加权均价-售电公司年度、多月交易加权均价）为负数时属于倒挂，为正数时不计算。

9.4.2.2 追加当月批零倒挂履约保函、保险、保证金算法

以售电公司与代理的零售用户在零售市场中约定的加权均价，与其在批发市场中长期交易的加权均价的价差，以及售电公司所代理零售用户上月市场化电量（新入市用户按上月可入市电量计），计算当月（交易标的月）批零倒挂电费。具体算法如下：

售电公司零售市场加权均价 = \sum （零售电价 × 零售用户上月市场化电量） ÷ \sum 零售用户上月市场化电量

售电公司批发市场加权均价 = \sum （批发市场中长期交易合同电价 × 批发市场中长期交易合同电量） ÷ \sum 批发市场中长期交易合同电量

售电公司倒挂电费 = \sum 零售用户上月市场化电量 × |零售市场加权均价 - 批发市场加权均价|。

其中，批发市场中长期交易合同指上月末售电公司已成交的交易标的月中长期合同。

零售电价指售电公司与零售用户约定的月度结算方案中的结算电价（按旬约定分时段电价的取上旬电价）。若新入市用户与售电公司约定分时电价，则取分时电价的算术平均值。当（售电公司零售市场加权均价-售电公司年度、多月交易加权均价）

为负数时属于倒挂，为正数时不计算。

零售用户上月市场化结算电量中的“上月”指倒挂电费测算月的上月。

9.4.2.3 追加当月批零倒挂履约保函、保险、保证金的时间节点

每月5日前（遇节假日顺延），依据倒挂电费测算情况通知售电公司追加履约保函、保险、保证金。

每月15日前，售电公司完成倒挂电费的履约保函、保险、保证金追加。售电公司可根据自身与零售用户的约定价格，提前预估倒挂价格、倒挂电费，及时追加履约保函、保险、保证金，确保满足时间要求，避免影响后续交易。若售电公司前期已缴纳足够额度的履约保函、保险、风险保证金，自行判断不影响绑定用户及后续交易时，可不另行追缴履约保函、保险、保证金，并承担相应的结果。

9.4.3 退还

（1）原信用保证方式为履约保函的，自售电公司缴纳足额风险保证金之日起，山西电力交易中心应在10个工作日内将其认定为一般风险、较高风险前递交的履约保函退还；原信用保证方式为履约保险的，售电公司应在必须保证额度扣除履约保险额度后，补足风险保证金。售电公司自愿或者被强制退出市场后，山西电力交易中心在完成该售电公司相关的全部结算程序后，应当全额退还相应的履约保函或风险保证金及利息。

(2) 售电公司申请退还履约保函或风险保证金时，需向山西电力交易中心提供以下材料：电网企业对于该市场主体已完成费用结算的相关依据；申请退还履约保函/风险保证金的书面申请，须加盖单位公章；履约保函领取人（或风险保证金退还申请办理人）的授权委托书、身份证，须由市场主体法定代表人签字，加盖单位公章。

(3) 售电公司信用评级等级提升认定为低风险，且参与后续市场化交易业务，自售电公司递交足额履约保函、履约保险之日起，电力交易机构应及时将风险保证金退还。

(4) 售电公司自愿或者被强制退出市场后，电力交易机构在完成该售电公司相关的全部结算程序后，应当全额退还相应的履约保函或风险保证金。

(5) 每月 21 日至 25 日集中受理履约保障凭证退还申请，经反向校验通过后，在次月售电公司与零售用户绑定工作开展前，将更新后的履约保障凭证金额推送交易平台。

9.5 履约保函、履约保险及风险保证金执行

(1) 履约保函、履约保险受益人为国网山西省电力公司或相关用户。

(2) 需要支付电费的售电公司应在结算账单发布后 10 日内结清电费，若未按时支付则纳入信用评级管理。若售电公司在结算账单发布后 15 日内，仍未及时足额支付相关市场结算费用，

且无足够额度的履约保函、保险或保证金可支付电费时，则视为由于欠费引起的违反交易规则行为，山西电力交易中心对相关售电公司实施停牌管理，山西省能源局、山西省市场监督管理局、山西能源监管办依法依规对该售电公司及负有责任的法定代表人、自然人股东、其他相关人员实施联合惩戒。欠费售电公司需按以下标准缴纳滞纳金：滞纳金从逾期之日 0 时起计算至缴纳日止，不足 1 天按 1 天计算，以欠费总额为基准按日累加计收，不足 1 元按 1 元计收，计收金额最高不得超过欠费总额的 30%（金额四舍五入精确到分）。每日按照欠费总额的千分之二计算，跨年度每日按照欠费总额的千分之三计算。

（3）对存在价格倒挂但未及时追加履约保函、履约保险及风险保证金的售电公司，在其已缴纳履约保函、履约保险额度中扣减倒挂电费金额，并重新设置可交易额度，待完成月度结算确定盈利或缴纳亏损电费后再释放倒挂电费占用的交易额度。

（4）对履约保函、履约保险及风险保证金执行事宜有异议的市场主体，需于执行告知书发出之日起 5 个工作日内向国网山西省电力公司、电力交易机构提出异议。经核实后，如市场主体无欠费或欠费金额计算错误的，已通过履约保函、履约保险及风险保证金支付的欠款予以退还。

10.售电公司市场风险可交易额度

售电公司市场风险可交易额度，指售电公司与所缴纳的履约保函、保险、保证金等市场风险防范措施相关的可交易额度。在

售电公司风险防范前置措施实施之前，每次月度、旬交易前计算并应用售电公司市场风险可交易额度。

售电公司交易标的年（月/旬）的市场风险可交易额度=（有效履约保函保险保证金-中长期批零倒挂电费金额-待抵扣电费的履约保函保险保证金）/0.008（元/千瓦时）/1000（兆瓦时/千瓦时）-已成交待执行待结算合同电量。

其中，履约保函保险保证金、倒挂电费的单位为元，可交易额度单位为兆瓦时（根据计算公式取整数）；在交易前售电公司存在未支付电费时，将未支付电费作为待抵扣电费，需扣减履约保函、保险、保证金相应额度。

山西省电力市场管理实施细则 (零售市场部分)

(试运行 V12.0)

2022年6月

目录

1. 总 述.....	1
2. 适用范围.....	1
3. 引用文件.....	1
4. 术语定义.....	2
5. 市场准入.....	3
5.1 零售用户.....	3
5.2 售电公司.....	3
6. 成员权责.....	4
6.1 零售用户.....	4
6.2 售电公司.....	4
6.3 交易机构.....	5
6.4 电网企业.....	5
7. 售电公司与零售用户绑定关系.....	5
7.1 建立零售绑定关系.....	6
7.2 零售绑定关系变更.....	7
8. 零售交易.....	9
8.1 零售市场交易行为.....	9

8.2 零售市场电量规模.....	9
8.3 零售用户结算方案.....	9
8.4 零售电价确认原则.....	13
9. 零售用户合同管理.....	14
9.1 合同类型.....	14
9.2 合同管理.....	14
10. 零售市场结算.....	15
10.1 结算周期.....	15
10.2 结算模式.....	15
10.3 结算时段.....	16
10.4 结算电量.....	16
10.5 结算电价.....	17
10.6 结算流程.....	17
11. 零售市场信息披露.....	20
11.1 用电侧市场主体名单.....	20
11.2 零售市场结算信息.....	20

1. 总 述

为规范售电公司、电力用户参加市场交易，促进零售市场健康有序发展，维护山西电力市场秩序，依据《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《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 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕457号）、山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16号）等文件精神，根据《山西电力市场运营基本规则》制定本实施细则。

2. 适用范围

本细则适用于现阶段山西省电力零售市场，可根据电力体制改革进程及相关政策文件调整进行修订。

3. 引用文件

《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件

《国家发展改革委国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价

市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)

《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 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)

山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(晋发改商品发〔2021〕457号)

山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》(晋监能〔2020〕16号)

4. 术语定义

电力批发市场：发电企业和电力批发用户/售电公司之间进行电力交易的市场。

电力批发市场交易：指发电企业、电力批发用户/售电公司之间进行电力交易活动的总称。现阶段，是指发电企业、电力批发用户/售电公司等市场主体通过市场化方式开展的中长期电能量市场交易和现货（日前、实时）电能量市场交易以及辅助服务交易等。

批发市场成交电价：指售电公司在批发市场中，与发电企业成交电价。

电力零售市场：指零售用户自主选择售电公司进行购电的电力市场。

电力零售市场交易：指售电公司与零售用户之间开展的电力交易活动。

零售市场结算电价：指在零售市场中，售电公司与零售用户共同确认的结算电价。

电力批发用户：指根据相关文件规定独立参与市场交易的用电企业。

电力零售用户：指向售电公司购电的电力用户，在零售合同约定时间内一个零售用户只可与一家售电公司进行交易。

统一结算点电价：用电侧采用统一结算点电价，即发电侧所有节点电价与时点电量加权平权值。

实时市场日（月）均价：发电侧所有节点电价与时点电量的日（月）加权平权值。

5. 市场准入

5.1 零售用户

（1）符合国家和山西省有关准入条件。

（2）电网代理购电的工商业用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，作为零售用户向售电公司购电。

（3）进入电力现货市场，须具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足相关交易结算要求。

5.2 售电公司

（1）符合国家和山西省有关售电企业准入标准。

(2) 进入电力现货市场，须具备对零售用户日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线和报价信息的技术能力。

6. 成员权责

6.1 零售用户

按要求提供准入及注册材料；按照电力市场政策、规则向售电公司报送用电需求；与售电公司协商一致，向电力交易机构报送结算方案，明确零售用户结算电价等结算相关事项；履行与售电公司签订的零售合同；按相关规定及零售合同承担违约责任。向电网企业支付电费并获取增值税专用发票。

6.2 售电公司

按照市场规则参与市场交易，履行交易合同及零售合同，拥有配电网运营权的售电公司需服从电力调度管理。在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息及资料。负责按要求提供零售用户注册信息变更情况、购售电合作协议等资料。

在与零售用户协商一致情况下，发起零售用户结算方案，报送零售用户结算电价等结算相关信息。将零售合同上传至电力交易平台备案，在其结算依据公示后审核确认并反馈意见。按相关规定提供开展交易业务必需的履约保函。按照市场规则和零售合同承担相关责任。

向电网企业获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费。

拥有配电网运营权的售电公司可向用户收取电费并开具增值税专用发票，向电网企业支付购电费、输电费，并代收政府性基金及政策性交叉补贴，归集至电网企业。

6.3 交易机构

负责零售市场成员注册管理；负责开展售电公司电量电费结算计算，向各市场主体出具结算依据；负责监测和分析零售市场运行情况；按职责做好零售市场管理，配合开展售电公司信用管理和市场争议处理，维护市场秩序。收取并管理售电公司履约保函。协调零售市场出现的其他问题。

6.4 电网企业

负责电力用户用电信息维护和变更；负责售电公司电费结算；负责零售用户用电计量、电费核算、电费收取及电费退补；所属市、县（区）电网公司负责管理供用电合同。

7. 售电公司与零售用户绑定关系

电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，双方在电力交易平台绑定确认后，电力交易机构不再受理新的绑定申请，电力用户全部电量通过该售电公司购买。售电公司与零售用户的绑定有效期应不少于1个月，不超过3年；绑定期满后电力用户应与原售电公司续约或重新选择售电公司进行绑定确认，也可自愿选择通过批发市场直接向发电企业购电；未进行上述选择的电力用户保留1个月直接参与市场交易资格，期间若该类用户未发生实际

交易行为，次月由电网企业代理购电，用电价格执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍。

7.1 建立零售绑定关系

(1) 售电公司与在电力交易平台注册的电力用户签订购售电合作协议后，任意一方可自行在电力交易平台中发起零售绑定邀约，并提供如下相关资料：

售电公司与零售用户签订的购售电合作协议，包括：售电方（售电公司）、购电方（零售用户）、生效时间（绑定开始时间）、失效时间（绑定结束时间）等内容。

(2) 任意一方在交易平台查阅售电公司的绑定邀约，核查绑定关系信息无误后，将绑定关系提交至交易平台；若多家售电公司同时向 1 家零售用户发起绑定邀约，用户只能选择其中 1 条绑定关系提交至交易平台；若零售用户不接受绑定邀约，可驳回至售电公司。

(3) 电力交易机构受理绑定申请后，核实绑定双方基本信息、绑定期限等信息。如有异议则反馈售电公司，并通知变更资料后再次提交；如无异议则确认通过，绑定生效。电力交易机构将售电公司与零售用户的绑定关系推送至电网企业。

(4) 绑定关系在电力交易机构最终生效前，任意一方可撤销自身发起的绑定申请，经另一方确认后，待生效的绑定关系自行解除。

(5) 绑定关系生效后 10 个工作日内，售电公司将购售

电合作协议原件一份送电力交易机构备案。

7.2 零售绑定关系变更

原则上零售用户与售电公司的绑定关系在协议存续期间不得变更。若因特殊原因，售电公司或零售用户不能再执行合同，需双方妥善处理原有合同。绑定期满后电力用户应与原售电公司续约或重新选择售电公司进行绑定确认，也可自愿选择通过批发市场直接向发电企业购电；未进行上述选择的电力用户保留 1 个月直接参与市场交易资格，期间若该类用户未发生实际交易行为，次月由电网企业代理购电，用电价格执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍。零售用户原业务全部办结后才能办理绑定关系的变更业务。

7.2.1 批发用户转零售用户

批发用户转零售用户，应同时满足以下条件：

- (1) 批发用户在批发市场中的相关合同履行完毕；
- (2) 批发用户无欠费；
- (3) 批发用户已与售电公司签订购售电合作协议；
- (4) 相应售电公司在电力交易机构完成市场注册。

7.2.2 零售用户转批发用户

(1) 零售用户转批发用户，应同时满足以下条件：

- a. 零售用户无欠费，无窃电、违约用电在途流程；
- b. 零售用户符合批发市场准入要求；
- c. 零售用户与售电公司履行完相关合同（购售电合作协议、购售电合同、供用电合同）所有义务，并完成绑定关系

解除；

(2) 绑定关系解除后，满足条件的零售用户自动转为批发用户。

(3) 电力交易平台将绑定关系解除信息推送至电网企业。

7.2.3 购售关系续签

购售关系续签时，须同时满足零售用户无欠费及购售电合作协议中约定了自动续签的条件。

7.2.4 变更绑定售电公司

(1) 零售用户与售电公司变更购售关系时应同时满足以下条件：

- a.零售用户无欠费、无窃电、违约用电在途流程；
- b.零售用户应提供与原售电公司解除相关合同（购售电合作协议、购售电合同），并履行完合同义务的证明材料，或原售电公司主动/被强制退出市场；
- c.零售用户拟转至的售电公司已在电力交易平台注册；
- d.零售用户已与新售电公司签订购售电合作协议。

(2) 售电公司或零售用户在电力交易平台发起绑定关系解除申请并上传相关证明材料，经电力交易机构审核通过后解除绑定关系。电力交易机构将解除绑定的信息推送至电网企业。

(3) 拟转至的售电公司在全面了解零售用户原合同执行情况的基础上，通过电力交易平台发起零售用户绑定申请，

绑定流程同 7.1。

8. 零售交易

8.1 零售市场交易行为

售电公司通过双边协商方式与零售用户开展零售交易，售电公司与零售用户双向自主选择，签订购售电合作协议及零售合同等。售电公司向签约的零售用户提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，获取收益并承担相应的责任和风险。

8.2 零售市场电量规模

售电公司在参与电力批发市场交易前，须根据零售用户实际用电需求，在电力交易平台提交交易电量需求。售电公司在批发市场全年交易电量不得超过零售市场实际用电需求。

8.3 零售用户结算方案

零售用户结算方案指售电公司与零售用户共同确认的结算方案，主要涉及零售用户结算电价等结算相关事项，通过电力交易平台按月申报。售电公司与零售用户约定的结算方案，作为电网企业对售电公司、零售用户进行结算的依据。

8.3.1 零售用户结算电价定价方式

结算方案（零售合同）定价方式包括但不限于：固定价格、价差分成、固定价格+价差分成、根据用户用电曲线分时定价（适合曲线波动较大或分时用电用户）、成交均价+固定价差等方式。

(1) 固定价格是指售电公司与零售用户约定固定价格，不随售电公司在批发市场直接交易合同成交电价变动。即：
零售电价=双方约定的固定价格。

(2) 价差分成是指售电公司与零售用户约定价差分成比例，对于售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价与燃煤基准价的差额，按照双方约定价差分成比例，确定零售电价。售电公司与零售用户确定价差分成比例时，需要对正负价差分别约定分成比例。即：零售电价=燃煤基准电价-（燃煤基准电价-售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价）×价差分成比例。

(3) 固定价格+价差分成是指售电公司与零售用户在约定固定价格基础上，售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价与零售用户固定价格的差额，按一定比例传导给零售用户。售电公司与零售用户确定价差分成比例时，需要对正负价差分别约定分成比例。即：零售电价=固定价格-（固定价格-售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价）×价差分成比例。

(4) 分时定价方式是指售电公司与零售用户在各时点上约定固定价格，不随售电公司在批发市场直接交易合同成交电价变动。其中，除国家规定的不执行峰谷电价的用户外，参与现货市场的 35 千伏及以上电压等级非战新交易零售用户（多电压等级市场主体按最高电压等级）须与绑定的售电公司约定分时定价结算方案。即：零售电价=双方约定各时

点固定价格。具体按《山西电力中长期分时段交易实施细则（试行）》（晋监能〔2021〕7号）相关规定执行。暂不直接参与现货市场的低压零售主体（含电信基站等）、战略性新兴产业零售用户不参与零售分时段交易。

（5）成交均价+固定价差是指售电公司与零售用户约定固定价差，是售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价增加固定价差确定零售电价。即：零售电价=售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价+固定价差。

售电公司在批发市场对应交易类型的成交均价指当月售电公司对应类型的中长期交易所有合同的加权均价。若当月售电公司未参与对应类型的中长期交易时，按照当月用电侧批发市场相应类型的中长期交易所有合同的加权均价作为该售电公司在批发市场对应交易类型的合约均价。售电公司与零售用户需于月底前申报次月零售结算方案，选择旬交易的按旬交易时间安排申报各旬量价等。

8.3.2 零售用户偏差电量传导原则

（1）零售用户偏差电量电价约定

零售用户的市场化计量电量全电量执行零售电价，偏差电量为市场化计量电量与售电公司月度约定电量的差。正负偏差电量承担比例、正负偏差电量结算电价由零售用户与售电公司在申报的结算方案中约定。售电公司与零售用户约定的偏差执行电价大于售电公司对应交易类型合约均价的20%时，零售用户不计算偏差传导电费。

零售用户承担的正（负）偏差电量=零售用户正（负）偏差电量×正（负）偏差电量承担比例

零售用户承担的正（负）偏差电费=零售用户承担的正（负）偏差电量×正（负）偏差电量结算电价

零售用户需要承担的正（负）偏差电费不计算峰谷和力调，但未按缴费时限缴费的将按照《供电营业规则》规定计收违约金。

（2）零售用户各用电户号偏差电量计算方式

零售用户与售电公司的月度约定电量，按照零售用户各用电户号当月实际用电量比例分劈至各个用电户号。零售用户各用电户号的偏差电量=用电户号实际用电量-用电户号分劈得到的月度约定电量。

8.3.3 虚拟电厂零售管理

“负荷类”虚拟电厂与聚合资源按照现有零售市场分时段交易规则参与月度、旬交易，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，电网企业根据零售分时段交易规则开展电费结算。亦可按照“固定价格+红利分享”的方式约定零售结算方案。其中，零售用户可分享红利=（虚拟电厂运营商中长期合约结算均价-虚拟电厂运营商批发市场结算均价）×零售用户红利分享系数（ $0 \leq \text{红利分享系数} \leq 1$ ）。由于零售用户电费结算早于红利计算，零售用户红利分享结果随次月电费向零售用户传导。“源网荷储一体化”虚拟电厂与负荷类聚合资源参照“负荷类”虚拟电厂的零售

管理规则执行。

待虚拟电厂运行逐步成熟后，虚拟电厂与聚合资源可参与日前和日内 96 点零售市场分时段交易，将现货市场的波动价格信号在日前或日内实时传导至终端零售电力用户，提升虚拟电厂对所聚合可调资源的管理能力。

8.4 零售电价确认原则

优先采用月度结算方案中售电公司和零售用户协商一致提交的结算价格。

在批发市场未开展中长期分时段交易的情况下，若售电公司和零售用户双方未在规定时间内申报并确认月度结算方案，以相应月份该售电公司参与批发市场相应类型月度直接交易（不含合同转让）成交均价作为零售用户结算电价；若售电公司未参与月度直接交易，以当月用电侧批发市场相应类型月度中长期直接交易（不含合同转让）成交均价作为零售用户结算电价。

在批发市场开展中长期分时段交易的情况下，若选择分时定价的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认分时定价结算方案，或选择分时定价的零售用户和售电公司已选择按旬申报分时结算方案，但未在规定时间内申报并确认上旬或中旬或下旬的结算电量、电价，按照“当月”批发市场月度和旬分时交易逐时段限价范围中每个时段上限价的 0.9 倍加“上月”日前现货市场用户侧对应时段统一结算电价月度算术平均值的 0.1 倍作为零售用户每个时段的

结算电价，用户实际市场化用电量作为其约定电量。选择分时定价方式以外的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认结算方案，则按照当月用电侧批发市场相应类型中长期交易成交均价作为零售用户结算电价。

结算时批发市场相应交易类型包括普通、新兴、5G 新兴/新兴增量、5G/低压、互动响应。

9. 零售用户合同管理

9.1 合同类型

(1) 购售电合作协议：用于明确售电公司与零售用户的合作关系、合作周期，作为售电公司绑定零售用户的依据。

(2) 零售合同：指售电公司与零售用户之间的购售电合同，用于明确合同关系、合同期限、交易电量、零售电价、零售用户的用电信息，以及与市场化交易相关的权利和义务等内容。

9.2 合同管理

9.2.1 购售电合作协议

购售电合作协议的签订、终止和变更：均由售电公司与零售用户自行完成。协议签订、中止或变更后，均需要售电公司将协议原件及相关信息提交电力交易机构存档；电力交易机构按照零售绑定相关流程对售电公司与用户的绑定关系进行调整。

9.2.2 零售合同

零售合同的签订、终止和变更，均由售电公司与零售用

户自行完成，并与合同结算前 10 个工作日向政府相关部门和电力交易机构备案。

9.2.3 保密管理

电网公司对售电公司和零售用户相关的所有信息和数据严格保密，包括有关其零售合同、费用信息。

10. 零售市场结算

10.1 结算周期

10.1.1 售电公司

售电公司在批发市场采用“日清月结”的结算模式，以绑定的零售用户可参与市场实际用电量为基础，出具日清分单据，以月度为周期出具结算依据，开展电费结算。

10.1.2 零售用户

零售用户在零售市场以月度为周期进行结算，以零售用户可参与市场实际用电量为基础，按月出具结算依据。

10.2 结算模式

10.2.1 售电公司

售电公司结算电费采取费差方式，即：售电公司结算电费=零售市场售出电费-批发市场购入电费。当售电公司有多个业务单元时，对于可内部平衡电量的业务单元整体结算，对于不可内部平衡电量的业务单元单独结算。

售电公司批发市场购入电费，包含电能电费及市场运营费用两方面。电能电费方面：中长期合约曲线分解电量按照中长期合同约定价格结算；日前市场申报电量与中长期合约

曲线分解电量的偏差部分，按照日前市场统一结算点电价进行结算；所绑定零售用户时点市场化电量之和与日前市场申报电量的偏差部分，按照实时市场统一结算点电价进行结算；售电公司月度市场化结算电量与累计分时实际用电量之差部分（调平电量），按照月度实时市场加权平均价进行结算。市场运营费用方面，按照《山西省电力市场电费结算实施细则》中批发用户结算条款执行。

售电公司零售市场售出电费，即零售用户结算电费之和。

10.2.2 零售用户

以零售用户参与市场化交易实际用电量为基础，进行电费结算，零售用户结算电能电费=零售用户市场化实际用电量×零售电价+偏差传导电费。

10.3 结算时段

批发市场以 15 分钟作为一个结算时段，零售市场以月作为一个结算时段。

10.4 结算电量

零售用户以月度可参与市场实际用电量，作为其市场化结算电量。

售电公司以其绑定零售用户参与市场实际用电量之和，作为其市场化结算电量。

10.5 结算电价

批发市场主要涉及：批发市场成交电价、日前市场统一结算点电价、实时市场统一结算点电价、月度实时市场加权

均价。

零售市场主要涉及：零售用户结算电价。

零售市场用户若与绑定的售电公司在电力交易平台约定了分时定价结算方案，以售电公司与其约定的分时电价作为结算价格；若未约定用电曲线或未形成分时价格的，结算时电力用户购电价格需在约定价格的基础上按晋发改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行，同时输配电价也相应浮动。售电公司的售出电价，按其于零售用户在电力交易平台约定的零售电价结算。

10.6 结算流程

10.6.1 结算数据准备

参照《山西省电力市场电费结算实施细则》相关条款。

10.6.2 日清分

现阶段，零售市场日清分仅针对售电公司。

运行日后第8天（D+8日），发布日清分单据。市场主体在日清分结果发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，对日清分单据有异议的，在月度结算前进行调整。

10.6.3 月结算

10.6.3.1 零售用户

以月度为周期开展零售市场结算，零售用户的到户电费包含零售用户电能电费 $C_{\text{电能}}$ 、偏差传导电费 $C_{\text{偏差传导电费}}$ 、输配电费 $C_{\text{输配}}$ 、力调电费 $C_{\text{力调}}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{代征}}$ 五部分。

$$C_{\text{到户}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{偏差传导电费}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

$$C_{\text{电能}} = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{零售}}$$

其中： $Q_{\text{实际}}$ 为零售用户市场化实际用电量；

$P_{\text{零售}}$ 为零售用户结算电价，根据 8.4 中零售电价确认原则确定。

$$C_{\text{偏差传导电费}} = \text{零售用户承担的偏差电量} \times \text{偏差电价}$$

对零售分时定价用户，在 M+6 日内开展月度预结算时，先按其分时交易均价及月度市场化电量进行预结算并收费。若零售用户和售电公司约定了分时电价，但分时电量为零或未约定分时电量，则按照双方约定的分时段电价的算术平均价及月度市场化电量进行预结算并收费。确定调平电量后，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，最终结算结果与预结算结果之间的差额电费随次月电费一并发行。

10.6.3.2 售电公司

售电公司所绑定零售用户在零售市场中电能电费之和，扣除售电公司在批发市场应支付的电费，差额为售电公司月度结算电费。

$$\text{售电公司收入 } R_{\text{售电公司,月总电费}} = R_{\text{零售市场售电收入}} - C_{\text{批发市场购电支出}}$$

其中： $R_{\text{零售市场售电收入}}$ 为售电公司代理零售用户电能电费和零售用户偏差导电费， $R_{\text{零售市场售电收入}} = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{零售}} + R_{\text{偏差传导电费}}$ ；

$$C_{\text{批发市场购电支出}} \text{为售电公司在批发市场购电支出，} C_{\text{批发市场购电支出}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{市场运营费用(用户)}} = C_{\text{合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}} + C_{\text{用户价差调整}} + C_{\text{市场}}$$

运营费用(用户)。

$C_{\text{电能}}$ 为售电公司月度结算电能电费；

$C_{\text{合约}}$ 为售电公司在中长期交易市场的合约电费；

$C_{\text{日前}}$ 为售电公司在日前市场的结算电费；

$C_{\text{实时}}$ 为售电公司在实时市场的结算电费；

$C_{\text{调平}}$ 为售电公司月度结算的调平电费；

$C_{\text{用户价差调整分摊}}$ 为售电公司价差调整电费分摊；

$C_{\text{市场运营费用(用户)}}$ 为售电公司市场运营费用。

具体计算公式按照《山西省电力市场电费结算实施细则》中批发用户结算规则执行。其中，售电公司月度调平电量= Σ 代理零售用户月度结算电量（包括损耗电量）与累计分时实际用电量之差。

10.6.4 电量电费退补

市场主体由于历史用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的，需重新计算涉及月份有关市场主体的市场化电费，并将差额电费纳入待追补电费事项。电量差错追退补调整追溯期原则上不跨年。

零售用户追退补结算电费：当历史月份结算电量出现偏差时，以追补电量对应区间的零售电价计算追补电费；

售电公司追退补购电支出：退补结算方式按照《山西省电力市场电费结算实施细则》电费追补管理规定执行。

售电公司追退补电费 $R_{\text{售电公司追退补电费}} = R_{\text{零售市场追退补结算电费}} - C_{\text{批发}}$

市场追退补购电支出

11. 零售市场信息披露

根据《售电公司管理实施细则》（晋能源电力发〔2022〕183号）等要求，建立零售市场信息披露机制。零售市场信息披露内容包括：

11.1 用电侧市场主体名单

- （1）售电公司名单及信用评级等级；
- （2）市场化用户名单，并标注是否已绑定售电公司。

11.2 零售市场结算信息

（1）每月普通零售用户结算电量、结算均价、价格分布情况；

（2）每月零售市场（普通用户）各类定价方式的结算电量规模及其比重、结算均价；

（3）每月零售市场（普通用户）分时定价方式的各时段结算电量、结算均价；

（4）每月零售价格排序前五（由高到低）以及超过全市场月度零售均价 1.15 倍的售电公司企业名单。

山西省电力现货市场交易实施细则

(试运行 V12.0)

2022 年 6 月

目 录

1. 总述.....	1
2. 适用范围.....	2
3. 术语定义.....	2
4. 市场成员.....	5
5. 参与现货交易需具备的技术条件.....	7
6. 市场衔接机制.....	7
6.1. 中长期交易与现货交易的协调.....	7
6.2. 省间与省内现货市场的协调.....	10
6.3. 辅助服务与现货能量市场的协调.....	10
6.4. 容量补偿与现货能量市场的协调.....	13
7. 日前省内现货交易.....	14
7.1. 边界条件.....	14
7.2. 事前信息发布.....	25
7.3. 交易申报.....	27
7.4. 市场力检测及缓解.....	36

7.5. 日前电能量市场的出清过程.....	38
7.6. 日前电能量市场出清数学模型.....	39
7.7. 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制.....	57
7.8. 日前电能量市场安全校核.....	60
7.9. 交易结果发布.....	62
7.10. 日前调度计划调整.....	62
7.11. 日前发电终计划.....	64
8. 实时省内现货交易.....	64
8.1. 组织方式.....	64
8.2. 边界条件.....	65
8.3. 实时电能量市场出清.....	72
8.4. 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制.....	73
8.5. 实时电能量市场安全校核.....	75
8.6. 市场出清结果发布.....	76
8.7. 实时运行调整.....	76
8.8. 火电机组结算价格替代.....	79
9. 现货市场信息披露.....	80
9.1. 日前市场申报开始前发布.....	80
9.2. 日前、实时市场出清完成后发布.....	81
9.3. 实时发布.....	81

10. 特殊情况处理机制.....	81
10.1. 保供电时期处理机制.....	81
10.2. 自然灾害影响期处理机制.....	82
10.3. 系统出清异常处理机制.....	82
10.4. 供热期价格异常处理机制.....	82
10.5. 市场违约行为处罚.....	82
10.6. 实时市场熔断机制.....	83
10.7. 市场干预与中止.....	84
11. 风险防范和控制.....	86
12. 信息发布与保密规定.....	86
13. 市场监管.....	86

1. 总述

为深入贯彻落实《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委 国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》（发改办能源规〔2019〕828号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》（发改办能源规〔2020〕245号）、《国家发展改革委体改司、国家能源局法改司电力现货市场试点工作指引》（第1期、第2期、第3期）、《国家发展改革委、国家能源局电力现货试点周例会工作专报》（第37期、第38期、第41期）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）等有关精神，适应山西省发用电计划放开要求，进一步推动

山西省能源综合革命试点、优化电力供给侧结构、提升电力资源优化配置效率，以市场竞争方式形成反映成本与供需的分时电价和节点电价，保障电力平衡、促进清洁能源消纳，结合山西实际，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于结算试运行阶段山西电力现货市场的运营、管理、组织与实施。

3. 术语定义

(1) 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

(2) 直调负荷：指国网山西电力调度控制中心统配用电负荷。

(3) 母线负荷：指山西省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

(4) 负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻或时段的负荷需求进行预测的行为。

(5) 运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

(6) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit

Commitment, SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，计算编制分时段的机组开停机计划。

(7) 安全约束经济调度 (Security-Constrained Economic Dispatch, SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，计算编制分时段的机组发电出力计划。

(8) 运行日 (D)：为实际执行日前电能量市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易日出清时段。

(9) 竞价日：为运行日的前一日 (D-1)。

(10) 日前电能量市场：运行日提前 1 日 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电出力计划的电能量交易市场。

(11) 实时电能量市场：运行日 (D 日) 进行的决定 (D 日) 未来 15 分钟最终调度机组发电出力计划的电能量交易市场。

(12) 市场出清：指调度机构根据市场运营规则基于 SCUC/SCED 市场出清程序软件计算确定各机组中标电力和现货市场价格的过程。

(13) 安全校核：调度机构对发电计划、市场出清结果和电

网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力电量平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

(14) 必开机组、必停机组：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态的机组或机组群。

(15) 最小连续开机时间：表示机组启动并网后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时，暂定为 24-72 小时。

(16) 最小连续停机时间：表示机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时，暂定为 6-24 小时。

(17) 机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

(18) 市场力：市场主体操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

(19) 负荷侧虚拟电厂：是指售电公司聚合其绑定的具备负荷调节能力的市场化电力用户（包括电动汽车、储能、可控负荷、可中断工商业负荷等），作为一个整体组建成虚拟电厂，在市场中对外提供用电调峰资源和服务。

(20) 有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业发布错峰用电预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负荷控制等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

(21) 节点电价：指山西电网 220kV 及以上电压等级母线的现货出清电价。

4. 市场成员

现货市场成员包括各类发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务供应商、储能企业和虚拟电厂等，电网企业和市场运营机构。其中，各类省调发电企业（不含自备电厂、煤层气电厂、水电厂和抽蓄电站等）、电力用户、售电公司为参与现货交易的市场主体。

市场主体应符合国家和山西省有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在

山西电力交易中心注册，遵守电力市场运营规则，通过山西电力现货交易平台参与交易，接受电力监管机构、政府部门的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。对于新投产的新能源企业，在当月15日前获得发电业务许可证后，应及时通知省电力公司调控中心和山西电力交易中心，经向市场公布后，次月起自动准入现货市场，参与现货市场交易。

山西电力交易中心与国网山西电力调度控制中心作为电力市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。总体上，山西电力交易中心负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、出具市场结算依据、合同管理、市场信息发布等。国网山西电力调度控制中心负责现货及辅助服务交易组织、现货及辅助服务交易出清、安全校核、阻塞管理、交易执行、交易清算等。

山西电力市场运营技术平台体系由交易中心新一代电力交易平台、调度技术支持系统中现货、辅助服务及相关市场功能、新一代电费结算系统、用户侧管理系统、计量采集系统等共同支撑。

电网企业负责市场的统一结算。山西电力交易中心负责向电网企业出具电量结算依据，电网企业据此进行电费结算并通过交易平台向市场主体公布，市场主体根据现行规定进行资金结算。各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

各市场成员具体权责遵循《山西省电力市场管理实施细则》（准入注册与退出部分）。

5. 参与现货交易需具备的技术条件

参加电力现货市场交易的发电企业、电力用户、售电公司等，应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。非独立法人的发电企业（供电企业保留的抽水蓄能电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可参与相应市场交易。

各市场主体参与现货交易需具备的技术条件、注册程序及市场退出等具体内容遵循《山西省电力市场管理实施细则（准入注册与退出部分）》。

6. 市场衔接机制

6.1 中长期交易与现货交易的协调

采用“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式。中长期交易结果不作为调度执行依据。

各发电企业的外送年度、月度交易电量，以及省内年度直接交易电量须分解至月。调度机构按照“优先发电、优先安排”的原则，将各发电企业的优先发电电量、西龙池电量等政府定价电量分解至日。新能源企业可在年度交易、季度交易和月度交易开

展前的3个工作日内，向调度机构申报是否选择参与次月的政府定价电量分配。

在现货市场申报前，各发电企业的日结算电量须分解为交割日的分时电量结算曲线，具体规则如下。

各新能源企业(除晋北风电基地等无保障性电量的场站以外)和常规燃煤火电机组的政府定价电量及曲线分解规则如下：

(1) D-1日08:30前，电力调度机构预测D、D+1、D+2日省内非市场用户96点用电负荷曲线，剔除非市场机组发电曲线(自备电厂、燃气供热电厂、煤层气电厂、水电、抽蓄等)后，形成D、D+1、D+2日可向省内发电侧分配的政府定价电量及其96点曲线。

其中，供热期间，燃气电厂按照核定的供热下限分配政府定价电量，若某时段(15分钟)燃气电厂实际发电量小于等于核定供热下限的电量，其结算价格执行政府定价；若某时段(15分钟)燃气电厂实际发电量大于核定供热下限的电量，其结算价格按照现货市场价格结算。

(2)在此基础上，电力调度机构按照“以用定发”的匹配原则，将D、D+1、D+2日省内发电侧政府定价电量的96点曲线，以15分钟为周期，按两个梯次向发电企业分配。第一梯次为新能源企业；第二梯次为拥有西龙池电量的常规燃煤火电企业。若

某 15 分钟内，发电侧政府定价电量已在前序梯次分配完成，则不再向后续梯次进行分配。某常规燃煤火电企业分配得到的政府定价电量，再平均分配至厂内各台机组。在火电机组计划检修的批复期内，不再分配政府定价电量。

(3) 每 15 分钟内，可分配的发电侧政府定价电量，按照各新能源企业功率预测，占该时段全部新能源企业功率预测的比例进行分配，不超过新能源预测功率。若某新能源企业已完成政府下达的年度保障性利用小时，则不再参与上述分配。

(4) 若 D、D+1、D+2 日省内发电侧政府定价电量分配给新能源企业后仍有剩余，分配给省内常规燃煤火电机组。

第二梯次，对于拥有西龙池电量的火电企业，首先将该电量的月度总和分解至每日，再按照每 15 分钟可分配的剩余发电侧政府定价电量占当日可分配的总剩余发电侧政府定价电量的比例进行分配。若当日可分配的总剩余发电侧政府定价电量小于等于当日总特殊性质政府定价电量，则分解总量不超过当日可分配的总剩余发电侧政府定价电量，并按照各火电企业西龙池电量占当日总西龙池电量的比例削减，未使用的西龙池电量滚动至次月执行。

分配的西龙池电量不超过该火电机组的装机容量。

对于仅在供热期运行的“以热定电”的背压机组，在非供热

期不再分解政府定价电量。

(5) D-1 日 08:30 前，向市场发布 D、D+1、D+2 日各发电企业政府定价电量的分解曲线结果。其中，D 日分解结果作为正式结算依据，D+1、D+2 日分解结果作为参考依据，每日滚动更新。

中长期市场化交易的类型、交易方式、曲线分解方法按照《山西省电力市场中长期交易实施细则》执行。

6.2 省间与省内现货市场的协调

日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，在日前省内现货市场预出清结束后，发布各机组次日发电计划曲线和富余发电能力曲线，作为参与省间现货市场的边界条件。省内火电机组和新能源发电企业依据日前省内现货市场的预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货市场。鼓励新能源企业优先通过参与省间现货市场实现增发满发。

省间现货市场的交易组织与实施按照《省间电力现货交易规则（试行）》（国家电网调〔2021〕592号）执行。

6.3 辅助服务与现货能量市场的协调

6.3.1 调频市场与现货能量市场的协调

调频市场在日前现货市场机组组合确定后开展。采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日五个时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）的系统所需的调频容量和调频机组序列。调频机组中标后，需预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定日前发电计划曲线。调频机组预留的上下调节容量比例，由电力调度机构按照电网运行需要进行调整并向市场发布。其中，为鼓励火电机组在晚高峰期间积极申报参与调频市场，16:15-21:00，现货市场出清不再预留调频机组的向上调节容量。

实时运行阶段，调频机组按照日前中标结果或日内更新计算结果投入调频状态，实际发电曲线与日前计划的偏差按照实时现货市场的价格进行结算。

实时市场中，若调频机组实际发电出力高于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的报价高于其实时节点电价时，按照其报价和（1.2倍基准价）的较小值与实时节点电价的正差价对该15分钟时段内机组实际发电超过日前计划的上网电量进行补偿。

若调频机组实际发电出力低于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的报价低于其实时节点电价时，按照其实时节点电价与报价的正差价对该15分钟时段机组日前计划超过实际发电的上网电量进行补偿。

机组进行调频试验期间，不获得调频机组现货偏差电量补偿和里程收益补偿。

为进一步引导火电机组提升调频服务质量，增加调频性能筛查机制，根据每 15 分钟的机组 i 排序出清性能指标 $K_{P\text{排序}}^i$ （即最近一天参与调频市场出清的历史调频性能指标）与机组 i 实际执行的性能指标 $K_{P\text{实际}}^i$ 及 $K_{I\text{实际}}^i$ ，对机组 i 的调频量价补偿费用进行调整，具体如下。

序号	类型	补偿建议
1	$K_{P\text{实际}}^i \geq 0.85 \times K_{P\text{排序}}^i$	全额补偿
2	$0.7 \times K_{P\text{排序}}^i \leq K_{P\text{实际}}^i < 0.85 \times K_{P\text{排序}}^i$	补偿 a%
3	$0.5 \times K_{P\text{排序}}^i \leq K_{P\text{实际}}^i < 0.7 \times K_{P\text{排序}}^i$	补偿 b%
4	$K_{P\text{实际}}^i < 0.5 \times K_{P\text{排序}}^i$ 或 $K_{P\text{实际}}^i < 1$ 或 $K_{I\text{实际}}^i < 0.5$	不补偿

暂定 $a=70$ 、 $b=50$ 。调度机构可根据市场运行情况，适时调整相关参数，并在正式实施前 7 个工作日向市场公告。对于强制调用的调频机组，除 $K_{P\text{实际}}^i < 1$ 或 $K_{I\text{实际}}^i < 0.5$ 情况不补偿以外，其调频量价补偿费用全额补偿。

调频机组量价补偿费用的分摊办法详见《山西省电力市场电费结算实施细则》。

6.3.2 深度调峰与现货能量市场的协调

按照国家发改委、国家能源局要求，探索并完善调峰辅助服务市场与现货市场的融合机制。现货市场结算试运行期间，停止省内日前、实时深度调峰市场。

火电机组在现货市场中按照五个时段自行申报运行下限。在非供热期，火电机组申报的运行下限应大于等于额定容量的 30%，小于等于额定容量的 50%。在供热期，非供热机组申报的运行下限应大于等于额定容量的 30%，小于等于额定容量的 50%；供热机组申报的运行下限应大于等于额定容量的 30%，小于等于山西能源监管办和省能源局核定供热运行下限。经试验合格，机组确实具备运行下限低于额定容量 30%的安全稳定运行条件时，可向调控机构提出书面申请，经批准后降低其可申报的运行下限。

为配合调频市场开展分时段交易，优化主辅市场衔接机制，火电机组可按 00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00，五个交易时段申报不同的运行下限，实现向下调节和提供调频的自由选择。

6.3.3 备用市场与现货能量市场的协调

备用市场建设方案，以及备用与现货市场的衔接机制另行制定。

6.4 容量补偿与现货能量市场的协调

适时建立容量补偿机制，保障山西电力资源充裕性，满足系统可靠性要求，实施方案另行制定。

7. 日前省内现货交易

7.1. 边界条件

日前省内现货市场组织的边界条件包括：省间中长期交易形成的联络线外送电曲线，因安全约束、电压支撑、供热民生或政府要求的必开、必停机组，电网和机组检修计划、新能源机组申报的次日发电预测曲线，网络拓扑和参数，次日系统、母线负荷预测曲线。

7.1.1. 日前电网运行边界条件准备

7.1.1.1. 网络拓扑

电网网络拓扑和电网检修计划作为日前省内现货市场组织和出清计算的边界条件。

7.1.1.2. 负荷预测

日前负荷预测包括次日 96 点统调负荷曲线预测、96 点的 220 千伏母线负荷预测，非市场化用电负荷预测。

7.1.1.2.1. 统调负荷预测

统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。国网山西电力调度控制中心负责开

展运行日全网的日统调负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求变化、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电、政府环保要求等情况。

7.1.1.2.2. 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各地市供电企业及山西地方电力公司负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方小电厂出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。

7.1.1.3. 省间中长期交易形成的联络线外送曲线

省间中长期交易，包括省间国家指令性计划、政府间协议和市场化省间交易。省间中长期交易形成的外送电曲线，作为日前省内现货市场组织的边界条件。

7.1.1.4. 新能源预测出力约束

根据新能源机组申报的次日 96 点发电预测曲线，在满足系统安全、网络约束和电力平衡的基础上，作为日前省内现货市场组织的边界条件，保障新能源优先消纳。

7.1.1.5. 不参与现货市场机组的计划编制

不参与现货市场机组包括：自备电厂、煤层气电厂、水电厂和抽蓄电厂等。

自备电厂：优先满足自备生产所需电量，余量部分按照政府下达的年度基数电量计划和系统运行实际需要安排发电。

燃气电厂：综合燃气供气情况、机组供热情况、年度政府定价电量和系统运行实际需要安排发电。迎峰度夏期间，按现货市场有关规则执行。

煤层气电厂：综合煤层气供气情况、机组供热情况、年度基数电量计划和系统运行实际需要安排发电。

水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全、以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电。

抽蓄电厂：根据电力供需平衡以及电网安全约束情况，按照抽蓄电厂的调度运行规程，形成抽蓄电厂的水库水量控制要求，编制抽蓄电厂的日前发电及抽水计划。

7.1.1.6. 备用约束

国网山西电力调度控制中心根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求和分区旋备要求。日前电能量市场出清结果需同时满足 D、D+1、D+2 日的各类备用要求，即开机组合应满足未来三天的电力平衡要求。

特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用的约束限值。其中，分区旋备需要综合考虑各地区装机容量及开停机状态设置。高峰上旋备、低谷下旋备、分区上下旋备均作为日前现货市场出清的约束条件。

7.1.1.7. 输变电设备停电检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

7.1.1.8. 输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

7.1.1.9. 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

未做特殊说明时，日前市场按照将断面潮流控制在不超过日前信息披露所发布的断面控制限额的 100%进行日前交易出清。

7.1.1.9.1. 线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路极限功率、断面极限功率：

(1) 因上级调度指令要求或系统安全运行需要，将线路、断面潮流控制在指定值以内；

(2) 为保障电网安全运行，断面安全裕度可根据天气情况、保电要求、新能源消纳等情况进行日前或实时调整。

(3) 其他保障电网安全可靠供应，要求将线路、断面潮流控制在指定值以内。

7.1.1.9.2. 发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构设置必开机组：

(1) 因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

(2) 因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；

(3) 因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

(4) 根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组，或调度机构批复同意进行试验的机组；

(5) 根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组；

(6) 其他保障电力安全可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在事前信息发布中需包含必开机组的计划安排，明确相应的必开时段，必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

7.1.1.9.3. 发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

(1) 因系统安全约束需要停机的机组；

(2) 因保供电、保供热、保民生或能源监管机构、政府部门下达要求，需要停机的机组；

(3) 不具备并网条件的机组；

(4) 不满足环保要求，经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组；

(5) 已纳入政府当年关停计划的机组；

(6) 处于计划检修、临时检修、缺煤停机或经营不善等状态的机组。

电力调度机构在事前信息发布中需包含必停机组的计划安排，明确相应的必停时段，在现货市场出清中设置为不可用状态。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。

7.1.1.9.4. 发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构设置发电机组（群）出力上下限约束：

- (1) 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；
- (2) 因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；
- (3) 根据电网安全运行要求或新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；
- (4) 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

7.1.2. 日前机组运行边界条件准备

7.1.2.1. 机组运行参数

所有发电机组需向电力调度机构提供准确的机组运行参数，申报信息接受市场运营机构监督考核，并经电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。火电机组的运行参数包括：

1) 发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；

2) 发电机组最大、最小技术出力，单位为 MW。发电机组在非供热期，以及供热机组在非供热期，最大技术出力为额定功率，最小技术出力为额定功率的 50%；供热机组在供热期，最大、最小技术出力按照山西省能源局、山西能监办核定的上下限执行；

3) 发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致；

4) 发电机组综合厂用电率，单位为百分数；

5) 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天；

6) 发电机组冷态启动时间，即机组处于冷态情况下开始启动直至机组并网所需的时间，单位为小时；

7) 发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下开始启动直至机组并网所需的时间，单位为小时；

8) 发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下开始启动直至机组并网所需的时间，单位为小时；

9) 供热机组非供热期（4 月至 10 月，具体时期根据山西能监办和地市政府实际要求调整）最大技术出力、最小技术出力，单位为 MW；

10) 供热机组供热期(11月至次年3月,具体时期根据山西能监办和地市政府实际要求调整)最大技术出力、最小技术出力,单位为 MW;

11) 典型开机曲线,即机组在开机过程中,从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线,时间间隔为 15 分钟;

12) 典型停机曲线,即机组在停机过程中,从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线,时间间隔为 15 分钟;

13) 电力调度机构所需的其他参数。

发电机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认输入参数。火电机组最小连续开机时间暂定为 24-72 小时。

7.1.2.2. 发电机组状态约束

电力调度机构应根据机组检修批复情况,在竞价日 8:00 前发布竞价日其调管范围内机组的 96 点状态,各发电企业应在 8:30 前在调度现货及辅助服务市场技术支持平台中进行确认,逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或处于调试状态的机组,相应的时段内按照交易规则参与日前电能量市场出清;处于不可用状态的机组,不参与日前电能量市场出清。

(1) 可用状态:包括运行机组、备用机组。对于电厂确认

为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

(2) 机组调试状态：指机组试验（调试）阶段，运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。

(3) 机组不可用状态：包括机组检修、临修、缺燃料、必停机组或其他情况。

机组检修：按照调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

缺燃料：电厂若预计燃料无法满足运行日开机要求，可选择将运行日该机组的状态置为缺燃料状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间纳入非计划停运考核。

7.1.2.3. 发电机组出力上下限约束申报

竞价日 8:00 前，各火电机组通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台申报机组出力上限、影响出力（即发电受阻容量）及受限原因。如未申报，默认为机组基本调峰能力上限，承担供热任务的机组上限为能监办核准的供热上限。影响出力经调度机构批准后，可根据火电机组申报的上限作为边界条件优化出清。

7.1.2.4. 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日 8:00 前，该机组需通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台申报运行日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为早上 6:00。

7.1.2.5. 发电机组调试及试验计划

7.1.2.5.1. 新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成 168 满负荷试运行当天（D）的次日（D+1），机组可参与（D+2）日的日前电能量市场申报及出清。机组完成 168 满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

7.1.2.5.2. 在运机组试验（调试）

竞价日前一天（D-2）9:00 前，经调度机构审核同意于运行日进行试验（调试）的在运机组，应通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台向调度机构报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，并提交相应的试验申请票，由调度机构审核同意后生效。

因电厂原因处于调试状态的机组运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经调度机构审核同意的出力，在确保电网

安全运行的基础上，在现货电能量市场中作为价格接受者进行出清。非调试时段，原则上按最小稳定技术出力安排。

因电网原因处于调试状态的机组在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经调度机构安排的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货电能量市场中进行出清。非调试时段，按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

若发电机组在竞价日 8:30 前未申报相应的调试计划，在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，且不因调试原因作为必开机组，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

7.1.2.6. 新能源机组发电预测

竞价日 8:00 前，各新能源场站申报次日 96 点发电预测曲线，作为日前省内现货市场组织的边界条件，优先安排出清。

7.1.2.7. 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 5 天（不包括坑口电厂）时，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。燃煤电厂由于厂内存煤可用天数低于 5 天（不包括坑口电厂）时发生的停机（计划检修除外），按照华北电网“两个细则”的相关要求，纳入非计划停运考核。本项条款执行时间另行通知。

7.2. 事前信息发布

为配合省间现货市场运营，竞价日 8:30 前，市场运营机构通过电力市场交易系统向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

(1) 96 点统调负荷预测曲线，非市场化用电曲线，风电、光伏等新能源总加预测曲线；

(2) 发电机组检修总容量，系统正备用需求（含常规负荷备用 100 万千瓦，以及新能源负荷备用）、负备用需求、分区备用需求；

(3) 输变电设备检修计划；

(4) 电网关键断面约束情况；

(5) 必开必停机组（群）；

(6) 市场限价等交易参数。

按照新版电力系统导则要求，含高比例新能源的电网应当额外设置一定容量的新能源负荷备用。保留常规负荷备用容量 100 万千瓦，额外基于新能源预测出力的置信区间和比例考虑一定容量的新能源备用容量。特级保电期当日，常规负荷备用容量增加 100 万千瓦，或根据电网运行情况适当增加；一级保电期当日，常规负荷备用容量增加 50 万千瓦，或根据电网运行情况适当增加。上述信息均作为开市前信息向市场发布。

相关信息分为公众信息、公开信息以及私有信息。

7.3. 交易申报

现货电能量市场每日连续运行，各发电机组需每日向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值（市场申报价格上限）作为申报信息。

7.3.1. 发电机组申报交易信息

竞价日 9:30 前，所有机组必须通过电力市场交易系统完成日前电能量市场交易申报。火电机组需滚动申报未来三天的现货市场价格信息。若该机组未按时申报，则未申报的日期按照缺省报价信息参与市场出清。

1) 火电机组申报

火电机组申报交易信息主要包括：机组启动费用（元/次）、空载费用（元/小时）、电能量费用（元/兆瓦时），分时段运行上下限，分时段爬坡速率，最小在线运行时间，最小停机时间等。

机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。300 兆瓦级以下容量的机组启动费用申报上限为 50 万元/次，300 兆瓦级至 660 兆瓦级容量

的机组启动费用申报上限为 100 万元/次，1000 兆瓦级容量的机组启动费用申报上限为 150 万元/次。

承担供热任务的火电机组设置为必开机组，启动费用按照核定成本进行补偿。补偿标准参考中国能源建设集团山西省电力勘探设计院有限公司《关于山西电力现货市场机组发电成本测算结果工作报告》，具体为：600MW 级机组启动费用 70 万元/次，300MW 级机组启动费用 50 万元/次，200MW 级机组启动费用 40 万元/次，135MW 级机组启动费用 30 万元/次，100MW 级机组启动费用 10 万元/次。建立火电机组发电成本动态更新与调整机制。

空载费用：是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。空载费用与出力水平无关，机组在开机状态每个小时需要付出的成本。发电机组根据成本特性情况确定申报的空载成本值。

电能量费用：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格。发电机组的电能量报价为全天一条递增的发电量价曲线，最多不超过十段，可自由选择 3-10 段进行申报；每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh）。

最小稳定技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组申报分时段运行下限的最小值，最后一段出力区间终点为

机组的可调上限出力，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力单调增加。每段报价段的长度不能小于 1MW。每段报价的电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。在机组组合计算阶段，机组运行下限以下的容量部分按照首段报价进行填补。

现货市场申报价格上下限要综合考虑发电企业运营和市场用户电价承受能力，经山西电力市场管理委员会或山西现货市场研讨专班研讨后执行。为进一步拉大现货峰谷价差，引导用户侧合理用电，现货市场结算试运行期间，申报价格下限暂定为 0 元/兆瓦时，申报价格上限暂定为 1500 元/兆瓦时。采用节点电价机制后，若市场出清价格超过申报价格范围，则出清价格范围按申报价格上下限执行。

允许火电机组自行申报确定爬坡速率。为进一步释放火电机组的调节能力，每日火电机组可按照五个时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）自行申报未来三天各时段的爬坡速率，爬坡速率申报范围限值暂定为每分钟调整装机容量的 0.8%-3%，为下一阶段引入爬坡辅助服务品种奠定基础。

允许火电机组自行申报最小在线运行时间和最小停机时间。为支撑以新能源为主体的新型电力系统可靠运行，进一步提升电网运行和机组启停的灵活性，火电机组可自行申报其启动并网后

所需的最小在线运行时间，范围限值为 24-72 小时，每日申报一次；可自行申报其停运后的最小停机时间，范围限值为 6-24 小时，每日申报一次。

受最小连续开机时间约束的在运火电机组，第 2-3 天的申报信息可纳入市场优化出清。若市场力检测不通过，则选取该在线机组中标日当日的申报信息纳入市场出清。在线火电机组的最小连续开机时间约束解除后，其日前申报信息可纳入市场出清。

允许火电机组自行申报分五个时段的运行上限。非供热期，申报数值不得低于装机容量的 90%。供热期，非供热机组申报数值不得低于装机容量的 90%，供热机组申报数值不得低于政府核定供热上限的 90%。

2) 新能源机组申报

新能源机组按照“报量不报价”的方式参与现货交易。每日 8:00 前，在现有功率预测系统中申报次日 96 点发电预测曲线、不申报价格。随着现货市场的不断推进，逐步引入新能源机组按照“报量报价”的方式参与现货交易。

新能源保障性利用小时电量的确定及新能源中长期交易与现货交易的协调办法详见 6.1 中长期交易与现货交易的协调。

新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，如实申报次日 96 点发电预测曲线和开机容量曲线。新能源场站全停期间，相应

时段的发电预测曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

新能源企业因功率预测偏差而额外获利的电费进行回收及返还，具体内容详见《山西省电力市场电费结算细则》。

3) 其他机组申报

a. 水电机组

现货市场初期，水电机组无需申报量价曲线，依据来水情况安排发电，按政府批复价格结算。

b. 抽蓄机组

抽蓄机组无需申报量价曲线，由调度机构按需调用。

c. 煤层气机组

煤层气机组按政府下达的年度调控目标安排发电。

d. 自备机组

自备电厂无需申报量价曲线，在 D-2 日 8:30 前，由电力调度机构下达 D 日自备机组发电计划，包括机组开停与发电计划，并不再变更。

e. 燃气机组

非供热期，燃气电厂全电量参与现货市场，提升电力供应保障能力，暂不参与中长期交易，参与市场运营费用的分摊与返还。冬季供热期，按照省能源局、山西能监办核定的供热方式安排燃气电厂发电供热，供热下限以下的发电量按照政府定价（核价小时）进行结算，暂不参与市场运营费用的分摊与返还。供热下限以上的发电空间可参与现货市场，按照现货价格进行结算，参与市场运营费用的分摊与返还。

燃气电厂以全厂为单元参与现货市场，纳入现货市场出清、接受调度指令和执行交易结果。燃气电厂的最小在线运行时间可在1-4小时自行申报，最小停机时间在1-3小时自行申报；非供热季，燃气电厂的最大在线运行时间，可根据气源供应情况和电网运行需求，在4-12小时自行申报。

启动费用以燃气电厂为单位进行申报，30万千瓦以下的燃气电厂，启动费用申报上限为50万元/次，30万千瓦及以上的燃气电厂，启动费用申报上限为100万元/次；电能量出力-价格曲线申报与燃煤机组一致，可自行选择3-10段量价曲线进行申报，价格下限为0，上限1.5元/千瓦时；运行上限申报不得超过装机容量，非供热期运行下限申报不得低于20MW，供热期运行下限申报不得低于政府核定的供热下限；爬坡速率允许按5个时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）自行申报，为每分钟装机容量的1%-5%。

f. 虚拟电厂

1. “负荷类”虚拟电厂

以“报量报价”方式参与现货市场。D-1日按照五个交易时段（00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00）分别申报D日用电负荷上下限以及递减的3-10段用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清，形成D日用电计划曲线。

日前申报调节容量不应超过测试试验确定的调节容量的0.8-1.2倍。00:15-06:00，12:15-16:00，21:15-24:00申报用电负荷下限不得小于该交易时段最小用电负荷 $P_{\min i}$ ，用电负荷上限不得大于该交易时段最大用电负荷 $P_{\max i}$ 的1.2倍。06:15-12:00，16:15-21:00申报用电负荷下限不得小于该交易时段最小用电负荷 $P_{\min i}$ 的0.8倍，用电负荷上限不得大于该交易时段最大用电负荷 $P_{\max i}$ 。虚拟电厂最大、最小用电负荷应为调度机构测试值或D-1日前7个运行日最大、最小用电负荷的平均值。

2. “源网荷储一体化”虚拟电厂

作为发电和用电的结合体，以“报量报价”方式参与市场，自主决策申报负荷状态下的3-10段量价曲线和发电状态下的3-10段量价曲线，以及发电运行出力上限和负荷运行用电上限，作为全天24小时参与现货市场的出清依据。市场初期，申报用电负荷最大值应小于等于“一体化”项目用户侧负荷的50%，申

报发电负荷的最大值应小于等于“一体化”项目发电侧规模的50%。

g. 独立储能

独立储能作为发电和用电的结合体，可以“报量报价”方式参与市场，自主决策申报充电状态的量价曲线（3-10段，现货价格低于报价时充电）和放电状态的量价曲线（3-10段，现货价格高于报价时放电），以及充放电运行上下限、存储电量状态SOC等。

储能与其他市场主体同台竞争，其申报纳入市场出清，以经济最优为原则调用储能。

储能参与市场需满足市场准入条件和相应的技术要求，作为省调调度单元，签订并网调度协议，纳入“两个细则”考核管理。

初期，储能暂时仅参与日前现货市场，执行日前现货市场出清形成的充放电计划，并按照日前现货市场的分时节点电价进行结算，具备条件时参与实时现货市场；暂不参与中长期市场和市场运营费用的分摊。

事故情况下，或现货市场的出清结果不满足电网运行实际时，独立储能作为市场“价格接受者”，由调度机构按需调用安排充放电，保障电网安全和电力平衡。

7.3.2. 电力用户申报交易信息

竞价日 9:30 前，参与批发市场的电力用户（含售电公司）在电力市场交易系统中申报下述信息：电力用户在电力市场交易系统中，申报其运行日的 96 点用电量需求曲线。

为进一步引导用电侧优化用电行为、推进虚拟电厂建设，挖掘用电侧响应能力，更好服务新型电力系统建设，具备条件时，电力用户（含售电公司）申报的用电需求曲线作为日前电能量市场出清的边界条件，纳入日前电能量市场出清计算。

拥有自备机组的电力用户，在 D-2 日 10:30 获取自备机组发电计划后，在 D-2 日调整其中长期结算曲线，并于 D-1 日 9:30 前申报其运行日的 96 点用电量需求曲线。

现货试运行期间，按照省能源局《关于印发〈“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案〉的通知》（晋能源电力发〔2020〕473 号）及《关于启动“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点的通知》相关规定，在新能源消纳困难时，继续开展互动响应交易。

因现货市场与调峰辅助服务融合，独立储能和用户可控负荷在现货试运行期间，不再参与电力调峰辅助服务市场，自行与售电公司或电力用户签订协议，提供用电响应服务。

7.3.3. 申报数据审核及处理

发电机组的申报信息、数据应满足规定要求，由调度现货及辅助服务市场技术支持平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。发电机组提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

发电企业在日前现货市场中申报的信息，将封存用于实时省内现货市场，日内不再进行价格申报。

7.3.4. 缺省申报

机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报时所采用的默认量价参数。市场初期，机组缺省申报价格 3-10 段均为现货市场申报价格上限值。

用户侧缺省申报，按照其运行日所持有的中长期合约分时电量合计值进行填报。

7.4. 市场力检测及缓解

7.4.1. 全局市场力检测

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组电能量报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓

解措施处理后，可参与市场出清。

初期，首先开展市场力评估分析，在日前、实时现货市场出清完成后，计算四项市场力评估指标，并向市场发布。

第一个是反映市场集中度的 HHI 指数，是所有发电集团所占市场份额的平方和。

第二个是 RSI 指数，反映的是除去某一发电企业外，其余发电企业所占的市场份额之和，某个发电企业的 RSI 指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。当某发电企业的 RSI 指数小于 1 时，表明该发电企业必不可少，拥有市场力。

第三个是 MRR 指数，是指某一时段为满足市场需求，某发电企业必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电企业的依赖程度。当某发电企业的 MRR 指数大于 0 时，表明必须调用该发电企业才能满足市场需求，该发电企业拥有市场力。

第四个是 Top-4 指数，反映的是前 4 大发电集团所占市场份额之和，Top-4 指标小于 65%，表明市场竞争较为充分。9 月 1 日山西现货市场 Top-4 指标为 54%。

7.4.2. 局部市场力检测

局部市场力检测，主要是针对阻塞区域内的关键机组进行市场力检测。日前、实时现货市场出清计算，输出无约束结果（即

出清计算不考虑电网安全约束)和有约束结果。通过比较有约束结果和无约束结果的差异,以及节点电价信号,得出受电网安全约束而未按照价格优先原则所出清的开机、停机、超发和欠发等情况。

为形成真实的价格信号,局部市场力检测采取“标记+回溯”的机制。对检测出具有局部市场力的机组进行标记,当其事后结算收益远超过同地区同类型机组收益的平均水平时,保留追溯退补机制。

后期,在市场力评估分析的基础上,进一步细化市场力缓解措施,相关办法另行制定。

7.5. 日前电能量市场的出清过程

竞价日 17:30 前,电力调度机构基于市场成员申报信息、运行日的电网运行边界条件以及电网和机组运行约束条件,采用长周期安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)程序进行优化计算,出清得到日前电能量市场交易结果,包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价。

电力调度机构将次日系统负荷预测曲线、用电侧申报曲线、联络线外送计划、各机组报价、机组运行参数、线路运行参数等作为输入信息,以全网发电成本最小化为目标,考虑全网高峰旋备、低谷负备和分区备用要求、断面极限等电网运行约束,以及

最大最小出力、爬坡限制等机组运行约束，通过带安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价。本质上，机组开停和发电计划曲线取决于包含启动成本、空载费用、电能量价格在内的综合成本。具备条件后，机组组合出清阶段，按照系统负荷预测进行计算，保障电力平衡；电能量市场出清阶段，按照（用电侧申报曲线+非市场化用电预测曲线）计算各机组发电计划和节点电价，反映市场主体交易意愿。

7.6. 日前电能量市场出清数学模型

7.6.1. 日前长周期安全约束机组组合（SCUC）模型

日前电能量市场出清计算的长周期机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^K + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，滚动计算时长为未来三天，第一天 D 日考虑 96 个时段，第二天 $D+1$ 日考虑 24 个时段，第三天 $D+2$ 日考虑 24 个时段，共计 144 个时段，则 T 为 144；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$C_{i,t}^K$ 为机组 i 在时段 t 的空载费用；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的旋转备用容量。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

(4) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力与下调能力需满足实际运行的上调、下调旋转备用及分区旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P^D, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta S R_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta S R_t^D$$

$$\sum_{i=1}^{M_j} \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^{U_j} \quad (i \in S_j)$$

$$\sum_{i=1}^{M_j} \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^{D_j} \quad (i \in S_j)$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。 M_j 为第 j 个分区旋转备用区域内的机组台数， $\Delta SR_t^{U_j}$ 、 $\Delta SR_t^{D_j}$ 分别为第 j 个分区旋转备用区域内时段 t 上调、下调旋转备用要求， S_j 为第 j 个分区旋转备用区域内机组的集合。

(5) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

(6) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(7) 机组最小连续开停时间约束

由于火发电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(8) 机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态；定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{\max}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{\max}$$

(9) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(10) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(11) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源机组集合， $P_{iF,t}$ 为新能源机组 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻，新能源机组日前市场出清的电力值应不大于新能源机组申报出力预测值。

(12) 边界条件约束集

$$P_{i,t} \geq B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合，包括省间中长期交易形成的联络线外送电曲线，因安全约束、电压支撑、供热民生或政府要求的必开、必停机组，220kV 及以上电压等级的主变、断面、线路的 N-1 安全约束等。即机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

7.6.2. 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力与下调能力需满足实际运行的

上调、下调旋转备用及分区旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P^D, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

$$\sum_{i=1}^{M_j} \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^{U_j} (i \in S_j)$$

$$\sum_{i=1}^{M_j} \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^{D_j} (i \in S_j)$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。 M_j 为第 j 个分区旋转备用区域内的机组台数， $\Delta SR_t^{U_j}$ 、 $\Delta SR_t^{D_j}$ 分别为第 j 个分区旋转备用区域内时段 t 上调、下调旋转备用要求， S_j 为第 j 个分区旋转备用区域内机组的集合。

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于日前 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均

取为零。

(4) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(5) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(6) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(7) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源机组集合， $P_{iF,t}$ 为新能源机组 i 在时段 t 的预测出力。即新能源机组日前市场出力应小于新能源机组出力预测值。

(9) 边界条件约束

$$P_{i,t} \geq B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合，包括省间中长期交易形成的联络线外送电曲线。即机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

7.6.3. 分时电价计算模型

日前电能量市场出清计算可得到每 15 分钟的分时节点电价。

7.6.4. 节点电价计算模型

节点电价定义为在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在电价节点增加单位负荷需求时的发电边际成本。

考虑网络阻塞的节点电价模型如下：

节点电价=系统边际电价+网络阻塞价格。

系统边际电价为参考节点供需平衡时的节点电价。网络阻塞价格，在实际电力系统中，表示当节点 i 引起线路阻塞时，节点 i 和参考节点之间的节点电价差，由于这一差异是由于阻塞引起的，因此称之为阻塞价格。

具体推导过程如下：

1、参数定义

取某一时间断面 t ，则在 t 时刻：

➤ 下标集合定义

G ：发电机节点 i 的集合（假设每个节点 i 只有 1 台机组，即机组 i ）

D ：负荷节点 j 的集合

$S = G \cup D$: 网络中所有的节点集合

L : 线路 k 的集合

➤ 发电机—负荷定义

g_i : 机组 i 的出力

d_j : 节点 j 的负荷

$g_{i,\max}$: 机组 i 的最大出力

$g_{i,\min}$: 机组 i 的最小出力

$g_{i,R\max}$: 机组 i 考虑爬坡约束的最大出力

$g_{i,R\min}$: 机组 i 考虑爬坡约束的最小出力

➤ 网络定义

\underline{g}^* : 除了 g^* 外, 所有 g_i 组成的向量, 其中 g^* 为在平衡节点上的平衡机组

\underline{y} : 除了平衡节点外, 其余所有节点的功率净注入向量, \underline{y} 由 \underline{g}^* 和 d 组成

$G_{i,k}$: 以平衡节点为参考节点, 节点 i 对线路 k 的发电机功率转移分布因子

$z_k = z_k(\underline{y})$: 在第 k 条线路的潮流

注：在直流潮流的情况下， $z_k = \sum_{i \in G} G_{i,k} * g_i - \sum_{j \in D} G_{j,k} * d_j$

z ：所有线路组成的潮流向量

$L_k = L_k(z_k)$ ：在线路 k 上的网损

$z_{k,max}$ ：输电线路的输送容量限额

2、优化目标

现货市场出清计算的优化目标为全网发电总成本最小化：

$$\min \sum_{i \in G} C_i(g_i)$$

$C_i(g_i)$ ：机组 i 的购电成本函数。

3、约束条件

$$\text{电力供需平衡：} \sum_{i \in G} g_i = \sum_{j \in D} d_j + \sum_{k \in L} L_k$$

$$\text{机组出力约束：} g_{i,min} \leq g_i \leq g_{i,max}, i \in G$$

$$\text{机组爬坡约束：} g_{i,Rmin} \leq g_i \leq g_{i,Rmax}, i \in G$$

$$\text{线路潮流约束：} |z_k| \leq z_{k,max}$$

4、最优性条件

根据最优化原理知，当上述优化问题达到最优解时，满足 Kuhn-Tucker 条件，进而满足 Lagrange 函数。

为此，推导本数学模型的 Lagrange 函数。

► Lagrange 乘子定义

MCP ：系统电力供需平衡方程的拉格朗日乘子

$\lambda_{i,max}$ ：机组 i 最大出力限制的拉格朗日乘子

$\lambda_{i,min}$ ：机组 i 最小出力限制的拉格朗日乘子

$\mu_{i,max}$ ：机组 i 考虑爬坡约束最大出力的拉格朗日乘子

$\mu_{i,min}$ ：机组 i 考虑爬坡约束最小出力的拉格朗日乘子

$\tau_{k,max}$ ：线路 k 的最大输送能力约束的拉格朗日乘子

$\tau_{k,min}$ ：线路 k 的反向最大输送能力约束的拉格朗日乘子

注：所有 Lagrange 乘子都大于等于 0

► 目标函数

$$\begin{aligned} L(g, MCP, \lambda_{i,max}, \lambda_{i,min}, \mu_{i,max}, \mu_{i,min}, \tau_{k,max}, \tau_{k,min}) = & \\ & \sum_{i \in G} C_i(g_i) \\ & - MCP \left(\sum_{i \in G} g_i - \sum_{j \in D} d_j - \sum_{k \in L} L_k \right) \\ & + \sum_{i \in G} \lambda_{i,max} * (g_i - g_{i,max}) - \sum_{i \in G} \lambda_{i,min} * (g_i - g_{i,min}) \\ & + \sum_{i \in G} \mu_{i,max} * (g_i - g_{i,Rmax}) - \sum_{i \in G} \mu_{i,min} * (g_i - g_{i,Rmin}) \\ & + \sum_{k \in L} \tau_{k,max} * (z_k - z_{k,max}) - \sum_{k \in L} \tau_{k,min} * (z_k + z_{k,max}) \end{aligned}$$

► 互补松弛条件

$$\lambda_{i,\max} * (g_i - g_{i,\max}) = 0, \forall i \in G$$

$$\lambda_{i,\min} * (g_i - g_{i,\min}) = 0, \forall i \in G$$

$$\mu_{i,\max} * (g_i - g_{i,R\max}) = 0, \forall i \in G$$

$$\mu_{i,\min} * (g_i - g_{i,R\min}) = 0, \forall i \in G$$

$$\tau_{i,\max} * (z_k - z_{k,\max}) = 0, \forall k \in L$$

$$\tau_{i,\min} * (z_k + z_{k,\max}) = 0, \forall k \in L$$

设最优解为 \bar{g} ，第 i 个分量为 \bar{g}_i 。则根据 Kuhn-Tucker 条件知

$$\frac{\partial L}{\partial g_i} = 0 \quad \text{即}$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial C_i(\bar{g}_i)}{\partial g_i} - MCP \left(1 - \frac{\partial \sum_{k \in L} L_k}{\partial g_i}\right) + (\lambda_{i,\max} - \lambda_{i,\min} + \mu_{i,\max} - \mu_{i,\min}) \\ & + \left(\sum_{k \in L} \tau_{k,\max} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i} - \sum_{k \in L} \tau_{k,\min} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i}\right) = 0 \end{aligned}$$

移项得：

$$\begin{aligned} & \frac{\partial C_i(\bar{g}_i)}{\partial g_i} + (\lambda_{i,\max} - \lambda_{i,\min} + \mu_{i,\max} - \mu_{i,\min}) \\ & = MCP \left(1 - \frac{\partial \sum_{k \in L} L_k}{\partial g_i}\right) - \left(\sum_{k \in L} \tau_{k,\max} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i} - \sum_{k \in L} \tau_{k,\min} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i}\right) \end{aligned}$$

在此定义 ρ_i 为节点 i 的节点电价

$$\rho_i = MCP(1 - \frac{\partial \sum_{k \in L} L_k}{\partial g_i}) - (\sum_{k \in L} \tau_{k, \max} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i} - \sum_{k \in L} \tau_{k, \min} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i})$$

上式即为节点电价的计算模型，等式右端的前一项表示系统边际电价，后一项表示网络阻塞价格。

7.7. 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

7.7.1. 必开机组

必开机组在必开时段内机组状态为开机，不参与机组组合计算优化。必开机组日前最小必开出力曲线以下保障优先出清。必开机组最小必开出力曲线未做特别说明时，取机组申报的最小技术出力，分时段设置直线。必开机组最小必开出力曲线之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清。

供热必开机组不纳入必开机组成本补偿范围，必开机组成本补偿仅限因电网安全原因必开的机组。

必开机组成本补偿范围为必开机组日前最小必开出力曲线高于中长期电量分解曲线部分的电量（中长期电量分解曲线为政府定价电量、省内直接交易、外送交易分解曲线三者叠加），最小必开出力曲线低于中长期电量分解曲线的部分不进行补偿。必开机组成本补偿价格按照核定的发电成本与机组 3-10 段式报价的

第一段报价中较小者与该 15 分钟时点日前现货节点电价之差价（差价为负时记为 0）执行。

安全约束必开机组日内实际未开机的时段不能获得必开机组成本补偿，日前已进行补偿的时段需扣减。

必开机组成本补偿费用的补偿与分摊办法详见《山西省电力市场电费结算实施细则》。

7.7.2. 热电联产机组

在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡情况、调峰调频等基本需要的前提下，热电联产机组供热下限以下优先出清；山西省能源局和山西能监办核定的供热下限至供热上限之间的发电能力，根据机组的电能量报价参与优化出清。

7.7.3. 调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，不参与现货电能量市场的定价与结算。在新建机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日起，发电机组按照现货电能量市场的交易规则参与出清。在完成满负荷试运行到（D+2）日零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与

市场定价，作为价格接受者。

(2) 调试（试验）的在运机组

批复同意运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

对于因电厂原因的调试（试验）机组，在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组的发电出力为最小技术出力，不参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日全天的交易时段内，因电厂原因的调试（试验）机组均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

对于因电网原因的调试（试验）机组，在调试时段内，机组的发电出力为电力调度机构所安排的调试出力，调试时段内机组出力不参与优化，机组不参与市场定价。在非调试时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

7.7.4. 最小连续开机时间内机组

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安

排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

7.7.5. 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

7.7.6. 一次能源供应约束机组

厂内存煤可用天数低于5天的燃煤机组（不包括坑口电厂），在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，作为市场价格接受者。本项条款执行时间另行通知。

7.8. 日前电能量市场安全校核

7.8.1. 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，调度机构可以采取调

整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.8.2. 交流安全校核

交流安全校核根据电网模型、检修计划、发电计划、联络线计划、系统有功负荷预测、母线有功负荷预测、结合无功负荷预测或相似日实际潮流得到无功电压信息，采用牛顿-拉夫逊法交流潮流迭代算法，校核线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限等，包括基态潮流分析、静态安全分析和灵敏度分析。

基态潮流分析根据自动生成的校核断面潮流进行计算，将校核断面潮流与设备限额进行比对和越限检查，给出越限设备及其越限程度，根据越限程度调减相应设备的限额并出清计算得到满足交流安全约束的交易结果。

静态安全分析指 N-1 故障和指定故障集下的设备越限分析，根据 N-1 原则逐个开断全网设备(包括线路、主变、机组和母线)，并判断其它元件是否出现潮流、电压越限，或指定故障集进行静态安全分析计算，并判断其它元件是否出现越限，根据越限程度调减相应设备的限额并重新出清计算得到满足安全约束的交易结果。

灵敏度分析指根据电网模型计算支路或输电断面有功功率和

发电机有功出力、负荷节点之间的灵敏度，对静态安全分析结果中的越限、过载设备和输电断面进行灵敏度分析。

若存在安全约束无法满足要求的时段，调度机构可以采取调整运行边界、增加机组和电网约束、组织有序用电以及调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.9. 交易结果发布

竞价日 17:30 前，调度机构计算得到运行日的日前电能量市场交易出清结果，按规则通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台向市场发布。

7.9.1. 日前交易公有信息发布

详细内容遵循《市场信息披露指引》。

7.9.2. 日前交易发电企业私有信息发布

详细内容遵循《市场信息披露指引》。

7.10. 日前调度计划调整

日前电能量市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算。一般情况下，日前电能量市场的发电侧出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响

电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47

电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整或重新出清市场，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。

电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47

不具备市场重新出清计算条件时，日前市场出清形成的价格不进行调整，事后测算发电企业因现货交易结果调整产生的损益，并纳入市场运行费用平衡机制处理。

电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47

主要边界条件变化情况包括但不限于：

- 电力市场交易平台
2026年7月8日 7:5:47
- （1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；
 - （2）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；
 - （3）发电机组检修计划延期或调整；
 - （4）外送电因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；
 - （5）新能源出力较预测发生较大变化；

(6) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

(7) 电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在青赔、物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素，导致运行日计划检修无法开展。

(8) 政府临时下达的保电或环保要求等。

7.11. 日前发电终计划

竞价日（D-1 日）10:30 前，完成日前省内现货市场预出清，并适时对机组启停计划进行预通知。

各机组的日前省内发电计划曲线与省间现货交易增量曲线叠加后，形成各机组的次日发电终计划曲线。

若某停备火电机组日前市场中标后，未按照市场出清结果启动并网，则将该机组的最小停机时间延长至 72 小时，并在下次并网后，将该机组的最小在线运行时间缩短至 24 小时，相应的启动费用不予补偿。

8. 实时省内现货交易

8.1. 组织方式

实时现货市场定位为在日前电能量市场出清的基础上，依据日内超短期负荷预测、新能源功率预测申报等边界条件变化，按照规则形成实时发电计划与实时节点电价。

实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内华北跨省调峰交易结果等边界条件，在日前发电终计划的基础上，以全网发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，得到实时电能量市场出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

8.2. 边界条件

日前现货交易所形成的机组组合、日内超短期系统负荷与母线负荷预测、日内新能源发电的超短期预测出力、日内省间现货交易结果、日内跨省调峰交易结果，原则上作为实时省内现货市场出清的边界条件。

8.2.1. 实时电网运行边界条件准备

8.2.1.1. 超短期负荷预测

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至4小时统调负荷需求。调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会大事件影响、政府环保要求等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至

4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

8.2.1.2. 日内省间现货交易结果

山西省内发电机组在日内省间现货交易中竞得的外送现货交易结果，作为实时电能量市场出清的边界条件。

8.2.1.3. 日内跨省调峰交易结果

山西参与跨省调峰交易参照《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》执行。日内跨省调峰交易结果作为实时电能量市场出清的边界条件。

8.2.1.4. 发电机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

8.2.1.5. 运行备用

电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）若山西电网系统备用容量无法满足要求，在全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，国网山西电力调度控制中心可向华北网调、国调中心申请备用支援；

（2）若山西电网系统备用容量无法满足要求，且华北网调、国调中心无法提供支援时，国网山西电力调度控制中心可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等；

（3）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定范围内。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

8.2.1.6. 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化、电网保电期间、恶劣天气预警期间或其他情况，经调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向市场主体进行发布。

在实时运行中，为确保电网安全稳定运行，须将安全稳定断面的限值按照一定比例留出裕度：

（1）当日内实时断面潮流发生一次越限（超过断面控制限制的 100%）时，后续按该断面限值的 90% 控制断面潮流进行实

时市场出清。

(2) 特级保电期间，主网断面各限额按原限额值的 80%控制。一级和二级保电时段，主网断面各限额按原限额值的 90%控制。若上级单位对保电期间断面限值有明确要求时，按照上级单位要求执行。

(3) 山火、冰灾、大风、雷雨等恶劣天气预警期间，预警区域内按照断面限值的 80%作为实时控制要求。调度机构视恶劣天气严重情况可对断面限值进行调整，并将调整情况事后向市场成员发布。

(4) 其他经调度机构评估影响电网安全运行的情况，可按照断面限值的一定比例作为实时控制要求。

8.2.1.7. 偏差约束及二次出清

电力平衡预测值和实际值偏差主要包括直调用电超短期预测偏差、新能源超短期预测偏差。此外，火电实际出力与指令的偏差也对电力平衡产生影响。为保证电网运行实时平衡，设置偏差约束，当系统判断三者偏差之和超过调频机组可调整裕度时，根据偏差总量修正下个滚动周期实时出清曲线，据此开展实时市场出清计算。当值调度可根据电网实际需要，实时调整偏差约束的最高、最低限值。

8.2.2. 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经调度机构审核同意，由调度机构确认后，在调度现货及辅助服务市场技术支持平台中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

8.2.2.1. 实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，各市场主体在实时电能量市场中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台进行报送，经调度机构审核同意，并确认后生效。主要包括以下信息：

- (1) 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；
- (2) 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；
- (3) 最新的预计并网/解列时间；
- (4) 机组出力上/下限变化情况；
- (5) 调试（试验）机组出力变化情况；
- (6) 机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的

情况；

(7) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

8.2.2.2. 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，以机组当前实时出力为起点，调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电计划，直至机组出力上升至最小稳定技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

8.2.2.3. 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在调度现货及辅助服务市场技术支持平台中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

8.2.2.4. 发电机组出力上/下限约束

运行日 16:00 前，各火电机组通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台，申报机组出力日内上限及受限原因，经调度机构审核同意后，调度机构在调度现货及辅助服务市场技术支持平台中将该台发电机组的出力上限约束值修改为变化之后的数值，按

照修改之后的出力上限进行实时电能量市场出清计算。

现货运行日，系统自动统计计算判定火电机组（包含 ACE 模式机组）实际最大发电能力能否达到申报的可调出力上限。判定火电机组上调不跟踪后、机组指令与实际发电电力的偏差电力在下一计算周期参与优化分配至其他机组。火电机组日内申报可调受限、实际可调受限进行发电受阻偏差回收，具体内容详见《山西省电力市场电费结算细则》。

8.2.2.5. 发电机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由调度机构审核同意后执行。

8.2.2.6. 发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

8.2.2.7. 热电联产机组供热计划执行

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据实时采集的机组供热流量，计算供热机组实际供热电力负荷的上下限。

8.2.2.8.发电机组一次能源供应约束

厂内存煤可用天数低于5天(不包括坑口电厂)的燃煤机组,在实时电能量市场中,按照申报价格上限参与市场优化出清,与日前市场保持一致。本项条款执行时间另行通知。

8.2.2.9.新能源出力预测曲线

新能源机组申报的超短期出力预测曲线。

8.2.2.10. 机组故障停运

运行日机组发生故障停运,分当日恢复和次日恢复等情况考虑。

当日可恢复并网的,请示调度机构并经审核同意后,可于当日并网。此类情况按照双细则规则考核,且不予启机补偿。

次日可恢复并网的,请示调度机构并经审核同意后,可于次日并网。价格按照该机组最近一个运行日的报价参与实时市场优化出清。

其他情况,按照现货规则参与日前市场申报。

8.3. 实时电能量市场出清

8.3.1. 交易空间

当实时系统出现正偏差(用电增量或发电缺额)时,根据发

电企业在日前现货市场中的报价信息，在满足电网运行和机组运行约束条件的基础上，按照全电量优化原则分时段由低到高依次调增在线机组的发电计划。

当实时系统出现负偏差（用电减少或发电富余）时，根据电企业在日前现货市场中的报价信息，在满足电网运行和机组运行约束条件的基础上，按照全电量优化原则分时段由高到低依次调减在线机组的发电计划。

8.3.2. 出清模式

电力调度机构将超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内跨省调峰交易结果、各机组日前报价、机组运行参数、线路运行参数等作为输入信息，以全网发电成本最小化为目标，考虑备用需求、断面极限等电网运行约束与最大最小出力、爬坡限制等机组运行约束，通过带安全约束的经济调度程序（SCED）进行市场滚动出清计算，形成各机组下一个 15 分钟的发电计划与实时节点电价。

8.4. 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

8.4.1. 必开机组

日前电能量市场中确定为必开的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 7.7.1 节一致。

8.4.2. 热电联产机组

热电联产机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 7.7.2 节一致。

日前确定的热电联产机组在日内原则上不允许更换或调整。实时运行中若热电联产机组发生故障或非计划停运因而不具备供热条件时，发电厂可向调度机构申请更换本电厂内的供热机组，经调度机构许可后可进行更换，更换后的热电联产机组出力上下限按照山西能监办核定的供热期出力上下限相应更改，供热下限至供热上限之间的发电能力正常参与实时电能量市场出清。发生故障（未停运）的热电联产机组视同非供热机组参与实时电能量市场出清，机组出力上下限相应更改。

8.4.3. 调试（试验）机组

调试（试验）机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 7.7.3 节一致。

8.4.4. 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内的机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 7.7.4 节一致。

8.4.5. 处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳

定技术出力期间，发电出力为其实时发电出力，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组达到最小稳定技术出力后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时发电出力，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

8.4.6. 一次能源供应约束机组

一次能源供应约束机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 7.7.6 节一致。本项条款执行时间另行通知。

8.4.7. 因故障需调整出力计划的机组

机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电厂可向调度机构申请，经调度机构许可后进行出力计划调整。故障处理时段内机组出力固定为经调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。故障处理结束后，发电厂须及时向调度机构申请恢复，调度机构许可后解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

8.5. 实时电能量市场安全校核

实时电能量市场的安全校核与本实施细则 7.8 节一致。

8.6. 市场出清结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清的发电计划通过现货交易系统下发至各发电机组。实时市场节点电价以 15 分钟为单位计算发布。实时运行中每小时发布实时市场的出清结果，发企业需严格执行实时发电计划；次日发布运行日实时市场的实际执行结果，作为结算依据。

8.7. 实时运行调整

电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量，以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差、调频容量不足等原因，造成联络线潮流调整困难无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员应使用技术支持系统进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，及时向市场发布相关情况。技术支持系统将根据调整后的电力平衡情况，出清实时市场机组出力及价格。

实时市场运行阶段，因保障电网安全等人工调整机组出力偏离实时市场出清结果时，相应时段该机组的节点电价调整为出力所在容量段的报价，保障机组收益不受影响。

实时市场运行阶段，为真实了解火电机组发电受阻情况，调度机构对火电机组进行发电能力测试，调整机组出力偏离实时市场出清结果时，相应时段该机组的节点电价调整为出力所在容量段的报价。

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，调度机构应按照“安全第一”的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台向市场成员发布。

发生下列情况之一时，调度机构可根据系统运行需要进行调整（包括开机组合和发电计划曲线）：

- （1）电力系统发生事故影响电网安全时；
- （2）系统频率或电压超过规定范围时；
- （3）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （4）输变电设备过载或超出稳定限额时；
- （5）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- （6）气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时；

(7) 电力设备缺陷影响电网安全时；

(8) 电网上、下旋备紧张，影响电力实时平衡时；

(9) 风光、负荷预测与实际偏差较大，影响电力实时平衡时；

(10) 为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；

(11) 调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

(1) 改变机组的发电计划；

(2) 让发电机组投入或者退出运行；

(3) 调整电网运行方式，包括调整设备停复役计划；

(4) 调整省间联络线的送受电计划；

(5) 采取错峰限电方式控制负荷；

(6) 暂停实时电能量市场交易；

(7) 调整断面限额，设置临时断面；

(8) 投入或退出机组调频模式；

(9) 让发电机组延迟投入或延迟退出运行；

(10) 调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组、电力用户以及非电力用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议政府主管部门对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、电力用户或非电力用户自行承担。

8.8. 火电机组结算价格替代

为引导火电机组顶峰发电，进一步降低火电机组的发电受阻容量，提升电力保供能力，对申报发电受阻容量的火电机组进行结算价格替代。火电机组的出清节点电价保留原始值，用户侧统一结算点电价计算方式不变。

火电机组晚高峰期间实际结算的分时节点电价，按照其申报的晚高峰期间的发电受阻容量占装机容量的比例确定，即某机组替代后的晚高峰期间实际结算的分时节点电价=该机组的出清分时节点电价×晚高峰时段（16:15-21:00）该机组申报的运行上限/装机容量（供热期为政府核定的供热上限）。除晚高峰时段以外的其余时段暂不实施价格替代。

对于晚高峰期间，火电机组的日前市场和实时市场的正现货

电量，采用替代后的分时节点电价进行结算；对于火电机组的日前市场和实时市场的负现货电量仍采用原出清的分时节点电价进行结算。

因火电机组分时节点电价替代结算引起的费用盈余，在火电侧按其上网电量的比例进行返还，具体按《山西省电力市场电费结算实施细则》规定执行。

9. 现货市场信息披露

按照《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56号）要求，将现货市场运行相关信息分为五类对市场披露，具体为市场边界信息、市场参数信息、市场预测信息、市场出清信息、市场运行信息。其中，市场边界信息、市场参数信息、市场预测信息需在日前市场申报开始前发布；市场出清信息在日前、实时市场出清完成后发布；市场运行信息实时发布。

9.1. 日前市场申报开始前发布

市场边界信息，包括电网安全运行的主要约束条件、输电通道可用容量、关键输电断面及线路传输限额、必开必停机组组合及原因、非市场机组出力曲线、备用及调频等辅助服务需求、抽水蓄电站蓄水水位、参与市场新能源总出力预测等。

市场参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子、节点分配因子及其确定方法、节点及分

区划分依据和详细数据等。

市场预测信息，包括系统负荷预测、外来（外送）电交易计划、可再生能源出力预测，水电发电计划预测等，任何预测类信息都应当在实际运行后一日内发布对应的实际值。

9.2. 日前、实时市场出清完成后发布

市场出清信息，包括各时段出清电价（节点边际电价市场应当披露所有节点的节点边际电价以及各节点边际电价的电能量、阻塞等各分量价格）、出清电量，调频里程价格，备用容量，输电断面约束及阻塞情况等。

9.3. 实时发布

市场运行信息，包括实际负荷、实时频率、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况及其影子价格情况、联络线潮流，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况，非市场机组实际出力曲线等。

10. 特殊情况处理机制

10.1. 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

10.2. 自然灾害影响期处理机制

冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

10.3. 系统出清异常处理机制

当调度现货及辅助服务市场技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

10.4. 供热期价格异常处理机制

供热机组在供热期设置为必开机组。经检测，如果供热机组存在较大市场力，引起市场价格明显异常的，可调整限价范围、进行申报价格替代或选取近一段时期现货市场平均价格进行结算。

10.5. 市场违约行为处罚

不按日前现货交易公布结果执行机组启停和发电计划的行为，接受双细则考核。

10.6. 实时市场熔断机制

为及时有效消除异常情况对电网及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止前，若出现以下情况，触发实时电能量市场熔断机制，并在 2 小时内向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时。

(1) 技术支持系统电源故障或系统异常、网络异常等情形影响实时现货系统正常运行，已持续 15 分钟以上，且短时难以恢复；

(2) 发生重大自然灾害、极端天气、突发事件可能影响电力供应或电网安全；

(3) 火电机组受阻严重（影响出力占开机容量的 15% 以上）、火电开机容量不足（电力缺口 30 万以上）、重大电源故障、新能源出力与预测偏差大（200 万千瓦及以上）等情况造成电力供不应求；

(4) 外送通道故障、重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

(5) 山西联络线潮流连续同向不合格 3 次（时长 45 分钟），且无恢复趋势；

(6) 实时电能量市场调节能力无法满足电网实际变化需要；

(7) 按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求；

(8) 电网主备调切换；

(9) 调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其他情形。

在市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以调度机构下发的指令为实时电能量市场出清结果，相应时段火电机组的节点电价调整为其出力所在容量段的报价，新能源企业的实时电价调整为所有火电机组节点电价的加权平均值。

10.7. 市场干预与中止

若上述情况在规定时间内未解除，则中止电力现货市场交易。

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

(1) 当面临严重供不应求情况时，当出现地震等自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

(2) 因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

(3)发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

(4)因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

(5)电力市场技术支持系统(含调度运行技术支持系统、现货及辅助服务市场技术支持平台、自动化系统、数据通信系统等)发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；

(6)出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

当出现上一条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措施：

(1)日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、新能源预测、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

(2)实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调

整。在市场中止期间所对应的结算时段，以最近一个交易日相同时段的实时电能量市场价格作为实时电能量市场价格。当市场长时间中止时，按照政府部门及能源监管机构指定方式进行结算。

当异常情况解除，市场运营机构恢复市场正常运行。

11. 风险防范和控制

具体内容遵循《山西省电力市场风险防范指引》。

12. 信息发布与保密规定

电力市场信息通过统一平台进行披露。市场成员信息披露内容、方式、变更及管理等内容遵循《市场信息披露指引》。

13. 市场监管

省能源局、山西能监办对现货市场运营进行监督管理，具体内容遵循《山西电力市场监管实施办法》。

山西省电力市场中长期交易实施细则

(试运行 V12)

2022 年 6 月

目 录

1. 总 述.....	1
2. 适用范围.....	1
3. 引用文件.....	1
4. 术语定义.....	2
5. 市场主体.....	3
6. 交易品种、方式、周期和价格机制.....	3
6.1 交易品种.....	3
6.2 交易方式.....	9
6.3 交易周期.....	12
6.4 价格机制.....	13
7. 交易曲线.....	14
7.1 发用两侧交易曲线形成.....	14
7.2 典型交易曲线.....	15
8. 交易电量约束.....	16
8.1 年度净合约量约束.....	16
8.2 年度累计交易量约束.....	18
8.3 可申报交易电量额度.....	19
8.4 时段电量约束.....	20
8.5 新能源参与省间交易时段电量约束.....	20

8.6	中长期分时段交易量约束.....	21
8.7	中长期分时段金融套利约束.....	30
9.	交易组织.....	32
9.1	年度交易.....	32
9.2	月度交易.....	36
9.3	月内交易.....	42
9.4	中长期分时段交易.....	46
9.5	中长期分时段交易衔接机制.....	47
10.	交易执行.....	48
11.	异议处理.....	49
12.	合约管理.....	49
12.1	合约内容.....	49
12.2	合约调整.....	50
12.3	合约解除.....	51
13.	市场干预与中止.....	51
14	异常行为认定及处置.....	52
14.1	异常行为认定标准.....	52
14.2	异常行为处置措施.....	52

1. 总 述

为充分发挥山西外送电大省优势，在省间、省内两级市场中优化配置山西电力资源，实现中长期交易与现货市场的有效衔接，依据《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、国家发展改革委办公厅《关于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 国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕457号）、山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16号）、山西能源监管办 山西省发展改革委 山西省能源局《山西省电力中长期分时段交易实施细则》（晋监能〔2021〕7号）等文件要求，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于山西电力市场中长期交易。

3. 引用文件

《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件

国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)

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 国家能源局《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)

山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(晋发改商品发〔2021〕457号)

山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》(晋监能〔2020〕16号)

山西能源监管办 山西省发展改革委 山西省能源局《山西省电力中长期分时段交易实施细则》(晋监能〔2021〕7号)

4. 术语定义

(1) 交易日：除节假日外的周一至周五。

(2) 运行日：为执行日前电能量市场交易计划的自然日。

(3) 交易曲线：一天96个时段电量的比例关系曲线。

(4) 履约保函：指经国务院银行业监督管理机构批准设立、颁发金融许可证且具有相应业务资格的商业银行、企业集团财务公司应市场主体的要求，向电网企业开立的书面

信用担保凭证。其中，企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具。

5. 市场主体

现阶段参与中长期交易的市场主体主要包括发电企业、电力用户、售电公司（含拥有配电网运营权的售电公司）、虚拟电厂、电网企业等，各类主体须符合国家及省内准入条件且在电力交易机构完成注册。关停机组等不参与现货市场的机组，只能在发电权交易中转出电量，不参与其他交易。

此外，符合跨省跨区外送市场准入条件的发电企业可参与北京电力交易中心组织的跨省跨区中长期交易；电网企业可代理发电企业参与跨省跨区中长期交易。

6. 交易品种、方式、周期和价格机制

6.1 交易品种

交易品种主要包括省间交易、省内电力直接交易、合约转让交易、抽水蓄能容量电费认购交易、可再生能源电力证书交易等。后期根据市场需要，增加其他类型交易品种。

6.1.1 参与省间交易

省间交易按照跨区跨省电力中长期交易实施细则，由北京电力交易中心组织安排，省内发电企业在全国统一电力交易平台参与交易，保障交易计划优先落实、优先结算。省间交易成交电量按交易公告发布的交易曲线或明确的分解方式进行曲线分解。省间交易公告中明确按照山西规则出清的，参照本细则中西龙池抽水蓄能电站容量电费认购交易的权

重系数法计算无约束结果。

现货模式下，在交易执行日的前3天（D-3日），若省间有约束交易结果仍未发布，交易中心可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合约曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。

为确保对首都及京津唐地区稳定供电，送京津唐及河北优先电量交易由具备交易资格的燃煤火电企业参加。当交易价格达到我省燃煤基准价上浮上限仍未足额成交，且电力平衡裕度满足要求时，剩余未成交电量由市场化机组按照剩余有效容量等比例分摊。

晋北风电基地项目仅参加雁淮直流省间外送交易，不参加其他外送交易，其他新能源机组不参加雁淮直流外送交易，但符合新能源发电特性、提高新能源消纳能力的省间交易不受以上约束。晋北风电基地项目和其他新能源机组均可参与外送合同转让交易。根据雁淮直流配套电源相关要求，当电力平衡裕度满足要求时，晋北风电基地项目应优先参与雁淮直流外送交易，原则上按照大小风季节参与分月申报电量（小风季6-9月，大风季1-5、10-12月），确保全年外送计划完成，如有剩余发电能力可参与省内交易；若送江苏分月交易中新能源交易电量未满足要求，不足部分由晋北风电基地配套电源项目按剩余有效容量进行分摊。

6.1.2 省内电力直接交易

省内电力直接交易在发电企业与售电公司、批发用户

（售电公司、虚拟电厂）之间开展，由山西电力交易机构组织，鼓励可再生能源之间、可再生能源与常规能源之间打捆参加交易。鼓励可再生能源企业与煤改电用户之间开展电力直接交易。电网企业代理购电交易按照国家和山西省政府有关政策开展。

原则上，省内直接交易带曲线开展，其中，用电侧不具备分表、分时计量的低压用户，暂不参与现货市场，在零售市场通过售电公司购电，其中，“煤改电”交易电量，按照20点至次日8点60%一条直线，8点至20点40%一条直线进行分解，光伏企业均按照冬季光伏典型出力曲线分解；其余用户按照用户典型用电曲线分解，且不允许自主调整，不允许调整的范围包括交易双方曲线形状、分日电量，该电量转让后也不可调整；战略性新兴产业用电企业按照典型曲线参与交易，不允许调整合约曲线；交易平台具备条件时，可允许调整分日电量，并且由发电企业确认，但不允许调整曲线形状；发电侧应急等特殊机组暂不参与现货市场，机组所在发电企业参与中长期交易时，若其所有机组都不参与现货市场，中长期交易成交电量按典型曲线分解且不允许调整，发生合同转让交易后亦不可调整，若其部分机组不参与现货市场，中长期交易成交电量全部分解至参与现货交易的机组。

针对电力现货市场运行月份，以电力中长期分时段交易形式开展。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、“负荷类”虚拟电厂）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。电力中长期分时段交易年度、多月交易按照第一阶段双边协商交易、第二阶段采用挂牌、集中竞价或滚动撮合的方式组织；月度、旬交易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。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年度、多月、月度、该旬交易的日分解电量及日滚动交易电量之和。

“负荷类”虚拟电厂的聚合资源与相应售电公司代理的其他用户进行区分，以独立交易单元参与电力中长期交易。

“一体化”虚拟电厂暂不参与批发市场中长期交易。

6.1.3 合约转让交易

合约转让交易包括发电侧市场化合约电量转让交易、用电侧市场化合约电量转让交易。

为规范合同交易行为（包含合同转让、合同回购、合同置换等），合同交易设置价格限制，上限价格原则上与直接交易上限价格一致，下限价格为 0 元/兆瓦时；新能源企业在合同交易中不受价格限制。

在市场化合约电量转让交易中，均按照原曲线比例转让，转让后出让方与受让方可以协商调整曲线。但原合同的对方提出调整合约曲线需求时，由出让方负责与受让方协商曲线

调整事宜。允许市场主体在同批次合同转让交易中既转入又转出。鼓励新能源企业作为受让方与燃煤机组和自备电厂开展市场化合约电量转让交易。

为规避售电公司脱离电力用户囤积电量和恶意操纵市场，售电公司当月中长期合同转出总电量不得超过其当月成交（买入）电量的 ZL%（分时段交易电量、战略性新兴产业用电合约转让电量不计入统计）。 $0 < ZL < 100$ ，ZL 值具体由省能源局、山西能监办根据国家及我省要求明确（目前暂按 15% 执行）。

6.1.4 回购交易

回购交易在合约双方之间开展，经双方协商一致可回购部分或全部合约电量。回购电量不得超过被回购合约的剩余电量，交易曲线按回购时分月/分日电量及合约曲线执行。

6.1.5 抽水蓄能电站容量电费认购交易

抽水蓄能容量电费认购交易在省级电网企业与省调发电企业之间开展，成交电量由调度机构按基准价电量分解原则进行曲线分解。

当燃煤火电企业申报认购电费小于交易标的时，按照申报值无约束出清，并在年末按照上年上网电量比例进行分摊；当燃煤火电企业申报认购电量大于交易标的时，按照“权重系数法”出清。“权重系数法”公式为：

$$Q_{i\text{中标}} = Q_{\text{总}} \times \frac{C_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}}}{\sum_{i=1}^n (C_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}})}$$

其中， $Q_{i\text{中标}}$ 为第 i 台机组中标电量， $C_{i\text{机组}}$ 为机组容量， $\rho_{i\text{容量}}$ 为容量系数， $\rho_{i\text{空冷}}$ 为空冷系数， $\rho_{i\text{综合}}$ 为资源综合利用系数， $\rho_{i\text{供热}}$ 为供热系数。

当发电企业计算的中标电量大于其申报电量时，申报电量为无约束成交电量，总电量减去成交电量后的剩余电量进行再次分配，直至完成；当各发电企业计算的中标电量小于或等于申报电量时，计算中标电量即为无约束成交电量。

为鼓励和提高大容量、环保机组的中标电量比例，促进节能减排，同时设置权重系数：

(1) 容量系数：13.5 万级机组容量系数为 1.0，20 万级机组取 1.1，30 万级机组容量系数为 1.2，60 万级机组容量系数为 1.4，100 万级机组容量系数为 1.8。

(2) 空冷系数：非空冷机组系数为 1，空冷机组系数为 1.1。

(3) 资源综合利用系数：燃烧低热值煤机组系数 1.1，其余燃煤机组系数为 1。

若为鼓励机组供热，根据省能源局、山西能监办相关要求，在按“权重系数法”出清时可为供热机组设置 1.2 的系数。

6.1.6 可再生能源电力证书交易

可再生能源电力配额制下，省内各市场主体可通过与其他市场主体或者可再生能源发电企业进行可再生能源电力证书交易完成配额指标，电网企业对于经营区域内各市场主体持有的证书进行核算。未完成配额的市场主体，须通过购买替代证书完成配额。国家能源部门负责制定可再生能源电力证书的认定、核发、交易、考核办法，具体交易规则待国家下达具体规定后，另行编制。

6.2 交易方式

中长期市场交易方式主要包括双边协商、集中交易，其中集中交易包括集中竞价、挂牌、滚动撮合交易。

6.2.1 双边协商交易

市场主体之间自主协商交易电量、交易曲线、交易价格，以及交易周期允许范围内的合约执行起止时间，在规定时间内提交交易平台，经电力交易机构交易校核后形成交易结果。在具体交易中，若有交易规模限制，原则上按时间优先次序出清。

6.2.2 集中竞价交易

市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，通过交易平台申报交易电量、交易价格，交易机构按高低匹配法或统一边际法进行出清，具体出清方式以交易公告为准，经交易校核后形成交易结果。

6.2.2.1 高低匹配法

(1) 将购电方申报价格由高到低排序、售电方申报价

格由低到高排序，售电方的最低价与购电方的最高价优先配对，并依次类推，直至售电方电价大于等于购电方电价中止，成交价格采用匹配双方申报价格的均价。

(2) 售电方申报价格相同时，按照“可再生能源优先、容量等级优先、时间优先”的顺序排序。当以上条件均相同时，按照申报电量等比例成交。

(3) 购电方申报价格相同时，按照时间优先顺序排序。时间相同时，按照申报电量等比例成交。

6.2.2.2 边际电价法

(1) 当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

(2) 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。

(3) 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量。

6.2.3 挂牌交易

购电方或售电方通过交易平台，发布购电量或售电量、交易曲线、交易价格、交易执行时间等交易要约，由认可该

要约的售电方或购电方自主摘牌，经交易机构交易校核后形成交易结果。也可以采用统一曲线方式组织，即参与交易的双方均采用交易公告中明确的交易曲线，挂牌方挂牌时只需挂出电量和电价，由摘牌方摘牌。挂牌交易出清价格为挂牌方的挂牌价格。挂牌交易的组织方式分为双挂双摘和单挂单摘。

（1）单挂单摘方式

单方挂牌，单方摘牌交易分两场先后组织，分别按照“购电方挂牌、售电方摘牌”“售电方挂牌、购电方摘牌”先后次序组织。单方挂牌时，摘牌方可以直接摘牌，不需要先挂牌。

（2）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方（售电公司和批发用户）挂牌与售电方（指发电企业）挂牌交易同时组织，购售双方均可挂牌和摘牌，购方只能摘售方，售方也只能摘购方。

（3）申报与出清

挂牌方挂牌时，初期仅能挂 1 个电量、电价、曲线包。挂出后可以对电量、电价、曲线进行 2 次修改，修改后再次挂牌，已被摘牌的电量、电价、曲线不会被修改。摘牌操作需要先录入摘牌电量、电价、曲线，再确认摘牌。如果同一笔挂牌电量被多家申报，则按“时间优先”原则成交。摘牌方摘牌时，不限制摘牌次数，可在剩余电量限额范围内进行

多次摘牌。

购、售双方在购电方挂牌和售电方挂牌交易中的成交电量均有效，超限额成交的将按照摘牌时间顺序核减，由此给对方造成的损失自行承担。

若在挂牌有效期内无市场主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。挂牌交易截止时间应早于挂牌交易执行起始时间。

挂牌交易用于直接交易时，只允许发、用侧进行相互摘牌；用于合约转让交易时，只允许发-发、用-用摘牌。

6.2.4 滚动撮合交易

滚动撮合交易，是指市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，成交价格采用先申报一方的价格。

非现货模式下，电力交易机构按周或者多日汇总出清，并提交电力调度机构开展安全校核，出清周期以具体交易公告为准。现货模式下，电力交易机构于每个交易日开展交易出清、交易校核、交易结果发布及曲线分解。

6.3 交易周期

市场主体根据北京电力交易平台时间安排参与省间交易，主要有年度、月度、月内交易。省内电力直接交易以多年、年度、月度、月内（多日）为周期组织开展。市场化合

约转让交易以月度、月内（多日）为周期组织开展。抽水蓄能容量电费认购交易按照年组织，具体时间以交易公告为准。

6.4 价格机制

为维护发用电市场主体合法权益，促进电力市场规范平稳运行，电力中长期集中交易设定最低和最高限价，双边协商原则上不设置价格上下限，但成交价格不得为负价。

6.4.1 交易价格形成

中长期交易的成交价格由市场化方式形成，第三方不得干预。市场主体申报价格限制由电力交易机构根据政府有关文件，在交易时间预安排或交易公告中明确。双边协商交易价格按照达成的交易合约确定，原则上不进行限价；集中竞价交易根据双方报价高低匹配确定或按统一边际出清价格确定；挂牌交易价格按摘牌价格确定。初期按单一价格开展中长期交易，条件成熟后市场主体可申报电量（力）-电价曲线。

现货模式下，市场主体所有直接交易合同均须约定曲线并标明全天 96 点各时刻的价格，且所标价格不低于 0 元/兆瓦时、不高于山西省现货出清最高限价。合同的交易双方协商一致后可在规定时间内调整交易执行日的分时段合同电量，但需满足合同期内各分时段合同总量不变，不能调整 96 点各时刻的价格。

6.4.2 交易价格约束

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，

可对省内电力直接交易集中竞价设置报价上、下限。上、下限标准由山西省电力市场管理委员会根据国家相关政策，于每年 11 月底前提出建议，报省能源局和山西能源监管办批准后用于次年交易。

6.4.3 中长期分时段交易价格约束

年度、多月集中交易原则上按照国家规定的燃煤基准价浮动范围进行限制；月度、旬分时段交易进行逐个时段限价，逐个时段限价范围设置 12 个价格区间；日滚动交易仅设定最低和最高限价，不进行逐个时段限价；最高、最低限价，逐时段最高、最低限价按分时基准价+上下浮动方式形成，分时基准价由我省燃煤发电基准价乘以现货交易峰谷系数确定。其中平段基准价为 332 元/MWh，最高限价原则上不高于燃煤发电基准价 $\times(1+20\%) \times(1+\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times(1+20\%)$ ，下限原则上不低于燃煤发电基准价 $\times(1-20\%) \times(1-\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times(1-20\%)$ 。

逐时段最高、最低限价，由省能源局商省发改委、山西能源监管办，按照以上原则，结合现货结算试运行历史价格情况设定并附说明，于季度首月月度交易 3 个工作日前发布。

7. 交易曲线

7.1 发用两侧交易曲线形成

以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线；以集中竞价方式开展的直接交易，采用交易公告给出的典型交易曲线；以挂牌交

易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

7.2 典型交易曲线

典型交易曲线包括年度、月度、月内（多日）标准交易曲线，根据山西电网统调负荷特性制定并与交易前发布。

（1）基础数据准备

① 年度分月电量比例（Y）：根据上一年统调电力电量历史数据确定年度分月电量比例。

② 月度分日电量比例（M）：根据上一年统调日电量历史数据确定工作日、周六、周日、节假日四类常用日的电量比例。

③ 用日分时电量曲线（D）有三种形式：

峰平谷曲线 D_1 ：将一日划分为峰段、平段和谷段，根据统调历史负荷确定峰、平、谷三段负荷比例，将日电量分解为 96 点电量曲线。

全天平均曲线 D_2 ：将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

高峰时段曲线 D_3 ：将日电量平均分解至每日峰段，平段、谷段为零，形成 96 点电量曲线。

峰平谷时段可按照峰谷电价文件中规定的时段进行约定，或按照现货市场价格差异进行划分。

（2）典型交易曲线计算方法

① 年度典型交易曲线：根据统调历史负荷确定年度分月电量比例（Y）和月度分日电量比例（M），将年度电量分

解至分月、分日电量，再按日典型分解曲线（ D_1 、 D_2 或 D_3 ），将日电量分解为96点电量曲线，即年度典型分解曲线包括 $Y+M+D_1$ 、 $Y+M+D_2$ 、 $Y+M+D_3$ 三种形式。

② 月度典型交易曲线：按照月度分日电量比例（ M ），将月度合约电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（ D_1 、 D_2 或 D_3 ），将日电量分解为96点电量曲线，即月度典型分解曲线有 $M+D_1$ 、 $M+D_2$ 、 $M+D_3$ 三种形式。

③ 月内（多日）典型交易曲线：按照月度分日电量比例（ M ），将短期多日的合约电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（ D_1 、 D_2 或 D_3 ），将日电量分解为96点电量曲线，即月内（多日）典型分解曲线包括 $M+D_1$ 、 $M+D_2$ 、 $M+D_3$ 三种形式。

8. 交易电量约束

8.1 年度净合约量约束

年度净合约电量是指单个市场主体在交易年度达成的合约电量的代数和。市场主体的年度净合约量约束根据发电能力和用电需求情况计算确定。

年度净合约电量计算公式如下：

发电侧年度净合约电量=累计买入市场合约电量-累计卖出市场合约电量-累计回购市场合约电量；

用电侧年度净合约电量=累计买入市场合约电量-累计卖出市场合约电量-累计回购市场合约电量。

8.1.1 发电侧年度净合约量上限

根据参与市场交易的机组装机容量确定净合约量上限，具体计算方法如下：

发电机组年度净合约量上限=发电机组装机容量×允许机组达到的省内发电利用小时数+净买入省间交易电量× $K_{外送}$

其中，允许机组达到的省内发电利用小时数按机组类型或交易类别发布。允许达到的省内发电利用小时数和 $K_{外送}$ 值由电力市场管理委员会于每年11月底前提出建议，报省能源局和山西能源监管办批准后用于次年交易。

8.1.2 用电侧年度净合约量上限

批发用户根据上年度实际用电量确定净合约量上限，售电公司根据其零售用户上年度实际用电量之和确定净合约量上限。没有历史用电量数据的用户根据其报装容量，参考同类型用户用电情况，确定上限计算所需的电量数据。用电侧年度净合约量上限计算方法如下：

批发用户或售电公司年度净合约量上限=批发用户或售电公司上年度实际用电量× f_1

其中， f_1 为调整系数，与全省经济发展趋势、用电负荷增长趋势等因素相关，由电力市场管理委员会于每年11月底前提出建议，报省能源局和山西能源监管办批准后用于次年交易；因时间原因，批发用户或售电公司上年度实际用电量可跨年度统计。

8.1.3 净合约量下限

发电侧、用电侧净合约量下限均为零。

8.1.4 年度净合约量上限计算与调整

在 f_1 系数确定后，在第一次年度交易前，交易机构公布市场主体年度净合约量上限。原则上，发电企业、批发用户年度净合约量上限每年更新一次，售电公司年度净合约量按其新增零售用户情况进行更新，零售用户按照当年可参与交易的月份数对应的上一年同期实际用电量进行计算。对于新投产等特殊用户，应提前申请，并考虑按照环比电量进行计算。

8.2 年度累计交易量约束

年度累计交易量是指单个市场主体在交易年度买入和卖出合约电量的绝对值之和。具体计算公式如下：

发电侧年度累计交易量=累计卖出市场合约电量+累计买入市场合约电量

用电侧年度累计交易量=累计买入市场合约电量+累计卖出市场合约电量

8.2.1 年度累计交易量上限

对市场主体在交易年度的累计交易量设置上限。年度累计交易量上限根据年度净合约量上限确定，计算方法如下：

年度累计交易量上限=年度净合约量上限 $\times f_2$

f_2 为调整系数，与合约电量交易频次相关，由电力市场管理委员会于每年 11 月底前提出建议，报省能源局和山西能源监管办批准后用于次年交易。

8.2.2 年度累计交易量上限计算与调整

在 f_2 系数确定后，在第一次年度交易前，交易机构公布市场主体年度累计交易量上限。原则上，发电企业、批发用户年度累计交易量上限每年更新一次，售电公司年度累计交易量按其新增零售用户情况进行更新。

8.3 可申报交易电量额度

市场主体在交易电量约束范围内参与中长期市场。发电企业、批发用户交易申报电量额度需同时满足年度净合约量上下限、年度累计交易量上限约束；售电公司交易申报电量额度，除满足以上条件外，还需满足履约保函额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新已占用的交易电量额度。市场主体可申报电量额度计算公式如下：

发电侧可申报卖出电量额度 = $\min\{(\text{年度净合约量上限} - \text{本交易日前持有净合约量} - \text{本交易日申报卖出市场合约电量}), (\text{年度累计交易量上限} - \text{已发生年度累计交易量})\}$

发电侧可申报买入市场电量额度 = $\min\{(\text{本交易日前持有市场合约电量} - \text{本交易日申报买入市场合约电量}), (\text{年度累计交易量上限} - \text{已发生年度累计交易量})\}$

用电侧可申报买入电量额度 = $\min\{(\text{年度净合约量上限} - \text{本交易日前持有净合约量} - \text{本交易日申报买入市场合约电量}), (\text{年度累计交易量上限} - \text{已发生年度累计交易量})\}$

用电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出市场合约电量}), (\text{年度累计交易量上限}-\text{已发生年度累计交易量})\}$

市场主体登录交易平台后可查看其年度净合约量上限、年度累计交易量上限、履约保函额度，当任一项剩余额度不足 10% 时，交易机构均应给出提醒预警。

8.4 时段电量约束

市场主体在开展市场化合约的新增、转让、调整（含挂牌要约）交易时，须满足市场化合约各时段电量大于等于 0。其中，市场主体已将合约转让出去后接受原合约方调整分月/分日电量及曲线时除外。

发电企业在开展中长期市场化交易时，应确保交易期间持有电量不超过其最大发电能力，其中，最大发电能力等于装机容量乘以交易合约起止时间内的小时数。

8.5 新能源参与省间交易时段电量约束

新能源企业参加省间交易时，应在自身发电能力范围内进行申报，确保可以按照成交后的省间交易曲线送电。考虑到新能源企业发电的不确定性，为保证省间送电的稳定性，新能源企业与火电企业在单次省间交易中，新能源企业各时段申报电量应不超过标的电量的 10%，光伏企业可申报时段（白天）可放宽至 20%，超过时按照等比例原则核减。政府间协议明确新能源企业送电电量的，按照政府间协议执行。

8.6 中长期分时段交易量约束

本节内容主要对中长期分时段交易成交量约束、金融套利约束进行规范和要求，涉及的相关回收费用的计算、分摊、返还以《山西电力市场电费结算实施细则》有关规定为准。

8.6.1 年度交易约束

为体现分时价格信号，年度和多月交易总成交电量暂定为不超过全年市场化普通交易电量（剔除新能源年度已成交合同电量等非分时段交易品种电量）的60%，各火电企业根据有效容量等因素按比例分配得到年度交易电量上限。年度交易电量上限按季度均分得到各季度交易电量上限（含年度交易均分至季度的已成交电量）。

由省电力公司根据市场化用户的历史用电量预估全年的整体电量需求，或交易机构根据市场交易规模考虑确定全年市场化普通交易电量。

8.6.2 火电企业月度交易约束

参与普通交易的火电企业当月总可卖出电量（含年度、多月已成交电量）上限设置原则为：由省电力公司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：标的月的市场化电量需求=上上月度用电侧市场化用户实际结算电量×上一年度对应标的月的省内售电量/上一年度对应上上月份的省内售电量。若因历史月购售不同期等因素影响计算结果明显与需求不符时，经汇报省能源局、山西能监办同意可对计算结果进行修正），并提供给电力交易机

构，交易机构剔除新能源已成交合同的当月电量和其他非分时段交易品种月度预计用电量后，根据火电企业的有效容量和总供需比，确定各火电企业分时段普通交易的当月总可卖出电量上限 Q_{\max} （供需比）（火电机组的有效容量根据年度检修计划中当月检修天数占当月日历天数的比例剔除原机组有效容量相应比例后计算得到）。总供需比或预估电量需求公式需要变化时，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。

供热期，供热机组当月总可卖出电量（含年度、多月已成交电量）的上限取核定供热最小方式所需电量 Q_{\min} （供热）和供需比确定电量 Q_{\max} （供需比）的较大值。

8.6.3 火电企业缺额申报约束

对参与普通交易的火电企业的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收：参与普通交易的火电机组，其每个时段年度、多月交易净卖出电量分解至当旬的电量及月度交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬的电量（申报卖出为正值，申报买入为负值，下同），与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于 Q_{\max} （供需比） \div 供需比 $\times 90\% \div 24 \div$ 当月日历天数 \times 当旬日历天数（ Q_{\max} （供需比）为按照供需比确定的该火电机组当月可卖出电量上限），缺额部分电量按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.5 倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用在

发电侧和用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）平均分配。发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期总净成交电量比例按月进行分配。

8.6.4 新能源交易电量约束

新能源发电企业以年度、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）新能源企业的省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含日滚动交易），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（对于晋北风电基地场站，以超出量与剔除雁淮合约之外的其他市场化中长期交易量的较小者，作为考核量电量）按照该时段月度和旬中长期分时交易（不含新能源双边交易）加权均价的 0.85 倍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 $Q_{\text{申报},h} = 0$ 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 $k_j=0.8 \times Q_{\text{申报},h} / Q_{\text{实际},h}$;

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 $k_j=0.8 \times Q_{\text{实际},h} / Q_{\text{申报},h}$ 。

(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 300%, 超出部分与该时段中长期全部市场化合约电量 (晋北基地项目剔除雁淮合约) 的较小值, 按照该时段当月各批次中长期普通交易 (不含多月及以上交易) 加权均价的 0.85 倍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。

综合考虑新能源不同出力时段预测偏差绝对值与偏差率的协同问题, 设置允许预测偏差绝对值, 当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 4% 时, 仅考核中长期合约超出 12% 额定容量外的部分与该时段中长期全部市场化合约电量 (晋北基地项目剔除雁淮合约) 的较小值。

8.6.5 用户侧交易申报约束

对参与普通交易的用户侧的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收: 参与普通交易的用电侧主体, 其每个时段多月及以上交易净买入电量分解至

当旬的电量、新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量、月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值，下同）分解至当旬的电量与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的 90%，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的 1.5 倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用在发电侧和用户侧平均分配。发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期总净成交电量比例按月进行分配。

对参与普通交易的用户侧的多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和设置超额回收：用电侧多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和暂定为不得超过当月实际用电量的 60%。对用户侧的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：用电侧每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当月该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍；用电侧每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当旬该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量，再

减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量 - (当月实际用电量 \times 1.5 - 多月及以上火电交易分解至当月净买入电量 - 新能源双边交易分解至当月净买入电量 \times 0.8) $\times \alpha$

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量 - (当旬实际用电量 \times 1.5 - 多月及以上火电交易分解至当旬净买入电量 - 月度火电交易分解至当旬净买入电量 - 新能源双边交易分解至当旬净买入电量 \times 0.8) $\times \alpha$

多月及以上交易 (含新能源) 成交电量之和分解至月度的超额成交电量 (超出当月实际用电量 60% 的部分) 按照现货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的 1.2 倍进行回收 (差价为负时不回收)。月度和各旬超额回收电量的总加值与该批发用户旬及以上交易当月总净买入电量的较小值, 按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收 (差价为负时不回收), 该项回收费用在用户侧 (不含战新用户) 按照月度实际用电量比例返还批发用户。

8.6.6 “负荷类” 虚拟电厂交易申报约束

“负荷类”虚拟电厂月度及以上考核规则参照批发市场普通用户月度及以上考核规则执行。月度以下考核规则按如下方式执行。

“负荷类”虚拟电厂根据各交易时段测试试验确定的调节容量 ΔP_i 与最大用电负荷 $P_{\max i}$ 的比例 $\beta\%$ ，相应放宽当旬该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束为 $(B-1.2 \times \beta)\%$ （ B 暂定为90），缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的1.5倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用纳入用户侧中长期交易缺额回收费用统一管理。

对“负荷类”虚拟电厂的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：“负荷类”虚拟电厂每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的1.5倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的80%后的差值电量的 α 倍；“负荷类”虚拟电厂每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的1.5倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入

电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量 - (当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 \times 1.5-多月及以上火电交易分解至当月净买入电量-新能源双边交易分解至当月净买入电量 \times 0.8) $\times \alpha$

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量 - (当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 \times 1.5-多月及以上火电交易分解至当旬净买入电量-月度火电交易分解至当旬净买入电量-新能源双边交易分解至当旬净买入电量 \times 0.8) $\times \alpha$

多月及以上交易 (含新能源) 成交电量之和分解至月度的超额成交电量 (超出当月实际用电量 60%的部分) 按照现货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的 1.2 倍进行回收 (差价为负时不回收)。月度和各旬超额回收电量的总加值与该“负荷类”虚拟电厂旬及以上交易当月总净买入电量的较小值, 按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收 (差价为负时不回收), 该项回收费用纳入用户侧中长期超额申报回收费用统一管理。

8.6.7 用户侧中长期曲线偏差约束

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（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（含多月及以上交易）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差价（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（不含战新用户）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。

若旬滚动撮合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，则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（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20%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（含多月及以上交易）的相应时段加权均价的0.9倍的差价（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（不含战新用户）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。

8.6.8 “负荷类”虚拟电厂中长期曲线偏差约束

用户侧中长期曲线负偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日（D日）每个时段中长期净合约电量与日

前申报运行下线的负偏差超过 30%范围的电量进行考核回收，用户侧中长期曲线正偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与日前申报运行上限的正偏差超过 20%范围的电量，考核费用的回收及分摊参照批发用户此项市场运营费用的规定执行。该项回收费用纳入用户侧中长期曲线偏差回收费用统一管理。

8.6.9 “负荷类”虚拟电厂其他约束

当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 β % 大于 70% 时，取消该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束、用户侧中长期曲线负偏差回收费用，可在现货市场进行全电量交易。

“负荷类”虚拟电厂未涉及的其他成交量约束、金融套利约束参照现行批发市场用户交易规则执行。

8.7 中长期分时段金融套利约束

中长期分时段各批次交易中，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（按交易单元为准）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。多月及以上交易第二阶段集中交易过程中，发电侧仅可卖出电量，用户侧仅可买入电量。

8.7.1 发电侧金融套利约束

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；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。

8.7.2 用户侧金融套利约束

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。

8.7.3 新能源企业金融套利约束

新能源企业年度、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。

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需遵守。

9. 交易组织

根据北京电力交易中心安排，组织省内发电企业参与省间交易。达成交易后，年度分月电量由购电方确定，交易曲线按交易公告执行。

省内交易由山西电力交易中心根据省能源局确定的交易规模、市场主体目录组织开展。原则上，省内交易的优先次序为：年度电力直接交易，月度电力直接交易、月度合约转让交易，月内电力直接交易、月内合约转让交易。

抽水蓄能电站容量电费认购交易视情况确定交易时间，原则上每年组织一次。

新能源发电可参与绿电交易、直接交易、合约转让交易、分时段交易，可通过年度合约分月调整、分时段交易（或月内分日电量及曲线调整、发电侧市场月度、月内合约电量转让交易）等方式调控新能源中长期合约电量与实际交割电量之间的偏差。

9.1 年度交易

原则上，每年 12 月份开展次年年度交易，具体时间以交易公告为准。

9.1.1 厂网基准电量合约签订

基准价电量由省能源局确定，电价执行现行燃煤发电企业基准电价。原则上，每年 12 月份省能源局安排次年新能

源基准电量。

9.1.2 年度电力直接交易

年度电力直接交易按双边协商、集中竞价和挂牌交易三种方式开展，执行过程中可根据市场运营实际、市场主体需要等情况进行调整。

原则上，年度电力直接交易组织流程为：交易机构发布年度交易时间预安排，市场主体申报交易需求，发布交易公告，按交易公告明确的交易方式开展年度电力直接交易，形成交易合约。

9.1.2.1 年度交易需求申报

相关市场主体按照交易机构时间安排在交易平台申报年度交易电量需求，具体申报方式和要求根据当年交易工作方案及实际情况确定。

9.1.2.2 年度双边协商交易流程

(1) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

(2) 交易申报。各市场主体根据交易公告，开展年度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

(3) 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机

构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

(4) 电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约。

9.1.2.3 年度集中竞价交易流程

年度集中竞价可针对不同的电源类型采用分批次单独的组织方式，新能源发电企业优先组织，其次开展常规能源机组集中竞价交易；也可采用新能源发电企业与常规能源机组同台集中竞价组织交易。

(1) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

(2) 交易申报。各市场主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。买卖双方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

(3) 交易出清与结果发布。交易申报结束后1个工作日内，交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

(4) 电量分解。原则上，交易机构按照平分原则将成交电量平均分解到月、到日、到时段，形成带分时电量的交易合约。

9.1.2.4 年度挂牌交易流程

（1）交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

（2）挂牌。市场主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以按总电量挂牌，也可以按峰、平、谷时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报，售电公司、批发用户在买方序列申报，申报信息包括交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中，交易起始时间不能早于挂牌截止时间；交易曲线可自行填报，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

若有交易规模限制，发用两侧平分挂牌规模，且各侧均按时间优先的次序进行挂牌，达到指定规模或规定时间后停止挂牌。

（3）摘牌。市场主体按照按时间优先的次序进行摘牌，先摘先得，经交易校核后发布交易结果，交易平台即时滚动更新剩余交易空间。若无市场主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

（4）电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约。

9.1.3 抽水蓄能电站容量电费认购交易

以挂牌交易的方式，组织开展抽水蓄能容量电费认购交

易。流程如下：

(1) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布抽水蓄能容量电费认购交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易规模、交易价格、安全约束等信息。

(2) 挂牌。按照交易公告，在交易平台进行挂牌。

(3) 摘牌。火电机组按照按时间优先的次序进行摘牌，先摘先得。

(4) 经交易机构交易校核后发布交易结果，形成交易合约，并推送给调度机构。

(5) 交易电量未达到发电侧应承担的容量电费规模的，剩余电量按照电费结算实施细则相关规定分摊。

9.2 月度交易

每月交易机构发布月度交易时间预安排，组织开展年度合约分月电量电价调整、月度电力直接交易、月度合约电量转让交易等。

9.2.1 年度合约分月电量电价调整流程

在保持合约电量不变的条件下，市场化合约双方经协商一致，可以在规定时间内调整次月及以后数月的年度合约分月电量。燃煤发电企业与购电方可以按照“基准价+上下浮动”机制对年度合约分月电价进行调整。分月电价调整指数、基准参数、浮动比例等事项由购售双方在年度合约中明确。参加年度交易时未选择按月调整分月电价的，分月价格不再调整。原则上应于次月合同转让交易开市前，完成次月电价

调整。

流程如下：

(1) 公告发布。交易机构在月度交易时间预安排中明确分月电量电价调整相关事项。

(2) 调整申报。用电侧合约方登录交易平台，发起分月电量电价调整申请。

(3) 调整确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的分月电量电价调整进行确认。

(4) 数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次调整前的年度合约分月电量电价执行。

9.2.2 月度电力直接交易

每月组织次月月度电力直接交易，一般按照双边协商、集中竞价和挂牌方式开展。执行过程中可根据市场运营实际、市场主体需要等情况进行调整。

9.2.2.1 月度交易需求申报

相关市场主体按照交易机构时间安排在交易平台申报月度交易电量需求，具体申报方式和要求根据当年交易工作方案及实际情况确定。

9.2.2.2 月度双边协商交易流程

(1) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

(2) 交易申报。各市场主体根据交易公告，开展月度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

(3) 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

(4) 电量分解。交易机构按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约。

9.2.3.3 月度集中竞价交易流程

月度集中竞价可针对不同的电源类型采用分批次单独的组织方式，新能源发电企业优先组织，其次开展常规能源机组集中竞价交易；也可采用新能源发电企业与常规能源机组同台集中竞价组织交易。

市场初期按照标准交易曲线开展月度集中竞价交易，市场成熟后可按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易。

(1) 标准曲线交易

① 交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

② 交易申报。各市场主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时

间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

③ 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构按照高低匹配或统一边际价格的方式进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

④ 电量分解。交易机构按照平分原则将成交电量平分至交易期每日，然后按照交易曲线将分日电量分解到时段，形成带分时电量的交易合约。

（2）峰平谷分段交易

按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易，各段交易曲线均为一条直线。流程如下：

① 交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间等信息。

② 交易申报。各市场主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

③ 交易出清与结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，交易机构进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

④ 电量分解。交易机构按照平分原则，将峰、平、谷三个序列的成交电量平分至交易期各日的相应时段，形成带分时电量的交易合约。

9.2.4 月度合约转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式，每月组织开展用电侧市场化合约电量转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易。根据需要，以上转让交易可一并组织。

9.2.4.1 月度用电侧市场化合约电量转让交易流程

在每月组织的月度用电侧市场化合约电量转让交易中，售电公司、批发用户可以出让或受让次月市场化合约电量。流程如下：

(1) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布用电侧市场化合约电量转让交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

(2) 交易申报。根据交易公告，用电侧出让方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间。受让方登陆交易平台对出让方填报意向进行确认。

(3) 交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，形成交易合约。

9.2.4.2 月度发电侧市场化合约电量转让交易流程

在每月组织的月度发电侧市场化合约电量转让交易中，发电企业可以出让或受让次月市场化合约电量。流程如下：

(1) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布发电侧市场化合约电量转让交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

(2) 交易申报。根据交易公告，发电企业出让方登陆

交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易起止时间。受让方登陆交易平台对出让方填报意向进行确认。

(3) 交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，形成交易合约。

9.2.5 月度合约回购交易

市场化合约双方在不影响相关方利益的前提下，经协商一致，通过市场化方式开展月度合约电量的回购交易。根据省能源局、山西能监办相关要求，开展合约回购交易。合约回购交易流程如下：

(1) 回购申报。发电侧合约方登录交易平台，申报合约回购交易，申报内容包括回购交易主体、拟回购的原合同信息、回购交易时间、回购比例、回购补偿价格等。

(2) 回购确认。用电侧合约方登录交易平台，对发电侧合约方发起的回购交易进行确认。若用电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次回购交易前的分日电量及曲线执行。

(3) 交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，交易平台自动更新合约数据。

(4) 合约执行。回购交易涉及的原合同，仅就未回购部分继续执行，如原合同电量全部回购，则原合同交易主体的权利义务不再履行。

9.3 月内交易

月内组织开展电力直接交易、合约转让交易，执行过程中可根据市场运营实际、市场主体需要等情况进行调整。

9.3.1 月内挂牌电力直接交易

在市场初期，月内电力直接交易一般按照挂牌方式，按旬（或周）开展。每旬（或周）开展下一旬（或周）的挂牌交易，交易标的为下一旬的直接交易电量（或下一周至月末的直接交易电量）。市场成熟后，月内挂牌交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至月末的直接交易电量，具体交易开市时间在交易公告中明确。如遇当日组织开展月内合约转让交易或回购交易时，挂牌交易市场当日闭市。其中，T 表示交易日。流程如下：

（1）交易公告发布。交易机构在交易平台发布周挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

（2）挂牌。市场主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以自定义曲线挂牌，可以选取典型曲线挂牌，也可以按峰、平、谷时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报，售电公司、批发用户在买方序列申报，申报信息包括交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中，交易起始时间不能早于挂牌截止时间；交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

（3）摘牌。市场主体按照按时间优先的次序进行摘牌，

先摘先得，经交易校核后发布交易结果，形成带分时电量的交易合约，交易平台即时滚动更新剩余交易空间。若无市场主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

9.3.2 月内合约转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式，开展月内用电侧市场化合约电量转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易。

9.3.2.1 月内用电侧市场化合约电量转让交易流程

在市场初期，月内市场化合约转让交易一般按旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约电量。市场成熟后，月内用电侧合约转让交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至本月末的月内合约电量，最小合约周期为 2 日；若 T+3 日为次月第 1 日，则交易周期为次月 1 日至次月月末；具体交易开市时间在交易公告中明确。流程如下：

（1）交易申报。售电公司、批发用户的出让方根据需要，在交易平台对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间；受让方对出让方填报意向进行确认。

（2）交易结果发布。经交易校核后，当日交易机构发布出清结果，形成交易合约。

9.3.2.2 月内发电侧市场化合约电量转让交易流程

在市场初期，月内市场化合约转让交易一般按按旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约

电量。市场成熟后，月内发电侧合约转让交易在交易日连续开市，交易标的为当月 T+3 日至本月末的月内合约电量，最小合约周期为 2 日；若 T+3 日为次月第 1 日，则交易周期为次月 1 日至次月月末；具体交易开市时间在交易公告中明确。流程如下：

(1) 交易申报。出让方发电企业根据需要，在交易平台对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间；受让方对出让方填报意向进行确认。

(2) 交易结果发布。经交易校核后，当日交易机构发布出清结果，形成交易合约。

9.3.3 月内回购交易

市场化合约双方经协商一致，可以在工作日的 9:00-16:00 开展 T+3 日及以后数天的月内合约电量的回购交易。市场初期仅允许原价回购。流程如下：

(1) 回购申报。用电侧合约方登录交易平台，申报回购电量。

(2) 回购确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的回购交易进行确认。

(3) 数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次回购交易前的分日电量及曲线执行。

9.3.4 月内市场化合约电量及曲线调整

在保持月内合约电量不变的前提下，市场化合约双方经

协商一致,可以在交易日的 9:00-24:00 调整 T+2 日及以后数天的月内合约电量分日电量及曲线。其中, T 表示交易日。流程如下:

(1) 调整申报。用电侧合约方登录交易平台, 发起分日电量及曲线调整申请。

(2) 调整确认。发电侧合约方登录交易平台, 对用电侧合约方发起的分日电量及曲线调整进行确认。

(3) 数据更新。经发电侧合约方确认后, 交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认, 则仍按照此次调整前的分日电量及曲线执行。

9.3.5 合约转让交易、回购交易、电量及曲线调整的衔接

市场主体可对已签订但尚未执行且未转出的次月及后期的合同电量, 进行部分或全部回购。

9.3.5.1 合约转让交易与回购交易的衔接

合约回购交易在月度合同转让交易之后组织。合约回购交易、合约转让交易应分别开展, 不允许同一时间开展。

9.3.5.2 合约转让交易与电量及曲线调整的衔接

对已出让全部或部分电量的合约, 当合约对方要求调整曲线或价格时, 由出让方协调受让方进行调整, 以保证原合约曲线和价格一致性。如因合约受让方不同意曲线或价格调整, 对合约对方造成的损失原则上由合约出让方承担。合约电量(含分月电量)是合约转让交易的上限, 如出现超合约电

量(含分月电量)转让的情况,将在无约束出清阶段按照申报时间先后进行逆序削减。

当合约某一方发起合约分月电量/分日电量调整时,调整后的分月电量/分日电量不能高于其该项合约的剩余电量。否则在合约分月电量/分日电量调整核实时,电力交易机构将合约分月电量/分日电量调整为其该项合约的剩余电量。如因合约一方转让后无法满足合约对方调整分月电量/分日电量/合约曲线的需求时,由此对合约对方造成的损失原则上由合约出让方承担。

9.3.5.3 回购交易与电量及曲线调整的衔接

部分电量进行回购交易后,在合约双方协商一致的情况下,可对合约剩余电量进行分月/分日电量及曲线调整。

发生过分月/分日电量或曲线调整的合约进行回购时,按回购时分月/分日电量及合约曲线执行,且回购电量不得超过被回购合约的剩余电量。

9.4 中长期分时段交易

多月交易仅在确定进行3个月及以上现货结算试运行时开展,为期2日。多月交易原则上按季度组织。年度、多月交易电量按该交易周期日历天数平均分解至每日的所有时段作为基荷(价格相同)。

月度交易每月中旬开展,为期2日,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、下旬各至少提前 5 天组织，为期 1 日，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(T日)滚动组织，交易标的为 T+2 日至 T+4 日每个时段的电量(周一至周三均开展交易标的为 T+2 日至 T+4 日每个时段的电量，周四、周五均开展交易标的为 T+2 日至 T+5 日每个时段的电量；遇有国家法定节假日，则做出相应调整，原则上节前最近第 2 个交易日开展交易标的为节日第 1 日至节后第 2 个交易日期间每个时段的电量，节前最近第 1 个交易日开展交易标的为节日第 2 日至节后第 3 个交易日期间每个时段的电量)，每日每个时段的电量单独进行交易。

9.5 中长期分时段交易衔接机制

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。

新能源发电企业年度、多月、月度双边协商交易在年度、多月、月度普通交易前开展，交易双方需约定合同总电量及 24 时分解曲线(合同为 96 点曲线的，将对应每小时 4 个点取和得到 24 时分解曲线)，并约定 24 时分时价格(未约定分时价格的，视为 24 时分时价格均为合同价)。

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（即将原合同转换为分 24 小时时段的持仓量价）。

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实际用电量进行预结算并收费；若独立批发用户未参与中长期交易，则按照批发市场中长期合约均价进行预结算并收费；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。

10. 交易执行

政府定价小时数内的可再生能源发电量、抽水蓄能容量电费认购交易电量，由调度机构根据电力供需形势、省内用电量预测、外送电交易结果、省内水电和新能源发电量预测等信息，统筹安排执行。市场化合约电量仅作为结算依据。

市场主体每达成一条新的中长期合约，自动在已有合约基础上进行同日同时段累加。

用电侧市场主体在日前市场申报 96 点电量曲线时，可以根据生产需求进行填报，也可以按其中长期合约叠加形成的曲线进行填报，若未在规定时间内完成填报，交易机构将自

动按其中长期合约叠加形成的曲线进行缺省填报。已准入注册的现货电力用户如果没有参与中长期交易，或者在中长期市场上没有买到电量，将默认全电量参与现货交易。

11. 异议处理

市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布一个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在一个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

12. 合约管理

12.1 合约内容

12.1.1 年度交易合约

(1) 年度交易合约依据国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合约内容须参照国家有关部门颁布的相关合约示范文本。

(2) 依据年度交易组织结果签订电子合同，内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分月电量、交易曲线、交易价格、输电通道、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

(3) 年度交易合约中，交易电量须明确年分月、月分日、日分时电力曲线。具体分解由交易双方协商确定。

12.1.2 月度及短期交易合约

(1) 月度、月内多日交易合约依据交易组织结果签订。

(2) 交易合约内容包括但不限于：交易主体、交易时

间、交易电量、分日电量、交易曲线、交易价格、特别约定等。

(3) 合约转让交易形成的合约依据交易结果和原合同约定签订。合约内容包括但不限于：转让交易主体、交易期限（起始日期、截止日期）、转让电量、原转让方交易曲线、原转让方合约电价、特别约定等。

12.1.3 中长期分时段交易合约

中长期分时段交易结果按交易标的日自动生成日汇总电子合同（即：T日日滚动交易结束后，交易平台自动生成标的日为T+2日的96点分时段交易汇总合同），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。

12.2 合约调整

(1) 交易各方可根据电力供需形势变化，经协商一致，对交易合约中未发生的交易电量和分月安排、月分日安排、交易曲线等内容，在合约执行周期内进行调整。

(2) 年度交易合约及分月安排可在月度之间进行调整。月内交易合约的调整日期原则上应在执行日2日之前完成申报。

(3) 对交易合约中的交易价格、交易期限等合约要素进行调整时，应签订相关调整变更协议，明确调整内容。

(4) 转让交易合约作为新交易合约执行。除交易各方

特别约定外，涉及原合约交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合约的相关条款自动终止。

12.3 合约解除

(1) 根据国家法律法规的规定，交易合约需要解除的，按相关规定执行。

(2) 交易各方协商一致，可以解除交易合约。合约解除时，须按照原交易合约形式，签订解除协议。合约解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分终止履行。

13. 市场干预与中止

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则，必要时可以中止中长期市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

(1) 当面临严重供不应求情况时，当出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

(2) 因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

(3) 发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

(4) 因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

(5) 电力交易平台发生重大故障，导致中长期市场交易无法正常组织时；

(6) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

14 异常行为认定及处置

14.1 异常行为认定标准

市场主体应按照平台使用协议要求，加强对自身账号的管理，需通过新一代电力交易平台系统页面前端进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非交易系统技术原因出现异常行为将视为违反平台使用协议要求，异常行为包括以下情况：

（1）数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制频次要求，调用频次超过 30 次/分钟的；

（2）账号在短时间内存在两个或两个以上异地 IP 地址（白名单除外）登录，或者无登陆记录但有其他操作行为的；

（3）向系统提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束，或向系统提交无法识别数据或必填数据为空，被系统拦截记录的；

（4）有越权访问等异常行为记录的；

（5）其他违反平台使用协议规定情况的。

14.2 异常行为处置措施

按照政府主管部门、监管机构要求，交易中心将对市场主体违反平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或全部账号等措施，具体包括：

（1）若平台账号当年首次被记录违反平台使用要求，则冻结该账号。该账号的市场主体需书面说明实际情况并做出相关承诺，交易中心核实相关情况，在5个工作日内予以解除冻结；

（2）若平台账号当年累计两次被记录违反平台使用要求，则冻结该账号至年底；

（3）若市场主体及所属平台账号当年累计发生三次及以上被记录违反平台使用要求，则冻结该市场主体全部账号并报政府主管部门及监管机构；

（4）因市场主体相关平台账号异常行为导致交易系统出清算法中断、数据库读写异常、系统严重卡顿等后果的，一经发现，冻结该市场主体全部账号并报政府主管部门及监管机构。

山西省电力辅助服务市场实施细则

(试运行 V12.0 版)

2022 年 6 月

目 录

1. 总述.....	1
2. 适用范围.....	1
3. 引用文件.....	1
4. 市场管理.....	2
4.1 市场准入与注册.....	2
4.2 市场成员.....	3
4.3 市场成员权责.....	3
4.4 相关术语.....	6
5. 调频辅助服务市场.....	6
5.1 定义.....	6
5.2 参与条件.....	7
5.3 交易流程.....	7
5.4 日前出清.....	9
5.5 日内出清.....	12
5.6 结果审核.....	14
5.7 结果发布.....	14
5.8 交易结果执行.....	15
5.9 调频市场结算.....	16

5.10 调频市场与其他市场的协调.....	17
6. 调峰辅助服务市场.....	18
6.1 定义.....	18
6.2 深度调峰交易.....	18
6.3 启停调峰交易.....	27
7. 辅助服务市场性能抽查及违约考核.....	35
7.1 调频辅助服务.....	35
7.2 深度调峰辅助服务.....	36
7.3 启停调峰辅助服务.....	37
8. 计量与结算.....	37
9. 信息发布.....	38
9.1 信息分类.....	38
9.2 信息披露.....	39
10. 市场监管.....	40
11. 市场干预及免责条款.....	40
11.1 市场干预.....	40
11.2 市场免责条款.....	42
12. 附则.....	43

1. 总述

为规范山西电力辅助服务市场的组织与实施，建立调频、调峰辅助服务分担共享新机制，发挥市场在调频、调峰资源配置中的决定性作用，结合山西实际，制定本细则。

2. 适用范围

本规则适用于规范山西电网省调并网发电机组、获得准入的独立辅助服务供应商、获得准入的综合能源服务商等开展的调频服务交易行为；适用于规范山西电网省调并网发电机组、获得准入的独立辅助服务供应商、获得准入的综合能源服务商等开展的调峰辅助服务交易行为。独立辅助服务供应商、综合能源服务商的准入条件、补偿及分摊办法待相关标准明确后另行补充制定。

3. 引用文件

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（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件

《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）

《国家发展改革委 国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）

《山西省电力辅助服务市场化建设试点方案》（晋政办发〔2017〕105号）

《关于调整山西电网有偿调峰补偿标准有关事项的通知》（晋监能市场〔2017〕155号）

《关于修订〈山西电力调频辅助服务市场运营细则〉有关条款的通知》(晋监能市场〔2017〕184号)

《关于调整山西电力辅助服务市场交易有关条款的通知》(晋监能市场〔2018〕127号)

《山西能源监管办关于同意山西参加跨区域省间富余可再生能源电力现货交易的复函》(晋监能市场函〔2018〕24号)

《山西电力风火深度调峰市场操作细则》(晋监能市场〔2017〕146号)

《山西电力调频辅助服务市场运营细则》(晋监能市场〔2017〕143号)

《山西能源监管办关于同意细化完善山西电力深度调峰市场有关条款的复函》(晋监能市场函〔2020〕22号)

《关于山西电力深度调峰 调频辅助服务市场交易有关事项的补充通知》(晋监能市场〔2020〕36号)

《关于完善电力调频辅助服务市场有关规则条款的通知》(晋监能市场〔2021〕14号)

《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉的通知》(国能发监管规〔2021〕61号)

4. 市场管理

4.1 市场准入与注册

参加山西电力辅助服务市场交易的发电企业、独立辅助服务供应商、综合能源服务商必须履行《山西省电力市场运营基本规

则》中市场准入、市场注册的相关程序，应当满足调频、调峰相应辅助服务的技术标准和能力要求。

4.2 市场成员

山西电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体两类。山西电力辅助服务市场的运营机构为山西电力调控中心与山西电力交易中心。

辅助服务市场的市场主体包括调频辅助服务市场的交易主体及调峰辅助服务市场的交易主体。

调频辅助服务市场的交易主体是在辅助服务市场技术支持系统和电力交易平台完成注册的省调并网火电企业、满足并网技术标准等相关要求的独立辅助服务供应商、综合能源服务商，统称为调频服务供应商。

调峰辅助服务市场的交易主体是在辅助服务市场技术支持系统和电力交易平台完成注册的省调并网火电企业、满足并网技术标准等相关要求的独立辅助服务供应商、综合能源服务商、风电和光伏新能源发电企业。

4.3 市场成员权责

山西电力调控中心的主要职责是：

- (1) 管理、运营调频、调峰辅助服务市场；
- (2) 建立、维护辅助服务市场技术支持系统；
- (3) 依据辅助服务市场规则组织交易，按照交易结果进行

调用，并按规定执行考核；

(4) 披露与发布辅助服务市场信息，并按市场运营需要将信息推送至交易中心平台；

(5) 评估辅助服务市场运行状态，分析市场交易结果，对规则运行存在的问题，向山西能源监管办提出修改建议；

(6) 经山西能源监管办授权，在系统事故等紧急情况下干预或中止市场，按照安全第一的原则保障系统稳定运行，并及时将有关情况上报山西能源监管办；

(7) 按照市场监管需要，向山西能源监管办提交相关市场信息，接受监管。

山西电力交易中心的主要职责是：

(1) 负责辅助服务市场主体的注册、管理与注销；

(2) 根据调控中心提供的辅助服务市场信息，按运营需要披露与发布市场信息；

(3) 出具辅助服务市场交易结算凭据；

(4) 会同调控中心，评估市场运行状态，对规则运行存在的问题，向山西能源监管办提出修改意见；

(5) 按照市场监管需要，向山西能源监管办提交相关市场信息，接受监管。

火电企业的主要权责为：

(1) 按规则参与辅助服务市场，提供优质的调频、调峰辅助服务，获得辅助服务市场收益，并支付（分摊）辅助服务市

场费用；

(2) 加强设备维护，按照规则执行调峰、调峰辅助服务指令与调度计划，并按规定接受考核；

(3) 当辅助服务市场交易未达成时，承担基本辅助服务义务；

(4) 按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息；

(5) 及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

(6) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

独立辅助服务供应商、综合能源服务商的主要权责为：

(1) 符合市场准入条件，完成市场注册手续、并网手续等相关程序，满足相关技术标准及安全保障要求；

(2) 按规则参与辅助服务市场，获得辅助服务市场收益，并支付（分摊）辅助服务市场费用；

(3) 加强设备维护，按照规则执行调频、调峰辅助服务指令与调度计划，并按规定接受考核；

(4) 按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息；

(5) 及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

(6) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

风电和光伏新能源发电企业的主要权责为：

(1) 享有发电优先消纳的权利，按规则参与辅助服务市场，

支付（分摊）辅助服务市场费用；

（2）加强设备维护，执行辅助服务市场的交易结果与调度计划，并按规定接受考核；

（3）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场的相关信息；

（4）及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

（5）其他法律法规所赋予的权利和责任。

4.4 相关术语

（1）运行日：本细则中涉及的“运行日”指自然日（D）。

（2）工作日：本细则中涉及的“工作日”指不包含国家法定工休日和节假日的标准工作日（T）。

（3）竞价日：暂定为运行日的前1个工作日（D-1），各火电企业、独立辅助服务供应商在竞价日内，向辅助服务市场技术支持系统进行数据申报。

（4）调用日：火电机组参与调频、调峰辅助服务市场的运行日。

5. 调频辅助服务市场

5.1 定义

调频辅助服务是指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频资源跟踪自动发电控制装置 AGC 指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅

助服务。

5.2 参与条件

调频辅助服务供应方需满足辅助服务市场准入条件并完成市场注册，需符合调频辅助服务相关技术标准，满足调控信息接入、调节性能、计量精度等方面的要求。

独立辅助服务供应商、综合能源服务商参与调频辅助服务的交易办法待准入条件、技术标准、考核办法等相关规定出台后予以明确。

调频辅助服务供应方进行调频服务的时段，不能同时参与深度调峰交易或启停调峰交易。

申报调频辅助服务的常规火电机组的基本调峰能力应满足：非供热机组、不承担供热任务的供热机组的基本调峰能力不低于其装机容量的 35%；承担供热任务的供热机组的基本调峰能力需不低于装机容量的 25%。机组提供调频服务时不得影响其基本调峰能力，基本调峰能力不达标的机组不得参与调频辅助市场。

调频辅助服务供应方必须确保其在提供调频服务时，能够保障自身设备安全，并且符合电网安全稳定相关标准和技术规范。

5.3 交易流程

(1) 调频市场开展五个时段的交易，具体时段为 00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00。竞价日 8:30 前，调控中心发布每个时段的调频市

场开市信息，包括但不限于：

调频市场准入的市场主体；

次日每个时段的调频市场需求（MW）、省网直调负荷预测曲线（96点）、外送计划曲线（96点）；

调频市场的申报价格范围；

调频市场申报开始、截止时间等。

（2）竞价日 8:30-9:30，各调频服务供应商按照 00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00，共 5 个交易时段，分别申报调频报价。未提交调频报价的交易时段，不纳入该时段的调频市场出清。

发电企业以机组为调频资源单位进行申报，独立辅助服务供应商以整体为调频资源单位进行申报。各调频资源的容量按照其申报的可调范围上、下限确定。

调频服务的申报价格单位为（元/兆瓦），申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦，申报价格范围如下表所示。

序号	时段名称	时间范围	报价范围
1	凌晨时段	00:00-06:00	5-15 元/兆瓦
2	早高峰时段	06:15-12:00	5-15 元/兆瓦
3	中午低谷时段	12:15-16:00	10-30 元/兆瓦
4	晚高峰时段	16:15-21:00	10-30 元/兆瓦
5	后夜降负荷时	21:15-24:00	5-15 元/兆瓦

	段		
--	---	--	--

系统将对各调频服务供应商的申报价格进行自动审核，确认申报价格是否在限值范围以内。对于申报高于报价上限的或低于下限的发电机组，系统自动识别为无效申报价格。

(3) 竞价日 9:30-10:30，调控中心进行分时段调频市场出清计算。依据调频市场分时段需求、调频服务供应商的申报数据、历史调频性能指标等，以调频服务供应成本最小化为目标，进行调频市场集中出清，计算 00:15-06:15，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00 每个交易时段各发电机组的中标结果和调频市场结算价格等。

调频市场出清根据各调频服务供应商的排序价格进行。将排序价格由低到高依次进行排序，直至满足调频市场需求。中标调频服务供应商按照其申报价格结算，分时段计算其调频市场收益。

(4) 实时运行阶段，当省内用电负荷或新能源发电等边界条件较日前预测发生较大变化时，调度机构可根据电网运行需要调整调频市场需求，并对日前调频市场尚未执行的交易时段重新进行出清计算。日内更新计算时，采用日前调频市场封存的申报信息，并在实际运行时段起始时间点的 30 分钟前完成。

5.4 日前出清

调频市场日前出清组织步骤为：

(1) 确定次日各时段调频需求 P_{demand}^R ：

次日调频市场各时段的可调容量需求，暂定为该时段直调发电需求最大值的 5%~15%。调度机构可依据市场运行情况及实际电网调频情况，按需调整系统调频需求。

(2) 计算机组历史调频性能指标：

每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能：

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 调频资源 i 第 j 次调节过程中的调节性能好坏程度， $K_1^{i,j}$ 衡量的是 AGC 调频资源 i 第 j 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度， $K_2^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 调频资源 i 第 j 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度， $K_3^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 调频资源 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

调节性能日平均值 K_{pd}^i ：

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{调频资源 } i \text{ 被调用 AGC } (n > 0) \\ 1, & \text{调频资源 } i \text{ 未被调用 AGC } (n = 0) \end{cases}$$

式中， K_{pd}^i 反映了第 i 台调频资源一天内 n 次调节过程中的性能指标平均值。未被调用调频资源是指具备 AGC 功能但一天内一次都没有被调用的机组。

调频资源历史调频性能指标，选取最近一个调用日（向前查询最多不超过 15 天）的调频性能各时段的平均值数据（该日调

频资源在运行状态)。当某调频资源某时段的历史调频性能指标小于等于 1 时，调控中心在该时段不予调用，待性能测试试验符合标准后方可再次进入调频市场，历史调频性能指标按照测试结果计算。

(3) 调整历史调频性能指标：

选定的调频资源历史调频性能指标，经过归一化处理，使其数值在 0-1 之间，调整公式如下：

$$\lambda(Kp_i) = \begin{cases} 1, & Kp_i \geq Kp_{\text{saturation}} \\ 0.5 + \frac{0.5}{Kp_{\text{saturation}} - Kp_{\text{min}}} \times (Kp_i - Kp_{\text{min}}), & Kp_{\text{min}} \leq Kp_i < Kp_{\text{saturation}} \\ 0.1, & Kp_i < Kp_{\text{min}} \end{cases}$$

式中， Kp_{min} 与 $Kp_{\text{saturation}}$ 的数值依据实际情况确定和调整。暂定 $Kp_{\text{min}} = 1$ ， $Kp_{\text{saturation}} = 4$ 。

(4) 计算各机组排序价格：

将各调频服务供应商的申报价格，除以其归一化的历史调频性能指标，得到其排序价格：

$$C_i = C_i^R / \lambda(K_{pi})$$

式中， C_i^R 为调频服务供应商 i 的原始报价。

(5) 按各调频资源的排序价格由低到高确定中标优先次序。当排序价格相同时，优先调用调节性能好的调频资源；调节性能指标相同时，选取调节容量大的调频资源。

(6) 确定调频市场边际调频资源：

对于调频资源 i^M ，所有按价格顺序排列的机组， $1 \leq i \leq i^M$ ，有

$$\sum_{i=1}^{i^M-1} P_i^R < P_{demand}^R \text{ 且 } \sum_{i=1}^{i^M} P_i^R \geq P_{demand}^R$$

则 i^M 为边际调频资源， $1 \leq i \leq i^M$ 为中标的调频资源。各调频服务供应商按照申报价格进行结算。

5.5 日内出清

调频市场日内出清组织步骤为：

(1) 确定调频市场日内交易各时段的调频需求 P_{demand}^R ：

确定日内交易时段调频市场的可调容量需求，暂定为日内交易时段直调发电需求最大值的 5%~15%。调度机构可依据市场运行情况及实际电网调频需要，按需调整系统调频需求。

(2) 计算机组历史调频性能指标：

每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能：

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 调频资源 i 第 j 次调节过程中的调节性能好坏程度， $K_1^{i,j}$ 衡量的是 AGC 调频资源 i 第 j 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度， $K_2^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 调频资源 i 第 j 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度， $K_3^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 调频资源 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

调节性能日平均值 K_{pd}^i ：

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{调频资源 } i \text{ 被调用 AGC } (n > 0) \\ 1, & \text{调频资源 } i \text{ 未被调用 AGC } (n = 0) \end{cases}$$

式中， K_{pd}^i 反映了第*i*台调频资源一天内*n*次调节过程中的性能指标平均值。未被调用调频资源是指具备AGC功能但一天内一次都没有被调用的机组。

调频资源历史调频性能指标，选取最近一个调用日（向前查询最多不超过15天）的调节性能日平均值数据。当某调频资源的历史调频性能指标小于等于1时，调控中心不予调用，待测试试验符合标准后方可再次进入调频市场，历史调频性能指标按照测试结果计算。

（3）调整历史调频性能指标：

选定的调频资源历史调频性能指标，经过归一化处理，使其数值在0-1之间，调整公式如下：

$$\lambda(K_{pi}) = \begin{cases} 1, & K_{pi} \geq K_{p_{saturation}} \\ 0.5 + \frac{0.5}{K_{p_{saturation}} - K_{p_{min}}} \times (K_{pi} - K_{p_{min}}), & K_{p_{min}} \leq K_{pi} < K_{p_{saturation}} \\ 0.1, & K_{pi} < K_{p_{min}} \end{cases}$$

式中， $K_{p_{min}}$ 与 $K_{p_{saturation}}$ 的数值依据实际情况确定和调整。暂定 $K_{p_{min}} = 1$ ， $K_{p_{saturation}} = 4$ 。

（4）计算各机组排序价格：

将各调频服务供应商的申报价格，除以其归一化的历史调频性能指标，得到其排序价格：

$$C_i = C_i^R / \lambda(K_{pi})$$

式中， c_i^R 为调频服务供应商 i 的原始报价。

(5) 按各调频资源的排序价格由低到高确定中标优先次序。当排序价格相同时，优先调用调节性能好的调频资源，调节性能相同时优先调用调节容量大。

(6) 确定调频市场边际调频资源：

对于调频资源 i^M ，所有按价格顺序排列的机组， $1 \leq i \leq i^M$ ，有

$$\sum_{i=1}^{i^M-1} P_i^R < P_{demand}^R \text{ 且 } \sum_{i=1}^{i^M} P_i^R \geq P_{demand}^R$$

则 i^M 为边际调频资源， $1 \leq i \leq i^M$ 为中标的调频资源。各调频服务供应商按照申报价格进行结算。

5.6 结果审核

竞价日 10:30-17:30，调控中心对调频市场日前出清结果进行审核。日内实时运行需要更新计算时，在正式运行 30 分钟前完成交易时段出清结果审核。审核内容包括但不限于：

- (1) 调频市场的总供给容量是否满足总需求容量；
- (2) 各调频服务供应商的中标情况，是否满足排序价格优先顺序；
- (3) 是否满足电网安全约束要求；
- (4) 其他需要审核的内容。

5.7 结果发布

竞价日 17:30 前，调控中心将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技术支持系统发布，日内实时运行更新计算后，调控中心将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技

术支持系统发布。发布内容包括但不限于：

- (1) 公开信息：当日调频市场中标机组性能指标的平均值、最大值、最小值，所有中标机组的结算均价等；
- (2) 私有信息：调频服务供应商的自身中标结果；
- (3) 其他需要公布的市场信息。

调频服务供应商按规定的权限获取相关信息。对市场出清发布的结果存在异议的调频服务供应商，应于当日完成申诉。

5.8 交易结果执行

运行日按照 00:15-06:00，06:15-12:00，12:15-16:00，16:15-21:00，21:15-24:00，各时段调频市场交易结果，切换中标调频资源，由其跟踪 AGC 系统的调频指令，提供调频服务。

运行日中，当值调度员发现某调频（ACE）机组不跟踪 AGC 指令、调频性能指标不合格、不满足调频机组基本调峰能力要求时，实时退出该机组调频状态，取消该机组当日调频收益及相关补偿，并从次日起连续十天将该机组退出调频市场准入，并做好当班记录。

若某调频资源某时段的历史调频性能小于等于 1，调频资源供应商应积极消缺整改，及时向省调提交 ACE 调节试运申请票。待申请票批复后，调频资源供应商向当值调度员申请投入 ACE 模式，获得同意后当值调度员将调频资源 AGC 模式改为 ACE，产生调节性能指标后，由市场决定是否参与 ACE 调频服务。

下一个运行日 02:00 后，在各调频服务供应商等确认无误的

情况下，调控中心依据调频资源分时段的实际调频效果与贡献，计算分时段调频收益，生成调频市场费用清算单并发送至交易中心，由交易中心出具结算凭据。

为确保机组调频质量和效果，增加事后调频机组性能筛查机制，对于事后筛查不满足要求的调频机组，取消其当日调频里程收益。

电网出现断面越限或事故处理时，调控机构根据电网实际情况退出相关调频机组的 ACE 控制模式。此外，对于引起断面阻塞频发的关键机组，视阻塞严重程度按照机组灵敏度大小排序退出调频市场。机组退出调频市场后，需严格执行现货市场交易结果，缓解电网阻塞、保障电网安全。

5.9 调频市场结算

调频市场的结算按五个时段进行，分为收益和付费两部分。

(1) 收益

中标的调频资源在提供调频服务以后，可以获得调频收益：

该时段内调频资源 i 的调频收益 = 该时段内调频资源 i 实际的调节深度 D^R × 该时段内调频资源 i 当日的性能指标 × 该时段内调频市场结算价格。

式中，调节深度 $D^R = \sum_{i,j}^n D_{i,j}^R$

$D_{i,j}^R$ 为调频资源 i 第 j 次的调节深度，单位 MW， n 为日调节次数。

当调频市场供不应求或运行日调频容量不足时，调控机构对

该时段内未申报的调频资源按其对应时段的历史调频性能指标排序依次进行调用，并按价格上限为标准计算补偿费用。机组调频试验期间不获得调频补偿费用。

(2) 费用分摊

调频市场月度总费用等于当月每天调频市场收益之和。

调频市场所产生的费用按月由发电侧和用户侧均分。其中，发电侧承担费用优先从“两个细则”考核费用中扣除，不足部分由火电、风电、光伏按照月度上网电费 1:1:1 分摊。用户侧承担费用部分由批发市场用户（含售电公司、电网企业代理购电用户）和优先购电用户按照实际用电量比例分摊，其中，由售电公司代理购电的零售用户承担的费用，未完成分时表计改造的由所代理的电力用户承担，完成分时表计改造的由售电公司和零售用户协商确定；由电网企业代理购电的零售用户承担的费用由所代理零售用户承担，优先购电用户承担的费用由优先发电量电费和外送发电量电费分摊。电网企业应在每月电费账单中单列辅助服务类别及费用，增加用户的知情权。

随着山西电力调频辅助服务市场的不断成熟和完善，后期考虑根据市场化用户分行业用电对调频的需求程度制定分行业分摊办法。

5.10 调频市场与其他市场的协调

调频市场在日前现货市场安全约束机组组合（SCUC）确定运行日机组组合后开展，出清计算形成运行日各交易时段的调频机

组序列。运行日调频机组序列确定后，日前现货市场安全约束经济调度（SCED）在对调频机组保留必要的上调容量和下调容量，根据日前现货市场出清规则计算运行日机组发电出力计划。

6. 调峰辅助服务市场

6.1 定义

现货市场结算试运行期间，停止调峰辅助服务市场。

调峰辅助服务市场包括深度调峰交易、启停调峰交易。

深度调峰交易是指在电网保留必要的下旋备的基础上，当水电、抽蓄、火电机组基本调峰服务已经用尽，根据负荷预测、新能源预测预计将出现弃风、弃光时，通过调减愿意提供深度调峰服务的火电机组的实时出力，进一步让出新能源消纳空间的市场化交易。深度调峰交易采用火电机组单向报价、集中竞价出清的机制，于日前申报、日内调用。

启停调峰交易是指在电网保留必要的下旋备的基础上，当水电、抽蓄、火电机组基本调峰及深度调峰资源用尽，预计仍将出现弃风、弃光时，为保障新能源消纳，由火电机组申报启停调峰意愿，调控机构根据电网调峰情况调用机组提供调峰服务。

6.2 深度调峰交易

6.2.1 参与条件

深度调峰辅助服务供应方需满足辅助服务市场准入条件并完成市场注册，需符合深度调峰辅助服务相关技术标准，满足调控信息接入、调节性能、计量精度等方面的要求。

已参与运行日某时段的调频辅助服务交易或启停调峰交易的，不再参与该时段的深度调峰交易。

水电、抽蓄机组不参与深度调峰交易。燃气、煤层气机组待相关补偿标准和考核办法明确后参与深度调峰交易。

深度调峰辅助服务供应方必须确保其在提供深度调峰服务时，能够保障自身设备安全，并且符合电网安全稳定相关标准和技术规范。

6.2.2 交易申报

燃煤火电机组深度调峰参与基准值的确定：非供热期为机组额定容量的 50%；供热期，非供热机组及不承担供热任务的供热机组，参与基准值为额定容量的 50%；供热期承担供热任务的供热机组，参与基准值为山西能源监管办和省能源局核定的运行方式下限容量。

深度调峰交易于竞价日进行申报并封存报价，竞价日出清结果供机组参考，运行日日内根据电网实际深调需求、以封存的竞价日申报价进行日内滚动出清，执行日内滚动出清结果，实时调用机组深调。

火电机组在深度调峰参与基准值以下，进行“阶梯式”分档申报，申报每档价格及机组深度调峰出力下限。深度调峰交易的档位划分及补偿标准按下表执行：

机组类型	档位	有偿调峰负荷率区间	补偿标准(元/MWh)	供热期价格区间(元/MWh)	非供热期价格区间(元/MWh)
未承担供热任务的火电机组	第一档	40%≤机组负荷率<50%	成交价	300-400	200-300
	第二档	30%≤机组负荷率<40%	成交价	400-550	300-400
	第三档	20%≤机组负荷率<30%	成交价	550-750	400-500
	第四档	机组负荷率<20%	成交价	750-950	500-600
承担民生供热任务的火电机组	第一档	核定的运行方式下限容量-10%额定容量≤机组负荷<核定的运行方式下限容量	成交价	300-400	--
	第二档	核定的运行方式下限容量-20%额定容量≤机组负荷<核定的运行方式下限容量-10%额定容量	成交价	400-550	--
	第三档	核定的运行方式下限容量-30%额定容量≤机组负荷<核定的运行方式下限容量-20%额定容量	成交价	550-750	--
	第四档	机组负荷<核定的运行方式下限容量-30%额定容量	成交价	750-950	--

深度调峰交易各机组申报的每一档视为全天相同报价，报价最小单位为1元/MWh，申报周期为每天。

机组深度调峰出力下限应按核定的深度调峰出力下限申报，

不得有所保留。若火电机组因设备故障确实无法深调至核定的深度调峰机组出力下限，需申报计划工作票，票内阐明无法深调至核定下限的原因、实际可深调范围的出力下限、影响深调能力的起止日期，经调控中心批准后，方可以票内所列出力下限为准申报。机组深度调峰能力下降纳入双细则考核。

鼓励机组对其深度调峰能力范围内的每一档申报报价。机组未申报报价的档位视为机组未申报该档深度调峰意愿。若机组第N档申报了报价，则必须申报第1~N-1档($2 \leq N \leq 4$, N为整数)。

6.2.3 交易组织

深度调峰交易的组织流程如下：

(1) 竞价日 8:30 前，调控中心发布深度调峰交易开市信息，包括但不限于：

- ① 深度调峰市场准入的发电机组；
- ② 深度调峰交易各档的申报价格上下限；
- ③ 次日风电、光伏预测，负荷预测，电网安全运行必须保留的下旋备容量等；
- ④ 市场申报开始、截止时间。

(2) 竞价日 8:30-9:30，各发电机组在能够保障机组安全和民生供热的前提下依据自身能力，进行深度调峰交易的申报，申报每档价格及机组深度调峰出力下限，系统将记录机组完成深度调峰交易申报的时间。深度调峰交易采取火电企业单向报价，分四档报价区间，以申报价格由低到高的顺序调用，每一档按照实

际调用机组的申报价格进行结算。

深度调峰交易申报截止前，辅助服务市场技术支持系统需对各发电机组的申报信息进行自动审核。审核内容包括但不限于：

① 各发电机组的报价是否超过申报价格上限（下限），当机组报价高于（低于）申报价格上限（下限）时，锁定为申报价格上限（下限）；

② 机组申报的深度调峰出力下限，是否等于核定的深度调峰出力下限，若不等于，且无相关已批准的计划工作票，则将该机深度调峰出力下限锁定为核定值；若不等于但有相关已批准的计划工作票，锁定为工作票中出力下限。

（3）竞价日 9:30-10:30，辅助服务市场技术支持系统自动将所有申报深度调峰的火电机组每一档的报价信息累加形成市场总供给曲线，为递增曲线，并依据风电和光伏新能源预测出力、次日负荷预测、电网调峰需求，根据报价由低到高进行深度调峰市场出清。存在两台及以上机组同一档申报价格相同时，优先调用该档深调容量大的机组；深调容量也相同时，优先调用申报时间更早的机组；申报时间也相同时，按该档深调容量等比例调用。出清结果在通过安全校核的基础上，形成考虑深度调峰交易的日前发电计划。

日前计划强制调用：当日发电计划将深度调峰交易所有申报机组申报的各档深调容量已用尽，但新能源消纳仍有需求、火电机组仍有深调空间时，按照新能源消纳的需要继续调用未申报

机组及申报机组未申报的可深调容量进行深调。未申报机组或申报机组未申报的可深调容量部分的申报时间视为一致，在某一档强制调用的顺序为：优先调用未申报的该档深调容量大的机组；未申报的该档深调容量相同时，按等比例调用。

(4) 竞价日 10:30-17:30，调控中心对深度调峰交易出清结果进行审核。审核内容包括但不限于：

- ① 深度调峰的总供给容量是否满足总需求容量；
- ② 各档深度调峰服务供应商的中标情况，是否满足价格优先顺序；
- ③ 是否满足电网安全约束要求；
- ④ 其他需要审核的内容。

6.2.4 交易结果发布

(1) 竞价日结果发布：

竞价日 17:30，调控中心通过辅助服务市场技术支持系统向市场发布考虑深度调峰交易的日前发电计划，内容包括但不限于：

- ① 火电机组的深调电力曲线（96点），风电和光伏新能源增发出力曲线（96点）；
- ② 其他需要公布的市场信息。

各发电企业按规定的权限获取相关信息。

(2) 运行日结果发布：

实时运行前 10-15 分钟，调控中心通过辅助服务市场技术支持系统发布下一 15 分钟周期深度调峰交易结果，发布内容包

包括但不限于：

- ① 深度调峰交易的市场出清结果，包括下一周期的火电机组深调电力曲线，风电和光伏新能源增发后的出力曲线；
- ② 其他需要公布的市场信息。

6.2.5 交易结果执行

深度调峰竞价日出清结果供市场成员参考，深度调峰收益不进行结算。运行日内，辅助服务市场技术支持系统依据超短期负荷预测、风电和光伏新能源预测出力情况，在电网安全运行保留必要下旋备的基础上，预计下一个 15 分钟周期将出现弃风、弃光时，启动深度调峰交易。依据省内新能源消纳需要和电网调峰需求，按照深度调峰交易总供给曲线由低到高依次调用火电机组进行深调（调用顺序同竞价日出清顺序一致），按照预先确定的新能源发电序列安排风电、光伏新能源企业增发，以 15 分钟为周期滚动出清，在通过安全校核基础上形成考虑深度调峰交易结果的日内发电计划。

运行日强制调用：实时运行时，当深度调峰交易所有申报机组申报的各档深调容量已用尽，但新能源消纳仍有需求、火电机组仍有深调空间时，辅助服务技术支持系统按照新能源消纳的需要继续调用未申报机组及申报机组未申报的可深调容量进行深调（调用顺序与日前计划强制调用顺序一致），新增调用的未申报机组或申报机组未申报的可深调容量部分的深调收益按照各档区间价格的上限进行计算。

在保证电网和机组安全运行的前提下，若火电机组运行日内确定可深调至核定的深度调峰下限以下时，可向调控中心申请临时向下修改日内深度调峰下限。经调控中心批准后，可按日内临时深度调峰下限为准进行深调和计算收益。

各发电企业应严格执行深度调峰交易结果，并按规定权限获取相关信息。对市场出清结果存在异议的发电企业，应于 24 小时内完成申诉。

6.2.6 交易结算及分摊

辅助服务市场技术支持系统每日清算前一日深度调峰交易的收益情况，按月度进行分摊并统一结算。调控机构于每工作日发布前一日（法定节假日后的第一个工作日发布上一工作日及节假日）各机组深度调峰市场的收益情况。

深度调峰交易收益计算：

深度调峰交易每 15 分钟出清一次，辅助服务市场技术支持系统依据各发电机组深度调峰交易的执行结果进行清算。计算每 15 分钟各火电机组每一档因深度调峰少发的电量，每一档收益为其在该档范围内因深度调峰少发的电量与该档申报价格的乘积。

公式：

$$\text{某周期某机组深度调峰收益} = \sum_{i=1}^4 (\text{该机组本周期第} i \text{档少发电量} \times \text{该机组第} i \text{档申报价格})$$

强制调用部分的深调收益按照各档区间价格的上限进行计算。

深度调峰交易费用分摊：

深度调峰交易月度总费用等于月内每一日深调机组总收益之和。

现货能量市场开展连续试运行之前，深度调峰交易费用按月度在火电（燃煤和燃气）、风电、光伏之间进行分摊，分摊机制如下：

（1）深度调峰交易月度总费用按照 2%、59%、39%分别由火电（燃煤和燃气）、风电、光伏企业进行分摊。

（2）火电企业各自按照其当月上网电量比例分摊其应分摊的费用部分。

公式：

$$\text{深度调峰某火电企业分摊} = \frac{\text{该火电企业月度上网电量}}{\text{所有火电企业月度上网电量之和}} \times 2\% \times \text{深度调峰月度总费用}$$

（3）风电、光伏企业各自按照其当月上网电量比例分摊其应分摊的费用部分。

公式：

$$\text{深度调峰某风电企业分摊} = \frac{\text{该风电企业月度上网电量}}{\text{所有风电企业月度上网电量之和}} \times 59\% \times \text{深度调峰月度总费用}$$

$$\text{深度调峰某光伏企业分摊} = \frac{\text{该光伏企业月度上网电量}}{\text{所有光伏企业月度上网电量之和}} \times 39\% \times \text{深度调峰月度总费用}$$

现货能量市场开展连续试运行后，深度调峰交易费用按月度在风电、光伏、市场化用户之间进行分摊，分摊机制如下：

（1）深度调峰交易月度总费用按照 52%、38%、10%分别由风电、光伏、市场化用户分摊。

(2) 风电、光伏企业各自按照其当月上网电量中非市场化电量的比例分摊其应分摊的费用部分。

公式：

$$\text{深度调峰某风电企业分摊} = \frac{\text{该风电企业月度上网非市场化电量}}{\text{所有风电企业月度上网非市场化电量之和}} \times 52\% \times \text{深度调峰月度总费用}$$

$$\text{深度调峰某光伏企业分摊} = \frac{\text{该光伏企业月度上网非市场化电量}}{\text{所有光伏企业月度上网非市场化电量之和}} \times 38\% \times \text{深度调峰月度总费用}$$

(3) 市场化用户按照其当月用电量比例分摊其应分摊的费用部分。

公式：

$$\text{深度调峰某市场化用户分摊} = \frac{\text{该市场化用户月度用电量}}{\text{所有市场化用户月度用电量之和}} \times 10\% \times \text{深度调峰月度总费用}$$

随着山西省内风电与光伏装机容量的增长变化，后期山西能源监管办将对分摊情况进行测算，适时调整风电、光伏企业的分摊比例。

6.2.7 深度调峰与其他市场的协调

现货试运行期间，停止省内深度调峰市场。

6.3 启停调峰交易

6.3.1 开市条件

启停调峰辅助服务交易于竞价日在满足以下条件时开展：在电网安全运行保留必要下旋备的基础上，根据负荷预测和外送计划、新能源功率预测，考虑火电机组基本调峰和深度调峰资源

（电网安全运行必要的调频机组无法利用其深调资源）用尽，水电、抽蓄调峰资源用尽，预计仍将出现弃风、弃光。

当临近春节等重要节假日、重大保电时段或特殊政策影响，电网负荷预计将发生锐减时，调控机构根据电网负荷预计的下降情况，按山西能源监管办授权公告暂停启停调峰辅助服务交易，并向山西能源监管办报备，待电网负荷趋于正常后恢复启停调峰辅助服务交易。

6.3.2 参与条件

启停调峰辅助服务供应方需满足辅助服务市场准入条件并完成市场注册，需符合启停调峰辅助服务相关技术标准，满足调控信息接入、调节性能、计量精度等方面的要求。

参与启停调峰交易的机组，不能再参与相关运行日的调频辅助服务交易。

水电、抽蓄机组按需调用进行调峰，不参与启停调峰交易。因电网安全、民生供热等原因必开的燃煤火电机组不参与启停调峰交易。燃气、煤层气机组待相关补偿标准和考核办法明确后参与启停调峰交易。

启停调峰辅助服务供应方必须确保其在提供启停调峰服务的整个过程中，能够保障自身设备安全，并且符合电网安全稳定相关标准和技术规范。

6.3.3 交易申报

符合参与条件的燃煤火电机组根据竞价日辅助服务市场信息发布，自主决定是否申报参与启停调峰交易。申报内容包括参与意愿及机组深度调峰出力下限。

燃煤火电机组启停调峰补偿标准如下：

机组容量分类	补偿价格（元/MW）
单机容量低于100MW(含100MW)	1000
单机容量100MW以上	2000

启停调峰机组可获得的收益分为启停补偿和停机时间补偿两部分。启停补偿按照各机组容量对应的启停调峰补偿价格计算；停机时间补偿按照机组停机小时数计算（机组停机小时数最多不超过72），停机24小时内（含24小时）机组每一个停机小时的补偿标准为机组启停调峰补偿价格的1/30，停机24小时至48小时内（含48小时）机组每一个停机小时的补偿标准为机组启停调峰补偿价格的1/35，停机48小时至72小时机组每一个停机小时的补偿标准为机组启停调峰补偿价格的1/40。

6.3.4 交易组织

启停调峰交易的组织流程如下：

（1）竞价日9:30前，调控中心发布启停调峰交易开市信息，包括但不限于：

- ① 因电网安全、民生供热等原因必开的火电机组；
- ② 运行日风电、光伏预测、负荷预测、外送计划，电网安

全运行必须保留的下旋备；

③ 运行日电网安全运行必要的调频容量及竞价日之前三日调频机组深度调峰能力总和的平均值；

④ 当前在运机组最低技术出力、最大深度调峰能力总和；

⑤ 未来 72 小时的风电、光伏预测。

(2) 竞价日 9:30-10:00，各发电机组进行启停调峰交易的申报，申报是否愿意参与启停调峰及机组深度调峰出力下限。

申报截止后，辅助服务市场技术支持系统对申报信息进行自动审核。审核内容包括但不限于：

① 各参与申报的机组是否属于必开机组，若属于，将其申报剔除；

② 机组申报的深度调峰出力下限，是否等于核定的深度调峰出力下限，若不等于，且无相关已批准的变更深度调峰出力下限的计划工作票，则将该机组深度调峰出力下限锁定为核定值；若不等于但有相关已批准的变更深度调峰出力下限的计划工作票，则锁定为工作票中出力下限。

审核完成后，辅助服务市场技术支持系统自动将所有申报机组按照启停调峰排序价格由低到高形成序列。

公式：

机组启停调峰排序价格=机组启停调峰补偿价格×机组额定容量/机组停机净增下旋备

机组停机净增下旋备=机组深度调峰出力下限

(3) 竞价日 10:00-11:30，辅助服务市场技术支持系统先根

据运行日边界条件计算运行日预计的新能源最大弃电电力；然后根据参与启停调峰申报的机组的排序价格次序及中标机组的启停补偿部分总费用最小化两个因素进行出清，确认中标机组。中标机组的停机净增下旋备之和应基本达到预计的风电和光伏新能源最大弃电电力，不能达到时所有符合参与条件的申报机组经安全校核通过后全部中标。

出清计算时，最后中标的机组需在排序价格相同的几台机组中选择时，由辅助服务技术支持系统以启停调峰服务的启停补偿部分总费用最小化为目标选择容量适宜的机组；若几台机组容量也相同，则按照技术支持系统记录的完成申报的时间先后次序优先选择先申报机组。需注意因参与申报机组额定容量差异可能较大，基于中标机组的启停补偿部分总费用最小化的考虑，可能存在最终确定的中标机组不符合排序价格顺序的情况。

(4) 竞价日 11:30-14:30，调控中心对启停调峰中标结果进行审核，并确定中标机组的停机时间及需在运行日恢复并网的机组的并网时间。审核内容包括但不限于：

- ① 启停调峰中标机组的停机净增下旋备是否满足电网需求；
- ② 启停调峰中标机组是否满足排序价格优先顺序；
- ③ 是否满足电网安全约束要求；
- ④ 其他需要审核的内容。

6.3.5 交易结果发布

竞价日 14:30，调控中心通过辅助服务市场技术支持系统向

市场主体发布启停调峰交易结果，内容包括但不限于：

- ① 中标启停调峰机组序列；
- ② 中标机组批复的停机时间；
- ③ 需在运行日当日恢复并网的启停机组的批复并网时间；
- ④ 其他需要公布的市场信息。

各发电企业按规定的权限获取相关信息。对发布结果存在异议的发电企业，应在 15:30 前进行申诉。

6.3.6 交易结果执行

启停调峰交易中标方应严格执行交易结果，按调控中心批复的时间提前做好停机或启动开机准备工作，并按批复的停机时间停机，按批复的启动并网时间并网。调控中心有权根据负荷预测、风电和光伏新能源预测、外送的更新和变化情况调整启停机组的停机或并网时间，发生更改后应及时通知该机组。

启停调峰交易中标机组停机后，在满足电网安全约束的前提下，优先于非启停调峰停机备用机组恢复并网。启停调峰停机的各机组，原则上按照实际停机时间先后次序，先停机的先安排恢复并网（不包含交易结果发布时已安排在运行日恢复并网的机组），但因中标机组额定容量差异可能较大，实际运行中为优化电网不同时段的运行状态，存在先停机机组后安排恢复并网的情况，以调度机构批复的并网时间为准。

6.3.7 交易结算及分摊

启停调峰交易按月度在辅助服务市场技术支持系统中进行

收益结算及费用分摊。

启停调峰交易收益计算：

启停调峰机组收益为启停补偿和停机时间补偿两部分之和。

公式：

某机组启停补偿=该机组对应的启停调峰补偿价格×该机组额定容量

当某机组停机小时数不超过 24 时：

某机组停机时间补偿=该机组对应的启停调峰补偿价格×1/30×该机组额定容量×机组停机小时数

当某机组停机小时数超过 24 但不超过 48 时：

某机组停机时间补偿=该机组对应的启停调峰补偿价格×1/35×该机组额定容量×(机组停机小时数-24)
+该机组对应的启停调峰补偿价格×1/30×该机组额定容量×24

当某机组停机小时数超过 48 时：

某机组停机时间补偿=该机组对应的启停调峰补偿价格×1/40×该机组额定容量×(机组停机小时数-48)
+该机组对应的启停调峰补偿价格×1/35×该机组额定容量×24
+该机组对应的启停调峰补偿价格×1/30×该机组额定容量×24

机组停机小时数按以下规则确定：

(1) 自该启停调峰机组调控中心批复的停机时间与机组实际停机时间两者中靠后者开始计算；

(2) 以调控中心批复的该机组恢复并网的时间与机组实际并网时间两者中靠前者为止，按四舍五入只计算整数；

(3) 机组停机小时数最大不超过 72。

启停补偿费用计入机组实际停机时间所在月份的启停调峰交易费用。机组停机时间补偿涉及的停机小时跨月度时，机组停机时间补偿费用按所涉及的停机小时实际所在月份分别计入月度启停调峰交易费用（机组停机小时数按四舍五入只计算整数）。

启停调峰交易费用分摊机制如下：

启停调峰交易月度总费用等于月内停机的所有启停机组的启停补偿收益以及归属于该月度的所有停机时间补偿收益之和。

现货能量市场开展连续试运行之前，启停调峰交易费用由风电、光伏新能源企业按如下规则分摊：

风电和光伏新能源企业按照其当月上网电量比例分摊费用。

公式：

$$\text{启停调峰某新能源企业分摊} = \frac{\text{该新能源企业月度上网电量}}{\text{所有省调新能源企业月度上网电量之和}} \times \text{启停调峰月度总费用}$$

现货能量市场开展连续试运行后，启停调峰交易费用由风电、光伏新能源企业及市场化用户按如下规则分摊：

(1) 启停调峰交易月度总费用按照 90%、10% 分别由风电和光伏新能源企业、市场化用户分摊。

(2) 风电和光伏新能源企业按照其当月上网电量比例分摊其应分摊的费用部分。

公式：

$$\text{启停调峰某新能源企业分摊} = \frac{\text{该新能源企业月度上网电量}}{\text{所有省调新能源企业月度上网电量之和}} \times 90\% \times \text{启停调峰月度总费用}$$

(3) 市场化用户按照其当月用电量比例分摊其应分摊的费用部分。

公式：

$$\text{启停调峰某市场化用户分摊} = \frac{\text{该市场化用户月度用电量}}{\text{所有市场化用户月度用电量之和}} \times 10\% \times \text{启停调峰月度总费用}$$

6.3.8 启停调峰与其他市场的协调

现货试运行期间，停止省内启停调峰交易。

7. 辅助服务市场性能抽查及违约考核

7.1 调频辅助服务

(1) 性能抽查

运行日当值调度根据电网运行情况适时开展中标调频机组的性能抽查工作，被抽查机组由辅助服务技术支持系统随机选取1台。当日被抽查性能不达标中标调频机组，当日不获得调频收益。需重新进行调频性能测试合格后，方允许参与调频辅助服务市场。

中标调频机组性能不达标包含两种情况：一是调频性能指标不达标；二是实际最大可调节范围与申报的可调节上下限范围偏差超过10%。

调频性能不达标机组或尚未进行性能测试机组申请进行调频性能测试应申报计划工作票，批准后由当值调度根据电网情况安排，测试期间做好相关记录，被测试调频机组当日不获得调频辅助服务市场收益。

被抽查机组名单及核查结果等核查工作开展情况由当值调度在辅助服务技术支持系统实时发布。

(2) 违约考核

调频市场建立后，由调频服务供应商自主决策，参与市场竞争、进行市场报价，自行承担市场风险。

调频服务供应商的AGC投运时间补偿、调频考核，仍按现有

《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》的相关规定执行。

7.2 深度调峰辅助服务

机组因处于启停过程，或因设备、煤质等缺陷影响，造成实际出力低于深度调峰参与基准值的，不能获得深度调峰收益，在收益计算时予以剔除。火电机组仅在电网实际发生深度调峰的时段获得深度调峰收益。

(1) 深度调峰性能考核：

在一个统计周期 15 分钟末，当火电机组实际出力高于日内调度计划安排出力时，若 $(\text{该机组实际出力} - \text{日内调度计划安排出力}) > (\text{机组额定容量} \times 2\%)$ ，并且 $(\text{该机组实际出力} - \text{日内调度计划安排出力}) > [(\text{该机组深调参与基准} - \text{日内调度计划安排出力}) \times 20\%]$ 时，则判定该机组本周期深度调峰失败，对该机组本周期实际发生的深度调峰电量收益全部扣减。当火电机组实际出力相比日内调度计划安排出力低超过机组容量的 2% 时，该机组本周期低于日内调度计划安排出力的部分不能获得深度调峰收益，仅按照日内调度计划安排出力计算该机组本周期深度调峰收益。

深度调峰能力发生变化或新完成深度调峰改造的机组，需根据深度调峰交易准入条件进行相关试验，试验合格后，方可参与深度调峰市场。

(2) 机组深度调峰的收益根据基本调峰出力上限接受以下考核：

机组基本调峰出力上限因自身原因下降时，其参与深度调峰交易获得的收益按以下规则考核：若火电机组当日基本调峰出力上限不低于其额定容量的 85%（基本调峰出力上限根据双细则调峰考核确定），则该火电机组全额获得其当日在深度调峰辅助服务市场中的应得收益。若火电厂当日基本调峰出力上限不低于 70%但低于 85%额定容量，则该火电厂当日从深度调峰辅助服务市场中获得 75%的实际收益，扣减 25%的实际收益。若火电机组当日基本调峰出力上限低于额定容量的 70%，则该火电机组当日从深度调峰辅助服务市场中获得 50%的实际收益，扣减 50%的实际收益。

（3）扣减收益的分配：

因机组某一周期实际深调量不满足要求而扣减深度调峰收益，或因机组基本调峰出力上限下降而扣减深度调峰收益时，被扣减的收益在深度调峰交易月度需分摊的总费用中相应减少。

火电企业的调峰考核仍按现有《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》进行考核。

7.3 启停调峰辅助服务

启停调峰机组未按批复时间并网或解列，按照非计划停运接受双细则考核。

8. 计量与结算

市场运营机构按照辅助服务市场各类交易实施细则，记录参

与辅助服务市场的各发电企业、独立辅助服务供应商、综合能源供应商等市场主体各类辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

辅助服务计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统(EMS)、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统(WAMS)等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据等。

辅助服务市场费用按辅助服务交易品种分别进行管理，按照收支平衡原则，根据辅助服务各交易品种的补偿收益与费用分摊细则执行。

深度调峰辅助服务交易收益每日清算，费用分摊按月度结算；启停调峰辅助服务交易收益及费用分摊按月度结算；调频辅助服务收益每日清算，费用分摊按月度结算。辅助服务费用采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。各发电企业、独立辅助服务供应商等主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务补偿（分摊）费用额度，与当月电费一并结算。

9. 信息发布

9.1 信息分类

辅助服务市场信息从发布时间上可分为事前信息、事中信息、事后信息。市场信息从受众范围上可分为公众信息、公开信息和私有信息。

事前信息是指市场运营机构在辅助服务市场各类交易开展之前发布的信息，以及市场主体按照辅助服务市场相关交易规

范应报送给市场运营机构的信息。事中信息是指市场运营机构在辅助服务市场各类交易开展过程中发布的信息。事后信息包括市场运营机构在辅助服务市场各类交易开展结束后发布的竞价日交易结果、运行日交易结果、月度信息等事后向市场主体发布的信息。

公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

9.2 信息披露

市场运营机构通过辅助服务市场技术支持系统和交易平台向市场成员发布辅助服务市场各类交易相关必要信息。技术支持系统和交易机构网站安全等级应满足国家信息安全三级等级防护要求。事前、事中、事后市场运营机构应发布的信息按照辅助服务市场各类交易的细则执行。市场成员按照辅助服务市场各类交易的细则要求向市场运营机构报送交易相关必要信息。

信息发布与信息报送应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，按照交易细则规定发布与报送相关信息。《山西省电力市场信息披露实施细则》正式发布后，按照其规定执行。

市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向山西能源监管办或市场运营机构提出，山西能源监管办拥有最终解释权。

山西能源监管办、省政府电力管理部门及市场运营机构有

权获知交易组织和监管所必要的市场信息，不得泄露影响公平竞争和涉及市场成员隐私的相关信息。

10. 市场监管

山西能源监管办、省政府电力管理部门对辅助服务市场各类交易的实施情况进行监督管理，按照辅助服务市场监管的需要，构建辅助服务市场监管指标体系，创新监管措施和手段。

市场运营机构按照监管要求将辅助服务市场交易情况、执行情况等信息按月报山西能源监管办备案。

11. 市场干预及免责条款

11.1 市场干预

辅助服务市场干预的主要手段包括：

- (1) 调整市场准入或退出条件，包括辅助服务市场的市场主体参与各类辅助服务交易的权限；
- (2) 改变辅助服务市场或某类型辅助服务交易的信息发布、申报、出清、结果发布等交易时间；
- (3) 设置或调整市场限价；
- (4) 调整、撤销辅助服务市场交易结果；
- (5) 暂停、中止辅助服务市场或某类型辅助服务交易；
- (6) 恢复辅助服务市场正常运行。

发生以下情况时，山西能源监管办及省政府电力管理部门有权对山西电力辅助服务市场进行市场干预：

- (1) 市场主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导

致交易结果严重偏离合理范围，市场秩序受到扰乱；

(2) 市场成员频繁、严重违约，对电网安全稳定运行造成一定影响；

(3) 辅助服务市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、交易中心相关技术支持系统等）发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

(4) 电力行业重大政策调整需市场进行衔接，或交易规则不适应辅助服务市场交易需要，必须进行重大修改的；

(5) 因不可抗力不能进行辅助服务交易或辅助服务市场发生严重异常情况的；

(6) 春节、重大活动等需要临时加强保电时，或重大活动对电网安全稳定有特殊要求的。

调控机构按照安全第一的原则处理电网事故和安排电力系统运行，当出现如下情况时，有权对辅助服务市场进行市场干预，并于事后尽快向山西能源监管办和省政府电力管理部门汇报，调控机构应对干预原因及干预情况做好记录。情况如下：

(1) 因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

(2) 发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

(3) 因地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

(4) 辅助服务市场技术支持系统(含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、交易中心相关技术支持系统等)发生重大故障,导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时;

(5) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

11.2 市场免责条款

市场主体由于以下原因无法执行辅助服务市场交易结果或执行存在偏差时,应将相关情况及时汇报调控机构,调控机构进行评估后确认符合条件的,对市场主体相关辅助服务交易免除考核:

(1) 突发自然灾害等不可抗力影响发电企业场所安全时;

(2) 发生重大设备故障或并网线路故障跳闸时;

(3) 因电网故障或突发情况,当值调度下令调整运行工况时;

(4) 辅助服务市场技术支持系统(含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、交易中心相关技术支持系统等)发生重大故障,导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时。

调控机构应对市场主体辅助服务相关交易的免考确认情况按月汇报山西能源监管办。

因辅助服务交易、调用、统计等情况存在争议纠纷的,按《山西电力市场监管实施办法(试行)》中争议纠纷调解相关办

法执行。

12. 附则

本办法自公布之日起试行。原有调频、调峰辅助服务相关规定与本规则不一致的，以本规则为准。

山西省电力市场电费结算实施细则

(试运行 V12.0 版)

2022 年 6 月

目录

1 总述.....	1
2 适用范围.....	1
3 引用文件.....	1
4 术语定义.....	2
5 结算原则.....	5
5.1 结算模式.....	5
5.2 结算周期.....	8
5.3 结算时段.....	8
5.4 结算电量.....	8
5.5 结算电价.....	8
5.6 市场运营费用管理.....	10
6 市场成员结算的权利与责任.....	13
6.1 发电企业.....	13
6.2 批发市场用户.....	13
6.3 零售市场用户.....	14
6.4 交易中心.....	14
6.5 调控中心.....	14
6.6 电网企业.....	15

7 结算流程.....	15
7.1 数据准备.....	15
7.2 批发市场结算流程.....	16
8 电能电费计算.....	17
8.1 发电企业电能电费.....	17
8.2 批发用户电能电费.....	22
9 市场运营费用计算.....	26
9.1 成本补偿类费用.....	26
9.2 市场平衡类费用.....	30
9.3 市场调节类费用.....	34
9.4 其他市场运营费用事项.....	60
10 “两个细则” 电费.....	61
11 省间交易责任偏差费用.....	61
11.1 购电方责任.....	61
11.2 售电方责任.....	63
12 总电费计算.....	64
12.1 发电企业月总电费计算.....	64
12.2 批发用户月总电费计算.....	64
12.3 “负荷类” 虚拟电厂月总电费计算.....	66
13 电费追补管理.....	67
14 电费免考管理.....	71

15 收付款管理.....	71
16 其他结算事项.....	72
16.1 市场中止与管制.....	72
16.2 代理关系生效期.....	72
16.3 违约用电、窃电行为的处理原则.....	73

1 总述

为指导、规范、明确电力市场结算相关工作开展，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，确保电力市场安全、经济、绿色，依据《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《山西省政府办公厅关于印发山西省电力市场建设试点方案的通知》（晋政办发〔2017〕94号），结合山西实际，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于现货市场建立后的山西省电力市场结算工作，包括批发市场和零售市场。

3 引用文件

《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件

《国家发展改革委国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）

《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）

《山西省政府办公厅关于印发山西省电力市场建设试点方

案的通知》（晋政办发〔2017〕94号）

4 术语定义

（1）电能电费：指发电企业与电力用户在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

（2）辅助服务费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外，由并网发电厂提供辅助服务所得的费用，具体包括深度调峰、备用、调频等。

（3）“两个细则”电费：指“两个细则”规范的辅助服务费用和并网运行考核费用，辅助服务市场中发生的辅助服务费用，以及所有辅助服务费用、并网运行考核费用按一定规则进行分摊、返还的费用。

（4）节点电价：在满足电网运行条件下，电气节点增加单位用电负荷需求所增加的系统边际发电成本。

（5）统一结算点电价：用电侧采用统一结算点电价，即发电侧所有节点电价加权平权值。

（6）批发市场用户：直接参与批发市场的电力用户（批发用户）、售电公司、“负荷类”虚拟电厂等。

（7）电网企业代理购电用户：暂未直接从电力市场购电，由电网企业代理购电的工商业用户。

（8）零售市场用户：通过售电公司间接参与批发市场购电的电力用户。

(9) 市场运营费用：指在市场初期，为清算发用两侧计划电市场电、统筹兼顾市场竞争与规范市场主体行为，保障电力系统安全稳定，设置电能量费用之外的调节费用，包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。

(10) 成本补偿类费用：包括机组启动补偿费用、必开机组补偿费用和调频量价补偿费用。其中：机组启动补偿费用是指对按照日前现货市场出清结果提供启动服务的机组，按照启动报价的一定比例进行的补偿。必开机组成本补偿是指必开机组（不含供热机组）处于必开最小出力时，按照对应成本补偿价格高于该时段日前节点电价的标准，对该时段日前正偏差电量进行的补偿。调频量价补偿分为上调补偿、下调补偿，上调补偿指调频机组实际发电出力高于日前现货出清结果，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价高于实时节点电价时，按照调频补偿价格高于实时节点电价的标准，对该时段机组实际发电超过日前出清结果的电量进行的补偿；下调补偿指调频机组实际发电出力低于日前现货出清结果，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价低于实时节点电价时，按照其实时节点电价高于报价的标准，对该时段机组实际发电低于日前出清结果的电量进行的补偿。

(11) 市场平衡类费用：包括市场结构平衡费用、阻塞平衡费用、双轨制发电价格补贴。其中：市场结构平衡费用主要指在计划和市场双轨制下，由于非市场化用户用电量与政府定价上网电量不匹配等原因，导致电网企业出现的偏差费用。阻塞平衡

费用是指现货市场中，发电侧以节点电价进行电能量电费结算，用户侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收批发市场用户费用和应付发电企业费用之间的偏差费用；双轨制发电价格补贴主要指燃气发电价格高于燃煤标杆上网电价形成的电费差额。

(12) 市场调节类费用：包括新能源超额获利回收费用、新能源中长期超额回收费用、火电中长期缺额回收费用、用户侧超额获利回收费用、用户侧中长期缺额回收费用、用户侧中长期超额申报回收费用、用户侧中长期曲线偏差回收费用、战略性新兴产业中长期超额回收费用。其中：新能源超额获利回收费用是指新能源项目实际上网电量与申报电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。新能源中长期超额回收费用是指新能源项目中长期合约电量与实际上网电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。火电中长期缺额回收费用是指火电企业在参与旬及以上交易中，多月及以上交易电量与月、旬申报电量之和低于可卖出电量上限一定比例时，对缺额电量进行费用回收。用户侧超额获利回收费用是指用户实际用电量与日前申报电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。用户侧中长期缺额回收费用指对用户侧交易电量与申报电量之和低于实际结算电量一定比例时，对低于下限要求的电量进行缺额费用回收。用户侧中长期超额申报回收费用指对用户侧交易电量与申报电量之和高于实际结算电量一定比例时，对高于上限要求的电量进行超额费

用回收，按月、按旬分别进行回收。用户侧中长期曲线偏差回收费用是指对用户侧每小时中长期合约电量与实际结算电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。战略性新兴产业中长期超额回收费用是指战略性新兴产业用户签订的中长期合约电量与实际结算电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。“负荷类”虚拟电厂计划电量偏差回收费用是指并网的“负荷类”虚拟电厂自身原因，造成实际功率曲线偏离电力调度机构下达的功率计划曲线，偏离量超过调节精度允许偏差时，按照偏差量对并网虚拟电厂进行考核。

(13) 政府定价电量：主要指基准价电量、抽水蓄能容量电费认购交易电量。

(14) 非政府定价电量：主要是指通过市场化方式形成的直接交易电量、外送电交易电量、现货电量。

5 结算原则

由交易中心负责出具结算依据，由电网企业负责电费结算。主要原则如下：

5.1 结算模式

5.1.1 中长期市场根据中长期合约分解电量，按照合同约定价格进行结算。

5.1.2 现货市场结算时，发电企业采用机组所在节点电价，日前市场根据日前市场出清电量与中长期合约分解电量的偏差

电量，按照日前市场节点电价进行结算；实时市场根据实际上网电量与日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算；批发市场用户采用统一结算点电价，日前申报电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前市场分时统一结算点电价进行结算；实际用电量与日前申报电量的偏差电量，按照实时市场分时统一结算点电价进行结算。

5.1.3 辅助服务市场结算按照“两个细则”及其补充规定以及辅助服务市场规则有关规定执行。

5.1.4 低压用户（含电信基站等）、榆林供电公司用电暂不直接参与现货市场。现货模式下，对选择直接参与市场交易，但不具备分时计量条件的低压用户（含售电公司代理该类用户的交易单元）在参与中长期交易时，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。此类用户正偏差用电量（超用电量）按照当月省内中长期合同（不含战新合同）加权均价的 1.1 倍结算，负偏差用（欠用电量）电量按照合同电价结算，并承担市场运营费用。鉴于此类用户暂不具备分时计量条件，在此之前不回收、不分摊市场运营费用。榆林供电公司用电属于省外用电，其正偏差用电量（超用电量）按当月省内中长期合同（不含战新合同）加权平均价的 1.1 倍及当月省内现货实时市场月度加权平均价的孰高值结算。对直接参与现货交易的市场主体（含通过售电公司代理的）同时存在高压和低压户号的，其低压用户电量不参与分时计算，纳入月度调平电量，按月以省内实时

市场月度加权均价进行结算。电网企业在代理工商业用户参与中长期交易时，交易曲线参考非市场化用电典型曲线形成，代理购电用户实际用电量执行电网企业代理购电价格，并承担成本补偿类费用、市场平衡类费用两种市场运营费用，不参与市场调节类费用的回收和返还。

5.1.5 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。

5.1.6 现货模式下，负荷聚合商有效响应电量作为其中长期合约电量的一部分，该部分电量的价格为互动响应交易出清价格。在对负荷聚合商开展现货结算时，根据负荷聚合商中长期合约、现货市场日前交易申报数据、96点实际用电量，按照现货市场规则计算其电能电费；负荷聚合商有效响应电量不参与各类市场运营费用的计算（含回收和分摊），将有效响应电量剔除后（响应合约、与响应合约相同的现货日前申报电量、有效响应电量同步剔除），再计算其现货期间的市场运营费用。

5.1.7 在M+6日内开展电费预结算时，电网企业对批发用户先按其中长期交易合约均价及实际用电量进行预结算并收费；若批发用户未参与中长期交易，则按照批发市场中长期合约均价进行预结算并收费；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；最终结算结果与预结算结果之间的差额电费随次月电费一并发行。

5.1.8 未在交易平台完成购售电合同备案的发电企业，日清分时，优先电量暂按燃煤基准价结算；月度结算时，优先电量中的发电权及西龙池认购电量电量按照合约价格结算，基数电量暂不结算，待完成购售电合同备案后追补结算。在市场运营费用计算中，仍将该部分优先电量视为中长期合约。

5.2 结算周期

5.2.1 批发市场结算周期采用“日清月结”的模式。即按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

5.2.2 零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

5.2.3 遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算单发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算单顺延至下一工作日发布。

5.3 结算时段

每 15 分钟为一个计量、清分及结算时段。

5.4 结算电量

根据电网企业提供的计量数据，计算形成发电企业各机组各时段上网电量、用户各类别各时段用电量，作为结算电量。

5.5 结算电价

5.5.1 市场化机组以省内现货市场节点电价作为省内现货

电能量市场结算价格，省间现货市场节点电价作为省间现货电能量市场结算价格。以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格。

5.5.2 非市场化机组以政府批复的上网电价作为结算价格。

5.5.3 各类中长期合约、现货市场形成的电能量价格均包含环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

5.5.4 批发市场用户日前市场分时统一结算点电价按相应时段各机组省内市场日前出清上网电量进行所有节点加权平均，实时市场分时统一结算点电价按相应时段各机组省内市场计量电量进行所有节点加权平均。日前市场日均价按当日各机组各时段省内市场日前出清上网电量进行所有节点所有时段加权平均，实时市场日均价按当日各机组各时段省内市场计量电量进行所有节点所有时段加权平均。日前市场月均价按当月各机组各时段省内市场日前出清上网电量进行所有节点所有时段加权平均，实时市场月均价按当月各机组各时段省内市场计量电量进行所有节点所有时段加权平均。

5.5.5 参与市场交易的发、用电企业，在中长期交易合同签订时，应同时申报用电曲线、分时段电量电价，以反映发、用电曲线特性和分时价格差异。我省现货交易未开展期间，市场化用户（含直接参与批发市场的电力用户、零售市场用户及电网企业代理购电的工商业用户）交易价格、输配价格按《山西省发展和改革委员会关于完善分时电价机制有关事项的通知》（晋发改商

品发〔2021〕479号）规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

5.5.6 现货交易开展期间，参与现货交易的批发用户按现货市场规则执行，其交易价格由市场化方式形成，但要合理设定限价标准，促进市场形成有效的分时电价信号。参与现货交易的批发用户执行平段输配电价。鼓励零售市场用户与绑定的售电公司约定分时定价结算方案，零售市场用户若与绑定的售电公司在电力交易平台约定了分时定价结算方案，以售电公司与其约定的分时电价作为结算价格，约定分时定价的零售市场用户执行平段输配电价；结算方案未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时电力用户购电价格（含输配电价）按晋发改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。售电公司的售出电价，按其与零售市场用户在电力交易平台约定的零售电价结算。暂不直接参与现货市场的低压用户，其购电价格（含输配电价）按晋发改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

5.5.7 电网代理购电用户用电价格（含输配电价）暂按晋发改商品发〔2021〕479号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行，随保量保价优先发电电量市场化情况，逐步过渡到按市场规则申报用电曲线及分时段电量电价。

5.6 市场运营费用管理

5.6.1 成本补偿类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：机组启动补偿费用由新能源企业，与批发市

场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例分摊, 新能源企业按月度上网电量(扣除省间现货电量)比例进行分摊, 批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊(应由电网企业代理购电用户承担的部分纳入代理购电偏差电费管理, 随次月代理购电价格发布, 如 7 月分摊费用, 在 9 月代理购电价格中体现, 下同); 必开机组补偿费用由发电企业承担当月政府定价电量占总上网电量(剔除外送)比例的部分、批发市场用户承担剩余部分, 发电企业之间按照政府定价电量比例分摊、批发市场用户之间按现货电量正偏差比例进行分摊; 调频量价补偿费用由火电、新能源、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 10%:40%:50%比例分摊, 发电企业间接月度上网电量(扣除省间现货电量)比例分摊、批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊。

5.6.2 市场平衡类费用纳入市场运营费用管理, 以月度为周期进行分摊。其中: 市场结构平衡费用由发电企业, 与批发市场用户按 1:1 比例承担, 发电企业按月度上网电量(扣除省间现货电量)比例进行承担, 批发市场用户按月度结算电量比例承担; 阻塞平衡费用由发电企业, 与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例承担, 发电企业之间按月度上网电量(扣除省间现货电量)比例承担, 批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例承担; 双轨制发电价格补贴由所有批发市场用

户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例进行分摊。

5.6.3 市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。其中：新能源超额获利回收费用的 50%在新能源企业之间按月度上网电量(扣除省间现货电量)比例按月进行返还，50%在省调电厂中已完成灵活性改造机组且已经验收的机组间按月返还；新能源中长期超额回收费用按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业；火电中长期缺额回收费用在发电侧和批发市场用户侧平均分配，发、用两侧分配的回收费用均按省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、电网企业代理购电、榆林）交易总净成交电量比例返还；用户侧超额获利回收费用的 50%在批发市场用户间按月度结算电量比例按月进行返还，50%在省调电厂中已完成灵活性改造机组且已经验收的机组间按月返还；用户侧中长期缺额回收费用（战新）由所有发电企业按直接交易电量比例进行返还，中长期缺额回收费用（普通）、中长期缺额回收费用（虚拟电厂）由发电企业和批发市场用户平均分配，发、用两侧均按省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量比例按进行返还；用户侧中长期超额申报回收费用在批发市场用户间按照月度结算电量比例返还；用户侧中长期曲线偏差回收费用在发电企业和批发市场用户平均分配，发电企业间按照月度上网电量(扣除省间现货电量)比例返还，批发市场用户间按月度结算电量比例返还；

战略性新兴产业中长期超额回收费用按照战略性新兴产业用电交易当月成交电量比例返还至参与战略性新兴产业用电交易的发电企业。“负荷类”虚拟电厂计划电量偏差回收费用按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还发电企业。

6 市场成员结算的权利与责任

6.1 发电企业

6.1.1 按照市场规则参与市场交易，履行交易合约，服从电力调度管理，享受输配电服务。

6.1.2 在合约有效期内依据合约获取相关方履行合约的信息，在临时结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

6.1.3 按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

6.1.4 向电网企业收取电费并开具增值税专用发票。

6.2 批发市场用户

6.2.1 批发市场用户(直接参与批发市场的电力用户、售电公司、“负荷类”虚拟电厂等)按照市场运营规则参与市场交易，履行交易合约及零售合约，拥有配电网运营权的售电公司需服从电力调度管理。

6.2.2 在交易平台上填制合约结算方式、价格等信息，将合约上传至交易平台备案，在合约有效期内依据合约获取相关方履行合约的信息，在预结算单据结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

6.2.3 按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

6.2.4 向电网企业支付或收取电费并获取增值税专用发票。

6.2.5 拥有配电网运营权的售电公司可向用户收取电费并开具增值税专用发票，向电网企业支付购电费、输电费，并代收政府性基金及政策性交叉补贴，归集至电网企业。

6.3 零售市场用户

6.3.1 履行与售电公司签订的零售合约。

6.3.2 在合约有效期内依据合约获取相关方履行合约的信息，审核确认本企业的结算结果并及时反馈意见。

6.3.3 按照市场规则和零售合约承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

6.3.4 向电网企业支付电费并获取增值税专用发票。

6.4 交易中心

6.4.1 负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、合同管理。

6.4.2 负责出具结算依据。

6.4.3 发布交易结算情况信息。

6.5 调控中心

6.5.1 按调度规程实施电力调度，负责系统日前和实时平衡，负责电网安全。

6.5.2 负责现货、辅助服务交易组织，现货市场发电侧出清

及辅助服务交易出清，提供发电侧基础结算数据。

6.5.3 市场运营初期，负责提供辅助服务电费及分摊结果。

6.6 电网企业

6.6.1 负责保障输配电设施的安全稳定运行。

6.6.2 提供输配电服务，无歧视向电力用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务。

6.6.3 按照交易中心出具的结算依据，负责电费结算及账单发布，并按规定收付电费。

7 结算流程

7.1 数据准备

7.1.1 中长期交易电量在日前市场开市前完成分解上报，分时电量以15分钟为时间间隔。

7.1.2 运行日提前1日（D-1日）完成日前市场出清，运行日（D日）完成实时市场出清。运行日（D日）获取当日的省间、省内日前市场交易结果，以及当日省间、省内实时市场交易结果。具体包括：省间日前及日内市场每15分钟的出清电力和价格，省内日前和实时市场每15分钟的出清电力和价格；用户侧日前市场申报电量；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签；深度调峰机组调峰电量、分时电价；调频机组调频收益；启停及考核数据等。

7.1.3 运行日后第4天（D+4日），获取以机组和计量点为最小单位，运行日（D日）的机组、市场用户每15分钟分时电

量数据。运行日第8天(D+8日)，发布日清分预账单。运行日第十一天(D+11)，发布日清分正式账单。

7.1.4 次月第8个日历日(M+8)，交易中心将省间外送合约分时偏差调整电量推送至电网企业，次月第11个日历日(M+11)，获取调平电量等。次月前17个日历日(M+17)内，向市场主体出具月结算账单。

7.2 批发市场结算流程

7.2.1 结算电量核对。电网企业按日向交易中心推送发用两侧分时电量数据，并接受市场主体异议申请。

7.2.2 结算依据获取。交易中心按期出具结算依据，并推送至电网企业。

7.2.3 电费计算核对。电网企业根据接收到的结算依据进行计算核对，按匹配好的政府批复电价和市场化交易形成的电价计算购售电费等。

7.2.4 电费结算单生成。电网企业依据电费计算结果生成电费结算单。

7.2.5 电费结算单确认。电费预账单发布后，市场主体对电费结算单进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，正式账单发布前未反馈的视为确认。

7.2.6 电费结算单公布。电网企业按电费结算单核对处理结果，生成正式电费结算单，向相关市场主体发布。电网企业和市

市场主体按照合约或法律法规的规定完成电费收付。

8 电能电费计算

8.1 发电企业电能电费

发电企业电能电费包括省间合约电能电费，省间日前电能电费，省间日内电能电费，省内合约电能电费，省内日前电能电费，省内实时电能电费，调平电费，火电价格替代电费返还。

8.1.1 月度上网电能电费

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省间日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内日前}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平发电}} + R_{\text{煤电价格替代电费返还}}$$

$R_{\text{电能}}$ 为月度上网电能电费；

$R_{\text{省间合约}}$ 为发电企业省间合约电能电费；

$R_{\text{省间日前}}$ 为发电企业省间日前电能电费；

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电企业省间日内电能电费；

$R_{\text{省内合约}}$ 为发电企业省内合约电能电费；

$R_{\text{省内日前}}$ 为发电企业省内日前电能电费；

$R_{\text{省内实时}}$ 为发电企业省内实时电能电费；

$R_{\text{调平发电}}$ 为发电企业调平电费；

$R_{\text{火电价格替代电费返还}}$ 为发电企业火电价格替代电费返还。

8.1.1 省间合约电能电费 ($R_{\text{省间合约}}$)

发电企业根据分解至 t 时段的省间合约电量、月度省间合约分时偏差调整电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum (Q_{\text{省间合约},t} \times P_{\text{省间合约},t}) + R_{\text{省间合约偏差}}$$

$$R_{\text{省间合约偏差}} = \sum (Q_{\text{省间合约偏差分时},t} \times P_{\text{省间合约},t}) + Q_{\text{省间合约偏差非分时}} \times P_{\text{省间合同}}$$

其中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为发电企业在省间中长期交易市场的合约电费；

$Q_{\text{省间合约},t}$ 为发电企业在 t 时段的省间中长期交易合约分解电量；

$Q_{\text{省间合约偏差分时},t}$ 为发电企业 t 时段的省间中长期交易合约偏差调整电量，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间合约偏差非分时}}$ 为发电企业省间外送合同序列执行偏差电量为月度实际执行电量与月度合同电量偏差部分，对应发电企业外送偏差电量按照机组合同电量占总合同电量比例分配，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{省间合约},t}$ 为发电企业 t 时段的省间合约分时电价；

$P_{\text{省间合同}}$ 为发电企业省间合约合同电价。

8.1.2 省间日前市场电能电费 ($R_{\text{省间日前}}$)

机组根据省间日前市场结算量与省间日前市场分时电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间日前}} = \sum (Q_{\text{省间日前},t} \times P_{\text{省间日前},t})$$

$R_{\text{省间日前}}$ 为发电企业在省间日前市场的结算电费；

$Q_{\text{省间日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省间日前结算电量，即发电企业在 t 时段省间日前市场的中标电量；

$P_{\text{省间日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省间日前分时电价。

8.1.3 省间日内市场电能电费 ($R_{\text{省间日内}}$)

发电企业根据省间日内市场结算量与省间日内市场分时电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内}} = \sum (Q_{\text{省间日内},t} \times P_{\text{省间日内},t})$$

$R_{\text{省间日内}}$ 为发电企业在省间日内市场的结算电费；

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为发电企业在 t 时段的省间日内结算电量，即 t 时段省间日内市场的中标电量；

$P_{\text{省间日内},t}$ 为发电企业在 t 时段的省间日内分时电价。

8.1.4 省内合约电能电费 ($R_{\text{省内合约}}$)

发电企业根据分解至 t 时段的合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum (Q_{\text{省内合约},t} \times P_{\text{省内合约},t})$$

其中：

$R_{\text{省内合约}}$ 为发电企业在省内中长期交易市场的合约电费；

$Q_{\text{省内合约},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内中长期交易合约分解电量；

$P_{\text{省内合约},t}$ 为发电企业 t 时段的合约电价。

8.1.5 省内日前市场电能电费 ($R_{\text{省内日前}}$)

发电企业根据省内日前市场结算量与省内日前市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内日前}} = \sum (Q_{\text{省内日前},t} \times P_{\text{省内日前},t}) + R_{\text{日前偏差}}$$

$R_{\text{省内日前}}$ 为发电企业在省内日前市场的结算电费，火电企业考虑价格替代影响；

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前结算电量，即发电企业在 t 时段省内日前市场的中标电量与中长期交易合约分解电量的差额；

$P_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前节点电价。

$R_{\text{日前偏差}}$ 为省间合约偏差对应现货日前电费调整，可分时计量的按日前市场节点电价计算、不能分时计量的按日前市场月度加权平均价计算。即：

$$R_{\text{日前偏差}} = -\sum (Q_{\text{省间合约偏差分时},t} \times P_{\text{省内日前},t}) - Q_{\text{省间合约偏差非分时}} \times P_{\text{日前月}}$$

度加权

$P_{\text{日前月度加权}}$ 为省内日前市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

8.1.6 省内实时市场电能电费 ($R_{\text{省内实时}}$)

发电企业根据省内实时市场结算量与省内实时市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{省内实时},t} \times P_{\text{省内实时},t})$$

$R_{\text{省内实时}}$ 为发电企业在省内实时市场的结算电费，火电企业考虑价格替代影响；

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内实时结算电量，即在 t 时段实际上网电量与省间中长期交易合约分解电量、省间日前结算电量、省间日内结算电量、省内日前结算电量、省内中长期交

易合约分解电量的差额；

$P_{\text{省内实时},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内实时节点电价。

同一新能源发电项目不同结算单元的基准价合约电量、日前中标电量按照各计量点实际电量占比的原则进行分解；同一结算单元不同项目批次的新能源发电机组按照额定容量比例计算各自上网电量。

8.1.7 发电侧调平电费 ($R_{\text{调平发电}}$)

$$R_{\text{调平发电}} = Q_{\text{调平发电}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

$Q_{\text{调平发电}}$ 为发电企业月度上网电量与按时段合计上网电量之差。不同投资主体共用同一贸易关口计量点的新能源项目，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电侧调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

8.1.8 煤电价格替代电费返还 ($R_{\text{煤电价格替代电费返还}}$)

1. 计算方式

16:15-21:00 期间，煤电企业的省内日前市场和省内实时市场的正现货结算电量，采用替代后的分时节点电价进行结算。对于火电机组的省内日前市场和省内实时市场的负现货结算电量仍采用原出清的分时节点电价进行结算。该项费用是因火电机组分时节点电价替代结算引起的费用盈余，在火电侧按各机组月度

晚高峰期间（16:15-21:00）实际上网电量的比例进行返还。除晚高峰时段以外的其余时段暂不实施价格替代。

当 $Q_{\text{省内日前},t} > 0$ 时计算日前部分、当 $Q_{\text{省内实时},t} > 0$ 时计算实时部分，

$$R_{\text{煤电价格替代电费}} = \sum (P_{\text{省内日前},t} - P_{\text{省内日前替代},t}) \times Q_{\text{省内日前},t} + \sum (P_{\text{省内实时},t} - P_{\text{省内实时替代},t}) \times Q_{\text{省内实时},t}$$

$R_{\text{煤电价格替代电费}}$ 为煤电企业价格替代后产生的费用盈余；

$$P_{\text{省内日前替代},t} = P_{\text{省内日前},t} \times Q_{\text{申报上限},t} / Q_{\text{额定}};$$

$$P_{\text{省内实时替代},t} = P_{\text{省内实时},t} \times Q_{\text{申报上限},t} / Q_{\text{额定}};$$

$P_{\text{省内日前替代},t}$ 为煤电企业 t 时段的省内日前节点电价替代值；

$P_{\text{省内实时替代},t}$ 为煤电企业 t 时段的省内实时节点电价替代值；

$Q_{\text{申报上限},t}$ 为煤电企业申报的运行上限折算至相应时点的发电量；

$Q_{\text{额定}}$ 为煤电企业额定容量（供热期为政府核定的供热上限）折算至时点的发电量。

2. 分摊方式

煤电价格替代电费由煤电各机组月度晚高峰期间（16:15-21:00）实际上网电量的比例进行返还。

$$R_{\text{煤电价格替代电费返还},i} = R_{\text{煤电价格替代电费}} \times Q_{\text{晚峰发电},i} / \sum Q_{\text{晚峰发电},i}$$

$Q_{\text{晚峰发电},i}$ 为煤电机组 i 月度晚高峰期间（16:15-21:00）实际上网电量（扣除省间现货电量）。

8.2 批发用户电能电费

批发用户电能电费包括合约电能电费、日前市场电能电费、实时市场电能电费、调平电费、用户侧价差调整电费分摊。

8.2.1 月度结算电能电费 ($C_{\text{电能}}$)

$$C_{\text{电能}} = C_{\text{合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平用电}} + C_{\text{用户价差调整}}$$

$C_{\text{电能}}$ 为月度结算电能电费；

$C_{\text{合约}}$ 为用户在中长期交易市场的合约电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户在日前市场的结算电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户在实时市场的结算电费；

$C_{\text{调平用电}}$ 为月度结算的调平电费；

$C_{\text{用户价差调整分摊}}$ 为用户价差调整电费分摊。

8.2.2 中长期交易市场电能电费 ($C_{\text{合约}}$)

根据用户分解至 t 时段的合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$C_{\text{合约}} = \sum (Q_{\text{合约},t} \times P_{\text{合约},t})$$

其中：

$Q_{\text{合约},t}$ 为用户 t 时段的合约分解电量；

$P_{\text{合约},t}$ 为用户 t 时段的合约电价。

8.2.3 日前市场电能电费 ($C_{\text{日前}}$)

根据日前市场分时申报电量与合约分解电量的差额，按日前市场分时电价计算用户日前市场电能电费，具体计算公式如下：

$$C_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场所申报的 t 时段需求电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 t 时段日前市场统一结算点电价。

8.2.4 实时市场电能电费 ($C_{\text{实时}}$)

根据用户实际分时用电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时分时电价计算实时市场电费。具体计算公式如下：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

$Q_{\text{用电},t}$ 为用户实时市场 t 时段市场化用电量（抄见电量按时段扣减非市场化电量部分）；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场申报的 t 时段需求电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

8.2.5 用电侧调平电费 ($C_{\text{调平用电}}$)

$$\begin{aligned} C_{\text{调平用户}} &= Q_{\text{调平用电}} \times P_{\text{实时月度加权}} \\ &= (Q_{\text{用电}} - \sum Q_{\text{用电},t}) \times P_{\text{实时月度加权}} \end{aligned}$$

$Q_{\text{调平用电}}$ 为用户月度市场化交易结算电量（包括损耗电量）与累计分时实际用电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

$Q_{\text{用电}}$ 为用户月度市场化交易结算电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量）；

$Q_{\text{用电},t}$ 为用户实时市场 t 时段市场化用电量（抄见电量按时

段扣减非市场化电量部分)。

8.2.6 用户价差调整电费分摊 ($C_{\text{用户价差调整分摊}}$)

该项费用是指用户侧正式日账单发布后，当发电侧出清结果、上网电量等变化造成用户侧统一结算点电价发生变化时，不再修改日账单结果，统一结算点电价价差引起用户侧日前、实时电能量差费。该费用在月度结算时由所有批发市场用户按月度结算电量比例进行分摊。

1. 计算方式

$$C_{\text{用户侧价差调整电费}} = \sum [Q_{\text{日前结算},t} \times (P'_{\text{日前统一},t} - P_{\text{日前统一},t})] + \sum [Q_{\text{实时结算},t} \times (P'_{\text{实时统一},t} - P_{\text{实时统一},t})]$$

$C_{\text{用户侧价差调整电费}}$ 为当月所有时段的价差偏差电费合计；

$Q_{\text{日前结算},t}$ 为 t 时段用户侧日前市场合计结算电量；

$Q_{\text{实时结算},t}$ 为 t 时段用户侧实时市场合计结算电量；

$P'_{\text{日前统一},t}$ 为 t 时段发电侧日前电量结构变化后用户侧日前市场统一结算点电价；

$P'_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段发电侧实时电量结构变化后用户侧实时市场统一结算点电价；

2. 分摊方式：

用户侧价差调整电费由所有批发市场用户按月度结算电量比例进行分摊。

$$C_{\text{用户侧价差调整电费分摊},i} = C_{\text{用户侧价差调整电费}} \times Q_{\text{用电},i} / \sum Q_{\text{用电},i}$$

$Q_{\text{用电}, i}$ 为批发市场用户 i 月度结算电量。

9 市场运营费用计算

9.1 成本补偿类费用

9.1.1 机组启动补偿费用

1. 计算方式

$$R_{\text{启动补偿}} = \sum P_{\text{启动报价}, i} \times (Q_{\text{非政府定价}, i} / Q_{\text{发电}, i})$$

其中：

$P_{\text{启动报价}, i}$ 为机组当月第 i 次启动报价；

$Q_{\text{非政府定价}, i}$ 为机组月度上网电量中的非政府定价电量；

$Q_{\text{发电}, i}$ 为机组月度上网电量（扣除省间现货电量）。

$Q_{\text{非政府定价}} < 0$ 时， $R_{\text{启动补偿}} = 0$ ，当日未启机的不予补偿。

2. 分摊方式

总费用分摊方式：该项费用在新能源企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例分摊，新能源企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行分摊，批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊（新能源）}} = C_{\text{启动补偿分摊（用电）}} = R_{\text{启动补偿}} / 2$$

$$R_{\text{启动补偿分摊（新能源）}, i} = R_{\text{启动补偿分摊（新能源）}} \times Q_{\text{新能源}, i} / \sum Q_{\text{新能源}, i}$$

$$C_{\text{启动补偿分摊（用电）}, i} = C_{\text{启动补偿分摊（用电）}} \times Q_{\text{用电}, i} / \sum Q_{\text{用电}, i}$$

$Q_{\text{新能源}, i}$ 为新能源企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电

量)；

$Q_{\text{用电},i}$ 为批发市场用户或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量。

9.1.2 必开机组补偿费用

1. 计算方式

$$R_{\text{必开机组补偿}} = \sum [Q_{\text{必开,日前}t} \times (P_{\text{必开},t} - P_{\text{日前},t})]$$

其中： $Q_{\text{必开,日前}t}$ 为必开机组在 t 时段的日前市场应补偿电量即必开下限电量与中长期交易合约分解电量的差额，与省内日前结算电量的较小值；

$$Q_{\text{必开,日前}t} = \min ((Q_{\text{必开下限电量},t} - Q_{\text{省内合约},t}), Q_{\text{省内日前},t})$$

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前结算电量

$P_{\text{必开},t}$ 为必开机组在 t 时段的成本补偿价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段的省内日前节点电价；

$Q_{\text{非政府定价}} < 0$ 时， $R_{\text{必开机组补偿费用}} = 0$ ；

$Q_{\text{必开,日前}t} < 0$ 的，相应时段的日前市场电量不参与成本补偿计算。当必开机组的发电成本价格低于日前节点电价时不进行日前市场的必开成本补偿。

2. 分摊方式

总费用分摊方式：发电侧承担政府定价电量占上网电量（剔除外送）比例的部分，批发市场用户承担剩余部分。

$$R_{\text{必开机组补偿分摊(发电)}} = R_{\text{必开机组补偿}} \times \sum Q_{\text{政府定价}} / (Q_{\text{上网电量}} - \sum Q_{\text{省间合约}})$$

$$C_{\text{必开机组补偿分摊(用电)}} = R_{\text{必开机组补偿}} - R_{\text{必开机组补偿分摊(发电)}}$$

个体分摊方式：发电企业间接政府定价电量比例分摊；批发市场用户间接现货正偏差电量比例分摊。

$$R_{\text{必开机组补偿分摊(发电), i}} = R_{\text{必开机组补偿分摊(发电)}} \times Q_{\text{政府定价, i}} / \sum Q_{\text{政府定价, i}}$$

$$C_{\text{必开机组补偿分摊(用电), i}} = C_{\text{必开机组补偿分摊(用电)}} \times Q_{\text{现货, i}} / \sum Q_{\text{现货, i}}$$

$Q_{\text{现货, i}}$ 为批发市场用户 i 现货正偏差电量；

$Q_{\text{政府定价, i}}$ 为发电企业 i 上网电量中的政府定价电量。

9.1.3 调频量价补偿费用

1. 计算方式

(1) 实时市场中，若调频机组实际发电出力高于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价高于实时节点电价时，按照调频补偿价格与实时节点电价的正差价对该时段机组实际发电超过日前计划的上网电量进行补偿，即：

当 $Q_{\text{实际电量, t}} > Q_{\text{日前计划, t}}$ ，且 $P_{\text{报价, t}} > P_{\text{实时, t}}$ 时，

$$R_{\text{调频补偿}} = \sum (Q_{\text{实际电量, t}} - Q_{\text{日前计划, t}}) \times (P_{\text{调频补偿, t}} - P_{\text{实时, t}})$$

(2) 若调频机组实际发电出力低于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价低于实时节点电价时，按照其实时节点电价与报价的正差价对该时段机组日前计划超过实际发电的上网电量进行补偿，即：

当 $Q_{\text{实际电量, t}} < Q_{\text{日前计划, t}}$ ，且 $P_{\text{报价, t}} < P_{\text{实时, t}}$ 时

$$R_{\text{调频补偿}} = \sum (Q_{\text{日前计划, t}} - Q_{\text{实际电量, t}}) \times (P_{\text{实时, t}} - P_{\text{报价, t}})$$

$R_{\text{调频补偿}}$ 为调频量价补偿费用；

$Q_{\text{实际电量},t}$ 为该机组t时段实际上网电量；

$Q_{\text{日前计划},t}$ 为该机组t时段日前计划发电量；

$P_{\text{报价},t}$ 为该机组t时段报价；

$P_{\text{调频补偿},t}$ 为该机组 t 时段报价、1.2 倍基准电价的较小值。

为引导调频机组主动提高调节性能，补偿机组每 15 分钟的排序出清性能指标（即最近一天参与调频市场出清的历史调频性能指标）与实际执行的性能指标对比，根据对比结果进行补偿，详见《山西省电力现货市场交易实施细则》。

该项费用月度总规模上限 2 亿元，超出上限后相应机组补偿费用等比例调减。

2. 分摊方式

总费用分摊方式：由火电、新能源、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 10%:40%:50% 比例分摊。发电企业间接月度上网电量（扣除省间现货电量）比例分摊、批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例分摊。

$$R_{\text{调频补偿分摊（火电）}} = R_{\text{调频补偿}} \times 10\%$$

$$R_{\text{调频补偿分摊（新能源）}} = R_{\text{调频补偿}} \times 40\%$$

$$C_{\text{调频补偿分摊（用电）}} = R_{\text{调频补偿}} \times 50\%;$$

$$R_{\text{调频补偿分摊（火电）}, i} = R_{\text{调频补偿分摊（火电）}} \times Q_{\text{火电}, i} / \sum Q_{\text{火电}, i}$$

$$R_{\text{调频补偿分摊（新能源）}, i} = R_{\text{调频补偿分摊（新能源）}} \times Q_{\text{新能源}, i} / \sum Q_{\text{新能源}, i}$$

$$C_{\text{调频补偿分摊(用电),i}} = C_{\text{调频补偿分摊(用电)}} \times Q_{\text{用电,i}} / \sum Q_{\text{用电,i}}$$

$Q_{\text{用电,i}}$ 为批发市场用户或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量；

$Q_{\text{火电,i}}$ 为火电机组 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{新能源,i}}$ 为新能源企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）。

9.2 市场平衡类费用

9.2.1 市场结构平衡费用

1. 计算方式

$$R_{\text{市场结构平衡费用}} = \sum [(Q_{\text{电厂省内日前,t}} - Q_{\text{用户日前,t}}) \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{日前统一,t}}) + (Q_{\text{电厂省内实时,t}} - Q_{\text{用户实时,t}}) \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{实时统一,t}})] + (Q_{\text{调平发电}} - Q_{\text{调平用电}}) \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{实时月度加权}}) - R_{\text{外送合约偏差}} - R_{\text{代理购电用户偏差}} + R_{\text{非现货用户偏差}}$$

$$R_{\text{外送合约偏差}} = \sum [Q_{\text{省间合约偏差分时,t}} \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{日前统一,t}})] + Q_{\text{省间合约偏差非分时}} \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{日前月度加权}})$$

$$R_{\text{非现货用户偏差}} = \sum [Q_{\text{非现货用户合约偏差,i}} \times (P_{\text{非现货用户偏差结算电价,i}} - P_{\text{基准}})]$$

$$R_{\text{代理购电用户偏差}} = R_{\text{代理购电居民农业用户偏差}} + R_{\text{代理购电工商业用户偏差}}$$

$$R_{\text{代理购电居民农业用户偏差}} = Q_{\text{代理购电居民农业用户偏差}} \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

$$R_{\text{代理购电工商业用户偏差}} = Q_{\text{代理购电工商业用户偏差}} \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

$Q_{\text{电厂省内日前,t}}$ 为所有电厂在省内日前市场的 t 时段的结算电量；

$Q_{\text{电厂省内实时},t}$ 为所有电厂在省内实时市场的 t 时段的结算电量；

$Q_{\text{用户日前},t}$ 为所有用户在省内日前市场的 t 时段的结算电量按省级电网输配电价文件中明确的直接交易线损率折算至发电侧的上网电量；

$Q_{\text{用户实时},t}$ 为所有用户在省内实时市场的 t 时段的结算电量按省级电网输配电价文件中明确的直接交易线损率折算至发电侧的上网电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为省内日前市场的 t 时段的统一结算点电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为省内实时市场的 t 时段的统一结算点电价；

$P_{\text{基准}}$ 为燃煤机组基准上网电价；

$R_{\text{非现货用户偏差}}$ 为不具备分时计量条件的低压用户月度超用、欠用电量增收电费纳入市场结构平衡费用，其中超用、欠用影响参考本规则 5.1.4 中该类用户超用、欠用结算电价方式执行；

$Q_{\text{非现货用户合约偏差},i}$ 为不具备分时计量条件的低压用户月度超用、欠用电量（已按线损折算）；

$P_{\text{非现货用户偏差结算电价},i}$ 为不具备分时计量条件的低压用户月度超用、欠用电量的结算价格；

$Q_{\text{代理购电居民农业用电偏差}}$ 为居民、农业用户的月度实际用电量与预测电量的偏差电量（已按线损折算）；

$R_{\text{代理购电居民农业用户偏差}}$ 为居民农业用户的月度实际用电量与预测电

量的偏差电量（已按线损折算）对市场结构平衡费用的影响，该费用纳入代理购电居民农业新增损益中由全体工商业用户承担；

$Q_{\text{代理购电工商业用户偏差}}$ 为电网企业代理购电工商业用户的月度实际用电量与预测电量的偏差电量（已按线损折算）；

$R_{\text{代理购电工商业用户偏差}}$ 为电网企业代理购电工商业用户的月度实际用电量与预测电量的偏差电量（已按线损折算）对市场结构平衡费用的影响，该费用纳入代理购电工商业用户偏差电费中由电网企业代理购电工商业用户承担。

2. 分摊方式

该项费用在发电企业、批发市场用户按 1:1 比例承担，发电企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行承担，批发市场用户按月度结算电量比例承担。

$$R_{\text{市场结构平衡分摊(发电)}} = C_{\text{市场结构平衡分摊(用电)}} = R_{\text{市场结构平衡费用}} / 2$$

$$R_{\text{市场结构平衡分摊(发电), i}} = R_{\text{市场结构平衡分摊(发电)}} \times Q_{\text{发电, i}} / \sum Q_{\text{发电, i}}$$

$$C_{\text{市场结构平衡分摊(用电), i}} = C_{\text{市场结构平衡分摊(用电)}} \times Q_{\text{用电, i}} / \sum Q_{\text{用电, i}}$$

$Q_{\text{发电, i}}$ 为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{用电, i}}$ 为批发市场用户 i 的月度结算电量。

9.2.2 阻塞平衡费用

1. 计算方式

$$R_{\text{阻塞平衡费用}} = \sum [Q_{\text{合约电量, t}} \times (P_{\text{日前, t}} - P_{\text{日前统一, t}})] + \sum [Q_{\text{日前出清, t}} \times (P_{\text{日前出清, t}} - P_{\text{日前统一, t}})]$$

$R_{\text{阻塞平衡费用修正}} = \sum [Q_{\text{省间合约偏差分时,t}} \times (P_{\text{日前,t}} - P_{\text{日前统一,t}})] + R_{\text{阻塞平衡费用修正}}$

$R_{\text{阻塞平衡费用修正}} = \sum [Q_{\text{省间合约偏差分时,t}} \times (P_{\text{日前,t}} - P_{\text{日前统一,t}})]$

$R_{\text{阻塞平衡费用}}$ 为当月所有时段的阻塞平衡费用合计；

$Q_{\text{合约电量,t}}$ 为 t 时段机组中长期合约分解电量；

$Q_{\text{日前出清,t}}$ 为 t 时段机组日前出清电量；

$P_{\text{日前,t}}$ 为机组 t 时段的日前节点电价；

$P_{\text{统一,t}}$ 为用户侧统一结算点电价；

$P_{\text{实时,t}}$ 为机组 t 时段的实时节点电价；

2. 分摊方式

该项费用由发电企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例承担，发电企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例承担，批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例承担。

$R_{\text{阻塞平衡分摊(发电)}} = C_{\text{阻塞平衡分摊(用电)}} = R_{\text{阻塞平衡费用}} / 2$

$R_{\text{阻塞平衡分摊(发电),i}} = R_{\text{阻塞平衡分摊(发电)}} \times Q_{\text{发电,i}} / \sum Q_{\text{发电,i}}$

$C_{\text{阻塞平衡分摊(用电),i}} = C_{\text{阻塞平衡分摊(用电)}} \times Q_{\text{用电,i}} / \sum Q_{\text{用电,i}}$

$Q_{\text{发电,i}}$ 为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{用电,i}}$ 为批发市场用户或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量。

9.2.3 双轨制发电价格补贴

1. 计算方式

$$C_{\text{燃气电价补贴}} = Q_{\text{燃气}} \times (P_{\text{燃气}} - P_{\text{基准}})$$

$Q_{\text{燃气}}$ 为燃气机组月度结算电量；

$P_{\text{燃气}}$ 为燃气机组上网电价；

$P_{\text{基准}}$ 为燃煤机组基准上网电价。

2. 分摊方式

该项费用由批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例进行分摊。

$$C_{\text{燃气电价补贴分摊}, i} = C_{\text{燃气电价补贴}} \times Q_{\text{用电}, i} / \sum Q_{\text{用电}, i}$$

$Q_{\text{用电}, i}$ 为批发市场用户或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量。

9.3 市场调节类费用

9.3.1 新能源超额获利回收费用

1. 计算方式

对于新能源申报分时偏差电量超出允许偏差范围的，将新能源允许偏差外的价差收益，纳入市场运营费用处理。新能源机组分时回收费用不超过该时段电能量电费。考虑新能源出力较低时预测偏差较大，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的5%时，相应放宽超额获利回收的约束条件。

具体如下：

当 $Q_{\text{申报},h} > Q_{\text{实际},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})$ ，且 $Q_{\text{实际},h} > 5\% \times Q_{\text{额定},h}$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} > P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收}} = \sum \{ [Q_{\text{申报},h} - Q_{\text{实际},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})] \times [k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} - P_{\text{实时},h}] \};$$

当 $Q_{\text{申报},h} > 5\% \times Q_{\text{额定},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})$ ，且 $Q_{\text{实际},h} \leq 5\% \times Q_{\text{额定},h}$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} > P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收费用}} = \sum \{ [Q_{\text{申报},h} - 5\% \times Q_{\text{额定},h} \times (1 + \lambda_{\text{新能源1}})] \times [k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} - P_{\text{实时},h}] \};$$

当 $Q_{\text{申报},h} < Q_{\text{实际},h} \times (1 - \lambda_{\text{新能源2}})$ ，且 $k \times P_{\text{基准}} + (1-k) \times P_{\text{日前},h} < P_{\text{实时},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源超额获利回收}} = \sum \{ [Q_{\text{实际},h} \times (1 - \lambda_{\text{新能源2}}) - Q_{\text{申报},h}] \times [P_{\text{实时},h} - k \times P_{\text{基准}} - (1-k) \times P_{\text{日前},h}] \}$$

其中：

$R_{\text{新能源超额获利回收}}$ 为新能源超额获利回收费用；

$Q_{\text{实际},h}$ 为h时段机组实际上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{申报},h}$ 为h时段省内日前市场申报的上网电量（由申报发电量折算上网电量，并按15分钟累计至小时）；

$Q_{\text{额定},h}$ 为新能源机组额定容量折算至小时的发电量；

$P_{\text{日前},h}$ 为该机组日前市场h时段算术平均节点电价；

$P_{\text{实时},h}$ 为该机组实时市场h时段算术平均节点电价；

$\lambda_{\text{新能源1}}$ 为允许的新能源偏差比例上限， $\lambda_{\text{新能源2}}$ 为允许的新能源偏差比例下限， $\lambda_{\text{新能源1}} = \lambda_{\text{新能源2}} = 40\%$ ；

其中 $k=Q_{\text{政府定价},h}/Q_{\text{申报},h}$ ， $Q_{\text{政府定价},h}$ 为新能源企业该时段实际分配的政府定价电量。

2. 返还方式

该项费用的50%在新能源企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例按月进行返还，50%在省调电厂中已完成灵活性改造且已经验收的机组间按月返还，按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例按月进行返还，待后续建立灵活性改造容量市场或补偿机制后，按照相关规定执行。

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源)}} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}} = R_{\text{新能源超额获利回收}} / 2$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源)}, i} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源)}} \times Q_{\text{新能源}, i} / \sum Q_{\text{新能源}, i}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}, i} = R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}} \times Q_{\text{灵活改造}, i} / \sum Q_{\text{灵活改造}, i}$$

$Q_{\text{新能源}, i}$ 为新能源企业*i*的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{灵活改造}, i}$ 已完成灵活性改造机组的试验验收报告中的新增调节容量。

9.3.2 新能源中长期超额回收费用

新能源中长期超额回收费用包括新能源中长期超额回收费用月和新能源中长期超额回收费用日，即：

$$R_{\text{新能源中长期超额回收}} = R_{\text{新能源中长期超额回收日}} + R_{\text{新能源中长期超额回收月}}$$

1. 计算方式

(1) 新能源中长期超额回收费用日

新能源发电企业每日每一时段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 300%，超出部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值，按照该时段当月各批次中长期普通交易（不含多月及以上交易、新能源双边交易）加权均价的 0.85 倍与现货日前市场该时段当日用户侧加权均价的价差回收（价差为负值时不回收）。

当该时段实际出力平均值大于 4% 装机容量，按上述原则考核。

$Q_{\text{实际}, h} > 4\% \times Q_{\text{额定}, h}$ ， $Q_{\text{中长期}, h} > 300\% \times Q_{\text{实际}, h}$ 且 $0.85 \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h} > P_{\text{日前}, h}$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收日}} = \sum [\min(Q_{\text{中长期}, h} - 300\% \times Q_{\text{实际}, h}, Q_{\text{市场化中长期}, h}, h)] \times (0.85 \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h} - P_{\text{日前}, h})$$

$P_{\text{日前}, h}$ 为当日日前市场用户侧相应时段的加权均价；

$P_{\text{月及以下普通交易剔除双边}, h}$ 为当月各批次普通交易（不含多月及以上交易、新能源双边交易）的相应 h 时段加权均价；

$Q_{\text{中长期}, h}$ 为新能源企业当日相应 h 时段分解的中长期电量总额，包含政府定价合约、直接交易合约、外送合约；

$Q_{\text{实际},h}$ 为新能源企业当日相应 h 时段实际上网电量（扣除省间现货电量）

$Q_{\text{市场化中长期},\text{日},h}$ 为新能源企业当日相应 h 时段分解的市场化中长期电量总额，包含直接交易合约、外送合约（晋北基地项目剔除雁淮合约）。

当该时段实际出力平均值小于等于 4% 额定容量，放宽考核量，仅考核中长期合约超出 12% 额定容量外的部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值。

当 $Q_{\text{实际},h} \leq Q_{\text{额定},h} \times 4\%$ ， $Q_{\text{中长期},h} > 12\% \times Q_{\text{额定},h}$ ，且 $0.85 \times P_{\text{月}}$ 及以下普通交易剔除双边， $h > P_{\text{日前},h}$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收日}} = \sum [\min(Q_{\text{中长期},h} - 12\% \times Q_{\text{额定},h}, Q_{\text{市场化中长期},\text{日},h})] \times (0.85 \times P_{\text{月及以下普通交易剔除双边},h} - P_{\text{日前},h})$$

$Q_{\text{额定},h}$ 为新能源机组额定容量折算至小时的发电量。

(2) 新能源中长期超额回收费用月

对于非晋北基地的新能源企业，其省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含日滚动交易），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 kj 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月度和旬中长期分时交易（不含新能源双边交易）当月加权均价的 0.85 倍与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价

差回收（差价为负值时不回收）。

当 $Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} > (Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h}) \times 150\%$ 、 $0.85 \times P_{\text{中长期分时双边}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 、 $Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h} > 0$ 时，

$R_{\text{新能源中长期超额回收月}} = \sum (Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} - (Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h}) \times 150\%) \times (0.85 \times P_{\text{中长期分时双边}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h})$

当 $0.85 \times P_{\text{中长期分时双边}, \text{月}, \text{旬}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 且 $Q_{\text{实际月度}, h} - Q_{\text{政府定价月度}, h} \times kj - Q_{\text{外送月度}, h} \leq 0$ 时，

$R_{\text{新能源中长期超额回收月}} = \sum [Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h} \times (0.85 \times P_{\text{中长期分时双边}, \text{月}, \text{旬}, h} - P_{\text{日前月度}, h})]$

$Q_{\text{实际月度}, h}$ 新能源月度相应时段的实际上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度}, h}$ 为开展中长期分时段交易后，新能源企业月度相应时段省内年度、多月、月度交易、双边合约及旬交易净卖出总电量。

$P_{\text{中长期分时双边}, \text{月}, \text{旬}, h}$ 当月月度和旬中长期分时交易（不含新能源双边交易）相应 h 时段加权均价。

$P_{\text{日前月度}, h}$ 为当月现货日前市场相应 h 时段加权均价。

对于晋北基地的新能源企业，其省内年度、多月、月度交易合约及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含

日滚动交易)，不得超过该时段全月实际上网电量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%部分，超出部分电量与该时段旬及以上中长期全部市场化合约电量（剔除雁淮合约）的较小值，按照该时段月度和旬中长期分时交易（不含新能源双边交易）当月加权均价的0.85倍与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收（差价为负值时不回收）。

当 $Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度, h}} > (Q_{\text{实际月度, h}} - Q_{\text{外送月度, h}}) \times 150\%、0.85 \times P_{\text{中长期分时双边, 月, 旬, h}} > P_{\text{日前月度, h}}、Q_{\text{实际月度, h}} - Q_{\text{外送月度, h}} > 0$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收月}} = \sum [\min (Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度, h}} - (Q_{\text{实际月度, h}} - Q_{\text{外送月度, h}}) \times 150\%, Q_{\text{中长期旬及以上交易剔除雁淮月度, h}})] \times (0.85 \times P_{\text{中长期分时双边, 月, 旬, h}} - P_{\text{日前月度, h}})$$

当 $0.85 \times P_{\text{中长期分时双边, 月, 旬, h}} > P_{\text{日前月度, h}}$ 且 $Q_{\text{实际月度, h}} - Q_{\text{外送月度, h}} \leq 0$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收月}} = \sum [Q_{\text{省内中长期旬及以上交易月度, h}} \times (0.85 \times P_{\text{中长期分时双边, 月, 旬, h}} - P_{\text{日前月度, h}})]$$

$Q_{\text{中长期旬及以上交易剔除雁淮月度, h}}$ 为晋北新能源企业月度相应时段旬及以上剔除雁淮合约后的中长期市场化合约电量；

$Q_{\text{日前申报, h}}$ 新能源月度相应时段的省内日前申报总电量；

k_j 为：当该小时全月省内日前申报总电量 $Q_{\text{日前申报, h}} = 0$ 或全

月实际上网总电量（扣除省间现货电量） $Q_{\text{实际月度},h} \leq 0$ 时， $k_j=0$ ；当该小时全月实际上网电量（扣除省间现货电量）小于该小时省内日前申报总电量时， $k_j=0.8 \times Q_{\text{日前申报},h} / Q_{\text{实际月度},h}$ ；当该小时全月实际上网电量（扣除省间现货电量）大于或等于该小时省内日前申报总电量时， $k_j=0.8 \times Q_{\text{实际月度},h} / Q_{\text{日前申报},h}$ 。

2. 返还方式

该项费用按照全月市场化中长期合约电量比例返还至燃煤发电企业。

$$R_{\text{新能源中长期超额回收返还},i} = R_{\text{新能源中长期超额回收}} \times Q_{\text{市场化中长期},i} / \sum Q_{\text{市场化中长期},i}$$

$Q_{\text{市场化中长期},i}$ 为火电机组 i 全月市场化中长期合约电量。

9.3.3 火电中长期缺额回收

参与普通交易的火电企业的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收。

1. 计算方式

参与普通交易的火电机组，其每个时段年度、多月交易净卖出电量分解至当旬的电量及月度交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬的电量（申报卖出为正值，申报买入为负值，下同），与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于 $Q_{\text{max(供需比)}} \div \text{供需比} \times 90\% \div 24 \div \text{当月日历天数} \times \text{当旬日历天数}$ （ $Q_{\text{max(供需比)}}$ 为按照供需比确定的该火电机组当月可卖出电量上限），缺额部分电量按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均

价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.5 倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $Q_{\text{多月及以上净卖出, h}} + Q_{\text{月度集中申报, h}} + Q_{\text{旬集中申报, h}} < Q_{\text{max, 旬, h}}$ ，且 $P_{\text{日前月度, h}} > P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$ 时，

$$R_{\text{火电中长期差额}} = \sum \sum (Q_{\text{max, 旬, h}} - Q_{\text{多月及以上净卖出, h}} - Q_{\text{月度集中申报, h}} - Q_{\text{旬集中申报, h}}) \times (P_{\text{日前月度, h}} - P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}) \times 1.5$$

其中 $Q_{\text{max, 旬, h}} = Q_{\text{max}} \div \text{供需比} \times 90\% \div 24 \div \text{当月日历天数} \times \text{当旬日历天数}$ 。

$Q_{\text{多月及以上净卖出, h}}$ 为参与普通交易的火电机组相应时段年度、多月交易净卖出电量分解至当旬相应时段的电量；

$Q_{\text{月度集中申报, h}}$ 为月度集中竞价阶段申报电量分解至当旬相应时段的电量（申报卖出为正、申报买入为负）；

$Q_{\text{旬集中申报, h}}$ 为旬分时交易集中竞价阶段相应时段的申报电量（申报卖出为正、申报买入为负）；

$P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$ 为月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价。

$P_{\text{日前月度, h}}$ 为月度日前市场该小时用户侧统一结算点加权均价；

$Q_{\text{max, 旬, h}}$ 为根据供需比确定的火电企业参与分时段普通交易对应分解到当旬的相应时段总可卖出电量上限；

$P_{\text{中长期分时 max}}$ 为中长期分时段交易最高限价；

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。

$R_{\text{火电中长期缺额}}$ 按照当月各旬每个时段计算后加总。

2. 返还方式

回收费用在发电侧和批发市场用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）平均分配。发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量比例按月进行分配。

$$R_{\text{火电中长期缺额返还(发电)}} = C_{\text{火电中长期缺额返还(用电)}} = R_{\text{火电中长期缺额}} / 2$$

$$R_{\text{火电中长期缺额返还(发电), i}} = R_{\text{火电中长期缺额返还(发电)}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电), i}} /$$

$$\sum Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电), i}}$$

$$C_{\text{火电中长期缺额返还(用电), i}} = R_{\text{火电中长期缺额返还(用电)}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电), i}} /$$

$$\sum Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电), i}}$$

$Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电), i}}$ 为发电企业 i 当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量；

$Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电), i}}$ 为批发市场用户 i 当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量。

9.3.4 用户侧超额获利回收费用

1. 计算方式

对于用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）实时市场每小时偏

差电量超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场小时均价的价差收益，纳入市场运营费用处理。用户侧超额获利回收费用计算公式如下：

$$\text{当 } Q_{\text{申报},h} > Q_{\text{用电},h} \times (1 + \lambda_{\text{用户}1}), \text{ 且 } P_{\text{实时},h} > P_{\text{日前},h} \text{ 时,}$$
$$C_{\text{用户侧超额获利回收}} = \sum [Q_{\text{申报},h} - Q_{\text{用电},h} \times (1 + \lambda_{\text{用户}1})] \times (P_{\text{实时},h} - P_{\text{日前},h})$$

$$\text{当 } Q_{\text{申报},h} < Q_{\text{用电},h} \times (1 - \lambda_{\text{用户}2}), \text{ 且 } P_{\text{实时},h} < P_{\text{日前},h} \text{ 时,}$$
$$C_{\text{用户侧超额获利回收}} = \sum [(Q_{\text{用电},h} \times (1 - \lambda_{\text{用户}2}) - Q_{\text{申报},h}] \times (P_{\text{日前},h} - P_{\text{实时},h})$$

其中：

$C_{\text{用户侧超额获利回收}}$ 为用户侧超额获利回收费用；

$Q_{\text{用电},h}$ 为用户实时市场h小时市场化用电量（用户每小时内累计4个t时段市场化用电量）；

$Q_{\text{申报},h}$ 为日前市场申报的该时段需求电量；

$P_{\text{实时},h}$ 为实时市场 h 小时统一结算点电价；

$P_{\text{日前},h}$ 为日前市场h小时统一结算点电价；

$\lambda_{\text{用户}1}$ 为允许的偏差比例上限， $\lambda_{\text{用户}2}$ 为允许的偏差比例上限。 $\lambda_{\text{用户}1} = \lambda_{\text{用户}2} = 20\%$ 。

2. 返还方式

该项费用的50%在批发市场用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）按月度结算电量比例按月进行返还，50%在省调电厂中已完成灵活性改造机组且已经验收的机组间按月返还，按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例按月进行返还，待后续建立灵活性改造容量市场或补偿机制后，按照相关规定执行。

$$C_{\text{用户侧超额获利回收返还(用电)}} = R_{\text{用户侧超额获利回收返还(灵活改造)}} = C_{\text{用户侧超额获利回收}} / 2$$

$$C_{\text{用户侧超额获利回收返还(用电), i}} = C_{\text{用户侧超额获利回收返还(用电)}} \times Q_{\text{用电, i}} / \sum Q_{\text{用电, i}}$$

$$R_{\text{用户侧超额获利回收返还(灵活改造), i}} = R_{\text{用户侧超额获利回收返还(灵活改造)}} \times Q_{\text{灵活改造, i}} / \sum Q_{\text{灵活改造, i}}$$

灵活改造, i

$Q_{\text{用电, i}}$ 为批发市场用户 i 的月度结算电量。

$Q_{\text{灵活改造, i}}$ 已完成灵活性改造机组的试验验收报告中的新增调节容量。

9.3.5 用户侧中长期缺额回收费用

用户侧中长期缺额回收费用包括用户侧中长期缺额回收费用（战新）、中长期缺额回收费用（普通）、中长期缺额回收费用（虚拟电厂），即 $C_{\text{中长期缺额}} = C_{\text{中长期缺额战新}} + C_{\text{中长期缺额普通}} + C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}}$

1. 计算方式

(1) 用户侧中长期缺额回收费用（战新）

对于战略性新兴产业用户中长期合约总量低于月总用电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量）95%部分电量的获利空间，按照全省电力市场当月火电企业中长期直接交易（除战略性新兴产业用电交易外）合同加权均价的 1.1 倍与现货实时市场月均价的价差进行回收，计算公式如下：

若 $Q_{\text{战新中长期}} < 95\% \times Q_{\text{用电}}$,

$$C_{\text{中长期缺额战新}} = (Q_{\text{用电}} \times 95\% - Q_{\text{战新中长期}}) \times (1.1 \times P_{\text{火电直接交易合约均价}} - P_{\text{现货实时市场月均价}})$$

$-P_{\text{实时月度加权}}$)

$Q_{\text{用电}}$ 为战略性新兴产业用户月度市场化交易结算电量；

$Q_{\text{战新中长期}}$ 为战略性新兴产业月度中长期交易电量；

$C_{\text{中长期缺额战新}}$ 为战新用户中长期缺额回收电费；

$P_{\text{火电直接交易合约均价}}$ 为运行月火电直接交易（除战略性新兴产业用电交易外）合约加权均价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为运行月省内现货实时市场月均价。

当售电公司战新中长期合约电量无法覆盖其代理战新用户实际结算电量时，且售电公司零售市场结算均价小于其批发市场电量均价，取消该售电公司战新交易单元的中长期缺额回收考核。

（2）用户侧中长期缺额回收费用（普通）

对参与普通交易的用户（不含“负荷类”虚拟电厂）的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收：参与普通交易的用电侧主体，其每个时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量、新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量、月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值，下同）分解至当旬的电量与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的 90%，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的 1.5

倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $Q_{\text{多月及以上净买入},h} + Q_{\text{新能源双边},h} + Q_{\text{月集中申报},h} + Q_{\text{旬集中申报},h} < 0.9 \times Q_{\text{用电},\text{旬},h}$ ，且 $P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h} > P_{\text{日前月度},h}$ 时，

$C_{\text{中长期缺额}} = \sum (0.9 \times Q_{\text{用电},\text{旬},h} - Q_{\text{多月及以上净买入},h} - Q_{\text{新能源双边},h} - Q_{\text{月集中申报},h} - Q_{\text{旬集中申报},h}) \times (P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h} - P_{\text{日前月度},h}) \times 1.5;$

$C_{\text{中长期缺额普通}}$ 为普通交易用户侧中长期缺额回收电费，按每旬计算后加总；

$Q_{\text{多月及以上净买入},h}$ 为参与普通交易的用电侧主体，其对应时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{新能源双边},h}$ 为参与普通交易的用电侧主体，其对应时段与新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{月集中申报},h}$ 为月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值）分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{旬集中申报},h}$ 为旬分时交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{用电},\text{旬},h}$ 为用户当旬对应时段的市场化用电量；

$P_{\text{日前月度},h}$ 为对应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价；

$P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h}$ 为月度和旬中长期分时交易相应时段当月加权均价。

（3）用户侧中长期缺额回收费用（虚拟电厂）

“负荷类”虚拟电厂根据各交易时段测试试验确定的调节容

量 ΔP_i 与最大用电负荷 $P_{\max i}$ 的比例为 $\beta\%$ ，相应放宽该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束为 $(B-1.2 \times \beta)\%$ (B 暂定为 90)。计算公式如下：

若全月该交易时段申报调节容量的算术平均值不小于测试认定调节容量的 80%，则认为申报合格，按以下公式回收。

$$\text{当 } Q_{\text{多月及以上净买入, h}} + Q_{\text{新能源双边, h}} + Q_{\text{月集中申报, h}} + Q_{\text{旬集中申报, h}} < (B-1.2 \times \beta) \% \times Q_{\text{用电, 旬, h}}, \text{ 且 } P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}} > P_{\text{日前月度, h}} \text{ 时,}$$

$$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}} = \sum ((B-1.2 \times \beta) \% \times Q_{\text{虚拟电厂, 旬, h}} - Q_{\text{多月及以上净买入, h}} - Q_{\text{新能源双边, h}} - Q_{\text{月集中申报, h}} - Q_{\text{旬集中申报, h}}) \times (P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}} - P_{\text{日前月度, h}}) \times 1.5;$$

若全月该交易时段申报调节容量小于测试认定调节容量的 80%，但不小于测试认定调节容量的 50%，对该虚拟电厂按照中长期分时段交易缺额回收约束为 $(B-0.5 \times \beta)\%$ 进行回收考核，按以下公式进行回收。

$$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}} = \sum ((B-0.5 \times \beta) \% \times Q_{\text{虚拟电厂, 旬, h}} - Q_{\text{多月及以上净买入, h}} - Q_{\text{新能源双边, h}} - Q_{\text{月集中申报, h}} - Q_{\text{旬集中申报, h}}) \times (P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}} - P_{\text{日前月度, h}}) \times 1.5;$$

若全月该交易时段申报调节容量小于测试认定调节容量的 50% 且小于 10MW，对该虚拟电厂按照中长期分时段交易缺额回收约束为 $B\%$ 进行回收考核，按以下公式进行回收。

$$C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}} = \sum (B \% \times Q_{\text{虚拟电厂, 旬, h}} - Q_{\text{多月及以上净买入, h}} - Q_{\text{新能源双边, h}} - Q_{\text{月集中申报, h}} - Q_{\text{旬集中申报, h}}) \times (P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}} - P_{\text{日前月度, h}}) \times 1.5;$$

$Q_{\text{中长期缺额虚拟电厂}}$ 为“负荷类”虚拟电厂交易用户侧中长期缺额回收电费，按每旬计算后加总；

$Q_{\text{多月及以上净买入, h}}$ 为参与普通交易的“负荷类”虚拟电厂主体，其对应时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{新能源双边, h}}$ 为参与普通交易的“负荷类”虚拟电厂主体，其对应时段与新能源双边成交买入电量分解至当旬的电量；

$Q_{\text{月集中申报, h}}$ 为月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值）分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{旬集中申报, h}}$ 为旬分时交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬对应时段的电量；

$Q_{\text{虚拟电厂, 旬, h}}$ 为“负荷类”虚拟电厂当旬对应时段的市场化用电量；

$P_{\text{日前月度, h}}$ 为对应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价；

$P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$ 为月度和旬中长期分时交易相应时段当月加权均价。

当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 β 大于 70% 时，取消该交易时段虚拟电厂中长期分时交易缺额申报回收约束。

2. 返还方式

(1) 用户侧中长期缺额回收费用（战新）按照直接交易合同电量比例返还给发电企业。

$$R_{\text{中长期缺额战新返还}, i} = C_{\text{中长期缺额战新}} \times Q_{\text{直接交易}, i} / \sum Q_{\text{直接交易}, i}$$

$Q_{\text{直接交易}, i}$ 为发电企业当月直接交易合同电量。

(2) 中长期缺额回收费用（普通）、中长期缺额回收费用（虚拟电厂）的返还方式相同，在发电侧和批发市场用户侧（不含战新）平均分配，发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量比例按月进行分配。

$$R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电)}} = C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电)}} = (C_{\text{中长期缺额普通}} + C_{\text{中长期缺额虚拟电厂}}) / 2$$

$$R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电)}, i} = R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电)}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电)}, i} / \sum Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电)}, i}$$

$$C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电)}, i} = C_{\text{中长期缺额非战新返还(用电)}} \times Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电)}, i} / \sum Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电)}, i}$$

$Q_{\text{中长期旬及以上分时(发电)}, i}$ 为发电企业 i 当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量；

$Q_{\text{中长期旬及以上分时(用电)}, i}$ 为批发市场用户 i 当月省内旬及以上中长期普通用户（不含低压用户、代理购电、榆林）交易总净成交电量。

9.3.6 用户侧中长期超额申报回收费用

用户侧中长期超额申报回收费用包含中长期超额申报回收

费用（非分时）、中长期超额申报回收费用（普通分时）、中长期超额申报回收费用（虚拟电厂分时），即 $C_{\text{中长期超额申报}} = C_{\text{中长期超额申报月}} + C_{\text{中长期超额申报普通分时}} + C_{\text{中长期超额申报虚拟电厂分时}}$

1. 计算方式

（1）中长期超额申报回收费用（非分时）

对参与普通交易的用户（含“负荷类”虚拟电厂）的多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和设置超额回收：用电侧多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和暂定为不得超过当月实际用电量的 60%。

多月及以上交易（含新能源）成交电量之和分解至月度的超额成交电量（超出当月实际用电量 60% 的部分）按照现货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收）。

当 $P_{\text{日前月度加权}} > P_{\text{多月及以上普通交易}}$ ，且 $Q_{\text{多月及以上交易,月}} > Q_{\text{用电,月}} \times 0.6$ 时，
 $C_{\text{中长期超额申报非分时}} = (Q_{\text{多月及以上交易,月}} - Q_{\text{用电,月}} \times 0.6) \times (P_{\text{日前月度加权}} - P_{\text{多月及以上普通交易}}) \times 1.2$

$Q_{\text{多月及以上交易,月}}$ 为多月及以上交易（含新能源）成交电量之和分解至月度的成交电量；

$Q_{\text{用电}}$ 为用户月度市场化交易结算电量；

$P_{\text{多月及以上普通交易}}$ 为多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价；

（2）中长期超额申报回收费用（普通分时）

对用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：用电侧每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当月该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。

用电侧每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当旬该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{用户月集中竞价超额电量,月,h}}$
$$= \text{月度集中竞价相应时段申报电量} - (\text{当月相应时段实际用电量} \times 1.5 - \text{多月及以上火电交易分解至当月相应时段净买入电量} - \text{新能源双边交易分解至当月相应时段净买入电量} \times 0.8) \times \alpha$$

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{用户旬集中竞价超额电量,旬,h}}$
$$= \text{旬集中竞价相应时段申报电量} - (\text{当旬相应时段实际用电量} \times 1.5 - \text{多月及以上火电交易分解至当旬相应时段净买入电量} - \text{月度火电交易分解至当旬相应时段净买入电量} - \text{新能源双边交易分解至当旬相应时段净买入电量} \times 0.8) \times \alpha$$

月度和各旬超额回收电量的总加值与该批发用户旬及以上

交易当月总净买入电量的较小值，按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收）。

$$C_{\text{中长期超额申报普通分时}} = \sum \min[(Q_{\text{用户月集中竞价超额电量, 月, h}} + \sum Q_{\text{用户旬集中竞价超额电量, 旬, h}}), (Q_{\text{总净买入电量, 月, h}})] \times (P_{\text{日前月度, h}} - P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}) \times 1.2$$

$Q_{\text{总净买入电量, 月, h}}$ 为该小时该用户旬及以上交易当月总净买入电量；

$P_{\text{中长期分时, 月, 旬, h}}$ 为月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价。

(3) 中长期超额申报回收费用（虚拟电厂分时）

对“负荷类”虚拟电厂的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：“负荷类”虚拟电厂每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当月的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍；“负荷类”虚拟电厂每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上火电交易分解至当旬的净买入电量与月度火电交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解

至当旬的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电量,月},h}$
 $=$ 月度集中竞价相应时段申报电量 - (申报运行上限月平均值计算电量 $\times 1.5$ - 多月及以上火电交易分解至当月相应时段净买入电量 - 新能源双边交易分解至当月相应时段净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$ 。

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{\text{虚拟电厂旬集中竞价超额电量,旬},h}$
 $=$ 旬集中竞价相应时段申报电量 - (申报运行上限旬平均值计算电量 $\times 1.5$ - 多月及以上火电交易分解至当旬相应时段净买入电量 - 月度火电交易分解至当旬相应时段净买入电量 - 新能源双边交易分解至当旬相应时段净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$ 。

月度和各旬超额回收电量的总加值与该虚拟电厂旬及以上交易当月净买入电量的较小值进行考核，考核费用的回收及分摊参照批发市场普通用户此项市场运营费用的规定执行。该项回收费用纳入用户侧中长期超额申报回收费用统一管理。

当 $P_{\text{日前月度},h} > P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h}$

$$C_{\text{中长期超额申报虚拟电厂分时}} = \sum \min [(Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电量,月},h} + \sum Q_{\text{虚拟电厂旬集中竞价超额电量,旬},h}) , (Q_{\text{总净买入电量,月},h})] \times (P_{\text{日前月度},h} - P_{\text{中长期分时},\text{月},\text{旬},h}) \times 1.2$$

$Q_{\text{总净买入电量,月},h}$ 为该小时该虚拟电厂旬及以上交易当月总净买

入电量；

$P_{\text{中长期分时,月,旬,h}}$ 为月度和旬中长期分时交易相应时段当月加权均价。

2. 返还方式

该项回收费用在批发市场用户侧(不含战新用户)单侧返还,按照月度结算电量比例返还。

$$C_{\text{中长期超额申报返还,i}} = C_{\text{中长期超额申报}} \times Q_{\text{用电,i}} / \sum Q_{\text{用电,i}}$$

$Q_{\text{用电,i}}$ 为批发市场用户(不含战新用户) i 的月度结算电量。

9.3.7 用户侧中长期曲线偏差回收费用

用户侧中长期曲线偏差回收费用包含用户侧中长期曲线偏差回收费用(普通)、用户侧中长期曲线偏差回收费用(虚拟电厂),即 $C_{\text{中长期曲线偏差}} = C_{\text{中长期曲线偏差普通}} + C_{\text{中长期曲线偏差虚拟电厂}}$

1. 计算方式

(1) 用户侧中长期曲线偏差回收费用(普通)

对参与普通交易的用户(不含“负荷类”虚拟电厂)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差价(差价_{为负值时不回收})进行全额回收。

当 $Q_{\text{中长期,h}} < 70\% \times Q_{\text{用电,h}}$, 且 $1.1 \times P_{\text{普通交易,h}} > P_{\text{日前月度,h}}$ 时,

$$C_{\text{中长期曲线偏差普通}} = (70\% \times Q_{\text{用电,h}} - Q_{\text{中长期,h}}) \times (1.1 \times P_{\text{普通交易,h}} - P_{\text{日前月度,h}})$$

日前月度, h)

若旬滚动撮合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, 则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对参与普通交易的用户侧在现货运行日 (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 20% 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 倍的差价 (差价为负值时不回收) 进行全额回收。

$$\text{当 } Q_{\text{中长期, h}} > 120\% \times Q_{\text{用电, h}}, \text{ 且 } P_{\text{日前月度, h}} > 0.9 \times P_{\text{普通交易, h}} \text{ 时}$$
$$C_{\text{中长期曲线偏差普通}} = (Q_{\text{中长期, h}} - 120\% \times Q_{\text{用电, h}}) \times (P_{\text{日前月度, h}} - 0.9 \times P_{\text{普通交易, h}})$$

$P_{\text{普通交易, h}}$ 为当月各批次普通交易的相应时段加权均价;

$Q_{\text{中长期, h}}$ 为参与普通交易的用户在现货运行日相应时段中长期净合约电量;

$Q_{\text{用电, h}}$ 为用户实时市场 h 小时市场化用电量 (用户每小时内累计 4 个 t 时段市场化用电量);

(2) 用户侧中长期曲线偏差回收费用 (虚拟电厂)

对于“负荷类”虚拟电厂, 在现货运行日 (D 日) 每个时段中长期净合约电量与日前申报运行下限计算电量的负偏差超过 30% 范围的电量进行考核回收, 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差

价（差价为负值时不回收）进行全额回收。当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 $\beta\%$ 大于 70% 时，取消该交易时段虚拟电厂用户侧中长期曲线负偏差回收费用。

当 $Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h} < 70\% \times Q_{\text{虚拟电厂下限}, h}$ ，且 $1.1 \times P_{\text{普通交易}, h} > P_{\text{日前月度}, h}$ 时，

$$C_{\text{中长期曲线偏差回收费用}} = (70\% \times Q_{\text{虚拟电厂下限}, h} - Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h}) \times (1.1 \times P_{\text{普通交易}, h} - P_{\text{日前月度}, h})$$

若旬滚动撮合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，则取消用户侧（包含虚拟电厂）当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对于“负荷类”虚拟电厂，在现货运行日（D日）每个时段中长期净合约电量与日前申报运行上限的正偏差超过20%范围的电量进行考核回收，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 倍的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

当 $Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h} > 120\% \times Q_{\text{虚拟电厂上限}, h}$ ，且 $P_{\text{日前月度}, h} > 0.9 \times P_{\text{普通交易}, h}$ 时

$$C_{\text{中长期曲线偏差虚拟电厂}} = (Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h} - 120\% \times Q_{\text{虚拟电厂上限}, h}) \times (P_{\text{日前月度}, h} - 0.9 \times P_{\text{普通交易}, h})$$

$C_{\text{中长期曲线偏差虚拟电厂}}$ 为“负荷类”虚拟电厂中长期与申报上、下限计算电量偏差费用；

$P_{\text{普通交易}, h}$ 为当月各批次普通交易的相应时段加权均价；

$Q_{\text{虚拟电厂下限}, h}$ 、 $Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h}$ 为“负荷类”虚拟电厂日前申报运行上限、下限分小时的电量；

$Q_{\text{虚拟电厂中长期}, h}$ 为“负荷类”虚拟电厂在现货运行日（D日）中长期按小时分解总电量。

2. 返还方式

该项回收费用在发电侧和批发市场用户侧（不含战新用户）平均分配，发电企业之间按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还，批发市场用户之间按照月度结算电量比例返还。

$$R_{\text{中长期曲线偏差返还（发电）}} = C_{\text{中长期曲线偏差}} \times 50\%$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差返还（用电）}} = C_{\text{中长期曲线偏差}} \times 50\%$$

$$R_{\text{中长期曲线偏差返还（发电）}, i} = R_{\text{中长期曲线偏差返还（发电）}} \times Q_{\text{发电}, i} / \sum Q_{\text{发电}, i}$$

$$C_{\text{中长期曲线偏差返还（用电）}, i} = C_{\text{中长期曲线偏差返还（用电）}} \times Q_{\text{用电}, i} / \sum Q_{\text{用电}, i}$$

$Q_{\text{发电}, i}$ 为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{\text{用电}, i}$ 为批发市场用户（不含战新用户） i 的月度结算电量。

9.3.8 战略性新兴产业中长期超额回收费用

1. 计算方式

战略新兴产业用电交易中，用户侧月度总成交电量不得超过该月实际用电量的 105%，超出部分按照现货日前市场加权均价与战略性新兴产业用电交易当月全部成交电量加权均价价差的 1.5 倍进行回收（差价为负值时不回收）。计算公式如下：

当 $Q_{\text{战新中长期}} > Q_{\text{用电}} \times 105\%$ 且 $P_{\text{日前,月}} > P_{\text{战新中长期}}$ 时,

$$C_{\text{中长期超额战新}} = (Q_{\text{战新中长期}} - Q_{\text{用电}} \times 105\%) \times [(P_{\text{日前月度加权}} - P_{\text{战新中长期}}) \times 1.5]$$

$Q_{\text{战新中长期}}$ 为战略性新兴产业月度中长期交易电量;

$Q_{\text{用电}}$ 为战略新兴产业用户月度市场化交易结算电量;

$P_{\text{日前月度加权}}$ 为日前市场月度加权均价;

$P_{\text{战新中长期}}$ 为战略新兴产业用户当月成交电量加权均价。

2. 返还方式

总费用分摊方式：该项费用全部返还至发电侧。

个体费用分摊方式：按照战略新兴产业用电交易当月成交电量比例返还至参与战略新兴产业用电交易的发电企业。

$$R_{\text{中长期超额战新返还}, i} = C_{\text{中长期超额战新}} \times Q_{\text{战新中长期(发电), i}} / \sum Q_{\text{战新中长期(发电), i}}$$

$Q_{\text{战新中长期(发电), i}}$ 为发电企业 i 月度战略性新兴产业交易电量。

9.3.9 并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用

1. 计算方式

由于并网虚拟电厂自身原因,造成实际功率曲线偏离电力调度机构下达的功率计划曲线,偏离量超过调节精度允许偏差时,按照偏差量对并网虚拟电厂进行考核。每 15 分钟实际用电量超出相应时段计划电量的允许偏差 $\lambda_{\text{允许偏差}} = 15\%$ 时 (“源网荷储一体化”虚拟电厂为 10%),超标部分电量绝对值统计为考核电量。按照现货省内日前市场的月度所有时点的节点电价加权均价与

省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价的较高者的0.2倍进行考核结算，考核费用按照月度上网电量比例返还发电企业。

$$C_{\text{虚拟电厂考核}} = \sum (| Q_{\text{实际,15min}} - Q_{\text{计划,h}} | - Q_{\text{计划,h}} \times \lambda_{\text{允许偏差}}) \times 0.2 \times \max (P_{\text{日前月度加权}}, P_{\text{实时月度加权}})$$

$P_{\text{日前月度加权}}$ 为省内日前市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

2. 返还方式

该项费用按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还发电企业；

$$R_{\text{虚拟电厂考核返还(发电)}, i} = C_{\text{虚拟电厂考核}} \times Q_{\text{发电}i} / \sum Q_{\text{发电}i}$$

9.4 其他市场运营费用事项

当市场主体无法及时支付结算款项，且市场应急资金等风险防范机制已无法发挥作用时，该款项纳入其他市场运营费用，由市场用户按电量比例分担。在结算过程中，因四舍五入导致的不平衡电费纳入市场运营费用平衡。

若运行过程中不平衡资金出现极端情况，由能源局启动应急机制确定不平衡费用处理方式。

10 “两个细则” 电费

市场运营初期，对于“两个细则”电费（含调频市场、深度调峰辅助服务市场），由电力调度机构负责提供“两个细则”电费及分摊结果，由电网企业开展结算。

发电企业“两个细则”电费分为提供辅助服务所得费用 $R_{\text{辅助费用}}$ 、考核费用（ $R_{\text{考核}}$ ）、分摊费用（ $R_{\text{分摊}}$ ）和返还费用（ $R_{\text{返还}}$ ）四部分。

$$R_{\text{两个细则}} = R_{\text{辅助费用}} - R_{\text{考核}} - R_{\text{分摊}} + R_{\text{返还}}$$

其中： $R_{\text{辅助费用}}$ 、 $R_{\text{考核}}$ 、 $R_{\text{分摊}}$ 、 $R_{\text{返还}}$ 的具体结算规则见《关于印发实施华北区域发电厂辅助服务管理及并网运行管理实施细则的通知》（华北电监市场〔2008〕112号）、《山西能源监管办关于印发山西电力调频辅助服务市场运营细则的通知》（晋监能市场〔2017〕143号）、《山西省人民政府办公厅关于转发山西能监办山西省电力辅助服务市场化建设试点方案的通知》（晋政办发〔2017〕105号）等相关文件。

11 省间交易责任偏差费用

11.1 购电方责任

1. 购电方需求上升发起多送申请，支付给售电方责任偏差费用。

（1）与交易序列总成交曲线相比，调增该序列送出曲线，按调增时段的正偏差电量占比等比例返还给相应发电企业。正偏

差电量指各机组该序列送出电量（即结算电量，下同）与合约电量（上网侧，下同）的正差值，当偏差电量为负时不返还。

$$R_{\text{省间交易偏差电费返还, 发电}i} = R_z \times Q_{\text{正偏差, }i} / \sum Q_{\text{正偏差, }i}$$

$Q_{\text{正偏差, }i} = \text{MAX}(\text{该交易序列调增时段机组 } i \text{ 结算电量} - \text{合约电量}, 0)$;

R_z 为该交易序列购电方责任支付的偏差费用。

（2）新增正电力送出曲线。当新增送出成分属于网对网新增计划，没有对应发电企业时，按调增时段省调机组上网电量等比例返还。

$$R_{\text{省间交易偏差电费返还, 发电}i} = R_z \times Q_{\text{调增时段, }i} / \sum Q_{\text{调增时段, }i}$$

$Q_{\text{调增时段, }i}$ 为调增时段省调机组 i 的上网电量；

当新增送出成分有对应发电企业时，按对应机组送出电量等比例返还。

$$R_{\text{省间交易偏差电费返还, 发电}i} = R_z \times Q_{\text{省间新增, }i} / \sum Q_{\text{省间新增, }i}$$

$Q_{\text{省间新增, }i}$ 为该新增成分机组 i 的结算电量。

2. 购电方需求下降发起少送申请，支付给售电方偏差费用。

（1）与交易序列总成交曲线相比，调减该序列送出曲线，按调减时段的负偏差电量占比等比例返还给相应发电企业。负偏差电量指各机组该序列送出电量与合约电量的负差值，当偏差电量为正时不返还。

$$R_{\text{省间交易偏差电费返还,发电}i} = R_z \times Q_{\text{负偏差},i} / \sum Q_{\text{负偏差},i}$$

$Q_{\text{负偏差},i} = \text{MIN}(\text{该交易序列调减时段机组 } i \text{ 结算电量} - \text{合约电量}, 0)$;

(2) 新增负电力送出曲线。当新增送出成分属于网对网调减计划, 没有对应发电企业时, 按调减时段省调机组上网电量等比例返还。

$$R_{\text{省间交易偏差电费返还,发电}i} = R_z \times Q_{\text{调减时段},i} / \sum Q_{\text{调减时段},i}$$

$Q_{\text{调减时段},i} = \text{调减时段机组 } i \text{ 的上网电量}$;

11.2 售电方责任

1. 售电方供应不足发起少送申请, 支付给购电方偏差费用。

(1) 由于省内供应不足引起少送电量, 可以明确发电企业责任主体的, 由责任主体按少送日期内影响电量占比等比例分摊。火电机组可按以下方式确定影响金额: 常规机组影响电量 = 申报的影响出力比例 \times 装机容量 \times 影响天数 \times 24; 临停机组影响电量 = 临停期间持有的市场化合约电量 (包含省内直接交易及外送市场化合约, 下同); 新能源机组影响电量 = 日前功率预测电量 - 市场化合约电量, 为正值时不分摊。

$$C_{\text{省间交易偏差责任电费分摊,发电}i} = C_z \times Q_{\text{影响},i} / \sum Q_{\text{影响},i}$$

$Q_{\text{影响},i}$ 为责任机组 i 在少送日期内的影响电量;

C_z 为该交易序列售电方责任支付的偏差费用。

(2) 明确不了责任主体的，由省调机组按少送日期内上网电量占比分摊。

$$C_{\text{省间交易偏差电费分摊, 发电 } i} = C_z \times Q_{\text{少送, } i} / \sum Q_{\text{少送, } i}$$

$Q_{\text{少送, } i}$ = 少送日期内机组 i 的上网电量；

2. 售电方为新能源消纳发起多送申请，支付给购电方偏差费用。

由于新能源大发，省内消纳出现困难，由新能源机组按多送日期内上网电量占比分摊。

$$C_{\text{省间交易偏差电费分摊, 发电 } i} = C_z \times Q_{\text{新能源消纳, } i} / \sum Q_{\text{新能源消纳, } i}$$

$Q_{\text{新能源消纳, } i}$ 为多送日期内新能源机组 i 的上网电量；

12 总电费计算

12.1 发电企业月总电费计算

$$R_{\text{月总电费}} = R_{\text{电能电费}} + R_{\text{市场运营费用(发电)}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{省间责任偏差}}$$

$$R_{\text{市场运营费用(发电)}} = R_{\text{启动补偿}} - R_{\text{启动补偿分摊(新能源)}} + (R_{\text{必开机组补偿}} - R_{\text{必开机组补偿分摊(发电)}}) + (R_{\text{调频补偿}} - R_{\text{调频补偿分摊(火电)}} - R_{\text{调频补偿分摊(新能源)}}) + (R_{\text{市场结构平衡分摊(发电)}} + R_{\text{阻塞平衡分摊(发电)}}) + (R_{\text{新能源超额获利回收返还(新能源)}} + R_{\text{新能源超额获利回收返还(灵活改造)}} - R_{\text{新能源超额获利回收}}) + R_{\text{用户侧超额获利回收返还(灵活改造)}} + (R_{\text{新能源中长期超额回收返还}} - R_{\text{新能源中长期超额回收}}) + (R_{\text{火电中长期缺额返还(发电)}} - R_{\text{火电中长期缺额}}) + (R_{\text{中长期缺额战新返还}} + R_{\text{中长期缺额非战新返还(发电)}}) + R_{\text{中长期曲线偏差返还(发电)}} + R_{\text{中长期超额战新返还}} + R_{\text{虚拟电厂考核返还(发电)}}$$

12.2 批发用户月总电费计算

批发用户参与现货市场后，市场化电量到户电费包含用户电

能量电费支出 $C_{\text{支出}}$ 、输配电费 $C_{\text{输配}}$ 、力调电费 $C_{\text{力调}}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{代征}}$ 四部分。其中，用户电能量电费支出 $C_{\text{支出}}$ 包含电能电费 $C_{\text{电能}}$ 、市场运营费用（用户） $C_{\text{市场运营费用（用户）}}$ 。批发用户结算电量，其交易价格、省级电网输配电价不再执行峰谷分时。

$$\begin{aligned} C_{\text{到户}} &= C_{\text{支出}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}} \\ &= C_{\text{电能}} + C_{\text{市场运营费用（用户）}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C_{\text{市场运营费用（用户）}} &= C_{\text{启动补偿分摊（用电）}} + C_{\text{必开机组补偿分摊（用电）}} + C_{\text{调频补偿分摊（用电）}} \\ &- C_{\text{市场结构平衡分摊（用电）}} - C_{\text{阻塞平衡分摊（用电）}} + C_{\text{燃气电价补贴分摊}} - C_{\text{火电中长期缺额返还（用电）}} + \\ & \left(C_{\text{用户侧超额获利回收}} - C_{\text{用户侧超额获利回收返还（用电）}} \right) + \left(C_{\text{中长期缺额}} - C_{\text{中长期缺额非战新返还}} \right. \\ & \left. \left(\text{用电} \right) \right) + \left(C_{\text{中长期超额申报}} - C_{\text{中长期超额申报返还}} \right) + \left(C_{\text{中长期曲线偏差}} - C_{\text{中长期曲线偏差返还}} \right. \\ & \left. \left(\text{用电} \right) \right) + C_{\text{中长期超额战新}} \end{aligned}$$

12.2.1 输配电费

电网企业按月对批发用户输配电费进行结算。

$$C_{\text{输配}} = Q_{\text{用电},i} \times P_{\text{输配}} + C_{\text{基本}}$$

$C_{\text{输配}}$ 为输配电费；

$Q_{\text{用电},i}$ 为用户 i 的月度结算电量；

$P_{\text{输配}}$ 为相对应的电压等级输配电价；

$C_{\text{基本}}$ 为基本电费。

12.2.2 功率因数调整电费（ $C_{\text{力调}}$ ）

电网企业按月对批发用户力调电费进行结算。

$$C_{\text{力调}} = \left(C_{\text{电能}} + C_{\text{输配}} \right) \times \text{功率因数调整率}$$

$C_{力调}$ 为力调电费；

$C_{电能}$ 为月度结算电能电费；

$C_{输配}$ 为输配电费。

12.2.3 政府性基金及附加 ($C_{代征}$)

电网企业按月对批发用户政府性基金及附加进行结算。

$$C_{代征} = Q_{用电,i} \times P_{代征}$$

$C_{代征}$ 为政府性基金及附加；

$Q_{用电,i}$ 为用户 i 月度结算电量；

$P_{代征}$ 为政府性基金及附加之和。

12.3 “负荷类”虚拟电厂月总电费计算

“负荷类”虚拟电厂在批发市场购电支出包括电能电费、市场运营费用， $C_{批发市场购电支出} = C_{电能} + C_{市场运营费用(虚拟电厂)} = C_{合约} + C_{日前} + C_{实时} + C_{调平} + C_{用户价差调整} + C_{市场运营费用(虚拟电厂)}$ 。

其中： $C_{市场运营费用(虚拟电厂)} = C_{启动补偿分摊(用电)} + C_{必开机组补偿分摊(用电)} + C_{调频补偿分摊(用电)} - C_{市场结构平衡分摊(用电)} - C_{阻塞平衡分摊(用电)} + C_{燃气电价补贴分摊} + (C_{中长期缺额} - C_{中长期缺额非战新返还(用电)}) + (C_{中长期超额申报} - C_{中长期超额申报返还}) + (C_{中长期曲线偏差} - C_{中长期曲线偏差返还(用电)}) + C_{虚拟电厂考核}$

具体计算公式按照 8.2 批发用户电能电费、9 市场运营费用结算规则执行。其中，“负荷类”虚拟电厂月度调平电量 = Σ 聚合资源月度结算电量 (包括损耗电量) 与累计分时实际用电量之差。

13 电费追补管理

13.1 市场主体由于政策变化等原因需要进行电费退补调整的,由电网企业依据以下原则进行电费退补调整。

13.1.1 因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化等原因,导致电费需要调整的,由电网企业依照有关电价政策文件开展电费退补。

13.1.2 因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错,导致电费需要调整的,由电网企业依照有关规定开展市场化电费退补。

13.2 市场主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的,由电网企业依据以下原则开展追退补。

13.2.1 用电侧在日清分账单核对期内,以及在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况,并能及时调整时,重新计算相应日期和时段的电能电费及相关市场运营费用。对于未能在月度账单发布前调整的事项,纳入追退补结算。

13.2.2 发电侧在月度账单发布前发现并能及时调整的事项,重新计算差错期间的电能量日清分结果及相关市场运营费用。。

13.2.3 发电侧在月度账单发布前发现、但无法对日清分结果进行调整的事项,通过月内追退补结算流程调整计算结果,具体按以下原则进行处理。

13.2.3.1 若发电侧市场主体当月一段时期出现的电量差错

累计值小于该段时期市场总电量累计值 0.05%、且小于该段时期其自身电量累计值 5%的，在月度结算时电能电费按实时市场月度加权均价进行追退补结算，自身相关市场运营费用不做调整；其余三种情况下，若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能电费按相应的节点电价进行追退补结算，且重新计算其相关市场运营费用；其余三种情况下，若差错电量不能追溯至时点时，在月度结算时电能电费按实时市场月度加权均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营费用重新计算。

13.2.3.2 各种情况下，发电侧电量追退补结果均纳入当月市场结构平衡费用计算及分摊。

13.2.3.3 若发电侧市场主体当月一段时期出现的电量差错累计值小于该段时期市场总电量累计值 0.05%时，原则上用电侧电价不做调整。

13.2.4 在月度账单发布后，6 个月内市场主体可反馈异议，经核实后随后续现货试运行月度结算进行追退补（追溯期最长不超过 6 个月）。在月度追退补时，按照以下原则进行处理。

13.2.4.1 若市场主体一段时期出现的电量差错累计值小于该段时期市场总电量累计值 0.05%、且小于该段时期其自身电量累计值 5%的，电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，自身市场运营费用不做调整；其余三种情况下，若差错电量可追溯至时点时，相应按节点电价（统一结算点电价）进

行电能电费及其自身市场运营费用(不含分摊项)的追退补结算;其余三种情况下,若差错电量不能追溯至时点时,电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算,并对其具备追溯条件的自身市场运营费用(不含分摊项)开展追退补结算。发生差错的市场主体的市场运营费用经追退补调整后,其余缺纳入退补月相应类别的市场运营费用进行分摊。原则上对个体电量数值发生变化的电量差错,其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊计算。

13.2.4.2 原则上,对月度电量追退补后,需根据修正后的发用两侧电量重新计算差错月的市场平衡类费用(追溯期最长不超过6个月),并将差额费用纳入追退补结算月进行分摊。

13.2.4.3 原则上,对发电侧月度电量追退补后,不对用电侧统一结算点电价进行调整,若影响较大(如统一结算点电价变化超过0.01元/千瓦时)可由市场主体提出后相应调整用户侧统一结算点电价。

13.3 若出现重大偏差(调度出清结果变更等),由相关市场主体提出,经利益相关方共同确认后,电网企业按业务发生期(差错发生期间)价格及电量结构追溯调整结算,并相应计算对市场运营费用的影响。

13.4 市场运营费用的追退补结算(分摊)原则:对于分摊或返还类的市场运营费用,当市场整体追退补结算金额小于差错

发生月 30%时，按追退补结算月电量结构进行分摊或返还；当市场整体追退补结算金额大于等于差错发生月 30%时，以差错发生月电量结构进行分摊或返还。

13.5 原则上，对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司批发电能量均价和零售结算均价等计算市场运营费用涉及的各项价格。若出现重大偏差，由电网企业进行追溯调整计算。

13.6 对用电侧发生分时电量退补，按差错时段计算用户价差调整电费对应电价进行电能量电费退补结算，原则上不再调整电量差错月用户价差调整电费，若出现重大偏差，由电网企业进行追溯调整计算，差额退补费用分摊规则参照 13.4 执行。

13.7 对不参与现货交易且存在 10 个及以上用电户号的批发用户，当某一用电户号差错电量小于该批发用户对应全部用电户号月度结算电量 10%时，仅对该用电户号进行退补结算，其他用电户号结算结果不做调整；当某一用电户号差错电量大于等于该批发用户对应全部用电户号月度结算电量 10%时，按差错更正后电量结构重新对该批发用户全部用电户号电量电费进行清分结算。

13.8 若因市场主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

13.9 未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。

14 电费免考管理

14.1 因市场主体非主观原因造成申报电量差错，引起中长期超额申报回收费用异常的，市场主体向政府主管部门提出免考申请，经政府主管部门会同山西省电力公司、山西电力交易中心认定为非恶意申报行为后进行减免处理。

14.1.1 申报电量为实际用电量的 120%-240%或偏差电量绝对值达到 1 亿千瓦时，减免实际考核费用的 50%。

14.1.2 申报电量为实际用电量的 240%及以上或偏差电量绝对值达到 2 亿千瓦时及以上，减免实际考核费用的 70%。

14.1.3 同时满足考核减免条件时，按照就高处理的原则进行减免。

14.1.4 后期电能量收益发生追退补时，不再对减免后的考核费用进行调整。

14.1.5 每家市场主体每年只能提出 1 次减免考核申请，连续两年及以上发生减免考核的市场主体，当年信用评级不得高于 B 级。

15 收付款管理

15.1 发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

15.2 批发市场用户、零售市场用户，结算电费按照电网企

业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取，增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

15.3 各市场主体应根据法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付，约定期限内未足额或未缴纳电费的市场主体，由电网企业提出使用履约保函，并将欠费信息反馈给交易中心，交易中心将欠费的市场主体方纳入市场信用管理。

15.4 对因履约保函无法覆盖次月批零倒挂电费、且未及时追加保函的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。

16 其他结算事项

16.1 市场中止与管制

在市场中止和价格管制时段，根据电力市场规则以及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。其中市场紧急中止与管制情况下所造成的成本，纳入电力市场本月或后续若干月的市场运营费用，由市场主体共同承担，具体参照国家能源局山西监管办公室《山西电力市场风险防范指引（征求意见稿）》。

16.2 代理关系生效期

售电代理关系自电力用户与售电公司双方确认之日起建立，

自建立之日起次月生效。

16.3 违约用电、窃电行为的处理原则

电网企业代理购电用户、直接参与市场交易的用户、发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任。对反窃电追补结存电量，代理购电用户（或执行代理购电价格1.5倍用户）补交电费执行发现月份代理购电平段价格（或代理购电平段价格的1.5倍）、输配平段价格、政府性基金及附加，并承担相应违约使用电费；直接参与市场交易用户补交电费执行发现月份代理购电平段价格的1.5倍、输配平段价格、政府性基金及附加，并承担相应违约使用电费。