山西省能源局
国家能源局山西监管办公室文件

晋能源电力发〔2025〕260号

关于印发《电力市场规则体系（V16.0）》的通知

国网山西省电力有限公司，山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各经营主体:

《电力市场规则体系（V16.0）》已经山西省电力市场管理委员会审议并表决通过。现予以印发，请遵照执行。

山西省能源局　　国家能源局山西监管办公室

2025年12月29日

（此件主动公开）

附件

电力市场规则体系

（V16.0）

2025 年 12 月

总 目 录

0.电力市场规则体系 V16.0 修订内容……5
1.电力市场注册实施细则……161
2.山西电力中长期交易实施细则……200
3.山西电力中长期交易实施细则——绿色电力交易专章……251
4.电力现货市场实施细则……267
5.山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则……380
6.电力市场计量结算实施细则……413
7.电力零售市场实施细则……534
8.电力市场信用管理实施细则……594
9.电力市场第三方评估实施细则……620

《电力市场规则体系（V16.0）》修订内容

按照《电力市场规则体系修订管理实施细则》（晋能源电力发〔2023〕327 号），参考国家“1+6”电力市场基本规则体系，对《电力市场规则体系》进行修订。原《电力市场准入与退出管理实施细则》调整为《电力市场注册实施细则》；原《电力市场计量管理实施细则》、《电力市场电费结算实施细则》合并为《电力市场计量结算实施细则》；原《省间电力市场购电交易实施细则》中，中长期购电部分纳入《山西电力中长期交易实施细则》、现货购电部分纳入《电力现货市场实施细则》。具体修订内容如下:

一、《电力市场注册实施细则》

1. 原规则：主体命名

内容: “负荷类”虚拟电厂、“源网荷储一体化”虚拟电厂、分布式新能源聚合商等。

修改内容:

“源网荷储一体化”虚拟电厂，修改为，“源荷类”虚拟电厂；分布式新能源聚合商，修改为，“分布式电源类”虚拟电厂。

虚拟电厂为包含“分布式电源类”虚拟电厂、“负荷类”虚拟电厂、“源荷类”虚拟电厂等 3 类虚拟电厂统称。该修订适用

规则体系各项实施细则。

修订说明：按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4号）文件规范主体命名。

2. 原规则：5.2 电力用户的基本权利和义务：

（1）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;

（2）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;

.....

新增内容:

（7）按规则参与虚拟电厂及新型经营主体交易，并获得相应的收益;

修订说明：补充电力用户的基本权利和义务。

3. 原规则：5.9 电力交易机构的基本权利和义务：

（11）法律法规规定的其他权利和义务。

修改为：5.9 电力交易机构的基本权利和义务:

（11）法律法规、政策文件规定的其他权利和义务。

修订说明：应与《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）第十六条“（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务”保持一致。

4. 原规则：6.2.4 虚拟电厂

原规则（4）“源网荷储一体化”虚拟电厂的注册条件，按照相关规定执行。

修改为（4）“源荷类”、“分布式电源类”虚拟电厂的注册条件，按照相关规定执行。

5. 原规则：7. 市场注册

对于新投产的发电企业，在获得发电业务许可证后，向交易机构提出入市申请，原则上交易机构每月第 5 个工作日对外公示申请入市发电企业名单，公示无异议后，次月起参与电力市场交易。“独立新型储能、抽水蓄能向电力交易机构提出参与电力市场交易申请，在当月 15 日前转入商业运营后，向山西电力交易中心提供转商运佐证材料，经向市场公示后，纳入经营主体目录，次月可参与市场交易。”“地调公用火电厂参与市场设置三个月过渡期，过渡期满后选择进入市场的，两年内不得退出；过渡期内选择退出市场的，两年内不得再申请入市。每月 15 日前办理参与市场交易申请的地调公用火电厂，经向市场公示后，纳入经营主体目录，次月可参与市场交易。

修改为：

对于新投产的发电企业，按照《电力市场注册基本规则》要求向交易机构提出入市申请，经交易机构审核通过后纳入经营主体目录，暂按完整标的月参与电力市场交易；具备条件后自纳入

经营主体目录的下 1 个工作日，新投产的发电企业开始参与电力市场交易。新能源项目（风电、光伏发电项目，下同）上网电量原则上全部进入电力市场。集中式新能源项目，包括平价新能源项目、及按照集中式新能源管理的分布式项目，原则上统一纳入山西电力市场交易范围，按照现货机组管理，自主参与中长期和日前现货市场，接受现货分时节点价格。对于自愿参与中长期和日前现货市场交易的分布式项目，应满足参与电力市场的条件，按照国家能源局《电力市场注册基本规则》规定，在电力交易平台注册并上传入市申请书，经审核后纳入山西电力市场交易范围，按照现货机组管理，接受现货分时节点价格，暂不具备条件的分布式项目接受市场形成的价格。

修订说明：按照《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 号）关于注册公示要求修改。按照“市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，注册手续直接生效”，取消相关主体的公示要求。具备条件后，相关主体可按日入市。

6. 原规则：7.1.4 售电公司注册中：“（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，……”。**8.5.1** 一般变更中“售电公司申请注册信息一般变更的，电力交易机构在 7 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“……。**电

力交易机构在收到售电公司变更申请之日起 7 个工作日内完成完整性核验，经公示确认无误后予以生效。”

修改为：7.1.4 售电公司注册中：“（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 5 个工作日内完成材料完整性审查，……”。**8.5.1** 一般变更中“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**“……。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，经公示确认无误后予以生效。”

修订说明：按照《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 号）关于审核时限要求修改。

7. 原规则：虚拟电厂的权利义务、准入条件、注册程序、停复牌程序、退市程序等内容。

修改内容：

按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4 号）修改。

修订说明：按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4 号）修订。

8. 原规则：8.3 电力用户信息变更

（7)对用户发生销户的，办理销户时暂按照用户实际用电量、交易价格进行结算。其中，零售用户交易价格取当月测算售电公

司倒挂电费时清分的零售套餐价格，批发用户交易价格取截至上月底已成交的中长期交易价格。待市场化结算依据确定后，用户需在次月按照电费清算结果结清相关费用。

修改为：对市场化用户办理销户、过户、分户、并户等业务需要清算原户电费时，暂按照用户实际用电量、当月代理购电价格发行电费。待市场化结算依据确定后，用户需在次月按照电费清算结果结清相关费用。

9. 原规则：8.4 虚拟电厂信息变更

拟电厂调节容量不低于 20MW

修改内容:

“分布式电源类”虚拟电厂调节容量：新能源及储能装机容量不低于 5MW。“负荷类”虚拟电厂调节容量：不低于 5MW，且不低于最大聚合容量的 10%。“源荷类”虚拟电厂具体按照我省源网荷储一体化、绿电园区、绿电直连、微电网等项目要求执行。相关信息变更的标准均按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4 号）调整。

修订说明：按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4 号）修订。

10. 原规则：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 3 个月。虚拟电厂应通过交易平台提交变更申请，文件中应明确承诺变更后

各时段调节容量、最大、最小用电负荷，以及调节速率等参数（不应低于技术指标要求）。预计变更（增加或减少，保证虚拟电厂调节容量不低于 20MW）的调节容量不超出最近一次测试认定的额定调节容量的 30%时，暂不对其进行系统测试，将申请文件中承诺的变更后各时段调节容量、最大、最小用电负荷视作“额定调节容量、最大、最小用电负荷”参与市场交易并开展各类量价约束考核。若累计免测试调节容量变更值超出最近一次测试认定调节容量的 30%时，应重新进行系统测试，以测试认定的“额定调节容量、最大、最小用电负荷”参与市场交易，并开展各类量价约束考核。

新增内容:

针对测试报告中的调节时段，可根据实际运行情况，申请增加调节时段，且增加的调节时段必须与测试报告中的调节时段相连续，且新增调节时段不高于 1h。变更申请文件中应明确承诺新增时段调节容量、最大、最小用电负荷，以及调节速率等参数（不应低于技术指标要求），按照测试报告中调节时段相同标准参与市场交易并开展各类量价约束考核。

修订说明: 随着新能源装机不大增加，需要调节的时段相应增长，大规模的调节能力测试时间周期长、成本高，鉴于已明确对虚拟电厂运营商下辖用户为单位分别进行调节能力测试，总加结果即为虚拟电运营商整体调节能力，做到调节能力动态界定的

规定，为做好政策衔接，可以考虑通过关于虚拟电厂调节能力时段变更的规定。

11. 原规则：10.3 售电公司停牌复牌

对因履约保函、欠费等风险防控原因引起的停牌，转入保底售电程序，整改期限为 1 个月。到期未按要求完成整改，转入强制退市程序。

对因其他原因引起的停牌，整改期限为 3 个月。对售电公司的停牌处置包括以下方面。（1）暂停新签零售合约权限。（2）暂停中长期日滚动交易权限。（3）暂停现货日前申报权限，按照中长期合约曲线缺省申报。到期未按要求完成整改，转入强制退市程序；期限内发生欠费、履约风险等保底售电启动条件的，转入保底售电服务程序。

修改为：

对因履约保障凭证、欠费等风险防控原因引起的停牌，按规定启动平仓或保底售电程序。因其他原因引起的停牌，整改期限为 3 个月，到期未按要求完成整改，转入强制退市程序；期限内发生欠费、履约风险等保底售电启动条件的，转入平仓或保底售电程序。

售电公司停牌期间。（1）暂停新签零售合约权限。（2）暂停中长期日滚动交易权限。（3）暂停现货日前申报权限，按照中长期合约曲线缺省申报。

12. 原规则：10.3 售电公司停牌复牌

以上停牌期限内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。电力交易机构应在5个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件，明确复牌时间及交易权限，在交易平台发布相关公告，并向省能源局、山西能源监管办报备。

修改为：

以上停牌期限内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。电力交易机构应在5个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件、在交易平台发布相关公告，下一个工作日恢复相关售电公司交易资格，当月向省能源局、山西能源监管办报备。

13. 原规则：11. 分布式新能源聚合程序

修改内容：

删除该部分内容，调整至零售细则。

修订说明：按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4号）修订。

二、《山西电力中长期交易实施细则》

14. 原规则：2.2.3 购电价格原则上不高于购买标的月省内已售出外送电量加权均价，如分时段购电，购电价格原则上不高于购电时段对应的省内分时段交易价格带算术均价。当最高价仍未

成交时，则经汇报省能源局后，可适当提高购电价格再进行采购，原则上不高于省内分时段交易价格带的上限价。

修改为：“2.2.3 购电价格，依据售出省份市场价格行情协商确定，经汇报省能源局后进行采购。”

修订说明：我省中长期购电月份为全国供应紧张的时段，按我省已售出外送电量加权均价购买，基本无法达成交易，与售电省份协商确定价格，确保交易能够足额成交。

15. 原规则：3.1.3 山西送京津唐、河北优先电量认购交易

为确保对京津唐地区稳定供电，送京津唐及河北优先电量交易（原国家指令性计划）由具备交易资格的发电企业按照“挂牌、单边竞价”两个阶段进行申报，发电企业申报电量不得超过其实际发电能力。第一阶段挂牌价格为“省内当月中长期已成交电量均价+上上月煤电机组跨省跨区外送电量分摊容量电费度电价格”，发电企业自主摘牌。标的电量如有剩余，进入第二阶段单边竞价方式，发电企业申报价格上限为山西火电燃煤基准电价上浮上限，按照边际价格出清。标的电量仍有剩余且电力平衡裕度满足要求时，进入第三阶段，剩余未成交电量按照山西火电燃煤基准电价上浮上限价格由市场化机组按照剩余有效容量等比例分摊。燃煤火电企业的第二、三阶段出清电量对应容量电费按国家和山西省容量电费有关规定收取。

为满足省内电力供应，根据调度机构书面要求，可以开展山

西送京津唐、河北省间回购交易。意向回购电力和时段等由调度机构确定，具体回购电力由电力交易机构、调度机构分别与购电方交易、调度机构协商后确定。回购交易由购售双方通过北京电力交易平台完成。

北京电力交易平台发布回购交易结果后，由山西电力交易机构通过山西电力交易平台发布回购电力、时段等信息，并按照等比例原则核减发电企业在山西电力交易平台中的京津唐及河北认购电量和曲线。

修改内容: 删除该条款，由华北、河北南网直接挂牌开展交易。

修订说明:《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）第五章 第三十八条“除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期 交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。”以及《关于进一步规范电力市场秩序加强电力交易监管的通知》（发改办能源2022〔271〕号）“任何部门和单位不得随意调整交易结果”。依据北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年版），第 17 条“发电企业可委托电网企业代理开展跨区跨省交易，委托必须签订委托协议”。目前山西发电企业与电网公司并无委托协议。“网对网”交易条件不具备。

16. 原规则：3.1.5 外送通道配套电源认购交易

雁淮直流配套电源包括晋北风电基地配套项目和部分燃煤火

电机组。其中，晋北风电基地配套项目在送电价格、送电量和电力曲线（或者曲线形成方式）由政府间协议明确或者双方政府已达成一致的情况下，电力交易机构可先通过北京电力交易平台完成配套电源总电量认购，随后组织配套电源开展认购交易，也可由经营主体直接参与北京电力交易中心组织的配套电源省间交易。配套燃煤火电机组直接参与北京电力交易平台的相关外送交易。

配套电源仅参加对应外送通道的省间交易，不参加其他通道外送交易。国家明确配套电源消纳省份的，仅参与对应通道、对应消纳省份的省间交易，不参加其他省间交易。配套电源和其他机组均可参与外送合同转让交易，按照本实施细则合同转让条款执行。

晋北风电基地项目应优先参与雁淮直流外送交易，如有剩余发电能力可参与省内交易。原则上按照大小风季节确定分月申报外送电量（小风季 6-9 月，大风季 1-5、10-12 月），确保完成政府间协议电量或双方政府已达成一致的电量规模。若晋北风电外送江苏电量未达计划且电力平衡裕度满足要求时，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。

修改内容：删除“雁淮直流配套电源包括晋北风电基地配套项目和部分燃煤火电机组。其中，晋北风电基地配套项目在送电价格、送电量和电力曲线（或者曲线形成方式）由政府间协议明确或者双方政府已达成一致的情况下，电力交易机构可先通过北京电力交易平台完成配套电源总电量认购，随后组织配套电源开

展认购交易，也可由经营主体直接参与北京电力交易中心组织的配套电源省间交易。配套燃煤火电机组直接参与北京电力交易平台的相关外送交易。”、“若晋北风电外送江苏电量未达计划且电力平衡裕度满足要求时，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。”等描述。

修订说明:

配套新能源送江苏由北京电力交易中心完成组织，山西已不再认购后再组织。《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)第五章 第三十八条“除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期 交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。”以及《关于进一步规范电力市场秩序加强电力交易监管的通知》（发改办能源2022〔271〕号）“任何部门和单位不得随意调整交易结果”。

17. 原规则：3.1.6 省内电力直接交易

“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。

修改为:

“分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点划分发电单元，参照集中式新能源交易模式参与中长期市场。“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。“源荷类”虚拟电厂原则上不参与批发市场的中长期交易，具体根据项目的发用电规模匹配度等因素确定。

修订说明：按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4号）修改。

18. 原规则：3.1.6 省内电力直接交易

补充独立储能参与中长期的原则。

新增内容:

待条件具备后，独立储能可按月自愿选择参与中长期交易，上网侧、下网侧分开作为用户和电厂参与，参与中长期交易后，分别参照批发用户（售电公司）、火电企业进行交易、结算、接受市场运营费用计算。原则上，独立储能企业不可作为零售用户或分布式电源由售电公司、虚拟电厂代理参与市场交易。

修订说明：增加独立储能企业可参与的交易品种。

19. 原规则：3.1.6 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、批发市场用户（批发用户、售电公司、“负荷类”虚拟电厂等）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。

修改为:

省内电力直接交易在发电企业与售电公司、批发市场用户（批

发用户、售电公司、虚拟电厂等）之间开展，由山西电力交易机构组织。

修订说明：近年来省内电力交易中并未组织过打捆交易。

20. 原规则：3.1.7 省内电力直接交易

转让交易中，为避免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%（分时段交易电量不计入统计）。0<ZL<100，ZL 值具体由山西能源监管办、山西省能源局根据国家及我省要求明确（目前暂按 15 执行）。

修改为：

转让交易中，为避免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%（分时段交易电量不计入统计）。0<ZL<100，ZL 值具体由山西能源监管办、山西省能源局根据国家及我省要求明确。

修订说明：分时段交易开展后，不专门开展用户侧合同转让交易，确需开展时，在相关通知中明确转让比例。

21. 原规则：3.3.4 挂牌交易

（一）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。

修改为:

（一）单挂单摘方式

单方挂牌，按照“购电方挂牌、售电方摘牌”或“售电方挂牌、购电方摘牌”方式组织。

修订说明: 近年来，省内挂牌交易组织均按照一方挂牌、一方摘牌的方式组织，分两场先后组织的方式不符合实际。

22. 原规则: 4.2 现货模式下，经营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。交易双方协商一致后可在规定时间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的合同总量不变。

修改为: 现货模式下，经营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。考虑到新能源发电的波动性，新能源双边交易合同的交易双方协商一致后可在规定时间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的合同总量不变。

修订说明: 电力现货市场运行期间，仅新能源双边交易合同可在月度交易前进行分时电量曲线调整。

23. 增加内容: 在 4.2 中增加“为落实国家关于中长期分时段

交易、结算的相关要求，同时考虑经营主体参与年度交易的实际情况，对于年度交易中未形成分时价格的交易，按照我省制定的年度合同价格分时形成方式进行进行拟合调整。”

修改说明：按照我省2026年电力市场交易有关工作的通知中相关要求修改。

24. 原规则：4.4 中长期分时段交易价格约束。年度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；多月连续分时段交易，逐个时段限价范围为 95.62-764.93 元/兆瓦时。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，最低限价为 0 元/兆瓦时，最高限价为 1500 元/兆瓦时；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×（1+20%）×（1+该时段分时电价政策浮动比例）×（1+20%），下限原则上不低于燃煤发电基准价×（1-20%）×（1-该时段分时电价政策浮动比例）×（1-20%）。

修改为：4.4 中长期分时段交易价格约束。年度双边交易原则上不限制价格，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；多月连续交易限价为 $P_{多月价格范围}$，$P_{多月价格范围}$当前取值 95.62-764.93 元/兆瓦时；月度、旬分时段交易限价为 $P_{月旬价格范围}$，

$P_{月旬价格范围}$当前取值 95.62-764.93 元/兆瓦时；日滚动交易限价为 $P_{日滚动价格范围}$，$P_{日滚动价格范围}$当前取值 0-1500 元/兆瓦时。

修订说明：拓宽价格限制，充分激发市场活力，获取真实价格信号。

25. 原规则：4.5 初期，售电公司需绑定零售用户后方可参与对应标的月的多月连续交易。待市场成熟后，经有关部门风险评估，允许售电公司在未绑定零售用户的情况下参与多月连续交易。

修改为：4.5 初期，售电公司需绑定零售用户后方可参与对应标的月的多月连续交易。待市场成熟后，允许标的月未绑定零售用户的售电公司先参与批发市场交易，后绑定零售用户，为了有效防控欠费风险，其保函有效期需覆盖最后一个交易月后六月，可交易电量为（（保函-亏损金额）/市场均价），承担各类市场运营费用。按交易日实时监测其盈亏情况（盈亏=（主体价格-市场均价）*交易电量），当其有效保函为 0 且未在规定时间补缴保函时，启动应急平仓机制。

修订说明：优化批零时序，完善未绑定零售用户的售电公司参与多月连续交易的风险防控机制。

26. 原规则：5.1 以双边协商方式开展的直接交易，火电双边协商成交为一条直线，新能源双边协商可自行约定曲线；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。

修改为：5.1 以双边协商方式开展的直接交易，火电双边协商成交为一条直线，新能源双边协商可自行约定曲线；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，也可以采用交易公告给出的交易曲线。

修订说明：分时段交易开展以来，火电双边协商及集中竞价交易均采用一条直线的方式。

27. 原规则：5.2 典型交易曲线包括年度、月度、月内（多日）标准交易曲线，交易机构根据山西电网统调负荷特性制定并于交易前发布。

（一）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）日分时电量曲线（D）有三种形式:

a.峰平谷曲线 D1：将一日划分为峰段、平段和谷段，根据上一年度同期统调实际历史负荷确定峰、平、谷三段负荷比例，将日电量分解为 96 点电量曲线。

b.全天平均曲线 D2：将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

c.高峰时段曲线 D3：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。

峰平谷时段可按照工商业用户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。

（二）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（D1、D2 或 D3），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+D1、Y+M+D2、Y+M+D3 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（D1、D2 或 D3），将日电量分解为 96 点电量曲线，即月度典型分解曲线有 M+D1、M+D2、M+D3 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（D1、D2 或 D3），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+D1、M+D2、M+D3 三种形式。

修改为：删除。

修订说明：原规则中的典型交易曲线并未实际应用。

28. 原规则：6.1 用户侧中长期超额申报回收费用免考

（三） 认定程序（3）电力交易机构结合电网企业反馈意见确定符合申请免考用户名单，在交易平台公示 7 天，公示无异议将免考核企业名单推送至电网企业。（4）对符合免考的批发用户和售电公司，电网企业免除其相应的中长期超额申报回收费用。

修改为：6.1 用户侧中长期超额申报回收费用免考

（三） 认定程序（3）电力交易机构结合电网企业反馈意见确定符合申请免考用户名单，在交易平台公示 7 天，公示无异议将对符合免考的批发用户和售电公司，免除其相应的中长期超额申报回收费用。

修订说明：应与《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）第五十条“开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行本章第二节结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算”保持一致。

29. 增加内容：在 6.4 中增加“除检修机组外，近 12 个月内无上网电量的火电企业，其交易有效容量暂定为零；非供热期内无上网电量的火电企业，其对应月份的交易有效容量暂定为零。”

修改说明：按照我省 2026 年电力市场交易有关工作的通知中相关要求修改。

30. 原规则：6.5 火电企业多月交易约束、6.6 火电企业月度交易约束

修改内容:

取消火电企业交易申报约束。

修订说明：按照综合监管问题情况，以及《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）第三十五条提到，“除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报”相关要求修订。

31. 原规则：6.7 火电企业缺额申报约束.....

“火电企业因配合电网计划检修导致全厂停运涉及跨旬或某旬时，火电机组全停期间不参与对应的旬交易和中长期缺额申报电量回收。当月全停时间超过10日（含10日）的，可自愿选择不参与该月山西送京津唐、河北优先电量认购交易及电网企业代理购电交易电量的分摊，当月全停时间未达10日的，仍需正常参与上述交易或分摊。全停当月，若该企业在年度（含多月）交易中持有中长期合同电量，由该企业商电力交易机构通过合同转让或回购等交易方式处理。”

修改内容: 全停当月，若该企业在年度（含多月）交易中持有中长期合同电量，由该企业商电力交易机构通过合同转让或回购等交易方式处理。

修订说明: 强制分摊方式与国家基本规则不符。

32. 原规则：6.8 新能源交易电量约束

修改为：增加新能源参与中长期市场交易申报电量上限

中长期交易申报电量上限=项目装机容量×8760×（1-α%）确定，其中 α%为项目机制电量比例。

修订说明：按照《山西省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》“新能源参与中长期市场交易申报电量上限按照额定容量扣减机制电量对应容量后的最大上网能力确定”。

33. 原规则：6.10 用户侧中长期超额申报回收费用免考

内容：对符合免考的批发用户和售电公司，电网企业免除其相应的中长期超额申报回收费用。在计算中长期超额申报回收费用考核电量时，免考核期间（完整天）内日实际用电量取停限产所在月前一个自然月的日平均用电量作为企业正常用电量。对用户发生电量追退补的，原则上不再调整免考核结果。

$$日平均用电量 = \sum_{i=1}^{96} Q_{ti}$$

Q_{ti}为批发用户或售电公司取停限产所在月前一个未停限产自然月第 i 时段（15 分钟）实际用电量。

修改为：对符合免考的批发用户和售电公司，电网企业免除其相应的中长期超额申报回收费用。在计算中长期超额申报回收费用考核电量时，免考核期间（完整天）内日实际用电量取停限产所在月前一个自然月的日平均用电量作为企业正常用电量。对用户发生电量追退补的，原则上不再调整免考核结果。

$$日平均用电量=\sum_{i=1}^{96}\overline{Qti}$$

Q_{ti}为批发用户或售电公司取停限产所在月前一个未停限产自然月第 i 时段（15 分钟）实际用电量。

修订说明：描述更加准确。

34. 原规则：6.17 用户侧金融套利约束

新增内容：对批发用户办理过户、销户等影响自身合同执行能力的变更业务，或办理身份转换（如转为零售用户），允许其通过转让或回购等方式，全部处理尚未执行完毕的中长期交易合同。售电公司、虚拟电厂等申请办理退出等业务时，按照应急平仓等规则执行。

修订说明：受中长期交易合同卖出不超 30%规定限制，拟退出批发市场用户无法将中长期合同全部卖出。

35. 原规则：7.1.4（2）交易申报。分时段交易中，新能源双边交易曲线可自行约定，火电双边交易曲线为全天一条直线；榆林等非分时段交易采用典型曲线。

修改为：分时段交易中，为有效体现分时价格信号，按每个小时为一个时间段，总计 24 个时间段进行独立交易，经营主体可自行约定交易曲线。榆林等非分时段交易采用典型曲线。

修订说明：为有效体现分时价格信号，对火电一条直线的设计进行优化。

36. 原规则：8.1 政府定价小时数内的可再生能源发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。经营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。

修改为：市场化合约电量仅作为结算依据。经营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。

修订说明：根据 136 号文，新能源全面入市，不再存在基准电量合约。所有涉及基础电量、基准电量、政府定价电量等均调整。

37. 原规则：10. 市场监管和风险防控

新增内容:

10.10【材料失实、存伪的风控措施】当市场主体初出现以下提交材料不实、伪造或失效等情形时，交易机构有权对其要求限期整改，未按期整改的采取出具警示函、平台公开披露、暂停市场交易、暂缓支付市场化结算费用等风险管控措施，并报监管部门协同进行进一步调查，涉嫌犯罪的将移送公安机关处理。

（1）市场主体提交材料涉及伪造、变造的情形;

（2）市场主体提交注册、认证或备案等信息存在伪造、篡改等不实的情形;

市场主体提交的履约保函存在造假、注销失效等致使保函无法生效情形。

38. 新增内容：电力现货市场运行期间，省内中长期交易合约原则上通过分时段交易的方式实现合同转让、回购、置换等。

39. 新增内容：市场运营机构根据《电力市场信息披露基本规则》、《电力市场计量结算实施细则》、《山西电力市场信息披露指引》等文件要求，通过电力交易平台按时完成中长期交易相关信息披露工作。向省内经营主体发布所有中长期交易（含双边、集中等）分时段分能源类型成交结果。

修订说明：公开信息中，在中长期交易分时开展的前提下，需要按照分时段细化市场交易结果披露颗粒度，按不同时段及能源类型（火电、风电、光伏、水电等）分类公布成交电量、价格及市场占比，便于市场主体分析市场供需结构与价格波动规律。该项为功能需求，通过系统升级实现。

40. 原文：山西送京津唐、河北优先电量认购交易修改建议

关于印发《山西电力中长期交易实施细则》的通知（晋监能市场规〔2024〕2号） 第十三条 山西送京津唐、河北优先电量认购交易

以及 V15.0 《山西电力中长期交易实施细则》 3.1.3

为确保对京津唐地区稳定供电，送京津唐及河北优先电量交易（原国家指令性计划）由具备交易资格的发电企业按照“挂牌、

单边竞价”两个阶段进行申报，发电企业申报电量不得超过其实际发电能力。第一阶段挂牌价格为“省内当月中长期已成交电量均价+上上月煤电机组跨省跨区外送电量分摊容量电费度电价格”，发电企业自主摘牌。标的电量如有剩余，进入第二阶段单边竞价方式，发电企业申报价格上限为山西火电燃煤基准电价上浮上限，按照边际价格出清。标的电量仍有剩余且电力平衡度满足要求时，进入第三阶段，剩余未成交电量按照山西火电燃煤基准电价上浮上限价格由市场化机组按照剩余有效容量等比例分摊。燃煤火电企业的第二、三阶段出清电量对应容量电费按国家和山西省容量电费有关规定收取。

修改为：删除该条款。

三、《山西电力中长期交易实施细则-绿色电力交易专章》

41. 原规则：2. 市场成员

2.1 参与绿色电力交易的市场成员包括发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，以及电力交易机构、电力调度机构等。

修改为：

2.1 参与绿色电力交易的市场成员包括发电企业、电力用户、售电公司、虚拟电厂等经营主体，以及电力交易机构、电力调度机构等。

修订说明：按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4号）修改。

42. 原规则：2.2 参与绿色电力交易的售电主体主要是符合绿证发放条件的风电、光伏等可再生能源发电企业。市场初期主要是未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏新能源企业（以下简称“无补贴新能源”）参与绿色电力交易。稳步推进已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏新能源企业（以下简称“带补贴新能源”）参与绿色电力交易，参与绿色电力交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益，在国家可再生能源补贴发放时等额扣减；发电企业放弃补贴的，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

修改为：2.2 参与绿色电力交易的售电主体主要是符合绿证发放条件的风电、光伏等可再生能源发电企业。按照《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿色电力交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75 号）要求，已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的绿电项目（以下简称“带补贴绿电项目”）参与绿色电力交易时，高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益，等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

修订说明：明确将带补贴新能源项目纳入绿电交易的准入范围。

43. 原规则：2.5 按照国家相关政策要求，承担可再生能源发展结算服务的机构单独记账、专户管理带补贴新能源参与绿电交易的溢价收益，本年度归集后由电网企业按程序报财政部门批准，专项用于解决可再生能源补贴缺口。

修改为：2.5 带补贴绿电项目参与绿的电力交易的溢价收益，由交易按月进行核算，由电网企业做好专账管理。

44. 原规则：4.4（3）集中竞价交易，经营主体购售双方均通过绿色电力交易平台申报交易电量、价格等信息，按照高低匹配的原则出清形成交易结果。集中竞价交易曲线可采用标准典型曲线。

5.2（3）集中竞价交易方式下，经营主体申报绿电交易整体价格，按照整体价格报价撮合法出清，以购售双方报价的平均值形成每个交易对的整体交易价格；再按以下原则将整体交易价格分解形成电能量价格与绿色电力环境价值：绿色电力环境价值统一取交易组织时国家电网公司经营区平价绿证市场上一结算周期成交均价，整体交易价格扣减绿色电力环境价值后形成电能量价格。

修改为：删除 4.4（3）、5.2（3）中集中竞价交易相关描述。

修订说明：按照 136 号文要求，省内不再单独开展绿电集中

竞价或滚动撮合交易。

45. 原规则：5.6 带补贴新能源参与绿色电力交易前，无补贴新能源参与绿色电力交易的环境溢价原则上为绿电交易综合价格与保障性收购电价之间的差值；带补贴新能源参与绿色电力交易后，新能源参与绿色电力交易的环境溢价原则上为绿电交易综合价格与省内其他中长期市场交易均价的差值。

市场初期绿电零售套餐综合价格按照普通零售套餐价格约束执行。结合绿色电力交易发展建设情况，研究取消绿电零售套餐综合价格的价格区间有关约束，充分体现绿证价值。

修改为：绿电零售套餐在普通零售套餐的基础上，需额外约定绿电电量、绿证价格等要素。

修订说明：删除第一段，按照绿电专章规范相关条款。第二段零售套餐可以在基础套餐基础上额外约定绿证价格，不受现有套餐约束。

46. 原规则：6. 交易组织

6.1.5 参与绿色电力交易的经营主体应按规定申报绿色电力电量、电价等信息。

6.3.1 在开展绿色电力批发交易前，售电公司需要与零售用户在零售交易平台签订绿电零售套餐，零售合约中应明确绿电交易购买绿电电量、综合电价及其电能量价格和绿证价格，售电公司据此在批发市场代为购买绿电。

6.3.3 若售电公司批发侧获得的绿电交易合同超过或少于绿电零售合同的绿电总量，产生的偏差由有责方向无责方赔付。

修改为：6.1.5 参与绿色电力交易的经营主体应按规定申报绿色电力电量、电能量价格、绿证价格等信息。

6.3.1 在开展绿色电力批发交易前，售电公司需要与零售用户在零售交易平台签订绿电零售套餐，零售合约中应明确绿电交易购买绿电电量、综合电价、电能量价格、绿证价格等信息，售电公司据此在批发市场代为购买绿电。

删除 6.3.3（该部分将在 6.4 进行说明）

修订说明：与《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（三）价格机制。《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》（京电交市〔2024〕59 号）第六十九条保持一致。

47. 原规则：6.2.4 无补贴新能源未进入现货市场前，与不参与现货用户开展绿色电力交易的，可不必申报交易曲线；与参与现货用户开展绿电交易的，交易曲线采用标准典型曲线。标准典型曲线原则上为风电全天一条直线，光伏白天 8-16 时一条直线，结合实际适时调整。

修改为：删除该条款。

修订说明：136 号文落地后新能源全部入市采用分时交易方式。

48. 原规则：6.4 绿证偏差处理机制

修改为：删除该部分。

修订说明：电能量与绿证已进行分别结算的模式，绿证偏差部分的费用不再进行全额支付，无需再开展绿证偏差补充交易。

49. 原规则：8.4 绿色电力交易电能量与绿证分开结算...。

修改为：8.4 绿色电力交易电能量与绿证分开结算:

（1）绿色电力交易合约作为经营主体中长期合约的一部分，电能量部分按照《电力市场计量结算实施细则》中相关规定进行结算。

（2）绿证按照当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量（考虑线损因素），以绿证价格结算。

修订说明：平价新能源已纳入现货结算规则体系，无需再单独制定结算模式。

50. 原规则：8.5 绿色电力交易合同结算分为三个阶段，第一阶段以批零两侧绿电交易合同进行结算，第二阶段以批零两侧绿证偏差交易合同进行结算，第三阶段开展绿证偏差赔付结算。

8.6 绿证赔付偏差量为绿色电力交易合同量与最终获得绿证量的差。

$$Q_{\text{绿证赔付偏差}} = Q_{\text{绿电合同}} - Q_{\text{绿电交易合同执行绿证}} - Q_{\text{绿证偏差交易执行绿证}}$$

修改为：删除相关内容

修订说明：该部分为绿证偏差交易的相关处理规则，该交易已取消。

51. 删除规则：8.9 通过绿证偏差交易，经营主体售出/购买的绿证仍与绿电交易合同存在偏差的，则按照相关合同约定的绿证偏差补偿条款赔付；未约定绿证偏差补偿条款的，按照合同约定的绿证价格的 2 倍进行赔付。

8.10 绿色电力交易偏差损益纳入市场结构平衡费用

修订说明：暂不开展绿证偏差处理。绿电交易不使用综合价格结算，所以偏差损益不纳入市场结构平衡费用。

52. 原规则：8.8 批发侧取小计算原则为按照售电公司代理所有签订绿电零售合同的零售用户、或独立批发用户分解到该笔合同的实际用电量、发电企业分解到该笔合同的实际上网电量以及双方之间的合同电量三者取小确定。

修改为：

8.8 批发侧取小计算原则为按照售电公司代理所有签订绿电零售合同的零售用户、或独立批发用户分解到该笔合同的实际用电量、发电企业分解到该笔合同的实际上网电量**（扣除实际结算机制电量，下同）**以及双方之间的合同电量三者取小确定。

修订说明：与《深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》的通知（晋发改商品发〔2025〕322 号）：“二、（四）完善绿电交易机制绿色电力交易的绿证收益，按当月绿电合同电量、扣除实际结算机制电量最后的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。”内容保持一致。

四、《电力现货市场实施细则》

53. 引用文件

增加“《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《国家发改委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）”。

修订说明：补充国家新印发的政策文件。

54. 3.术语定义

原规则：（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...

修改为：

（19）“分布式电源类”虚拟电厂：指虚拟电厂运营商聚合分布式光伏、分散式风电、电源侧储能等资源，作为一个整体组建虚拟电厂，对外呈现为电源状态，提供发电及电源灵活响应调节服务。

（20）“负荷类”虚拟电厂：指虚拟电厂运营商聚合用户侧可调节负荷、电动汽车、用户侧储能等资源，作为一个整体组建成虚拟

电厂，对外呈现为负荷状态，提供负荷侧灵活响应调节服务。

（21）“源荷类”虚拟电厂：指虚拟电厂运营商按照源网荷储一体化、绿电园区、微电网等项目要求，聚合一定比例的新能源、用户及配套储能，作为一个整体组建成虚拟电厂，应具备自主调峰、调节能力，可为公共电网提供调节服务。

55. 市场成员、参与现货交易需具备的技术条件

原规则：

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、抽蓄电站、新型储能和虚拟电厂等，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、水电厂等）、电力用户、售电公司、抽蓄电站、新型储能、虚拟电厂等为参与现货交易的经营主体。

经营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、控制等技术条件，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。对于新投产的发电企业在当月15日前获得发电业务许可证后，应及时通知山西电力交易中心，经向市场公示后，次月起准入市场，自主选择参与中长期交易和现货交易。

山西电力交易中心与国网山西省电力公司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经营主体公布，经营主体根据现行规定进行资金结算。各经营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《电力市场准入与退出管理实施细则》。

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。

各经营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《电力市场准入与退出管理实施细则》。

修订为：

4. 市场成员

现货市场成员包括电网企业和市场运营机构、各类发电企业、电力用户、售电公司、抽蓄电站和新型经营主体（新型储能、虚拟电厂等）。

修订说明：优化文件结构，将市场准入和技术条件要求相关内容统一纳入《电力市场准入与退出管理实施细则》。

56. 原规则：7.1.2.1 机组运行参数

（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、山西能源监管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;

（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）供热机组在非供热期（4月至10月，具体时期根据山西能源监管办和地方政府实际要求调整）的最大技术出力、最小技术出力，单位为MW;

（10）供热机组在供热期（11月至次年3月，具体时期根据山西能源监管办和地方政府实际要求调整）的最大技术出力、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。

修改为:

（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。最大技术出力为额定功率，最小技术出力为灵活性改造验收的最小稳定技术出力，未完成灵活性改造的机组最小技术出力为额定功率的 50%。

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟;

（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）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;

（10）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;

（11）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。

修订说明：规范表述。

57. 原规则：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。

修改为：电力调度机构应根据机组检修批复情况，在竞价日 8:30 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 9:30 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。机组发生非停 24 小时内，竞价日 8:00 前可向电力调度机构申请变更机组状态。

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。

修订说明：按照省内电力现货市场实际运营情况完善规则。

58. 新增：5. 日前省内现货交易

日前省内现货交易分日前可靠性机组组合及发电计划和日前市场经济出清两个环节组织。

日前可靠性机组组合及发电计划，以调度日前负荷预测作为需求，全部发电侧主体、新型经营主体参与，集中优化出清形成运行日开停机机组组合和发电计划、分时节点电价，不用于结算，用户侧统一结算点分时电价应向社会公布。暂不参与实时市场出清的虚拟电厂、抽蓄电站、新型独立储能等经营主体，在运行日执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。开展日内滚动优化运行时，执行日内滚动优化出清发用电计划。

日前市场经济出清以经营主体在可靠性机组组合及发电计划环节申报的量价信息为基础，发电侧主体、新型经营主体、用户侧主体（含批发用户、售电公司）等经营主体均自愿参与。日前市场经济出清出清结果作为日前省内现货市场结算依据。

修订说明：按照日前市场经济出清与可靠性机组组合分开修改有关内容。

59. 原规则：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。

（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。

（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。

修改为：

日前负荷预测包括次日 96 点省网负荷曲线预测、96 点的 220 千伏母线负荷预测，居民、农业及代理购电负荷预测。

（1）省网负荷预测

省网负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的省网负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日全网的日省网负荷预测，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。

（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。

（3）居民、农业及代理购电负荷预测

电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。

修订说明：分布式新能源直接参与现货市场后，现货市场平衡口径由直调平衡调整为省网平衡，规则体系中“统调负荷预测”统一调整为“省网负荷预测”；按照《电力现货市场基本规则（试行）》修订居民、农业及代理购电负荷预测有关内容。

60. 原规则：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。

修改为：

新能源预测出力是集中式新能源场站、直接参与现货市场的

分布式新能源场站、分布式电源类虚拟电厂自主申报的次日 96 点发电预测曲线的总加值。

修订说明：新能源报量报价参与现货市场后，功率预测曲线不再作为日前现货市场组织的边界条件优先出清，优化相关规则表述。

61. 原规则：7.1.2.6 新能源机组发电预测

竞价日 8:00 前，各新能源场站需向调度机构申报次日 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。

修改为：

竞价日 8:00 前，集中式新能源场站、直接参与现货市场的分布式新能源场站、分布式电源类虚拟电厂需向调度机构申报次日 96 点发电预测曲线，作为日前可靠性机组组合组织的申报信息。

修订说明：新能源报量报价参与现货市场后，功率预测曲线不再作为日前现货市场组织的边界条件优先出清，优化相关规则表述。

62. 原规则：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。

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。

修改为：

5.2.1.5 未参与现货市场机组的计划申报

未参与现货市场的自备电厂、煤层气电厂、水电厂等机组，在 D-2 日申报未来 3 日（D 日、D+1 日、D+2 日）96 点发电计划曲线，如未申报，则默认采用前一日申报结果填补。

修订说明：按照市场运行实际完善规则。

63. 原规则：7.1.1 日前电网运行边界条件准备

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。

修改为：电力调度机构根据系统运行需要，设置电网运行最小正备用、负备用。日前可靠性机组组合及发电计划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。

修订说明：现阶段不开展分区优化，暂不设置分区旋备。删除“分区旋备要求”，以及相关的计算公式（7.6.1）。

64. 发电机组最早可并网时间

原规则：

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。

修改为：

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 00:15。

修订说明：优化发电机组最早可并网时间缺省值。

65. 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，未来 5 日的风电、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〔含系统安全备用 148 万千瓦(依据上级调度文件调整)，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《电力系统安全稳定导则》（ GB/T 38755-2019）、《电力系统技术导则》（ GB/T 38969-2020）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。保留系统安全备用 148 万千瓦（依据上级调度文件调整），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。

修改为:

5.3 事前信息发布

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。若遇特殊情况需延迟披露的，市场运行机构应发布延迟披露原因。主要信息包括:

（1）96 点省网负荷预测曲线,非市场化用电曲线,未来 5 日的风电、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〔含系统安全备用 R_load 万千瓦（154 万千瓦，依据上级调度文件调整），以及新能源负荷备用〕、负备用需求;

（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《电力系统安全稳定导则》（ GB/T 38755-2019）、《电力系统技术导则》（ GB/T 38969-2020）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。保留系统安全备用 R_load 万千瓦（154 万千瓦，依据上级调度文件调整），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。新能源负荷备用按 96 点（D 日按 96 点，D+1 日及以

上按出清算法所采用的分时颗粒度)风电短期预测值的20%留取，同时，预估D日可能出现新能源弃电时段的新能源负荷备用按0留取。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（当出现电力平衡紧张需省间购电时，暂不执行本条）。上述信息均作为开市前信息向市场发布。

修订说明: 按照华北分中心备用留取最新文件要求更新参数；省内电力平衡紧张时不因保电要求增加省间现货购电电量。

66. 原规则：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。电力交易中心平台具备条件后，所有经营主体的申报均按调度单元通过交易平台开展。

修改为：日前可靠性机组组合及发电计划出清按日开展，经营主体需在规定时间前通过电力交易平台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作为申报信息。同时选择是否参与日前市场经济出清，未选择参与日前市场经济出清的经营主体不参与日前市场经济出清。

对于火电机组，无缺省值时，电能量报价按申报价格上限进行填充，启动费用按启动费用上限值进行填充。

对于新能源项目，无缺省值时，电能量报价按申报价格下限进行填充。

对于独立储能，无缺省值时，申报优先模式按“报量不报价”进行填充，96 点充放电出力计划曲线按零进行填充。

对于“负荷类”虚拟电厂，无缺省值时，电能量报价按申报价格上限进行填充。

修订说明：优化表述，并明确经营主体申报平台为电力交易平台，同时明确了各经营主体无缺省值时的处理方式。

67. （2）火电机组申报

原规则：

6.3.1 调频市场与现货能量市场的协调

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的供热运行下限。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。

修改为：

火电机组在日前可靠性机组组合及发电计划中按照五个时段

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的供热运行下限。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。

修订说明：完善规则表述。

68. 原规则：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

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。

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。

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。

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%、可高于政府核定的供热上限但不高于装机容量。

修改为:

竞价日 9:30 前，各发电侧主体、新型经营主体必须通过电力交易平台完成日前可靠性机组组合及发电计划申报。各发电侧主体、新型经营主体应滚动申报未来三天（遇节假日按照参与省间现货市场需要填报）的现货市场价格信息。若该主体未按时申报，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

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、最小停机时间，每日申报一次。煤电机组最小在线运行时间申报范围为 24-72 小时，最小停机时间申报范围为 4-24 小时。燃气电厂以全厂为单元参与现货市场，其申报纳入现货市场出清、接受调度指令和执行交易结果。燃气电厂最小在线运行时间申报范围为 1-4 小时，最小停机时间申报范围为 1-3 小时。非供热季，允许燃气电厂申报最大在线运行时间，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。

允许火电机组自行申报分五个时段的运行上限，申报数值不得低于机组最小技术出力（供热期为核定供热下限），不得高于装机容量。晚高峰（16:00-21:00）时段申报运行上限作为次日煤

电容量补偿的机组最大出力申报值。

修订说明：优化现货电能量市场与容量补偿机制的衔接。

69. 新能源场站申报

原规则：（2）新能源场站申报

平价、扶贫、分布式等未入市的新能源场站，可自愿选择参与市场。选择入市后，不得退市，并需同步参与中长期市场、现货市场、市场运营费用的分摊与返还。

新能源场站按照“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。电力交易中心平台具备条件后，新能源场站在向调度机构申报功率预测曲线的基础上，还需向交易平台申报次日96点的交易曲线，将功率预测曲线申报与交易曲线申报解耦。参与市场的分布式新能源场站需在现货市场开市前申报次日96点的发电曲线，在未安装功率预测系统的情况下，其日前现货申报数据同时作为次日功率预测数据应用。

具备条件时，允许新能源场站按年度自主选择以“报量报价”方式参与现货市场，未选择“报量报价”方式时，仍可按照“报量不报价”方式参与现货市场。选择“报量报价”方式时，新能源场站需在0至装机容量之间自行选择3-10段进行量价曲线申报，并仍可按规则参与政府定价电量分配。现货市场出清计算时，在满足安全约束条件的基础上，按照价格优先原则安排各主体发

电空间，当火电和新能源报价相同时，优先安排新能源出清；新能源出清出力不超过该时段申报的功率预测出力。新能源因报价原因引起的弃限电不纳入统计。新能源“报量报价”参与现货市场，与新能源优先发电梯次管理之间的协调规则另行明确。

新能源配建储能按联合方式运行。具备独立控制条件时（见附件 2《新能源配建储能转独立储能运行管理要求》），配建储能可自愿转为独立储能运行，并按独立储能规则参与现货市场。

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。若因极端天气等不可抗力导致场站全站发电设备停运，且无法通过技术支持系统申报曲线的，应及时向市场运营机构提交书面（盖章）报告，相关情况经核实后，其停运时段对应的现货市场申报曲线可按 0 处理。

新能源企业因功率预测偏差而额外获利的电费需进行回收，具体内容详见《电力市场计量结算实施细则》。

为进一步加强新能源场站涉网安全管理，发挥市场的调节引导作用，保障电力系统和现货市场的平稳运行，将新能源涉网试

验完成情况纳入市场运营费用的分摊与返还。对于已完成涉网试验的新能源场站，以及已开展相关试验或承诺按期完成相关试验的新能源场站，可按照现有规则参与市场运营费用的分摊与返还。对于未完成或未开展涉网试验的新能源场站，以及未按照承诺日期完成涉网试验的新能源场站，按照其月度上网电量（扣除省间现货电量）的 1.2 倍参与机组启动费用、调频量价补偿费用、市场结构平衡费用、阻塞平衡费用的分摊；不再参与新能源超额获利回收费用的返还。

修改为：

（2）新能源场站申报

集中式新能源场站以“报量报价”方式参与现货市场。直接或聚合为“分布式电源类”虚拟电厂参与现货市场的分布式新能源场站，以“报量报价”方式参与现货市场，以聚合方式申报次日量价曲线，按照集中式新能源管理。未选择直接或聚合为“分布式电源类”虚拟电厂参与现货市场的分布式新能源场站，默认作为价格接受者参与，无需申报价格曲线，暂定以电力调度机构预测的发电预测曲线，作为市场边界信息。作为价格接受者的新能源场站不参与日前市场经济出清。

以“报量报价”方式参与时，新能源场站需在 0 至装机容量之间自行选择 3-10 段进行量价曲线申报。新能源日前可靠性发电计划不超过其该时段短期功率预测值，实时市场沿用日前报价信

息进行出清，实时出清计划不超过其超短期预测值。当无约束边际电价大于现货市场出清下限价时，对新能源和其他类型机组“报量报价”参与电力市场的，采用相同出清规则，按照同价段有效申报容量确定中标电量（有效申报容量指火电在运行上限以下、新能源在短期功率预测、超短期功率预测出力以下申报的报价段容量）。当无约束边际电价等于现货市场出清下限价时，若新能源与其他类型机组报价相同时，按照新能源优先原则确定中标电量，若新能源报价相同时，该交易时段按照保障可再生能源优先调度有关规程确定新能源发电计划。

新能源“报量报价”出清技术条件具备前，新能源场站按照“报量不报价”的方式参与现货。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。电力交易中心平台具备条件后，新能源场站在向调度机构申报功率预测曲线的基础上，还需向交易平台申报次日 96 点的交易曲线，将功率预测曲线申报与交易曲线申报解耦。参与市场的分布式新能源场站需在现货市场开市前申报次日 96 点的发电曲线，在未安装功率预测系统的情况下，其日前现货申报数据同时作为次日功率预测数据应用。

新能源配建储能按联合方式运行。具备独立控制条件时（见附件 2《新能源配建储能转独立储能运行管理要求》），配建储能可自愿转为独立储能运行，并按独立储能规则参与现货市场。

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。若因极端天气等不可抗力导致场站全站发电设备停运，且无法通过技术支持系统申报曲线的，应及时向市场运营机构提交书面（盖章）报告，相关情况经核实后，其停运时段对应的现货市场申报曲线可按0处理。

新能源企业因功率预测偏差而额外获利的电费需进行回收，具体内容详见《电力市场计量结算实施细则》。

修订说明：按照新能源“报量报价”参与现货市场方式完善规则。

70. （3）其他机组申报

原规则：

a.水电机组

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.抽蓄电站

具备条件时，抽蓄电站以“报量不报价”和调度机构“应急调用”相结合的方式参与现货市场。抽蓄电站需在现货市场申报截止前，按单机向调度机构申报次日96点的抽水和放电曲线，作

为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。当抽蓄电站的申报曲线与电网运行实际需求差异较大时，日前出清时调度机构可按需应急调整抽蓄电站的充放电计划，并及时通知抽蓄电站。

抽蓄电站的发电电量按照实时现货市场出清形成的节点电价结算，抽水电量按照实时全网统一结算点电价结算。抽蓄电站暂不参与中长期市场，需参与市场平衡类费用的分摊与返还。抽蓄电站的容量电价按省价格主管部门的相关文件执行。

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。

修改为:

a.抽蓄电站

抽蓄电站可以按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。

选择“报量不报价”时，抽蓄电站需在现货市场申报截止前，按单机申报次日 96 点的抽水和放电曲线，作为边界条件纳入日前可靠性性机组组合和发电计划出清。当抽蓄电站申报的充放电曲

线与电网实际运行需求偏差较大时，为兼顾电力供应和新能源消纳的需求，调度机构可按需应急调整抽蓄电站的充放电出清计划，并及时通知抽蓄电站。

具备选择“报量报价”后，抽蓄电站需在现货市场申报截止前，按单机分别申报抽水状态的量价曲线（3-10 段，现货价格低于报价时抽水）和发电状态的量价曲线（3-10 段，现货价格高于报价时发电），以及抽水、发电运行上下限、上下水库水位等。

修订说明：抽蓄电站结算、中长期、容量电价相关内容参照相关文件执行。新增抽蓄电站“报量报价”参与现货市场。

71. 7.3.1 发电机组申报交易信息

（3）其他发电机组申报

原规则：

f.虚拟电厂

（1）“负荷类”虚拟电厂

1）市场申报

以“报量报价”方式参与现货市场。D-1 日自主选择交易时段分别申报 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。选择申报的交易时段不得超出经过测试试验的时段，按整数小时申报，申报时段时长可以小于测试时段时长但不低于 2 小时，用电负荷上下限可按单个小时分别进行申报；可申报多个

连续调节不低于 2 小时的时段。虚拟电厂未申报调节的时段，采取“报量不报价”的方式申报 D 日用电计划曲线，并作为现货市场价格接受者。

虚拟电厂申报的交易时段内各小时最大、最小用电负荷应满足如下条件：最大用电负荷不超过测试最大用电负荷的 1.2 倍，且最小用电负荷不低于测试最小用电负荷的 0.8 倍。虚拟电厂交易时段内各小时的最大、最小用电负荷也可选择采用历史用电负荷计算最大、最小用电负荷，作为申报值。计算方式如下：统计 D-5 日前 7 个运行日中每日相应小时 4 个 15 分钟的最大值、最小值，将 7 个最大值里的前三较大值的平均值作为相应小时的最大用电负荷，7 个最小值里的三个较小值的平均值作为相应小时的最小用电负荷。

虚拟电厂在 D-1 日申报截止前，未进行电力、电价申报的，则由系统填补缺省值申报，缺省值采用前一个有效申报日的申报数据。

某时段虚拟电厂用电负荷上限、下限、额定调节容量在进入市场前应由运营机构组织相关单位完成测试认证。虚拟电厂按月自主选择次月参与调节的时段时，上限、下限由虚拟电厂自主选择如下两种申报方式之一：采用测试值；或采用以历史用电负荷计算得到的最大、最小值（按照前文规定方式计算形成）。与申报方式相对应，额定调节容量采用测试值，或采用以历史用电负

荷确定的用电负荷上限与下限之差。各时段调节容量应不低于20MW的80%，低于时按16MW作为调节容量值，同时将“前D-5日前7个运行日下限算术均值+16MW”作为负荷上限值。选定两种申报方式之一后，运行月内不可更改申报方式。虚拟电厂的首个运行月需选择采用测试值，次月起可自选，未及时选择确认则默认采用测试值。

2）不参与调节时段

当月不参与调节的时段，现货申报时自行申报该时段的用电计划曲线，相应时段的中长期交易缺额回收、月和旬集中竞价超额申报回收、中长期曲线偏差回收不再放宽，与其他用户正常开展用户侧超额获利回收。

（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%。。

修改为：

以“报量报价”方式参与现货市场。可自主选择参与日内/实时市场，或仅参与日前市场。D-1日申报D日96点（每15分钟）

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”模式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，形成 D 日用电计划曲线。仅参与日前市场的“负荷类”虚拟电厂日内跟踪日前可靠性机组组合及发电计划出清曲线运行。参与日内/实时市场的“负荷类”虚拟电厂，跟踪日内/实时市场滚动出清计划曲线。选择申报调节的交易时段不得超出经过测试试验的时段，按整数小时申报，申报时段时长可以小于测试时段时长但不低于 2 小时，用电负荷上下限可按单个小时分别进行申报；可申报多个连续调节不低于 2 小时的时段。虚拟电厂未申报调节的时段，申报用电负荷上下限按照批发用户、售电公司有关要求执行。

虚拟电厂申报调节的交易时段内各小时最大、最小用电负荷应满足如下条件：最大用电负荷不超过测试最大用电负荷的 1.2 倍，且最小用电负荷不低于测试最小用电负荷的 0.8 倍。虚拟电厂交易时段内各小时的最大、最小用电负荷也可选择采用历史用电负荷计算最大、最小用电负荷，作为申报值。计算方式如下：统计 D-5 日前 7 个运行日中每日相应小时 4 个 15 分钟的最大值、最小值，将 7 个最大值里的前三较大值的平均值作为相应小时的最大用电负荷，7 个最小值里的三个较小值的平均值作为相应小时的最小用电负荷。

虚拟电厂在 D-1 日申报截止前，未进行电力、电价申报的，则由系统填补缺省值申报，缺省值采用前一个有效申报日的申报

数据。

某时段虚拟电厂用电负荷上限、下限、额定调节容量在进入市场前应由运营机构组织相关单位完成测试认证。虚拟电厂按月自主选择次月参与调节的时段时，上限、下限由虚拟电厂自主选择如下两种申报方式之一：采用测试值；或采用以历史用电负荷计算得到的最大、最小值（按照前文规定方式计算形成）。与申报方式相对应，额定调节容量采用测试值，或采用以历史用电负荷确定的用电负荷上限与下限之差。各时段调节容量应不低于5MW 的 80%，低于时按 4MW 作为调节容量值，同时将“前 D-5 日前 7 个运行日下限算术均值+4MW”作为负荷上限值。选定两种申报方式之一后，运行月内不可更改申报方式。虚拟电厂的首个运行月需选择采用测试值，次月起可自选，未及时选择确认则默认采用测试值。

2）不参与调节时段

当月不参与调节的时段，现货申报时自行申报该时段用电负荷上下限以及递减的 3-10 段用电电力-价格曲线，用电负荷上下限按照批发用户、售电公司有关要求执行。相应时段的中长期交易缺额回收、月和旬集中竞价超额申报回收、中长期曲线偏差回收不再放宽。

（2）“源荷类”虚拟电厂

“源荷类”虚拟电厂原则上以“报量报价”方式参与市场。

作为发电和用电的结合体，“源荷类”虚拟电厂申报负荷状态下的 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。国家或我省政策明确要求某一类型“源荷类”虚拟电厂以“报量不报价”方式参与时，该类“源荷类”虚拟电厂申报发用电曲线作为边界出清，除发生影响公用系统安全稳定运行的突发情况外，按照其自主安排的发电曲线运行。在电网弃限电时段，“源荷类”虚拟电厂不允许向电网发送电。

“源荷类”虚拟电厂可自主选择参与日内/实时市场，或仅参与日前市场。仅参与日前市场的“源荷类”虚拟电厂实时跟踪日前可靠性机组组合及发电计划出清曲线运行，按照实时市场价格结算。参与日内/实时市场的“源荷类”虚拟电厂，跟踪日内/实时市场滚动出清计划曲线，按照实时价格结算。

（3）“分布式电源类”虚拟电厂

“分布式电源类”虚拟电厂参照集中式新能源交易模式参与中长期、现货及辅助服务市场，以“报量报价”方式参与现货市场，在 0 至聚合装机容量范围内申报 3-10 段电力-价格曲线，日前可靠性机组组合及发电计划出清电力不得超过其短期功率预测值，实时市场采用日前可靠性机组组合及发电计划申报的报价信息，出清计划不得超过其超短期功率预测值。

修订说明：结合用户报量报价参与市场，调整“负荷类”虚

拟电厂参与现货市场方式。增加“分布式电源类”“源荷类”虚拟电厂参与现货市场方式。

72. 原规则：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（含售电公司）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。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。

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。

修改为：删除该条款。

修订说明：日前可靠性机组组合及发电计划以调度省网负荷预测为需求，无需用户侧主体申报交易信息。

73. 缺省申报

原规则：7.3.4 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，火电机组缺省申报价格 3-10 段均为现货市场申报价格上限值。以“报量报价”方式参与现货市场的新能源场站，缺省申报价格 3-10 段均为现货市场申报价格下限值。

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。

以“报量报价”方式参与现货市场的新型独立储能按年申报缺省值，D-1 日未按时在现货市场中申报 D 日量价时，采用缺省值填报。

修改为：

缺省申报参数指参与日前可靠性机组组合及发电计划的经营主体未按时在电力交易平台申报时所采用的默认量价参数。

火电机组、独立储能、抽蓄电站按年申报缺省值，可按月调整，D-1 日未按规定时间在电力交易平台申报 D 日量价时，采用缺省值填报。

以“报量报价”方式参与现货市场的新能源场站、分布式电源类虚拟电厂，缺省申报价格 3-10 段均为现货市场申报价格下限值，缺省功率预测曲线按照申报功率预测曲线填报。

虚拟电厂缺省申报值采用前一个有效申报日的申报数据。

修订说明：完善缺省申报方式。

74. 原规则：7.4.3 日前可靠性机组组合及发电计划出清

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，反映经营主体交易意愿。

修改为：电力调度机构将次日省网负荷预测曲线、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，考虑全网正、负备用要求、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，得到日前可靠性机组组合及发电计划出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价。

修订说明：日前可靠性机组组合及发电计划环节，安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）均采用调度省网负荷预测。

75. 原规则 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》。

7.11 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。

修改为：

竞价日 11:00 前，电力调度机构完成日前可靠性机组组合及发电计划预出清，并适时对机组启停计划进行预通知。

竞价日 17:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前可靠性机组组合及发电计划出清结果，按规则通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台和信息披露平台向市场发布。

修改为：按照《电力市场信息披露基本规则》完善规则表述。

76. 新增内容：日前市场经济出清交易组织

日前市场经济出清在日前可靠性机组组合及发电计划确定的开机组合基础上，采用集中优化出清的方式组织开展，市场经营主体（火电机组应为可靠性机组组合确定运行日开机的机组）均可自愿选择参与，居民、农业用电、非市场化发电计划、联络线计划等作为边界条件。

5.5.1 交易申报

发电侧主体、新型经营主体参与日前市场经济出清的量价信息与日前可靠性机组组合及发电计划申报信息一致。

批发用户、售电公司与代理购电用户自愿参与日前市场。

5.5.1.1 批发用户、售电公司

竞价日 9:30 前，参与日前市场经济出清的批发用户、售电公

司在电力交易平台中申报运行日 96 点（每 15 分钟）分段量价曲线。若未按时申报，则默认不参与日前市场经济出清。具体要求如下:

（1）第一段起始负荷为 0，最后一段报价点对应的电力作为用户的最大用电需求。报价段数不超过 5 段，每一段报价的起始负荷应等于上一段报价的结束负荷，两段报价衔接点对应报价属于前一段报价。各段报价不可超过申报价格上限、下限限值，且随着电力负荷增加，每一段报价必须单调非递增。用户申报电价的最小单位是 10 元/MWh，申报电力的最小单位是 0.01MW。

（2）批发用户、售电公司申报最大用电负荷不得超过其实际报装容量。

（3）批发用户、售电公司应按照出清节点（220 千伏母线）申报用电价格曲线。不具备按出清节点申报用电价格曲线的批发用户、售电公司，可申报总用电价格曲线和各节点负荷分配比例。依据其对应节点负荷分配比例，将总申报用电价格曲线等比例分解至各节点。

鼓励拥有装机容量 200MW 以上燃煤自备电厂的 110kV 及以上电压等级的用电企业，作为批发用户参与现货市场交易，在日前申报量价信息，申报规则同直接参与现货市场的电力用户。

5.5.1.2 电网企业代理购电用户

电网企业选择参与日前市场经济出清时，应在竞价日 9:30 前

通过电力交易平台申报运行日代理购电用户 96 点用电负荷曲线。用电负荷曲线下限为 0，上限为代理用户实际报装容量。未进行代理购电用电负荷申报时，默认代理购电用户日前市场量为 0。

5.5.2 日前市场经济出清

电力调度机构在日前可靠性机组组合及发电计划出清确定的开机组合的基础上，采用安全约束经济调度（SCED）算法对申报参与日前市场经济出清的经营主体，开展集中优化出清，得到日前市场发用曲线和分时电价，并作为结算依据。

5.5.2.1 日前市场经济出清数学模型

日前市场经济出清模型与本实施细则 5.4.3.1 节一致。

5.5.2.2 特殊机组在日前市场经济出清中的出清机制

（1）必开机组

必开机组日前最小必开出力曲线以下保障优先出清，不参与市场定价。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报价参与优化出清。

（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源监管办核定的供热下限至供热上限/装机容量之间的发电能力，根据机组的电能量报价参与优化出清。

（3）调试（试验）机组

1）调试阶段的新建机组

调试运行期内（自并网时间点起至进入商业运营时间点止），火电机组按照调试需求安排发电,作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件；调试运行期的新能源按照预测出力安排发电，调试时段按照调试需求安排发电，作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件。进入商业运营但未准入市场的机组，根据电网运行安全和保供需要、民生供热要求、机组试验、促进新能源消纳等需求等安排发电，其中火电机组原则上按照最小技术出力安排发电，新能源按照预测出力安排发电，通过信息披露平台向市场主体公布具体发电计划及原因。

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。

（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，按照其报价参与市场出清，确定其发电出力。

（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。

经营主体不能参与定价的情况有: 机组已达到最大爬坡能力。机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

5.5.3 交易结果发布

（1）交易结果校核

为保障电力现货市场运行平稳，维护市场经营主体合法权益，

初期对日前市场经济出清交易结果设置校核环节，交易结果通过校核的，予以正式发布，作为结算依据；未通过校核的，当日日前市场经济出清交易结果不予发布。

日前市场经济出清交易结果同时满足以下两个要求的，认为交易结果与电力实际运行平衡形势相符合，通过校核：

1）日前市场经济出清的统一结算点电价算术平均值与日前可靠性机组组合及发电计划的统一结算点电价算术平均值正负偏差不超过γ。

2）日前市场经济出清与日前可靠性机组组合及发电计划的节点电价算术平均值正负偏差超过δ的发电侧节点占全部发电侧节点的比例不高于ε。

其中γ、δ、ε根据市场运行情况动态调整，暂定20%。

（2）交易结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前市场经济出清交易结果，经校核后，按规则通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台和信息披露平台向市场发布。

77. 新增日内滚动优化

6. 日内滚动优化

6.1 组织方式及时间

日内滚动优化基于最新的电网运行状态与新能源、负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件

等因素，在日前可靠性机组组合基础上，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行计算，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源，以满足系统平衡要求。

电力调度机构在运行日滚动优化得到灵活调节资源的发用电调度计划（含机组开机组合、运行时刻开始至当天 24 点的出力曲线），通过电力交易平台和调度运行技术支持系统向经营主体发布相关信息，并将调整后的发用电调度计划下发至各经营主体。

日内滚动优化出清机组启停的，相关机组要严格执行出清结果启停。暂不参与实时市场出清的虚拟电厂、抽蓄电站、新型独立储能等经营主体，在运行日执行日内滚动优化出清结果。日内滚动优化运行初期，暂不开展机组组合优化调整。

灵活调节资源是指电力调度机构能在短时间内（6 小时以内）实现快速、准确地调控，满足电网供需平衡要求的资源。现阶段主要包括独立新型储能、抽水蓄能机组、虚拟电厂、及自主申报可在短时间内开机运行的直调燃煤、燃气机组。

原则上日内滚动优化每日定时开展。电力调度机构在运行日组织 3 次灵活调节资源参与的日内滚动优化，滚动优化时段分别为 0 点至当天 24 点、9 点至当天 24 点、15 点至当天 24 点，电力调度机构分别在运行日前一日 23:45 和运行日 8:45、14:45 前通过电力交易平台和电力调度运行技术支持系统发布日内滚动优化出清结果。市场初期，电力调度机构可根据需要适时开展日内滚

动优化。

6.2 边界条件

6.2.1 日内机组运行边界条件准备

日内滚动优化中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核确认后，在调度现货及辅助服务市场技术支持平台中对日内滚动优化的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行日内滚动优化出清计算。

6.2.1.1 日内发电机组物理运行参数变化

日内滚动优化采用日前市场封存的发电侧、新型经营主体申报信息进行出清，各经营主体在日内滚动优化中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前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。

6.2.1.2 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力上升至最小技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

6.2.1.3 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日内滚动优化出清计算。

6.2.1.4 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日内滚动优化出清计算。

6.2.1.5 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。

6.2.1.6 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。

6.2.1.7 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。

6.2.1.8 新能源出力预测曲线

新能源机组申报的日内短期出力预测曲线。

新能源场站（含配建储能）基于最新的运行和气象数据，对日前新能源出力预测数据进行修正，分别在运行日前一日 23:15 及运行日 08:15 和 14:15 前更新运行日剩余时段的新能源出力预测曲线，用于日内滚动优化出清计算。新能源场站上报的预测数据以每次日内市场出清前最近一次更新的数据为准。若新能源场站未在规定时间内更新数据，则默认采用日前上报数据。

6.2.1.9 新型储能荷电状态

以“报量报价”方式参与现货市场的独立新型储能电站参与日内滚动优化起始时刻的荷电状态，等于其上一时刻结束时荷电

状态的出清值；在运行日结束时刻的荷电状态等于其日前申报的期望值。

6.2.2 日内电网运行边界条件

6.2.2.1 日内短期负荷预测

日内短期省网负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天24 点的省网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对日内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。

日内短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天24 点的 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。

电力调度机构根据日内实际情况，分别在运行日前一日 23:15 及运行日 08:15 和 14:15 前更新日内短期省网用电负荷预测和日内短期母线负荷预测数据。

6.2.2.2 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，作为日内滚动优化出清的边界条件。

6.2.2.3 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日内滚动优化出清的

边界条件。

6.2.2.4 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。

6.2.2.5 运行备用

日内电网运行备用与日前电网运行备用要求一致。

6.2.2.6 电网安全约束

日内滚动优化使用的安全约束条件与日前可靠性机组组合及发电计划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，经电力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。电网安全约束条件更新后，电力调度机构应在每次滚动优化出清前按照规定进行披露发布。

6.3 日内滚动优化出清、安全校核与调度计划发布

日内滚动优化安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型与日前可靠性机组组合及发电计划所用安全约束机组组合（SCUC）模型、日前安全约束经济调度（SCED）模型 SCUC 一致。日内滚动优化不出清价格，以实时市场出清价格进行结算。

日内滚动优化的安全校核与本实施细则 5.4.3.3 节一致。

电力调度机构将日内滚动优化出清结果发用电计划通过电力交易平台和电力调度运行技术支持系统发布。

78. 原规则：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物理边界条件，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。

修改为：

实时现货市场定位为在日前可靠性机组组合及发电计划出清的基础上，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可靠性机组组合及发电计划封存的发电侧主体、新型经营主体申报信息，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

省调峰交易结果等物理边界条件，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。

修订说明：完善各市场间衔接机制。

79. 原规则：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。

修改为：

日前可靠性机组组合及发电计划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 7.4.3.2 节一致。

对因电网安全原因必开的机组进行必开机组成本补偿。对必开机组最小必开出力曲线与实际出力曲线的较小值，高于中长期电量分解曲线部分的电量进行补偿，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 分钟时点实时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《电力市场计量结算实施细则》。

80. 8.4.3 原规则：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。

修改为：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。电力调度机构可根据以下情况进行相应调整，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。

81. 原规则：8.7 实时运行调整

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。

修改为：

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，并按照相关要求在信息披露平台进行信息披露。

修订说明：按照《电力现货市场基本规则》要求完善表述。

82. 原规则：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六类对市场披露，具体为市场边界信息、市场参数信息、市场预测信息、市场申报信息、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；市场申报信息、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，用户侧日前申报总加曲线等。

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。

修改为：

9. 现货市场信息披露

落实《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）精神及我省相关规定，发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（独立储能等）、电网企业和市场运营机构应严格按要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

修订说明：《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56号）已废止，相关表述与实际情况不相符。

83. 原规则：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。

次日可恢复并网且未通过日前现货市场出清中标的，经请示调度机构同意后，可于次日并网，不给予机组启动费用补偿。

其他情况，按照现货规则参与日前市场申报。

修改为：

运行日机组发生故障停运，故障当日和次日可恢复并网的，请示电力调度机构同意后，可直接并网，不给予机组启动费用补偿。其他情况，按照现货规则参与日前市场申报，执行交易结果。

修订说明：按照实际情况完善规则表述。

84. 原规则：8.2.1.6 电网安全约束

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。

修改为：

（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，后续按该断面限值按照一定比例控制断面潮流进行实时市场出清，其中 500 千伏断面按照 90%-97%控制，220 千伏按照 90%-95%控制。

修订说明：不同电压等级的设备控制要求不同，对于 500 千

伏湖关三回，若按照 90%控制，断面限额由 500 万千瓦改为 450 万千瓦，改动幅值较大，对实时市场影响较大。建议不同电压等级的断面设置不同的限值幅度，电力调度机构可根据实际情况，调整限额比例，满足电网安全运行要求，同时也有助于减少日内人工干预的频次，避免市场主体的质疑。

85. 原规则：8.9.2

（2）日内调用

日内预测或发生电力平衡紧张、电力系统发生安全事故、存在电力系统重大风险需开展电网预处置及其他必要情况时，调控机构可应急调用新型储能电站（含独立储能电站、新能源配建储能电站），调整日内充放电曲线或下达充放电指令。

建议修改为：

（2）日内调用

日内预测或发生山西电网或上级电网电力平衡紧张、电力系统发生安全事故、调度机构或相关政府部门要求的演练、存在电力系统重大风险需开展电网预处置及其他必要情况时，调控机构可应急调用新型储能电站（含独立储能电站、新能源配建储能电站），调整日内充放电曲线或下达充放电指令。

修订说明：根据相关政府部门、上级调度机构或本级调度机构要求，组织开展新型储能的应急演练或集中调用，这种情况会一定程度上影响新型储能的收益，由于该情况是电网运行需求导致，

目的类似于保平衡保安全，纳入应急调用场景。

86. 新增内容：8.9 新型储能电站应急调用

8.9.1 应急调用原则

（1）在电力平衡紧张、电力系统发生安全事故、存在电力系统重大风险需开展电网预处置及其他必要情况时，电力调控机构可应急调用所有调管范围内的新型储能。

（2）应急调用期间，新型储能电站退出有偿一次调频服务和二次调频市场。

（3）对参与现货市场运行的新型储能电站进行成本补偿。

修订说明：新型储能电站在应急调用期间执行调度下达的计划指令，无法根据网间潮流波动实时调整出力。

87. 原规则：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（16:00-21:00）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《电力市场计量结算实施细则》规定执行。

修改为：删除该条款。

修订说明：按照国家煤电容量电价政策，2026 年各地煤电容量电价执行比例将提升至不低于 50%，结合多类型电源容量市场的建立，能够有效约束企业做好机组管理。

88. 与中长期市场衔接机制方面

原规则：

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等政府定价电量分解至日和

时段。新能源企业应在每年末向调度机构一次性申报下一年度每个月选择参与政府定价电量分配的意愿，申报截止后下一年度内不得修改或调整。年内入市的新能源企业应在当月完成该年度剩余月份各月是否选择参与政府定价电量分配的申报。具体申报时间以交易中心公告为准。

在现货市场申报前，各发电企业的中长期交易电量须分解为交割日的分时电量结算曲线。对于参与现货交易的集中式平价新能源、分布式新能源若选择参与优先发电电量，列为第一梯次，其他新能源项目列为第二梯次。

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)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、未入市的新能源项目（以未入市新能源发电功率预测曲线剔除绿电成交合同后形成的曲线作为分解依据）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，其偏差部分的实

际结算价格按照现货市场价格结算，核定供热下限电量仍按照政府定价执行。

（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，向选择保留政府定价电量的新能源企业分配。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。

（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（剔除绿电成交合同），占该时段全部新能源企业功率预测的比例进行分配，并不超过新能源企业预测功率。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）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。

修改为：

8.1 中长期与现货市场衔接

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。竞价日现货市场申报前，各经营主体的中长期交易成交电量应分解为运行日的分时电量结算曲线。

燃气电厂政府定价电量分配方式如下：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，其偏差部分的实际结算价格按照现货市场价格结算，核定供热下限电量仍按照政府定价执行。

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。

修订说明：新能源全面入市后，新能源不再有政府定价电量，仅燃气电厂在供热期存在政府定价电量分解的问题。

89. 与省间现货市场衔接机制

原规则：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预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。鼓励新能源企业在消纳困难时，积极申报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。

优化省间现货和省内现货市场的衔接机制。当竞价日（D-1日）省内现货市场预出清的统一结算点价格算术平均值超过二次价格限值上限时，对省调发电机组参与日前省间现货市场实施准入优化管理。具体如下：在日前省内现货市场预出清结束后，在考虑电网安全备用容量的基础上，按照全天96个时段分别计算省调发电机组的总体富余发电能力是否大于该时段外送通道的最大输送容量，若小于，则该时段所有省调发电机组均可参与省间现货市场交易；若大于，则对每个时段分别按照机组预出清负荷率由高到低进行排序，累加机组富余发电能力直至满足该时段外送通道最大输送容量的 1.1 倍为止，以最后一台机组的负荷率为基准，大于等于此负荷率的发电机组可按照富余发电能力参与省间现货市场，其他发电机组该时段不参与省间现货市场。上述机制待技术支持系统具备条件后实施。

修改为：

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**参与省间现货交易日的**发电预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。鼓励新能源企业在消纳困难时，积极申报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。电力调度机构负责对经营主体申报量进行预校核，确保剔除省间现货申报电量后满足省内 96 点最小正备用要求。预校核不通过的时段，按照“价格优先、可再生能源优先”的原则依次调减交易申请。当以上条件均相同时，按照申报电力等比例调减，直至通过预校核。

为应对新能源、负荷多日预测偏差过大导致电力平衡约束无法不满足，预出清无法开展的情况，电力调度机构可根据保安全、保供应、保供热开机以及计划性停运等情况需要，对 D +1、 D +2 日机组进行人工设置开停机状态，确保 D +1、 D +2 日预出清正常开展，服务经营主体参加节假日省间现货交易。D +1、 D +2 日人工设置机组开停仅用于预出清，不作为市场正式出清边界。

省间电力现货交易出清结果作为负荷增量叠加至联络线外送计划，作为省内日前、实时现货市场出清的边界条件。

修订说明：省间现货市场已实施二次价格限制，省调发电机组在省内市场容量持留情况不严重。完善省间现货市场与省内现货市场衔接机制，确保省内现货市场预留正备用满足要求。

90. 调频与现货市场衔接

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（00:00-06:00，

06:00-12:00，12:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00）的系统所需的调频容量和调频机组序列。调频火电机组中标后，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可靠性发电计划曲线。调频火电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。调频火电机组可申报参与省间现货市场。新型独立储能在中标调频市场后，运行上下限要扣除调频中标容量后参与现货电能量市场出清，确定新型独立储能日前充放电计划，待相关技术条件具备后执行。

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（充）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，若调频火电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，具体补偿计算方法见市场运营费用调频量价补偿章节。

若调频火电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或 K 倍基准电价较大者的正差价对该 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，具体补偿计算方法见市场运营费用调频量价补偿章节。

修改为:

调频市场在日前可靠性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（00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00）的系统所需的调频容量和调频机组序列。调频火电机组中标后，需在日前、日内、实时现货市场中预留一定比例的上下调节容量（初期暂定为装机容量的5%），剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定发电计划曲线。调频火电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。调频火电机组可申报参与省间现货市场。新型独立储能在中标调频市场后，运行上下限要扣除调频中标容量后参与现货电能量市场出清，确定新型独立储能日前充放电计划，待相关技术条件具备后执行。

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（充）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，若调频火电机组实际发电出力高于实时现货交易计划，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实时计划的上网电量进行补偿，具体补偿计算方法见市场运营费用调频量价补偿章节。

若调频火电机组实际发电出力低于实时现货交易计划，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或 K 倍基准电价较大者的正差价对该 15 分钟时段机组实时计划超过实际发电的上网电量进行补偿，具体补偿计算方法见市场运营费用调频量价补偿章节。

修订说明：考虑日前市场组织模式调整，增加调频机组中标后在日内、实时市场预留一定比例容量，优化调频量价补偿电量计算方式。

91. 原规则：

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《电力市场计量结算实施细则》。

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源监管办核定的供热下限至供热上限/装机容量之间的发电能力，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。

修改为：

（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报价信息参与优化出清。

（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源监管办核定的供热下限至供热上限/装机容量之间的发电能力，根据机组的报价参与优化出清。

（3）调试（试验）机组

1）调试阶段的新建机组

调试运行期内（自并网时间点起至进入商业运营时间点止），火电机组按照调试需求安排发电,作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件；调试运行期的新能源按照预测出力安排发电，调试时段按照调试需求安排发电，作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件。进入商业运营但未准入市场的机组，根据电网运行安全和保供需要、民生供热要求、机组试验、促进新能源消纳等需求等安排发电，其中火电机组原则上按照最小技术出力安排发电，新能源按照预测出力安排发电，通过信息披露平台向市场主体公布具体发电计划及原因。

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，按照机组在日前可靠性机组组合及发电计划中申报的量价信息，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

（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。

（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。

92. 原规则 8.7 实时运行调整

实时市场运行阶段，因保障电网安全或保障电力平衡等人工调整机组出力偏离实时市场出清结果时，如实际出力高于日前计划出力，相应时段该机组的节点电价调整为实际出力所在容量段的报价和 1.2 倍的统一结算点出清电价（调整后电价不超过 1500 元/兆瓦时）的较小值，且不低于月度及旬中长期分时段限价最小值；如实际出力低于日前计划出力，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。

修改为：

实时市场运行阶段，因保障电网安全或保障电力平衡等人工调整机组出力偏离实时市场出清结果时，如实际出力高于日前可靠性机组组合及发电计划出清计划出力，相应时段该机组的节点电价调整为实际出力所在容量段的报价和 1.2 倍的统一结算点出清电价（调整后电价不超过 1500 元/兆瓦时）的较小值，且不低于机组核定成本；如实际出力低于日前可靠性机组组合及发电计划出清计划出力，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。

修订说明:日前可靠性机组组合及发电计划出清结果不结算，实际出力高于或低于日前可靠性发电计划并不存在经济损失。

93. 原规则：7.1.2.5 发电机组调试及试验计划

（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。

修改为:

（1）新建机组调试

调试运行期内（自并网时间点起至进入商业运营时间点止），火电机组按照调试需求安排发电,作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件；调试运行期的新能源按照预测出力安排发电，调试时段按照调试需求安排发电，作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件。进入商业运营但未准入市场的机组，根据电网运行安全和保供需要、民生供热要求、机组试验、促进新能源消纳等需求等安排发电，其中火电机组原则上按照最小技术出力安排发电，新能源按照预测出力安排发电，通过信息披露平台向市场主体公布具体发电计划及原因。

修订说明：新建机组完成满负荷试运行（D 日）后，并不能参与 D+2 现货市场，需获得发电业务许可证，并取得市场准入资格，次月起准入市场。对于调试完成尚未准入市场机组，需明确调用原则。

94. 原规则：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。

建议修改为：

新增局部市场力缓解措施：

日前可靠性机组组合及发电计划预出清后，根据日前发电机组节点电价加权值和所有同类型机组节点电价加权平均值、发电

机组核定发电成本的对比情况，判断是否触发局部市场力监管。

条件一：若日前发电机组节点电价加权平均值高于所有同类型机组节点电价加权平均值的α倍（暂定1.5，后续根据实际情况适时调整）。

条件二：若日前发电机组节点电价加权值高于该发电机组核定发电成本的β倍（暂定1.5，后续根据实际情况适时调整）。

当发电机组同时满足以上两个条件时，使用机组替换报价Pt对机组报价进行替换。

机组替换报价Pt=机组原始报价*MAX（发电机组核定发电成本，所有同类型机组节点电价加权值）/发电机组节点电价加权值。

以替换后的机组报价，组织开展考虑省间现货市场出清结果的日前可靠性发电计划，日前市场经济出清出清。同时，以替换后的机组报价作为封存信息参与实时市场出清。

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。

95. 新增内容：省间现货紧缺购电

节假日前的工作日开展多日省间现货交易时，表1中“取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的”均调整为“取购电时段省内日前多日预出清价格各日最大值、省内现货上限价格除以1.5、当月代理购电交易价格的较高值”。

修订说明：目前，节假日前的工作日开展多日省间现货交易

时，基于省内现货市场 D 日预出清安全约束机组组合开展 D+1 及后续日期安全约束经济调度出清。由于各主体 D+1 及后续日期省内现货市场未报价（得不到预出清价格）或报价与实际供需不匹配，当 D+1 及后续日期存在电力平衡缺口时，省间购电所参照的预出清价格可能偏低，买不到需求时段的电能。为保障电力供应，研究提出优化省间购电价格申报建议。

96. 六、修订省间购电条款

原规则：

1.1 购电方式

省间电力现货市场购电包括紧缺购电、常规购电和应急调度购电 3 种方式，初期暂由国网山西省电力公司统一代理采购，后期根据市场发展可由批发用户、售电公司自行参与交易。

修改为：

1.1 购电方式

省间电力现货市场购电包括发电企业自主购电和电网企业保供应购电。

省内可再生能源富余或电力平衡紧张时，发电企业不得在省间电力现货交易中买入电能；存在交流断面越限等电网安全稳定风险时，发电企业不得在省间电力现货交易中买入电能。

其中发电企业自主购电申报价格不超过省内现货市场正式申报价格上限的最高值的 2 倍并及时调整，在日前申报电力不得超

过其省内预出清（预计划）出力与申报最小出力之差，在日内申报电力不得超过其计划出力与申报最小出力之差。省间电力现货交易结果纳入跨省区联络线计划，作为省内市场的运行边界。

电网企业保供应购电包括紧缺购电、常规购电和应急调度购电 3 种方式，初期暂由国网山西省电力公司统一代理采购，后期根据市场发展可由批发用户、售电公司自行参与交易。

当电网企业的保供应购电和发电企业自主购电发生在同一时段时，可根据发电企业的购电信息调整量价信息。

97. 原规则：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。

修改为：10.7 市场干预与中止

10.7.1 市场干预条件

市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由政府部门及能源监管机构根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

（一）电力供应严重不足时。

（二）电力市场未按照规则运行和管理时。

（三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

（四）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时。

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。

（二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全

风险较大时。

（三）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

（四）其他认为需要进行市场干预的情形。

10.7.2 市场干预内容

市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向政府部门及能源监管机构备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由政府部门及能源监管机构制定，并在市场交易规则中明确。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本）应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

10.7.3 市场中止和恢复

当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场

恢复到正常运行状态，由政府部门及能源监管机构做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由政府部门及能源监管机构做出是否中止市场的决定并发布。

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经政府部门及能源监管机构同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

10.7.3.1 市场中止条件包括:

（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。

10.7.3.2 当市场中止时，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。

98. 原规则：11.1 二级价格限值

（2）二级价格限值执行方式。当现货日前市场和实时市场出清的用户侧统一结算价的算术平均值均超过P_{sec_upper}元/兆瓦时时，执行二级价格限值。

修改为:

（2）二级价格限值执行方式。当日前和实时市场出清的用户

侧统一结算价的算术平均值连续 3 日及以上（跨月不计入）超过 566 元/兆瓦时时，期间执行二级价格限值。

修订说明：按照电力现货市场基本规则“第三十八条 除正常交易的市场限价外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。”要求修改。

五、《山西电力二次调频辅助服务实施细则》

99. 原规则：3.1. 调频市场开展五个时段的交易，具体时 段为 00:00-06:00，06:00-12:00，12:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00。

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

修订说明：目前光伏容量增加，早高峰供需紧张程度降低，且光伏装机的增加，出力的波动会加剧电网频率的波动，建议更改时段时间序列，提升火电主体的调频积极性。

100. 原规则：3.2 所有符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价适用名单的机组必须进行调频市场交易申报，迟报、漏报、无效申报或不报者均默认采用缺省值（市场申报价格上限）作为是申报信息参与是市场出清。

修改为：所有符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价适用名单的机组必须进行调频市场交易申报（机组启动当日自主申报，不强制列为适用名单内），迟报、漏报、无效申报或不报者均默认采用缺省值（市场申报价格上限）作为是申报信息参与是

市场出清。

修订说明：机组刚启动短时无法适应调频摆动，负荷摆动较大可能造成机组部分受热不均匀，影响机组安全运行。

101. 原规则：3.10 交易结果执行

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该时段调频市场准入，并做好当班记录。

修改为：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 5 天将该机组退出该时段调频市场准入，并做好当班记录。

修订说明：连续十天不准入调频市场的惩罚力度过于大，且影响相应时期内调频供给，调整为连续 5 天不准入调频市场。

102. 原规则：8.3.9 调频市场与其他市场的协调

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（初期暂定为装机容量 5%,调度机构可根据电网实际运行情况调整,调整

情况及时报山西能源监管办），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。

修订为：运行日调频主体序列确定后，日前、日内、实时现货市场安全约束经济调度（SCED）在对调频主体保留必要的上调容量和下调容量（初期参数暂定为装机容量5%），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。

修订说明：日前现货市场安排调频中标机组上下限预留 5%装机容量，实时市场不安排调频中标机组上下限预留容量；日前市场和实时市场出清过程中对调频中标机组预留容量安排不一致，影响现货日前市场和实时市场量价一致性。

六、《电力市场计量结算实施细则》

103. 本细则总体修订说明

原《电力市场计量实施细则》纳入本细则，不再单列。《电力零售市场实施细则》结算部分内容纳入本细则，相应内容从《电力零售市场实施细则》剔除。下列修订内容为修订梗概，具体修订内容详见本细则。

104. 原规则：8.1 计量数据异常处理

内容：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经营主体确认后进行电量追退补。

新增：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。由于采集装置、通信网络异常或故障导致示数缺失不可用的，计量装置管理机构应在异常发生当月完成处理并重新推送。由于计量装置或相关设备故障导致计量表计示值不可用时，计量装置管理机构应在异常发生当月完成调查并依据相关规定出具电量更正报告，最迟次月与相关经营主体进行确认。对发生电量更正的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补。

修订说明：明确电量异常处理时限。

105. 原规则：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，按照合约约定价格进行结算。

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。

5.1.4 绿色电力交易合约作为市场主体中长期合约的一部分结算。绿色电力交易结算电量按照合约约定价格结算。对不参与现货的新能源企业，省间绿色电力交易结算电量按照实际送出电量对省间绿色电力交易合约电量等比例进行折算，省内绿色电力交易结算电量按照省内绿色电力交易合约电量结算，其月度实际上网电量与绿色电力交易结算电量的正偏差电量按照保障性收购价格结算，负偏差电量按照当月省内与省间绿电市场合约加权均价的 1.05 倍结算。

修改为：6. 结算原则

电力交易机构根据政策文件、市场规则和结算基础数据，对市场经营主体开展量价清分、费用计算与校核，编制形成结算依据。电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。主要原则如下：

6.1 结算模式

6.1.1 电能量批发市场采用差价结算模式。发电企业实际上网

电量（不含省间现货）按照省内实时市场节点电价进行结算；省间现货市场执行电量按照省间现货市场交易电价进行结算；省内日前市场出清电量（上网侧，下同）按照省内日前市场节点电价与省内实时市场节点电价的差值进行结算；政府定价合约电量按政府批复电价与中长期结算参考点的现货价格的差值进行结算；省内中长期合约电量按省内中长期合约价格与中长期结算参考点的现货价格的差值进行结算；省间中长期合约电量按省间中长期合约价格与省内日前市场节点电价的差值进行结算，如无省内日前出清结果，则取省内实时市场节点电价。批发市场用户侧实际用电量按照实时市场统一结算点电价进行结算；日前市场出清电量按照日前市场统一结算点电价与实时市场统一结算点电价的差值进行结算；中长期合约电量按中长期合约价格与中长期结算参考点的现货价格的差值进行结算。

中长期结算参考点可自行选择日前市场或实时市场任一节点或统一结算点。现阶段，暂为实时市场统一结算点。

6.1.2 绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算，绿色电力交易电能量作为市场主体中长期合约的组成部分结算，绿证部分按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》结算。机制电量不重复获得绿证收益。绿色电力交易的绿证收益，按当月绿电合同电量、扣除实际结算机制电量后的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。

修订说明：根据山西省发改委《深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》有关要求，调整电能量结算模式。

106. 原规则：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，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，以省间现货市场成交电价作为省间现货电能量市场结算价格（参考《省间电力现货交易规则（试行）》）。

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。无政府批复电价的机组按以下原则执行:

5.5.2.1 无发电业务许可证的煤电机组，进入市场前由于供热等特殊原因产生的上网电量以燃煤机组当月中长期交易合同均价（不含转让合同）作为结算价格。

5.5.2.2 完成调试试运行的煤电机组，进入市场前产生的上网电量按照燃煤机组当月中长期交易合同均价（不含转让合同）作为结算价格。

修改为：6.5 结算电价

6.5.1 市场化机组和独立新型储能上网侧以省内现货实时市场节点电价作为省内现货实时电能量市场结算价格；以省内现货日前市场节点电价与省内现货实时市场节点电价的差值作为省内现货日前电能量市场结算价格；以政府批复电价与中长期结算参考

点的现货价格的差值作为政府定价电能量市场结算价格；以省内中长期合约价格与中长期结算参考点的现货价格的差值作为省内中长期交易电能量市场结算价格；以省间中长期合约价格与省内现货日前市场节点电价的差值作为省间中长期交易电能量市场结算价格，如无省内日前出清结果，则取省内实时市场节点电价；以省间现货市场交易电价作为省间现货电能量市场结算价格（以《省间电力现货交易规则（试行）》为准）。

6.5.2 非市场化机组和独立新型储能上网侧按以下原则结算电能量电费。

6.5.2.1 处于调试运行期的非市场化机组和独立新型储能上网侧按照《山西省发电机组进入及退出商业运营管理实施细则》（晋监能市场规〔2023〕4号）有关规定结算电能量电费。

6.5.2.2 完成调试试运行的非市场化机组和独立新型储能上网侧按照政府批复的上网电价结算电能量电费，无政府批复上网电价的按照当月同类型机组省内实时市场月度加权价格结算电能量电费，当月同类型机组无现货实时市场价格时，按照当月省内实时市场月度加权价格结算电能量电费。

修订说明：根据山西省发改委《深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》，完善市场化和非市场化机组结算价格。

107. 原规则：5.5.5 省内现货市场日前及实时分时节点电价、

统一结算点电价执行二级价格限值。当现货日前市场和实时市场出清的用户侧统一结算点电价的算术平均值均超过二级价格限值上限（二级价格限值上限具体计算方式及折算比例公式，详见《电力现货市场实施细则》），执行二级价格限值。执行时日前市场和实时市场信息披露的现货出清价格不变。在结算环节，分别计算二级价格限值上限与日前市场和实时市场用户侧 96 点统一结算电价算术平均值的折算比例，并按照日前和实时折算比例的较小值对日前和实时市场发电侧 96 点节点电价、用户侧 96 点统一结算点电价进行统一折算。

因电网阻塞导致某机组的日前和实时节点电价的 96 点算术平均值均低于二级价格限值上限时，该机组的节点电价不进行折算。二级价格限价只进行一次折算，折算后因阻塞原因引起的用户侧 96 点统一结算电价算术平均值超过二级价格限值上限，不再进行折算。

修改为：6.5.5 二级价格限值

6.5.5.1 二级价格限值（日）

省内现货市场日前及实时分时节点电价、统一结算点电价执行二级价格限值（日）。当现货日前市场和实时市场出清的用户侧统一结算点电价的算术平均值均连续 3 日及以上（跨月不计入）超过二级价格限值（日）上限（具体计算方式及折算比例公式，详见《电力现货市场实施细则》），期间执行二级价格限值（日）。

执行时日前市场和实时市场信息披露的现货出清价格不变。在结算环节，分别计算二级价格限值上限（日）与日前市场和实时市场用户侧 96 点统一结算电价算术平均值的折算比例，并按照日前和实时折算比例的较小值对日前和实时市场发电侧 96 点节点电价、用户侧 96 点统一结算点电价进行统一折算。

因电网阻塞导致某机组的日前和实时节点电价的 96 点算术平均值均低于二级价格限值（日）上限时，该机组的节点电价不进行折算。二级价格限价（日）只进行一次折算，折算后因阻塞原因引起的用户侧 96 点统一结算电价算术平均值超过二级价格限值（日）上限，不再进行折算。

6.5.5.2 二级价格限值（月）

省内现货市场日前及实时分时节点电价、统一结算点电价执行二级价格限值（月）。现货市场结算限价原则上不高于燃煤发电度电燃料成本的 2 倍，迎峰度夏（冬）期间可适当提高，结算限价机制按月执行，当月度实时加权平均电价超出结算限价时，在结算环节对各节点分时结算电价等比例调减。由政府相关部门明确结算限价具体数值后执行。

108. 原规则：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、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例分摊，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；批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例承担；调频量价补偿（上限 2 亿元）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 2:3:5 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；独立储能应急调用补偿费用由发电企业与批发市场用户按 2:8 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，批发市场用户按月度结算电量比例分摊；新能源保底收益补偿费用由火电企业、批发市场用户按火电企业月度上网电量与批发市场用户月度结算电量比例分摊，火电企业间按月度上网电量比例分摊，批发市场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；日前阻塞平衡费用由发电企业承担，发电企业之间按月度所有时段省内市场的正日前结算电量等比例承担，实时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。

5.6.3 市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行返还。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煤电企业；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（普通）、用户侧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。“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。

修改为：6.6 市场运营费用管理

6.6.1 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火电、新能源，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 2:4:4 比例分摊，发电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）.....

6.6.2 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 50%由发电企业 16:00-21:00 晚高峰期间上网电量（剔除省间现货）与中长期合约电量的正偏差承担，其中，供热期的非供热机组按照上述电量的 1.5 倍确定，非供热期各煤电机组按照上述电量确定；50%分由由发电企业，

与批发市场用户按 6:4 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；供热期及供热机组根据政府主管部门相关文件确定。阻塞平衡费用中，日前阻塞平衡费用由发电企业承担，发电企业之间按月度所有时段省内日前市场出清电量等比例承担，实时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，省间合约阻塞平衡费用由发电企业按照当月省间合约电量比例承担。

6.6.3 市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行返还。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，30%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，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；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煤电企业；火电侧年度合约缺额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，30%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，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活

性调节能力按月进行返还；用户侧中长期缺额回收费用（普通）、用户侧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。用户侧年度合约缺额回收费用在火电企业间按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还。“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。并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还。新能源和用户侧“报量报价”、日前市场经济出清等规则正式执行后，新能源超额获利回收费用、用户侧超额获利回收费用两项费用取消；新能源中长期超额回收费用的 80%按照全月市场化中长期合约电量比例返还至煤电企业，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；用户侧中长期曲线偏差回收费用的 40%在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，40%在批发市场用户之间按照月度结算电量比例返还，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按

月进行返还。

109. 原规则：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；调频机组调频收益；启停及考核数据等。技术条件具备时，省内实时市场出清由 15 分钟出清调整为 5 分钟出清，形成每 5 分钟节点电价，实时市场结算电价仍执行 15 分钟分时节点电价，15 分钟分时节点电价取 15 分钟内每 5 分钟节点电价的算术平均值（详见《电力现货市场实施细则》）。

7.1.3 运行日后第 4 天（D+4 日），发布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 6 天（D+6 日），发布日清分预账单。运行日第 8 天（D+8），发布日清分正式账单。

7.1.4 次月第 10 个日历日（M+10），发布调平电量。次月前

15个日历日（M+15）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。电网企业和市场主体按照合约或法律法规的规定完成电费收付。

修改为：8. 结算流程

8.1 数据准备

8.1.1 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。

8.1.2 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等。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; 用户侧日前市场出清电量; 日前机组组合安排; 必开、热电联产等特殊机组标签; 调频机组调频收益; 启停及考核数据等。技术条件具备时，省内实时市场出清由 15 分钟出清调整为 5 分钟出清，形成每 5 分钟节点电价，实时市场结算电价仍执行 15 分钟分时节点电价，15 分钟分时节点电价取 15 分钟内每 5 分钟节点电价的算术平均值（详见《电力现货市场实施细则》）。

8.1.3 运行日后第 1 天（D+1 日）获取调度执行类数据，及发电企业、市场化用户每 15 分钟分时电量数据; 第 4 天（D+4 日），发布日清分结算依据。

8.1.4 每月第 1 个工作日，电力调度机构提供上月新投发电机组（独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息。

8.1.5 原则上，每月第 1 个工作日，电网企业向电力交易机构提供直接参与市场交易的发电企业、电力用户的上月月度电量。

8.1.6 每月第 3 个工作日前，电力调度机构计算电力辅助服务相关费用，并推送至电力交易机构。

8.1.7 每月第 3 个工作日前，电力调度机构向电力交易机构推送新能源弃电量、响应交易等相关数据。

8.1.8 每月第 5 个工作日前，电力交易机构向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构在 1 个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

8.1.9 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构每月第 8 个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

8.1.10 原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司及新型经营主体发行上月电费账单。

修订说明：落实《电力市场计量结算基本规则》有关要求。

110. 原规则：8.4 省间应急调度损益电费

按照《跨省跨区电力应急调度管理办法（暂行）》规定，电力系统出现保安全、保平衡、保清洁能源消纳等需求，且市场化手段均已用尽后仍未解决问题时，通过新增临时交易成份方式实现的应急电力交易，因其购售价格不同产生损益电费。

8.4.1 应急调度送电损益电费

根据跨区跨省应急调度送出电量，按应急调度送出电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算损益电费，计算方式如下：

$R_{应急送电损益电费} = \Sigma〔Q_{日前应急，t} \times （P_{日前应急，t}-P_{日前统一，t}）〕+\sum〔Q_{实时应急，t} \times （P_{实时应急，t}-P_{实时统一，t}）〕$

$Q_{日前应急,t}$为日前市场t时段省间应急交易电量，送电时为正数；

$Q_{实时应急,t}$为实时市场t时段省间应急交易电量，送电时为正数；

$P_{日前应急，t}$为日前市场t时段省间应急交易电价，按应急调度相关规则执行；

$P_{实时应急，t}$为实时市场t时段省间应急交易电价，按应急调度相关规则执行；

该项费用按照各发电企业上网电量比例返还至发电企业。

$R_{应急送电损益电费返还，i}=R_{应急送电损益电费} \times Q_{发电，i}/\sum Q_{发电，i}$

$Q_{发电，i}$为发电企业当月上网电量。

8.4.2 应急调度购电损益电费

该项电费冲抵当月市场结构平衡费用。

修改为：9.4 省间应急调度损益电费

按照《跨省跨区电力应急调度管理办法》规定，跨省跨区电力应急调度是指在非突发故障异常等紧急情况下，电力运行中出现保安全、保供应需求，在日前、日内阶段统筹全网资源进行优化互济的兜底调度措施，因其结算价格不同产生损益电费。

9.4.1 应急调度送电损益电费

根据跨区跨省应急调度送出电量，按应急调度送出电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算损益电费，计算方式如下：

$R_{应急送电损益电费} = \Sigma〔Q_{日前应急,t} \times （P_{日前应急,t}-P_{日前统一,t}-P_{上月系统运行费用}）〕$

$+\sum〔Q_{实时应急,t} \times （P_{实时应急,t}-P_{实时统一,t}-P_{上月系统运行费用}）〕$

$Q_{日前应急,t}$为日前市场 t 时段省间应急交易电量，送电时为正数；

$Q_{实时应急,t}$为实时市场 t 时段省间应急交易电量，送电时为正数；

$P_{日前应急,t}$为日前市场 t 时段省间应急交易电价，按应急调度相关规则执行；

$P_{实时应急,t}$为实时市场 t 时段省间应急交易电价，按应急调度相关规则执行；

$P_{上月系统运行费用}$为对应电量的上月系统运行费折价；

$P_{日前统一，t}$为 t 时段省内日前市场统一结算点电价，如无日前出清结果，则取实时市场统一结算点电价。

该项电费由省内用户和发电企业共同分享，分享比例为 80%：20%。省内用户分享部分纳入系统运行费；各发电企业按上网电量比例返还。

$R_{应急送电损益电费返还，i}=R_{应急送电损益电费} \times 20\% \times Q_{发电，i}/\sum Q_{发电，i}$

$Q_{发电，i}$为发电企业当月上网电量。

9.4.2 应急调度购电损益电费

该项电费纳入系统运行费。

七、《电力零售市场实施细则》

111. 新增内容: 绿色权益板块中，售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确绿电电量、绿证价格等要素，电能量部分参照标准化零售套餐交易方式执行。

修订说明: 与《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》保持一致: （四）合同签订与执行 1.电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿证价格）等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项。

112. 零售套餐价差值修订为 k 值，k 值具体取值以年度交易方案为准。

113. 原规则: 9.2 结算模式-9.2.1 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-批发市场购电费。

售电公司批发市场购电费，包含电能量电费、市场运营费用。电能量电费方面.....按照《电力市场计量结算实施细则》中批发用户结算条款执行。

售电公司零售市场售出电费,即代理零售用户结算电费之和。

新增内容:

虚拟电厂零售市场售出电费,即代理零售用户结算电费之和,包含电能量电费、偏差电费、虚拟电厂用户可分享红利。

修订说明：补充虚拟电厂售电侧结算费用说明。

114. 原规则：9.6.3.1. 零售用户 以月度为周期开展零售市场结算。$C_{交易}=C_{电能}+C_{偏差}$

修改为：9.6.3.1. 零售用户 以月度为周期开展零售市场结算。$C_{交易}=C_{电能}+C_{电能偏差}+C_{绿证}$

其中绿电套餐包含 $C_{绿证}$，$C_{绿证}=Q_{绿证}\times P_{绿证}$，其中：

$C_{绿证}$为绿电零售用户绿证部分结算费用；

$Q_{绿证}$为当月零售用户分解到该笔合同的实际用电量、发电企业分解到该笔合同的实际上网电量（剔除机制电量）以及零售绿色套餐合约电量三者取小确定绿证部分结算电量；

$P_{绿证}$为约定的绿证价格。

修订说明：与《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》保持一致：（五）交易结算及偏差处理

1.电力交易机构向交易主体出具的绿色电力交易结算依据包含以下内容：

（1）电能量部分结算电量、价格、结算费用；

（2）绿证部分结算数量、价格、结算费用；

（3）电能量部分偏差结算费用。

115. 原规则：9.6.4. 电量电费退补 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，以差错月退补电量对应区间的零售电价计算退补电费。

修改为：9.6.4. 电量电费退补 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，以差错月退补电量对应区间的零售电价计算退补电费。绿电套餐相关主体，原则上仅退补电能量部分，绿证部分费用暂不进行退补。

116. 新增：建议在电力交易平台新增“零售商城平台—新一代电力交易平台”一键切换功能模块。

修订说明：丰富现有功能界面，便于交易操作，实现零售业务与正常交易业务交互。该项修订为功能需求，系统升级具备条件后公布。

117. 新增：10.8 经营主体在交易平台注册账号超过 6 个月未关联企业信息，交易中心将注销该账号，经营主体需重新注册；未完成账号实名、法定代表人授权或超过 15 个月未使用账号登陆交易平台时，交易中心将冻结该账号，经营主体需完成账号实名及关联企业法定代表人授权完成解冻；超过 3 年未使用账号登录交易平台时，交易中心将禁用该账号，经营主体需完成现场认证后予以解禁。

118. 新增信息披露：公布每月分时模式与非分时模式下四个结算浮动值基准价格及价格组成部分价格

修订说明：在当月四个基准价格全部公布后及时发布价格情况及价格走势，让用户对当月价格情况进一步了解。该项修订为功能需求，系统升级具备条件后公布。

119. 原规则：12.3 零售市场衔接

新增内容：12.3.2 与“负荷类”虚拟电厂衔接

市场结算模式。“分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点划分发电单元，并采用相应分时节点电价进行结算，后期视情况进行调整。

红利分享模式。分布式新能源主体与运营商通过山西电力交易平台确立聚合代理关系，并参考交易结算均价约定代理服务费用。

修订说明：按照《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》节点结算要求；按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4号）增补条款。

120. 原规则：12.3.2 与“负荷类”虚拟电厂衔接

内容：红利分享系数通过零售套餐约定，0≤红利分享系数≤1且为 0.1 的整倍数，价差为负时不计算红利。红利分享结果随次月电费向零售用户传导。

修改为：红利分享系数通过零售套餐约定，0≤红利分享系数≤1且为 0.1 的整倍数，红利分享系数可按日调整。当红利分享系数调增时，可由虚拟电厂运营商单方面确认。

修订说明：增加虚拟电厂红利分享套餐灵活性。

121. 新增内容：自 2026 年起，取消组合套餐模式。为保障

电力市场规则调整前后的平稳衔接，已签订的组合价格套餐将继续按照相关市场规则执行，后续不再新增组合套餐签约。

122. 增加保底售电内容

将 2024 年 5 月 16 日，山西省能源局《关于做好保底售电相关准备工作的通知》内容，纳入新版规则体系。

123. 增加零售用户挂牌竞价交易内容

将《零售用户挂牌竞价交易规则》相关内容列入规则体系。

124. 文档结构调整

零售细则结算部分内容，调整至《电费结算实施细则》

八、《电力市场信用管理实施细则》

125. 原规则：5.2 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。

修改为：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，**虚拟电厂、分布式聚合商、新型储能**，电网企业。

修订说明：当前信用管理实施细则对新型市场主体覆盖不足，建议将虚拟电厂、分布式聚合商纳入统一信用评价机制。

126. 原规则：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、履约保函及履约保险管理。

修改为：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。负责履约保障凭证的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序。

修订说明：职责分工调整，与《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）保持一致。

127. 原规则：6.2 电网企业职责

负责履约保函及履约保险管理。

修改为：删除

修订说明：职责分工调整。

128. 原规则：8.4 信用评价结果应用

建立售电公司信用评价等级与履约保障凭证挂钩机制。售电公司实际递交履约保障凭证额度=标准额度×递交履约保障凭证系数，递交履约保障凭证系数为：连续5年AAA级0.8，连续3年AAA级0.85，AAA级0.90，AA级0.95，A级1.0，B级1.2，C级1.5，D级2.0。

修改为：建立售电公司信用评价等级与履约保障凭证挂钩机制。售电公司实际递交履约保障凭证额度=标准额度×递交履约保障凭证系数，递交履约保障凭证系数为：AAA级、AA级、A级1，B级1.2，C级1.5，D级2.0。

修订说明：与《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）保持一致。“现货市场地区，地方主管部门可以根据市场风险状况，适当提高标准，具体标准由各地自行确定。”

129. 原规则：9.履约保函、履约保险

9.1 基本要求

（1）国网山西省电力公司负责履约保函、履约保险的计算、收取、管理和退还，组织经营主体按规定缴纳履约保函、履约保险。

（2）履约保函、履约保险提交主体为售电公司（含“负荷类”虚拟电厂，下同），受益人为国网山西省电力公司。

修改为：电力交易机构负责履约保函、履约保险的接收、管理和退还，组织经营主体按规定缴纳履约保函、履约保险。

（2）履约保函、履约保险提交主体为售电公司（含虚拟电厂（聚合商），下同），受益人为国网山西省电力有限公司。

修订说明：职责分工调整。虚拟电厂（聚合商）名称与《电力市场计量结算基本规则》（发改能源〔2025〕976 号））保持一致。

130. 原规则：9.2 履约保函、履约保险额度

售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，需选择递交履约保函、履约保险的一种或多种，履约保函、履约保险额度和其服务用户的用电量规模挂钩，具体标准由山西省能源局根据市场风险状况确定发布。若履约保函、履约保险不足，则不能签订零售用户。对已签订零售用户的，若后期因执行履约保函、履约保险，或因核减中长期批零倒挂电费、欠费，导致不满足用户签订

标准时，售电公司应及时补足履约保函、履约保险，若未按时缴纳则按照相关规定采取停牌等措施。

修改为：9.2 履约保函、履约保险额度

售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，需选择递交履约保函、履约保险的一种或多种，履约保函、履约保险额度和其服务用户的用电量规模挂钩。按照“标准额度×递交履约保障凭证系数”的方式计算实际递交履约保障凭证金额。标准额度的计算方式为“售电公司预签订零售用户的上年月均用电量×2×0.05元/千瓦时”。

9.2.1 履约保函、履约保险可交易额度

售电公司履约保障可交易额度指根据售电公司实际缴纳的履约保障凭证金额等综合计算的参与电力市场交易额度上限。在年度、多月、月度、旬交易前计算并应用售电公司履约保障可交易额度，具体计算公式如下:

$Q_{零售交易电量上限}=（R_{实际}-R_{倒挂}-R_{待抵扣}）/\lambda/0.05/2/\delta$

$Q_{零售交易电量上限}$为履约保障凭证有效期所对应交易年度内分月可签订零售用户的上年月均用电量之和，单位为千瓦时。

$R_{实际}$：售电公司实际递交履约保障凭证金额。

$R_{倒挂}$：售电公司的倒挂电费。

$R_{待抵扣}$：售电公司未支付的电费。

λ：售电公司递交履约保障凭证系数。

$Q_{批发中长期交易电量上限}=（R_{实际}-R_{倒挂}-R_{待抵扣}）/\lambda/0.008/1000/\delta$

Q 批发中长期交易电量上限为履约保障凭证有效期所对应交易周期内批发市场中长期交易总电量，单位为兆瓦时。

δ由山西省能源局根据市场风险状况确定发布，未另行发布时默认等于1。

9.2.2 履约保函、履约保险应缴额度

售电公司应根据自身情况确定提交履约保函、保险的额度，若额度不足，不能参与后续交易。对已达成交易结果的，若后期因执行履约保函、保险或核减批零倒挂电费金额等情况，导致额度不足时，售电公司应及时补足履约保函、保险。同时应满足以下额度的最大值：1. 过去12个月批发市场交易总电量，按标准不低于0.8分/千瓦时；2. 过去2个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于5分/千瓦时。具体计算公式如下:

$R_{履约保障凭证应缴}=Max\{Q_{零售已成交}\times 2\times 0.05\times\lambda\times\delta+R_{倒挂}+R_{待抵扣},Q_{批发中长期已成交}\times 1000\times 0.008\times\lambda\times\delta+R_{倒挂}+R_{待抵扣}，Q_{批发过去12个月}\times 1000\times 0.008，Q_{过去2个月}\times 0.05\}$

$Q_{零售已成交}$为售电公司后续各月中已签订零售用户的上年月均用电量之和的最大值，单位为千瓦时;

$Q_{批发中长期已成交}$为售电公司后续各月批发市场中长期交易总电量，单位为兆瓦时;

$Q_{批发过去12个月}$为售电公司过去 12 个月批发市场交易总电量，单位为兆瓦时;

$Q_{过去2个月}$为售电公司过去 2 个月参与批发、零售两个市场交易电量的大值，即 Max（M-1 月批发交易电量+M-2 月批发交易电量，M-1 月签订零售用户的上年月均用电量+M-2 月签订零售用户的上年月均用电量），单位为千瓦时;

上述公式中提及的时间均指交易合约标的时间。

修订说明：与《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）保持一致。

131. 新增：（3）电力交易机构在履约保函、保险执行前向市场主体公示售电公司欠费情况。

修订说明：与《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）保持一致。

132. 原规则：9.3 有效期

参与年度、月度、月内交易的履约保函、履约保险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。若售电公司年内退出后保留其履约保障凭证 6 个月，期满退还。对年内选择退出电力市场的售电公司，履约保函、履约保险延长 6 个月期限的缴纳标准不得低于年内最大月代理用户电量规模要求。

修改为：参与年度、月度、月内交易的履约保函、履约保险

的终止日期为交易年度延后 12 个月及以上。如，参与 2026 年年度、月度、月内交易，终止日期至少为 2027 年 12 月 31 日。

修订说明：退还事宜在 9.4.3 中统一说明。

133. 原规则：9.4 履约保函及履约保险提供、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 日之前到国网山西省电力公司办理递交、变更履约保函、履约保险事宜。拟参加次年电力交易业务的售电公司，原则上每年 11 月底之前向国网山西省电力公司递交履约保函，提供履约保险合同。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。国网山西省电力公司在收到履约保函、履约保险后 5 个工作日内向售电公司开具收函证明。

（2）售电公司未按时足额缴纳履约保函、履约保险，经国网山西省电力公司书面提醒仍拒不足额缴纳的，由山西电力交易中心对其实施停牌等措施，由此产生的损失，电网企业、零售用户等相关主体可按相关规定或合同约定追究售电公司的违约责任。

修改为：（1）售电公司根据市场化业务预期开展情况，到电力交易机构办理递交、变更履约保函、履约保险事宜。拟参加次年电力交易业务的售电公司，原则上应提前 1 个月递交履约保函或履约保险。电力交易机构在收到履约保函、履约保险后 3 个工

作日内更新履约保障凭证额度。

（2）售电公司未按时足额缴纳履约保函、履约保险，经电力交易机构面提醒仍拒不足额缴纳的，由电力交易机构对其实施停牌等措施，由此产生的损失，电网企业、零售用户等相关主体可按相关规定或合同约定追究售电公司的违约责任。

修订说明：职责分工调整

134. 原规则：9.4.2 追加

（1）国网山西省电力公司发现实际提交的履约保函、履约保险额度不足时，或售电公司存在较大风险时，国网山西省电力公司有权要求售电公司追加履约保函、履约保险。售电公司应在接到国网山西省电力公司通知的 5 个工作日内，向国网山西省电力公司足额提交履约保函、履约保险。

修改为：（1）电力交易机构发现售电公司实际提交的履约保函、履约保险额度不足时，通知售电公司追加。售电公司应在接到电力交易机构通知的 3 个工作日内，向电力交易机构足额提交履约保函、履约保险。

修订说明：与《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）保持一致。

135. 原规则：9.4.2.3 追加批零倒挂履约保函、履约保险的时间节点

原则上，每月 5 日前（遇节假日顺延），国网山西省电力公

司依据倒挂电费测算情况通知售电公司追加履约保函、履约保险。每月 15 日前，售电公司完成倒挂电费的履约保函、履约保险追加。

修改为：原则上，省电力公司每月 5 个工作日内完成售电公司倒挂电费计算，电力交易机构在接到倒挂电费后 2 个工作日内，更新售电公司 $Q_{零售交易电量上限}$、$Q_{批发中长期交易电量上限}$、$R_{履约保障凭证应缴}$，并通知履约保障凭证额度不足的售电公司追加履约保函、保险，售电公司应在接到通知的 3 个工作日内完成追加。

更新计算 $Q_{零售交易电量上限}$、$Q_{批发中长期交易电量上限}$、$R_{履约保障凭证应缴}$中应用的 $R_{倒挂}$为最新计算的上月、当月、次月及次次月倒挂电费，待完成月度结算后再释放相应月份倒挂电费占用的额度。

修订说明：职责分工调整，与《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）保持一致

136. 原规则：9.4.3 退还

（1）售电公司可向国网山西省电力公司申请退还多缴的履约保函、履约保险，国网山西省电力公司接到申请后，根据售电公司已签订零售用户规模，以及中长期批零市场预计倒挂电费金额等情况，测算其已缴纳履约保函、履约保险超出相关要求缴纳的额度，满足条件的予以办理退还。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，原则上在次月售电公司与零售用户签订工作开展前，将更新后的履约保障凭证金额推送交易平台。

（2）售电公司申请退还履约保函、履约保险时，需向国网山西省电力公司提供以下材料：退还书面申请；已完成费用结算的相关依据；营业执照复印件；法人身份证复印件，经办人身份证及复印件、授权委托书（须由经营主体法定代表人签字）。所有申请资料均须加盖单位公章。

（3）售电公司自愿或者被强制退出市场后，在满足9.3有关要求的基础上，全额退还相应的履约保函、履约保险。其中，售电公司被强制退市的，视其相关市场费用是否足额缴纳再行办理。

修改为：（1）每月前5个工作日，售电公司可向电力交易机构申请退还多缴的履约保函、履约保险，电力交易机构接到申请后，根据售电公司已成交电量规模、倒挂电费、未支付电费等情况，计算其已缴纳履约保函、履约保险超出相关要求缴纳的额度，满足条件的予以退还，具体计算公式如下：

$$R_{可退还额度}=R_{实际}-Max(R_{履约保障凭证应缴}，Q_{零售过去12个月}\times 2\times 0.05\times\lambda\times\delta)$$

$Q_{零售过去12个月}$为售电公司过去12个月中分月已签订零售用户的上年月均用电量之和的最大值，单位为千瓦时；

（2）售电公司申请退还履约保函、履约保险时，需向山西电力交易中心提供以下材料：退还书面申请；已完成费用结算的相关依据；营业执照复印件；法人身份证复印件，经办人身份证复印件、授权委托书（须由经营主体法定代表人签字）。所有申请资料均须加盖单位公章。

（3）考虑市场化电费差错退补有滞后性，售电公司退出市场后，现有履约保障凭证需保留 12 个月，期满退还。其中，售电公司被强制退市的，视其相关市场费用是否足额缴纳再行办理。

修订说明：职责分工调整，优化退还校验与倒挂测算时间上的衔接。计量结算基本规则，退补追溯期 12 个月。

137. 原规则：9.4 履约保函及履约保险提供、追加和退还

内容：倒挂电费计算规则相关内容。

修改为：9.4.2.1 为有效防范电力市场风险，动态计算售电公司倒挂电费。当售电公司零售市场售电费小于批发市场购电费时，产生倒挂电费，倒挂电费按连续 3 个月滚动计算，当月倒挂电费按日计算，次月、次次月倒挂电费按月度计算。

一、当月倒挂电费计算

（一）当月月度倒挂电费

每月 5 个工作日内，按照当月售电公司已成交的中长期及零售交易合同、上月分时实际用电量，考虑近 3 个月市场运营费用均价，计算售电公司当月倒挂电费。

1.用电量取用规则

售电公司当月每日 96 点分时电量取当月代理用户上月对应日的分时实际用电量，暂不考虑新入市用户电量。未获取天数或当月天数大于上月天数的，多余天数的电量均取上月可获取最后一日的分时实际用电量。

2.倒挂电费计算规则

售电公司当月月度倒挂电费（$C_{当月倒挂}$）为当月每日零售市场售电费（$C_{当月零售，日}$）减去批发市场购电费（$C_{当月批发，日}$）总和（大于等于 0 时按 0 计算，下同）的绝对值。其中，当月每日批发市场购电费等于每日批发市场电能量电费（$C_{当月批发电能，日}$）加上每日市场运营费用（$C_{当月市场运营费用，日}$）。倒挂电费计算不考虑批发及零售市场调平电量、电费。

当 Σ（$C_{当月零售，日}$-$C_{当月批发，日}$）<0 时，$C_{当月倒挂}=|\sum(C_{当月零售，日}-C_{当月批发，日})|$，其中：

（1）依据《电力零售市场实施细则》中零售套餐计算原则，开展零售市场售电费 $C_{当月零售，日}$ 计算，不考虑零售偏差电费。

（2）依据《电力市场计量结算实施细则》中电能量电费及市场运营费用计算原则，开展批发市场购电费 $C_{当月批发，日}$ 计算，具体公式及变化情况如下：

$$C_{当月批发，日}=C_{当月批发电能，日}+C_{当月市场运营费用，日}$$

$$C_{当月批发电能，日}=C_{合约，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{合约，日}$$

$$C_{当月市场运营费用，日}=C_{当月成本（平衡）类，日}+C_{当月调节类回收，日}+C_{当月调节类返还，日}$$

$$C_{当月成本（平衡）类，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{当月成本（平衡）类分摊}$$

$$C_{当月调节类回收，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{当月调节类回收}$$

$$C_{当月调节类返还，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{当月调节类返还}$$

$C_{合约，日}$ 为售电公司当月某日中长期合约电费。若售电公司无

中长期交易合同，以上月实时市场用户侧统一结算点电价各时段加权均价替换中长期合约加权电价后，计算批发市场电能量电费；

$Q_{当月零售，日}$为售电公司当月某日 96 点分时实际用电量总和；

$P_{合约，日}$为售电公司当月每日的中长期合约加权电价；

$C_{当月成本（平衡）类，日}$为售电公司当月每日的成本补偿类、市场平衡类市场运营费用；

$P_{当月成本（平衡）类分摊}$为全市场用电侧近 3 个月成本补偿类、市场平衡类市场运营费用分摊均价。当月计为 M 月，近 3 个月取 M-2、M-3、M-4 月，下同。

$C_{当月调节类回收，日}$为售电公司当月某日的调节类回收费用；

$P_{当月调节类回收}$为该售电公司近 3 个月调节类回收费用均价，新参与交易的售电公司取近 3 个月全市场用电侧平均水平。

$C_{当月调节类返还，日}$为售电公司当月每日的调节类返还费用；

$P_{当月调节类返还}$为全市场用电侧近 3 个月调节类市场运营费用返还均价。

对按旬及以上中长期交易电量返还的市场运营费用，均按实际用电量计算返还均价。

（二）按日滚动倒挂电费

根据当月已形成的电量、电价信息，按日滚动计算当月自 1 日起的零售市场售电费与批发市场购电费之差，更新相应日期的倒挂电费，并按日应用于履约保障凭证额度计算，对相关售电公

司进行风险提示。

（1）修正计算 $C_{当月零售，日}$得到 $C_{当月零售，日}'$。其中：用电量取售电公司分时实际用电量（$Q_{当月零售，日}'$），其他参数计算取用规则同 $C_{当月零售，日}$。

（2）修正计算 $C_{当月批发，日}$得到 $C_{当月批发，日}'$。用售电公司日清分结算依据数据及具备按日计算的市场运营费用替换公式中相应参数，个体分摊电量取 $Q_{当月零售，日}'$。其他参数计算取用规则同 $C_{当月批发，日}$。

二、次月、次次月倒挂电费计算

每月 5 个工作日内，按照售电公司已成交的中长期年度、多月交易分解至次月、次次月的合同，当月零售交易合同，计算售电公司次月、次次月倒挂电费。

当（$P_{当月零售}-P_{次月合约}$）<0 时，$C_{次月倒挂}=|P_{当月零售}-P_{次月合约}|\times Q_{次月合约}$

$P_{当月零售}=\sum C_{当月零售，日}/\sum Q_{当月零售，日}$

$P_{次月合约}$为售电公司已成交次月中长期年度、多月合约加权均价;

$Q_{次月合约}$为售电公司已成交次月中长期年度、多月合约分解电量。

次次月倒挂电费计算规则同次月倒挂电费。

修订说明：优化倒挂电费计算模式为按日滚动计算，并将现货市场价格、市场运营费用等参数纳入倒挂电费计算模型，提升倒挂电费计算及时性和准确性，切实发挥风险防控作用。

138. 原规则：9.5 履约保函、履约保险执行

（2）售电公司在结算账单发布后 10 日内未及时足额支付相

关市场结算费用时，国网山西省电力公司启动履约保函、履约保险执行程序，向执行履约保函、履约保险的售电公司发出告知书，并向履约保函、履约保险开立单位出具原件，要求支付款项。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、履约保险额度。

修改为：（2）售电公司在结算账单发布后 10 日内未足额支付电费时，国网山西省电力有限公司按程序使用履约保障凭证，电力交易机构向执行履约保障凭证的售电公司发出执行告知书，并向履约保函、履约保险开立单位出具原件，要求支付款项。

修订说明：职责分工调整。

139. 原规则：9.5 履约保函、履约保险执行

内容：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，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）。

修改为：电费违约金从逾期之日 0 时起计算至交纳日止，不足 1 天按 1 天计算，以欠费总额为基准按日累加计收，计收金额最高不得超过欠费总额的 30%。

修订说明：根据《供电营业规则》等规定，参考电力用户统一滞纳金计算规则。相应修改《售电公司管理实施细则》（晋能源电力发〔2022〕183 号）相关内容。

140. 原规则：9.5 履约保函、履约保险执行

内容：无

新增内容：若售电公司当年发生 2 次通过执行履约保函、保险支付电费，在参与次年交易时只能选择递交履约保函、保证金。

修订说明：对交费不及时的售电公司约束履约保障凭证递交类型。

141. 原规则：9.5 履约保函、履约保险执行

内容：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，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）。

修改为：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，计收金额最高不得超过欠费总额的 30%。

修订说明：根据《供电营业规则》等规定，参考电力用户统一滞纳金计算规则。相应修改《售电公司管理实施细则》（晋能源电力发〔2022〕183 号）相关内容。

142. 原规则：9.5 履约保函、履约保险执行

在不触发签订用户电量条件的情况下.....

修改为：删除该条款

修订说明：按照国家计量结算规则要求，履约保函、履约保险使用场景不包含主动申请。

143. 新增：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障凭证，电力交易机构做好相关信用管理和交易工作。

（5）售电公司履约保函、履约保险执行时，担保机构未按履约保函、保险约定条款履行赔付义务的：

1）售电公司履约保险执行发生上述情况的，电力交易机构不再接收该售电公司提交的履约保险、已提交的履约保险不再纳入额度计算，该售电公司应重新提交其他形式的履约保障凭证。

2）售电公司履约保函执行发生上述情况的，电力交易机构不再接收该售电公司提交的履约保函，已提交的履约保函、保险不再纳入额度计算，该售电公司应重新提交保证金。

3）履约保障凭证出具机构发生上述情况的，不再接收该担保机构出具的履约保障凭证。

修订说明：明确履约保障凭证作为售电公司违约风险担保的作用，非常规支付工具。加强担保机构执行管理。

本修订说明与相应实施细则对应内容存在不一致的，以各实施细则内容为准。

电力市场注册实施细则

（V16.0）

2025 年 12 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……4
5.1 发电企业（含分布式电源）的基本权利和义务……4
5.2 电力用户的基本权利和义务……5
5.3 售电公司的基本权利和义务……5
5.4 虚拟电厂的基本权利和义务……6
5.5 独立辅助服务提供者的基本权利和义务……7
5.6 独立新型储能的基本权利和义务……7
5.7 抽水蓄能的基本权利和义务……7
5.8 电网企业的基本权利和义务……8
5.9 电力交易机构的基本权利和义务……9
5.10 电力调度机构的基本权利和义务……9
6. 市场准入……10
6.1 基本要求……10
6.2 注册条件……10

7. **市场注册**……11
7.1 注册程序……15
7.2 注册信息共享……21
7.3 账号管理……21
8. **信息变更**……22
8.1 基本原则……22
8.2 发电企业、分布式电源信息变更……22
8.3 电力用户信息变更……23
8.4 虚拟电厂信息变更……24
8.5 售电公司信息变更……26
8.6 独立新型储能、抽水蓄能信息变更……27
8.7 独立辅助服务提供者……28
9. **市场注销**……28
9.1 申请注销……28
9.2 自动注销……30
10. **停牌复牌**……33
10.1 售电公司停牌条件……33
10.2 其他经营主体停牌条件……34
10.3 售电公司停牌复牌……34
10.4 其他经营主体停牌复牌……35
10.5 虚拟电厂停牌复牌……36
11. **附则**……36

1. 总述

为规范电力经营主体的准入、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）、国家能源局《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 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《山西电力中长期交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2 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《山西省电力市场运营管理办法》制定本实施细则。

2. 适用范围

本实施细则适用于各类电力经营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）国家能源局《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）

（8）《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）

（9）山西省人民政府办公厅《关于印发山西省电力市场运营管理办法的通知》（晋政办发〔2022〕87号）

（10）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）

（11）山西能源监管办 山西省发展改革委 山西省能源局《山西电力中长期交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2号）

（12）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：在本实施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，在本实施细则中分别指山西电力交易中心有限公司、国网山西省电力有限公司调控中心。

（3）虚拟电厂：分为“市场型”和“响应型”两类，其中“市场型”包括“分布式电源类”虚拟电厂、“负荷类”虚拟电厂、“源荷类”虚拟电厂。非特指情况下，虚拟电厂包含上述所有类型（下同）。

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

（5）市场注册：指获得市场准入资格的经营主体，到电力交易机构进行注册。

（6）信息变更：指经营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。

（7）市场退出：指各类经营主体，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。

（8）分时计量：以15分钟为1个时段对电量进行计量。

（9）停牌：指因违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构要求经营主体限时整改，整改期间对该经营主体的交易资格和交易权限进行部分或全部暂停并向省能源局、山西能源监管办报备。

（10）复牌：指被暂停的经营主体按要求完成整改后，以书面形式向电力交易机构申请恢复交易资格，经交易中心核实确认并向省能源局、山西能源监管办报备后进行恢复。

5. 市场成员权利和义务

5.1 发电企业（含分布式电源）的基本权利和义务：

（1）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；

（2）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（3）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；

（4）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；

（5）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:

（1）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;

（2）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;

（3）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;

（4)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;

（5）遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰;

（6）按规则参与虚拟电厂及新型经营主体交易，并获得相应的收益;

（7）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:

（1)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;

（2）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;

（3）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;

（4）不得干涉用户自由选择售电公司的权利;

（5）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;

（6）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、输配电服务和签约经营主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务;

（7）依法依规履行清洁能源消纳责任;

（8）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段;

（9）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:

（1）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;

（2）获得公平的输电服务和电网接入服务;

（3）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;

（4）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息;

（5）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:

（1）按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同;

（2）获得公平的输电服务和电网接入服务;

（3）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;

（4）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息;

（5）法律法规规定的其他权利和义务。

5.6 独立新型储能的基本权利和义务

（1)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;

（2）获得公平的输电服务和电网接入服务;

（3）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;

（4）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息;

（5）法律法规规定的其他权利和义务。

5.7 抽水蓄能的基本权利和义务

（1)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;

（2）获得公平的输电服务和电网接入服务;

（3）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;

（4）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息;

（5）法律法规规定的其他权利和义务。

5.8 电网企业的基本权利和义务:

（1）保障输配电设施的安全稳定运行;

（2）为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务;

（3）向经营主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务;

（4）按规定负责电费结算，代收代付政府性基金及附加等;

（5）预测并确定优先购电电力用户的电量需求，执行厂网间优先发电等合同;

（6）代理暂无法直接参与市场交易的工商业用户通过电力市场购电，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;

（7）按规定披露和提供信息;

（8）法律法规规定的其他权利和义务。

5.9 电力交易机构的基本权利和义务:

（1）组织各类中长期交易;

（2）按授权拟定相应的电力交易实施细则;

（3）编制年度和月度等日以上的交易计划;

（4）负责经营主体的注册管理;

（5）出具电力交易结算依据，提供相关服务;

（6）监视和分析市场，不定期报告经营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;

（7）负责山西电力交易平台建设与运维;

（8）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;

（9）按规定披露和发布信息;

（10）经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止;

（11）法律法规、政策文件规定的其他权利和义务。

5.10 电力调度机构的基本权利和义务:

（1）按调度范围开展安全校核;

（2）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;

（3）负责电力现货市场、辅助服务市场交易组织等工作;

（4）做好电力现货市场技术支撑系统的运行维护;

（5）向电力交易机构提供安全约束条件、基础数据和安全校

核结果，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（6）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果执行；

（7）按规定披露和提供相关信息；

（8）经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止；

（9）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、抽水蓄能、虚拟电厂、独立辅助服务提供者应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。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）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）。

（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。

（5）选择参与市场的地调公用火电厂不再分配优先发电量，全电量参与市场交易。

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）对居民、农业用户分表中存在有工商业计量点的，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

按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）（以下简称《售电公司管理办法》）、《售电公司管理实施细则》（晋能源电力发〔2022〕183号）规定执行，如有新规的从其规定。

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，或具有山西电力市场交易资格的电力批发用户。

（2）完成响应资源认定和系统测试。进行虚拟电厂调节能力测试时，以虚拟电厂运营商下辖用户为单位分别进行调节能力测试，总加结果即为虚拟电厂运营商整体调节能力。在后续交易中根据用户实际生产周期等客观因素灵活调整整体调节能力，做到调节能力动态界定。

（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。“分布式电源类”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分布式电源。“源荷类”虚拟电厂按照源网荷储一体化、绿电园区、绿电直连、微电网等项目要求进行注册。“响应型”虚拟电厂按照《山西新型经营主体电力响应交易实施细则》（晋监能市场规〔2025〕1号）执行。

6.2.5 分布式电源经营主体

（1）依法取得发电项目核准或者备案文件。

（2）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

（3）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

6.2.6 新型储能

（1）签订并网调度协议，接入调度自动化系统可被电网监控和调度。

（2）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，并在电网企业营销系统完成发电客户编号注册、备案。

（3）参与电能量市场、辅助服务市场、容量市场应明确最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间的准入条件。

（4）配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

（5）按照国家质量、环境、消防有关规定，完成相关手续。

6.2.7 抽水蓄能

（1）签订并网调度协议，接入调度自动化系统可被电网监控

和调度。

（2）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，并在电网企业营销系统完成发电客户编号注册、备案。

6.2.8 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

获得准入资格的经营主体，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，按规定程序纳入经营主体准入目录。对于新投产的发电企业，按照《电力市场注册基本规则》要求向交易机构提出入市申请，经交易机构审核通过后纳入经营主体目录，暂按完整标的月参与电力市场交易；具备条件后自纳入经营主体目录的下 1 个工作日，新投产的发电企业开始参与电力市场交易。新能源项目(风电、光伏发电项目，下同)上网电量原则上全部进入电力市场。集中式新能源项目，包括平价新能源项目、及按照集中式新能源管理的分布式项目，原则上统一纳入山西电力市场交易范围，按照现货机组管理，

自主参与中长期和日前现货市场，接受现货分时节点价格。对于自愿参与中长期和日前现货市场交易的分布式项目，应满足参与电力市场的条件，按照国家能源局《电力市场注册基本规则》规定，在电力交易平台注册并上传入市申请书，经审核后纳入山西电力市场交易范围，按照现货机组管理，接受现货分时节点价格，暂不具备条件的分布式项目接受市场形成的价格。

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，原则上电力用户应采用智能注册（即电子营业执照）方式进行，企业法定代表人确有特殊原因无法完成智能注册等情况的，可在电力交易平台提交注册申请。由电网企业代理购电的用户（含新装用户），可在每个自然月按时（具体时间按照相关公告执行）选择次月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。

独立新型储能、抽水蓄能向电力交易机构提出参与电力市场交易申请，提供转商运佐证材料，经交易机构审核通过后，纳入经营主体准入目录。独立新型储能、抽水蓄能暂按完整标的月参

与市场交易；具备条件后自纳入经营主体目录的下 1 个工作日，新申请入市的独立新型储能、抽水蓄能开始参与电力市场交易。

地调公用火电厂参与市场设置三个月过渡期，过渡期满后选择进入市场的，两年内不得退出；过渡期内选择退出市场的，两年内不得再申请入市。申请入市的地调公用火电厂，经交易机构审核通过后，按完整标的月参与市场交易。

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、独立新型储能、抽水蓄能等各类主体，均需在电力交易机构进行市场注册。办理市场注册时，经营主体需提供证件的原件扫描件、电子营业执照等资料信息，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、分布式电源注册

（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。分布式电源选择参与电力交易前，需向电力交易机构提交注册申请。

（2）发电企业、分布式电源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：基本存款账户信息；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“发电业务许可证办理承诺书”）或豁免手续资料；建设核准文件；计量关口文件及工作票；设备命名通

知书。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方式通知自助注册的发电企业、分布式电源注册生效。

（4）发电企业、分布式电源纳入准入目录后，向电力交易机构提供发电业务许可证或豁免手续资料及相关支撑材料，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，签署《关于终止与电网企业代理购电关系的告知书》上传交易平台，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照、法定代表人身份证等。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暂行办法》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实施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、法定代表人及企业信用证明、技术支持系统证明等材料。

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。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。

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 5 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经营主体目录，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。

7.1.5 独立新型储能、抽水蓄能

（1）新投产独立新型储能、抽水蓄能在并网前，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）独立新型储能、抽水蓄能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：注册申请表及信息表；基本存款账户信息；营业执照；法人代表身份证；授权委托书；建设核准文件；计量关口文件及工作票；调度命名通知书等。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，独立新型储能、抽水蓄能企业应在 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）独立新型储能、抽水蓄能向电力交易机构提供发电业务许可证或转商业运营相关资料后，纳入经营主体目录，并签订入市承诺书，取得交易资格。

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，经营主体无需重复注册。电力交易机构按月汇总形成市场化交易的经营主体目录，向省能源局、山西能源监管办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。

7.3 账号管理

经营主体在交易平台注册账号超过 6 个月未关联企业信息，

交易中心将注销该账号，经营主体需重新注册；未完成账号实名、法定代表人授权或超过15个月未使用账号登陆交易平台时，交易中心将冻结该账号，经营主体需完成账号实名及关联企业法定代表人授权完成解冻；超过3年未使用账号登录交易平台时，交易中心将禁用该账号，经营主体需完成现场认证后予以解禁。

8. 信息变更

8.1 基本原则

经营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。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、分布式电源信息变更

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

电力用户办理过户、更名、分户、并户、销户、改压、改类等变更用电业务时，原用户应与新用户、售电公司就变更产生的影响协商一致，并同时在电力交易机构办理注册信息变更手续。电力用户在办理影响自身合同执行能力的变更业务前，须提供电力交易机构出具的无尚未执行的市场化合同依据后，方可在电网企业办理相关业务，未按规定办理上述业务引发的经济责任、法律后果由经营主体自行承担。

（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）对用户发生更名的，保持原有市场身份不变，对于已签订的零售合同须继续执行。对用户发生过户的，新用户自愿选择是否直接参与市场交易。

（5）对用户发生并户的，并户前按原户分别进行电费结算，并户后按照主户市场化身份信息进行结算，用户与售电公司需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，原用户维持其与售电公司代理关系，新用户自愿选择是否直接参与市场交易。

（7）对市场化用户办理销户、过户、分户、并户等业务需要清算原户电费时，暂按照用户实际用电量、当月代理购电价格发行电费。待市场化结算依据确定后，用户需在次月按照电费清算结果结清相关费用。

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 3 个月。“分布式电源类”虚拟电厂聚合的新能源及储能装机容量不低于 5MW。“负荷类”虚拟电厂调节容量不低于 5MW，且不低于最大聚合容量的 10%。“源荷类”虚拟电厂具体按照我省源网荷储一体化、绿电园区、绿电直连、微电网等项目要求执行。相关信息变更的标准均按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办

法》（晋能源规〔2025〕4号）调整。虚拟电厂应通过交易平台提交变更申请，文件中应明确承诺变更后各时段调节容量、最大、最小用电负荷，以及调节速率等参数（不应低于技术指标要求）。预计变更（增加或减少，保证虚拟电厂调节容量不低于基本要求）的调节容量不超出最近一次测试认定的额定调节容量的 30%时，暂不对其进行系统测试，将申请文件中承诺的变更后各时段调节容量、最大、最小用电负荷视作“额定调节容量、最大、最小用电负荷”参与市场交易，并开展各类量价约束考核。若累计免测试调节容量变更值超出最近一次测试认定调节容量的 30%时，应重新进行系统测试，以测试认定的“额定调节容量、最大、最小用电负荷”参与市场交易，并开展各类量价约束考核。

可根据实际运行情况，申请增加调节时段，且增加的调节时段必须与测试报告中的调节时段相连续，且新增调节时段不高于1h。变更申请文件中应明确承诺新增时段调节容量、最大、最小用电负荷，以及调节速率等参数(不应低于技术指标要求)，按照测试报告中调节时段相同标准参与市场交易并开展各类量价约束考核。

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零售合同的变更，其他变更的情况参照《售电公司管理办法》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，经公示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 独立新型储能、抽水蓄能信息变更

应向电力交易机构提交股权结构、机组容量变更等变更信息及相关佐证材料。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，由独立新型储能、抽水蓄能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。

8.7 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. 市场注销

经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）、《售电公司管理实施细则》（晋能源电力发〔2022〕183 号）规定执行，虚拟电厂退出，按照《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》退市流程办理。

9.1 申请注销

9.1.1 申请注销条件

经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（1）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（2）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营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，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（4）经营主体所有机组关停退役的；

（5）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

除上述条款中的正当理由外，已入市电力用户原则上无法申

请注销，每月可在规定时间内自愿申请次月转由电网企业代理购电，执行 1.5 倍电网代购价格。

经营主体在交易合同履行过程中禁止注销，如需注销，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注销。

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注销手续，注销发电企业在电力交易平台的注册信息。地调公用火电厂申请注销时，仍持有电力交易批发市场合约的，应通过合同转让、回购交易处置后续合约。

售电公司因运营不善、资产重组或者破产倒闭、欠费等特殊原因申请注销的，应在退出日前 45 天通知省能源局、电力交易机构以及电网企业和电力用户等相关利益方。售电公司注销前，须解除与电力用户的零售合约，优先保障市场化费用及欠费的清缴；对于申请自愿退出后，仍持有电力交易批发市场合约的，应通过合同转让交易处置后续合约。对于批发、零售市场合约未完全处置的，交由保底售电公司提供保底售电服务。

拥有配电网运营权的售电公司申请注销时，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 申请注销程序

（1）申请。经营主体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）注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料；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。

（2）审查。电力交易机构在收到经营主体申请注销申请后，将相关信息提供至电网公司，5个工作日内完成对经营主体提交的申请和相关材料的审查，对于注销材料不符合要求的，予以一次性告知。同时电网公司核实经营主体申请注销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，对符合申请注销条件的，交易机构每月第5个工作日将退市申请、相关材料、归类情况报请省能源局、山西能源监管办审核。

（3）公示。交易机构将退市申请、相关材料、归类情况、省能源局、山西能源监管办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）生效。公示期满无异议的，可办理申请注销手续。

（5）备案。电力交易机构按月汇总经营主体注销情况并向省能源局、山西能源监管办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 自动注销

9.2.1 自动注销情形

发生以下情形，可对该经营主体实施自动注销：

（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）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；

（6）符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的；

（7）法律、法规规定的其他情形。

9.2.2 自动注销程序

（1）启动自动注销程序。电力交易机构将符合自动注销情形的经营主体名单及相关材料上报山西能源监管办、省能源局审核，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经营主体启动自动注销程序。

（2）通知相关利益方。启动自动注销程序后，电力交易机构即通知相关利益方核实拟退市经营主体相关市场行为，包括但不限于：拟退市经营主体是否存在拖欠电费、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

退市经营主体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。对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的10个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。其中，售电公司被启动自动注销程序后，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经营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。电力交易机构将自动注销的经营主体名单通过交易平台、“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。公示期满无异议的经营主体，在电力交易平台中予以注销，保留其历史信息5年。

（6）备案。电力交易机构按月汇总经营主体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。

10. 停牌复牌

10.1 售电公司停牌条件

存在下列情形之一的，或收到省能源局、山西能源监管办、电网企业等相关部门提供的书面说明，应予以停牌:

（1）存在不履行合约、欠费等不良市场行为的，未按时足额缴纳履约保函、保险，经书面提醒仍拒不足额缴纳的;

（2）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;

（3）存在恶意报价、伪造合同、窃取信息等扰乱市场秩序行为的，或出现由司法机关介入售电公司恶意报价、伪造合同、窃取信息等行为的;

（4）未按规定期限通过山西电力交易平台披露资产、人员、经营场所、技术支持系统等持续满足注册条件的信息和证明材料的;

（5）存续运营期间未持续满足注册条件要求的;

（6）山西能源监管办和省能源局依据市场规则认为其他有必要的情形。

10.2 其他经营主体停牌条件

存在下列情形之一的，或收到省能源局、山西能源监管办、电网企业等相关部门提供的书面说明，应予以停牌:

（1）存在不履行合约、欠费等不良市场行为的;

（2）存在违约用电、窃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、窃取信息等扰乱市场秩序行为的，或出现司法机关介入事项，且事项涉及电力交易业务的其他经营主体;

（5）山西能源监管办和省能源局依据市场规则认为其他有必要的情形。

10.3 售电公司停牌复牌

售电公司涉及停牌情形时，电力交易机构应在 3 个工作日内向相关经营主体出具正式的停牌通知或函件，并在交易平台发布相关公告，同时向山西省能源局、山西能源监管办备案。停牌通知应包含停牌开始日期、原因事项、处置措施等内容。

对因履约保障凭证、欠费等风险防控原因引起的停牌，按规定启动平仓或保底售电程序。因其他原因引起的停牌，整改期限

为 3 个月，到期未按要求完成整改，转入强制退市程序；期限内发生欠费、履约风险等保底售电启动条件的，转入平仓或保底售电程序。

售电公司停牌期间。（1）暂停新签零售合约权限。（2）暂停中长期日滚动交易权限。（3）暂停现货日前申报权限，按照中长期合约曲线缺省申报。

以上停牌期限内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。电力交易机构应在 5 个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件、在交易平台发布相关公告，下一个工作日恢复相关售电公司交易资格，当月向省能源局、山西能源监管办报备。

10.4 其他经营主体停牌复牌

其他运营主体涉及停牌情形时，电力交易机构应在 1 个工作日内向相关经营主体出具正式的停牌通知或函件，并在交易平台发布相关公告，同时向山西省能源局、山西能源监管办报备。停牌通知应包含停牌开始日期、原因事项、处置措施等内容。对有关运营主体的停牌处置包括以下方面。

（1）零售用户停牌后，停牌期间不再参与零售市场交易。

（2）批发用户停牌后，按照售电公司停牌处置相关规定执行。

（3）发电企业停牌后，暂停中长期日滚动交易权限。

（4）其他经营主体停牌后，按照相关规定执行。

其他经营主体停牌后，应按照要求进行整改。未完成整改前，保持停牌状态；按要求完成整改后，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。电力交易机构应在 5 个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件，明确复牌时间及恢复的交易权限，在交易平台发布相关公告，并向省能源局、山西能源监管办报备。

10.5 虚拟电厂停牌复牌

虚拟电厂不满足现货市场运行条件时，应于次月中长期月度交易前向市场运营机构申请暂停“报量报价”参与现货市场交易，暂停期间按照普通售电公司相关规则参与交易。暂停时间需按整月申报，全年暂停时长不得超过 3 个月。

连续三个月调节容量可用率低于 50%且申报调节容量（各单个小时时段）小于 2.5MW，应在 3 个月内完成整改，整改期间不暂停交易。

未按期整改完成，取消其虚拟电厂交易资格。“负荷类”虚拟电厂运营商可申请转为普通售电公司，经 10 个工作日公示无异议后按照相关规则参与市场交易。

11. 附则

本实施细则由山西省能源局、山西能源监管办负责解释。

山西电力中长期交易实施细则

（V16.0）

2025 年 12 月

目　录

1.总则……1
2.市场成员……2
3.交易品种、周期和交易方式……3
3.1 交易品种……3
3.2 交易周期……8
3.3 交易方式……9
4.价格机制……12
5.交易曲线……13
6.交易电量约束……14
6.1 售电公司可申报交易电量额度……14
6.2 时段电量约束……14
6.3 新能源参与省间交易时段电量约束……14
6.4 年度交易约束……16
6.5 新能源交易电量约束……16
6.6 用户侧交易申报约束……17
6.7 用户侧中长期超额申报回收费用免考……21
6.8 “负荷类”虚拟电厂交易申报约束……25
6.9 用户侧中长期曲线偏差约束……27

6.10 “负荷类”虚拟电厂中长期曲线偏差约束……28
6.11 “负荷类”虚拟电厂其他约束……29
6.12 中长期分时段金融套利约束……29
6.13 发电侧金融套利约束……29
6.14 用户侧金融套利约束……30
6.15 新能源企业金融套利约束……31
7.交易组织……31
7.1 年度交易……32
7.2 月度交易……35
7.3 月内交易……39
7.4 中长期分时段交易……39
8.交易执行……41
9.合约管理……42
9.1 年度交易合约内容……42
9.2 月度及短期交易合约内容……42
9.3 中长期分时段交易合约……43
9.4 合约调整……43
9.5 合约解除……43
10.市场监管和风险防控……44
11.附则……48

1. 总则

1.1 为持续深化电力市场改革，优化电力资源配置，实现中长期交易与现货市场、省内市场与全国统一大市场的有效衔接，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）、山西省人民政府办公厅《关于印发山西省电力市场运营管理办法的通知》（晋政办发〔2022〕87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）等文件，结合山西电力市场运行实际，对《山西电力中长期交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2号）进行补充修订。山西电力中长期市场交易与结算工作，按照晋监能市场规〔2024〕2号文件及本次补充修订后的条款执行。后续将按照《国家发展和改革委员会 国家能源局关于印发〈电力中长期市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）开展修订。

1.2 本细则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体等经营主体，通过双边协商、集中交易等市场

化方式，开展的多年、年、多月、季、月、旬、日等电力交易。

1.3 在电力现货市场运行期间组织开展电力中长期分时段交易。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、储能等新型主体）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经营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，交易周期暂分为年度、多月、月度、旬和日。

1.4 任何单位和个人不得不当干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

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

1.6 国家能源局山西监管办公室（以下简称山西能源监管办）和山西省能源局根据职能依法履行山西电力中长期分时段交易监管职责。

2.市场成员

2.1 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、虚拟电厂、辅助服务提供商（包含储能企业、负荷聚合商等）等。各类成员须符合国

家及山西省准入条件且在电力交易机构完成注册。

分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

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。

2.2 各类市场成员的权利和义务，按国家有关规定和山西省电力市场规则体系中相关规定执行。

2.3 电力经营主体的准入、注册管理按照国家和山西省有关电力市场准入注册政策、《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）、《山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司管理实施细则〉的通知》（晋能源电力发〔2022〕183号）等执行。

3. 交易品种、周期和交易方式

3.1 交易品种

3.1.1 电力中长期交易品种主要包括省间交易、省内电力直接交易、合同转让交易、回购交易、绿色电力交易等。根据市场发展需要开展输电权、容量等其他类型交易品种。

3.1.2 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，省内经营主体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。发电企业应在自身发电能力范围内，按照不超交易标的的原则进行申报。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“权重系数法”出清的权重算法为:

$$Q_{i\text{中标}} = \mathrm{Q}_{\text{总}} \times \frac{\mathrm{C}_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}}}{\sum_{i=1}^{n}(\mathrm{C}_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}})}$$

其中，$Q_{i\text{中标}}$ 为第 i 台机组中标电量，$\mathrm{C}_{i\text{机组}}$ 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 万千瓦级机组容量系数为 1.0，20 万千瓦级机组取 1.1，30 万千瓦级机组容量系数为 1.2，60 万千瓦级机组容量系数为 1.4，100 万千瓦级机组容量系数为 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。

（4）供热系数：若为鼓励机组供热，在按“权重系数法”出清时可为供热机组设置 1.2 的系数。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，交易机构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。

3.1.3 中长期省间购电

电网企业根据电力电量平衡预测情况，提出购电电量电力需求，经汇报省能源局、山西能源监管后进行购电。初期由电网企业统一代理采购，购电范围为省内华北网调机组、特高压配套电源，视情况增加购电范围；后期视省间电力市场发展情况，逐步过渡至由批发用户、售电公司自行参与交易。购电价格依据售出省份市场价格行情协商确定，经汇报省能源局后进行采购。交易方式包括双边协商、挂牌、单边竞价等方式，具体以交易公告为准。

3.1.4 外送通道配套电源外送交易

配套电源仅参加对应外送通道的省间交易，暂不参加其他通道外送交易。国家明确配套电源消纳省份的，仅参与对应通道、对应消纳省份的省间交易，不参加其他省间交易。配套电源和其

他机组均可参与外送合同转让交易，按照本实施细则合同转让条款执行。

晋北风电基地项目应优先参与雁淮直流外送交易，如有剩余发电能力可参与省内交易。原则上按照大小风季节确定分月申报外送电量（小风季 6-9 月，大风季 1-5、10-12 月），确保完成政府间协议电量或双方政府已达成一致的电量规模。

3.1.5 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、批发市场用户（批发用户、售电公司、虚拟电厂等）之间开展，由山西电力交易机构组织。

电网企业代理购电交易按照国家和山西省有关政策开展，具体交易方式以交易公告为准。

原则上，省内直接交易带曲线开展。发电侧应急备用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省内用户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。

电力现货市场运行期间，以分时段交易方式开展电力中长期交易。电力中长期交易中，年度交易按照双边协商和集中交易方式开展，集中交易包括挂牌、集中竞价或滚动撮合等方式；多月

交易按照滚动撮合交易的方式组织；月度组织新能源双边协商交易；月度、旬交易集中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；日滚动交易按照滚动撮合交易的方式组织。经营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。

“分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点划分发电单元，参照集中式新能源交易模式参与中长期市场。“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。“源荷类”虚拟电厂原则上不参与批发市场的中长期交易，具体根据项目的发用电规模匹配度等因素确定。

待条件具备后，独立储能可按月自愿选择参与中长期交易，上网侧、下网侧分开作为用户和电厂参与，参与中长期交易后，分别参照批发用户（售电公司）、火电企业进行交易、结算、接受市场运营费用计算。原则上，独立储能企业不可作为零售用户或分布式电源由售电公司、虚拟电厂代理参与市场交易。

3.1.6 合同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，上限价格原则上与中长期交易上

限价格一致，下限价格为 0 元/兆瓦时。

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。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。

转让交易中，为避免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%（分时段交易电量不计入统计）。0<ZL<100，ZL 值具体由山西能源监管办、山西省能源局根据国家及我省要求明确。

3.1.7 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。

3.1.8 电力现货市场运行期间，省内中长期交易合约原则上通过分时段交易的方式实现合同转让、回购、置换等。

3.1.9 绿色电力交易有关事项按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》和国家及山西省有关规定执行。

3.2 交易周期

经营主体根据北京电力交易中心时间安排参与省间交易，主要有多年、年度、月度、月内交易。省内中长期交易以多年、年

度、多月、月度、月内（多日）为周期组织开展。电力现货市场运行月份，以电力中长期分时段交易作为中长期交易的形式，交易周期分为年度、多月、月度、旬和日。市场化合约转让（回购、置换）交易以月度、月内（多日）为周期组织开展。对榆林供电公司以年度、月度及旬等周期组织开展交易。

3.3 交易方式

3.3.1 中长期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。

3.3.2 双边协商交易，是指经营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。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

3.3.3 集中竞价交易，是指经营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。

（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）申报价格相同时，按照申报电量等比例成交。

（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。

3.3.4 挂牌交易，是指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，按照“购电方（售电公司和批发用户）挂牌、售电方（指发电企业）摘牌”或“售电方挂牌、购电方摘牌”方式组织。

（2）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方挂牌与售电方挂牌交易同时组织，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，按“时间优先”原则成交。如挂牌交易只有一个挂牌方时，按照先挂牌、后摘牌方式开展，摘牌开始后的 15 分钟内的摘牌电量均视为同时刻有效申报，15 分钟后按照申报具体时刻先后顺序出清。同一时刻申报摘牌电量超过剩余挂牌电量时，按照有效申报电量比例等比例核减，直至核减后摘牌电量等于剩余挂牌电量。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。

除电网企业代理购电外，若在挂牌有效期内无经营主体摘牌，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。

3.3.5 滚动撮合交易，是指经营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。

3.3.6 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，校核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。

4. 价格机制

4.1 为维护发用电经营主体合法权益，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。

4.2 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。双边协商交易价格按照达成的交易合约确定；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。为落实国家关于中长期分时段交易、结算的相关要求，同时考虑经营主体参与年度交易的实际情况，

对于年度交易中未形成分时价格的交易，可按照我省制定的年度合同价格分时形成方式进行拟合调整。

4.3 现货模式下，经营主体所有直接交易合同均须约定曲线并标明全天各时刻的价格，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。考虑到新能源发电的波动性，新能源双边交易合同的交易双方协商一致后可在规定时间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的合同总量不变。

4.4 中长期分时段交易价格约束。年度双边交易原则上不限制价格，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；多月连续交易限价为 $P_{多月价格范围}$，$P_{多月价格范围}$当前取值95.62-764.93元/兆瓦时；月度、旬分时段交易限价为$P_{月旬价格范围}$，$P_{月旬价格范围}$当前取值95.62-764.93元/兆瓦时；日滚动交易限价为$P_{日滚动价格范围}$，$P_{日滚动价格范围}$当前取值0-1500元/兆瓦时。

4.5 初期，售电公司需绑定零售用户后方可参与对应标的月的多月连续交易。待市场进一步成熟后，允许标的月未绑定零售用户的售电公司先参与批发市场交易，后绑定零售用户。

5. 交易曲线

以双边协商方式开展的直接交易，市场主体可自行约定交易曲线；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，也可以采用交易公告给出的交易曲线。

6. 交易电量约束

6.1 售电公司可申报交易电量额度

售电公司可申报交易电量额度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。

6.2 时段电量约束

经营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，经营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交易时，应确保交易期间持有电量不超过其最大发电能力。

6.3 新能源参与省间交易时段电量约束

在预期可完成国家可再生能源电力消纳责任权重考核要求的前提下，鼓励和支持新能源企业参加省间交易，持续提高新能源在晋电外送中的比重。原则上，交易机构在年度交易组织前，以及每季度最后一个月的 10 日前测算下月至当年年底全省新能源可参与省间交易电量上限，具体计算方式为:

$$Q_{\text{可外送电量}} = Q_{\text{预计发电量}} - Q_{\text{预估应消纳}} - Q_{\text{已成交外送}}$$

$$Q_{\text{预计发电量}} = C_{\text{新能源装机容量}} \times T_{\text{近三年平均利用小时数}}$$

$$Q_{\text{预估应消纳}} = Q_{\text{上一年年用电量}} \times K \times m - Q_{\text{已消纳}}$$

其中:

$Q_{可外送电量}$为下月至年底为完成消纳权重指标预估新能源可外送电量;

$Q_{预计发电量}$为下月至年底预计全省新能源发电量;

$Q_{预估应消纳}$为下月至年底为完成消纳权重指标预估应再消纳的新能源电量;

$Q_{已成交外送}$为下月至年底新能源已成交的外送合约电量;

$C_{新能源装机容量}$为测算月的前一个月月底全省新能源装机容量;

$T_{近三年平均利用小时数}$为下月至年底对应近三年全省新能源平均利用小时数;

$Q_{上一年年用电量}$为上一年度全社会用电量;

K 为近三年全社会用电量的平均增长率;

M 为当年非水可再生能源消纳责任权重目标，国家未正式发布当年权重前，按 30%计算;

$Q_{已消纳}$为当前年初到发布月月底前省内已实际消纳的新能源电量。

新能源参与省间交易时，优先组织开展省间绿电交易，参与其他常规外送交易时，新能源企业发电特性需满足购电省需求，可参加政府间协议中明确有新能源电量需求、购电省有新能源需求、为促进新能源消纳组织的仅低谷时段外送、新能源跨省打捆、省间月度、周多通道集中竞价等交易。

6.4 年度交易约束

为保障年度中长期交易发挥保量稳价作用，根据国家发改委、国家能源局关于年度中长期合同签约履约工作要求，可在年度交易方案中明确年度合同签约比例、年度交易组织方式和相应考核要求。

除检修机组外，近12个月内无上网电量的火电企业，其交易有效容量暂定为零；非供热期内无上网电量的火电企业，其对应月份的交易有效容量暂定为零。

若发电企业全月停运，但在年度（含多月）交易中持有中长期合同电量，由该企业商电力交易机构通过合同转让或回购交易等方式处理。

6.5 新能源交易电量约束

新能源发电企业以年度、月度双边协商方式开展中长期交易，并参与多月、旬及日滚动分时段交易（不参与月度分时段交易；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多月、旬和日滚动分时段交易实现），交易需满足以下约束：

（1）新能源参与中长期市场交易申报电量上限=项目装机容量×8760×（1-α%）确定，其中α%为项目机制电量比例。

（2）新能源企业省内年度、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（扣除机制比例及省间现货电

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 $B_{新能源超额-月}$（$B_{新能源超额-月}$当前取值 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 倍与现货实时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）。

（3）新能源发电企业每日每小时中长期合约电量总额不得超过实际上网电量（扣机制比例及除省间现货电量）的 $B_{新能源超额-日}$（$B_{新能源超额-日}$当前取值 300%），超出部分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 倍与当日该时段省内现货实时市场用户侧统一结算点电价加权均价的价差回收（差价为负值时不回收）。系统原因产生的弃风弃光电量产生的回收费用免除回收。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。

6.6 用户侧交易申报约束

对参与普通交易的用户侧年度、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

源月度双边交易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$B_{用户缺额}$%（$B_{用户缺额}$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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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。

在虚拟电厂入市用户确定以后，由相关经营主体提交申请，交易机构组织，售电公司自身普通用户单元与自身虚拟电厂单元之间开展合同转让，时间暂定为月度分时段交易开展之前。

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（不含新能源双边合约），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（不含新能源双边合约）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当前取值为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×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8）×α

月度集中竞价申报电量≦0时不进行考核；

（当月实际用电量×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8）≦0时，按0处理；

月集中竞价申报超额回收电量≦0时，按0处理；

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×1.5-月度交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8）×α

旬集中竞价申报电量≦0时不进行考核；

（当旬实际用电量×1.5-月度交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8）≦0时，按0处理；

旬集中竞价申报超额回收电量≦0时，按0处理；

上旬、中旬、下旬按相同原则处理。

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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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按照月度实际用电量比例返还至批发用户。

售电公司参与多月时，交易标的月可交易额度计算方式如下。参照现行履约保障制度，如参与连续交易，每份履约保函、履约保险有效期应覆盖交易标的时间及交易年度延后 12 个月及以上。

月可交易限额

$$= \max\left(Q_{\text{标的月已绑用户历史月均}},\ \frac{Fee_{\text{保函}} - Q_{\text{多月连续交易}} \times P_{\text{多月连续交易}}}{P_{\text{首个标的月上上月中长期市场均价}}}\right)$$

其中：

$Q_{\text{标的月已绑定用户历史月均}}$为标的月已绑定用户上年月均用电量；

$Fee_{\text{保函}}$为标的月履约保障凭证金额；

$Q_{\text{多月连续交易}}$为标的月已成交的多月连续交易合约电量；

$P_{\text{多月连续交易}}$为标的月已成交多月连续交易合约价格；

$P_{\text{首个标的月上上月中长期市场均价}}$为首个标的月上上月中长期交易均价。

如售电公司年度交易合约分解至标的月电量未进入其多月连

续交易持仓，其多月交易上限须相应核减，具体为：公式第一项“$Q_{标的月已绑定用户历史月均}$”改为“$Q_{标的月已绑定用户历史月均}$-年度交易合约分解到标的月的电量”，公式第二项“$Q_{多月连续交易} \times P_{多月连续交易}$”改为“（$Q_{多月连续交易} \times P_{多月连续交易}$+年度交易合约分解至标的月的合约电费）”。交易平台功能具备后，可交易电量为((保函-亏损金额)/市场均价)，承担各类市场运营费用。按交易日实时监测其盈亏情况（盈亏=（主体价格-市场均价）×交易电量），当其有效保函为 0 且未在规定时间补缴保函时，启动应急平仓机制。

批发用户多月交易额度根据上一年度月均用电量计算：月可交易额度（MWh）=上一年度月均用电量。无上一年度月均用电量数据的批发用户采用近一月的实际用电量，新入市的无实际月用电量数据的批发用户暂不允许参与连续交易。如某批发用户年度交易合约分解至标的月电量未进入其多月连续交易持仓，其多月交易上限须减去该部分合约电量。

6.7 用户侧中长期超额申报回收费用免考

（1）免考核情形范围

发生以下类型情况的电力用户（含售电公司、拥有自备电厂的电力用户）申请后经认定后可免除相应部分的中长期超额申报回收费用:

1）拥有自备电厂的用户，其机组因安全保供、应急调度、事故处理等原因执行调度指令使其运行方式有较大调整的;

2）电网临时检修、故障检修等计划外的公用输配电设备受限，用户当月累计停电时间超过 12 小时的；

3）用户执行政府要求参与有序用电安排的；

4）因地市级及以上政府主管部门或县级政府发布节能降耗或安全方面行业整顿、环保因素错峰生产等停产限产政策导致电力用户停限产的（不含自身环保或能耗不达标等原因被停产限产的）；

5）不可抗力（重大自然灾害、突发公共卫生事件等）因素导致的用户用电设备部分或全部停运的；

6）其他因非自身原因导致超额申报的情形。

电力用户停限产事项发生在产生考核的交易时间之前的，不予减免。

（2）免考核申请材料及时间

申请免考的电力用户（含售电公司）应于月度账单发布后 3 个工作日内向电力交易机构申请上月超额申报免考，逾期不予以处理。交易机构在接到申请后 5 个工作日内协调电网有关部门进行核实并及时予以答复。申请单位应提交上月免考核申清单、影响时间和影响电量信息和对应免考情形的佐证材料，其中：

1）属于免考核范围中第一条的，需提供相应电力调度机构运行记录；

2）属于免考核范围中第二条的，需提供相应电力调度机构或

电网企业相关部门的运行停电记录，临时检修通知单、故障记录和恢复送电时间记录;

3）属于免考核范围中第三条的，需提供县级及以上政府主管部门和供电公司发布的有序用电方案，电网企业确认的有序用电影响少用电量的证明材料;

4）属于免考核范围中第四条的，需提供地市级及以上政府主管部门或县级政府发布的节能降耗或安全方面行业整顿、环保因素错峰生产等停产限产文件或名单;

5）属于免考核范围中第五条的，需提供地方政府公开发布的相关文件、公告、影像资料、网站链接等佐证材料;

6）属于免考核范围中第六条的，需提供非自身原因相关证明材料;

7）其他的必要的辅助说明材料。

（3）认定程序

1）电力交易机构在接到申请后 3 个工作日内协调电网企业有关部门进行核实并及时予以答复，不符合要求的将电话告知相关申请单位，符合要求的将相关资料发至电网企业。

2）属申请材料第（一）、（二）条相关的，由相应电力调度机构出具盖章意见；属申请材料第（三）条相关的，由电网企业提供有序用电影响少用电量（按执行有序用电时段内当天比正常用电日少用的电量统计），并出具盖章意见。

3）电力交易机构结合电网企业反馈意见确定符合申请免考用户名单，在交易平台公示 7 天，公示无异议将对符合免考的批发用户和售电公司，免除其相应的中长期超额申报回收费用。

4）在计算中长期超额申报回收费用考核电量时，免考核期间（完整天）内日实际用电量取停限产所在月前一个自然月的日平均用电量作为企业正常用电量。对用户发生电量追退补的，原则上不再调整免考核结果。

$$日平均用电量=\sum_{i=1}^{96}\overline{Qti}$$

Q_{ti} 为批发用户或售电公司取停限产所在月前一个未停限产自然月第 i 时段（15 分钟）实际用电量。

（4）异议处理

1）用户侧中长期超额申报回收计算、考核、异议处理等相关工作，由电力交易机构同电网企业调度、营销、财务等部门具体办理，并定期通报。山西能源监管办负责对用户侧中长期超额申报偏差考核进行监督管理。

2）电力用户（含售电公司）对上月中长期超额申报考核结果有异议的，应在上月账单发布后 3 个工作日内向交易机构提出申请，交易机构 在接到申请后 3 个工作日内，协调调度、营销等部门核实，并及时予以答复。

3）电力用户仍有异议的，可于当月 25 日前向山西能源监管

办提出申诉。无异议后，由交易机构会同电网企业有关部门部门执行，并将办理情况报送山西能源监管办。

6.8 “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ΔPi与最大用电负荷 Pmaxi 的比例 β%，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（$B_{用户缺额}$-1.2×β）%（$B_{用户缺额}$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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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，不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行集中竞价阶段的申报电量上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约），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 倍减去月度交易分解至当旬的净买入电量，再减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约），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。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×1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8）×α

月度集中竞价申报电量≦0 时不进行考核；

（当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 × 1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当月净买入电量×0.8）≦0 时，按 0 处理；

月集中竞价申报超额回收电量≦0 时，按 0 处理；

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-月度火电交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8）×α

旬集中竞价申报电量≦0 时不进行考核;

（当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 × 1.5-月度火电交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当旬净买入电量×0.8）≦0 时，按 0 处理;

旬集中竞价申报电量≦0 时，按 0 处理;

上旬、中旬、下旬按相同原则处理。

“负荷类”虚拟电厂主体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(日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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。

6.9 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 $B_{用户曲线负偏差}$（$B_{用户曲线负偏差}$ 当前取值 20%）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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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 $B_{用户曲线正偏差}$（$B_{用户曲线正偏差}$当前取值 15%）范围的电量，按照日前市场相应时段当月加权均价（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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至批发用户。

6.10 “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。

6.11 “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。

6.12 中长期分时段金融套利约束

多月、月度、旬及日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，发用两侧经营主体（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。多月连续交易、月度及月内中长期分时段交易中，单个序列单个时段每日可申报及撤销次数后台限制不得超过 K 次。K 初期暂取 100，电力交易机构可根据市场运行情况，提出 K 值修改意见，报山西能源监管办和山西省能源局同意后执行。

6.13 发电侧金融套利约束

中长期各批次的各分时段交易中，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，折合电力不得超出有效装机容量；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，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的$\theta_{发电侧\text{-}多月}$（$\theta_{发电侧\text{-}多月}$当前取值 50%），在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的$\theta_{发电侧\text{-}月旬}$（$\theta_{发电侧\text{-}月旬}$当前取值 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。发电侧经营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。

6.14 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，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量的$\theta_{用户侧\text{-}多月}$，$\theta_{用户侧\text{-}多月}$当前取值 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和的$\theta_{用户侧\text{-}月旬}$，$\theta_{用户侧\text{-}月旬}$当前取值 30%；在多月连续分时段交易中，用户侧全月净持仓电量不得低于 0.001MWh。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。

对批发用户办理过户、销户等影响自身合同执行能力的变更业务，或办理身份转换（如转为零售用户），允许其通过转让或回购等方式，全部处理尚未执行完毕的中长期交易合同。售电公司、虚拟电厂等申请办理退出等业务时，按照应急平仓等规则执行。

6.15 新能源企业金融套利约束

新能源企业在各批次电力交易中，各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。某一时段全月累计买入电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的$\theta_{新能源}$（$\theta_{新能源}$当前取值50%），在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和。

7. 交易组织

根据北京电力交易中心安排，交易机构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机构根据山西省能源局确定的交易规模、经营主体目录组织开展。原则上，省内交易的优先次序为：年度电力直接交易，多月连续交易，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。

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）的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。

7.1 年度交易

7.1.1 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。

7.1.2 年度电力交易

年度电力交易按双边协商、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、经营主体需要等情况进行调整。

原则上，年度电力交易组织流程为：交易机构发布年度电力交易公告，按交易公告明确的交易方式开展年度电力交易，形成交易合约。

7.1.3 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。各经营主体根据交易公告，开展年度双边协商交易申报。为有效体现分时价格信号，按每个小时为一个时

间段，总计 24 个时间段进行独立交易；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、交易电价、合约起止时间等。榆林等非分时段交易采用交易公告挂牌曲线。

（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，形成带分时电量的交易合约。

7.1.4 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，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等方式。

（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。各经营主体根据交易公告，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。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。

7.1.5 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。经营主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌内容包括交易电量、交易曲线、交易价格等信息。

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交易曲线。

（3）摘牌。经营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。若无经营主体摘牌，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。

7.2 月度交易

7.2.1 每月交易机构发布月度交易公告，组织开展月度电力交易、月度合约电量转让交易等。

7.2.2 月度电力交易

每月组织次月月度电力交易，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、经营主体需要等情况进行调整。

7.2.3 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。各经营主体根据交易公告，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、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。

7.2.4 月度集中竞价交易流程

月度集中竞价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

a. 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。

b. 交易申报。各经营主体根据交易公告，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。

c. 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。

d. 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：

a. 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。

b. 交易申报。各经营主体根据交易公告，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。

c. 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。

d. 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。

7.2.5 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。

7.2.6 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。

7.2.7 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。

7.2.8 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。根据山西省能源局、山西能源监办管相关要求，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。

7.3 月内交易

月内组织开展电力直接交易、合约转让交易，具体交易开市时间在交易公告中明确。执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

代理购电开展月内交易根据山西省发展改革委有关政策执行。

7.4 中长期分时段交易

7.4.1 多月连续交易按日连续组织，交易标的为未来 6 个月内每月每个时段的总电量，交易电量默认按照标的月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

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，具体以交易公告为准，每日每个时段的电量单独进行交易。

经营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。

7.4.2 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。

新能源发电企业月度双边协商交易在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)。新能源月度双边交易完毕后，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）。

8. 交易执行

8.1 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展。已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

8.2 市场化合约电量仅作为结算依据。经营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。

8.3 已准入注册的现货电力用户如果没有参与中长期交易，或者在中长期交易中没有买到电量，将默认全电量参与现货交易。

8.4 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

8.5 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组

调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

8.6 经营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。

9. 合约管理

9.1 年度交易合约内容

（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。

9.2 月度及短期交易合约内容

（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约约定签订。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。

9.3 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。合同数据由交易系统至少保存五年，以备查询。

9.4 合约调整

（1）年度交易中分时段交易成交的合约可在多月连续交易、月度及月内分时段交易中进行调整。

（2）非分时段交易成交的合约可通过合同转让交易的方式进行合约调整，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。

9.5 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。

10. 市场监管和风险防控

10.1 电能计量、中长期结算、信息披露等方面具体规定，按照《电力市场信息披露基本规则》、《电力市场计量管理实施细则》、《电力市场电费结算实施细则》、《山西电力市场信息披露指引》等国家和山西有关规定执行。

10.2 山西能源监管办会同山西省能源局建立健全电力交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

10.3 市场运营机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据山西能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定按季度向山西能源监管办、山西省能源局和山西省发展改革委提交市场监控分析报告。

10.4 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交易，并报山西能源监管办和山西省能源局：

（1）当面临严重供不应求情况或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。

10.5 当出现以下申报价格、电量异常情形时，市场运营机构可认定为无效申报，必要时可重新交易出清，并尽快报告山西能源监管办和山西省能源局:

（1）在集中竞价交易方式下，出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时，认定为无效申报，交易机构可对其他有效申报数据进行重新出清;

（2）在挂摘牌交易方式下，出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时，认定为无效申报，交易机构可对其他有效申报数据进行重新出清;

（3）在滚动撮合交易方式下，出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时，若其已形成成交对，则该成交结果视为无效，不再另行出清；若其未达成成交对，则视为无

效申报，不参与交易出清。

10.6 在多月连续分时段交易中，实时采集市场运行基础数据，按日生成市场整体运行情况报告。对有明显亏损风险的市场主体采取预警机制，汇报山西能源监管办、山西省能源局后，交易机构可采取风险提示、暂停交易等措施。

10.7 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致交易平台卡顿、崩溃，电力交易机构应评估事件影响，并尽快恢复系统正常运行。若短时间内无法恢复，电力交易机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等措施，保障交易公平公正。相关情况及时向山西能源监管办和山西省能源局报告。

10.8 经营主体应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以下行为将视为异常行为:

（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要求，调用频次超过 30 次/分钟、规律性调用连续 5 分钟超过 10 次/分钟的。

（2）使用外挂软件或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）集中市场中交易双方约定交易时间、交易价格、交易电量的;

（6）集中市场中同一集团不同主体间成交量异常;

（7）其他违反平台使用协议规定情况;

（8）山西能源监管办认定的其他异常行为。

10.9 按照山西能源监管办、山西省能源局要求，交易机构将对经营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。该账号的经营主体需书面说明实际情况并做出相关承诺，交易机构核实相关情况后，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）若经营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，则冻结该经营主体全部账号并报山西能源监管办和山西省能源局;

（4）因经营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，冻结该经营主体全部账号并报山西能源监管办和山西省能源局。

10.10 当市场主体出现以下提交材料不实、伪造或失效等情形

时，交易机构有权对其要求限期整改，未按期整改的采取出具警示函、平台公开披露、暂停市场交易、暂缓支付市场化结算费用等风险管控措施，并报监管部门协同进行进一步调查，涉嫌犯罪的将移送公安机关处理。

（1）市场主体提交材料涉及伪造、变造的情形;

（2）市场主体提交注册、认证或备案等信息存在伪造、篡改等不实的情形；市场主体提交的履约保函存在造假、注销失效等致使保函无法生效情形。

10.11 电力交易发生争议时，经营主体可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交山西能源监管办调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

10.12 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条第三十八条、第三十九条有关规定处理。

11. 附则

11.1 本细则由山西能源监管办会同山西省发展和改革委员会、山西省能源局负责解释。

11.2 本细则在实施过程中，经营主体及市场运营机构可对有关条款提出修改、补充、完善建议，履行规则修订程序后执行，修订后的条款与本细则有同等效力。

山西电力中长期交易实施细则
——绿色电力交易专章

（V16.0）

2025 年 12 月

目　录

1.总则……1
2.市场成员……3
3.市场注册……4
4.交易周期、品种及方式……5
5.价格机制……6
6.交易组织……7
7.合同签订与执行……9
8.交易结算……10
9.绿证管理……13

1.总则

1.1 为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的战略部署，加快建立有利于促进山西绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，推进绿色电力交易工作有序开展，引导绿色电力消费，加快绿色能源发展，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）、《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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）等有关规则，按照《国家发展改革委 国家能源局关于绿色电力交易试点工作方案的复函》（发改体改〔2021〕1260号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章〉的通知》（发改能源〔2024〕1123号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、国家发展改革委 国家能源局《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）要求，对《山西电力中长期交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2号）进行补充修订，绿电交易、结算等相关工作，按照晋监能市场规〔2024〕2号文件及本次补充修订后的条款执行。

1.2 本实施细则所称绿色电力、绿色电力交易、绿色电力证书按照以下定义。

1.3 绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电）、太阳能发电（含分布式光伏和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。

1.4 绿色电力证书（以下简称“绿证”）是国家对非水可再生能源上网电量颁发的具有唯一代码标识的电子凭证，作为绿证的唯一凭证。1 张绿证对应 1 兆瓦时电量。

1.5 绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价格为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

1.6 绿色电力交易应坚持绿色优先、安全可靠、市场导向的原则，充分发挥市场作用，全面反映绿色电力的电能价值和环境价值，引导全社会形成主动消费绿色电力的共识与行动。不得以绿电交易名义组织开展以变相降价为目的的专场交易。

1.7 绿证随绿色电力交易由发电企业转移至电力用户，绿证应确保唯一，不得重复计算或出售。

1.8 本实施细则未尽事项，遵照山西电力市场有关规定执行，如与国家有关政策规则不一致的，按国家政策规则执行。

1.9 市场成员应严格遵守本实施细则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

2. 市场成员

2.1 参与绿色电力交易的市场成员包括发电企业、电力用户、售电公司、虚拟电厂等经营主体，以及电力交易机构、电力调度机构等。

2.2 参与绿色电力交易的售电主体主要是符合绿证发放条件的风电、光伏等可再生能源发电企业。按照《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿色电力交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75 号）要求，已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的绿电项目（以下简称“带补贴绿电项目”）参与绿色电力交易时，高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益，等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

2.3 参与绿色电力交易的购电主体是电力用户或售电公司。其中，售电公司代理有绿色电力消费需求的电力用户购买绿色电力产品，应通过零售合同销售给相应的零售用户。鼓励售电公司

推出绿色电力套餐。

2.4 电网企业负责为参与绿色电力交易的电力用户提供公平的报装、计量、抄表、结算、收费等供电服务。

2.5 带补贴绿电项目参与绿色电力交易的溢价收益，由交易中心按月进行核算，由电网企业做好专账管理。

2.6 山西电力交易机构主要负责:

（1）参与编制、修订绿色电力交易相关规则细则。

（2）组织开展山西省内绿色电力交易，出具相关结算依据，开展相关信息披露。

（3）汇总管理省内绿色电力交易合同（含零售合同）、结算依据，并向北京电力交易中心传送相关绿色电力交易合同、结算依据，作为北京交易中心与国家可再生能源信息管理中心核发、划转绿证的依据。

2.7 电力调度机构主要负责绿色电力交易安全校核，按照调度规程实施电力调度。

3. 市场注册

3.1 参与绿色电力交易的发电企业、电力用户等经营主体，需在山西电力交易平台注册且具备交易资格，已经注册的经营主体无需重复注册。

3.2 经营主体注册时在绿色电力交易平台开立绿色电力账户，已注册生效的经营主体自动获得该账户。

3.3 参与绿色电力交易的发电企业需在国家可再生能源管理中心完成备案、绿证申请与白名单流程，并在山西电力交易平台补充完善相关信息，包括但不限于：国家可再生能源管理中心备案的项目编码等。

4. 交易周期、品种及方式

4.1 根据经营主体需要，绿色电力交易可按多年、年度、多月（季度）、月度、月内（旬、日）等周期组织开展。

4.2 绿色电力交易可分为绿色电力批发交易和绿色电力零售交易。绿色电力批发交易，是指电力用户（或售电公司代理电力用户）直接向发电企业购买绿色电力产品的交易。绿色电力零售交易，是指售电公司向发电企业直接购买绿色电力产品，并将批发市场所获得绿色电力产品在零售市场销售给零售用户的交易。

4.3 绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易，其中：

（1）省内绿色电力交易是指电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向省内发电企业购买绿色电力产品。

（2）省间绿色电力交易是指省内发电企业向其他省出售符合条件的绿色电力产品，或由省内电力用户或售电公司向其他省发电企业购买符合条件的绿色电力产品。根据北京电力交易中心安排，可适时启动以平台聚合经营主体的方式参与省间绿电交易。

4.4 绿色电力交易的组织方式主要包括双边协商、挂牌等，

可根据市场需要进一步扩展，但应实现绿色电力产品可追踪溯源。其中：

（1）双边协商交易，经营主体自主协商交易电量、曲线、价格、绿证偏差补偿方式等信息，通过绿色电力交易平台申报、确认。

（2）挂牌交易，经营主体购售一方通过绿色电力交易平台申报交易电量、曲线、价格等挂牌信息，另一方经营主体摘牌、确认。

5. 价格机制

5.1 绿色电力交易的价格由市场化交易形成。

5.2 绿色电力交易价格应充分体现绿色电力的电能价值和环境价值，其电能价值与环境价值的总和为综合价格。

5.3 绿色电力交易申报电力、电量、价格量纲分别为：电力，MW；电量，MWh；价格，元/MWh；电力、电量精确到整数，价格精确到 0.001 元/MWh。

5.4 绿色电力交易中，除国家有明确规定的情况外不得对交易进行限价或指定价格。

5.5 绿证价格不纳入峰谷分时电价机制、力调电费等计算，具体按照国家及地方有关政策规定执行。

5.6 绿电零售套餐在普通零售套餐的基础上，需额外约定绿电电量、绿证价格等要素。

6. 交易组织

6.1 总体要求

6.1.1绿色电力交易优先组织，省内绿色电力批发交易原则上优先于省间绿色电力批发交易组织。

6.1.2省内发电企业参与省间绿色电力交易时，电力交易机构应充分考虑省内电力平衡和山西非水可再生能源消纳权重完成情况。

6.1.3绿色电力批发交易在绿色电力交易平台开展交易，绿色电力零售交易在山西零售交易平台开展交易，用户可通过绿电交易获取绿色电力证书。

6.1.4参与绿色电力交易的经营主体应按规定申报绿色电量、电能量价格、绿证价格等信息。

6.2 批发交易

6.2.1省间绿色电力交易按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》执行。

6.2.2市场初期，省内绿色电力交易采用直接交易方式，由独立批发用户、售电公司（代理其零售用户）向发电企业直接购买绿色电力产品。待市场成熟且绿色电力产品可追踪溯源时，可逐步开展绿色电力合同转让、回购等交易，减少合同执行偏差，提高合同履约率。

6.2.3根据市场需求，可按年度（多年）、季度（多月）、月度、

月内为周期组织开展省内绿色电力交易。交易方式可选择双边协商、挂牌交易等方式开展。

6.2.4省内绿色电力交易组织流程:

（1）交易申报。电力交易机构在绿色电力交易平台发布交易公告，经营主体按照规定进行申报、确认。

（2）交易出清。电力交易机构根据经营主体申报情况进行无约束出清，并开展交易校核。

（3）校核。电力交易机构对无约束出清结果开展交易校核。在非现货模式下，电力交易机构需将无约束结果提交至电力调度机构开展安全校核，经安全校核后形成有约束交易结果；现货模式下，电力调度机构不需要开展安全校核，但需要交易前提供约束条件。校核时间按照中长期交易细则执行。

（4）发布结果。电力交易机构对校核后的有约束结果进行发布。

6.3 零售交易

6.3.1在开展绿色电力批发交易前，售电公司需要与零售用户在零售交易平台签订绿电零售套餐，零售合约中应明确绿电交易购买绿电电量、电能量价格、绿证价格等信息，售电公司据此在批发市场代为购买绿电。

6.3.2绿色电力批发交易后，且在标的月执行前，售电公司和零售用户可根据批发市场获得的绿电交易合同，经协商一致后，

对绿电零售套餐中相关参数进行调整，需明确相关零售用户的绿电电量、电能量价格、绿证价格，必要时可约定绿证分配至零售用户的优先级（售电公司选择优先级方式的，必须明确其所有签订绿电零售合同的零售用户优先级，否则无效），零售用户对变更后的绿电零售合同确认后方可生效。

6.3.3市场初期，售电公司需按照最终生效的绿电零售合同，于每月25日前在绿色电力交易平台向零售用户分配绿电电量，应确保分解绿电电量与零售合约一致。待技术支持系统具备条件后，可将绿电零售合约相关数据传输至绿色电力交易平台，自动形成用户的绿电分配电量。

6.3.4售电公司只能在签订绿电零售合约的零售用户中分配绿电电量，且应将绿电批发电量全部分解到用户侧。

7. 合同签订与执行

7.1 合同签订

7.1.1电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量（电力）、电价（包括电能量价格、绿证价格），售电公司与零售用户签订的绿电零售合同也应明确上述事项。

7.1.2为确保绿色电力全生命周期的追踪溯源，绿色电力交易合同应明确购、售电主体的对应关系。

7.1.3绿色电力交易通过电子合同的方式签订交易合同，电子合同与纸质合同具备同等效力。

7.2 合同调整

市场初期，暂不开展绿色电力交易合同回购、转让交易。市场成熟后，可根据相关规定，在绿色电力交易合同各方协商一致、并确保绿色电力产品可追踪溯源的前提下，开展合同回购、转让等交易。

7.3 合同执行

7.3.1电力调度机构在确保电网安全的前提下，对拥有绿电合同且未进入现货的新能源发电企业予以优先安排，保证交易结果的优先执行；对拥有绿电合同且进入现货的新能源企业，在现货市场中应优先出清，优先执行。

7.3.2遇有弃风弃光时，拥有绿电交易合同的新能源企业列入最后一档弃限电序位。无补贴新能源入市后，相关规定另行制定。

7.3.3 电网需要实施需求侧管理措施时，在电网保供能力范围内，消费绿色电力比例较高的电力用户同等条件下应予以优先保障。

8. 交易结算

8.1 绿色电力交易按照相关市场规则优先结算。省间绿色电力交易结算优先级高于省内绿色电力交易。

8.2 电力交易机构负责向经营主体出具绿色电力交易结算依据，随经营主体交易结算单定时发布，经营主体进行确认。

8.3 电力交易机构向经营主体出具的绿色电力交易结算依据具备条件后应包含以下内容:

（1）电能量部分结算电量、价格、结算费用;

（2）绿证部分结算电量、价格、结算费用;

（3）电能量部分偏差结算费用。

8.4 绿证部分结算电量取小计算原则为按照售电公司代理所有签订绿电零售合同的零售用户、或独立批发用户分解到该笔合同的实际用电量、发电企业分解到该笔合同的实际上网电量（扣除实际结算机制电量，下同）以及双方之间的绿电合同电量三者取小确定。具体分为三步:

（1）按月统计每一家发电企业所有省间绿电合同电量与其上网电量。

若上网电量小于省间绿电合同电量，省间绿电合同应结绿证量等比例削减，省内绿电合同应结绿证量全部削减。

$$Q_{\text{绿证应结1-省间}} = Q_{\text{月度上网}} * \frac{Q_{\text{省间绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省间绿电合同}}}$$

若上网电量大于省间绿电合同电量，省间绿电合同应结绿证量等于其合同电量;

$$Q_{\text{绿证应结1-省间}} = Q_{\text{省间绿电合同}}$$

若发电企业上网电量大于省间绿电合同电量，但小于省间与省内绿电合同电量总和时，省内绿电合同应结绿证量等比例削减。

$$Q_{\text{绿证应结1-省内}} = (Q_{\text{月度上网}} - Q_{\text{绿证省间应结1}}) * \frac{Q_{\text{省内绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省内绿电合同}}}$$

若发电企业上网电量大于省间和省内绿电合同电量之和时，省内绿电合同应结绿证量等于其合同电量。

$$Q_{\text{绿证应结1–省内}} = Q_{\text{省内绿电合同}}$$

（2）按月统计每一家售电公司签订绿电零售合同的零售用户、或独立批发用户用电量与其绿电合同电量。

若用电量大于省内绿电合同电量，省内绿电合同应结绿证量等于其合同电量。

$$Q_{\text{绿证应结2}} = Q_{\text{省内绿电合同}}$$

若用电量小于省内绿电合同电量，省内绿电合同应结绿证量等比例削减。

$$Q_{\text{绿证应结2}} = Q_{\text{月度用电}} * \frac{Q_{\text{省内绿电 合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省内绿电合同}}}$$

（3）按月统计每一笔绿电合同中省内绿电合同绿证应结电量1、绿证应结电量2，二者比小确定应结绿证电量3

$$Q_{\text{绿证应结3}} = \min（Q_{\text{绿证应结1}}，\ Q_{\text{绿证应结2}}）$$

8.5 绿色电力交易电能量与绿证分开结算:

（1）绿色电力交易合约作为经营主体中长期合约的一部分，电能量部分按照《电力市场计量结算实施细则》中相关规定进行结算。

（2）绿证部分按照三者取小的原则确定结算电量，以绿证价格结算。

零售用户：$C_{绿证}=Q_{绿证}\times P_{绿证}$，其中：

$C_{绿证}$为绿电零售用户绿证部分结算费用;

$Q_{绿证}$为按照三者取小的原则确定绿证部分结算电量;

$P_{绿证}$为绿电零售合同约定的绿证价格。

批发用户/售电公司：$C_{绿证}=Q_{绿证}\times P_{绿证}$，其中：

$C_{绿证}$为批发侧绿证部分结算费用;

$Q_{绿证}$为按照三者取小的原则确定绿证部分结算电量;

$P_{绿证}$为绿电批发侧合同约定的绿证价格。

发电企业：$C_{绿证}=Q_{绿证}\times P_{绿证}$，其中：

$C_{绿证}$为发电企业绿证部分结算费用;

$Q_{绿证}$为按照三者取小的原则确定绿证部分结算电量;

$P_{绿证}$为绿电合同约定的绿证价格。

8.6 绿色电力交易保持电网企业结算模式：根据电力交易机构出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳绿色电力的电费；电网企业向发电企业支付相关费用；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

9. 绿证管理

9.1 有关部门根据绿色电力交易合同结果执行结算，为相关经营主体核发、划转绿证。

9.2 1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量。不足核发一个绿证的当月电量结转至次月。

9.3 绿证核发、交易及划转等事项按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章〉的通知》（发改能源〔2024〕1123号）、《国家能源局关于印发可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）等有关规定执行。

电力现货市场实施细则

（V16.0）

2025 年 12 月

目　录

1.总述……1
2.适用范围……2
3.术语定义……2
4.市场成员……6
5.日前省内现货交易……6
5.1 组织方式……6
5.2 边界条件……7
5.2.1 日前电网运行边界条件准备……7
5.2.2 日前机组运行边界条件准备……12
5.3 事前信息发布……15
5.4 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织……16
5.4.1 交易申报……16
5.4.2 市场力检测及缓解……30
5.4.3 日前可靠性机组组合及发电计划出清……35
5.4.4 交易结果发布……54
5.5 日前市场经济出清交易组织……56
5.5.1 交易申报……56
5.5.2 日前市场经济出清……57

5.5.3 交易结果发布……60
6.日内滚动优化……61
6.1 组织方式及时间……61
6.2 边界条件……63
6.2.1 日内机组运行边界条件准备……63
6.2.2 日内电网运行边界条件……66
6.3 日内滚动优化出清、安全校核与调度计划发布……67
7.实时省内现货交易……68
7.1 组织方式……68
7.2 边界条件……68
7.2.1 实时电网运行边界条件准备……69
7.2.2 实时机组运行边界条件准备……72
7.3 实时电能量市场出清……75
7.3.1 交易空间……75
7.3.2 出清模式……75
7.4 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制……76
7.4.1 必开机组……76
7.4.2 热电联产机组……76
7.4.3 调试(试验)机组……76
7.4.4 最小连续开机时间内机组……76
7.4.5 处于开/停机过程中的机组……76

7.4.6 因故障需调整出力计划的机组……78
7.5 实时电能量市场安全校核……78
7.6 市场出清结果发布……78
7.7 实时运行调整……79
7.8 新型储能电站应急调用……82
7.8.1 应急调用原则……82
7.8.2 应急调用场景……82
7.8.3 新型储能应急调用成本补偿费用……83
7.8.4 费用分摊……84
7.8.5 其它……84
8.市场衔接机制……85
8.1 中长期与现货市场衔接……85
8.2 省间与省内现货市场衔接……85
8.2.1 省间现货售电……86
8.2.2 省间现货购电……87
8.3 辅助服务与现货能量市场衔接……92
8.3.1 调频市场与现货能量市场衔接……92
8.3.2 电力响应交易与现货能量市场的衔接……95
8.3.3 备用市场与现货能量市场的衔接……96
8.4 容量电价与现货能量市场的协调……96
9.现货市场信息披露……96

10.特殊情况处理机制……96
10.1 保供电时期处理机制……96
10.2 自然灾害影响期处理机制……97
10.3 系统出清异常处理机制……97
10.4 价格异常处理机制……98
10.5 市场违约行为考核……98
10.6 实时市场熔断机制……98
10.7 市场干预与中止……99
10.7.1 市场干预条件……99
10.7.2 市场干预内容……101
10.7.3 市场中止和恢复……101
11.风险防范和控制……103
11.1 二级价格限值……103
11.2 其他内容遵循《山西电力市场风险防范指引》……105
12.信息发布与保密规定……105
13.市场监管……105
14.附则……105
附件 1……106
附件 2……107

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）、《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发

改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《国家发改委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）、《国家发改委 国家能源局关于印发电力现货连续运行地区市场建设指引的通知》（发改能源〔2025〕1171号）等有关精神，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，保障电力供应、稳定经济增长、促进能源转型，助力新型电力系统和新型能源体系建设，结合山西实际，制定本实施细则。

2. 适用范围

本实施细则适用于山西省电力现货市场的建设、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）省网负荷：指纳入山西电力平衡的发电侧负荷减去外送负荷后的值。

（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，为了应对预测误差、设备的非计划停运、发电机组事故停运、突发的功率波动等场景时，电网预留可随时调用保证电网安全的发电容量。

（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5分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有288个

交易出清时段。

（9）竞价日：为运行日的前一日（D-1）。

（10）日前市场：竞价日（D-1 日）以发用电两侧经营主体自主申报的量价信息，集中组织开展运行日各时段交易的电力市场。

（11）实时市场：运行日（D 日）进行的决定（D 日）未来 5 分钟最终经营主体发用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。

（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。

（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：经营主体操纵市场价格，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）“分布式电源类”虚拟电厂:指虚拟电厂运营商聚合分布式光伏、分散式风电、电源侧储能等资源，作为一个整体组建虚拟电厂，对外呈现为电源状态，提供发电及电源灵活响应调节服务。

（20）“负荷类”虚拟电厂：指虚拟电厂运营商聚合用户侧可调节负荷、电动汽车、用户侧储能等资源，作为一个整体组建成虚拟电厂，对外呈现为负荷状态，提供负荷侧灵活响应调节服务。

（21）“源荷类”虚拟电厂：指虚拟电厂运营商按照源网荷储一体化、绿电园区、微电网等项目要求，聚合一定比例的新能源、用户及配套储能，作为一个整体组建成虚拟电厂，应具备自主调峰、调节能力，可为公共电网提供调节服务。

（22）有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业发布错避

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。

（23）节点电价：指山西电网 220 千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。待技术条件成熟后，逐步向更低电压等级延伸。

4. 市场成员

现货市场成员包括电网企业和市场运营机构、各类发电企业、电力用户、售电公司、抽蓄电站和新型经营主体（新型储能、虚拟电厂等）。

5. 日前省内现货交易

5.1 组织方式

日前省内现货交易分日前可靠性机组组合及发电计划和日前市场经济出清两个环节组织。

日前可靠性机组组合及发电计划，以调度日前负荷预测作为需求，全部发电侧主体、新型经营主体参与，集中优化出清形成运行日开停机机组组合和发电计划、分时节点电价，不用于结算，用户侧统一结算点分时电价向社会公布。暂不参与实时市场出清的虚拟电厂、抽蓄电站、新型独立储能等经营主体，在运行日执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。开展日内滚动优化运行时，此类经营主体执行日内滚动优化出清发用电计划。

日前市场经济出清以经营主体在可靠性机组组合及发电计划

环节申报的量价信息为基础，发电侧主体、新型经营主体、用户侧主体（含批发用户、售电公司）等经营主体均自愿参与。日前市场经济出清出清结果作为日前省内现货市场结算依据。

5.2 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，运行日系统、母线负荷预测曲线。

5.2.1 日前电网运行边界条件准备

5.2.1.1 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。

5.2.1.2 负荷预测

日前负荷预测包括次日 96 点省网负荷曲线预测、96 点的 220 千伏母线负荷预测，居民、农业及代理购电负荷预测。

（1）省网负荷预测

省网负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的省网负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日省网负荷预测，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。

（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。

（3）居民、农业及代理购电负荷预测

电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。

5.2.1.3 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。

5.2.1.4 新能源预测出力约束

新能源预测出力是集中式新能源场站、直接参与现货市场的分布式新能源场站、分布式电源类虚拟电厂自主申报的次日96点发电预测曲线的总加值。

5.2.1.5 未参与现货市场机组的计划申报

未参与现货市场的自备电厂、煤层气电厂、水电厂等机组，

在 D-2 日申报未来 3 日（D 日、D+1 日、D+2 日）96 点发电计划曲线，如未申报，则默认采用前一日申报结果填补。

5.2.1.6 备用约束

电力调度机构根据系统运行需要，设置电网运行最小正备用、负备用。日前可靠性机组组合及发电计划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。

5.2.1.7 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。

5.2.1.8 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。

5.2.1.9 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日前信息披露所发布的断面控制限额的100%进行日前市场出清。

（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。

（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。

（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（含事故停机）、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。

（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）。

5.2.2 日前机组运行边界条件准备

5.2.2.1 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。最大技术出力为额定功率，最小技术出力为灵活性改造验收的最小稳定技术出力，未完成灵活性改造的机组最小技术出力为额定功率的

50%。

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟;

（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）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;

（10）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;

（11）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。

5.2.2.2 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 8:30 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 9 :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。机组发生非停 24 小时内，竞价日 8:00 前可向电力调度机构申请变更机组状态。

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、事故停运、缺燃料、电网约束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。

5.2.2.3 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山西能源监管办核准的供热上限。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。

5.2.2.4 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 00:15。

5.2.2.5 新能源机组发电预测

竞价日 8:00 前，集中式新能源场站、直接参与现货市场的分布式新能源场站、分布式电源类虚拟电厂需向调度机构申报次日 96 点发电预测曲线，作为日前可靠性机组组合组织的申报信息。

5.3 事前信息发布

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。若遇特殊情况需延迟披露的，市场运行机构应发布延迟披露原因。主要信息包括:

（1）96 点省网负荷预测曲线，非市场化用电曲线，未来 5 日的风电、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〔含系统安全备用 R_load 万千瓦（154 万千瓦，依据上级调度文件调整），以及

新能源负荷备用〕、负备用需求;

（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《电力系统安全稳定导则》（ GB/T 38755-2019）、《电力系统技术导则》（ GB/T 38969-2020）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。保留系统安全备用 R_load 万千瓦（154 万千瓦，依据上级调度文件调整），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。新能源负荷备用按 96 点（D 日按 96 点，D+1 日及以上按出清算法所采用的分时颗粒度）风电短期预测值的 20%留取，同时，预估 D 日可能出现新能源弃电时段的新能源负荷备用按 0 留取。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（当出现电力平衡紧张需省间购电时，暂不执行本条）。上述信息均作为开市前信息向市场发布。

5.4 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织

5.4.1 交易申报

日前可靠性机组组合及发电计划出清按日开展，经营主体需

在规定时间前通过电力交易平台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作为申报信息。同时选择是否参与日前市场经济出清，未选择参与日前市场经济出清的经营主体则不参与日前市场经济出清。

对于火电机组，无缺省值时，电能量报价按申报价格上限进行填充，启动费用按所属类型机组启动费用上限值进行填充。

对于新能源项目，无缺省值时，电能量报价按申报价格下限进行填充。

对于独立储能、抽蓄电站，无缺省值时，申报模式优先按“报量不报价”进行填充，96 点充放电出力计划曲线按零进行填充。

对于“负荷类”虚拟电厂，无缺省值时，电能量报价按申报价格上限进行填充。

5.4.1.1 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交易平台完成日前电市场交易申报。火电（含煤电、气电）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：在日前可靠性机组组合阶段。统筹优化煤电、气电等多类型机组的空载成本、申报启动费用与电能量量价等因素，以全网发电成本最小化为优化目标，由市场化竞价确定机组组合。

300 兆瓦（不含 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 1000 兆瓦级（不含 1000 兆瓦级）容量的机组启动费用申报申报上限为 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。燃气电厂启动费用以厂为单位进行申报，申报费用不得超过运行日申报运行上限最大值对应启动费用上限。

机组启动成本在不同工况下存在较大差异，通常为热态启动费用<温态启动费用<冷态启动费用。为提升市场运行效率，在现行机组启动补偿标准的基础上引入热态、温态、冷态机组启动补偿系数 ζ、η、κ，启动补偿费用为申报启动费用×相应启动工况系数，ζ、η、κ 暂定为 0.9、0.95、1，由市场管理委员会审议表决后执行，可根据市场运行情况适时调整。根据停机时长，机组启动工况认定标准如下:煤电机组:热态（停机<10h）、温态（10h≦停机≦72h）、冷态（停机>72h）；燃气机组：热态（停机<24h）、温态（24h≦停机≦132h）、冷态（停机>132h）。发电机组实际的启动状态根据调度技术支持系统记录的启停机时间信息进行认定。该条款待技术支持系统具备条件后执行。

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，经电力市场研讨专班研究讨论和电力市场管理委员会审议表决通过后，再经省发展改革委会同省能源局、山西能源监管办审核通过后执行。现货市场申报价格范围 $P_{现货申报}$，$P_{现货申报}$当前取值 0-1500 元/兆瓦时。采用节点电价机制后，若市场出

清价格 $P_{现货出清}$超过 $P_{现货申报}$，则 $P_{现货出清}$按 $P_{现货申报}$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（00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00）自行申报未来三天各时段的爬坡速率，煤电机组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%，燃气电厂为每分钟调整装机容量的 1%-5%，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、最小停机时间，每日申报一次。煤电机组最小在线运行时间申报范围为 24-72 小时，最小停机时间申报范围为 4-24 小时。燃气电厂以全厂为单元参与现货市场，其申报纳入现货市场出清、接受调度指令和执行交易结果。燃气电厂最小在线运行时间申报范围为 1-4 小时，最小停机时间申报范围为 1-3 小时。非供热季，允许燃气电厂申报最大在线运行时间，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。

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五个时段（00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00）的运行下限。在非供热期，煤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%，燃气电厂运行下限申报不得低于 20MW。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的供热运行下限。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。原则上燃气电厂运行下限申报不得低于政府核定的供热下限。

允许火电机组自行申报分五个时段（00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00）的运行上限，申报数值不得低于机组最小技术出力（供热期为核定供热下限），不得高于装机容量。晚高峰（16:00-21:00）时段申报运行上限作为次日煤电容量补偿的机组最大出力申报值。

非供热期，或不承担供热任务的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，需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、山西能源监管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，需参与市场运营费用的分摊与返还。

其中，允许纯背压机组按年度自行选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。当选择“报量不报价”方式时，纯背压机组应根据“以热定电”需求，在日前市场申报截止前，申报次日 96 点发电曲线，作为现货市场出清的边界条件，并作为现货市场价格接受者。

获得容量补偿的地调公用火电厂应尽快具备相关技术条件，在电力交易机构完成市场注册程序后，参与现货市场交易，自愿选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与。其他自愿选择参与市场交易的地调公用火电厂，考虑其技术条件，暂以“报量不报价”的方式作为价格接受者参与实时现货市场，不参与日前市场。

（2）新能源场站申报

集中式新能源场站以“报量报价”方式参与现货市场。直接或聚合为“分布式电源类”虚拟电厂参与现货市场的分布式新能源场站，以“报量报价”方式参与现货市场，以聚合方式申报次日量价曲线，按照集中式新能源管理。未选择直接或聚合为“分布式电源类”虚拟电厂参与现货市场的分布式新能源场站，默认作为价格接受者参与，无需申报价格曲线，暂定以电力调度机构预测的发电预测曲线，作为市场边界信息。作为价格接受者的新能源场站不参与日前市场经济出清。

以“报量报价”方式参与时，新能源场站需在 0 至装机容量之间自行选择 3-10 段进行量价曲线申报。新能源日前可靠性发电计划不超过其该时段短期功率预测值，实时市场沿用日前报价信息进行出清，实时出清计划不超过其超短期预测值。当无约束边际电价大于现货市场出清下限价时，对新能源和其他类型机组“报量报价”参与电力市场的，采用相同出清规则，按照同价段有效申报容量确定中标电量（有效申报容量指火电在运行上限以下、新能源在短期功率预测、超短期功率预测出力以下申报的报价段容量）。当无约束边际电价等于现货市场出清下限价时，若新能源与其他类型机组报价相同时，按照新能源优先原则确定中标电量，若新能源报价相同时，该交易时段按照保障可再生能源优先调度有关规程确定新能源发电计划。

新能源“报量报价”出清技术条件具备前，新能源场站按照“报量不报价”的方式参与现货。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。电力交易中心平台具备条件后，新能源场站在向调度机构申报功率预测曲线的基础上，还需向交易平台申报次日 96 点的交易曲线，将功率预测曲线申报与交易曲线申报解耦。参与市场的分布式新能源场站需在现货市场开市前申报次日 96 点的发电曲线，在未安装功率预测系统的情况下，其日前现货申报数据同时作为次日功率预测数据应用。

新能源配建储能按联合方式运行。具备独立控制条件时（见附件 2《新能源配建储能转独立储能运行管理要求》），配建储能可自愿转为独立储能运行，并按独立储能规则参与现货市场。

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。若因极端天气等不可抗力导致场站全站发电设备停运，且无法通过技术支持系统申报曲线的，应及时向市场运营机构提交书面（盖章）报告，相关情况经核实后，其停运时段对应的现货市场申报曲线可按 0 处理。

（3）新型经营主体申报

a.抽蓄电站

抽蓄电站可以按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。

选择“报量不报价”时，抽蓄电站需在现货市场申报截止前，按单机申报次日 96 点的抽水和放电曲线，作为边界条件纳入日前可靠性性机组组合和发电计划出清。具备“报量报价”出清技术条件后，若抽蓄电站选择“报量报价”，需在现货市场申报截止前，按单机分别申报抽水状态的量价曲线（3-10 段，现货价格低于报价时抽水）和发电状态的量价曲线（3-10 段，现货价格高于

报价时发电），以及抽水、发电运行上下限、上下水库水位等。

当抽蓄电站申报或出清的充放电曲线与电网实际运行需求偏差较大时，为兼顾电力供应和新能源消纳的需求，调度机构可按需应急调整抽蓄电站的充放电出清计划，并及时通知抽蓄电站。

b.虚拟电厂

（1）“负荷类”虚拟电厂

1）市场申报

以“报量报价”方式参与现货市场。可自主选择参与日内/实时市场，或仅参与日前市场。D-1 日申报 D 日 96 点（每 15 分钟）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”模式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，形成 D 日用电计划曲线。仅参与日前市场的“负荷类”虚拟电厂日内跟踪日前可靠性机组组合及发电计划出清曲线运行。参与日内/实时市场的“负荷类”虚拟电厂，跟踪日内/实时市场滚动出清计划曲线。选择申报调节的交易时段不得超出经过测试试验的时段，按整数小时申报，申报时段时长可以小于测试时段时长但不低于 2 小时，用电负荷上下限可按单个小时分别进行申报；可申报多个连续调节不低于 2 小时的时段。虚拟电厂未申报调节的时段，申报用电负荷上下限按照批发用户、售电公司有关要求执行。

虚拟电厂申报调节的交易时段内各小时最大、最小用电负荷应满足如下条件：最大用电负荷不超过测试最大用电负荷的 1.2

倍，且最小用电负荷不低于测试最小用电负荷的 0.8 倍。虚拟电厂交易时段内各小时的最大、最小用电负荷也可选择采用历史用电负荷计算最大、最小用电负荷，作为申报值。计算方式如下：统计 D-5 日前 7 个运行日中每日相应小时 4 个 15 分钟的最大值、最小值，将 7 个最大值里的前三较大值的平均值作为相应小时的最大用电负荷，7 个最小值里的三个较小值的平均值作为相应小时的最小用电负荷。

虚拟电厂在 D-1 日申报截止前，未进行电力、电价申报的，则由系统填补缺省值申报，缺省值采用前一个有效申报日的申报数据。

某时段虚拟电厂用电负荷上限、下限、额定调节容量在进入市场前应由运营机构组织相关单位完成测试认证。虚拟电厂按月自主选择次月参与调节的时段时，上限、下限由虚拟电厂自主选择如下两种申报方式之一：采用测试值；或采用以历史用电负荷计算得到的最大、最小值（按照前文规定方式计算形成）。与申报方式相对应，额定调节容量采用测试值，或采用以历史用电负荷确定的用电负荷上限与下限之差。各时段调节容量应不低于 5MW 的 80%，低于时按 4MW 作为调节容量值，同时将“前 D-5 日前 7 个运行日下限算术均值+4MW”作为负荷上限值。选定两种申报方式之一后，运行月内不可更改申报方式。虚拟电厂的首个运行月需选择采用测试值，次月起可自选，未及时选择确认则

默认采用测试值。

2）不参与调节时段

当月不参与调节的时段，现货申报时自行申报该时段用电负荷上下限以及递减的 3-10 段用电电力-价格曲线，用电负荷上下限按照批发用户、售电公司有关要求执行。相应时段的中长期交易缺额回收、月和旬集中竞价超额申报回收、中长期曲线偏差回收不再放宽。

（2）“源荷类”虚拟电厂

“源荷类”虚拟电厂原则上以“报量报价”方式参与市场。作为发电和用电的结合体，“源荷类”虚拟电厂申报负荷状态下的 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。国家或我省政策明确要求某一类型“源荷类”虚拟电厂以“报量不报价”方式参与时，该类“源荷类”虚拟电厂申报发用电曲线作为边界出清，除发生影响公用系统安全稳定运行的突发情况外，按照其自主安排的发电曲线运行。在电网弃限电时段，“源荷类”虚拟电厂不允许向电网发送电。

“源荷类”虚拟电厂可自主选择参与日内/实时市场，或仅参与日前市场。仅参与日前市场的“源荷类”虚拟电厂实时跟踪日前可靠性机组组合及发电计划出清曲线运行，按照实时市场价格结算。参与日内/实时市场的“源荷类”虚拟电厂，跟踪日内/实时

市场滚动出清计划曲线，按照实时价格结算。

（3）“分布式电源类”虚拟电厂

“分布式电源类”虚拟电厂参照集中式新能源交易模式参与中长期、现货及辅助服务市场，以“报量报价”方式参与现货市场，在0至聚合装机容量范围内申报3-10段电力-价格曲线，日前可靠性机组组合及发电计划出清电力不得超过其短期功率预测值，实时市场采用日前可靠性机组组合及发电计划申报的报价信息，出清计划不得超过其超短期功率预测值。

c.独立储能

独立储能作为发电和用电的结合体，可以按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。独立储能选择“报量报价”方式时，需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、运行日结束时刻期望达到的电量状态SOC等。独立储能选择“报量不报价”方式时，需在现货市场申报截止前，向调度机构申报次日96点充放电曲线，作为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。

独立储能与其他经营主体同台竞争，其申报纳入市场出清，以经济最优为原则调用储能。

独立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，上网电量按照日前现货市场的分时节点电价进行结算，下网电量按照日前现货市场统一结算点电价进行结算，具备条件时参与日内滚动优化、实时现货市场出清；独立储能实际充放电出力与日前出清结果的偏差按照实时现货市场价格进行结算，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。

独立储能的容量租赁以金融结算的方式开展，向新能源企业租赁的容量不影响独立储能作为整体参与现货市场。

5.4.1.2 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。

5.4.1.3 缺省申报

缺省申报参数指参与日前可靠性机组组合及发电计划的经营主体未按时在电力交易平台申报时所采用的默认量价参数。

火电机组、独立储能、抽蓄电站按年申报缺省值，可按月调整，D-1 日未按规定时间在电力交易平台申报 D 日量价时，采用缺省值填报。

以“报量报价”方式参与现货市场的新能源场站、分布式电源类虚拟电厂，缺省申报价格 3-10 段均为现货市场申报价格下限值，缺省功率预测曲线按照申报功率预测曲线填报。

虚拟电厂缺省申报值采用前一个有效申报日的申报数据。

5.4.2 市场力检测及缓解

5.4.2.1 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%。

5.4.2.2 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。日前可靠性机组组合及发电计划预出清后，根据日前发电机组节点电价加权值和所有同类型机组节点电价加权平均值、发电机组核定发电成本的对比情况，判断是否触发局部市场力监管。

条件一：若日前发电机组节点电价加权平均值高于所有同类型机组节点电价加权平均值的 α 倍（暂定 1.5，后续根据实际情况适时调整）。

条件二：若日前发电机组节点电价加权值高于该发电机组核定发电成本的 β 倍（暂定 1.5，后续根据实际情况适时调整）。

当发电机组同时满足以上两个条件时，使用机组替换报价 Pt 对机组报价进行替换。

机组替换报价 Pt=机组原始报价 × MAX(发电机组核定发电成本，所有同类型机组节点电价加权值）/发电机组节点电价加权值。

以替换后的机组报价，组织开展考虑省间现货市场出清结果的日前可靠性发电计划，日前市场经济出清出清。同时，以替换后的机组报价作为封存信息参与实时市场出清。

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。

5.4.2.3 市场力行为认定

（1）市场力行为分类

市场力行为包括市场持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为。

市场持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格; 经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运

行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

（2）识别和处置

（1）在市场监测中发现以下情形的，市场运营机构启动持留行为识别:

1）机组设备非计划停运、故障或运行受限的;

2）无故申请机组设备检修或延长检修期限的;

3）无故降低机组出力的;

4）无故改变报价习惯或报价方式，或以远高于市场同类型机组边际成本进行市场申报的;

5）系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的;

6）控制报价在现货市场不成交，通过价差合约在中长期市场套利的;

7）经营主体利用市场份额和优势地位，通过容量持留、报价持留等方式操纵市场价格;

8）同一集团内的不同发电企业利用电网阻塞集中转入或转出中长期交易合同以赚取现货节点电价价差收益的行为;

9）经营主体以抬高或压低某日或某个时段的交易价格为目的，连续买入或卖出合同，以操纵市场价格;

10）经营主体不执行或故意偏离现货市场出清结果和调度指

令的;

11）其他涉嫌持留行为的情形。

（2）在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动行使串谋行为识别。

1）不具有实际控制关系的经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的;

2）不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的;

3）不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的;

4）经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的;

5）其他涉嫌市场串谋行为的情形。

（3）在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

1）频繁改变设备运行参数;

2）机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的;

3）发布或散布信息恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的;

4）炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的;

5）其他涉嫌市场操纵行为的情形。

（4）市场运营机构对持留、市场串谋和市场操纵等市场力行为进行识别，并将有关情况和处置建议及时报告省能源局、山西能源监管办。其中，处置建议包括调整相关经营主体相关时段的结算价格、全部或部分取消相关主体相关时段的收益等。

5.4.3 日前可靠性机组组合及发电计划出清

电力调度机构将次日省网负荷预测曲线、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，考虑全网正、负备用要求、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，得到日前可靠性机组组合及发电计划出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价。

5.4.3.1 日前可靠性机组组合及发电计划出清数学模型

（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:

$$\min\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{K}+C_{i,t}^{U}\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M\left[SL_{l}^{+}+SL_{l}^{-}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M\left[SL_{s}^{+}+SL_{s}^{-}\right]\}$$

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:

$$P_{i,t}=\sum_{m=1}^{NM}P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min}\le P_{i,t,m}\le P_{i,m}^{\max}$$

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:

$$\sum_{i=1}^{N}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\min}\le D_t-\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}-R_t^D$$

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。

$$\sum_{i=1}^{N}\min\left\{\Delta P^D,P_{i,t+1}^{\max}-P_{i,t}\right\}\ge\Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^{N}\min\left\{\Delta P^D,P_{i,t}-P_{i,t+1}^{\min}\right\}\ge\Delta SR_t^D$$

$$\sum_{i=1}^{M_j}\min\left\{\Delta P_i^U,P_{i,t+1}^{\max}-P_{i,t}\right\}\ge\Delta SR_t^{U_j}(i\in S_j)$$

$$\sum_{i=1}^{M_j}\min\left\{\Delta P^D,P_{i,t}-P_{i,t+1}^{\min}\right\}\ge\Delta SR_t^{D_j}(i\in S_j)$$

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。

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:

$$\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\min} \le P_{i,t} \le \alpha_{i,t}P_{i,t}^{\max}$$

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:

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max}(1-\alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max}(1-\alpha_{i,t-1})$$

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:

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D \ge 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U \ge 0$$

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:

$$\sum_{t=1}^{T}\eta_{i,t}\le\eta_i^{\max}$$

$$\sum_{t=1}^{T}\gamma_{i,t}\le\gamma_i^{\max}$$

9）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$-P_l^{\max}\le\sum_{i=1}^{N}G_{l-i}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}G_{l-j}T_{j,t}-\sum_{k=1}^{K}G_{l-k}D_{k,t}-SL_l^{+}+SL_l^{-}\le P_l^{\max}$$

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:

$$P_s^{\min} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{\max}$$

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

$$0 \le P_{i,t} \le P_{iF,t} (i \in E)$$

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

$$P_{i,t} \ge B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$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。

（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:

$$\min\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}C_{i,t}(P_{i,t})+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M\left[SL_l^{+}+SL_l^{-}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M\left[SL_s^{+}+SL_s^{-}\right]\}$$

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:

$$P_{i,t}=\sum_{m=1}^{NM}P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \le P_{i,t,m} \le P_{i,m}^{\max}$$

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。

$$\sum_{i=1}^{N} \min\left\{\Delta P^{D}, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\right\} \ge \Delta SR_t^{U}$$

$$\sum_{i=1}^{N} \min\left\{\Delta P^{D}, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\right\} \ge \Delta SR_t^{D}$$

$$\sum_{i=1}^{M_j}\min\left\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max}-P_{i,t}\right\}\geq \Delta SR_t^{U_j}(i\in S_j)$$

$$\sum_{i=1}^{M_j}\min\left\{\Delta P^D, P_{i,t}-P_{i,t+1}^{\min}\right\}\geq \Delta SR_t^{D_j}(i\in S_j)$$

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：

$$-P_l^{\max} \le \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \le P_l^{\max}$$

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：

$$P_s^{\min} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{\max}$$

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

$$0 \le P_{i,t} \le P_{iF,t} (i \in E)$$

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。

8）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。

（3）分时电价计算模型

日前电能量市场出清计算得到每 15 分钟的分时节点电价。

（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

电力供需平衡：$\sum_{i \in G} g_i = \sum_{j \in D} d_j + \sum_{k \in L} L_k$

机组出力约束：$g_{i,\min} \le g_i \le g_{i,max}, i \in G$

机组爬坡约束：$g_{i,R\min} \le g_i \le g_{i,Rmax}, i \in G$

线路潮流约束：$|z_k| \le z_{k,max}$

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**

$$L(g,MCP,\lambda_{i,\max},\lambda_{i,\min},\mu_{i,\max},\mu_{i,\min},\tau_{k,\max},\tau_{k,\min})=$$

$$\sum_{i\in G}C_i(g_i)$$

$$-MCP(\sum_{i\in G}g_i-\sum_{j\in D}d_j-\sum_{k\in L}L_k)$$

$$+\sum_{i\in G}\lambda_{i,\max}*(g_i-g_{i,\max})-\sum_{i\in G}\lambda_{i,\min}*(g_i-g_{i,\min})$$

$$+\sum_{i\in G}\mu_{i,\max}*(g_i-g_{i,R\max})-\sum_{i\in G}\mu_{i,\min}*(g_i-g_{i,R\min})$$

$$+\sum_{k\in L}\tau_{i,\max}*(z_k-z_{k,\max})-\sum_{i\in G}\tau_{k,\min}*(z_k+z_{k,\max})$$

➢ **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$\overline{g}$，第 i 个分量为$\overline{g_i}$。则根据 Kuhn-Tucker 条件知

$\frac{\partial L}{\partial \overline{g_i}} = 0$ 即

$$\frac{\partial C_i(\overline{g_i})}{\partial g_i} - MCP(1 - \frac{\partial \sum_{k \in L} L_k}{\partial g_i}) + (\lambda_{i,\max} - \lambda_{i,\min} + \mu_{i,\max} - \mu_{i,\min})$$

$$+(\sum_{k \in L} \tau_{k,\max} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i} - \sum_{k \in L} \tau_{k,\min} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i}) = 0$$

移项得:

$$\frac{\partial C_i(\overline{g_i})}{\partial g_i} + (\lambda_{i,\max} - \lambda_{i,\min} + \mu_{i,\max} - \mu_{i,\min})$$

$$= MCP(1 - \frac{\partial \sum_{k \in L} L_k}{\partial g_i}) - (\sum_{k \in L} \tau_{k,\max} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i} - \sum_{k \in L} \tau_{k,\min} * \frac{\partial z_k}{\partial g_i})$$

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。

5.4.3.2 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

（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报价信息参与优化出清。

（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与申报运行下限的较小值以下优先出清；政府核定的供热下限与申报运行下限的较小值至供热上限/装机容量之间的发电能力，根据机组的报价参与优化出清。

（3）调试（试验）机组

1）调试阶段的新建机组

调试运行期内（自并网时间点起至进入商业运营时间点止），火电机组按照调试需求安排发电。作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件；调试运行期的新能源按照预测出力安排发电，调试时段按照调试需求安排发电，作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件。进入商业运营但未准入市场的机组，根据电网运行安全和保供需要、民生供热要求、机组试验、促进新能源消纳等需求等安排发电，其中火电机组原则上按照最小技术出力安排发电，新能源按照预测出力安排发电，通过信息披露平台向市场主体公布具体发电计划及原因。

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。

（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。

（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。

经营主体不能参与定价的情况有: 机组已达到最大爬坡能力。机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

5.4.3.3 日前可靠性机组组合及发电计划安全校核

（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。

（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。

5.4.4 日前可靠性机组组合及发电计划发布

竞价日 11:00 前，电力调度机构完成日前可靠性机组组合及

发电计划预出清，并适时对机组启停计划进行预通知。

竞价日 17:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前可靠性机组组合及发电计划出清结果，按规则通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台和信息披露平台向市场发布。

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，基于发电机组日前报价，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，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。

主要边界条件变化情况包括但不限于:

（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。

5.5 日前市场经济出清交易组织

日前市场经济出清在日前可靠性机组组合及发电计划确定的开机组合基础上，采用集中优化出清的方式组织开展，市场经营主体（火电机组应为可靠性机组组合确定运行日开机的机组）均可自愿选择参与，居民、农业用电、非市场化发电计划、联络线计划等作为边界条件。

5.5.1 交易申报

发电侧主体、新型经营主体参与日前市场经济出清的量价信息与日前可靠性机组组合及发电计划申报信息一致。

批发用户、售电公司与代理购电用户自愿参与日前市场。

5.5.1.1 批发用户、售电公司

竞价日 9:30 前，参与日前市场经济出清的批发用户、售电公司在电力交易平台中申报运行日 96 点（每 15 分钟）分段量价曲线。若未按时申报，则默认不参与日前市场经济出清。具体要求如下:

（1）第一段起始负荷为 0，最后一段报价点对应的电力作为用户的最大用电需求。报价段数不超过 5 段，每一段报价的起始

负荷应等于上一段报价的结束负荷，两段报价衔接点对应报价属于前一段报价。各段报价不可超过申报价格上限、下限限值，且随着电力负荷增加，每一段报价必须单调非递增。用户申报电价的最小单位是 10 元/MWh，申报电力的最小单位是 0.01MW。

（2）批发用户、售电公司申报最大用电负荷不得超过其实际报装容量。

（3）批发用户、售电公司应按照出清节点（220 千伏母线）申报用电价格曲线。不具备按出清节点申报用电价格曲线的批发用户、售电公司，可申报总用电价格曲线和各节点负荷分配比例。依据其对应节点负荷分配比例，将总申报用电价格曲线等比例分解至各节点。

鼓励拥有装机容量 200MW 以上燃煤自备电厂的 110kV 及以上电压等级的用电企业，作为批发用户参与现货市场交易，在日前申报量价信息，申报规则同直接参与现货市场的电力用户。

5.5.1.2 电网企业代理购电用户

电网企业选择参与日前市场经济出清时，应在竞价日 9:30 前通过电力交易平台申报运行日代理购电用户 96 点用电负荷曲线。用电负荷曲线下限为 0，上限为代理用户实际报装容量。未进行代理购电用电负荷申报时，默认代理购电用户日前市场量为 0。

5.5.2 日前市场经济出清

电力调度机构在日前可靠性机组组合及发电计划出清确定的

开机组合的基础上，采用安全约束经济调度（SCED）算法对申报参与日前市场经济出清的经营主体，开展集中优化出清，得到日前市场发用曲线和分时节点电价，并作为结算依据。

5.5.2.1 日前市场经济出清数学模型

日前市场经济出清模型与本实施细则 5.4.3.1 节一致。

5.5.2.2 特殊机组在日前市场经济出清中的出清机制

（1）必开机组

必开机组日前最小必开出力曲线以下保障优先出清，不参与市场定价。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报价参与优化出清。

（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与申报运行下限的较小值以下优先出清；山西省能源局和山西能源监管办核定的供热下限与申报运行下限的较小值至供热上限/装机容量之间的发电能力，根据机组的电能量报价参与优化出清。

（3）调试（试验）机组

1）调试阶段的新建机组

调试运行期内（自并网时间点起至进入商业运营时间点止），火电机组按照调试需求安排发电。作为日前可靠性机组组合及发

电计划出清的边界条件；调试运行期的新能源按照预测出力安排发电，调试时段按照调试需求安排发电，作为日前可靠性机组组合及发电计划出清的边界条件。进入商业运营但未准入市场的机组，根据电网运行安全和保供需要、民生供热要求、机组试验、促进新能源消纳等需求等安排发电，其中火电机组原则上按照最小技术出力安排发电，新能源按照预测出力安排发电，通过信息披露平台向市场主体公布具体发电计划及原因。

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。

（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，按照其报价参与市场出清，确定其发电出力。

（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。

经营主体不能参与定价的情况有: 机组已达到最大爬坡能力。机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

5.5.3 交易结果发布

（1）交易结果校核

为保障电力现货市场运行平稳，维护市场经营主体合法权益，初期对日前市场经济出清交易结果设置校核环节，交易结果通过校核的，予以正式发布，作为结算依据；未通过校核的，当日日

前市场经济出清交易结果不予发布。

日前市场经济出清交易结果同时满足以下两个要求的，认为交易结果与电力实际运行平衡形势相符合，通过校核:

1)日前市场经济出清的统一结算点电价算术平均值与日前可靠性机组组合及发电计划的统一结算点电价算术平均值正负偏差不超过γ。

2)日前市场经济出清与日前可靠性机组组合及发电计划的节点电价算术平均值正负偏差超过δ的发电侧节点占全部发电侧节点的比例不高于ε。

其中γ、δ、ε根据市场运行情况动态调整，暂定20%。

（2）交易结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前市场经济出清交易结果，经校核后，按规则通过调度现货及辅助服务市场技术支持平台和信息披露平台向市场发布。

日前市场经济出清技术系统更新完成前，仍按照《电力现货市场实施细则（V15.0）》规定，以所有经营主体均参与、用户侧“报量不报价”参与日前市场经济出清的模式组织日前市场交易。

6. 日内滚动优化

6.1 组织方式及时间

日内滚动优化基于最新的电网运行状态与新能源、负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件

等因素，在日前可靠性机组组合基础上，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行计算，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源，以满足系统平衡要求。

电力调度机构在运行日滚动优化得到灵活调节资源的发用电调度计划（含机组开机组合、运行时刻开始至当天 24 点的出力曲线），通过电力交易平台和调度运行技术支持系统向经营主体发布相关信息，并将调整后的发用电调度计划下发至各经营主体。

日内滚动优化出清机组启停的，相关机组要严格执行出清结果启停。暂不参与实时市场出清的虚拟电厂、抽蓄电站、新型独立储能等经营主体，在运行日执行日内滚动优化出清结果。日内滚动优化运行初期，暂不开展机组组合优化调整。

灵活调节资源是指电力调度机构能在短时间内（6 小时以内）实现快速、准确地调控，满足电网供需平衡要求的资源。现阶段主要包括独立新型储能、抽水蓄能机组、虚拟电厂、及自主申报可在短时间内开机运行的直调燃煤、燃气机组。

原则上日内滚动优化每日定时开展。电力调度机构在运行日组织 3 次灵活调节资源参与的日内滚动优化，滚动优化时段分别为 0 点至当天 24 点、9 点至当天 24 点、15 点至当天 24 点，电力调度机构分别在运行日前一日 23:45 和运行日 8:45、14:45 前通过电力交易平台和电力调度运行技术支持系统发布日内滚动优化出清结果。市场初期，电力调度机构可根据需要适时开展日内

滚动优化。

6.2 边界条件

6.2.1 日内机组运行边界条件准备

日内滚动优化中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核确认后，在调度现货及辅助服务市场技术支持平台中对日内滚动优化的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行日内滚动优化出清计算。

6.2.1.1 日内发电机组物理运行参数变化

日内滚动优化采用日前市场封存的发电侧、新型经营主体申报信息进行出清，各经营主体在日内滚动优化中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前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。

6.2.1.2 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力上升至最小技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

6.2.1.3 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日内滚动优化出清计算。

6.2.1.4 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日内滚动优化出清计算。

6.2.1.5 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。

6.2.1.6 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。

6.2.1.7 热电联产机组供热计划执行

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与申报运行下限的较小值以下优先出清；政府核定的供热下限与申报运行下限的较小值至供热上限/装机容量之间的发电能力，根据机组的报价参与优化出清。

6.2.1.8 新能源出力预测曲线

新能源机组申报的日内短期出力预测曲线。

新能源场站（含配建储能）基于最新的运行和气象数据，对日前新能源出力预测数据进行修正，分别在运行日前一 23:15 及运行日 08:15 和 14:15 前更新运行日剩余时段的新能源出力预测曲线，用于日内滚动优化出清计算。新能源场站上报的预测数据以每次日内市场出清前最近一次更新的数据为准。若新能源场站未在规定时间内更新数据，则默认采用日前上报数据。

6.2.1.9 新型储能荷电状态

以“报量报价”方式参与现货市场的独立新型储能电站参与日内滚动优化起始时刻的荷电状态，等于其上一时刻结束时荷电状态的出清值；在运行日结束时刻的荷电状态等于其日前申报的期望值。

6.2.2 日内电网运行边界条件

6.2.2.1 日内短期负荷预测

日内短期省网负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的省网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对日内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。

日内短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的 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。

电力调度机构根据日内实际情况，分别在运行日前一日 23:15 及运行日 08:15 和 14:15 前更新日内短期省网用电负荷预测和日内短期母线负荷预测数据。

6.2.2.2 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，作为日内滚动优化出清的边界条件。

6.2.2.3 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日内滚动优化出清的边界条件。

6.2.2.4 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。

6.2.2.5 运行备用

日内电网运行备用与日前电网运行备用要求一致。

6.2.2.6 电网安全约束

日内滚动优化使用的安全约束条件与日前可靠性机组组合及发电计划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，经电力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。电网安全约束条件更新后，电力调度机构应在每次滚动优化出清前按照规定进行披露发布。

6.3 日内滚动优化出清、安全校核与调度计划发布

日内滚动优化安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型与日前可靠性机组组合及发电计划所用安全

约束机组组合（SCUC）模型、日前安全约束经济调度（SCED）模型 SCUC 一致。日内滚动优化不出清价格，以实时市场出清价格进行结算。

日内滚动优化的安全校核与本实施细则 5.4.3.3 节一致。

电力调度机构将日内滚动优化出清结果发用电计划通过电力交易平台和电力调度运行技术支持系统发布。

7. 实时省内现货交易

7.1 组织方式

实时现货市场定位为在日前可靠性机组组合及发电计划出清的基础上，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可靠性机组组合及发电计划封存的发电侧主体、新型经营主体申报信息，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物理边界条件，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，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。

7.2 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。

7.2.1 实时电网运行边界条件准备

7.2.1.1 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。

7.2.1.2 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。

7.2.1.3 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。

7.2.1.4 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。

7.2.1.5 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。

7.2.1.6 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

经营主体进行发布。

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，后续按该断面限值按照一定比例控制断面潮流进行实时市场出清，其中 500 千伏断面按照 90%-97%控制，220 千伏按照 90%-95%控制。

（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、沙尘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。

7.2.1.7 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。

7.2.2 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。

7.2.2.1 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，各经营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。

7.2.2.2 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。

7.2.2.3 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。

7.2.2.4 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。

7.2.2.5 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。

7.2.2.6 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。

7.2.2.7 热电联产机组供热计划执行

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与申报运行下限的较小值以下优先出清；政府核定的供热下限与申报运行下限的较小值至供热上限/装机容量之间的发电能力，根据机组的报价参与优化出清。

7.2.2.8 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。

7.2.2.9 机组故障停运

运行日机组发生故障停运，故障当日和次日可恢复并网的，请示电力调度机构同意后，可直接并网，不给予机组启动费用补偿。其他情况，按照现货规则参与日前市场申报，执行交易结果。

7.3 实时电能量市场出清

7.3.1 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高到低依次调减在线机组的发电计划。

7.3.2 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 5 分钟

的发电计划与实时节点电价。

实时市场结算电价仍执行 15 分钟分时节点边际电价。取 15 分钟内每 5 分钟节点电价的算术平均值，计为该节点每 15 分钟的分时节点边际电价。

7.4 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

7.4.1 必开机组

日前可靠性机组组合及发电计划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 5.4.3.2 节一致。

对因电网安全原因必开的机组进行必开机组成本补偿。对必开机组最小必开出力曲线与实际出力曲线的较小值，高于中长期电量分解曲线部分的电量进行补偿，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 分钟时点实时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《电力市场电费结算实施细则》。

7.4.2 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

5.4.3.2 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源监管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。

7.4.3 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 5.4.3.2 节一致。电力调度机构可根据以下情况进行相应调整，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。

7.4.4 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 5.4.3.2 节一致。

7.4.5 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。

7.4.6 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。

经营主体不能参与定价的情况有：机组已达到最大爬坡能力。机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

7.5 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 5.4.3.3 节一致。

7.6 市场出清结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每 5 分钟出清的发用电计划通过现货交易系统下发至各经营主体，经营主体需严格执行实时

发用电计划。次日发布运行日实时市场的实际执行结果，作为结算依据。

7.7 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，因保障电网安全或保障电力平衡等人工调整机组出力偏离实时市场出清结果时，如实际出力高于日前可靠性机组组合及发电计划出清计划出力，相应时段该机组的节点电价调整为实际出力所在容量段的报价和 1.2 倍的统一结算点出清电价（调整后电价不超过 1500 元/兆瓦时）的较小值，且不低于机组核定成本；如实际出力低于日前可靠性机组组合及发电计划出清计划出力，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。

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，并按照相关要求在信息披露平台进行信息披露。

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）采取错避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考核，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。

7.8 新型储能电站应急调用

为保障电网安全稳定运行，按照《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》（国能发科技规〔2024〕26号）要求，规范电网紧急情况下新型储能统一直接调用机制，进一步发挥新型储能电站关键时段对电网的支撑和调节作用，保障山西电网安全稳定运行。

7.8.1 应急调用原则

（1）在电力平衡紧张、电力系统发生安全事故、存在电力系统重大风险需开展电网预处置及其他必要情况时，电力调控机构可应急调用所有调管范围内的新型储能。

（2）应急调用期间，新型储能电站退出有偿一次调频服务和二次调频市场。

（3）对参与现货市场运行的新型储能电站进行成本补偿。

7.8.2 应急调用场景

（1）日前调用

预测次日存在电力平衡缺口，且储能电站参与现货市场的预出清曲线与电力系统运行需求不一致，调控机构可对参与现货运行的独立储能电站次日充放电计划曲线进行调整。

（2）日内调用

日内预测或发生电力平衡紧张、电力系统发生安全事故、调度机构或相关政府部门要求的演练、存在电力系统重大风险需开展电网预处置及其他必要情况时，调控机构可应急调用新型储能电站（含独立储能电站、新能源配建储能电站），调整日内充放电曲线或下达充放电指令。

7.8.3 新型储能应急调用成本补偿费用

新型储能应急调用成本补偿费用计算公式如下:

以“报量不报价”方式参与现货市场的新型储能电站被应急调用后，按照充放电价差不低于应急调用补偿价差的原则进行补偿。

即应急调用当日新型储能电站获得的补偿费用为:

$$P_{\text{价格接受者}}=\frac{C_{\text{上网}}}{Q_{\text{当日上网}}}-\frac{C_{\text{下网}}}{Q_{\text{当日下网}}}$$

$$C_{\text{集中调用成本}}=\max（Q_{\text{应急下网}}，Q_{\text{应急上网}}）\times（P_{\text{补偿}}-P_{\text{价格接受者}}）$$

其中，$P_{\text{补偿}}$为应急调用的补偿价差，新型储能电站被调用时，该价格采用当月月度中长期分时段交易的上下限价差值。

$P_{\text{价格接受者}}$为应急调用当日新型储能电站作为价格接受者的结算价差。

$Q_{\text{当日下网}}$为应急调用当日新型储能电站的下网电量。

$Q_{\text{当日上网}}$为应急调用当日新型储能电站的上网电量。

$Q_{\text{应急下网}}$为应急调用时段新型储能电站的下网电量。

$Q_{应急上网}$为应急调用时段新型储能电站的上网电量。

$C_{应急调用补偿}$为应急调用时段获得的应急调用补偿费用，当$C_{应急调用补偿} \leq 0$时，当日不进行补偿。

$C_{上网}$为应急调用当日新型储能电站的上网电费。

$C_{下网}$为应急调用当日新型储能电站的下网电费。

以“报量报价”方式参与现货市场运行的新型储能电站在调度应急调用后按相应出力段对应报价段价格进行结算。

7.8.4 费用分摊

储能电站应急调用补偿费用单列，由发电企业与批发市场用户按 2:8 比例承担，发电企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例承担，批发市场用户按月度结算电量比例承担。

7.8.5 其它

（1）应急调用考核

应急调用期间，新型储能电站应严格执行充放电计划曲线或调度指令，对于违反调度指令的新型储能场站，取消其当日应急调用补偿费用。

（2）储能电站电量回归

新型储能电站因参与应急调用导致 SOC 状态发生变化后无法参与次日现货市场，调控机构视电网运行情况配合储能电站调整 SOC 状态。

8. 市场衔接机制

8.1 中长期与现货市场衔接

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。竞价日现货市场申报前，各经营主体的中长期交易成交电量应分解为运行日的分时电量结算曲线。

燃气电厂政府定价电量分配方式如下：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，其偏差部分的实际结算价格按照现货市场价格结算，核定供热下限电量仍按照政府定价执行。

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。

8.2 省间与省内现货市场衔接

8.2.1 省间现货售电

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，发布各机组参与省间现货交易日的发电预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。鼓励新能源企业在消纳困难时，积极申报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。电力调度机构负责对经营主体申报量进行预校核，确保剔除省间现货申报电量后满足省内 96 点最小正备用要求。预校核不通过的时段，按照“价格优先、可再生能源优先”的原则依次调减交易申请。当以上条件均相同时，按照申报电力等比例调减，直至通过预校核。

为应对新能源、负荷多日预测偏差过大导致电力平衡约束无法满足，预出清无法开展的情况，电力调度机构可根据保安全、保供应、保供热开机以及计划性停运等情况需要，对 D+1、D+2 日机组进行人工设置开停机状态，确保 D+1、D+2 日预出清正常开展，服务经营主体参加节假日省间现货交易。D+1、D+2 日人工设置机组开停仅用于预出清，不作为市场正式出清边界。

省间电力现货（日前、日内）交易出清结果作为负荷增量叠加至联络线外送计划，作为省内日前、实时现货市场出清的边界条件。该条款技术条件具备前，按照《电力现货市场实施细则（V15.0）》有关规定实施。

8.2.2 省间现货购电

8.2.2.1 购电方式

省间电力现货市场购电包括发电企业自主购电和电网企业保

供应购电。

省内可再生能源富余或电力平衡紧张时，发电企业不得在省间电力现货交易中买入电能；存在交流断面越限等电网安全稳定风险时，发电企业不得在省间电力现货交易中买入电能。

其中发电企业自主购电申报价格不超过省内现货市场正式申报价格上限的最高值的 2 倍（根据政府部门要求适时调整），在日前申报电力不得超过其省内预出清（预计划）出力与申报最小出力之差，在日内申报电力不得超过其计划出力与申报最小出力之差。省间电力现货交易结果纳入跨省区联络线计划，作为省内市场的运行边界。

电网企业保供应购电包括紧缺购电、常规购电和应急调度购电 3 种方式，初期暂由国网山西省电力公司统一代理采购，后期根据市场发展可由批发用户、售电公司自行参与交易。

当电网企业的保供应购电和发电企业自主购电发生在同一时段时，可根据发电企业的购电信息调整量价信息。

8.2.2.2 购电机制

（1）省间现货紧缺购电

1）日前交易

紧缺购电日前交易在日前预测山西电网电力平衡存在缺口时开展。根据日前全网电力供需、负荷预测等情况，由电力调度机构在省内现货市场预出清后确定需要购买电力的时段及电力值。

电网企业根据购电需求，参考相应时段省内现货日前预出清价格（出清价格指统一结算点电价，下同）、当月代理购电交易价格分段申报购电，具体见表 1。特殊情况下，需提高申报价格时应口头汇报政府相关部门同意，最高申报价格不超过国家批复的省间现货规则规定的上限价格。

表 1 省间现货日前紧缺购电申报规则

业务情景	时段分布	短缺电力	申报价格
春节、两会、国庆保电期间，以及调控中心明确推送的保电期间	峰段（08:00-11:00、17:00-23:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.7 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.8 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.9 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 2 倍
		大于 200 万千瓦	按 3 元/千瓦时申报
	平段（07:00-08:00、13:00-17:00、23:00-24:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.7 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.9 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 2 倍

业务情景	时段分布	短缺电力	申报价格
春节、两会、国庆保电期间，以及调控中心明确推送的保电期间	谷段（00:00-07:00、11:00-13:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值 1.2 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.3 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.4 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
迎峰度夏（6-8 月）、迎峰度冬（11-2 月）期间	峰段（08:00-11:00、17:00-23:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.7 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.8 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.9 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 2 倍
	平段（07:00-08:00、13:00-17:00、23:00-24:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.4 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.7 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.8 倍

业务情景	时段分布	短缺电力	申报价格
迎峰度夏（6-8 月）、迎峰度冬（11-2 月）期间	谷段（00:00-07:00、11:00-13:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.2 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.3 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.4 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
其他	峰段（08:00-11:00、17:00-23:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.7 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.8 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.9 倍
	平段（07:00-08:00、13:00-17:00、23:00-24:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.3 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.4 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.6 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.7 倍

业务情景	时段分布	短缺电力	申报价格
其他	谷段（00:00-07:00、11:00-13:00）	小于等于 50 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.1 倍
		大于 50 万千瓦，小于等于 100 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.2 倍
		大于 100 万千瓦，小于等于 150 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.3 倍
		大于 150 万千瓦，小于等于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.4 倍
		大于 200 万千瓦	取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的 1.5 倍

节假日前的工作日开展多日省间现货交易时，表 1 中“取购电时段省内日前预出清价格、当月代理购电交易价格的较高值的”均调整为“取购电时段省内日前多日预出清价格各日最大值、省内现货上限价格除以 1.5、当月代理购电交易价格的较高值”。

2）日内交易

紧缺购电日内交易在日内山西电网电力平衡存在缺口时开展。根据日内全网电力供需、负荷预测等情况，由电力调度机构确定省间日内交易申报时段及购电电力。电网企业以不低于相应时段省内现货日前出清价格、不高于购电前一时段可获取的省内电力现货实时出清价格和同时段省内电力现货日前出清价格较大值的 2 倍申报购电。遇特殊情况，需超过正常上浮比例时，流程同日前紧缺购电。

确定要开展省间紧缺购电时，电网企业应在正式申报前向省

能源局、山西能源监管办口头报备。

（2）省间现货常规购电

当山西省内日前市场预出清价格算术平均值连续 3 天超过省内现货市场价格调控值时，且新能源无弃限时，选取日前市场预出清价格高于调控值的时段，由电网企业以不高于相应时段省内日前市场预出清价格申报购电。购电电力由电力调度机构按相应时段系统需求的 5%确定。

常规购电初期暂不开展，待省间现货紧缺购电运行成熟后开展。

（3）省间应急调度购电

根据新能源预测、负荷预测、旋转备用等开展电力平衡测算，在省间现货紧缺购电后，若仍存在用电缺口，由电力调度机构在日前和日内组织开展应急调度购电。购电价格按应急调度相关规则执行。

8.3 辅助服务与现货能量市场衔接

8.3.1 调频市场与现货能量市场衔接

调频市场在日前可靠性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（00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00）的系统所需的调频容量和调频机组序列。调频火电机组中标后，需在日前、日内、实时现货市场中预留一定比例的上下调节容量（初期暂定为装机

容量的 5%），剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定发电计划曲线。调频火电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。调频火电机组可申报参与省间现货市场。新型独立储能在中标调频市场后，运行上下限要扣除调频中标容量后参与现货电能量市场出清，确定新型独立储能日前充放电计划，待相关技术条件具备后执行。

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（充）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，若调频火电机组实际发电出力高于实时现货交易计划，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（$k_{上}$倍基准电价）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实时计划的上网电量进行补偿，具体补偿计算方法见市场运营费用调频量价补偿章节。

若调频火电机组实际发电出力低于实时现货交易计划，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和（$k_{下}$倍基准电价）较大者的正差价对该 15 分钟时段机组实时计划超过实际发电的上网电量进行补偿，具体补偿计算方法见市场运营费用调频量价补偿章节。

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$K^{i}_{P排序}$（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$K^{i}_{P实际}$及$K^{i}_{1实际}$，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	$K^{i}_{P实际} \geqslant 0.85\times K^{i}_{P排序}$	全额补偿
2	$0.7\times K^{i}_{P排序} \leqslant K^{i}_{P实际} < 0.85\times K^{i}_{P排序}$	补偿 a%
3	$0.5\times K^{i}_{P排序} \leqslant K^{i}_{P实际} < 0.7\times K^{i}_{P排序}$	补偿 b%
4	$K^{i}_{P实际} < 0.5\times K^{i}_{P排序}$ 或 $K^{i}_{P实际} < 1$ 或 $K^{i}_{1实际} < 0.5$	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。当某调频机组的$K^{i}_{P实际} > 4$时，其调频量价补偿费用全额补偿。供热期，供热机组日内强制调用调频后，不参与上述费用回收。

新型储能电站因提供二次调频服务，导致当月参与调频时段的充电费用大于放电费用的，按照该储能电站当月调频时段充电费用（考虑储能能量转换效率折算）与放电费用的差值（差值为负时不予补偿）给予该储能电站调频量价补偿。其中，充电费用考虑储能能量转换效率进行折算，能量转换效率参照国家标准下限执行：电化学储能系统能量转换效率参照 GB/T 36558；其他类

型储能系统能量转换效率参照相应国家标准，无对应国家标准的储能系统能量转换效率参照 GB/T 36558 中锂离子电池储能系统能量转换效率下限。

新型储能电站调频量价补偿费用=储能电站调频时段充电电费 × 能量转换效率-新型储能电站调频时段放电电费

新型储能电站调频量价补偿费用纳入现行调频量价补偿费用统一管理，分摊办法详见《电力市场电费结算实施细则》。

在机组进行调频试验期间，不获得调频量价补偿和里程收益补偿。

调频辅助服务具体按照山西能源监管办有关文件执行。

8.3.2 电力响应交易与现货能量市场的衔接

在交易组织方面，电力响应交易含月度交易、旬交易和 D-2 日交易，负调节、正调节响应交易分别开展。其中，负调节响应交易以 2 小时为 1 个交易时段开展，分别为 10:00-12:00、12:00-14:00、14:00-16:00；正调节响应交易区分季节划分交易时段，12 月-2 月为 17:00-19:00。3 月-5 月、9 月-11 月为 18:00-20:00。6 月-8 月为 19:00-21:00。

在可调节资源调用实施方面，以日前调用为主、日内调用为辅。日前调用阶段，可调节资源在日前电能量市场预出清结束，确定高峰电力供应紧张、低谷新能源消纳困难后实施调用，日内调用阶段可调节资源在实时运行前 4 小时实施调用。

8.3.3 备用市场与现货能量市场的衔接

适时启动正备用辅助服务市场试运行。正备用市场在日前与现货电能量市场（含机组组合确定阶段）、调频辅助服务市场顺序出清、分别优化。备用市场的信息披露、市场申报和结果发布等环节与日前现货市场、调频市场同步开展，三个市场顺序组织、依次出清、分别定价、各自结算。具体按照《山西正备用辅助服务市场运营规则（试行）》执行。

8.4 容量电价与现货能量市场的协调

按照发改价格〔2023〕1501 号文件要求，在电力现货市场连续运行的地方，可研究建立适应当地电力市场运行情况的发电侧容量电价机制，具体方案另行研究制定。

9. 现货市场信息披露

落实《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号）精神及我省相关规定，发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（独立储能等）、电网企业和市场运营机构应严格按要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

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和重要用户用电，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。

当电力市场技术支持系统（包括调度运行技术支持系统、现货及辅助服务市场技术支持系统、调度自动化系统、数据通信系统等）出现重大故障，导致日前现货市场出清无法正常完成时，为保障经营主体能够及时参与省间现货，调度机构可在 D-1 日开机组合的基础上，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预计划，作为各机组参与省间现货市场的基础。

10.4 价格异常处理机制

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，日前市场出清后需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组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取市场力缓解措施后，可参与市场出清。市场力缓解措施包括调整限价范围、进行申报价格替代，以及选取近一段时期现货市场平均价格进行结算等，并且各节点的日 96 点结算均价不超过省内电力现货市场二级价格限值上限。

10.5 市场违约行为考核

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

10.7.1 市场干预条件

市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由政府部门及能源监管机构根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预:

（一）电力供应严重不足时。

（二）电力市场未按照规则运行和管理时。

（三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

（四）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时。

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告政府部门及能源监管机构:

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。

（二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

（三）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

（四）其他认为需要进行市场干预的情形。

10.7.2 市场干预内容

市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向政府部门及能源监管机构备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由政府部门及能源监管机构制定，并在市场交易规则中明确。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本）应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

10.7.3 市场中止和恢复

当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由政府部门及能源监管机构做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，

并做好相关记录，事后由政府部门及能源监管机构做出是否中止市场的决定并发布。

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经政府部门及能源监管机构同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

10.7.3.1 市场中止条件包括:

（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。

10.7.3.2 当市场中止时，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

11.1 二级价格限值

根据我省经济社会承受能力，为激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险，设置二级价格限值。

（1）二级价格限值形成方式（见附件）。按照燃料成本数据等计算得到二级价格限值上限 P_{sec_upper} 元/兆瓦时，暂定为 566 元/兆瓦时。结合燃料成本变化等，适时调整并发布。

（2）二级价格限值执行方式。当日前和实时市场出清的用户侧统一结算价的算术平均值均连续 3 日及以上（跨月不计入）超过

566 元/兆瓦时时（日前市场经济出清无交易结果时，以实时市场出清电价超过 566 元/兆瓦时作为当日判定依据），期间执行二级价格限值。执行时，日前市场和实时市场信息披露的现货出清价格不变。在结算环节，分别计算二级价格限值（P_{sec_upper} 元/兆瓦时）与日前市场和实时市场用户侧 96 点统一结算电价算术平均值的折算比例，并按照日前和实时折算比例的较小值对日前和实时市场用户侧 96 点统一结算点价格进行折算，相关计算公式如下所示：

$$\lambda_{日前}=\frac{P_{sec\text{-}upper}}{P_{日前用户侧96点电价算术平均值}}$$

$$\lambda_{实时}=\frac{P_{sec\text{-}upper}}{P_{实时用户侧96点电价算术平均值}}$$

$$\lambda_{执行}=\min（\lambda_{日前}。\lambda_{实时}）$$

其中，P_{sec_upper} 为二级价格限值，$P_{日前用户侧96点电价算术平均值}$ 为日前市场用户侧 96 点统一结算电价的算术平均值，$P_{实时用户侧96点电价算术平均值}$ 为实时市场用户侧 96 点统一结算电价的算术平均值，$\lambda_{日前}$ 为日前市场折算比例，$\lambda_{实时}$ 为实时市场折算比例，$\lambda_{执行}$ 为二级价格限值执行折算比例。

发电侧各节点的 96 点结算电价按照二级电价限值执行折算比例进行折算，并以发、用两侧折算后的价格开展电能量及各项市场运营费用结算。

执行二级价格限值当日，因电网阻塞导致某机组的日前和实时节点电价的 96 点算术平均值均低于 P_{sec_upper} 元/兆瓦时时，该机

组的节点电价不进行折算。

（3）结合市场运行实际，适时优化完善二级价格限值形成及执行方式。

11.2 其他内容遵循《山西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、变更及管理等具体内容遵循《山西电力市场信息披露指引》。

13. 市场监管

省能源局、山西能源监管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（试行）》。

14. 附则

本实施细则由山西省能源局、山西能源监管办负责解释。

附件 1

电力现货市场二级价格限值上限形成方式

考虑煤炭价格、运费、煤耗等因素，进一步明确二级价格限值上限形成方式如下:

二级价格限值上限=（煤炭现货价格合理区间上限（标煤）+电煤运费）×煤电机组标煤煤耗/电煤成本占发电成本比例

其中：煤炭现货价格合理区间上限（标煤）：1088 元/吨。按照国家发展改革委《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）要求，山西省煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间为热值 5500 大卡 370-570 元/吨。结合国家发展改革委 2022 年第 4 号公告，如无正当理由，煤炭现货价格合理区间上限不得超过国家或地方有关文件明确的中长期交易价格合理区间上限的 50%，按此测算，我省煤炭现货价格合理区间上限为 5500 大卡 855 元/吨，折算标煤价格 1088 元/吨;

2022 年全省电煤到厂平均运费：150 元/吨;

2022 年全省省调煤电机组标煤煤耗：320g/kWh;

2022 年全省煤电机组电煤成本占发电成本比例：70%。

附件 2

新能源配建储能转独立储能运行管理要求

为更好发挥新能源配建储能调节能力，保障电力电量平衡，对同一安装地点额定容量大于等于 2 万千瓦且可储存电量不小于 2 万千瓦时的新能源配建储能，按照自愿原则，改造后接入电压等级为 35kV 及以上，具备独立计量、控制等技术条件，达到相关标准规范和市场运营机构等有关方面的要求，并接入调度自动化系统可被电网监控和调度的，可按照政府部门相关规定申请转为独立储能。相关技术要求如下:

1.新能源电站配建储能上送调度机构调度主站的实时运行信息应完整、准确，满足调度机构实时监视要求。

2.新能源电站配建储能应具备独立的 AGC 控制功能，并通过省级调度机构联调测试，具备调度主站远方控制能力。

3.新能源电站应在站内新建储能专用升压变，将存量储能接入专用升压变，实现单独计量结算。

4.新能源电站应配备储能运行值班人员，满足独立储能电站值班人员持证上岗工作要求。

5.调度机构应按独立储能电站管理要求重新对其下达调度命名，并明确调度管辖关系。

6.新能源配建储能转独立储能前，应重新与电网企业签订并

网调度协议、购售电合同、供用电合同。

7.新能源配建储能转独立储能前，应按规定完成所有涉网试验并向调度机构提供合格的试验报告，方可申请转为独立储能。

8.新能源电站具备以上条件后，应向调度机构提交配建转独立储能验收申请，调度机构与能源主管部门联合组织开展验收，验收通过后项目业主应在电网企业营销部门完成建档立户，立户后可在电力交易机构办理相关手续。

山西电力二次调频
辅助服务市场交易实施细则

（晋监能市场规〔2025〕3号）

（V16.0）

2025年12月

目　录

1.总则 ……1
2.市场管理 ……2
3.交易组织 ……6
4.计量结算 ……22
5.信息披露 ……27
6.市场干预及免责条款 ……28
7.附则 ……30

1. 总则

1.1　为规范山西电力二次调频辅助服务市场的组织与实施，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障山西电网安全、稳定、经济运行，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）及其相关配套文件、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力辅助服务市场基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕411 号）、《国家能源局综合司关于同意山东等 16 省份电力辅助服务市场建设方案的复函》和电力市场有关规定及国家有关行业标准，结合山西实际，制定本细则。

1.2　本细则适用于山西电网省调并网发电机组、独立储能、获得准入的独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体开展的二次调频服务交易行为。独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体的准入条件、补偿及分摊办法待相关标准明确后另行明确。

1.3　本细则所称电力二次调频辅助服务（以下简称“调频服务”），是指经营主体在其申报的出力调整范围内，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。

1.4　经营主体参与山西电力二次调频辅助服务市场（以下简称“调频市场”）要严格执行 AGC 指令与调度计划，确保电力安全。供热机组不得以参与调频市场交易为由影响居民供热质量。

2. 市场管理

2.1 市场准入

2.1.1　参加山西电力辅助服务市场交易的发电企业、独立储能以及独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体必须履行山西电力市场准入、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。

2.1.2　参与调频市场的经营主体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。

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。

参与调频市场的经营主体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。

2.2 市场成员

山西电力调频市场成员包括电网企业、市场运营机构和经营

主体。

本细则中电网企业是为电力调频市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。

本细则中市场运营机构为电力调度机构与电力交易机构。

本细则中经营主体是指在调频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和独立储能企业、满足并网技术标准等相关要求的独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体，统称为调频服务供应商主体（以下简称为“调频主体”）。

2.3 权利和义务

2.3.1 电网企业的基本权利和义务:

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行;

（二）为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务;

（三）负责电费结算，收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等;

（四）按规定披露和提供信息;

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

2.3.2 电力调度机构基本权利和义务:

（一）管理、运营调频市场;

（二）建立、维护辅助服务市场技术支持系统;

（三）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；

（四）披露与发布辅助服务市场信息，并推送至电力交易机构平台；

（五）评估辅助服务市场运行状态，分析市场交易结果，根据市场运行中存在的问题，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提出规则修改建议；

（六）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、山西省发展改革委及山西省能源局；

（七）做好辅助服务市场监测分析及风险防控工作，编制风险处置预案，并按照市场监管需要，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提交相关信息，接受监管。

2.3.3　电力交易机构基本权利和义务：

（一）负责辅助服务市场相关经营主体的注册、管理与注销；

（二）根据电力调度机构提供的辅助服务市场信息，按需进行披露与发布；

（三）出具辅助服务市场交易结算凭据；

（四）会同电力调度机构，评估市场运行状态，根据市场运行中存在的问题，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提出规则修改意见；

（五）做好辅助服务市场监测分析及风险防控工作，配合电

力调度机构编制风险处置预案，并按照市场监管需要，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提交相关市场信息，接受监管。

2.3.4　火电企业和独立储能企业的基本权利和义务:

（一）按规则参与辅助服务市场，提供优质的二次调频辅助服务，获得辅助服务市场收益，按规定支付（分摊）辅助服务市场费用;

（二）加强设备维护，按照规则执行调频辅助服务指令与调度计划，并按规定接受考核;

（三）当辅助服务市场交易未达成时，承担基本辅助服务义务;

（四）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息;

（五）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;

（六）其他法律法规所赋予的权利和责任。

2.3.5　独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体的基本权利和义务:

（一）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;

（二）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;

（三）加强设备维护，按照规则执行调频辅助服务指令与调

度计划，并按规定接受考核;

（四）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息;

（五）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;

（六）其他法律法规所赋予的权利和责任。

2.3.6 风电和光伏新能源发电企业的基本权利和义务:

（一）按规则参与辅助服务市场，支付（分摊）辅助服务市场费用;

（二）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;

（三）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场的相关信息;

（四）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;

（五）其他法律法规所赋予的权利和责任。

3. 交易组织

3.1 调频市场开展五个时段的交易，具体时段为 00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00。竞价日 8:30 前，电力调度机构发布每个时段的调频市场开市信息，包括但不限于:

（一）调频市场准入的经营主体;

（二）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）;

（三）调频市场的申报价格范围;

（四）调频市场申报开始、截止时间等。

3.2　竞价日 8:30-9:30,各调频主体按照 00:00-06:00,06:00-10:00,10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00，共 5 个交易时段，分别申报调频报价。除符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价适用名单的机组，其他主体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。独立发电企业以机组为调频主体单位进行申报，独立辅助服务供应商（独立储能）以整体为调频主体单位进行申报。各调频主体的容量按照其现货市场申报的可调范围上、下限确定。所有符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价适用名单的机组必须进行调频市场交易申报（机组启动当日除外，可自主申报),迟报、漏报、无效申报或不报者均默认采用缺省值(市场申报价格上限）作为申报信息参与市场出清。

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，凌晨、早高峰、后夜降负荷时段申报价格范围为 $P_{辅助服务价格范围-平}$，$P_{辅助服务价格范围-平}$当前取值 5-15 元/兆瓦；中午低谷、晚高峰时段申报价格范围为 $P_{辅助服务价格范围-峰谷}$，$P_{辅助服务价格范围-峰谷}$当前取值 10-15 元/兆瓦。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	06：00-10：00	5-15 元/兆瓦
3	中午低谷时段	10：00-16：00	10-15 元/兆瓦
4	晚高峰时段	16：00-21：00	10-15 元/兆瓦
5	后夜降负荷时段	21：00-24：00	5-15 元/兆瓦

系统将对各调频主体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。对于申报价格高于报价上限的或低于下限的，系统自动识别为无效申报。

3.3 竞价日 9:30-10:30，电力调度机构进行分时段调频市场出清计算。依据调频市场分时段需求、调频主体的申报数据、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，对 00:00-06:00，06:00-10:00，10:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00 每个交易时段各调频主体的中标结果和调频市场结算价格等进行计算。

3.4 调频市场出清根据各调频主体的排序价格进行。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。中标调频主体按照其申报价格结算，分时段计算其调频市场收益。

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，电力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。

3.5　调频市场日前出清组织步骤:

（一）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参数，暂定为该时段直调发电需求最大值的 5%～15%。电力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。

（二）计算调频主体历史调频性能指标:

（1）调节速率

调节速率是指调频主体响应设点指令的速率，可分为上升速率和下降速率。实际调节速率计算公式如下:

$$v_{i,j}=\begin{cases}\dfrac{P_{Ei,j}-P_{Si,j}}{T_{Ei,j}-T_{Si,j}} & \text{上调}\\ \dfrac{P_{Si,j}-P_{Ei,j}}{T_{Ei,j}-T_{Si.j}} & \text{下调}\end{cases}$$

式中 $V_{i,j}$ 是调频主体 i 第 j 次调节的调节速率（MW/分钟），$P_{Ei,j}$ 是其结束响应过程时的出力（MW），$P_{Si,j}$ 是其开始动作时的出力（MW），$T_{Ei,j}$ 是结束的时刻（分钟），$T_{Si,j}$ 是开始的时刻（分钟）。

若调频主体跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程（未能进入目标死区）时，则调节速率为指令结束时刻调频主体出力与指令

下发时刻出力获得的有功变化量再除以该段调节时间计算而得。

$$K_1^{i,j} = 2 - \frac{V_{N,i}}{v_{i,j}}$$

如果$K_1^{i,j}$的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

式中，$V_{N,i}$为调频主体 i 的标准调节速率，单位是 MW/分钟，其中：燃煤机组、燃气机组、水力发电机组、独立储能电站的标准调节速率采用山西最优煤电机组主机对应的标准调节速率设计参数，即机组额定有功功率的 2 %。独立储能电站的实际调节速率参数目前暂定为不得超过 80MW/分钟，超过时$K_1^{i,j}$按 0.1 计算。$K_1^{i,j}$衡量的是调频主体 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。

计算频率。每次满足调节速率计算条件时计算。

（2）调节精度

计算公式。调节精度是指调频主体响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下:

在第 i 个调频主体进入设点指令死区平稳运行阶段，调频主体出力围绕设点指令轻微波动。在类似这样的时段内，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式:

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} \left| P_{i,j}(t) - P_{i,j} \right| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中，$\Delta P_{i,j}$为第 i 个调频主体在第 j 次调节的偏差量（MW），$P_{i,j}(t)$为其在该时段内的实际出力，$P_{i,j}$为该时段内的设点指令值，$T_{Ei,j}$为该时段终点时刻，$T_{Si,j}$为该时段起点时刻。

若调频主体跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程(跨出指令死区但未能进入目标死区）时，如该过程调频主体实际速率大于等于标准速率，则调节精度置为标准调节精度，如该过程调频主体实际速率小于标准速率，调节精度为跨出指令死区时刻到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的平均积分值。

若调频主体跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程(未跨出指令死区)，则调节精度为从指令发出时刻到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的平均积分值。

$$K_2^{i,j}=2-\frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

如果$K_2^{i,j}$的计算值小于 0.1，则取为 0.1。式中，调节允许的偏差量为调频主体额定有功功率的 1%，最小精度为 1MW。$K_2^{i,j}$衡量的是该主体 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。

计算频率。每次满足调节精度计算条件时计算。

（3）响应时间

计算公式。响应时间是指 EMS 系统发出指令之后，调频主体出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死

区所用的时间。

若发出指令之后，调频主体出力在原出力点的基础上一直未可靠地跨出与调节方向一致的调节死区，则此时响应时间为指令发出时刻到指令结束时刻的所用时间。即:

$$t_{i,j}^{up}=T_1-T_0 \text{和} t_{i,j}^{down}=T_6-T_5$$

$$K_3^{i,j}=2-\frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中，$t_{i,j}$为调频主体 i 第 j 次 AGC 响应时间，其中标准响应时间为 60s。$K_3^{i,j}$衡量的是该主体 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果$K_3^{i,j}$的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

计算频率。每次满足响应时间计算条件时计算。

（4）调节性能综合指标计算

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，$K_p^{i,j}$衡量的是调频主体 i 第 j 次调节过程中的调节性能好坏程度。

（5）调节性能日平均值K_{pd}^{i}:

$$K_{pd}^{i}=\begin{cases}\dfrac{\sum_{j=1}^{n}K_p^{i,j}}{n}, & \text{调频资源}i\text{被调用AGC}(n>0)\\ 1, & \text{调频资源}i\text{未被调用AGC}(n=0)\end{cases}$$

式中，K_{pd}^{i}反映了第 i 个调频主体一天内 n 次调节过程中的性

能指标平均值。未被调用调频主体是指具备 AGC 功能但一天内一次都没有被调用的调频主体。

调频主体历史调频性能指标，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）。当某调频主体某时段的历史调频性能指标小于等于 1 时，电力调度机构在该时段不予调用，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。

（三）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:

$$\lambda(Kp_i)=\begin{cases}1\ ,\ Kp_i \geq Kp_{saturation}\\ \dfrac{Kp_i}{Kp_{saturation}}\ ,\ Kp_{\min} \leq Kp_i < Kp_{saturation}\\ 0.1\ ,\ Kp_i < Kp_{\min}\end{cases}$$

式中，$Kp_{\min}$ 与 $Kp_{\text{saturation}}$ 的参数数值依据实际情况确定和调整。暂定 $Kp_{\min}=1$，$Kp_{\text{saturation}}=6$。

（四）计算各调频主体排序价格:

将各调频主体的申报价格，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 为调频主体 i 的原始报价。

（五）按各调频主体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主体；调节性能指标相同时，选取调节容量大的调频主体。为确保系统调节资源分布合理及电网运行安全，暂定每时段独立储能的总中标容量占比参数不大于55%。

（六）确定调频市场边际调频主体:

对于调频主体 i^M ，所有按价格顺序排列的调频主体，$1 \le i \le i^M$，有:

$$\sum_{i=1}^{i^M-1} P_i^R < P_{demand}^R \quad \text{且} \quad \sum_{i=1}^{i^M} P_i^R \ge P_{demand}^R$$

则 i^M 为边际调频主体，$1 \le i \le i^M$ 为中标的调频主体。各调频主体按照申报价格进行结算。

3.6 调频市场日内出清组织步骤

（一）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参数，暂定为日内交易时段直调发电需求最大值的5%~15%。电力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。

（二）计算机组历史调频性能指标:

1.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调频主体i第j次调节过程中的

调节性能好坏程度，$K_1^{i,j}$、$K_2^{i,j}$、$K_3^{i,j}$定义及计算方法与日前出清相同。

2.调节性能日平均值K_{pd}^{i}:

$$K_{pd}^{i}=\begin{cases}\dfrac{\sum_{j=1}^{n}K_{p}^{i,j}}{n}, & \text{调频资源}i\text{被调用AGC}(n>0)\\ 1, & \text{调频资源}i\text{未被调用AGC}(n=0)\end{cases}$$

式中，K_{pd}^{i}反映了第 i 个调频主体一天内 n 次调节过程中的性能指标平均值。未被调用调频主体是指具备 AGC 功能但一天内一次都没有被调用的调频主体。

调频主体历史调频性能指标，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。当某调频主体的历史调频性能指标小于等于 1 时，电力调度机构不予调用，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。

（三）调整历史调频性能指标:

选定的调频主体历史调频性能指标，经过归一化处理，使其数值在 0-1 之间，调整公式如下:

$$\lambda(Kp_i)=\begin{cases}1, & Kp_i\geq Kp_{saturation}\\ \dfrac{Kp_i}{Kp_{saturation}}, & Kp_{\min}\leq Kp_i<Kp_{saturation}\\ 0.1, & Kp_i<Kp_{\min}\end{cases}$$

式中，$Kp_{\min}$与$Kp_{\text{saturation}}$的参数数值依据实际情况确定和调整。

暂定 $Kp_{\min}=1$，$Kp_{\text{saturation}}=6$。

（四）计算各调频主体排序价格: $\sum_{i=1}^{i^M-1} P_i^R < P_{demand}^R \quad \sum_{i=1}^{i^M} P_i^R \geq P_{demand}^R$

将各调频主体的申报价格，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 为调频主体 i 的原始报价。

（五）按各调频主体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主体；调节性能指标相同时，选取调节容量大的调频主体。为确保系统调节资源分布合理及电网运行安全，暂定每时段独立储能的总中标容量占比参数不大于 55%。

（六）确定调频市场边际调频主体:

对于调频主体 i^M，所有按价格顺序排列的调频主体，$1 \leq i \leq i^M$，有:

且

则 i^M 为边际调频主体，$1 \leq i \leq i^M$ 为中标的调频主体。各调频主体按照申报价格进行结算。

3.7　结果审核

竞价日 10：30-17：30，电力调度机构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:

（一）调频市场的总供给容量是否满足总需求容量;

（二）各调频主体的中标情况，是否满足排序价格优先顺序;

（三）是否满足电网安全约束要求;

（四）其他需要审核的内容。

3.8　结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构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，电力调度机构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:

（一）公开信息：当日调频市场中标调频主体性能指标的平均值、最大值、最小值，所有中标调频主体的结算均价等;

（二）特定信息：调频主体的自身中标结果;

（三）其他需要公布的市场信息。

调频主体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主体，应于当日完成申诉。

3.9　调频市场与其他市场的协调

（一）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主体序列。运行日调频主体序列确定后，日前、日内、实时现货市场安全约束经济调度（SCED）在对调频主体保留必要的上调容量和下调容量（初期参数暂定为装机容量 5%），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。

（二）电力调度机构应完善“虚拟分区”运行模式，根据调频主体提出的分区运行需求，在保障系统安全的情况下，允许调频主体结合市场运行情况，灵活调配站内资源参与现货和辅助服务市场。

3.10　控制策略

运行日按照各时段调频市场交易结果，切换中标调频主体，由其跟踪 AGC 系统的调频指令，提供调频服务。在 AGC 指令分配中，采用分层优化、动态协同策略，由火电、储能协同分配。

市场运行初期，基于火电与储能的动态响应特性构建火电组（含火电配储）、储能组，实现两类资源的互补协同。根据电网实际运行情况，可逐步实现各调频主体脱离分组独立运行。

（一）策略分配

两组间指令分配策略按照比例分配方式。比例分配方式参数根据两组中标容量比例和电网运行情况动态调整，为保证系统资源分布合理，储能组原则上总指令占比不超 65%。

其中:

（1）火电组内指令分配采用实时裕度优先级排序策略。

上调裕度=（调节上限-实际出力）/（调节上限-调节下限）

下调裕度=（实际出力-调节下限）/（调节上限-调节下限）

（2）储能组内指令分配可采用实时裕度优先、储能电站电荷

状态（以下简称 SOC）裕度优先、按容量等比例分配、实时裕度优先兼 SOC 阈值动态优化调整等分配策略，暂使用实时裕度优先兼 SOC 阈值动态优化调整分配策略。

裕度优先兼 SOC 阈值动态优化调整策略，是指在裕度优先前提下，结合储能实时荷电状态（SOC）超出设定区间情况（SOC<SOC 下阈值或>SOC 上阈值），动态优化控制指令，防止储能过充/过放风险，优化 SOC 运行状态。SOC 下阈值、SOC 上阈值，根据实际情况动态调整，SOC 下阈值参数范围 20%-40%、SOC 上阈值参数范围取 60%-80%。计算过程如下：

$$P_{bess,i}^{\max}(t)=\begin{cases}0 & SOC_i(t)\in[0,SOC_{\min}]\\ P_{bess,i}^{\text{disc}}*\dfrac{SOC_{i(t)}-SOC_{\min}}{SOC_{low}-SOC_{\min}} & SOC_i(t)\in(SOC_{\min},SOC_{low})\\ P_{bess}^{\text{disc}} & SOC_i(t)\in[SOC_{low},100]\end{cases}$$

$$P_{bess,i}^{\min}(t)=\begin{cases}0 & SOC_i(t)\in[SOC_{\max},100]\\ -P_{bess}^{\text{charg}}*\dfrac{SOC_{\max}-SOC_{i(t)}}{SOC_{\max}-SOC_{high}} & SOC_i(t)\in(SOC_{high},SOC_{\max})\\ -P_{bess}^{\text{charg}} & SOC_i(t)\in[0,SOC_{high}]\end{cases}$$

其中：$P_{bess,i}^{\max}(t)$ 为实时修正功率调节上限；P_{bess}^{disc} 为额定功率上限；SOC_{low} 为 SOC 下阈值；$SOC_{\min}$ 为 SOC 下限；$SOC_{i(t)}$ 为实时 SOC 值；$P_{bess,i}^{\min}(t)$ 为实时修正功率调节下限；P_{bess}^{charg} 为额定功率下限；SOC_{high} 为 SOC 上阈值；$SOC_{\max}$ 为 SOC 上限。

储能电站调节步长参数为 10%-20%，暂取 20%。

（二）约束条件

各调频主体在提供调频服务期间，应同时受断面等网架约束。

（三）协同计算

各调频主体在同时提供一次、二次调频辅助服务期间，应考虑其 Kp 值所受影响，计算时按调频主体实际出力减去响应一次调频指令后的出力修正 Kp 值。

3.11　交易结果执行

运行日中，当值调度员发现某调频主体（ACE）不跟踪 AGC 指令、调频性能指标不合格、不满足调频主体基本调峰能力要求时，实时退出该主体调频状态，取消该主体当日调频收益及相关补偿，并从次日起连续 5 天将该主体退出该时段调频市场准入，并做好当班记录。

若某调频主体某时段的历史调频性能小于等于 1，该主体应积极消缺整改，及时向电力调度机构提交 ACE 调节试运申请票。待申请票批复后，调频主体向当值调度员申请投入 ACE 模式，获得同意后当值调度员将该主体 AGC 模式改为 ACE，产生调节性能指标后，由市场决定其是否参与 ACE 调频服务。

下一个运行日 02：00 后，在各调频主体确认无误的情况下，电力调度机构依据调频主体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电力交易机构，由电力交易机构出具结算凭据。

为确保调频主体调频质量和效果，增加事后调频主体性能筛查机制，对于事后筛查不满足要求的调频主体，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，电力调度机构根据电网实际情况退出相关调频主体的 ACE 控制模式。此外，对于引起断面阻塞频发的关键主体，视阻塞严重程度按照灵敏度大小排序退出调频市场。各调频主体退出调频市场后，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。

3.12　性能抽查

运行日当值调度员根据电网运行情况可适时开展中标调频主体的性能抽查工作，被抽查调频主体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的中标调频主体，当日不获得调频收益。该调频主体需重新进行该时段调频性能测试，合格后方允许参与该时段调频市场。

中标调频主体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%。

调频性能不达标主体或尚未进行性能测试调频主体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，被测试调频主体当日不获得调频市场收益。

被抽查调频主体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。

4. 计量结算

4.1 费用计量

4.1.1 调频市场的结算按五个时段进行，中标的调频主体在提供调频服务后，可获得调频收益:

该时段内调频主体 i 的调频收益=该时段内调频主体 i 实际的调节深度 D^R × 该时段内调频主体 i 当日的性能指标折算值 $K_{结算}$ × 该时段内调频市场结算价格 C_i 。

（一）调节深度:

调节深度计算公式如下:

$$D^R = \sum_{j=1}^{n} D_{i,j}^R + \sum_{j=1}^{n} D_{i,j}^R \times \alpha$$

式中，调节深度 $D_{i,j}^R$ 为调频主体 i 第 j 次的调节深度，单位 MW，n 为日调节次数，α 为调节时间系数。计算调节深度时，调度技术系统调频指令最短历时参数范围为 30s-60s，暂按 30s 执行。

（1）调节时间系数

α 为调节时间系数，在调频主体按照调频指令完成一个整体的增加和减少出力调整周期过程中，根据调度指令保持出力不变的调节时长，结合厂站关键控制量测数据质量计算。火电及火储关键控制量测为实时有功出力，储能电站关键控制量测为实时

SOC。

α=（指令调节持续时间/M）*数据质量系数。M 参数范围为 2-6 分钟，暂按 3 分钟设定。

（2）数据质量系数计算

数据质量系数按日统计。其中:

火电数据质量系数=（1-有功数据大幅异常跳变次数*1/24）*100%×（1-有功数据异常时长/24 小时）*100%。有功数据大幅异常跳变按照有功数据连续时刻前后变化 10%装机容量统计。

储能数据质量系数=（1-SOC 数据大幅异常跳变次数*1/24）*100%×（1-SOC 数据异常时长/24 小时）*100%。

储能电站 SOC 数据大幅异常跳变按照 SOC 数据连续时刻前后变化 10%（SOC 上限-SOC 下限）统计，储能 SOC 数据异常时长为 SOC 数据死数或逻辑错误日总时长，单位为小时。

储能电站 SOC 异常识别，通过对采样区间内 SOC 连续变化特性与充放电量逻辑关系进行监测评估。每 15 分钟周期计算识别数据是否异常，每识别 1 次异常，按照 15 分钟时间统计异常时长。

（二）性能指标

调频收益每日单独计算，结算时按 5 个时段分别对调频主体的实际性能指标进行折算，方法如下:

（1）折算比例

以当日煤电调频机组（不含火储联合机组）每个时段的最大

实际性能指标$\max(K_{煤电实际})$为基准，将该性能指标折算至 2 计算折算比例λ_1。

$$\lambda_1=\frac{2}{\max(K_{煤电实际})}$$

若当日无煤电调频机组（不含火储联合机组）中标，以最近一个调用日煤电调频机组（不含火储联合机组）每个时段的最大实际性能指标为基准。

（2）指标考核

以当日调频主体每个时段的最大实际性能指标$\max(K_{实际})$为基准，将该性能指标折算至 2 计算性能指标考核基准值λ_2，设置性能指标考核系数ε，性能指标结算考核系数β。目前ε暂定为 0.5，β暂定为 0.8。

$$\lambda_2=\frac{2}{\max(K_{实际})}$$

（3）当日性能指标考核基准值λ_2小于等于性能指标考核系数ε时，当日所有调频主体的调频性能指标计算公式如下。

$$K_{结算}=\begin{cases}\lambda_1 K_{实际} & K_{实际}<\max(K_{煤电实际})\\ 2 & K_{实际}\geq\max(K_{煤电实际})\end{cases}$$

（4）当日性能指标考核基准值λ_2大于性能指标考核系数ε时，当日所有调频主体的调频性能指标按β结算考核系数进行计算。

$$K_{结算}=\begin{cases}\beta\lambda_1 K_{实际} & K_{实际}<\max(K_{煤电实际}) \\ 2\beta & K_{实际}\geq\max(K_{煤电实际})\end{cases}$$

4.1.2　当调频市场供不应求或运行日调频容量不足时，电力调度机构对该时段内未中标的调频主体按其对应时段的历史调频性能指标排序依次进行调用，若无历史调频性能指标，则按调频主体调节裕度调用，并按价格上限为标准计算补偿费用。主体调频试验期间不获得调频补偿费用，辅助服务费用分摊及电能量市场运营费用分摊按照《国家能源局山西监管办公室关于印发<山西省发电机组进入及退出商业运营管理实施细则>的通知》（晋监能市场规〔2023〕4号）执行。

4.1.3　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、综合能源供应商等调频主体各类辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

4.1.4　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。

4.2 结算分摊

4.2.1　月度二次调频辅助服务费用总额等于当月每日调频市

场调频机组收益之和，由用户用电量（含自备电厂的自发自用电量，余热、余气、余压自备电厂除外）、跨省跨区外送电量（含榆林交易电量、暂不包含应急调度电量）和未参与电能量市场交易的上网电量（含省调及地调机组相应电量）共同承担。

为保障居民、农业用电价格稳定，居民、农业用电量应承担的费用通过系统运行费用中交叉补贴新增损益由全体工商业用户分摊；跨省跨区外送电量分摊费用由相应发电企业随跨省跨区电能量费用一并结算；具体计算原则如下:

度电分摊标准=当月二次调频辅助服务费用总额÷（用户侧总用电量+跨省跨区总外送电量+未参与电能量市场交易的总上网电量）;

跨省跨区外送电量分摊费用=跨省跨区外送电量×度电分摊标准;

跨省跨区外送电量=省间合约结算电量+省间日前结算电量+省间日内结算电量;

未参与电能量市场交易的上网电量分摊费用=未参与电能量市场交易的上网电量×度电分摊标准;

用户侧分摊费用=用户侧用电量×度电分摊标准。

4.2.2　调频辅助服务收益每日计算，按月结算。用户侧分摊费用按国家有关政策要求纳入系统运行费用中辅助服务费用管理，按月测算，滚动清算。

5. 信息披露

5.1　市场运营机构通过辅助服务市场技术支持系统和电力交易平台向经营主体发布辅助服务市场各类交易相关必要信息。辅助服务市场技术支持系统和电力交易平台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国家和山西有关政策及辅助服务市场基本规则等文件要求执行。经营主体按照辅助服务市场交易细则要求向市场运营机构报送交易相关必要信息。

5.2　相关市场信息按公众、公开及特定方式进行发布。其中，公开信息包括调频容量需求及计算方法、调用原则、市场供给信息、市场限价、市场出清价格、每日各时段煤电机组（不含火储联合机组）最大 Kp 值；特定信息包括调频主体自身每日各时段调频收益、每日各时段调频里程以及对应时段的平均 K1、K2、K3、Kp、结算 Kp 值，调节性能日平均值 K_{pd}。

5.3　经营主体如对披露的相关信息有异议及疑问，应在 5 个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请 5 个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。

5.4　山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局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。

6. 市场干预及免责条款

6.1　发生以下情况时，山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局有权对山西电力辅助服务市场进行市场干预:

（一）经营主体滥用市场力、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;

（二）经营主体频繁、严重违约，对电网安全稳定运行造成一定影响;

（三）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、电力交易中心相关技术支持系统等）发生重大故障或发生网络安全风险，导致交易长时间无法进行的;

（四）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;

（五）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;

（六）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。

6.2　电力调度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，且应如实记录干预原因及干预情况，并于事后及时向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局汇报。

（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或电网运行安全风险较大时;

（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）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;

（四）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、电力交易中心相关技术支持系统等）发生重大故障或网络安全风险，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时;

（五）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

6.3　经营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电力调度机构，电力调度机构进行评估后确认符合条件的，对经营主体相关辅助服务交易免除考核:

（一）突发自然灾害等不可抗力影响发电企业场所安全时;

（二）发生重大设备故障或并网线路故障跳闸时;

（三）因电网故障或突发情况，当值调度下令调整运行工况时;

（四）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、电力交易中心相关技术支持系

统等）发生重大故障或网络安全风险，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时。

6.4　电力调度机构按月汇总二次调频辅助服务交易价格、费用、各类经营主体收益和分摊情况并报送至山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局。

6.5　因国家相关政策、标准调整或根据电网实际需求，需对本细则内各项参数、系数及分配策略进行调整时，由电力调度机构提出相关建议，经市场管理委员会审议通过，报山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局同意后执行。

6.6　山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局对二次调频市场的实施运行进行监督管理。经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交山西能源监管办、山西省发展改革委、山西省能源局依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

7. 附则

7.1　本细则由山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局负责解释。

7.2　本细则自 2025 年 4 月起施行，有效期 5 年。有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。实施过程中，各市

场经营主体及市场运营机构可对细则条款提出修改、补充或完善建议，经履行规则修订程序后，修改条款与本细则具有同等效力。

电力市场计量结算实施细则

（V16.0）

2025 年 12 月

目　录

1.总述 ……1
2.适用范围 ……2
3.引用文件 ……2
4.术语定义 ……3
5.计量管理 ……9
5.1 基本要求 ……9
5.2 职责分工 ……10
5.3 关口计量装置管理 ……13
5.4 计量数据管理 ……17
5.5 封印管理 ……18
5.6 计量数据拟合规则 ……18
6.结算原则 ……21
6.1 结算模式 ……21
6.2 结算周期 ……26
6.3 结算时段 ……26
6.4 结算电量 ……26
6.5 结算电价 ……27
6.6 市场运营费用管理 ……31

7.市场成员结算的权利与责任 ……35
7.1 市场经营主体 ……35
7.2 电力交易机构 ……36
7.3 调控中心 ……36
7.4 电网企业 ……37
8.结算流程 ……38
9.批发市场电能量电费计算 ……40
9.1 发电企业电能量电费 ……40
9.2 批发用户电能量电费 ……45
9.3 省间合约偏差损益电费 ……48
9.4 省间应急调度损益电费 ……49
9.5 省间中长期购电损益电费 ……51
9.6 华北调峰辅助服务增供电量收益 ……52
10.批发市场市场运营费用计算 ……53
10.1 成本补偿类费用 ……53
10.2 市场平衡类费用 ……60
10.3 市场调节类费用 ……66
10.4 市场评估类费用 ……97
10.5 其他市场运营费用事项 ……97
11.其他费用 ……97
11.1 辅助服务费用 ……97

11.2 电力响应交易费用 ……98
12.省间交易责任偏差费用 ……98
12.1 购电方责任 ……98
12.2 售电方责任 ……100
13.批发市场总电费计算 ……101
13.1 发电企业月总电费计算 ……101
13.2 批发用户月总电费计算 ……102
13.3“负荷类”虚拟电厂月总电费计算 ……102
14.零售市场电费结算 ……103
14.1 售电公司 ……103
14.2 零售用户 ……105
14.3 零售套餐计算原则 ……105
15.电费追补管理 ……111
16.收付款管理 ……115
17.其他结算事项 ……116
17.1 市场中止与管制 ……116
17.2 代理关系生效期 ……116
17.3 违约用电、窃电行为的处理原则 ……116
17.4 电力市场追溯稽核机制 ……117
18.附则 ……117

1. 总述

为指导、规范、明确电力市场计量和结算相关工作开展，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）、《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 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）、《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕526 号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217 号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委第 20 号令）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕976 号）等，

结合山西实际，制定本细则。

2. 适用范围

本实施细则适用于山西省电力市场计量和结算工作，包括批发市场和零售市场。

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 2019 年第 26 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 2022 年第 752 号）

《供电营业规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 14 号）

《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）

《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）

《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 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）

《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）

《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委第20号令）

《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕976号）

4. 术语定义

（1）关口电能计量点：电网企业之间、电网企业与发电或供

电企业之间进行电能量结算、考核的计量点。简称关口计量点。

（2）电能计量装置：由各种类型的电能表或与计量用电压、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）。

（3）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。

（4）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。

（5）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。

（6）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。

（7）电能量电费：指发电企业与电力用户在现货市场和中长期市场中以电能量为交易标的物的电费。

（8）辅助服务费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，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，具体包括备用、调频等。

（9）“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。

（10）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。

（11）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。

（12）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。

（13）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。

（14）零售市场用户（零售用户）：通过售电公司间接参与批发市场购电的电力用户。

（15）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监测规范市场主体行为，保障电力系统安全稳定，维护市场公平公正，设置电能量费用之外的各类费用，包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用、市场评估类费用等。

（16）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、调频量价补偿费用、独立储能应急调用补偿。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实时节点电价的标准，对该时段部分电量进行的补偿。

调频量价补偿费用分为调频量价补偿费用（煤电）、调频量价补偿费用（储能）。调频量价补偿费用（煤电）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（扣除省间现货电量）高于实时现货出清结果，且其实际发电出力（扣除省间现货电量）所在报价段的电能量报价高于实时节点电价时，按照上调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实时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（扣除省间现货电量）低于实时现货出清结果，且其实际发电出力（扣除省间现货电量）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下调补偿价格的标准，对该时段机组实际发电低于实时出清结果的电量进行的补偿。调频量价补偿费用（储能）指独立储能因提供二次调频服务，导致当月调频时段的下网费用大于上网费用时，对其按一定比例进行的补偿。

独立储能应急调用补偿费用是指独立储能被应急调用后按照充放电价差不低于应急调用补偿价差的原则进行补偿。

（17）市场平衡类费用：包括市场结构平衡费用、阻塞平衡费用。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其对应的发电侧上网电量不匹配等原因，导致电网企业出现的偏差费用，与我省代理购电机制保持衔接。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。

（18）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、火电侧年度合约缺额回收费用、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、用户侧年度合约缺额回收费用、并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用、并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用。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（扣除省间现货电量）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（扣除机制比例及省间现货电量）的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。**火电侧年度合约缺额回收费用**是指发用两侧整体签约比例未达到年度合同签约电量要求时，对火电侧集中竞价年度合同签约电量缺额部分进行费用回收。**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。**用户侧年度合约缺额回收费用**是指发用两侧整体签约比例未达到年度合同签约电量要求时，对用电侧集中竞价年度合同签约电量缺额部分进行费用回收。**并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用**是指因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。**并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用**是指将参与现货市场的在运虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力补偿范围，根据虚拟电厂灵活性调节能力按月进行返还。

（19）市场评估类费用：包括第三方评估费用，为第三方机构的对电力市场评估系统的建设及维护等费用。

（20）政府定价电量：主要指政府批复电价电量。

（21）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. 计量管理

5.1 基本要求

5.1.1 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。

5.1.2 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。

5.1.3 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是对电量信息进行采集、处理和实时监控的系统。实现用电信息的自动采集、计量异常监测、电能质量监测、用电分析和管理、相关信息发布、分布式能源监控、智能用电设备的信息交互等功能。

（2）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。

（3）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。

（4）电能计量采集管理信息系统应具有完善的数据校验功能。

（5）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。

（6）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。

5.2 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。

5.2.1 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。

5.2.2 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）配合电网企业开展本企业贸易结算用电能计量装置的竣工验收、现场检验、更换和故障处理，并负责其监护工作。

（4）负责除贸易结算以外其他电能计量装置的检定、校准、安装和运行维护等工作。

（5）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。

5.2.3 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。

5.3 关口计量装置管理

5.3.1 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。

5.3.2 关口电能计量装置配置要求

1）贸易结算用的电能计量装置原则上应设置在供用电设施的产权分界处。发电企业上网线路、电网企业间的联络线路和专线供电线路的另一端应配置考核用电能计量装置。分布式电

源的出口 应配置电能计量装置，其安装位置应便于运行维护和监督管理。

2)经互感器接入的贸易结算用电能计量装置应按计量点配置电能计量专用电压、电流互感器或专用二次绕组，并不得接入与电能计量无关的设备。

3)电能计量专用电压、电流互感器或专用二次绕组及其二次回路应有计量专用二次接线盒及试验 接线盒。电能表与试验接线盒应按一对一原则配置。

4)I类电能计量装置、计量单机容量100MW 及以上发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置和电网企业之间购销电量的110kV 及以上电能计量装置，宜配置型号、准确度等级相同的计量有功电量的主副两只电能表。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。

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/T698及其备案文件要求。存储的电能量数据至少保存10年。电能计量装置应能接入电能信息采集与管理系统。

5.3.3 电能计量装置运行维护及故障处理

（1）安装在发、供电企业生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好。安装在电力用户处的电能计量装置，由用户负责保护其封印完好，装置本身不受损坏或丢失。

（2）供电企业宜采用电能计量装置运行在线监测技术，采集电能计量装置的运行数据，分析、监控 其运行状态。

（3）当发现电能计量装置故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装 置故障，应由电网企业和/或供电企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其 配套法规的有关规定进行处理。对造成的电量差错，应认真调查以认定、分清责任，提出防范 措施，并根据《供电营业规则》的有关规定进行差错电量计算。

（4）对窃电行为造成电能计量装置故障或电量差错的，用电检查及管理人员应注意对窃电现场 的保护和对窃电事实的依法取证。宜当场对窃电事实做出书面认定材料，由窃电方责任人签字认可。

（5）主副电能表运行应符合下列规定。

1）主副电能表应有明确标识，运行中主副电能表不得随意调换，其所记录的电量应同时抄录。主副电能表现场检验和更换的技术要求应相同。

2）主表不超差，应以其所计电量为准；主表超差而副表未超差时，以副表所计电量为准；两 者都超差时，以考核表所计电量计算退补电量并及时更换超差表计。

3）当主副电能表误差均合格，但二者所计电量之差与主表所计电量的相对误差大于电能表准 确度等级值的 1.5 倍时，应更换误差较大的电能表。

（6）对造成电能计量差错超过 10 万 kWh 及以上者，应及时报告上级管理机构。

（7） 电能计量技术机构对故障电能计量器具，应定期按制造厂名、型号、批次、故障类别等进行分 类统计、分析，制定相应措施。

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。

经营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。

5.4 计量数据管理

5.4.1 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。由于采集装置、通信网络异常或故障导致示数缺失不可用的，计量装置管理机构应在异常发生当月完成处理并重新推送。由于计量装置或相关设备故障导致计量表计示值不可用时，计量装置管理机构应在异常发生当月完成调查并依据相关规定出具电量更正报告，最迟次月与相关经营主体进行确认。对发生电量更正的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补。

5.4.2 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。

5.4.3 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。

5.5 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。

5.6 计量数据拟合规则

5.6.1 现货用户电能示值采集补全算法

对于山西省内参与市场交易的发电、用电用户的电能示值，

截至 D+1 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。

5.6.2 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。

5.6.3.分布式光伏用户发电、上网侧数据拟合

光伏发电时段可根据各单位实际情况设置，分为发电时段和不发电时段。

（1）发电表拟合规则

首先拟合不发电时段。若电能示值曲线采集失败点为 0 时或 24 时，优先取用日冻结电能示值替代。

若 0:00 到发电起始点、发电终止点到 24:00 无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若［0:00 到发电起始点］无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合；若［发电终止点到 24:00］无采集到示值，则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。

其次拟合发电时段。若缺失点位于光伏默认发电时段内，拟合方法参考 5.6.1 的拟合算法。

（2）上网表计拟合规则

本处上网表计数据特指反向电能示值曲线数据，正向电能示值曲线数据按“全量用户用电表计规则”拟合。

若电能示值曲线采集失败点为 0 时或 24 时，优先取用日冻结

电能示值替代。

若 0:00 到发电起始点、发电终止点到 24:00 无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若［0:00 到发电起始点］无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合；若［发电终止点到 24:00］无采集到示值，则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。

若缺失点位于光伏发电时段内，采用以下方式进行拟合。拟合方法参考 5.6.1 的拟合算法。

6. 结算原则

电力交易机构根据政策文件、市场规则和结算基础数据，对市场经营主体开展量价清分、费用计算与校核，编制形成结算依据。电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。主要原则如下：

6.1 结算模式

6.1.1 电能量批发市场采用差价结算模式。发电企业实际上网电量（不含省间现货）按照省内实时市场节点电价进行结算；省间现货市场执行电量按照省间现货市场交易电价进行结算；省内日前市场出清电量（上网侧，下同）按照省内日前市场节点电价

与省内实时市场节点电价的差值进行结算；政府定价合约电量按政府批复电价与中长期结算参考点的现货价格的差值进行结算；省内中长期合约电量按省内中长期合约价格与中长期结算参考点的现货价格的差值进行结算；省间中长期合约电量按省间中长期合约价格与省内日前市场节点电价的差值进行结算，如无省内日前出清结果，则取省内实时市场节点电价。批发市场用户侧实际用电量按照实时市场统一结算点电价进行结算；日前市场出清电量按照日前市场统一结算点电价与实时市场统一结算点电价的差值进行结算；中长期合约电量按中长期合约价格与中长期结算参考点的现货价格的差值进行结算。

中长期结算参考点可自行选择日前市场或实时市场任一节点或统一结算点。现阶段，暂为实时市场统一结算点。

6.1.2 绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算，绿色电力交易电能量作为市场主体中长期合约的组成部分结算，绿证部分按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》结算。机制电量不重复获得绿证收益。绿色电力交易的绿证收益，按当月绿电合同电量、扣除实际结算机制电量后的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。

6.1.3 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。

6.1.4 未在交易平台完成购售电合同备案的发电企业，日清分

时政府电价电量暂按燃煤基准价结算；月度结算时，政府定价电量暂不结算，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。

6.1.5 燃气机组冬季供热期，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，需参与市场运营费用的分摊与返还。

6.1.6 独立新型储能上网侧和下网侧分别按照发电企业、批发市场用户结算模式进行结算，暂不参与市场运营费用的回收和分摊（返还）及电力响应交易费用分摊。

6.1.7 抽水蓄能电站上网侧和下网侧分别按照发电企业、批发市场用户结算模式进行结算，暂不参与成本补偿类、市场调节类、市场评估类市场运营费用的回收和分摊（返还）及电力响应交易费用分摊，参与市场平衡类市场运营费用的分摊（返还）。

6.1.8 不具备分时计量条件的低压用户、电信基站等（含售电公司代理），及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，只能选择典型用电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约加权均价的 1.1 倍结算，负偏差用

（欠用电量）电量按照合约电价结算，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，按照照付不议，偏差结算原则进行结算：省电力公司实际供榆林电量与榆林购得的山西电力直接交易电量的偏差电量分为超用电量和少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。榆林直接交易电量为省电力公司实际供榆林电量 90%-110%的，偏差电量按照山西省内现货实时市场月度加权平均价结算。榆林直接交易电量低于省电力公司实际供榆林电量 90%的，或高于省电力公司实际供榆林电量 110%的，省电力公司实际供榆林电量±10%及以内的偏差电量，按照山西省内现货实时市场月度加权平均价结算；超出省电力公司实际供榆林电量±10%的偏差电量，超用电量部分按照山西省燃煤基准价的 120%及山西省内现货实时市场月度加权平均价孰高值结算，少用电量部分按照山西省燃煤基准价的 80%及山西省内现货实时市场月度加权平均价孰低值结算。对直接参与现货交易的市场主体（含售电公司代理）同时存在高压和不具备分时计量条件的低压户号的，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，交易曲线参考典型用户历史用电曲线形成；偏差电量按照现货市场价格结算，不具备分时计量条件

时按照省内现货实时市场月度加权平均价结算；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和市场平衡类费用两类市场运营费用，暂不参与市场调节类费用的回收和返还，不承担市场评估类费用。

6.1.9　在 M+3 日内，电网企业对批发用户、入市后独立储能及抽水蓄能下网侧，按照其中长期交易合约均价（若无，则采用批发市场中长期合约均价）及月度实际用电量开展上月电费发行，现货月度电费结果形成后，电网企业对现货月度电费结果与 M+3 日内电费发行结果之间的差额电费发行至次月账期。

6.1.10 在 M+3 日内，电网企业根据零售套餐对零售用户开展上月电费发行。其中，对选择基础分时套餐的零售用户，按其分时交易均价及月度实际用电量发行电费，分时交易均价采用双方约定的分时段电价的算术平均价;对选择组合套餐的零售用户，按基准套餐发行电费。对选择分时套餐或组合套餐的零售用户，零售套餐电费结果形成后，电网企业对零售套餐电费结果与 M+3 日内结算结果之间的差额电费发行至次月账期。

6.1.11 新注册入市的经营主体未整月参与现货市场时，暂不参与市场运营费用的回收和分摊（返还）。

6.1.12 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-批发市场购电费。售电公司批发市场购电费包含电能量电费、绿证费用、市场运营费用、响应交易分摊

费用，各项费用按照批发用户结算条款执行。售电公司零售市场售出电费，即代理零售用户结算电费之和。其中，虚拟电厂聚合用户结算电费=电能量电费+绿证费用+偏差电费-虚拟电厂聚合用户可分享红利。

6.1.13 自 2026 年 1 月 1 日起，未直接参与市场交易的新能源项目接受市场形成的价格，上网电量暂按同类型项目月度实时市场加权均价进行结算，承担成本补偿类、市场平衡类、市场评估类市场运营费用，不参与市场调节类等费用的回收和返还。具备条件后，上网电量按照现货实时市场节点电价进行结算。

6.2 结算周期

6.2.1 对批发市场主体采用“日清月结”的模式，对零售用户采用按月结算模式。其中，售电公司日清分结算依据不含零售市场售出电量电费。

6.2.2 如遇特殊情况，结算相关工作顺延。

6.3 结算时段

批发市场以每 15 分钟为一个计量、清分及结算时段。零售市场，分时段交易以月小时作为一个结算时段，非分时交易以月作为一个结算时段。

6.4 结算电量

6.4.1 根据计量关口数据，计算形成发电企业各机组、市场化用户各时段电量，售电公司以其代理零售用户市场化实际用电量

之和，作为其市场化结算电量。

6.4.2 现货模式下，若用户电量存在定量、定比扣减关系，各时段扣减定量电量=月度定量电量/（核算周期实际天数×96），主表扣减定量结果小于零时按零计算；各时段扣减定比电量=各时段抄见电量×月度定比值。

6.5 结算电价

6.5.1 市场化机组和独立新型储能上网侧以省内现货实时市场节点电价作为省内现货实时电能量市场结算价格；以省内现货日前市场节点电价与省内现货实时市场节点电价的差值作为省内现货日前电能量市场结算价格；以政府批复电价与中长期结算参考点的现货价格的差值作为政府定价电能量市场结算价格；以省内中长期合约价格与中长期结算参考点的现货价格的差值作为省内中长期交易电能量市场结算价格；以省间中长期合约价格与省内现货日前市场节点电价的差值作为省间中长期交易电能量市场结算价格，如无省内日前出清结果，则取省内实时市场节点电价；以省间现货市场交易电价作为省间现货电能量市场结算价格（以《省间电力现货交易规则（试行）》为准）。

6.5.2 非市场化机组和独立新型储能上网侧按以下原则结算电能量电费。

6.5.2.1 处于调试运行期的非市场化机组和独立新型储能上网侧按照《山西省发电机组进入及退出商业运营管理实施细则》（晋

监能市场规〔2023〕4号）有关规定结算电能量电费。

6.5.2.2 完成调试试运行的非市场化机组和独立新型储能上网侧按照政府批复的上网电价结算电能量电费，无政府批复上网电价的按照当月同类型机组省内实时市场月度加权价格结算电能量电费，当月同类型机组无现货实时市场价格时，按照当月省内实时市场月度加权价格结算电能量电费。

6.5.3 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。

6.5.4 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（含独立新型储能上网侧，下同）省内市场日前出清电量进行所有节点电价加权平均，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电价加权平均。省内日前市场日均价按当日各机组各时段省内市场日前出清电量进行所有节点电价所有时段加权平均，省内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电价所有时段加权平均。省内日前市场月均价按当月各机组各时段省内市场日前出清电量进行所有时段所有节点电价加权平均，省内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时段所有节点电价加权平均。省内日前市场、实时市场分时统一结算点电价、日均价、月均价，暂定为 $P_{现货出清}$，$P_{现货出清}$当前取值0-1500元/兆瓦时，超出 $P_{现货出清}$按 $P_{现货出清}$处理。

6.5.5 二级价格限值

6.5.5.1 二级价格限值（日）

省内现货市场日前及实时分时节点电价、统一结算点电价执行二级价格限值（日）。当现货日前市场和实时市场出清的用户侧统一结算点电价的算术平均值均连续3日及以上(跨月不计入）超过二级价格限值（日）上限（具体计算方式及折算比例公式，详见《电力现货市场实施细则》)，期间执行二级价格限值(日)。执行时日前市场和实时市场信息披露的现货出清价格不变。在结算环节，分别计算二级价格限值上限（日）与日前市场和实时市场用户侧96点统一结算电价算术平均值的折算比例，并按照日前和实时折算比例的较小值对日前和实时市场发电侧 96 点节点电价、用户侧96点统一结算点电价进行统一折算。

因电网阻塞导致某机组的日前和实时节点电价的 96 点算术平均值均低于二级价格限值（日）上限时，该机组的节点电价不进行折算。二级价格限价（日）只进行一次折算，折算后因阻塞原因引起的用户侧 96 点统一结算电价算术平均值超过二级价格限值（日）上限，不再进行折算。

6.5.5.2 二级价格限值（月）

省内现货市场日前及实时分时节点电价、统一结算点电价执行二级价格限值（月）$P_{月二级限价}$。现货市场结算限价原则上不高于 $P_{月二级限价}$，$P_{月二级限价}$当前取值为燃煤发电度电燃料成本的 2

倍，迎峰度夏（冬）期间可适当提高，结算限价机制按月执行，当月度实时加权平均电价超出结算限价时，在结算环节对各节点分时结算电价等比例调减。由政府相关部门明确结算限价具体数值后执行。

6.5.6 我省现货交易未开展期间，批发用户的购电价格按晋发改商品发〔2021〕479 号文件（遇政策调整按最新文件执行，下同）规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

6.5.7 现货交易开展期间，参与现货市场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，不执行晋发改商品发〔2021〕479 号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例。暂不直接参与现货市场的低压、电信基站批发用户，其购电价格按晋发改商品发〔2021〕479 号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

6.5.8 零售用户执行其与售电公司签订的零售套餐价格。零售用户若与签约的售电公司在电力交易平台签订带有分时段属性的零售套餐，零售用户的分时段市场化用电量以售电公司与其签订的分时电价作为结算价格（组合价格套餐以最终计算所得分时电价作为结算价格），不执行晋发改商品发〔2021〕479 号文件（遇政策调整，按最新文件执行，下同）规定的峰谷。未签订带有分时段属性的零售套餐的零售用户，结算时购电价格（不含偏差电量电价）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。售电公司的售出电价，按其与零售用户在电力交易平台签订的零售套餐价格结算。

6.6 市场运营费用管理

6.6.1 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火电、新能源，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 $S_{机组启动补偿费用}$ 分摊，$S_{机组启动补偿费用}$ 当前取值 2:4:4，发电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、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 $S_{必开机组补偿费用}$ 分摊，$S_{必开机组补偿费用}$ 当前取值 1:1，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；批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例承担；调频量价补偿（上限 2 亿元）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 $S_{调频量价补偿费用}$ 分摊，$S_{调频量价补偿费用}$ 当前取值 2:3:5，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；独立储能应急调用补偿费用由发电企业与批发市场用户按 2:8 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

户按月度结算电量比例分摊。

6.6.2 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 50%由发电企业 16:00-21:00 晚高峰期间上网电量（剔除省间现货）与中长期合约电量的正偏差承担，其中，供热期的非供热机组按照上述电量的 1.5 倍确定，非供热期各煤电机组按照上述电量确定；50%由发电企业，与批发市场用户按 $S_{市场结构平衡费用}$ 承担，$S_{市场结构平衡费用}$ 当前取值 6:4，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；供热期及供热机组根据政府主管部门相关文件确定。阻塞平衡费用中，日前阻塞平衡费用由发电企业按 $S_{日前阻塞费用}$ 承担，$S_{日前阻塞费用}$ 当前取值 100%，发电企业之间按月度所有时段省内日前市场出清电量等比例承担，实时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 $S_{实时阻塞费用}$ 承担，$S_{实时阻塞费用}$ 当前取值 1:1，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，省间合约阻塞平衡费用由发电企业按照当月省间合约电量比例承担。

6.6.3 市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行返还。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，30%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，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；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煤电企业；火电侧年度合约缺额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，30%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，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；用户侧中长期缺额回收费用（普通）、用户侧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。用户侧年度合约缺额回收费用在火电企业间按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还。“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。并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还。新能源和用户侧“报量报价”等

规则正式执行后，新能源超额获利回收费用、用户侧超额获利回收费用两项费用取消；新能源中长期超额回收费用的 80%按照全月市场化中长期合约电量比例返还至煤电企业，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；用户侧中长期曲线偏差回收费用的 40%在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，40%在批发市场用户之间按照月度结算电量比例返还，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还。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，日前市场经济出清等规则正式执行前，暂按 V15 规则相应费用条款执行，日前市场经济出清等规则正式执行后，按照本细则条款执行。

6.6.4 市场评估类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。第三方评估费用由市场结构平衡费用列支。

6.6.5 新能源超额获利回收费用、用户侧超额获利回收费用对省调电厂灵活性改造机组新增调节容量进行补偿，补偿期不超过 24 个结算月，同一机组不同时间开展灵活性改造提高的调节容量单独计算补偿时间；非供热机组按纯凝工况调峰比例计算，供热机组在非供热期按纯凝工况调峰比例计算、在供热期按供热工况调峰比例计算；结合灵活性改造成本实际，设置新增调节容量每兆瓦补偿费用累计不超过 36 万元，如有剩余，纳入另外 50%部分

返还；对于经政府部门许可停运机组或整月未运行的机组相应月份不参与返还，后续建立灵活性改造容量市场或补偿机制，按照相关规定执行。

7. 市场成员结算的权利与责任

7.1 市场经营主体

（1）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（2）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

（3）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（4）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

（5）配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

（6）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算。

（7）售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载。

（8）按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。

（9）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

7.2 电力交易机构

（1）负责汇总结算基础数据。

（2）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性。

（3）负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（4）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（5）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（6）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。

（7）组织开展市场经营主体结算风险评估。

（8）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

7.3 调控中心

（1）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（2）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。

（3）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管

理、维护。

（4）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（5）组织协调电力辅助服务计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。

（6）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

7.4 电网企业

（1）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（2）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（3）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

（4）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

（5）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（6）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

8. 结算流程

8.1 数据准备

8.1.1 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。

8.1.2 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等。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；用户侧日前市场出清电量；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签；调频机组调频收益；启停及考核数据等。技术条件具备时，省内实时市场出清由 15 分钟出清调整为 5 分钟出清，形成每 5 分钟节点电价，实时市场结算电价仍执行 15 分钟分时节点电价，15 分钟分时节点电价取 15 分钟内每 5 分钟节点电价的算术平均值（详见《电力现货市场实施细则》）。

8.1.3 运行日后第 1 天（D+1 日）获取调度执行类数据，及发电企业、市场化用户每 15 分钟分时电量数据；第 4 天（D+4 日），发布日清分结算依据。

8.1.4 每月第 1 个工作日，电力调度机构提供上月新投发电机组（独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行

时间节点等信息。

8.1.5 原则上，每月第 1 个工作日，电网企业向电力交易机构提供直接参与市场交易的发电企业、电力用户的上月月度电量。

8.1.6 每月第 3 个工作日前，电力调度机构计算电力辅助服务相关费用，并推送至电力交易机构。

8.1.7 每月第 3 个工作日前，电力调度机构向电力交易机构推送新能源弃电量、响应交易等相关数据。

8.1.8 每月第 5 个工作日前，电力交易机构向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构在 1 个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

8.1.9 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构每月第 8 个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

8.1.10 原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司及新型经营主体发行上月电费账单。

9. 批发市场电能量电费计算

9.1 发电企业电能量电费

发电企业电能量电费包括调试电量电费，转商入市前电量电费，省间差价合约电费，省间日前电量电费，省间日内电量电费，政府定价差价合约电费，省内差价合约电费，省内日前差价电费，省内实时电量电费，调平电量电费。

9.1.1 月度上网电能量电费

$R_{电能量电费}=R_{调试}+R_{转商}+R_{省间合约}+R_{省间日前}+R_{省间日内}+R_{政府定价}+R_{省内合约}+R_{省内日前}+R_{省内实时}+R_{调平发电}$

$R_{电能量电费}$为发电企业月度上网电能量电费；

$R_{调试}$为发电企业调试电量电费；

$R_{转商}$为发电企业转商入市前电量电费；

$R_{省间合约}$为发电企业省间差价合约电费；

$R_{省间日前}$为发电企业省间日前电量电费；

$R_{省间日内}$为发电企业省间日内电量电费；

$R_{政府定价}$为发电企业政府定价差价合约电费；

$R_{省内合约}$为发电企业省内差价合约电费；

$R_{省内日前}$为发电企业省内日前差价电费；

$R_{省内实时}$为发电企业省内实时电量电费；

$R_{调平发电}$为发电企业调平电量电费。

9.1.2 调试电量电费（$R_{调试}$）

$R_{调试}=Q_{调试}\times P_{调试}$

其中:

$R_{调试}$为发电企业调试电量电费;

$Q_{调试}$为发电企业调试电量;

$P_{调试}$为发电企业调试电价，详见 6.5.2.1 中有关规定。

9.1.3 转商入市前电量电费（$R_{转商}$）

$R_{转商}=Q_{转商}\times P_{转商}$

其中:

$R_{转商}$为发电企业转商入市前电量电费;

$Q_{转商}$为发电企业转商入市前电量;

$P_{转商}$为发电企业转商入市前电价，详见 6.5.2.2 中有关规定。

9.1.4 省间差价合约电费（$R_{省间合约}$）

根据分解至 t 时段（每 15 分钟，下同）的省间合约电量与对应的合约电价和省内日前市场节点电价的差值计算省间差价合约电费，具体计算公式如下:

$R_{省间合约}=\Sigma Q_{省间合约,t}\times(P_{省间合约,t}-P_{省内日前,t})$

其中:

$R_{省间合约}$为发电企业省间差价合约电费;

$Q_{省间合约,t}$为发电企业在 t 时段的省间中长期交易合约分解电量;

$P_{省间合约,t}$为发电企业在t时段的省间中长期交易合约电价;

$P_{省内日前,t}$为发电企业在t时段的省内日前节点电价，如无省内日前出清结果，则取实时市场节点电价。

9.1.5 省间日前电量电费（$R_{省间日前}$）

根据省间日前市场结算电量与省间日前市场分时电价计算省间日前电量电费，具体计算公式如下:

$$R_{省间日前}=\Sigma（Q_{省间日前,t}\times P_{省间日前,t}）$$

$R_{省间日前}$为发电企业省间日前电量电费;

$Q_{省间日前,t}$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时段省间日前交易执行电量;

$P_{省间日前,t}$为t时段的省间日前市场分时电价。

9.1.6 省间日内电量电费（$R_{省间日内}$）

根据省间日内市场结算电量与省间日内市场分时电价计算省间日内电量电费，具体计算公式如下:

$$R_{省间日内}=\Sigma（Q_{省间日内,t}\times P_{省间日内,t}）$$

$R_{省间日内}$为发电企业省间日内电量电费;

$Q_{省间日内,t}$为发电企业在t时段的省间日内结算电量，即t时段省间日内交易执行电量;

$P_{省间日内,t}$为t时段的省间日内市场分时电价。

9.1.7 政府定价差价合约电费（$R_{省内合约}$）

根据分解至t时段（每15分钟，下同）的政府定价合约电量

与政府批复电价和中长期结算参考点的现货价格的差值计算政府定价差价合约电费，具体计算公式如下:

$R_{政府定价}=\sum Q_{政府定价,t}\times(P_{政府定价}-P_{中长期结算参考点,t})$

其中:

$R_{政府定价}$为发电企业政府定价差价合约电费;

$Q_{政府定价,t}$为发电企业在t时段的政府定价合约分解电量;

$P_{政府定价}$为发电企业政府定价电量的批复电价;

$P_{中长期结算参考点,t}$为发电企业在t时段的中长期结算参考点的现货价格，即t时段的现货实时市场统一结算点电价。

9.1.8 省内差价合约电费（$R_{省内合约}$）

根据分解至t时段（每15分钟，下同）的省内合约电量与对应的合约电价和中长期结算参考点的现货价格的差值计算省内差价合约电费，具体计算公式如下:

$R_{省内合约}=\sum Q_{省内合约,t}\times(P_{省内合约,t}-P_{中长期结算参考点,t})$

其中:

$R_{省内合约}$为发电企业省内差价合约电费;

$Q_{省内合约,t}$为发电企业在t时段的省内中长期交易合约分解电量;

$P_{省内合约,t}$为发电企业在t时段的省内中长期交易合约电价;

$P_{中长期结算参考点,t}$为发电企业在t时段的中长期结算参考点的现货价格，即t时段的现货实时市场统一结算点电价。

9.1.9 省内日前差价电费（$R_{省内日前}$）

根据省内日前市场出清电量与省内日前市场节点电价和省内实时市场节点电价计算省内日前差价电费，具体计算公式如下:

$R_{省内日前}=\Sigma Q_{省内日前,t}\times(P_{省内日前,t}-P_{省内实时,t})$

$R_{省内日前}$为发电企业省内日前差价电费;

$Q_{省内日前,t}$为发电企业在t时段的省内日前出清电量;

$P_{省内日前,t}$为发电企业在t时段的省内日前节点电价;

$P_{省内实时,t}$为发电企业在t时段的省内实时节点电价。

9.1.10 省内实时电量电费（$R_{省内实时}$）

根据实际上网电量（不含省间现货）与省内实时市场节点电价计算省内实时电量电费，具体计算公式如下:

$R_{省内实时}=\Sigma Q_{省内实时,t}\times P_{省内实时,t}$

$R_{省内实时}$为发电企业省内实时电量电费;

$Q_{省内实时,t}$为发电企业在t时段的实际上网电量(不含省间现货);

$P_{省内实时,t}$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日前中标电量按照各计量点实际上网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。

9.1.11 发电企业调平电量电费（$R_{调平发电}$）

$R_{调平发电}=Q_{调平发电}\times P_{实时月度加权}$

$Q_{调平发电}$为发电企业月度上网电量（剔除调试电量和转商入市

前电量）与按时段合计上网电量（剔除调试电量和转商入市前电量）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企业调平电量;

$P_{实时月度加权}$为省内实时市场月度加权均价。

9.2 批发用户电能量电费

批发用户电能量电费包括中长期差价合约电费、日前市场差价电费、实时市场电量电费、调平电费、用户侧价差调整电费分摊。

9.2.1 月度结算电能量电费（$C_{电能}$）

$C_{电能} = C_{合约}+C_{日前}+C_{实时}+C_{调平用电}+C_{价差调整分摊}$

$C_{电能}$为批发用户月度结算电能量电费;

$C_{合约}$为批发用户中长期差价合约电费;

$C_{日前}$为批发用户日前市场差价电费;

$C_{实时}$为批发用户实时市场电量电费;

$C_{调平用电}$为月度结算的调平电费;

$C_{价差调整分摊}$为用户侧价差调整电费分摊费用。

9.2.2 批发用户中长期差价合约电费（$C_{合约}$）

根据批发用户分解至 t 时段的合约电量与对应的合约电价和中长期结算参考点的现货价格的差值计算价计算合约电费，具体计算公式如下:

$C_{合约} = \Sigma Q_{合约,t} \times (P_{合约,t} - P_{中长期结算参考点，t})$

其中:

$Q_{合约,t}$为批发用户 t 时段的合约分解电量;

$P_{合约,t}$为批发用户 t 时段的合约电价。

$P_{中长期结算参考点,t}$为用户侧在 t 时段的中长期结算参考点的现货价格，即 t 时段的现货实时市场统一结算点电价。

9.2.3 批发用户日前市场差价电费（$C_{日前}$）

根据日前市场分时出清电量与日前市场统一结算点电价和实时市场统一结算点电价之差计算日前市场电能量电费，具体计算公式如下:

$C_{日前} = \Sigma Q_{日前,t} \times (P_{日前统一,t} - P_{实时统一,t})$

$Q_{日前,t}$为批发用户 t 时段的省内日前出清电量，对于“负荷类”虚拟电厂参与调节时段、独立储能、抽水蓄能，$Q_{日前,t}$取现货日前市场出清的计划电量;

$P_{日前统一,t}$为日前市场 t 时段日前市场统一结算点电价。

$P_{实时统一,t}$为实时市场 t 时段统一结算点电价。

9.2.4 批发用户实时市场电量电费（$C_{实时}$）

根据批发用户实际分时用电量与实时市场统一结算点电价计算实时市场电费。具体计算公式如下:

$C_{实时} = \Sigma Q_{用电,t} \times P_{实时统一,t}$

$Q_{用电,t}$为批发用户实时市场 t 时段市场化用电量（分时抄见电

量按时段扣减非市场化电量部分，下同）；

$P_{实时统一,t}$为实时市场 t 时段统一结算点电价。

9.2.5 用电侧调平电费（$C_{调平用电}$）

$C_{调平用电}=Q_{调平用电}\times P_{实时月度加权}=（Q_{用电}-\Sigma Q_{用电,t}）\times P_{实时月度加权}$

$Q_{调平用电}$为批发用户月度市场化实际用电量（包括线、变损电量）与累计分时实际用电量之差；“负荷类”虚拟电厂月度调平电量=Σ聚合用户月度市场化用电量（包括线、变损电量）与累计分时实际用电量之差;

$P_{实时月度加权}$为省内实时市场月均价;

$Q_{用电}$为批发用户月度市场化实际用电量（月度抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损电量）；

$Q_{用电,t}$为批发用户实时市场 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）。

9.2.6 用户侧价差调整电费（$C_{价差调整}$）

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中长期差价合约电费、日前市场差价电费、实时市场电量电费的差费。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

$C_{价差调整}=\Sigma[Q_{合约,t}\times(P_{中长期结算参考点,t}-P'_{中长期结算参考点,t})]+\Sigma[Q$

$_{日前,t}\times(P'_{日前统一,t}-P'_{实时统一,t})-(P_{日前统一,t}-P_{实时统一,t})]+\Sigma[Q_{用电,t}\times(P'_{实时统一,t}-P_{实时统一,t})]$

$C_{价差调整}$为当月所有时段的价差偏差电费合计;

$P'_{中长期结算参考点,t}$为 t 时段发电侧日前电量结构变化后用户侧在 t 时段的中长期结算参考点的现货价格。

$P'_{日前统一,t}$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;

$P'_{实时统一,t}$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。

$C_{价差调整分摊,i}=C_{价差调整}\times Q_{用电,i}/\Sigma Q_{用电,i}$

$Q_{用电,i}$为批发市场用户 i 月度结算电量。

9.3 省间合约偏差损益电费

根据省间实际结算结果，计算发电企业省间合约偏差损益电费。即省间合约实际偏差电费（含波动偏差），与合约执行偏差电量和相应时段省内现货日前市场统一结算点电价的乘积之差，计算方式如下:

$R_{省间合约偏差损益电费}=R_{省间合约偏差电费}-(\Sigma Q_{省间合约偏差分时,t}\times P_{日前统一,t}+\Sigma Q_{省间合约偏差非分时}\times P_{日前月度加权})$

其中：

$R_{省间合约偏差电费}=R_{省间合约实际结算电费}-\Sigma（Q_{省间合约,t}\times P_{省间合约,t}）$

$R_{省间合约实际结算电费}$为该省间交易序列实际结算电能量电费

$Q_{省间合约偏差分时，t}$为具备分时结算条件的省间中长期交易在 t 时段的实际执行电量与该交易序列在 t 时段的合约电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{省间合约偏差非分时}$为不具备分时结算条件的省间中长期交易月度实际执行电量与该交易月度合约总电量的偏差部分（含波动偏差），正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{日前统一，t}$为 t 时段省内日前市场统一结算点电价，如无日前出清结果，则取实时市场统一结算点电价。

$P_{日前月度加权}$为省内日前市场月均价，如无日前出清结果，则取实时市场月均价。

该项电费按照当月省间合约电量比例分摊或返还至发电企业。

$R_{省间合约偏差损益电费分摊或返还，i}=R_{省间合约偏差损益电费}\times Q_{省间合约，i}/\Sigma Q_{省间合约，i}$

$Q_{省间合约，i}$为发电企业当月省间中长期合约电量。

9.4 省间应急调度损益电费

按照《跨省跨区电力应急调度管理办法》规定，跨省跨区电力应急调度是指在非突发故障异常等紧急情况下，电力运行中出现保安全、保供应需求，在日前、日内阶段统筹全网资源进行优化互济的兜底调度措施，因其结算价格不同产生损益电费。

9.4.1 应急调度送电损益电费

根据跨区跨省应急调度送出电量，按应急调度送出电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算损益电费，计算方式如下：

$R_{应急送电损益电费} = \Sigma [Q_{日前应急,t} \times (P_{日前应急,t} - P_{日前统一,t} - P_{上月系统运行费用})] + \Sigma [Q_{实时应急,t} \times (P_{实时应急,t} - P_{实时统一,t} - P_{上月系统运行费用})]$

$Q_{日前应急,t}$为日前市场 t 时段省间应急交易电量，送电时为正数；

$Q_{实时应急,t}$为实时市场 t 时段省间应急交易电量，送电时为正数；

$P_{日前应急,t}$为日前市场 t 时段省间应急交易电价，按应急调度相关规则执行；

$P_{实时应急,t}$为实时市场 t 时段省间应急交易电价，按应急调度相关规则执行；

$P_{上月系统运行费用}$为对应电量的上月系统运行费折价；

$P_{日前统一,t}$为 t 时段省内日前市场统一结算点电价，如无日前出清结果，则取实时市场统一结算点电价。

该项电费由省内用户和发电企业共同分享，分享比例为 80%:20%。省内用户分享部分纳入系统运行费；各发电企业按上网电量比例返还。

$R_{应急送电损益电费返还,i} = R_{应急送电损益电费} \times 20\% \times Q_{发电,i} / \Sigma Q_{发电,i}$

$Q_{发电,i}$为发电企业当月上网电量。

9.4.2 应急调度购电损益电费

根据跨区跨省应急调度购入电量，按应急调度购入电价与省

内现货市场统一结算点电价的价差计算损益电费，计算方式如下：

$R_{应急购电损益电费} = \Sigma [Q_{日前应急,t} \times （ P_{日前应急,t} - P_{日前统一,t} ）] + \Sigma [Q_{实时应急,t} \times （ P_{实时应急,t} - P_{实时统一,t} ）]$

$Q_{日前应急,t}$为日前市场t时段省间应急交易电量，购电时为负数；

$Q_{实时应急,t}$为实时市场t时段省间应急交易电量，购电时为负数；

$P_{日前统一,t}$为t时段省内日前市场统一结算点电价，如无日前出清结果，则取实时市场统一结算点电价。

该项电费纳入系统运行费。

9.5 省间中长期购电损益电费

根据省间中长期交易实际购电电费，与省间中长期交易购电量和相应时段的省内现货市场日前统一结算点电价的乘积之差，计算省间中长期购电损益电费。

$R_{省间中长期购电损益电费} = R_{省间中长期购电电费} - (\Sigma Q_{省间中长期购电分时,t} \times P_{日前统一,t} + \Sigma Q_{省间中长期购电非分时} \times P_{日前月度加权})$

其中：

$R_{省间中长期购电电费}$为该省间中长期交易实际结算电费

$Q_{省间中长期购电分时,t}$为具备分时结算条件的省间中长期购电交易在t时段的实际购电量，购电时为负数；

$Q_{省间中长期购电非分时}$为不具备分时结算条件的省间中长期购电交易月度实际购电量，购电时为负数；

$P_{日前统一,t}$为t时段省内日前市场统一结算点电价，如无日前出

清结果，则取实时市场统一结算点电价;

$P_{日前月度加权}$为省内日前市场月均价，如无日前出清结果，则取实时市场月均价。

该项电费按照当月省间合约电量比例分摊或返还至发电企业。

$R_{省间中长期购电损益电费分摊或返还,i}=R_{省间中长期购电损益电费}\times Q_{省间合约,i}/\Sigma Q_{省间合约,i}$

$Q_{省间合约,i}$为发电企业当月省间中长期合约电量。

9.6 华北调峰辅助服务增供电量收益

根据新能源企业参与华北调峰辅助服务市场日前、日内的成交电力，折算增供电量，按照省间交易结算电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算各时段增供电量收益，计算方式如下:

$$R_{调峰增供收益}=\Sigma[Q_{日前调峰增供,t}\times(P_{省间结算日前调峰,t}-P_{日前统一,t})]+\Sigma[Q_{日内调峰增供,t}\times(P_{省间结算日内调峰,t}-P_{实时统一,t})]$$

$Q_{日前调峰增供,t}$为华北调峰辅助服务市场 t 时段日前需求成交电力折算电量;

$Q_{日内调峰增供,t}$为华北调峰辅助服务市场 t 时段日内需求成交电力折算电量;

$P_{省间结算日前调峰,t}$为日前调峰增供电量省间结算电价，按省间结算相关规则执行;

$P_{省间结算日内调峰,t}$为日内调峰增供电量省间结算电价，按省间结算相关规则执行;

$P_{日前统一,t}$为t时段省内日前市场统一结算点电价，如无日前出清结果，则取实时市场统一结算点电价;

$P_{实时统一,t}$为实时市场t时段统一结算点电价。

该项增供电量收益分摊（分享）方式按照国家能源局山西监管办公室《关于鼓励新能源企业消纳困难时段积极参与省间现货交易和华北调峰市场有关事项的通知》（晋监能市场〔2023〕262号）文件执行，如遇政策调整按最新文件执行。

10. 批发市场市场运营费用计算

10.1 成本补偿类费用

10.1.1 机组启动补偿费用

（1）计算方式

$R_{启动补偿}=\Sigma P_{启动报价,i}$×相应启动工况系数

其中:

$P_{启动报价,i}$为机组当月第i次启动报价;

当日未启机的不予补偿。

（2）分摊方式

总费用分摊方式：该项费用由火电、新能源、批发市场用户及电网企业代理购电用户按$S_{机组启动补偿费用}$分摊，$S_{机组启动补偿费用}$当前取值2:4:4，发电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。

$R_{启动补偿分摊（火电）}=R_{启动补偿}\times 20\%$

$R_{启动补偿分摊新能源）}=R_{启动补偿}\times 40\%$

$C_{启动补偿分摊（用电）}=R_{启动补偿}\times 40\%$

$R_{启动补偿分摊（火电），i}=R_{启动补偿分摊（火电）}\times Q_{火电，i}/\Sigma Q_{火电，i}$

$R_{启动补偿分摊（新能源），i}=R_{启动补偿分摊（新能源）}\times Q_{新能源，i}/\Sigma Q_{新能源，i}$

$C_{启动补偿分摊（用电），i}=C_{启动补偿分摊（用电）}\times Q_{用电，i}/\Sigma Q_{用电，i}$

$Q_{火电，i}$为火电机组 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

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

$Q_{用电,i}$为批发市场用户 i 或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量。

10.1.2 必开机组补偿费用

$R_{必开机组补偿}=\Sigma\ [\ Q_{必开，t}\times（P_{必开，t}-P_{实时，t}）\ ]$

其中：$Q_{必开，t}$为必开机组在 t 时段的应补偿电量即必开机组最小必开出力曲线与实际出力曲线的较小值高于中长期电量分解曲线部分的电量，低于中长期电量分解曲线的部分不进行补偿。

$Q_{必开，t}=\min（Q_{必开下限电量，t}，\ Q_{实际出力，t}）-Q_{中长期合约，t}$

$Q_{中长期合约，t}$为发电企业在 t 时段的中长期合约电量（中长期合约电量为政府定价电量、省内直接交易、省间交易合约分解曲线三者叠加）；

$P_{必开，t}$为必开机组在 t 时段的发电成本补偿价格;

$P_{实时,t}$为 t 时段的省内实时节点电价;

$Q_{非政府定价}<0$ 时，$R_{必开机组补偿费用}=0$;

$Q_{必开,tt}<0$ 的，相应时段的电量不参与成本补偿计算。当必开机组的发电成本补偿价格低于实时节点电价时不进行补偿。

（2）分摊方式

该项费用在发电企业、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 $S_{必开机组补偿费用}$分摊，$S_{必开机组补偿费用}$当前取值 1:1，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；批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度结算电量比例承担。

$R_{必开补偿分摊（发电）}=C_{必开补偿分摊（用电）}=R_{必开机组补偿}/2$

$R_{必开补偿分摊（发电）,i}=R_{必开补偿分摊（发电）}\times Q_{发电,i}/\Sigma Q_{发电,i}$

$C_{必开补偿分摊（用电）,i}=C_{必开补偿分摊（用电）}\times Q_{用电,i}/\Sigma Q_{用电,i}$

$Q_{发电,i}$为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{用电,i}$为批发市场用户 i 或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量。

10.1.3 调频量价补偿费用

调频量价补偿费用包含调频量价补偿费用（煤电）、调频量价补偿费用（储能），即 $R_{调频量价补偿费用}=R_{调频量价补偿煤电}+R_{调频量价补偿储能}$。

（1）计算方式

1）调频量价补偿费用（煤电）

省内市场中，若煤电调频机组实际发电出力高于实时现货交

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，按照其上调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量（扣除省间现货电量）超过实时计划的上网电量进行补偿，即:

当 $Q_{实际电量，t}>Q_{实时计划，t}$，且 $P_{报价，t}>P_{省内实时，t}$ 时，

$R_{调频量价补偿煤电}=\Sigma（Q_{实际电量，t}-Q_{实时计划，t}）\times（P_{上调补偿，t}-P_{省内实时，t}）$

省内市场中，若调频机组实际发电出力低于实时现货交易计划，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下调补偿价格的正差价对该时段机组实时计划超过实际发电的上网电量（扣除省间现货电量）进行补偿，即:

当 $Q_{实际电量，t}<Q_{实时计划，t}$，且 $P_{报价，t}<P_{省内实时，t}$ 时，

$R_{调频量价补偿煤电}=\Sigma（Q_{实时计划，t}-Q_{实际电量，t}）\times（P_{省内实时，t}-P_{下调补偿，t}）$

$R_{调频量价补偿煤电}$为煤电机组调频量价补偿费用;

$Q_{实际电量，t}$为该机组 t 时段实际上网电量(扣除省间现货电量);

$Q_{实时计划，t}$为该机组 t 时段实时计划电量（上网侧）;

$P_{报价，t}$为该机组 t 时段报价;

$P_{上调补偿，t}$为该机组 t 时段报价、$k_{上}$倍基准电价的较小值，

$P_{上调补偿，t}=\min（P_{报价，t}，k_{上}\times P_{基准}）$，$k_{上}$暂取 1.2;

$P_{下调补偿，t}$为该机组 t 时段报价、$k_{下}$倍基准电价的较大值，

$P_{下调补偿，t}=\max（P_{报价，t}，k_{下}\times P_{基准}）$，$k_{下}$暂取 0.85。

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《电力现货市场实施细则》。

2）调频量价补偿费用（储能）

独立储能因提供二次调频服务，导致当月参与调频时段的下网费用大于上网费用的，按照该独立储能当月调频时段下网费用（考虑储能能量转换效率 η 折算）与上网费用的差值（差值为负时不予补偿）给予该独立储能调频量价补偿。其中，充电费用考虑能量转换效率进行折算。能量转换效率 η 参照国家标准下限执行:电化学储能系统能量转换效率参照 GB/T36558; 其他类型储能系统能量转换效率参照相应国家标准，无对应国家标准的储能系统能量转换效率参照 GB/T36558 中锂离子电池储能系统能量转换效率下限。

$R_{调频量价补偿储能}=C_{调频下网} \times \eta - R_{调频上网}$

$R_{调频量价补偿储能}$为独立储能调频量价补偿费用;

$R_{调频上网}$为独立储能调频时段的上网电费;

$C_{调频下网}$为独立储能调频时段的下网电费;

调频量价补偿费用包含调频量价补偿费用（煤电）、调频量价补偿费用（储能）总费用，该费用月度总规模上限 2 亿元，超出上限后相应等比例调减。

（2）分摊方式

总费用（上限 2 亿元）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 $S_{调频量价补偿费用}$分摊，$S_{调频量价补偿费用}$当前取值 2:3:5，。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。

$R_{调频补偿分摊（火电）}=R_{调频量价补偿费用}\times 20\%$

$R_{调频补偿分摊（新能源）}=R_{调频量价补偿费用}\times 30\%$

$C_{调频补偿分摊（用电）}=R_{调频量价补偿费用}\times 50\%$;

$R_{调频补偿分摊（火电），i}=R_{调频补偿分摊（火电）}\times Q_{火电，i}/\Sigma Q_{火电，i}$

$R_{调频补偿分摊（新能源），i}=R_{调频补偿分摊（新能源）}\times Q_{新能源，i}/\Sigma Q_{新能源，i}$

$C_{调频补偿分摊（用电），i}=C_{调频补偿分摊（用电）}\times Q_{用电，i}/\Sigma Q_{用电，i}$

$Q_{用电,i}$为批发市场用户 i 或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量;

$Q_{火电，i}$为火电机组 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）;

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

10.1.4 独立储能应急调用补偿费用

（1）计算方式

应急调用当日独立储能获得的补偿费用为:

当 $P_{补偿}>P_{价格接受者，i}$时，

$R_{应急调用补偿，i}=\max（Q_{应急下网，i}，Q_{应急上网，i}）\times（P_{补偿}-P_{价格接受者，i}）$

$P_{价格接受者，i}=R_{当日上网，i}/Q_{当日上网，i}-C_{当日下网，i}/Q_{当日下网，i}$

$R_{应急调用补偿}=\Sigma R_{应急调用补偿，i}$;

$R_{应急调用补偿，i}$为当日独立储能应急调用获得的补偿费用;

$R_{应急调用补偿}$为全月累计独立储能应急调用获得的补偿费用;

$P_{补偿}$为应急调用的补偿价格，独立储能被调用时，该价格采用当月月度中长期分时段交易的上下限价的差值;

$P_{价格接受者，i}$为应急调用当日独立储能作为价格接受者的结算价差;

$Q_{当日下网，i}$为应急调用当日独立储能的96点实际下网电量;

$Q_{当日上网，i}$为应急调用当日独立储能的96点实际上网电量;

$Q_{应急下网，i}$为当日应急调用各时段（每15分钟）独立储能的实际下网电量之和;

$Q_{应急上网，i}$为当日应急调用各时段（每15分钟）独立储能的实际上网电量之和;

$R_{当日上网，i}$为应急调用当日独立储能的上网96点电能量电费;

$C_{当日下网，i}$为应急调用当日独立储能的下网96点电能量电费;

（2）分摊方式

该项费用由发电企业与批发市场用户按2:8比例承担，发电企业按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例承担，批发市场用户按月度结算电量比例承担。

$R_{应急调用补偿分摊（发电）}=R_{应急调用补偿}\times 20\%$;

$C_{应急调用补偿分摊（用电）}=R_{应急调用补偿}\times 80\%$;

$R_{应急调用补偿分摊（发电），i}=R_{应急调用补偿分摊（发电）}\times Q_{发电，i}/\Sigma Q_{发电，i}$

$C_{应急调用补偿分摊（用电），i}=C_{应急调用补偿分摊（用电）}\times Q_{用电，i}/\Sigma Q_{用电，i}$

$Q_{发电，i}$为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{用电，i}$为批发市场用户 i 的月度结算电量。

10.2 市场平衡类费用

10.2.1 市场结构平衡费用

（1）计算方式

$R_{市场结构平衡费用}=\Sigma[(Q_{电厂省内日前，t}-Q_{用户日前，t})\times(P_{平衡}-P_{日前统一，t})+(Q_{电厂省内实时，t}-Q_{用户实时，t})\times(P_{平衡}-P_{实时统一，t})]+(Q_{调平发电}-Q_{调平用电})\times(P_{平衡}-P_{实时月度加权})-R_{外送合约偏差}-R_{代理购电用户偏差}-R_{非现货用户合约偏差}-R_{线损偏差}-R_{应急调度交易}-R_{省间中长期购电交易}-R_{调峰增供}$

$R_{外送合约偏差}=\Sigma[Q_{省间合约偏差分时，t}\times(P_{平衡}-P_{日前统一，t})]+Q_{省间合约偏差非分时}\times(P_{平衡}-P_{日前月度加权})$；

$R_{非现货用户合约偏差}=\Sigma[Q_{非现货用户合约偏差，i}\times(P_{平衡}-P_{非现货用户和约偏差，i})]$；

$R_{代理购电用户偏差}=R_{代理购电居民农业用户偏差}+R_{代理购电工商业用户偏差}$;

$R_{代理购电居民农业用户偏差}=Q_{代理购电居民农业用户偏差}\times(P_{平衡}-P_{实时月度加权})$；

$R_{代理购电工商业用户偏差}=Q_{代理购电工商业用户偏差}\times(P_{平衡}-P_{实时统一，t})$；

$R_{应急调度交易}=\Sigma[Q_{日前应急，t}\times(P_{平衡}-P_{日前统一，t})]+\Sigma[Q_{实时应急，t}\times(P_{平衡}-P_{实时统一，t})]$；

$R_{省间中长期购电交易}=\Sigma[Q_{省间中长期购电分时，t}\times(P_{平衡}-P_{日前统一，t})]+\Sigma[Q$

$_{省间中长期购电非分时}\times（P_{平衡}-P_{日前月度加权}）]$；

$R_{线损偏差}=Q_{线损偏差}\times（P_{平衡}-P_{实时月度加权}）$；

$R_{调峰增供}=\Sigma[Q_{日前调峰增供,t}\times（P_{平衡}-P_{日前统一,t}）]+\Sigma[Q_{日内调峰增供,t}\times（P_{平衡}-P_{实时统一,t}）]$；

$Q_{电厂省内日前,t}$为所有电厂在省内日前市场的 t 时段的结算电量；

$Q_{电厂省内实时,t}$为所有电厂在省内实时市场的 t 时段的结算电量；

$Q_{用户日前,t}$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；

$Q_{用户实时,t}$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；

$P_{日前统一,t}$为省内日前市场 t 时段的统一结算点电价；

$P_{实时统一,t}$为省内实时市场 t 时段的统一结算点电价；

$P_{平衡}$为非市场化用户对应的上网电价，与我省代理购电机制保持衔接；

$R_{非现货用户合约偏差}$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 6.1.8 中该类用户超用、欠用结算电价方式执行；

$Q_{非现货用户合约偏差,i}$为不具备分时计量条件的低压用户月度超用、欠用电量；

$P_{非现货用户合约偏差,i}$为不具备分时计量条件的低压用户月度超用、欠用电量的结算价格;

$Q_{代理购电居民农业用电偏差}$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;

$R_{代理购电居民农业用户偏差}$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对市场结构平衡费用的影响;

$Q_{代理购电工商业用户偏差}$为电网企业代理购电工商业用户的实际用电量与预测电量的偏差电量;

$R_{代理购电工商业用户偏差}$为电网企业代理购电工商业用户的实际用电量与预测电量的偏差电量对市场结构平衡费用的影响，不具备分时计量条件时按照省内现货实时市场月度加权平均价执行;

$Q_{线损偏差}$为月度实际线损电量与预测线损电量的偏差电量;

$R_{线损偏差}$为月度实际线损电量与预测线损电量的偏差电量对市场结构平衡费用的影响;

$R_{应急调度交易}$为省间应急调度交易电量对市场结构平衡费用的影响;

$R_{省间中长期购电交易}$为省间中长期购电交易电量对市场结构平衡费用的影响;

$R_{调峰增供}$为参与华北调峰辅助服务市场增供电量对市场结构平衡费用的影响。

（2）分摊方式

该项费用（正数表示向市场主体返还、负数表示向市场主

体分摊）50%由发电企业 16:00-21:00 晚高峰期间上网电量（剔除省间现货）与中长期合约电量的正偏差承担，其中，供热期的非供热机组按照上述电量的 1.5 倍确定，非供热期各煤电机组按照上述电量确定；50%分由发电企业、批发市场用户按 $S_{市场结构平衡费用}$ 承担，$S_{市场结构平衡费用}$ 当前取值 6:4，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。供热期及供热机组根据政府主管部门相关文件确定。

$$R_{市场结构平衡分摊（发电）}=R_{市场结构平衡分摊（发电）1}+R_{市场结构平衡分摊（发电）2}$$

$$R_{市场结构平衡分摊（发电）1}=R_{市场结构平衡费用}\times 50\%$$

$$R_{市场结构平衡分摊（发电）2}=R_{市场结构平衡费用}\times 50\%\times 60\%$$

$$C_{市场结构平衡分摊（用电）}=R_{市场结构平衡费用}\times 50\%\times 40\%$$

$$R_{市场结构平衡分摊（发电），i}=R_{市场结构平衡分摊（发电）1}\times Q_{发电（上网正），i}/\Sigma Q_{发电（上网正），i}+R_{市场结构平衡分摊（发电）2}\times Q_{发电，i}/\Sigma Q_{发电，i}$$

$$C_{市场结构平衡分摊（用电），i}=C_{市场结构平衡分摊（用电）}\times Q_{用电，i}/\Sigma Q_{用电，i}$$

$Q_{发电（上网正），i}$ 为发电企业 i 当月的 16:00-21:00 各时段上网电量（剔除省间现货）与中长期合约电量的正偏差之和；其中，供热期的非供热机组按照上述电量的 1.5 倍计算，其余情况按照上述电量的 1 倍计算。

$Q_{发电，i}$ 为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）；

$Q_{用电，i}$ 为批发市场用户 i 的月度结算电量。

10.2.2 阻塞平衡费用

（1）计算方式

$R_{阻塞平衡费用}=R_{日前阻塞平衡费用}+R_{实时阻塞平衡费用}+R_{省间合约阻塞平衡费用}$

$R_{日前阻塞平衡费用}=\Sigma Q_{省内合约,t}\times\Omega\times(P_{省内日前,t}-P_{中长期结算参考点,t})$

$R_{省间合约阻塞平衡费用}=\Sigma Q_{省间合约,t}\times(P_{省内日前,t}-P_{日前统一,t})$

$R_{实时阻塞平衡费用}=\Sigma Q_{日前出清,t}\times(P_{省内实时,t}-P_{实时统一,t})$

$R_{阻塞平衡费用}$为当月所有时段的阻塞平衡费用合计;

$Q_{省内合约,t}$为发电企业在t时段的省内中长期交易合约分解电量;

Ω为日前阻塞平衡系数，当前取值为80%;

$P_{中长期结算参考点,t}$为发电企业在t时段的中长期结算参考点的现货价格，即t时段的现货实时市场统一结算点电价;

$Q_{日前出清,t}$为机组t时段日前出清电量;

$Q_{省间合约,t}$为发电企业在t时段的省间中长期交易合约分解电量;

$P_{省内日前,t}$为发电企业在t时段的省内日前节点电价，机组无日前市场出清结果时，则取省内实时节点电价，下同;

$P_{日前统一,t}$为t时段省内日前市场统一结算点电价，机组无日前市场出清结果时，则取实时市场统一结算点电价;

$P_{省内实时,t}$为发电企业在t时段的省内实时节点电价;

$P_{实时统一,t}$为实时市场t时段统一结算点电价。

（2）分摊方式

该项费用（正数表示向市场主体返还、负数表示向市场主体

分摊）分为日前阻塞平衡费用、实时阻塞平衡费用、省间合约阻塞平衡费用。

$R_{日前阻塞平衡费用}$由发电企业按 $S_{日前阻塞费用}$承担，$S_{日前阻塞费用}$当前取值100%，各发电侧主体的日前阻塞平衡费用按照其分时段省内中长期合约电量和日前阻塞平衡系数Ω以及节点电价价差(中长期结算参考点现货电价-该主体日前市场节点电价）的乘积计算，剩余部分在发电侧之间按月度所有时段省内日前市场出清电量等比例承担。

$R_{省间合约阻塞平衡费用}$由发电企业承担，按照当月省间合约电量比例分摊或返还至发电企业。

$R_{实时阻塞平衡费用}$由发电企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 $S_{实时阻塞费用}$承担，$S_{实时阻塞费用}$当前取值1:1，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。新能源企业月度上网电量（扣除省间现货电量）。

$$R_{阻塞平衡分摊（发电）}=R_{日前阻塞平衡费用}+R_{省间合约阻塞平衡费用}+R_{实时阻塞平衡费用}/2$$

$$C_{阻塞平衡分摊（用电）}=R_{实时阻塞平衡费用}/2$$

$$R_{阻塞平衡分摊（发电），i}=\Sigma Q_{省内合约,t,i}\times\Omega\times（P_{中长期结算参考点,t}-P_{省内日前,t}）+R_{日前阻塞平衡费用}\times Q_{省内日前，i}/\Sigma Q_{省内日前，i}+R_{省间合约阻塞平衡费用}\times Q_{省间合约，i}/\Sigma Q_{省间合约，i}+R_{实时阻塞平衡费用}/2\times Q_{发电，i}/\Sigma Q_{发电，i}$$

$$C_{阻塞平衡分摊（用电），i}=C_{实时阻塞平衡分摊（用电）}\times Q_{用电，i}/\Sigma Q_{用电，i}$$

$Q_{省间合约,t,i}$为发电企业 i 在 t 时段的省间中长期交易合约分解电量;

$Q_{省内日前,i}$为发电企业 i 月度所有时段省内日前市场出清电量

$Q_{省间合约,i}$**为发电企业当月省间中长期合约电量**。

$Q_{发电,i}$为发电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）;

$Q_{用电,i}$为批发市场用户 i 或电网企业代理购电用户 i 的月度结算电量。

10.3 市场调节类费用

10.3.1 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的5%时，相应放宽超额获利回收的约束条件。

具体如下:

当 $Q_{申报,h}>Q_{实际,h}\times(1+\lambda_{新能源1})$，$Q_{实际,h}>5\%\times Q_{额定,h}$，且 $P_{日前,h}>P_{实时,h}$ 时，

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

当 $Q_{申报,h}>5\%\times Q_{额定,h}\times(1+\lambda_{新能源1})$，$Q_{实际,h}\leqslant 5\%\times Q_{额定,h}$，且 $P_{日前,h}>P_{实时,h}$ 时，

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

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

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

其中:

$R_{新能源超额获利回收}$为新能源超额获利回收费用;

$Q_{实际,h}$为 h 时段（每个小时内累计 4 个 t 时段，下同）机组实际上网电量（扣除省间现货电量）;

$Q_{申报,h}$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）;

$Q_{额定,h}$为新能源机组额定容量折算至小时的发电量;

$P_{省内日前,h}$为该机组省内日前市场 h 时段算术平均节点电价;

$P_{省内实时,h}$为该机组省内实时市场 h 时段算术平均节点电价;

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

（2）返还方式

该项费用的 20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；30%在省调电厂中已完成灵活性改

造且已经验收的机组间按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例（30%以下的新增调节容量按 2 倍计算）按月进行返还，对于经政府部门许可停运机组相应月份不参与返还；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。

$R_{新能源超额获利回收返还（新能源）}=R_{新能源超额获利回收}\times 50\%$

$R_{新能源超额获利回收返还（灵活改造）}=R_{新能源超额获利回收}\times 30\%$

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用1}=R_{新能源超额获利回收}\times 20\%$

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

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

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

$Q_{灵活改造，i}$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;

$Q_{灵活改造，i}=Q_{灵活改造（30\%及以上），i}+2\times Q_{灵活改造（30\%以下），i}$

$Q_{灵活改造(30\%及以上),i}$为已完成灵活性改造机组的试验验收报告中额定容量 30%以上的新增调节容量;

$Q_{灵活改造（30\%以下），i}$为已完成灵活性改造机组的试验验收报告中额定容量 30%以下的新增调节容量。

新能源和用户侧“报量报价”等规则正式执行后，该费用

取消。

10.3.2 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日和新能源中长期超额回收费用月，即:

$$R_{新能源中长期超额回收}=R_{新能源中长期超额回收日}+R_{新能源中长期超额回收月}$$

（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小时中长期合约电量总额不得超过实际上网电量（扣除机制比例及省间现货电量）的 $B_{新能源超额-日}$，$B_{新能源超额-日}$当前取值 300%，超出部分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 倍与当日该时段省内现货实时市场用户侧统一结算点电价加权均价的价差回收（差价为负值时不回收）。系统原因产生的弃风弃光电量产生的回收费用免除回收。

当该时段实际出力平均值大于 4%装机容量，按上述原则计算。

当（$Q_{实际，h}+Q_{弃电，h}$）>4%×$Q_{额定，h}$，$Q_{中长期，h}>B_{新能源超额-日}\times(Q_{非机制，h}+Q_{弃电，h}\times$非机制比例）且 $0.85\times P_{月及以下普通交易剔双边，h}>P_{实时，h}$ 时，

$R_{新能源中长期超额回收日}=\Sigma[Q_{中长期，h}-B_{新能源超额-日}\times(Q_{非机制，h}+Q_{弃电，h}\times$非机制比例）]×（$0.85\times P_{月及以下普通交易剔双边，h}-P_{实时，h}$）

当该时段实际出力平均值小于等于 4%额定容量，仅考核中长期合约超出 12%额定容量外的部分。

当（$Q_{实际，h}+Q_{弃电，h}$）≤$Q_{额定，h}\times4\%$，$Q_{中长期，h}>12\%\times Q_{额定，h}$，且$0.85\times P_{月及以下普通交易剔双边，h}>P_{实时，h}$时，

$R_{新能源中长期超额回收日}=\Sigma（Q_{中长期，h}-12\%\times Q_{额定，h}）\times（0.85\times P_{月及以下普通交易剔双边，h}-P_{实时，h}）$。

$P_{实时，h}$为当日对应时段省内现货实时市场用户侧统一结算点电价加权均价;

$P_{月及以下普通交易剔双边，h}$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;

$Q_{实际,h}$为 h 时段（每个小时内累计 4 个 t 时段，下同）机组实际上网电量（扣除省间现货电量）

$Q_{弃电，h}$为新能源企业当日相应 h 时段因系统原因产生的弃风弃光电量;

$Q_{中长期，h}$为机组当日相应 h 时段分解的中长期电量总额，包含省内直接交易合约、省间交易合约;

$Q_{非机制,h}$为 h 时段机组实际上网电量（扣除机制比例及省间现货电量）

$Q_{额定，h}$为新能源机组额定容量折算至小时的上网电量;

2）新能源中长期超额回收费用月

新能源企业省内年度、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（扣除机制比例及省间现货电量）

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 $B_{新能源超额-月}$，$B_{新能源超额-月}$当前取值 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 倍与现货实时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 $Q_{省内中长期旬及以上交易月度，h}>（Q_{非机制月度，h}-Q_{外送月度，h}）\times B_{新能源超额-月}$、$0.85\times P_{中长期分时剔双边，月，旬，h}>P_{实时月度，h}$、$Q_{非机制月度，h}-Q_{外送月度，h}>0$ 时，

$R_{新能源中长期超额回收月}=\Sigma［Q_{省内中长期旬及以上交易月度，h}-（Q_{非机制月度，h}-Q_{外送月度，h}）\times B_{新能源超额-月}］\times（0.85\times P_{中长期分时剔双边，月，旬，h}-P_{实时月度，h}）$

当 $0.85\times P_{中长期分时剔双边，月，旬，h}>P_{实时月度，h}$ 且 $Q_{非机制月度，h}-Q_{外送月度，h}<=0$ 时，

$R_{新能源中长期超额回收月}=\Sigma［Q_{省内中长期旬及以上交易月度，h}\times（0.85\times P_{中长期分时剔双边，月，旬，h}-P_{实时月度，h}）］$

$Q_{非机制月度，h}$新能源月度相应时段的实际上网电量（扣除机制比例及省间现货电量）；

$Q_{省内中长期旬及以上交易月度，h}$ 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;

$P_{中长期分时剔双边，月，旬，h}$ 为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;

$P_{实时月度，h}$ 为当月对应时段省内现货实时市场用户侧统一结算

点加权均价;

（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。

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

$Q_{市场化中长期，i}$为煤电机组 i 全月市场化中长期合约电量。

新能源和用户侧“报量报价”等规则正式执行后，该项费用的 80%按照全月市场化中长期合约电量比例返还至煤电企业，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还。

$R_{新能源中长期超额回收返还，i}=R_{新能源中长期超额回收}\times 80\%\times Q_{市场化中长期，i}/\Sigma Q_{市场化中长期，i}$

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用 1}=R_{新能源中长期超额回收}\times 20\%$

$Q_{市场化中长期，i}$为煤电机组 i 全月市场化中长期合约电量。

10.3.3 火电侧年度合约缺额回收费用

（1）计算方式

发用两侧整体签约比例未达到年度合同签约电量要求时，开展火电侧集中竞价年度合同签约电量缺额考核。对火电侧年度合同签约电量低于最低比例的缺额部分进行考核，按照年度合同均价与当月月度集中竞价算数均价负价差的 1.5 倍考核，价差为正时不考核。

当 $\lambda_{整体}<\lambda_{年度}$，且 $P_{年度均价}<P_{月集中竞价算数均价}$，且 $Q_{年度，月}<Q_{火电}\times\lambda_{最低比例}$时，

$R_{年度缺额回收（火电）}=（Q_{火电}\times\lambda_{最低比例}-Q_{年度，月}）\times1.5\times（P_{月集中竞价算数均价}-P_{年度均价}）$

$\lambda_{整体}$为当年发用两侧整体签约比例；

$\lambda_{年度}$为当年年度合同签约电量下限，由政府主管部门发布；

$P_{年度均价}$为年度合同均价；

$P_{月集中竞价算数均价}$为当月月度集中竞价各时段算数均价；

$Q_{年度，月}$火电机组年度合同分解至当月的电量；

$Q_{火电}$为火电机组当月的上网电量（扣除省间现货电量）；

$\lambda_{最低比例}$为火电侧年度合同签约电量最低比例，根据用户侧年度合同最低规模等额确定。

（2）返还方式

该项费用按照批发市场用户月度结算电量比例返还。

$C_{年度缺额回收（火电）返还，i}=R_{年度缺额回收（火电）}\times Q_{用电，i}/\Sigma Q_{用电，i}$

$Q_{用电，i}$为批发市场用户 i 的月度结算电量。

10.3.4 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:

当 $Q_{日前,h}>Q_{用电,h}\times(1+\lambda_{用户1})$，且 $P_{实时统一,h}>P_{日前统一,h}$ 时，

$C_{用户侧超额获利回收}=\Sigma[Q_{日前,h}-Q_{用电,h}\times(1+\lambda_{用户1})]\times(P_{实时统一,h}-P_{日前统一,h})$

当 $Q_{日前,h}<Q_{用电,h}\times(1-\lambda_{用户2})$，且 $P_{实时统一,h}<P_{日前统一,h}$ 时，

$C_{用户侧超额获利回收}=\Sigma[(Q_{用电,h}\times(1-\lambda_{用户2})-Q_{日前,h}]\times(P_{日前统一,h}-P_{实时统一,h})$

其中:

$C_{用户侧超额获利回收}$为用户侧超额获利回收费用;

$Q_{用电,h}$为用户实时市场 h 时段（每个小时内累计 4 个 t 时段，下同）市场化用电量;

$Q_{日前,h}$为用户日前市场申报的 h 时段需求电量;

$P_{实时统一,h}$为实时市场 h 时段统一结算点电价;

$P_{日前统一,h}$为日前市场 h 时段统一结算点电价;

$\lambda_{用户1}$为允许的偏差比例上限，$\lambda_{用户2}$为允许的偏差比例下限，$\lambda_{用户1}=\lambda_{用户2}=10\%$。

（2）返还方式

该项费用的 20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还；30%在省调电厂中已完成灵活性改造且已经验收的机组间按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例（30%以下的新增调节容量按 2 倍计算）按月进行返

还，其中经政府部门许可停运机组相应月份不参与返还，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。

$C_{用户侧超额获利回收返还（用电）}=C_{用户侧超额获利回收}\times 50\%$

$R_{用户侧超额获利回收返还（灵活改造）}=C_{用户侧超额获利回收}\times 30\%$

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用2}=C_{用户侧超额获利回收}\times 20\%$

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

$R_{用户侧超额获利回收返还（灵活改造），i}=R_{用户侧超额获利回收返还（灵活改造）}\times Q_{灵活改造，i}/\Sigma Q_{灵活改造，i}$

$Q_{用电,i}$为批发市场用户 i 的月度结算电量;

$Q_{灵活改造，i}$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;

$Q_{灵活改造，i}=Q_{灵活改造（30\%及以上），i}+2\times Q_{灵活改造（30\%以下），i}$

$Q_{灵活改造(30\%及以上),i}$为已完成灵活性改造机组的试验验收报告中额定容量 30%以上的新增调节容量;

$Q_{灵活改造（30\%以下），i}$为已完成灵活性改造机组的试验验收报告中额定容量 30%以下的新增调节容量。

新能源和用户侧“报量报价”等规则正式执行后，该费用取消。

10.3.5 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 $C_{中长期缺额}=C_{中长期缺额普通}+C_{中长期缺额虚拟电厂}$

（1）计算方式

1）用户侧中长期缺额回收费用（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 $B_{用户缺额}$%，$B_{用户缺额}$ 当前取值 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实时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 $Q_{多月及以上净买入,h}+Q_{新能源双边,h}+Q_{月集中申报,h}+Q_{旬集中申报,h}<B_{用户缺额}\%\times Q_{用电，旬，h}$，且 $P_{中长期分时，月，旬，h}>P_{实时月度，h}$ 时，

$C_{中长期缺额}=\Sigma（B_{用户缺额}\%\times Q_{用电，旬，h}-Q_{多月及以上净买入，h}-Q_{新能源双边，h}-Q_{月集中申报，h}-Q_{旬集中申报，h}）\times（P_{中长期分时，月，旬，h}-P_{实时月度，h}）\times 1.5$

$C_{中长期缺额普通}$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；

$Q_{多月及以上净买入，h}$ 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;

$Q_{新能源双边,h}$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;

$Q_{月集中申报,h}$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;

$Q_{旬集中申报,h}$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;

$Q_{用电,旬,h}$为用户当旬对应时段的市场化用电量;

$P_{实时月度,h}$为当月对应时段省内现货实时市场用户侧统一结算点加权均价;

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

2）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ΔPi与最大用电负荷P_{maxi}的比例为β%，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（$B_{用户缺额}$-1.2×β）%。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%，按以下公式回收。

当$Q_{多月及以上净买入,h}+Q_{新能源双边,h}+Q_{月集中申报,h}+Q_{旬集中申报,h}<（B_{用户缺额}$-1.2×β）%×$Q_{虚拟电厂,旬,h}$，且$P_{中长期分时,月,旬,h}>P_{实时月度,h}$时，

$C_{中长期缺额虚拟电厂}=\Sigma$（（$B_{用户缺额}$-1.2×β）%×$Q_{虚拟电厂，旬，h}$-$Q_{多月及以上净买入，h}$-$Q_{新能源双边，h}$-$Q_{月集中申报，h}$-$Q_{旬集中申报，h}$）×（$P_{中长期分时，月，旬，h}$-$P_{实时月度，，h}$）×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（$B_{用户缺额}$-0.5*β）%进行回收考核，按以下公式进行回收。

$C_{中长期缺额虚拟电厂}=\Sigma$（（$B_{用户缺额}$-0.5*β）%×$Q_{虚拟电厂，旬，h}$-$Q_{多月及以上净买入，h}$-$Q_{新能源双边，h}$-$Q_{月集中申报，h}$-$Q_{旬集中申报，h}$）×（$P_{中长期分时，月，旬，h}$-$P_{实时月度，，h}$）×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 $B_{用户缺额}$%进行回收考核，按以下公式进行回收。

$C_{中长期缺额虚拟电厂}=\Sigma$（$B_{用户缺额}$%×$Q_{虚拟电厂，旬，h}$-$Q_{多月及以上净买入，h}$-$Q_{新能源双边，h}$-$Q_{月集中申报，h}$-$Q_{旬集中申报，h}$）×（$P_{中长期分时，月，旬，h}$-$P_{实时月度，，h}$）×1.5

$C_{中长期缺额虚拟电厂}$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；

$Q_{多月及以上净买入，h}$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；

$Q_{新能源双边，h}$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；

$Q_{月集中申报,h}$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;

$Q_{旬集中申报,h}$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;

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

$P_{实时月度,h}$为对应时段当月现货实时市场用户侧统一结算点加权均价;

$P_{中长期分时,月,旬,h}$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

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平均返还，发、用两侧返还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返还。

$$R_{中长期缺额返还（发电）}=C_{中长期缺额返还（用电）}=（C_{中长期缺额普通}+C_{中长期缺额虚拟电厂}）/2$$

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

$C_{中长期缺额返还（用电），i}=C_{中长期缺额返还（用电）}\times Q_{中长期旬及以上分时（用电），i}/\Sigma Q_{中长期旬及以上分时（用电），i}$

$Q_{中长期旬及以上分时（发电），i}$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;

$Q_{中长期旬及以上分时（用电），i}$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。

10.3.6 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（普通）、中长期超额申报回收费用（虚拟电厂），即$C_{中长期超额申报}=C_{中长期超额申报普通}+C_{中长期超额申报虚拟电厂}$。

（1）计算方式

1）中长期超额申报回收费用（普通）

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当前取值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$Q_{用户月集中竞价超额电量，月，h}$=月集中竞价相应时段申报电量-（当月相应时段实际用电量×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×0.8）×α;

若$Q_{用户月集中竞价超额电量，月，h}$≤0，按$Q_{用户月集中竞价超额电量，月，h}$=0计算;

若月集中竞价相应时段申报电量≤0，$Q_{用户月集中竞价超额电量，月，h}$=0;

若（当月相应时段实际用电量×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×0.8）≤0，按（当月相应时段实际用电量×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×0.8）=0计算;

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量$Q_{用户旬集中竞价超额电量，旬，h}$=当旬集中竞价相应时段申报电量-（当旬相应时段实际用电量×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;

若$Q_{用户旬集中竞价超额电量，旬，h}$≤0，按$Q_{用户旬集中竞价超额电量，旬，h}$=0计算;

若旬集中竞价相应时段申报电量≤0，$Q_{用户旬集中竞价超额电量，旬，h}$=0;

若（当旬相应时段实际用电量×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）≤0，按（当旬相应时段实际用电量×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）=0 计算;

上旬、中旬、下旬按相同原则处理;

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，按照现货实时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 $P_{实时月度，h}$>$P_{中长期分时，月，旬，h}$，

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

$Q_{总净买入电量，月，h}$为该用户对应时段旬及以上交易当月总净买入电量;

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

2）中长期超额申报回收费用（虚拟电厂）

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 当前取值 1.2，根据市场运行情况适时调整。

若 $Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电量，月，h}} \leqslant 0$，按 $Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电量，月，h}}=0$ 计算；

若月集中竞价相应时段申报电量≤0，$Q_{\text{虚拟电厂月集中竞价超额电量，月，h}}=0$；

若（申报运行上限月平均值计算电量×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×0.8）≤0，按（申报运行上限月平均值计算电量×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×0.8）=0 计算；

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×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×0.8）×α。

若 $Q_{虚拟电厂旬集中竞价超额电量，旬，h}$≤0，按 $Q_{虚拟电厂旬集中竞价超额电量，旬，h}$=0 计算；

若旬集中竞价相应时段申报电量≤0，$Q_{虚拟电厂旬集中竞价超额电量，旬，h}$=0；

若（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）≤0，按（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）=0 计算；

上旬、中旬、下旬按相同原则处理；

旬集中竞价相应时段申报超额回收电量 $Q_{虚拟电厂旬集中竞价超额电量，旬，h}$=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 $P_{实时月度，h}>P_{中长期分时，月，旬，h}$，

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

$Q_{总净买入电量，月，h}$为该虚拟电厂对应时段旬及以上交易当月总净买入电量;

$P_{中长期分时，月，旬，h}$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

该项费用在批发市场用户侧单侧返还，按照月度结算电量比例返还。

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

$Q_{用电，i}$为批发市场用户 i 的月度结算电量。

10.3.7 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 $C_{中长期曲线偏差}=C_{中长期曲线偏差普通}+C_{中长期曲线偏差虚拟电厂}$

（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 $B_{用户曲线负偏差}$（$B_{用户曲线负偏差}$当前取值 20%）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 倍与实时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 $Q_{中长期，h}<（1-B_{用户曲线负偏差}）\times Q_{用电，h}$，且 $1.1\times P_{普通交易，h}>P_{实时月度，h}$ 时，

$$C_{中长期曲线偏差普通}=（（1-B_{用户曲线负偏差}）\times Q_{用电，h}-Q_{中长期，h}）\times（1.1\times P_{普通交易，h}-P_{实时月度，h}）$$

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 $B_{用户曲线正偏差}$（$B_{用户曲线正偏差}$当前取值 15%）范围的电量，按照实时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。

当 $Q_{中长期，h}>（1+B_{用户曲线正偏差}）\times Q_{用电，h}$，且 $P_{实时月度，h}>0.9\times P_{普通交易，h}$ 时

$$C_{中长期曲线偏差普通}=（Q_{中长期，h}-（1+B_{用户曲线正偏差}）\times Q_{用电，h}）\times（P_{实时月度，h}-0.9\times P_{普通交易，h}）$$

$P_{普通交易，h}$为当月各批次普通交易的相应时段加权均价;

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

$Q_{用电，h}$为用户实时市场 h 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 倍与实时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 β%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 $Q_{虚拟电厂中长期，h}<70\%\times Q_{虚拟电厂下限，h}$，且 $1.1\times P_{普通交易，h}>P_{实时月度，h}$时，

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

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，按照实时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 $Q_{虚拟电厂中长期，h}>120\%\times Q_{虚拟电厂上限，h}$，且 $P_{实时月度，h}>0.9\times P_{普通交易，h}$ 时

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

$C_{中长期曲线偏差虚拟电厂}$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;

$P_{普通交易，h}$为当月各批次普通交易的相应时段加权均价;

$Q_{虚拟电厂下限，h}$、$Q_{虚拟电厂上限，h}$为“负荷类”虚拟电厂日前申报运行上限、下限对应 h 时段的电量;

$Q_{虚拟电厂中长期，h}$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（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。

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

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

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

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

$Q_{\text{发电，i}}$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。

新能源和用户侧“报量报价”等规则正式执行后，该项费用的 40%在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，40%在批发市场用户之间按照月度结算电量比例返还，20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还。

$R_{\text{中长期曲线偏差返还（发电）}}=C_{\text{中长期曲线偏差}}\times 40\%$

$C_{\text{中长期曲线偏差返还（用电）}}=C_{\text{中长期曲线偏差}}\times 40\%$

$R_{\text{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用2}}=C_{\text{中长期曲线偏差}}\times 20\%$

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

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

$Q_{\text{发电，i}}$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。

10.3.8 用户侧年度合约缺额回收费用

（1）计算方式

发用两侧整体签约比例未达到年度合同签约电量要求时，开展用户侧（不含电网代理购电）集中竞价年度合同签约电量缺额

考核。$C_{年度缺额回收（用电）}=C_{年度缺额回收普通}+C_{年度缺额回收普通}$

1）用户侧年度合约缺额回收费用（普通）

对参与普通交易的用户在执行年度合约的同时，与火电侧年度合同分月电量低于当月实际用电量的$\lambda_{最低比例}$（暂定为 50%），对缺额超过2%的部分按月进行考核，考核标准为年度合同均价与当月月度集中竞价算数均价正价差的 1.5 倍考核，价差为负时不考核。

当$\lambda_{整体}<\lambda_{年度}$，且$Q_{年度，月}<Q_{用电，月}\times(\lambda_{最低比例}-2\%)$，且$P_{年度均价}>P_{月集中竞价算数均价，月}$时，

$C_{年度缺额回收普通}=\Sigma\ [\ Q_{用电，月}\times(\lambda_{最低比例}-2\%)-Q_{年度，月}\ ]\times(P_{年度均价}-P_{月集中竞价算数均价，月})\times1.5$

$\lambda_{整体}$为当年发用两侧整体签约比例；

$\lambda_{年度}$为当年年度合同签约电量下限，由政府主管部门发布；

$P_{年度均价}$为年度合同均价；

$P_{月集中竞价算数均价，月}$为当月月度集中竞价各时段算数均价；

$Q_{年度，月}$为用户与火电侧年度合同分解至当月的电量；

$Q_{用电，月}$为用户当月月度结算电量。

$\lambda_{最低比例}$为用户与火电侧年度合同分月电量签约的最低比例。

2）用户侧年度合约缺额回收费用（虚拟电厂）

对于“负荷类”虚拟电厂在执行年度合约的同时，与火电侧年度合同分月电量不得低于当月实际用电量的$\lambda_{最低比例}$与虚拟电厂中长期

分时段交易缺额申报回收约束为（B-1.2×β）%（B 暂定为 90）的较小值，对缺额部分按月进行考核，考核标准为年度合同均价与当月月度集中竞价算数均价正价差的 1.5 倍考核，价差为负时不考核。

当 $\lambda_{整体}<\lambda_{年度}$，且 $Q_{年度，月}<Q_{虚拟电厂用电，月}\times\min(\lambda_{最低比例}，(B-1.2\times\beta)\%)$，且 $P_{年度均价}>P_{月集中竞价算数均价，月}$时，

$$C_{年度缺额回收虚拟电厂}=\Sigma\left[Q_{虚拟电厂用电，月}\times\min(\lambda_{最低比例}，(B-1.2\times\beta)\%)-Q_{年度，月}\right]\times(P_{年度均价}-P_{月集中竞价算数均价，月})\times1.5$$

$Q_{年度，月}$为虚拟电厂与火电侧年度合同分解至当月的电量;

$Q_{用电，月}$为虚拟电厂当月月度结算电量。

$\lambda_{最低比例}$为虚拟电厂与火电侧年度合同分月电量签约的最低比例。

（2）返还方式

该项费用在火电侧按照上网电量（扣除省间现货电量）比例返还。

$$R_{年度缺额回收（用电）返还，i}=C_{年度缺额回收（用电）}\times Q_{火电，i}/\Sigma Q_{火电，i}$$

$Q_{火电，i}$为火电企业 i 的月度上网电量（扣除省间现货电量）。

10.3.9 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，“负荷类”虚拟电

厂单组调节时段起始 15 分钟、结束前 15 分钟内，实际功率与计划出清功率的偏差不进行考核。每 15 分钟的实际用电量与相应时段计划电量的偏差电量，超出相应时段日前申报可调节容量对应电量的允许偏差 $\lambda_{允许偏差}$=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（扣除省间现货电量）返还发电企业。

当 $|（Q_{实际，t}-Q_{计划，t}）/Q_{日前调节，t}|>\lambda_{允许偏差}$，

$C_{虚拟电厂考核}=\Sigma（|Q_{实际，t}-Q_{计划，t}|-Q_{日前调节，t}\times\lambda_{允许偏差}）\times0.2\times\max（P_{日前月度加权}，P_{实时月度加权}）$

$Q_{实际，t}$为虚拟电厂 t 时段实际用电量;

$Q_{计划，t}$为虚拟电厂 t 时段计划电量;

$Q_{日前调节，t}$为虚拟电厂 t 时段日前申报调节容量对应的电量;

$P_{日前月度加权}$为省内日前市场月均价;

$P_{实时月度加权}$为省内实时市场月均价。

（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。

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

10.3.10 并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用

根据“以效定补”原则，将参与现货市场的在运虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力补偿范围；其有效调节容量可按比例分享新能源超额获利回收费用、用户侧超额获利回收费用的 20%（新能源和用户侧“报量报价”等规则正式执行后，分享新能源中长期超额回收费用、用户侧中长期曲线偏差回收费用的 20%），每月每千瓦补偿不超过 20 元；同时，虚拟电厂所获红利叠加调节能力补偿折算至调节时段用电量后，补偿单价不得超过 332 元/兆瓦时，补偿期最长不超过 24 个结算月；若 20%的新能源及用户侧超额获利回收费用未全部分配完毕，剩余部分将按照两项费用的原比例返还至 50%部分（若 20%新能源中长期超额回收费用、用户侧中长期曲线偏差回收费用未全部分配完毕，剩余部分将按照两项费用的原比例返还至相应费用项中）。

$R_{\text{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用}}=R_{\text{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用}1}+R_{\text{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用}2}$

$P_{\text{每千瓦补偿费用}}=R_{\text{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用}}\div\Sigma(V_{\text{虚拟电厂有效调节容量，i}})$，其中 $V_{\text{虚拟电厂有效调节容量，i}}$ 为虚拟电厂运营商 i 有效调节容量，详细计算规则见下文；

若 $P_{\text{每千瓦补偿费用}}\geqslant$20 元/千瓦，按照 20 元/千瓦计算。

$P_{\text{补偿单价}}=(R_{\text{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}}+R_{\text{虚拟电厂红利，i}})\div Q_{\text{调节时段，i}}$，其中 $R_{\text{虚拟电厂红利，i}}$ 为虚拟电厂运营商 i 当月红利，$Q_{\text{调节时段，i}}$ 为虚拟电厂调节时段总用电量；

$P_{补偿单价}$⩾332 元/兆瓦时，按照 332 元/兆瓦时计算。

10.3.10.1“负荷类”虚拟电厂

每月补偿费用按照基本补偿、节假日补偿、削峰补偿三种方式分别计算，最终补偿费用取三种方式计算的最大值。

（1）基本补偿标准：每月满足调节精度要求的交易时段占比达到 60%及以上，按照有效调节容量予以全额补偿；占比在 30%至 60%之间，按照有效调节容量的 50%进行补偿；占比在 30%以下，不予补偿。具体计算公式如下。

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}=V_{虚拟电厂有效调节容量，i}\times P_{每千瓦补偿费用}$

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}$为虚拟电厂运营商 i 当月灵活性调节能力补偿费用；

$V_{虚拟电厂有效调节容量，i}=V_{虚拟电厂认定调节容量，i}\times K_{补偿系数}$

$V_{虚拟电厂认定调节容量，i}$为虚拟电厂运营商 i 经过电力负荷管理中心认定且在山西电力交易平台备案的各时段调节容量的最大值；

每月满足调节精度要求的交易时段占比⩾60%,$K_{补偿系数}$=1；

60%>每月满足调节精度要求的交易时段占比⩾30%，$K_{补偿系数}$=0.5；

每月满足调节精度要求的交易时段占比<30%,$K_{补偿系数}$=0

（2）节假日补偿标准：春节、国庆节、五一等国家节假日期间，50%及以上交易时段满足调节精度，按照节假日有效调节容量予以 3 倍补偿，节假日有效调节容量=认定调节容量*（节假日

自然日天数/全月自然日总天数）。当月剩余自然日按照基本补偿标准执行，剩余自然日有效调节容量=认定调节容量*（当月剩余自然日天数/全月自然日总天数）。具体计算公式如下。

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}=R_{节假日虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}+R_{剩余自然日虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}$

$R_{节假日虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}=V_{节假日虚拟电厂有效调节容量，i}\times P_{每千瓦补偿费用}$

$V_{节假日有效调节容量，i}=V_{虚拟电厂认定调节容量，i}\times$（节假日自然日天数/全月自然日总天数）$\times K_{补偿系数}$

节假日满足调节精度要求的交易时段占比≥50%，$K_{补偿系数}=3$

节假日满足调节精度要求的交易时段占比<50%，$K_{补偿系数}=0$

剩余自然日虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用按照基本补偿标准计算

$R_{剩余自然日虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}=V_{剩余自然日虚拟电厂有效调节容量，i}\times P_{每千瓦补偿费用}$

$V_{剩余自然日虚拟电厂有效调节容量，i}=V_{虚拟电厂认定调节容量，i}\times$（当月剩余自然日天数/全月自然日总天数）$\times K_{补偿系数}$

剩余自然日满足调节精度要求的交易时段占比≥60%，$K_{补偿系数}=1$；

60%>剩余自然日满足调节精度要求的交易时段占比≥30%，$K_{补偿系数}=0.5$；

剩余自然日满足调节精度要求的交易时段占比<30%，$K_{补偿系数}=0$

（3）削峰补偿标准：当同时满足以下条件时，按照调节容量

的 1.5 倍予以补偿；若不满足，则按照基本补偿标准进行补偿。

1）当月 20 个及以上自然日中标交易时段，包含 16:00-21:00 之间的任意 2 小时及以上，且 60%及以上满足调节精度。

2）全月 60%及以上交易时段满足调节精度。

$R_{削峰补偿灵活性调节能力补偿费用，i}=V_{削峰补偿有效调节容量，i}\times P_{每千瓦补偿费用}$

$V_{削峰补偿有效调节容量，i}=V_{虚拟电厂认定调节容量，i}\times K_{补偿系数}$

满足上述条件，$K_{补偿系数}=1.5$

不满足上述条件，$K_{补偿系数}$按基本补偿标准执行

10.3.10.2“分布式电源类”和“源荷类”虚拟电厂

将“分布式电源类”虚拟电厂的储能装机容量认定为有效调节容量，“源荷类”虚拟电厂按照储能装机容量与负荷侧调节容量总和认定。每月满足调节精度要求的交易时段占比达到 80%及以上，按照有效调节容量予以补偿；占比在 50%至 80%之间，按照有效调节容量的 50%进行补偿；占比在 50%及以下，不予补偿。

$R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用，i}=V_{虚拟电厂有效调节容量，i}\times P_{每千瓦补偿费用}$

$V_{虚拟电厂有效调节容量，i}=(V_{虚拟电厂储能装机容量，i}+V_{虚拟电厂负荷侧认定调节容量，i})\times K_{补偿系数}$

每月满足调节精度要求的交易时段占比≥80%,$K_{补偿系数}=1$;

80%>每月满足调节精度要求的交易时段占比≥50%，$K_{补偿系数}=0.5$;

每月满足调节精度要求的交易时段占比<50%,$K_{补偿系数}=0$

10.4 市场评估类费用

10.4.1 第三方评估费

（1）计算方式

按照第三方评估年度预算费用以月平均计算月度费用分摊值。

（2）分摊方式:

该项费用通过市场结构平衡费用列支，由发电企业、批发市场用户按照 1:1 比例承担。

10.5 其他市场运营费用事项

10.5.1 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，由市场主体按电量比例分担。

10.5.2 若在运行过程中市场运营费用出现极端情况，由政府主管部门启动应急机制确定处理方式。

11. 其他费用

11.1 辅助服务费用

“两个细则”电费，华北调峰等辅助服务市场费用，由电力调度机构负责提供，由电力交易机构开展结算。

具体结算规则见《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》（华北能监市场〔2019〕257 号）、《山西能源监管办关于印发山西电力辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2025 年修订版）的通知》（晋监能市场规〔2025〕2 号）、《山西电力二

次调频辅助服务市场交易实施细则》（晋监能市场规〔2025〕3号）等相关文件。

11.2 电力响应交易费用

“响应型”虚拟电厂参加电力响应交易所产生的费用由新能源企业、批发用户（含榆林供电公司）、售电公司（不含虚拟电厂）进行分摊。新能源企业按上网电量比例承担发电侧分摊责任；批发用户（含榆林供电公司）、售电公司按当月用电量比例承担用户侧市场化电量分摊责任；火电企业、新能源企业按当月代理购电合同比例承担用户侧非市场化电量分摊责任。具体结算规则见《山西能源监管办关于印发山西新型经营主体电力响应交易实施细则》（晋监能市场规〔2025〕1号）等相关文件。

12. 省间交易责任偏差费用

12.1 购电方责任

12.1.1 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，调增该交易送出曲线，按调增时段的该省间交易合约电量比例返还给相应发电企业。

$$R_{\text{省间交易偏差电费返还，i}}=R_z\times Q_{\text{省间合约，调增时段，i}}/\Sigma Q_{\text{省间合约，调增时段，i}}$$

R_z为该省间交易购电方支付的责任偏差费用。

$Q_{\text{省间合约，调增时段，i}}$为调增时段发电企业i的该省间交易合约分解电量；

（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，按调增时段发电企业上网电量比例返还。

$R_{省间交易偏差电费返还，i}=R_z\times Q_{调增时段，i}/\Sigma Q_{调增时段，i}$

$Q_{调增时段，i}$为调增时段发电企业 i 的上网电量;

当新增送出成分有对应发电企业时，按对应发电企业送出电量比例返还。

$R_{省间交易偏差电费返还，i}=R_z\times Q_{省间新增，i}/\Sigma Q_{省间新增，i}$

$Q_{省间新增，i}$为该新增成分发电企业 i 的结算电量。

12.1.2 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，调减该交易送出曲线，按调减时段的该省间交易合约电量比例返还给相应发电企业。

$R_{省间交易偏差电费返还，i}=R_z\times Q_{省间合约，调减时段，i}/\Sigma Q_{省间合约，调减时段，i}$

$Q_{省间合约，调减时段，i}$为调减时段发电企业 i 的该省间交易合约分解电量

（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，按调减时段发电企业上网电量等比例返还。

$R_{省间交易偏差电费返还，i}=R_z\times Q_{调减时段，i}/\Sigma Q_{调减时段，i}$

$Q_{调减时段，i}$为调减时段发电企业 i 的上网电量;

12.2 售电方责任

12.2.1 售电方原因发起少送申请，支付给购电方偏差费用。

（1）由于省内原因引起少送电量，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×装机容量×影响天数×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。

$C_{省间交易偏差责任电费分摊，发电}=C_z\times Q_{影响，i}/\Sigma Q_{影响，i}$

$Q_{影响，i}$为责任发电企业 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，由发电企业按少送日期内上网电量比例分摊。

$C_{省间交易偏差责任电费分摊，发电}=C_z\times Q_{少送，i}/\Sigma Q_{少送，i}$

$Q_{少送，i}$为少送日期内发电企业 i 的上网电量；

12.2.2 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，由新能源发电企业按多送日期内上网电量比例分摊。

$C_{省间交易偏差责任电费分摊，发电}=C_z\times Q_{新能源消纳，i}/\Sigma Q_{新能源消纳，i}$

$Q_{新能源消纳，i}$为多送日期内新能源发电企业 i 的上网电量。

13. 批发市场总电费计算

13.1 发电企业月总电费计算

发电企业交易电费包括电能量电费、绿证电费、省间合约偏差损益电费分摊或返还、应急送电损益电费返还、省间中长期购电损益电费分摊或返还、市场运营费用（发电）、两个细则电费、辅助服务费用、省间责任偏差电费分摊或返还。

$R_{月总电费}=R_{电能量电费}+R_{绿证}+R_{省间合约偏差损益电费分摊或返还}+R_{应急送电损益电费返还}+R_{省间中长期购电损益电费分摊或返还}+R_{市场运营费用（发电）}+R_{两个细则}+R_{辅助服务费用}+R_{省间责任偏差}$

$R_{市场运营费用（发电）}=（R_{启动补偿}-R_{启动补偿分摊（新能源）}）+（R_{必开机组补偿}-R_{必开机组补偿分摊（发电）}）+（R_{调频量价补偿煤电}-R_{调频补偿分摊（火电）}-R_{调频补偿分摊（新能源）}）-R_{应急调用补偿分摊（发电）}-R_{保底收益费用分摊（火电）}+（R_{市场结构平衡分摊（发电）}+R_{阻塞平衡分摊（发电）}）+（R_{新能源超额获利回收返还（新能源）}+R_{新能源超额获利回收返还（灵活改造）}-R_{新能源超额获利回收}）+R_{用户侧超额获利回收返还（灵活改造）}+（R_{新能源中长期超额回收返还}-R_{新能源中长期超额回收}）+（R_{年度缺额回收（用电）返还}-R_{年度缺额回收（火电）}）R_{中长期缺额返还（发电）}+R_{中长期曲线偏差返还（发电）}+R_{虚拟电厂考核返还（发电）}+R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用}$

具体计算公式按照 9.1 发电企业电能量电费、9.3 省间合约偏差损益电费、9.4.1 应急调度送电损益电费、9.5 省间中长期购电损益电费、10 市场运营费用、11“两个细则”电费及辅助服务费用、12 省间交易责任偏差费用结算规则、$R_{绿证}$为发电企业绿证部分结算费用，该费用按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》8.5 中相关规则执行。

13.2 批发用户月总电费计算

批发用户交易电费包括电能量电费、绿证费用、市场运营费用。

$C_{交易}=C_{电能}+C_{绿证}+C_{市场运营费用（用户）}+C_{响应}$

$C_{市场运营费用（用户）}=C_{启动补偿分摊（用电）}+C_{必开机组补偿分摊（用电）}+C_{调频补偿分摊（用电）}+C_{应急调用补偿分摊（用电）}+C_{保底收益费用分摊（用电）}-C_{市场结构平衡分摊（用电）}-C_{阻塞平衡分摊（用电）}+（C_{用户侧超额获利回收}-C_{用户侧超额获利回收返还（用电）}）+（C_{中长期缺额}-C_{中长期缺额返还（用电）}）+（C_{中长期超额申报}-C_{中长期超额申报返还}）+（C_{中长期曲线偏差}-C_{中长期曲线偏差返还（用电）}）+（C_{年度缺额回收（用电）}-C_{年度缺额回收（火电）返还}）$

具体计算公式按照 9.2 批发用户电能量电费、10 市场运营费用结算规则执行，$C_{绿证}$ 为批发用户绿证部分结算费用，该费用按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》8.5 中相关规则执行，$C_{响应}$ 为批发用户响应交易分摊费用，该费用按照《山西能源监管办关于印发山西新型经营主体电力响应交易实施细则》（晋监能市场规〔2025〕1 号）等相关文件执行。

13.3 “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交易电费包括电能量电费、绿证电费、市场运营费用。

$C_{交易（虚拟电厂）}=C_{电能}+C_{绿证}+C_{市场运营费用（虚拟电厂）}$

其中：

$C_{市场运营费用（虚拟电厂）}=C_{启动补偿分摊（用电）}+C_{必开机组补偿分摊（用电）}+C_{调频补偿分摊（用电）}+C_{应急调用补偿分摊（用电）}+C_{保底收益费用分摊（用电）}-C_{市场结构平衡分摊（用电）}-C_{阻塞平衡}$

$C_{分摊（用电）}+(C_{中长期缺额}-C_{中长期缺额返还（用电）})+(C_{中长期超额申报}-C_{中长期超额申报返还})+(C_{中长期曲线偏差}-C_{中长期曲线偏差返还（用电）})+(C_{年度缺额回收（用电）}-C_{年度缺额回收（火电）返还})+C_{虚拟电厂考核}+R_{虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用}$

具体计算公式按照 9.2 批发用户电能量电费、10 市场运营费用结算规则执行，$C_{绿证}$为售电公司批发侧绿证部分结算费用，该费用按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》8.5 中相关规则执行。

14. 零售市场电费结算

14.1 售电公司

售电公司所代理零售用户在零售市场中交易电费之和，扣除售电公司在批发市场应支付的购电费，差额为售电公司月度结算电费。

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

其中：$R_{零售市场售电收入}$为售电公司代理零售用户交易电费;

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

$C_{电能}$为售电公司月度结算电能量电费;

$C_{合约}$为售电公司月度结算中长期差价合约电费;

$C_{日前}$为售电公司月度结算日前市场差价电费;

$C_{实时}$为售电公司月度结算实时市场电量电费;

$C_{调平用电}$为售电公司月度结算的调平电费;

$C_{价差调整分摊}$为售电公司用户侧价差调整电费分摊费用;

$C_{绿证}$为售电公司批发侧绿证部分结算费用;

$C_{市场运营费用（用户）}$为售电公司市场运营费用。

$C_{响应}$为售电公司响应交易分摊费用。

具体计算公式按照批发用户结算规则等规定执行。其中:

零售用户分时实际用电量为抄见电量按时段扣减非市场化电量部分;

售电公司分时结算电量=Σ代理零售用户分时实际用电量;

零售用户月度市场化实际用电量为月度抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损电量;

售电公司月度结算电量=Σ代理零售用户月度市场化实际用电量;

售电公司月度调平电量=Σ代理零售用户月度市场化实际用电量（包括线、变损电量）与累计分时实际用电量之差。

售电公司追退补电费$R_{售电公司追退补电费}=R_{零售市场追退补售电收入}-C_{批发市场追退补购电支出}$

$R_{零售市场追退补售电收入}$为售电公司代理零售用户追退补交易电费;

$C_{批发市场追退补购电支出}$为售电公司在批发市场购电支出追退补费用。

14.2 零售用户

零售用户在零售市场以月度为周期进行结算，以零售用户市

场化实际用电量为基础，依据零售套餐按月开展电费结算。

$C_{交易}=C_{电能}+C_{偏差}+C_{绿证}$

$C_{交易}$为零售用户交易电费，含电能量电费、偏差电费、绿证电费，$C_{电能}$、$C_{偏差}$根据本实施细则中零售套餐计算原则确定。$C_{绿证}$为绿电零售用户绿证部分结算费用，该费用按照《山西电力中长期交易实施细则—绿色电力交易专章》中相关规定进行结算。

14.3 零售套餐计算原则

$P_{电价参数}=P_{价格}+P_{价差}$

其中:

$P_{电价参数}$为零售套餐中约定的电价参数，包括$P_{约定}$、$P_{i\,约定}$、$P_{i\,偏差}$等。

14.3.1 基础价格套餐计算原则

（1）非分时且不约定电量套餐

$C_{电能}=P_{约定}\times Q_{实际}$

其中:

$C_{电能}$为零售用户电能量电费;

$P_{约定}$为零售套餐约定电价;

$Q_{实际}$为零售用户月度市场化用电量。

（2）分时且不约定电量套餐

$C_{电能}=\Sigma C_{i\,电能（基础）}+C_{调平}$

$C_{i\,电能（基础）}=P_{i\,约定}\times Q_{i\,实际}$

$C_{调平}=(\Sigma C_{i\,电能（基础）})/(\Sigma Q_{i\,实际})\times Q_{调平}$，当分时电量全为 0

时，将分时交易均价作为调平电价，分时交易均价按照 6.1.10 规则计算。

其中:

$C_{电能}$为零售用户电能量电费;

$C_{i\,电能（基础）}$为零售用户基础套餐全月 i 时段电能量电费;

$C_{调平}$为零售用户月度调平电费;

$P_{i\,约定}$为 i 时段约定价格;

$Q_{i\,实际}$为零售用户全月 i 时段市场化用电量;

$Q_{调平}$为零售用户月度调平电量，调平电量为零售用户月度市场化用电量（包括线、变损电量）与累计分时实际用电量之差。

（3）分时且约定电量套餐

$C_{电能}=\Sigma C_{i\,电能（基础）}+C_{调平}$

$C_{偏差}=\Sigma C_{i\,偏差（基础）}$

$C_{调平}=(\Sigma C_{i\,电能（基础）})/(\Sigma Q_{i\,实际})\times Q_{调平}$，当分时电量全为 0 时，将分时交易均价作为调平电价，分时交易均价按照 6.1.10 规则计算。

情形一：当 $Q_{i\,实际}<Q_{i\,约定下限}$，

$C_{i\,电能（基础）}=P_{i\,约定}\times Q_{i\,实际}$

$C_{i\,偏差（基础）}=P_{i\,偏差}\times(Q_{i\,约定下限}-Q_{i\,实际})$

情形二：当 $Q_{i\,约定下限}\leqq Q_{i\,实际}\leqq Q_{i\,约定上限}$时，

$C_{i\,电能（基础）}=P_{i\,约定}\times Q_{i\,实际}$

$C_{i\,偏差（基础）}=0$

情形三：当 $Q_{i\,实际}$〉$Q_{i\,约定上限}$时，

$C_{i\,电能（基础）}=P_{i\,约定}\times Q_{i\,实际}$

$C_{i\,偏差（基础）}=P_{i\,偏差}\times（Q_{i\,实际}-Q_{i\,约定上限}）$

$Q_{i\,约定下限}=Q_{i\,约定}\times（1-\lambda_{\,负偏差免除比例}）$

$Q_{i\,约定上限}=Q_{i\,约定}\times（1+\lambda_{\,正偏差免除比例}）$

其中：

$C_{\,电能}$为零售用户电能量电费；

$C_{\,偏差}$为零售用户偏差电费，未约定电量的零售套餐无该费用；

$C_{i\,电能（基础）}$为零售用户基础套餐全月 i 时段电能量电费；

$C_{\,调平}$为零售用户月度调平电费；

$C_{i\,偏差（基础）}$为零售用户基础套餐全月 i 时段偏差电费；

$Q_{i\,实际}$为零售用户全月 i 时段市场化用电量；

$Q_{\,调平}$为零售用户月度调平电量，调平电量为零售用户月度市场化用电量（包括线、变损电量）与累计分时实际用电量之差。

$Q_{i\,约定下限}$为 i 时段约定电量下限；

$Q_{i\,约定上限}$为 i 时段约定电量上限；

$Q_{i\,约定}$为 i 时段约定电量；

$\lambda_{\,负偏差免除比例}$为套餐约定负偏差免除比例；

$\lambda_{\,正偏差免除比例}$为套餐约定正偏差免除比例；

$P_{i\,偏差}$为 i 时段偏差电量电价，$0\leqq P_{i\,偏差}\leqq 5$ 元/兆瓦时。

14.3.2 组合价格套餐计算原则

当 $Q_{实际}$不为 0 时，

情形一：当 $C_{基准} \geqslant C_{浮动}$时，

$P_{组合套餐差价}=（C_{浮动}-C_{基准}）/Q_{实际}\times K_{向下}$

情形二：当 $C_{基准} < C_{浮动}$时，

$P_{组合套餐差价}=（C_{浮动}-C_{基准}）/Q_{实际}\times K_{向上}$

（1）基准套餐为非分时套餐时

$P_{组合}=P_{基准}+P_{组合套餐差价}$

$C_{电能}=P_{组合}\times Q_{实际}$

（2）基准套餐为分时套餐时

$C_{电能}=\Sigma C_{i\,电能（组合）}+C_{调平}$

$C_{偏差}=\Sigma C_{i\,偏差（组合）}$

$C_{i\,电能（组合）}=C_{i\,电能（基准）}+P_{组合套餐差价}\times Q_{i\,实际}$

$C_{调平}=（\Sigma C_{i\,电能（组合）}）/（\Sigma Q_{i\,实际}）\times Q_{调平}$，当分时电量全为 0 时，将零售用户基准套餐分时交易均价作为调平电价，分时交易均价按照 6.1.10 规则计算。

当 $C_{偏差（基准）} \geqslant C_{偏差（浮动）}$时，$C_{i\,偏差（组合）}=C_{i\,偏差（基准）}\times（1-K_{向下}）+C_{i\,偏差（浮动）}\times K_{向下}$

当 $C_{偏差（基准）} < C_{偏差（浮动）}$时，$C_{i\,偏差（组合）}=C_{i\,偏差（基准）}\times（1-K_{向上}）+C_{i\,偏差（浮动）}\times K_{向上}$

当 $Q_{实际}$为 0 时，

$C_{电能}=0$

$C_{偏差}=\Sigma C_{i\,偏差（组合）}$

$C_{i\,偏差（组合）}$与 $Q_{实际}$不为 0 时偏差电费计算公式相同。

其中:

$C_{基准}$为零售用户基准套餐电能量电费，按照基础价格对应套餐类型电能量电费计算原则执行;

$C_{浮动}$为零售用户浮动套餐电能量电费，按照基础价格对应套餐类型电能量电费计算原则执行;

$P_{组合套餐差价}$为组合价格综合结算差价;

$Q_{实际}$为零售用户月度市场化用电量;

$K_{向下}$为用户向下承担比例系数;

$K_{向上}$为用户向上承担比例系数;

$P_{组合}$为组合价格套餐结算电价;

$P_{基准}$为组合套餐中基准套餐结算电价;

$C_{电能}$为零售用户电能量电费;

$C_{偏差}$为零售用户偏差电费;

$C_{i\,电能（组合）}$为零售用户组合套餐全月 i 时段电能量电费;

$C_{i\,电能（基准）}$为零售用户基准套餐全月 i 时段电能量电费，通过零售用户 i 时段约定价格与相应时段市场化用电量计算得到;

$Q_{i\,实际}$为零售用户全月 i 时段市场化用电量;

$C_{调平}$为零售用户月度调平电费;

$Q_{调平}$为零售用户月度调平电量，调平电量为零售用户月度市场化用电量（包括线、变损电量）与累计分时实际用电量之差。

$C_{偏差（基准）}$为零售用户基准套餐偏差电费;

$C_{偏差（浮动）}$为零售用户浮动套餐偏差电费;

$C_{i\ 偏差（组合）}$为零售用户组合套餐全月 i 时段偏差电费;

$C_{i\ 偏差（基准）}$为零售用户基准套餐全月 i 时段偏差电费，按照基础价格对应套餐类型偏差电费计算原则执行;

$C_{i\ 偏差（浮动）}$为零售用户浮动套餐全月 i 时段偏差电费，按照基础价格对应套餐类型偏差电费计算原则执行。

14.3.3 虚拟电厂套餐设计

“负荷类”虚拟电厂与聚合资源按照“分时价格+红利分享”方式约定单一零售套餐。其中，分时价格暂按照“分时段的价格值+价差值”约定，具体的价格值计算方式及价差值上下限与普通零售用户保持一致，根据市场运行实际，适时调整零售市场价格区间。

零售用户可分享红利计算公式如下:

$$C_{红利分享}=\Sigma\left[Q_{零售用户，日，h}\times\left(P_{虚拟电厂中长期净合约，日，h}-P_{虚拟电厂电能量，日，h}\right)\times K_{红利}\right]$$

$C_{红利分享}$为聚合的零售用户可分享红利;

$Q_{零售用户，月，h}$为当月虚拟电厂调节时段零售用户实际用电量;

$P_{虚拟电厂中长期净合约,日,h}$为当日虚拟电厂运营商调节时段每小时中长期合约结算均价;

$P_{虚拟电厂电能量,日,h}$为当日虚拟电厂运营商调节时段每小时批发市场电能量结算均价;

$K_{红利}$为零售用户红利分享系数。

红利分享系数通过零售套餐约定，0≤红利分享系数≤1 且为 0.1 的整倍数，价差为负时不计算红利，红利分享系数可按日调整。当红利分享系数调增时，可由虚拟电厂运营商单方面确认。原则上，发生电量电费追退补的，不再调整红利分享结果。“源荷类”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。自参与虚拟电厂类型交易月份起，虚拟电厂与聚合的负荷资源签订的零售合同原则上不得低于 3 个月，或者截止到当年年底。

15. 电费追补管理

15.1 开展追退补和清算时，由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，再由电网企业开展电费追退补和清算。

15.2 因市场交易政策规则、不可抗力等原因，需要调整结算依据的，由电力交易机构依照有关电价政策文件编制追退补结算依据。

15.3 因市场经营主体历史发用电量、电价差错等原因需要进行电费追退补调整的，依据以下原则开展追退补。

15.3.1 市场经营主体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量电费及相关市场运营费用。

15.3.2 发电侧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、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:

15.3.2.1 若发电侧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。

15.3.2.2 若发电侧主体差错电量可追溯至时点时，按相应节点电价进行电能量电费及其相应市场运营费用的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月省内实时市场月均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的市场运营费用开展追退补结算。

15.3.3 在月度账单发布后，经营主体可反馈异议，经核实后进行追退补，追溯期原则上不超过 12 个月，具体按以下原则进行处理。

15.3.3.1 原则上，对发电侧差错电量、电价等追退补后，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。

15.3.3.2 若市场主体差错电量、电价等可追溯至时点时，按相应节点电价（统一结算点电价）进行电能量电费及其相应市场

运营费用（不含分摊项）的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月省内实时市场月均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相应市场运营费用（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市场运营费用进行分摊、返还。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、返还计算。

15.3.3.3 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。

15.3.3.4 若市场主体因电量、电价差错等原因追退补的电能量电费与追退补的市场平衡类费用存在差额时，将差额纳入市场结构平衡费用追退补管理。

15.3 市场运营费用的追退补结算原则：

15.3.1 对于用户侧价差调整电费等分摊或返还类的电能量电费，以及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。

15.3.2 原则上对市场主体市场运营费用的分摊或返还项不做追补，当需要进行追退补时，按以下原则处理：

15.3.2.1 在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或

返还方式与差错月一致，追补费用在单侧处理。

15.3.2.2 在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月不一致，追补费用纳入结算月该项市场运营费用总额处理。

15.4 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，经政府主管部门确认后，电力交易机构按业务发生期（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。

15.5 费用科目在退补结算月已取消的，退补费用的分摊或返还纳入市场结构平衡费用统一分摊或返还。

15.6 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市场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，可由相关市场主体提出，经利益相关方共同确认后，进行追溯调整计算。

15.7 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。

15.8 对零售分时用户发生电量追退补的，相应调整差错月零售分时用户“调平电价”“组合价格综合结算差价”等价格。

15.9 当历史月份结算电量出现偏差时，以差错月退补电量对

应区间的零售电价计算退补电费。绿电套餐相关主体，原则上仅退补电能量部分，绿证部分费用暂不进行退补。

15.10 对同一经营主体（含批发用户、零售用户）对应多个用电户号的，若某一用电户号发生电量差错，引起的该经营主体退补电费在差错用电户号上结算；若发生非电量差错引起的市场化相关费用退补，按照该经营主体对应全部用电户号的月度电量分摊。

15.11 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。

15.12 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。

16. 收付款管理

16.1 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。

16.2 批发市场用户、零售市场用户，电费结算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。

16.3 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。

16.4 对未按规定追加履约保障凭证的售电公司，电网企业可

将其盈利资金暂缓支付，用于弥补该售电公司可能产生的亏损。售电公司结清亏损电费且追加履约保障凭证后，恢复正常。

16.5 市场主体对电费账单存在异议时，须先按账单金额交纳电费，待异议核实处理完毕后通过电费追退补方式进行清算。

17. 其他结算事项

17.1 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）》。

17.2 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。

17.3 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）补交电费执行发生月代理购电工商业用户电价（或执行 1.5 倍代理购电价格工商业用户电价），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 1.5 倍代理购电价格工商业用户电价，并承担相应违约使用电费。零售市场用户窃电电量不纳入售电公司售出电量。

17.4 电力市场追溯稽核机制

17.4.1 追溯稽核启动条件

当电力市场运行因不可抗力等原因导致电网运行方式异常，引起的市场交易结果无法执行或执行异常、且现行规则中未明确相应的处理机制，以及市场主体等对电能计量、费用分摊、结算支付、信息披露疑异时，在相关事件发生时间未超 6 个月的情况下，可以申请启动市场追溯稽核。市场追溯稽核可以由市场主体或市场运营机构等向政府主管部门、能源监管机构提出申请，也可以由政府主管部门、能源监管机构直接发起。

17.4.2 追溯流程

（1）由市场主体或市场运营机构等提出申请。

（2）政府主管部门、能源监管机构审查同意启动追溯稽核。

（3）由市场运营机构等组织实施追溯稽核，提交追溯稽核结果及处理建议方案。

（4）市场管理委员会表决通过追溯稽核处理方案。

（5）政府主管部门批准执行并依规进行信息披露。

18. 附则

本实施细则由山西省能源局、山西能源监管办负责解释。

电力零售市场实施细则

（V16.0）

2025 年 12 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.成员权责 ……5
5.1 零售用户 ……5
5.2 售电公司 ……5
5.3 电力交易机构 ……6
5.4 电网企业 ……6
6.电力用户零售市场准入及身份管理 ……6
6.1 零售市场准入条件 ……6
6.2.电力用户身份管理 ……7
6.3 保底售电服务兜底机制 ……10
7.零售交易 ……10
7.1 基本要求 ……10
7.2 零售交易板块 ……12
7.3 交易方式 ……12
7.4 零售套餐 ……13

7.5 零售交易流程 ……20
8.零售合同 ……23
8.1 零售合同生成与签订 ……23
8.2 零售合同的变更 ……23
8.3 零售合同提前解除 ……24
9.零售交易平台 ……25
9.1 零售交易平台建设原则 ……25
9.2 虚拟商铺与零售套餐排序机制 ……25
9.3 零售交易平台功能扩展 ……26
9.4 零售交易平台异常处置机制 ……27
10.零售市场信息披露 ……28
10.1 零售市场公众信息 ……28
10.2 按照国家能源局印发的电力市场信息披露基本规则 ……28
10.3 零售市场私有信息 ……29
10.4 批发市场信息 ……30
11.附则 ……30
11.1 政策影响 ……30
11.2 法律影响 ……30
11.3 零售市场衔接 ……30
12.保底售电 ……32
12.1 保底售电公司遴选程序 ……32

12.2 保底售电服务启动程序 ……32
12.3 保底售电服务衔接 ……35
12.4 保底结算 ……37
12.5 其他事项 ……37
附件 1 ……38
附件 2 ……50

1. 总述

为规范售电公司、电力用户有序开展山西电力市场零售交易，促进山西零售市场健康有序发展，按照《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 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889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 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）、山西省人民政府办公厅《关于印发山西省电力市场运营管理办法的通知》（晋政办发〔2022〕87号）等文件要求，制定本实施细则。

2. 适用范围

本实施细则适用于山西省电力零售市场。

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）

《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）

《山西省人民政府办公厅关于印发山西省电力市场运营管理办法的通知》（晋政办发〔2022〕87号）

4. 术语定义

电力批发市场：电力批发市场包括电能量市场与辅助服务市场，电能量市场包含中长期电能量市场与现货电能量市场。

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、售电公司等经营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。

电力零售市场：指零售用户与售电公司通过零售交易形成购售电服务关系的电力市场。

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。

售电公司：指提供售电服务或配售电服务的经营主体。售电公司在零售市场与电力用户确立售电服务关系，在批发市场开展购售电业务。

电力批发用户：指通过批发市场直接参与中长期及现货市场交易的用电企业。

电力零售用户：指通过零售市场向售电公司购电的用电企业。

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。

履约保障凭证：包括履约保函、履约保险等。

电力零售平台：指满足零售市场建设需要，售电公司与零售用户开展零售交易、签订零售合约、获取结算信息的技术支持系统。

零售商城：指基于电力零售平台，售电公司和零售用户以电商形式进行零售套餐买卖的场所。

电力零售交易板块：指为更好的服务各类零售用户购电，电

力零售市场按照绿色属性、行业类别、用户规模等维度划分的交易区域，各个零售交易板块是电力零售市场的子集。

零售套餐：是指在零售商城内售电公司与零售用户确定购售电结算价格的标准化商品，售电公司可根据自身经营特性制定相应的零售套餐，零售用户可自由选择购买。

零售套餐价格：由售电公司上架各标的月的月度价格套餐组合形成，作为明确零售用户电价（电费）及售电公司售电收入的计算依据。

月度价格套餐：作为月度零售用户电价（电费）及售电公司售电收入的计算依据。月度价格套餐为基础价格套餐，取消组合套餐模式。为保障电力市场规则调整前后的平稳衔接，已签订的组合价格套餐将继续按照相关市场规则执行，后续不再新增组合套餐签约。

基础价格套餐：指某月不同时段、不同电量的零售用户约定相应电价的套餐。

组合价格套餐（模板）：由两个基础价格套餐组合形成的套餐，分为基准套餐与浮动套餐，通过浮动套餐与基准套餐零售电价高低判定及浮动系数，得到最终生效的零售电价。同一个组合价格套餐模板可用于多个月度价格套餐。

统一结算点电价：发电侧所有节点电价与时点电量加权平均值。

月度实时市场加权平均价：省内现货实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

电力零售合同（协议）：零售双方达成电力零售交易后签署的合同（协议），具备法律约束力，应按照条款履行。电力零售合同（协议）均为电子化形式，内置于电力零售平台。

5. 成员权责

5.1 零售用户

按要求提供准入及注册材料、办理注册信息变更；按照身份转换流程，在时间节点内自主选择作为批发用户、零售用户、电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户等类型参与交易；按照电力市场政策、规则要求开展零售交易,通过零售交易平台购买套餐，签订电力零售合同，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。与售电公司沟通企业用电信息变更情况。

5.2 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;通过电力零售平台配置套餐、发布产品，与零售用户开展电力零售交易，签订电力零售合同；按相关规定提供、追加开展用户绑定和交易业务必需的履约保

障凭证。按照市场规则和零售合同承担相关责任；向电网企业支付或收取结算电费，获取或者开具增值税专用发票；按照政策文件要求开展信息披露。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。向已签约的零售用户全面宣传电力市场政策规则，并提供市场服务、用电指导等，主动与零售用户沟通了解企业用电信息变化。

5.3 电力交易机构

负责组织零售市场交易；负责零售市场成员注册管理；负责建设运营电力零售平台，提供电力零售线上交易环境；按职责做好零售市场管理，负责监测和分析零售市场运行情况；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；法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5.4 电网企业

负责电力用户用电信息维护和变更；负责与电力用户签订供用电合同；负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算、电费收付；法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

6. 电力用户零售市场准入及身份管理

6.1 零售市场准入条件

6.1.1 电力用户

（1）符合国家和山西省有关准入条件。

（2）零售交易用户准入采用负面清单制，即除按照有关政策或文件要求纳入负面清单的用户外，标的周期内用户身份类型为零售用户均可参与零售交易。

（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。

6.1.2 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。

6.2. 电力用户身份管理

6.2.1 电力用户身份分类

按照国家发展改革委《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）有关要求，有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。将工商业用户分为直接参与市场交易的用户和通过电网企业代理购电的用户。

（1）直接参与市场交易的用户。按照电力用户参与购电的市场与方式不同，直接参与市场交易的用户按月自愿选择确定身份类型，可选择类型有三类，分别为批发用户、零售用户、执行电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户。电力交易机构按月将市场化用户范围信息（包括批发用户、零售用户及1.5倍代理购电用户）

推送至电网企业，电网企业依据范围信息进行用户类型认定。

（2）电网企业代理购电的用户。按照国家和我省代理购电相关政策规定，对暂未直接从电力市场购电的用户，由电网企业代理购电，代理购电价格以政府相关文件要求及电网企业发布信息为准。

6.2.2 电力用户身份转换机制

（1）通过电网企业代理购电的用户

电力用户可在每月零售交易截止日前（以交易公告为准）选择次月起直接参与市场交易，自主选择将其身份类型变更为批发用户或零售用户，按照相关文件要求通过电力批发市场或电力零售市场购电。

（2）直接参与市场交易的用户

电力用户可在每月零售交易截止日（以交易公告为准）前，自愿转换次月身份类型，包括批发用户转为零售用户、批发用户转为执行电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户、零售用户转为批发用户、零售用户转为执行电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户、执行电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户转为批发用户、执行电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户转为零售用户等 6 种情况。

（3）身份转换约束

原始身份为批发用户时，需要满足：批发用户在批发市场中的相关合约履行完毕；批发用户无欠费，无窃电、违约用电在途

流程；转换身份对应标的周期不能存续批发交易合同。

原始身份为零售用户时，零售用户无欠费，无窃电、违约用电在途流程；零售用户符合批发市场准入要求；转换身份对应标的周期不能存续零售交易合同。

非自主意愿入市交易用户。经政府执法部门或司法机关认定零售用户非自主意愿入市交易的，自法律文书生效后，由零售用户自主决定是否继续参与零售交易或批发交易，选择不继续入市参与交易的零售用户，交易机构根据法律文书强制解除用户与售电公司签订的零售合同未执行部分，并将其身份转为电网代理购电用户。同时，电力交易机构将法律文书副本及用户选择结果推送至电网企业。

（4）用户身份转换缺省处理机制

1）通过电网企业代理购电的用户选择标的月转换为零售用户，至该月零售交易截止时间仍未达成零售交易时，该次身份转换不生效，相应用户身份仍为通过电网企业代理购电的用户。

2）批发用户、执行电网企业代理购电价格 1.5 倍的用户选择标的月转换为零售用户，至该月零售交易截止时间仍未达成零售交易时，该次身份转换不生效，相应用户身份仍保持不变。

3）标的月零售交易截止时间零售用户未选择售电公司签约时，该月及以后用户身份缺省转为批发用户，按照批发用户相关交易规则购电。直至用户再次与售电公司签约，或用户在交易平

台自愿转换为电网企业代理购电身份。

（5）批发与零售交易准入机制

零售用户、电网代理购电用户、执行电网代理购电价格 1.5 倍用户转为批发用户的，身份转换生效后可参与尚未组织的次月批发市场交易，直至该用户转换为其他身份。电网代理购电用户、执行电网代理购电价格 1.5 倍用户、批发用户转零售用户的，身份转换生效后可参与次月零售市场交易。

6.3 保底售电服务兜底机制

在满足保底售电服务启动条件情况下，当年未遴选出保底售电公司或保底售电公司未实际提供保底售电方服务的，拟退出售电公司可通过合同转让交易或回购交易的方式对其次月及以后的批发市场合同进行处置，经合同转让、回购后仍有未处理完毕的合同，由交易中心将拟退出售电公司代理用户转为批发用户，并对未处理完毕的批发市场合同优先按照原零售合同约定电量进行分配，剩余批发市场合同按照原未约定电量用户近三个月实际用电量比例进行分配，通过交易平台形成相应合同。

7. 零售交易

7.1 基本要求

7.1.1 交易要求

标的周期内电力用户参与零售市场身份类型应为零售用户。批发用户如需参与零售市场，需在零售交易截止时间前由批发用

户转换为零售用户。在一个零售交易周期内，零售用户原则上只能与一家售电公司建立零售服务关系，且全部市场化用电量均通过该售电公司购买。

7.1.2 时间要求

零售交易的最小签约与交割周期为自然月。交易标的月零售交易原则上应在上月完成，具体交易时间以交易公告为准，期限内可开展交易标的月对应零售合约的建立、终止；交易标的月零售合约变更截止时间为上月最后一日 24 时，期限内可开展交易标的月对应零售合约的变更。零售合约签订的周期不低于 1 个月，不超过 1 年。

7.1.3 量纲与保留小数位数

零售市场交易电量、电价量纲的保留小数位数与批发市场保持一致，即电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元／兆瓦时、保留三位小数或元／千瓦时、保留六位小数。

7.1.4 售电公司交易限额

售电公司可售电量应同时满足资产总额年售电量、履约保障凭证计算的电量限额。

7.1.5 分类型用户套餐选取

（1）除国家规定的不执行峰谷电价的用户外，零售用户均签订分时零售套餐（合约）。

（2）电气化铁路牵引用电主体可自主选择是否签订带分时属性的零售套餐。电气化铁路牵引用电主体的非牵引用电部分随电气化铁路牵引用电主体自主选择是否签订带分时属性的零售套餐。若签订非分时套餐，其非牵引用电部分仍执行政策性峰谷电价。

7.1.6 合法性管理

在零售平台下单、变更、解约等各项关键操作，均需要通过安全密保手机号码验证码等方式进行认证。

7.2 零售交易板块

电力零售市场按照绿色属性、用电规模、用户类别等维度设置零售交易板块，例如绿色权益板块、虚拟电厂板块、中小用户板块等。中小板块的用户范围是接入电压等级 10 千伏及以下（多电压等级经营主体按最高电压等级）。对于不同板块，交易机构可以根据套餐类型、信用等级、价格区间，以及套餐下单条件等设置相应的交易约束，并以交易公告或者通知形式向经营主体发布。

7.3 交易方式

7.3.1 标准化零售套餐交易方式

电力零售交易主要通过电力零售交易平台组织开展，由售电公司通过挂牌方式发布零售套餐，零售用户下单购买。

7.3.2 双边协商零售套餐交易方式

在标准零售套餐基础上可通过双边协商方式修改零售套餐内容，经双方确认后生效，通过双边议价协商形成零售套餐仅协商双方可见。

7.3.3 双边确认零售套餐交易方式

在标准化零售套餐交易方式的基础上，零售用户（绿电用户）下单购买套餐后，需经售电公司确认后生成的零售合约生效。

7.3.4 零售用户意向发布

在标准零售套餐交易与双边协商议价交易的基础上，零售用户可以通过平台向所有或者部分售电公司公开零售套餐交易意向与需求（仅售电公司与发布用户可见），包括意向交易周期、月度预计用电量、是否约定电量、是否联动等内容。

7.3.5 零售用户挂牌交易方式

零售用户通过电力交易平台零售商城发布挂牌信息，由符合条件的售电公司参与线上投标竞价。零售用户挂牌确定竞价起始价差，售电公司进行轮流递减报价。挂牌时设置截止时间，到达该截止时间则自动由最后一轮成功报价的售电公司中标，并生成零售合同。

7.4 零售套餐

7.4.1 零售套餐基本内容

售电公司参与零售市场，需通过零售交易平台向零售用户提

供零售套餐，主要包括零售价格、标的周期、最大/小购买月份数、用户月均电量最大/小约束、用户电压等级范围、是否允许执行中变更、是否允许发起双边协商、解约方式及用户解约金等关键条款。绿色权益板块中，售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确绿电电量、绿证价格，电能量部分参照标准化零售套餐交易方式执行。另外，其他条款可通过双边协商时补充约定。

其中，零售套餐各月的零售价格由分月零售套餐确定，分月零售套餐分为基础价格套餐、组合价格套餐两类。

7.4.2 基础价格套餐

在不同时段、不同电量对应制定价格形成的套餐，包含有电量参数、电价参数。

7.4.2.1 电量参数

电量参数分为约定零售电量与不约定零售电量两个类型。约定零售电量的套餐需零售用户按月在零售交易时填写零售约定电量，标的月约定总电量不得超过零售用户变压器合同容量×24×标的月日历天数（允许执行中变更，经双方确认，可在交割月之前协商变更）。分时段套餐类型按月需约定 24 个时段对应电量，非分时段套餐类型暂不允许约定电量。对不约定电量的零售套餐，全部市场化用电量按照对应的电价交割与结算。

7.4.2.2 电价参数

电价参数由价格值与价差值组成，价格值与价差值按类型可

分为固定值与浮动值（即事前约定计算逻辑而非具体数值）。

电价参数：按照 24 个小时划分的分时段电价参数，或不分时电价参数；对约定电量的套餐，需要分别约定合约电量的电价参数、偏差考核价格参数。

（1）价格浮动值

价格浮动值是通过约定计算公式的方式，由山西电力交易中心按月统一组织计算确定。其中“当月的旬及以上中长期分时段加权出清电价”采用按月拟合后的年度集中竞价交易、调价后的年度双边交易、月度双边交易、月度及旬的集中竞价和滚动撮合交易的交易结果，按各时段电量加权计算价格浮动值。具体公式如下：

1）分时段的价格值可选择应用于所有零售用户。

公式 1：α×（当月的旬及以上中长期分时段加权出清电价）+（1-α）×（上月实时市场用户侧统一结算点电价各时段加权均价），其中 α 为中长期价格参考权重，暂定为 0.9；

公式 2：当月的旬及以上中长期分时段加权出清电价。

2）不分时段的价格值仅适用于电气化铁路牵引用户。

公式 1：α×（当月的旬及以上中长期分时段加权出清电价）+（1-α）×（上月实时市场用户侧统一结算点电价各时段加权均价）的算术平均值，其中 α 为中长期价格参考权重，暂定为 0.9。

公式 2：当月的旬及以上中长期各时段加权出清电价的算术

平均值。

（2）价差浮动值

价差浮动值是指按照事前约定计算逻辑的方式确定价差，按月计算。基础价格套餐的价差浮动值应保持一致。试运行初期暂不应用价差浮动值，待条件成熟后，引入市场运营费用分摊、返还等各项费用作为价差浮动值的基本要素。

（3）偏差电量电价参数约束

偏差电量价格参数采用固定价格值,偏差电量价格参考范围为0-5 元/兆瓦时，售电公司与零售用户自行配置正负偏差免除比例。

7.4.3 组合价格模式

组合价格套餐由两个基础价格套餐组合形成，并分为基准套餐与浮动套餐。

（1）基准套餐与浮动套餐在结算时将计算同一市场化用电量下的综合电价，并进行高低比较，根据浮动系数计算出最终月度零售结算电价（分时段类型的月度零售结算电价为 24 个）。

（2)浮动系数包括用户向上承担比例系数与用户向下分成比例系数。用户向上承担比例系数是指当浮动套餐综合电价高于基准套餐综合电价时，用户在基准套餐综合电价基础上承担高出部分综合电价差值的权重系数；用户向下分成比例系数是指当浮动套餐综合电价低于基准套餐综合电价时，用户在基准套餐综合电价基础上分享低于综合电价差值部分的权重系数。

（3）组合价格套餐中任何一个基础价格套餐为分时段电价参数进行约定时，该组合价格套餐为分时段类型，按照分时段实际用电量进行结算。

（4）电力零售市场运营初期，选用组合价格模式的零售套餐，暂不可约定电量。

7.4.4 套餐价格约束

零售套餐中价格值均为浮动值，并配置价差值。价差值为固定值 K，每年由山西省能源局商山西能源监管办确定，K 当前取值 0-20 元/兆瓦时。

售电公司和零售用户存在综合能源服务合同的，可在电力交易平台提交相关凭证、合同约定综合能源溢价，标准上限暂定为 50 元/兆瓦时，经核验通过并生效后，其零售综合价格不受零售市场价格上限约束。（备注：此条规则待配套机制完善、技术支持系统具备条件后执行。）

7.4.5 零售套餐标的周期

指零售套餐可向零售用户售电的期限范围，包括交割起始月和交割终止月。

7.4.6 最大/小购买月份数

指零售套餐中，售电公司针对零售用户可购买周期做的最大/小限制。零售用户购买套餐时，交易标的时间应大于等于该最小可购买月份，小于等于最大购买月份。

7.4.7 用户月均电量最大/小约束

指零售套餐中，针对购买该套餐的零售用户上一年度月均电量进行限制的约束。即要求用户上一年度月均电量（无该数据时，采用上月结算电量，下同）应介于月均电量最大/小约束之间。

7.4.8 用户电压等级范围

指零售套餐中针对购买该套餐的零售用户的电压等级限制。多个电压等级的用户的电压等级按最高电压等级计算。

7.4.9 是否允许执行中变更参数

指零售套餐中，针对零售套餐价格（含量、价、费参数）是否可变更的约定。零售用户可在各月交割开始前，发起零售套餐价格参数变更申请，售电公司确认后生效。

7.4.10 是否允许发起双边协商

指零售套餐中，售电公司针对零售用户是否可发起议价下单的行为进行标识。允许发起双边议价的零售套餐，表示挂牌售电公司允许零售用户发起议价邀约，购售双方可协商确定零售套餐内容。不允许发起双边议价的零售套餐，表示售电公司拒绝就该零售套餐与零售用户协商，零售用户只可直接下单购买。

7.4.11 零售套餐最大销量

售电公司针对零售套餐最大总计可售电量的限制。按照已购买该零售套餐的全部用户全部月份电量不高于零售套餐最大销量约束。各用户月度电量标准按照上一年度月均用电量计算，当出现上

月用电量偏差超上年月均电量正负 20%的情况时，经营主体可通过系统自愿选择上月用电量或上年月均用电量作为用电量取值。

7.4.12 解约方式及解约金

零售套餐中提供违约金解约、限时无理由解约、双方协商解约 3 种解约模式，售电公司可配置含限时无理由解约模式的套餐。

1）违约金解约。售电公司与零售用户在签订零售合同时约定违约金解约条款，约定违约方承担违约责任、违约金标准。每月零售合同解约截止时间前，零售用户可依据相应条款解除零售合同，通过交易平台向绑定的售电公司按合同条款足额支付违约金，售电公司收到解约方支付的违约金（以第三方支付信息反馈为准）后，相应的零售合同解除、零售关系终止。违约金的计算按照违约度电价格，提前解绑的月份数，月电量（电量参数按照上一年月均电量、上月实际用电量、变压器容量计算月用电量的 50%的优先级顺序取用，上一优先级电量参数无法获取时顺序取用后续参数）等参数计算。双方可在在零售套餐中约定违约金标准，上限不超 30 元/兆瓦时。双方可以在议价下单时或合约变更截止日期前，经协商一致变更违约度电价格。

2）限时无理由解约。售电公司可配置含限时无理由解约的套餐，无理由解约的时限暂不超过 3 天。零售用户可在当月交易零售合同解约截止日期前，自购买时刻起至无理由解约时限内，对约定含限时无理由解约合同无条件解除。

3）双方协商解约。售电公司与零售用户在签订零售合同时，未签订违约金解约、限时无理由解约条款的，因实际情况需要，零售用户需提前终止合同时，由零售用户与售电公司双方自行协商解约事宜，对于确定提前终止的合同，须通过平台由一方发起，另一方确认，正式终止后续零售关系。

7.5 零售交易流程

7.5.1 售电公司虚拟商铺管理

符合国家和山西省有关售电企业准入标准的售电公司，可在山西电力零售交易平台开设电力零售交易虚拟商铺，并开展售电公司简介设置、LOGO 图片设置、已上架零售套餐排序等业务。

7.5.2 零售套餐编制

零售套餐编制是指售电公司在满足零售交易系统参数配置约束的前提下，进行零售套餐各项参数设置的行为。

零售套餐由各售电公司自主制定。其中，零售套餐价格、零售套餐其他参数为必填项，其他条款为选填项。零售套餐内全部参数内容由编制其的售电公司负责，相关参数一经确定并上架后，即视为该售电公司认可零售套餐全部条款内容，零售用户下单无需售电公司二次确认。待系统功能具备后，零售套餐增加限制购买名单功能。

零售套餐的有效期限以自然月为单位，期限最短为 1 个月，超过 1 个月应为其整数倍。

7.5.3 零售套餐上架

零售套餐上架是指售电公司将其编制完成的零售套餐在零售交易平台挂牌的行为。零售套餐下架是指售电公司将其已挂牌的零售套餐撤牌的行为。零售用户已完成下单确认及已发起下单流程的零售套餐，不受零售套餐下架的影响。

零售交易平台建设初期，零售套餐上架前需完成预审核，预审核通过的零售套餐可由售电公司自主进行上架操作。随着市场发展与系统成熟度提升，将视情况取消零售套餐上架前的预审核环节。

7.5.4 零售套餐下架

套餐下架分为人工下架和自动下架。

（1）人工下架。每月零售交易截止日前（以交易公告为准），售电公司可在零售交易平台发起套餐下架流程，无需审核，即时生效。

（2）自动下架。售电公司自行设定套餐有效期限，当超过期限后，相应套餐自动下架；当零售套餐完成销售后，套餐自动下架，零售套餐完成销售是指其可供应的剩余总电量测算小于等于临界值（暂定为 1MWh）。

7.5.5 零售用户下单确认

零售用户下单确认是零售用户通过零售交易平台进行零售套餐选择的行为，按照交易方式不同，可分为直接下单购买和议价

下单购买两个类型。

（1）直接下单购买：零售用户通过零售交易平台浏览售电公司已上架的零售套餐，在零售交易允许时间范围内进行下单确认操作。零售用户下单时需选择零售套餐及购买标的月，下单购买约定零售电量的零售套餐还需填写分月/分时零售电量值。

（2）议价下单购买：零售用户对于带有可议价下单标识的零售套餐，零售用户可在满足与直接下单购买一致的约束校验的基础上发起议价邀约，售电公司根据双边协商的议价结果将该零售套餐各项参数及其他条款修改为双方协商一致的结果，由零售用户填写零售电量等参数并确认后即视为下单购买生效。

（3）双边确认下单（仅适用于绿电套餐）：零售用户对于带有双边确认下单标识的零售套餐，在零售交易允许时间范围内进行下单后，需要由售电公司确认后生成合约并生效。

（4）任何一种下单方式均需满足零售套餐各项约束条件。零售套餐各项约束条件包括统一基础约束条件与零售套餐自定义约束条件。其中。统一基础约束条件为零售交易基本要求有关内容。零售套餐自定义约束条件为零售套餐关键条款中最大/小购买月份数、用户月均电量最大/小约束、用户电压等级范围等内容。

7.5.6 零售用户挂牌交易

零售用户通过零售商城发布挂牌信息，包括套餐类型、标

的周期、竞拍起始价、联系人信息、挂牌截止时间等，挂牌内容的限制条件与零售规则保持一致。售电公司在挂牌截止时间前轮流递减报价，到达截止时间则自动由最后一轮成功报价的售电公司中标，并生成零售合同。零售用户挂牌交易达成的零售合同不可量价变更，且仅支持双方协商解约。

8. 零售合同

8.1 零售合同生成与签订

售电公司在零售套餐上架前，应通过预览、试算等流程，确认即将发布的零售套餐；零售用户在零售交易下单确认前，可预览零售合约。零售用户下单确认生效后，通过系统自动生成售电公司与零售用户签订的电子化零售合同，即视为认可相应生成的零售合约，且合约即刻生效，暂不加盖双方公章或合同章，通过双边协商议价形成的其他条款以额外纸质补充协议形式签订，并上传至交易平台备案。零售合同签订的截止时间与交易截止日期相同，约定次月及后续月份购售电信息。

8.2 零售合同的变更

零售合约可在双边协商的基础上进行变更，合同条款的变更校验条件与下单时保持一致。零售合同的变更由任意一方发起，当零售双方均确认同意变更零售合约参数时，零售合约对应参数变更生效。零售合同变更的截止时间为交割月前的最后一天，变更次月及后续月份合同条款。

8.3 零售合同提前解除

零售用户、售电公司按照合同签订时约定的解约条款，均可开展零售合同的提前解除。零售合同解除的截止时间，原则上要早于零售交易截止时间，具体时限以交易公告为准。解约方可选择未执行零售合同的某标的月，解除该月及后续月份的零售合同。

对于在签约环节约定单方面解约费用的合约，且零售用户单方确认解约时，对相关用户计算合约解除费用。

$C_{用户解约费用}=P_{解约价格}\times Q_{月均签约}\times N_{未履约}$

其中:

$C_{用户解约费用}$为用户解约责任电费;

$P_{解约价格}$为违约度电价格;

$Q_{月均签约}$为解约用户月均签约电量，未约定电量的合约按照上年月均电量计算;

$N_{未履约}$为解约月数。

流程时序例: 某零售用户与售电公司于 5 月 12 日签订 6-9 月合约，如合同约定在确认期间可单方解除且不承担解约责任，零售用户于 5 月 15 日前无责单方解除合同; 如合同约定零售用户有支付解约金即可单方解除合同的权利，则 6 月 15 日前零售用户可主张单方解除合同并一次性支付 7-9 月解约金。

售电公司单方确认解约时，按照以下原则计算并支付解约金。

$C_{售电解约费用}=P_{解约价格}\times Q_{月均签约}\times N_{未履约}$

$C_{售电解约费用}$为售电公司解约责任电费;

$P_{解约价格}$为违约度电价格;

$Q_{月均签约}$为被解约用户月均签约电量，未约定电量的合约按照上年月均电量计算;

$N_{未履约}$为解约月数。

9. 零售交易平台

9.1 零售交易平台建设原则

为满足零售市场建设需要，售电公司与零售用户通过零售交易平台开展零售交易、签订零售合约、获取结算信息。零售交易平台是山西电力交易平台的重要组成部分，由山西电力交易中心按照零售市场规则，负责山西电力零售交易平台的建设与运营。

9.2 虚拟商铺与零售套餐排序机制

各经营主体查看的默认平台首页及虚拟商铺列表、零售套餐列表均随机排序。经营主体可通过以下条件选择展示的排序。

（1）售电公司虚拟商铺列表排序条件包括但不限于以下项目: 售电公司信用评价等级、当年标准零售套餐累计销量(电量)、当年标准零售套餐累计销量（用户数）、累计零售电量规模、当年双边议价零售套餐累计销量（电量）、售电公司服务能力评价等级、平台用户评价等内容。

（2）零售套餐列表排序条件包括但不限于以下项目：标准零

售套餐预计算价格、标准零售套餐销量（电量）、标准零售套餐销量（用户数）、所属售电公司信用评价等级、售电公司服务能力评价等级、标准零售套餐上架时间等内容。

9.3 零售交易平台功能扩展

山西电力零售交易平台除开展用户注册、入市及身份转换、零售交易、结算、信息披露等基础性功能外，还将视零售市场发展需要逐步扩展以下功能：零售百科及零售用户培训服务，辅助计算零售用户典型用电曲线、零售套餐预估电价，零售合约执行跟踪及其附属服务，电力零售交易接口设计与运营，智能客服与评价等内容。

（1）零售百科及零售用户培训服务：建立零售平台学习培训服务及零售百科知识专区，使用户掌握零售交易的基本规则和交易流程，包括：培训视频、培训手册、模拟交易讲座、在线直播讲座等，服务零售用户及时获取培训相关的资料。

（2）辅助计算服务：辅助计算服务包括零售用户典型用电曲线计算、零售套餐预估电价计算等内容。山西电力零售交易平台综合运用大数据计算技术，按照一定周期统一计算零售用户典型用电曲线与零售套餐预估电价，各零售用户查看的大数据结果计算信息仅作为参考，不作为实际执行的依据。零售套餐售电公司上架前或零售用户下单购买前，可自主定义相关参数后，由平台提供辅助计算服务，便于经营主体进行判断。

（3）零售合约执行跟踪及其附属服务：视零售市场发展需要，搭建满足零售双方的日常运营管理的信息交互平台，包括用电计划申报与跟踪、需求侧响应管理、计量电量核对、异议反馈等服务。

（4）电力零售交易接口设计与运营：视零售市场发展需要，在确保系统安全与身份认证可执行的基础上，探索开放电力零售交易接口设计，零售用户可通过鉴权登录等方式在第三方平台完成零售交易工作，经过山西电力零售交易平台各项校验接口完成验证后即可生效。

（5）智能客服与评价：应用 AI 学习技术创建智能客服功能，向开设虚拟店铺的售电公司提供智能问答、导航等服务，向交易各方提供满意度评价功能及展示页面。

9.4 零售交易平台异常处置机制

因山西电力零售交易平台功能或运行异常导致用户注册、入市及身份转换、零售交易、结算、信息披露等相关业务无法开展或数据异常时，持续 5 个工作日以内的由山西电力交易中心进行处置，并将处置结果报送至山西省能源局及山西能源监管办。山西电力零售交易平台功能异常持续 5 个工作日以上时，由山西省能源局会同山西能源监管办根据市场终止情形条件作出相关决定，并按照有关市场风险处置机制对山西电力零售交易平台异常期间相关数据进行合理处置。

10. 零售市场信息披露

按照信息公开范围，零售市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息三类。

公众信息：是指向社会公众披露的信息。

公开信息：是指向所有市场成员披露的信息。

私有信息：是指向特定的经营主体披露的信息。

10.1 零售市场公众信息

（1）售电公司名单及信用评价等级;

（2）售电公司名单、联系方式以及代理用户电量、绑定户数排名情况;

（3）市场化用户名单（标注是否已绑定售电公司、绑定截止日期）、联系方式;

（4）各经营主体注册类公示信息;

（5）店铺套餐信息版块，入住零售平台的各商家按照平台注册规定对外披露市场信息，包括店铺名称、联系方式、次月交易限额、套餐信息等。

10.2 按照国家能源局印发的电力市场信息披露基本规则

（1）零售市场公告信息;

（2）价格浮动值信息，包括以下几类:

分时段的价格浮动值包括月度集中竞价出清电价、月度及各旬集中竞价按日历天数加权出清电价，条件成熟后，发布各售电

公司自身中长期交易成交均价等浮动值。

不分时段的价格浮动值包括电网代理购电价格（参考按月公开发布价格，含保障居民农业价格稳定的新增损益折价）、月度集中竞价各时段出清电价算术平均值等。

（3）每月售电公司批发市场整体购电结算均价;

（4）每月零售用户结算电量、结算均价、价格分布情况;

（5）每月零售市场各类零售套餐的结算电量规模及其比重、结算均价;

（6）每月零售市场带有分时属性零售套餐的各时段结算电量、结算均价;

（7）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。

（8）售电公司总体经营情况，包括售电公司总代理电量、户数、批发侧及零售侧结算均价信息，各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况、结合资产总额确定的售电量规模限额。

10.3 零售市场私有信息

（1）用户历史用电量信息，包含分时用电数据;

（2）用户、售电公司历史成交订单信息;

（3）用户历史所选套餐月度实际结算电量、电价信息;

（4）售电公司月度结算信息;

（5）售电公司默认查看订单用户套餐生效日期前三个月至套

餐结束期内的历史用电信息。经用户授权后，售电公司可查阅该用户授权期限内的历史用电信息。

10.4 批发市场信息

已在电力交易平台信息披露模块发布的批发市场相关信息同步在零售市场信息披露界面进行展示。

11. 附则

11.1 政策影响

零售合同执行期间，遇重大规则漏洞，经电力现货市场专班研讨修订调整规则条款，导致零售合同与调整后电力市场规则要求不相符的，由山西电力交易中心通过平台公告、短信、电话等方式（至少一种）通知售电公司及零售用户在规定时间内完成零售合同变更。售电公司和零售用户未在规定时间内完成零售合同变更以适应法律法规、国家及省有关政策要求、山西电力市场交易规则的，相应的零售合同终止。

11.2 法律影响

零售合同双方通过司法途径解决纠纷，政府执法部门或司法机关出具判决结果的，经营主体涉及身份、零售合同调整及解除等事项，可凭判决结果向交易机构提出相应的变更申请，经政府主管部门认定，由交易机构执行。同时，电力交易机构将法律文书副本及用户选择结果推送至电网企业。

11.3 零售市场衔接

11.3.1 与电力批发市场衔接

在批发交易与零售交易的时序衔接方面。分阶段放开批零时序衔接，初期年度、季度（多月）交易仍保持先零售后批发的交易时序，月度零售交易向月末延伸，逐步实现零售市场连续开市。

在批发交易价格与零售交易价格衔接与传导机制方面，通过价格浮动项实现批发交易价格与零售交易价格的关联，为经营主体提供市场价格联动的多样化方式。

在批发侧电量偏差责任方面，通过售电公司打捆与整合用能资源，强化用能管理与负荷预测。零售双方可采用在套餐中约定零售电量方式及对应偏差价格的方式，厘清双方偏差责任。

11.3.2 与“负荷类”虚拟电厂衔接

红利分享系数通过零售套餐约定，0≤红利分享系数≤1 且为 0.1 的整倍数，红利分享系数可按日调整。当红利分享系数调增时，可由虚拟电厂运营商单方面确认。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。

11.3.3 与“分布式电源类”虚拟电厂衔接

市场结算模式。“分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点和发电类型划分发电单元，参照集中式新能源结算规则，后期视

情况进行调整。各分布式电源按照上网电量比例结算其交易电费。

红利分享模式。分布式新能源主体与运营商通过山西电力交易平台确立聚合代理关系，并参考交易结算均价约定代理服务费用，由电网企业分别进行结算。

12. 保底售电

12.1 保底售电公司遴选程序

12.1.1 保底售电公司的基本条件

参与遴选的售电公司，注册资本金或资产总额 2 亿元以上、电力市场信用评级 AA 级及以上、服务能力评级 AA 级及以上等标准。

12.1.2 遴选程序

原则上每年征集一次参与次年保底售电服务意向的售电公司，具体以交易中心发布通知为准，交易中心汇总名单并按照基本条件筛选后报送山西省能源局。山西省能源局遴选经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强的主体，列入次年年度可参与保底售电服务的售电公司名录。

12.1.3 名单发布

纳入次年保底售电服务名录的公司，通过山西省能源局官方网站、山西电力交易平台等渠道正式发布。

12.2 保底售电服务启动程序

12.2.1 启动条件

出现以下任一情况时启动保底售电服务:

（1）售电公司未在规定期限内缴清结算费用;

（2）售电公司未满足市场履约险相关要求;

（3）售电公司自愿或强制退出市场，其购售电合同经自主协商或整体转让后仍未处理完毕;

（4）其他依法应当启动保底售电服务或应急平仓的情形。

12.2.2 办理流程

（1）原则上每月 8 日前（遇有节假日可顺延），国网山西省电力有限公司、交易中心结合启动条件，提出当月拟应用保底售电服务的售电公司（拟退出售电公司）名单和相关佐证资料。

（2）原则上每月 9 日前，交易中心依据停复牌规定，对相关拟退出售电公司发布停牌通知，暂停其交易资格，具体以停牌通知为准。

（3）原则上每月 10 日前，交易中心汇总相关信息，并向省能源局、山西能源监管办报送启动售电保底服务报告。报告内容包括但不限于：拟退出售电公司情形，及其批发、零售市场合同等相关情况。经山西省能源局、山西能源监管办同意后，启动保底售电服务。

（4）启动保底售电服务后，交易中心书面通知拟退出售电公司，以及拟退出售电公司的批发合同各方、代理电力用户，书面通知渠道包括电话、短信、电子邮件、交易平台公告等。各方应在 1 个工作日内完成书面通知及相关内容的确认工作，若相关主

体未在 1 个工作日内确认，视为默认接受通知，并允许保底售电公司获取相关合同、用户用电量等信息。

（5）原则上每月 15 日前，交易中心向进入保底目录的售电公司发布当月保底售电服务公告，公告内容包含但不限于：拟退出售电公司的批发交易合约量、价、曲线等相关市场信息，本月存在零售关系用户的历史 12 个月的用电规模、用电曲线、零售合同未履约时间，保底售电服务竞拍时间、起拍价格，保底售电公司承接的批发市场合同开展转让、回购交易的组织时间等。未启动保底售电服务的月份不发布此公告。

（6）原则上每月 20 日前，交易中心组织进入保底目录的售电公司开展竞拍交易，通过竞拍方式确定保底售电公司、保底零售价格，并完成拟退出售电公司当月及以后零售合同解除、当月及以后批发合同向保底售电公司划转等工作。交易中心为保底售电公司单独设立保底交易（结算）单元，并通过交易平台将被保底零售用户与保底售电公司形成保底零售合同，保底零售套餐为基础非分时固定价格套餐，执行周期为用户与拟退出售电公司零售合同的未履约时间，交易中心将有关事项通知到相关主体。

12.2.3 保底售电服务竞拍流程

（1）根据启动保底售电服务通知，交易中心组织开展保底售电竞拍工作。拍卖标的是启动保底售电服务当月的保底售电服务资格（一家拟退出售电公司对应一个拍卖标的），取得保底售电

服务资格的售电公司承接拟退出售电公司当月及以后的批发交易合同、代理的零售用户。

（2）参与竞拍的售电公司为纳入本年度保底售电公司目录的企业。

（3）交易中心在山西电力交易平台设置保底售电服务竞拍专区，保底售电服务竞拍起拍价格为“上月实时现货市场月度加权均价的 2 倍”，起拍价格以公告通知价格为准。每次竞拍时限为 1 个小时，竞拍开始后，参与竞拍的售电公司可递减出价，每次出价递减幅度不小于 0.01 元/兆瓦时，截止价格为 0 元/兆瓦时，竞拍出价的时间识别为毫秒级。当一家售电公司成功出价后，后续大于该价格的出价视为无效申报，各售电公司可更改竞拍价格再次出价，竞拍时限内的出价次数不限。

（4）竞拍时限内，当竞拍价格出现 0 元/兆瓦时，竞拍截止，出价 0 元/兆瓦时的售电公司中标；当竞拍时间截止，最后成功出价的售电公司中标。中标的售电公司取得保底售电服务资格，中标价格为保底零售价格。

12.3 保底售电服务衔接

12.3.1 履约保障额度追加

若中标保底售电公司履约保障凭证额度不满足代理保底零售用户电量条件或存在批零倒挂，应在保底服务月底前补足，否则承接保底售电服务无效，视为拒绝提供保底售电服务。

12.3.2 停牌与保底衔接

拟退出售电公司自停牌之日起至保底售电公司承接之日期间，其现货市场日前申报按照其当月中长期合约缺省申报。

12.3.3 批发市场合同衔接

保底售电公司承接的拟退出售电公司的批发市场合同包括年度、多月、月度、旬、日滚动交易合同，由保底售电公司自行平衡批零市场交易电量，保底售电公司的保底单元可参与当月及后续的中长期交易、合同转让及回购交易。

在保底售电公司承接之日前，拟退出售电公司的当月全月批发合同、停牌前的现货申报数据全部转移至保底售电公司保底单元，省电力公司、交易中心对当月之前的日清分数据进行重新计算。

12.3.4 零售市场合同衔接

拟退出售电公司被停牌后，原先由其代理的零售用户转为保底零售用户。保底零售用户在保底零售套餐执行周期内，执行保底售电公司中标的保底零售价格。同时，保底零售用户可在零售交易窗口期开展次月及以后的零售交易，选择符合自身需求的售电公司签约零售套餐，保底售电公司不得以任何理由阻挠。若保底零售用户在保底零售交易截止后，保底零售用户仍未选择售电公司签约零售套餐的，按规定次月转为独立批发用户直接参与批发市场交易。

12.4 保底结算

12.4.1 结算要求

保底售电业务须单独结算、单独记账、独立核算。

12.4.2 批发侧结算原则

保底售电公司批发侧结算方式（含日清分、月结算）、结算规则等与其他普通售电公司一致。保底售电业务完成交接后，对保底售电公司的日清分数据重新计算并发布，已发布拟退出售电公司日清分数据作废，不再作为结算依据。

12.4.3 零售侧结算原则

保底售电公司的售出电价，按照保底零售价格进行结算。保底用户结算时，保底零售价格需按照政策性峰谷时段划分及浮动比例执行。

12.5 其他事项

12.5.1 启动保底售电服务后，进入保底目录的售电公司在竞拍出价过程中应至少成功出价 1 次，若未出价或中标后拒绝提供保底售电服务，则取消当年保底售电服务资格，当年信用评价等级不得高于 A 级。

12.5.2 保底零售用户不对保底月份提供服务的售电公司进行满意度评价。

本实施细则由山西省能源局、山西能源监管办负责解释。

附件 1

客户须知

为维护您的利益，请在下单并签订本合同之前，仔细阅读本合同各条款，并特别注意如下事项:

1.您已承诺提交的申请文件、资料真实、合法、有效，交易意愿真实。

2.您将本着诚实、信用原则，自愿下单并履行本合同。

3.在下单前，您必须阅读并同意本合同条款内容，点击“我已知晓并同意”该合同并下单成功后，视为交易双方同意按照该合同履行权利义务，您的行为即受本合同约束。

4.下单及合同在线签订必须由用户本企业办理，不得由他人代办。

5.您可通过山西电力交易平台，确保用户本企业操作的前提下进行零售电力交易，同时通过账号密码、密保手机、人脸识别、电子营业执照等一种或多种方式校验身份，校验通过的，均视为用户本企业进行交易。

6.合同经双方使用身份要素信息在山西电力零售交易平台中分别确认同意后立即生效，暂不加盖双方公章或合同章。

山西电力零售交易合同

甲方（电力用户）:

法定代表人:

住所地:

联系方式:

电子邮箱:

乙方（售电公司）:

法定代表人:

住所地:

联系方式:

电子邮箱:

第一章　总　则

第一条　甲、乙双方根据国家有关法律、法规，按照山西省政府相关部门电力体制改革政策文件精神和相关市场规则，本着平等、自愿、公平和诚信的原则，经协商一致，通过山西电力零售交易平台（以下简称零售平台）达成本合同。

第二条　合同期内，因政策变动造成电力市场运营规则、结算方式、电价等发生变化，双方视具体情况，依据国家和山西有

关政策及法规，调整或补充本合同的相关条款和约定，必要时重新签订合同。在本合同修改或签订新合同之前，本合同继续有效。

第二章　基本陈述

第三条　甲、乙双方在此向对方陈述如下:

1.本方为一家依法设立并合法存续的企业，在山西电力市场完成注册，具备电力市场交易资格，有权签署并有能力履行本合同。

2.本方已充分理解山西电力市场有关规则，完全清楚电力市场可能存在的风险，认同成交结果，并同意自行承担可能存在的后果。

3.本方签署和履行本合同所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得营业执照和电力业务许可证等）均已办妥并合法有效。

4.本方为签署本合同所需的内部授权程序均已完成，本合同的签署人是本方法定代表人或授权代理人。本合同生效后即对合同双方具有法律约束力。

第三章　权利和义务

第四条　甲方的权利:

1.根据与电网企业签订的《供用电合同》，按照国家有关法

规享受电网企业提供的有关接入和用电服务。

2.获得乙方履行本合同义务相关的信息、资料。

3.按照本零售协议约定的套餐及零售电价购买电量。

4.根据本合同约定向乙方收取违约金和赔偿金。

第五条 甲方的义务:

1. 根据实际用电需求，向乙方提供履行本合同有关的历史用电数据和计量数据。

2.向乙方提供与履行本合同相关的其他信息。如实提供用户用电信息，配合乙方及山西电力交易中心有限公司（以下简称交易中心）进行注册信息变更、完善，按时在零售平台完成零售交易电量、电价确认等工作。

3.按时向电网企业支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等各类费用。

4.根据本合同约定向乙方支付违约金和赔偿金。

第六条 乙方的权利:

1.要求甲方提供履行本合同义务相关的信息、资料及查阅关口计量数据。

2.根据批发市场与零售市场的结算费用，获取相关收益。

3.根据本合同约定向甲方收取违约金和损害赔偿金。

第七条 乙方的义务:

1.按照国家的法律、规定和技术规范，为甲方提供电力交易

销售服务，遵守山西省电力市场规则，参与电力零售交易，合理规范完成交易。

2.向甲方提供真实准确的有关电力零售交易的相关信息及资料，不得提供虚假的或误导性的信息。

3.对甲方的相关数据和资料承担相关保密义务。

4.按照电费账单按时足额向国网山西省电力公司支付结算费用。

5.根据本合同约定向甲方支付违约金和损害赔偿金。

6.向甲方、电网企业及交易中心提供与履行本合同相关的其他信息。

第四章　零售交易电量、电价等

第八条　零售套餐商品

甲乙双方通过零售平台达成的零售套餐商品详情见附件，根据甲乙双方在零售平台对已交易商品进行的电量、电价等约定的调整，附件内容将自动补充更新。

第五章　计量与结算

第九条　电能计量

甲方结算电量以甲方与电网企业签订的《供用电合同》中所注明的计量点关口表计量的电量为准。本合同履行期间，若电能

计量点（或营销户号）发生变更，甲方应以书面方式及时通知乙方，双方以书面方式向交易中心申请变更。

第十条 结算方式

1.在本合同执行期内，电网企业、交易中心按照《山西省电力市场规则汇编》及其相关配套文件开展电费核算及收取。

2.甲方月度结算电量按甲方月度实际电量结算。

第六章 增值服务

第十一条 甲乙双方可约定电力生产、运维、节能改造、综合能源服务等增值服务，服务内容及费用标准由双方另行约定，以补充协议方式签订，并上传至零售平台备案。

第七章 合同生效、变更和解除

第十二条 本合同经甲乙双方使用身份要素信息在零售平台中分别确认同意后立即生效，暂不加盖双方公章或合同章。

第十三条 涉及本合同的变更事宜，由甲乙双方使用身份要素信息共同在零售平台中操作确认。

零售合同的变更由任意一方发起，当零售双方就变更零售合同参数确认达成后，在原零售合同基础上就变更后的合同参数生成新的补充内容。

第十四条 因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门、

能源监管机构出台有关规定、规则，导致双方不能正常履行合同约定时，双方应相应变更本合同。

第十五条 如任何一方发生下列事件，则另一方有权在发出解除通知后解除本合同:

1.一方被申请破产、清算或被吊销营业执照;

2.一方与另一实体联合、合并或将其所有或大部分资产转移给另一实体，而该存续的企业不能合理地承担其在本合同项下的所有义务;

3.一方被交易中心注销市场注册;

4.一方被行政机关、行政机关授权的单位、司法机关等列入不良信用单位或信用等级较低不适于继续交易的。

第十六条 合同的提前解除:

1.零售双方按照合约约定的解约方式，包括双方协商解约、违约金解约、限时无理由解约，可提前解除零售合约。

2.采取双方协商解约方式时，需合约一方发起，经另一方确认后终止零售合约。

3.采取限时无理由解约方式时，零售用户根据购买的零售套餐关于限时无理由解约的约定，在零售合同解约截止日期前，且自套餐购买时刻起不超过无理由解约时限，无条件解除该零售合同。

4.采取违约金解约方式时，零售用户可以按照零售套餐约定

的违约责任，通过第三方支付工具向售电公司足额支付违约金，交易机构按照购售双方零售合同约定，并根据第三方金融机构反馈的支付及到账信息判定零售合约是否具备解约条件。违约金额的计算方法按照山西电力市场相关规则执行。

零售用户提出违约金解约申请，并完成违约金支付操作，当满足以下三种情况的任意一种情况时，交易平台根据零售用户解约操作行为及支付结果视为双方已达成解约条件，双方即解除相应零售协议。

1）零售用户通过第三方金融机构向售电公司成功支付违约金，付款方零售用户、收款方售电公司分别与零售合同双方一致，且售电公司足额收到零售用户支付的违约金。

2）零售用户在一个自然月内 2 次足额支付违约金（2 次支付间隔以交易机构交易公告或者相关通知为准），但均因售电公司原因无法完成支付或者违约金无法到账。

3）售电公司没有按照违约金解约机制和资金结算要求，与相关金融机构办理支持违约金收款所需业务，并且自零售用户提出违约金解约申请起，在一定时间（以交易机构交易公告或者相关通知为准）内仍没有完成上述业务的办理，导致零售用户无法支付违约金。

零售用户申请违约金解约后需对违约金支付订单进行确认，确认内容包括合约编号、合约双方名称、违约金支付金额、支付

账户等信息，确认无误后方可进行违约金支付。零售用户对违约金支付订单确认后视为认同违约金支付所有内容，相关权责由零售用户承担。零售用户必须使用与零售用户名称一致的公司对公账户支付违约金，否则不满足零售合约解约条件，由此造成的经济损失、合约损失或其他损失由零售用户或付款方自行承担。

售电公司违约金收款账户名称必须与售电公司名称保持一致，并确保收款账户始终处于正常状态。因收款方问题，如账户状态异常、账户及名称错误等，导致零售用户违约金支付失败，零售合约被执行解约，由此造成的经济损失、合约损失由售电公司自行承担。

零售用户与售电公司需对零售合同所涉及违约金解约相关参数认真核实，购售双方可根据实际情况协商一致变更违约金标准。如若发生由于违约金解约引发的经济纠纷，由零售合约某一方通过法律或者诉讼方式进行解决，交易机构不承担任何经济责任。

售电公司应按照零售用户需求及时提供违约金入账所需的相关票据。

第八章　合同违约和赔偿

第十七条　违约的处理原则

1.任何一方违反本合同约定条款视为违约，合同任一方有权要求违约方承担违约责任并赔偿违约造成的经济损失。

2.如发生第十五条情形及虚假信息、停产、变更、退市等行为，影响企业履行合同义务的情形，违约方给守约方造成的一切直接或间接损失，由违约方承担赔偿责任。

3.违约方应承担继续履行合同、采取补救措施等责任。在继续履约或者采取补救措施后，仍对非违约方造成其他损失的，应当赔偿损失。

4.在本合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行合同义务的，另一方可在履行期限届满前解除合同并要求其承担相应的违约责任。

5.一方违约后，另一方应当采取适当的措施防止损失进一步扩大，如果因被违约方没有采取适当措施致使损失扩大的，则其不得就扩大的损失要求违约方承担赔偿责任。

第十八条 其他违约赔偿条款，可由甲、乙双方协商确定，以补充协议方式签订，并上传至交易平台备案。

第九章 不可抗力

第十九条 不可抗力按照《中华人民共和国民法典》有关规定执行。

第二十条 甲、乙双方中任何一方由于不可抗力的原因不能履行合同时，应在不可抗力发生后尽快补救，并于发生时起24小时内向对方通报不能履行或不能完全履行的理由，以减轻可能给

对方造成的损失，在取得有关机构证明以后，本合同允许延期履行、部分履行或者解除合同。

第十章　送达与争议解决

第二十一条　本合同首部约定的联系方式、地址信息等适用于双方往来联系、书面文件、司法诉讼文书的送达。甲乙双方联系信息出现变更的，变更一方应在变更后 3 日内书面告知另一方，未告知的视为未变更。按照上述信息送达的，签收的，签收当时为送达；未签收的，自邮寄或发送之日起 5 日内视为送达。

第二十二条　双方地址为本合同所注明的地址，适用于司法送达（包括民事诉讼的一审、二审、再审、执行阶段及仲裁程序），人民法院或仲裁机构进行送达时可直接邮寄送达，即使被告（或被申请人）未能未收到邮寄送达的文书，也应当视为送达。若有变动，应采用书面形式通知对方。

第二十三条　凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，双方应协商解决，也可提请电力监管机构和政府电力行业主管部门调解。协商或调解不成的，任何一方可依法提请人民法院通过诉讼程序解决。

第十一章　附　则

第二十四条　保密

甲、乙双方均应保证其从另一方取得的所有无法自公开渠道获得的资料和文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料和文件的原提供方同意，不得向任何第三方透露该资料和文件的全部或任何部分，但按照法律、法规规定可做出披露的情况除外。本合同中保密的条款在本合同解除后仍然有效。

第二十五条 未尽事宜，由双方协商签订补充协议，补充协议与本合同具有同等法律效力，并上传至交易平台备案。

附件 2

山西省电力零售套餐

	单位：MWh、元/MWh、元、天
电力用户：	XXXX 有限公司
售电公司：	XXXX 有限公司
售卖周期：	XXXX 年 XX 月-XXXX 年 XX 月
是否允许执行中变更：	可变更/不可变更
解约方式：	双边协商解约/零售用户单方解约/限时无理由解约
违约金标准：	
无理由解约时限：	
交易月份：XXXX 年 XX 月	
约定电量	
时段	
电量	
基本参数	
商品类型	
违约金标准	
无理由解约时限	
用户向上承担比例系数	XX%

用户向下分成比例系数	XX%
绿电消费量	
基准套餐/基础价格套餐参数	
是否分时段	是/否
是否约定零售电量	是/否
约定电量/用电量电价参数	
绿证价格	
偏差考核价格参数	
正偏差免除比例	
负偏差免除比例	
浮动套餐参数	
是否分时段	是/否
是否约定零售电量	是/否
约定电量/用电量电价参数	
偏差考核价格参数	
正偏差免除比例	
负偏差免除比例	
注：	
——：代表无此项数据。	

山西省电力零售套餐电价变更

		单位：MWh、元/MWh、元
电力用户：	XXXX 有限公司	
售电公司：	XXXX 有限公司	
变更月份：XXXX 年 XX 月		
约定电量		
时段		
电量	——、数值	
状态	电价变更前	电价变更后
基本参数		
商品类型		
用户向上承担比例系数	XX%	XX%
用户向下分成比例系数	XX%	XX%
绿电消费量		
基准套餐 / 基础价格套餐参数		
是否分时段	是/否	
是否约定零售电量	是/否	

约定电量/用电量电价参数		
绿证价格		
偏差考核价格参数		
正偏差免除比例		
负偏差免除比例		
浮动套餐参数		
是否分时段	是/否	
是否约定零售电量	是/否	
约定电量/用电量电价参数		
偏差考核价格参数		
正偏差免除比例		
负偏差免除比例		

山西省电力零售套餐电量变更

	单位：MWh、元/MWh、元
电力用户：	XXXX 有限公司
售电公司：	XXXX 有限公司
变更月份：XXXX 年 XX 月	
约定电量	
时段	
电量变更前	
电量变更后	

山西省电力零售套餐违约金标准变更

	单位：元/MWh
电力用户：	XXXX 有限公司
售电公司：	XXXX 有限公司
变更日期：XXXX 年 XX 月 XX 日 XX 时 XX 分	
违约金标准	
变更前	
变更后	

山西省电力零售套餐解约

	单位：MWh、元/MWh、元、天
电力用户：	XXXX 有限公司
售电公司：	XXXX 有限公司
签约周期：	XXXX 年 XX 月-XXXX 年 XX 月
解约周期：	XXXX 年 XX 月-XXXX 年 XX 月
执行周期：	XXXX 年 XX 月-XXXX 年 XX 月
解约方式：	双边协商解约/零售用户单方解约/限时无理由解约
违约金标准：	
限时无理由解约时限：	
交易月份：XXXX 年 XX 月（已解约）	
约定电量	
时段	
电量	
基本参数	
商品类型	
违约金标准	
无理由解约时限	

用户向上承担比例系数	XX%
用户向下分成比例系数	XX%
绿电消费量	
基准套餐 / 基础价格套餐参数	
是否分时段	是/否
是否约定零售电量	是/否
约定电量/用电量电价参数	
绿证价格	
偏差考核价格参数	
正偏差免除比例	
负偏差免除比例	
浮动套餐参数	
是否分时段	是/否
是否约定零售电量	是/否
约定电量/用电量电价参数	
偏差考核价格参数	
正偏差免除比例	
负偏差免除比例	

电力市场信用管理实施细则

（V16.0）

2025 年 12 月

目　录

1.总述……1
2.适用范围……1
3.引用文件……2
4.术语定义……2
5.管理内容……3
5.1 信用管理原则……3
5.2 信用管理对象……3
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 电网企业职责……3
6.3 经营主体职责……3
7.信用备案……4
8.信用评价标准体系……4
8.1 信用评价标准体系……4
8.2 信用评价机制……5
8.3 信用评价程序……5
8.4 信用评价结果应用……6

8.5 售电公司信用风险预警和分类监管机制……7
8.6 信用档案管理……8
9.履约保函、履约保险……10
9.1 基本要求……10
9.2 履约保函、履约保险额度……11
9.3 有效期……13
9.4 履约保函及履约保险提交、追加和退还……14
9.5 履约保函、履约保险执行……20
10.用户上年月均电量计算及取用规则……22
11.附则……23

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）、《山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司管理实施细则〉的通知》（晋能源电力发〔2022〕183 号）、《山西省能源局 山西省发展和改革委员会 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司信用评价管理及信用分级分类监管办法〉的通知》（晋能源规发〔2023〕4 号）等文件要求，根据《山西省电力市场运营管理办法》制定本实施细则。

2. 适用范围

本实施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）

《山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司管理实施细则〉的通知》（晋能源电力发〔2022〕183号）

《山西省能源局 山西省发展和改革委员会 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司信用评价管理及信用分级分类监管办法〉的通知》（晋能源规发〔2023〕4号）

4. 术语定义

（1）履约保障凭证包括履约保函、履约保险。

（2）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。

5. 管理内容

5.1 信用管理原则

遵循客观公正、标准统一、分级分类、动态调整的原则。

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，虚拟电厂、分布式聚合商、新型储能，电网企业。

5.3 信用管理主要内容

信用管理主要内容包括：经营主体信用等级评价、履约保函及履约保险管理等。

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。负责履约保障凭证的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序。

6.2 电网企业职责

负责经营主体电费结算及电费收付；负责倒挂电费计算；负责履约保障凭证执行。

6.3 经营主体职责

（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电力市场交易规则按时足额提交履

约保障凭证。

（3）配合落实履约风险控制措施。

7. 信用备案

符合准入条件的经营主体按照有关规定，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. 信用评价标准体系

8.1 信用评价标准体系

评价标准为《售电公司信用评价指标体系》，详见《山西省能源局 山西省发展和改革委员会 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司信用评价管理及信用分级分类监管办法〉的通知》（晋能源规发〔2023〕4号）。

指标体系按照数据获取渠道和售电公司信用表征范围，分为场内评价指标和场外评价指标。场内评价指标对经营主体在电力交易过程中的表现进行评价，场外评价指标主要评价经营主体的财务状况和社会信用状况等。为充分体现守信激励、失信惩戒原则，指标体系设有奖励性指标与惩罚性指标。奖励性指标是对经营主体积极促进电力市场规范运行行为的激励，惩罚性指标是对经营主体在电力交易过程中违法违规等失信行为的惩戒。

指标体系评分项总分1000分。其中，场内评价指标800分，场外评价指标200分。奖励指标为额外的加分项，奖励总分不得

超过 150 分；惩罚指标为额外的减分项，分数扣完为止。

依据信用评价得分情况，信用评价结果采用“四等六级”制，即分为 A、B、C、D 四等，下设 AAA、AA、A、B、C、D 六级。

8.2 信用评价机制

信用评价工作定期开展，按季评分、按年评级，根据评价工作开展情况将季度信用评价评分应用于售电公司管理。对季度内达到惩戒降级条件的售电公司，滚动调整其信用评价结果。

季度信用评价得分计算方法如下:

S=CS+OS（公式 1）

式中，S 为季度信用评价得分，CS 为场内评价得分，其值为评价期内各季度场内评价得分，每个季度场内评价得分相互独立，只反映本季度信用情况；OS 为场外评价得分，按年统计，被评价主体数据未更新前按照上一评价周期数据计分。

年度信用评价得分计算方法如下:

$S'=0.2\times\min(S1,S2,S3,S4)+0.8\times\bar{S}+RS+PS$（公式 2）

式中，S'为年度信用评价得分，S1、S2、S3、S4 分别为评价期内四个季度的评价得分，$\bar{S}$为评价期内四个季度平均得分，RS 为奖励指标得分，PS 为惩罚指标得分，按年统计，分别记录年度评价期内奖惩得分。

8.3 信用评价程序

信用评级工作，包含评价结果计算、评价结果公示、评价异

议受理、评价结果复核、评价正式发布等流程。

信用评价季度评分结果、在季度内达到惩戒降级条件的售电公司的信用评级滚动调整结果，通过山西电力交易平台面向社会公示 3 个工作日，对评价结果有异议的，可在 3 个工作日内向电力交易机构提出申诉，电力交易机构应在收到申诉后 5 个工作日内完成复核、答复工作。公示期届满或异议处理完成后，电力交易机构通过山西电力交易平台面向社会公布，并向省级政府电力主管部门和能源监管机构备案。

信用评价结果发布前发生下列情形之一的，电力交易机构可中止评价，及时上报省级政府电力主管部门和能源监管机构:

（1）受评售电公司解散或者被依法宣告破产的;

（2）受评售电公司退出电力市场的;

（3）评价工作不能正常开展的其他情形。

售电公司主动纠正失信行为、消除失信不良影响的，可以向电力交易机构提出信用修复申请，并提供佐证材料，电力交易机构对符合信用修复规定的予以修复。在信用修复完成后，由电力交易机构负责更正相关信息或信用评价结果，将信用修复情况同步报送政府相关部门和能源监管机构。

8.4 信用评价结果应用

按照守信激励，失信惩戒的原则，对不同信用级别的售电公司实施分类服务和管理。

将信用评价结果纳入保底售电公司遴选和退出综合判定。信用评价结果 AA 级及以上的售电公司可参与保底售电公司遴选。

持续满足注册条件动态管理。对评价结果为 B 级及以下或连续两个季度评分低于 400 分的售电公司，提高核验次数，最少每半年对其开展一次持续满足注册条件核验。

建立售电公司信用评价等级与履约保障凭证挂钩机制。售电公司实际递交履约保障凭证额度=标准额度×递交履约保障凭证系数，递交履约保障凭证系数为 λ，λ 当前取值：AAA 级、AA 级、A 级 1.0，B 级 1.2，C 级 1.5，D 级 2.0。

售电公司信用评价结果应在电力零售商城店铺及套餐信息中公开展示，作为零售用户选择售电公司和零售套餐的参考依据。将售电公司信用评价结果纳入山西电力市场管理委员会委员单位遴选和退出条件综合判定。对于年度评价周期内信用评价得分排名前十的售电公司，省级政府电力主管部门通报表扬。在交易新业务、新品种试点或推广顺序拟定，特殊交易品种准入等交易过程中，优先支持评价结果为 A 级以上的售电公司参与。在享受财政性资金项目和政府优惠政策中，同等条件下将评价结果 AAA 级的售电公司列为优先选择对象或者给予重点支持。

8.5 售电公司信用风险预警和分类监管机制

评价结果为 A 级及以上的售电公司，可合理降低现场核查、省级政府电力主管部门和能源监管机构行政检查比例和频次。

评价结果为B级的售电公司，电力交易机构应通过通知、函件、系统提示等形式以私有信息向其市场相关主体发出风险预警，按常规比例和频次抽查，对有投诉举报和确有必要的，可适当提高抽查比例和频次；对于连续三次信用评价等级为B级的售电公司，其第三次评价结果降为C级。

评价结果为C级的售电公司，电力交易机构应通过公告、通知、函件、系统提示等形式以公开信息向全市场发出风险预警，并将有关售电公司名单报送省级政府电力主管部门和能源监管机构，将该售电公司列入重点监测名单，通知其自最终结果发布之日起1个月内完成整改，未在规定时间内整改到位的，评价结果修改为D级。

评价结果为D级的售电公司，电力交易机构应通过公告、通知、函件、系统提示等形式以公众信息向全市场发出风险预警，并将有关售电公司名单报送省级政府电力主管部门和能源监管机构，将该售电公司列入重点监测名单，通知其自最终结果发布之日起1个月内完成整改，未在规定时间内整改到位的，视为违反信用承诺且拒不整改，按照国家发展改革委、国家能源局《售电公司管理办法》及我省实施细则相关规定启动强制退出市场程序。

8.6 信用档案管理

8.6.1 售电公司信用档案主要包含以下内容:

（1）售电公司基本信息;

（2）信用承诺书，含承诺符合准入条件的各项佐证材料;

（3）合同履约情况;

（4）历年信用评价结果，含信用评级依据;

（5）现场核查及全过程监管记录;

（6）守信激励和失信惩戒记录;

（7）列入电力领域失信联合惩戒对象名单、行政处罚、行政强制、承诺未履行以及其他行政认定失信信息;

（8）其他需要计入信用档案的内容。

8.6.2 电力交易机构负责经营主体信用档案的日常管理。被评价经营主体承诺书、评价依据的原始数据资料等评价档案相关资料存档期不少于 3 年，确保评价结果可追溯，可查询。对售电公司故意隐瞒真实情况、提供虚假承诺、违背承诺以及违法违规等行为，按季度汇总报送省级政府电力主管部门、信用主管部门和能源监管机构。

8.6.3 对于申请进入山西电力市场的售电公司，要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，电力交易机构负责核查。

售电公司信用承诺的内容包含以下方面:

（1）严格遵守国家法律、法规、规章，遵守电力市场方案、规则，全面履行法定责任和义务;

（2）严格遵守职业道德和行业规范;

（3）严格履行合同、协议等约定的义务;

（4）依法开展生产经营活动，并承诺履行可再生能源电力消纳责任;

（5）所提交材料合法、真实、准确、完整、有效;

（6）在信用网站、人民银行征信系统中无严重失信记录;

（7）同意接受行政机关、行业组织、社会公众、新闻舆论的监督;

（8）如违背承诺，自愿接受相关处罚及失信惩戒，并依法承担有关责任;

（9）同意将信用承诺信息纳入信用记录，并通过各级信用网站公示，接受监督;

（10）同意将信用评价等级结果信息纳入山西省信用信息共享平台，按照自身评价结果接受分级分类监管措施。

8.6.4 信用档案记录内容纳入信息披露范围，通过电力交易平台公开披露，依法依规共享信用信息至国家企业信用信息公示系统（山西）、山西省信用信息共享平台等网站，并同步录入国家能源行业信用信息平台。

9. 履约保函、履约保险

9.1 基本要求

（1）电力交易机构负责履约保函、履约保险的接收、管理和退还，组织经营主体按规定缴纳履约保函、履约保险。

（2）履约保函、履约保险提交主体为售电公司（含虚拟电厂（聚合商），下同），受益人为国网山西省电力有限公司（以下简称“省电力公司”）。

（3）对于在多个省（区、市）开展售电业务的售电公司，应按照相关标准分别提交履约保函、履约保险。

（4）企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具履约保函。

9.2 履约保函、履约保险额度

售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，需选择递交履约保函、履约保险的一种或多种，履约保函、履约保险额度和其服务用户的用电量规模挂钩。按照“标准额度×递交履约保障凭证系数”的方式计算实际递交履约保障凭证金额。标准额度的计算方式为“售电公司预签订零售用户的上年月均用电量×2×0.05元/千瓦时”。在新版电力市场规则及信用评价结果发布前，各售电公司暂按现行规则计算并提交履约保障凭证额度。待相关规则与信用评价结果更新后，电力交易机构应在5个工作日内，将其应用于当年剩余交易周期及下一年度的履约保障凭证额度计算。若规则或信用评价结果的发布日期处于年度交易的关键窗口期，为保障年度零售交易平稳开展，在报经政府主管部门同意后，可对相关规则与评价结果的应用时间或具体方式作适当调整。

9.2.1 履约保函、履约保险可交易额度

售电公司履约保障可交易额度指根据售电公司实际缴纳的满

足交易标的时间有效期要求的履约保障凭证金额等市场风险防范措施综合计算的参与电力市场交易额度上限。在零售、批发交易前计算并应用售电公司履约保障可交易额度，具体计算公式如下：

$Q_{零售交易电量上限}=（R_{实际}-R_{倒挂}-R_{待抵扣}）/\lambda/0.05/2/\delta$

$Q_{零售交易电量上限}$为履约保障凭证有效期所对应交易周期内分月可签订零售用户的上年月均用电量之和，单位为千瓦时。

$R_{实际}$：售电公司实际递交履约保障凭证金额。

$R_{倒挂}$：售电公司的批零倒挂电费。

$R_{待抵扣}$：售电公司未支付的电费。

λ：售电公司递交履约保障凭证系数。

$Q_{中长期额度}=（R_{实际}-R_{倒挂}-R_{待抵扣}）/\lambda/0.008/1000/\delta$

$Q_{中长期额度}$为履约保障凭证有效期所对应交易周期内批发市场中长期市场风险可交易额度，单位为兆瓦时。

δ由政府主管部门根据市场风险状况确定发布，未另行发布时默认等于1。

9.2.2 履约保函、履约保险应缴额度

售电公司应根据自身情况确定提交履约保函、保险的额度，若额度不足，不能参与后续交易。对已达成交易结果的，若后期因执行履约保函、保险或核减批零倒挂电费金额等情况，导致额度不足时，售电公司应及时补足履约保函、保险。履约保障凭证额度应满足9.2.1要求，同时应满足以下额度的最大值：1．过去

12 个月批发市场交易总电量，按标准不低于 0.8 分/千瓦时；2. 过去 2 个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于 5 分/千瓦时。具体计算公式如下:

$R_{履约保障凭证应缴}=Max\{Q_{零售已成交}\times 2\times 0.05\times \lambda\times \delta+R_{倒挂}+R_{待抵扣},Q_{批发中长期已成交}\times 1000\times 0.008\times \lambda\times \delta+R_{倒挂}+R_{待抵扣},Q_{批发过去12个月}\times 1000\times 0.008,Q_{过去2个月}\times 0.05\}$

$Q_{零售已成交}$为售电公司 M 月及后续各月中已签订零售用户的上年月均用电量之和的最大值，单位为千瓦时（M 月为运行当月，下同）；

$Q_{批发中长期已成交}$为售电公司M月及后续各月批发市场中长期交易总电量，单位为兆瓦时;

$Q_{批发过去12个月}$为售电公司过去 12 个月批发市场交易总电量，单位为兆瓦时;

$Q_{过去2个月}$为售电公司过去 2 个月参与批发、零售两个市场交易电量的大值，即 Max（M-1 月批发交易电量+ M-2 月批发交易电量，M-1 月签订零售用户的上年月均用电量+ M-2 月签订零售用户的上年月均用电量），单位为千瓦时;

上述公式中提及的时间均指交易标的时间。

9.3 有效期

参与电力交易的每份履约保函、履约保险有效期应覆盖交易标的时间及交易年度延后 12 个月及以上。如，参与 2026 年 3 月

批发或零售交易，有效期至少为 2026 年 3 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日。

9.4 履约保函及履约保险提交、追加和退还

9.4.1 提交

（1）售电公司根据市场化业务预期开展情况，到电力交易机构办理递交、变更履约保函、履约保险事宜。拟参加次年电力交易业务的售电公司，原则上应提前 1 个月递交履约保函或履约保险。电力交易机构在收到履约保函、履约保险后 3 个工作日内更新履约保障凭证额度。

（2）售电公司未按时足额缴纳履约保函、履约保险，经电力交易机构面提醒仍拒不足额缴纳的，由电力交易机构对其实施停牌等措施，由此产生的损失，电网企业、零售用户等相关主体可按相关规定或合同约定追究售电公司的违约责任。

（3）售电公司应根据自身情况适当确定单份履约保函的额度，鼓励以多份小额履约保函的形式提交，以便在滚动调整环节退还超额履约保函时可实际执行。

9.4.2 追加

（1）电力交易机构发现售电公司实际提交的履约保函、履约保险额度不足时，通知售电公司追加。售电公司应在接到电力交易机构通知的 3 个工作日内，向电力交易机构足额提交履约保函、履约保险。

（2）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、履约保险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。

（3）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，提前办理履约保函、履约保险追加手续，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、履约保险，自行判断不影响签订用户及后续交易时，可不另行追缴履约保函、履约保险，但需自行承担相应的结果。

9.4.2.1 为有效防范电力市场风险，动态计算售电公司倒挂电费。当售电公司零售市场售电费小于批发市场购电费时，产生倒挂电费，倒挂电费按连续 3 个月滚动计算，当月倒挂电费按日计算，次月、次次月倒挂电费按月度计算。

一、当月倒挂电费计算

（一）当月月度倒挂电费

每月 5 个工作日内，按照当月售电公司已成交的中长期及零售交易合同、上月分时实际用电量，考虑近 3 个月市场运营费用均价，计算售电公司当月倒挂电费。

1.用电量取用规则

售电公司当月每日 96 点分时电量取当月代理用户上月对应日的分时实际用电量，暂不考虑新入市用户电量。未获取天数或

当月天数大于上月天数的，多余天数的电量均取上月可获取最后一日的分时实际用电量。

2.倒挂电费计算规则

售电公司当月月度倒挂电费（$C_{当月倒挂}$）为当月每日零售市场售电费（$C_{当月零售，日}$）减去批发市场购电费（$C_{当月批发，日}$）总和（大于等于 0 时按 0 计算，下同）的绝对值。其中，当月每日批发市场购电费等于每日批发市场电能量电费（$C_{当月批发电能，日}$）加上每日市场运营费用（$C_{当月市场运营费用，日}$）。倒挂电费计算不考虑批发及零售市场调平电量、电费。

当 $\Sigma(C_{当月零售，日}-C_{当月批发，日})<0$ 时，$C_{当月倒挂}=|\Sigma(C_{当月零售，日}-C_{当月批发，日})|$，其中：

（1）依据《电力市场计量结算实施细则》中零售套餐计算原则，开展零售市场售电费 $C_{当月零售，日}$ 计算，不考虑零售偏差电费。

（2）依据《电力市场计量结算实施细则》中电能量电费及市场运营费用计算原则，开展批发市场购电费 $C_{当月批发，日}$ 计算，具体公式及变化情况如下：

$$C_{当月批发，日}=C_{当月批发电能，日}+C_{当月市场运营费用，日}$$

$$C_{当月批发电能，日}=C_{合约，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{合约，日}$$

$$C_{当月市场运营费用，日}=C_{当月成本（平衡）类，日}+C_{当月调节类回收，日}+C_{当月调节类返还，日}$$

$$C_{当月成本（平衡）类，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{当月成本（平衡）类分摊}$$

$$C_{当月调节类回收，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{当月调节类回收}$$

$C_{当月调节类返还，日}=Q_{当月零售，日}\times P_{当月调节类返还}$

$C_{合约，日}$为售电公司当月某日中长期合约电费。若售电公司无中长期交易合同，以上月实时市场用户侧统一结算点电价各时段加权均价替换中长期合约加权电价后，计算批发市场电能量电费；

$Q_{当月零售，日}$为售电公司当月某日 96 点分时实际用电量总和；

$P_{合约，日}$为售电公司当月每日的中长期合约加权电价；

$C_{当月成本（平衡）类，日}$为售电公司当月每日的成本补偿类、市场平衡类市场运营费用；

$P_{当月成本（平衡）类分摊}$为全市场用电侧近 3 个月成本补偿类、市场平衡类市场运营费用分摊均价。当月计为 M 月，近 3 个月取 M-2、M-3、M-4 月，下同。

$C_{当月调节类回收，日}$为售电公司当月某日的调节类回收费用；

$P_{当月调节类回收}$为该售电公司近 3 个月调节类回收费用均价，新参与交易的售电公司取近 3 个月全市场用电侧平均水平。

$C_{当月调节类返还，日}$为售电公司当月每日的调节类返还费用；

$P_{当月调节类返还}$为全市场用电侧近3个月调节类市场运营费用返还均价。

对按旬及以上中长期交易电量返还的市场运营费用，均按实际用电量计算返还均价。

（二）按日滚动倒挂电费

根据当月已形成的电量、电价信息，按日滚动计算当月自 1

日起的零售市场售电费与批发市场购电费之差，更新相应日期的倒挂电费，并按日应用于履约保障凭证额度计算，对相关售电公司进行风险提示。

（1）修正计算 $C_{当月零售，日}$ 得到 $C_{当月零售，日}'$。其中：用电量取售电公司分时实际用电量（$Q_{当月零售，日}'$），其他参数计算取用规则同 $C_{当月零售，日}$。

（2）修正计算 $C_{当月批发，日}$ 得到 $C_{当月批发，日}'$。用售电公司日清分结算依据数据及具备按日计算的市场运营费用替换公式中相应参数，个体分摊电量取 $Q_{当月零售，日}'$。其他参数计算取用规则同 $C_{当月批发，日}$。

二、次月、次次月倒挂电费计算

每月 5 个工作日内，按照售电公司已成交的中长期年度、多月交易分解至次月、次次月的合同，当月零售交易合同，计算售电公司次月、次次月倒挂电费。

当（$P_{当月零售}-P_{次月合约}$）<0 时，$C_{次月倒挂}=|P_{当月零售}-P_{次月合约}| \times Q_{次月合约}$

$P_{当月零售}=\Sigma C_{当月零售，日}/\Sigma Q_{当月零售，日}$

$P_{次月合约}$ 为售电公司已成交次月中长期年度、多月合约加权均价；

$Q_{次月合约}$ 为售电公司已成交次月中长期年度、多月合约分解电量。

次次月倒挂电费计算规则同次月倒挂电费。

9.4.2.2 追加批零倒挂履约保函、履约保险的时间节点

原则上，省电力公司每月前 5 个工作日内完成售电公司倒挂

电费计算，电力交易机构在接到倒挂电费后 2 个工作日内，更新售电公司 $Q_{零售交易电量上限}$、$Q_{中长期额度}$、$R_{履约保障凭证应缴}$，并通知履约保障凭证额度不足的售电公司追加履约保函、保险，售电公司应在接到通知的 3 个工作日内完成追加。

更新计算 $Q_{零售交易电量上限}$、$Q_{中长期额度}$、$R_{履约保障凭证应缴}$中应用的 $R_{倒挂}$为最新计算的上月、当月、次月及次次月倒挂电费，待完成月度结算后再释放相应月份倒挂电费占用的额度。

9.4.2.3 退还

（1）每月前 5 个工作日，售电公司可向电力交易机构申请退还多缴的履约保函、履约保险，电力交易机构接到申请后，根据售电公司已成交电量规模、倒挂电费、未支付电费等情况，计算其已缴纳履约保函、履约保险超出相关要求缴纳的额度，满足条件的予以退还，具体计算公式如下:

$$R_{可退还额度}=R_{实际}-Max(R_{履约保障凭证应缴}, Q_{零售过去12个月}\times 2\times 0.05\times \lambda\times \delta)$$

$Q_{零售过去12个月}$为售电公司过去 12 个月中分月已签订零售用户的上年月均用电量之和的最大值，单位为千瓦时;

（2）售电公司申请退还履约保函、履约保险时，需向电力交易机构提供以下材料：退还书面申请；已完成费用结算的相关依据；营业执照复印件；法人身份证复印件，经办人身份证复印件、授权委托书（须由经营主体法定代表人签字）。所有申请资料均

须加盖单位公章。

（3）考虑市场化电费差错退补有滞后性，售电公司退出市场后，现有履约保障凭证需保留 12 个月，期满退还。其中，售电公司被强制退市的，视其相关市场费用是否足额缴纳再行办理。

9.5 履约保函、履约保险执行

（1）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，若未按时支付将纳入信用评价管理。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、保险可支付电费时，视为欠费引起的违反交易规则行为，电力交易机构对相关售电公司实施停牌管理，同步启动平仓及保底程序，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承担电费滞纳的违约责任：电费违约金从逾期之日 0 时起计算至交纳日止，不足 1 天按 1 天计算，以欠费总额为基准按日累加计收，计收金额最高不得超过欠费总额的 30%。当年欠费部分，每日按照欠费总额的千分之二计算；跨日历年欠费部分，每日按照欠费总额的千分之三计算。在缴费期限内，遇法定节假日滞纳金起计日顺延相应天数；缴费逾期后，滞纳金自逾期之日起连续计算。由于下列原因引起的滞纳金，可实施电费滞纳金免收：

1）因非售电公司原因导致通过银行缴纳电费出现错误或超时影响售电公司按时缴纳电费;

2）因电网公司系统或网络发生故障影响售电公司按时缴纳电费;

3）因不可抗力、自然灾害等原因影响售电公司按时缴纳电费;

4）其他因非售电公司原因产生的电费滞纳金。

（2）售电公司在结算账单发布后 10 日内未足额支付电费时，省电力公司按程序使用履约保障凭证，电力交易机构向执行履约保障凭证的售电公司发出执行告知书，并向履约保函、履约保险开立单位出具原件，要求支付款项。

（3）电力交易机构在履约保函、保险执行前向市场主体公示售电公司欠费情况。

（4）在使用履约保函、履约保险时，若售电公司所交履约保函、履约保险额度不足以支付应缴相关结算费用，售电公司需根据履约保函、履约保险执行告知书要求，在规定时限内足额缴纳相关结算费用。

（5）售电公司履约保函、履约保险执行时，履约保障凭证出具机构未按履约保函、保险约定时限、金额等条款履行赔付义务的，应按以下条款处理:

1）售电公司履约保险执行时发生上述情况的，电力交易机构不再接收该售电公司提交的履约保险、已提交的履约保险不

再纳入额度计算，该售电公司应重新提交其他形式的履约保障凭证。

2）售电公司履约保函执行时发生上述情况的，电力交易机构不再接收该售电公司提交的履约保函，已提交的履约保函、保险不再纳入额度计算，该售电公司应重新提交履约保函或保证金。

3）履约保障凭证出具机构发生上述情况的，不再接收该机构出具的履约保障凭证。

（6）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障凭证，电力交易机构做好相关信用管理和交易工作。

（7）对履约保函、履约保险执行事宜有异议的经营主体，需于执行告知书发出之日起 5 个工作日内向电力交易机构提出异议。经核实后，如经营主体无欠费或欠费金额计算错误的，已通过履约保函、履约保险支付的欠款予以退还。

10. 用户上年月均用电量计算及取用规则

对计算售电公司参与批发或零售交易应缴纳履约保障凭证额度等业务场景所用到的零售用户上年月均用电量（不含自发自用电量），按照交易标的月所在年度的上上年 11 月至上年 10 月工商业用电量总和，除以实际发生工商业用电量月份数计算得到，实际发生电量月份不包括电量为 0 的月份。批发用户上年月均用电量计算方式与零售用户相同。对交易标的月年内发生用户新装、

销户等原因造成用户（或代理用户的售电公司)实际可交易额度与实际偏差较大的，经经营主体提出，电力交易机构、省电力公司原则上应在 5 个工作日内核实处理，情况属实的按照用户年内有效用电月份的月均用电量进行替换，相应调整用户（或代理用户的售电公司）中长期和零售交易额度。

11. 附则

本实施细则由山西省能源局、山西能源监管办负责解释。

电力市场第三方评估实施细则

（V16.0）

2025 年 12 月

目　录

1.评估条件……1
2.评估内容……1
3.评估方法……2
4.评估费用……2
5.对第三方评估机构的检测质效要求……3
6.对第三方评估机构的考核管理……3
7.附则……4
附件 1 评估展示指标体系……5
附件 2 动态评估评估指标体系……6

为加强对电力市场运行情况进行评估和评估，提高电力市场的运行效率，以发现和避免滥用市场力及市场操纵行为，维护市场公平竞争秩序，遵循电力现货市场相关理论和普遍规律，借鉴国际成熟电力市场经验和国内先行省份的做法，结合山西电力现货市场建设与运行实际，特编制本实施细则。

1. 评估条件

承担市场评估的独立第三方必须满足三个核心条件：财务、人员和专业决策独立。即：第三方的评估不能由被评估者决定，不能与被评估者有利益关系。第三方的评估人员不能由被评估者指定，尤其是主要负责人，不能与被评估者有人事隶属关系。第三方机构必须有独立的专业决策权，依法合规、公平公正出具审查评估报告。

2. 评估内容

第三方运行评估评估的主要内容包括市场规则设计 、市场结构、市场行为和市场绩效等，并伴随电力市场化进程及规则修订迭代更新拓展。

2.1 市场结构评估主要用于评估市场竞争度，包括但不限于：市场供给、市场需求、市场集中度、关键供应商和边际机组等。

2.2 市场行为评估主要用于识别经营主体异常交易行为，包括但不限于：经营主体成本与报价行为、执行市场出清结果行为等。

2.3 市场运行绩效评估主要用于评估市场规则有效性和记录市场运行机构的操作记录，包括但不限于：市场价格与成本、社会总福利与分配、清洁能源消纳和市场干预操作记录等。

3. 评估方法

第三方运行评估主要借助于电力现货市场动态评估系统，采用一系列评估评估方法，建立一套市场运行评价指标体系，通过实时跟踪市场来完成。

第三方运行评估的主要方法应基于市场运行数据的定性分析和定量计算，采用主观赋权法、客观赋权法、模糊综合评价、层次分析法等多种评估方法，建立一套符合山西电力市场实际的运行评估方法体系，满足对山西电力现货市场的运行情况和总体效果进行多层面、多维度的运行评估和客观评估。

第三方运行评估评估指标体系应满足全面动态掌握山西电力现货市场运行情况。指标体系应随着山西电力现货市场建设进程而不断完善。山西电力现货市场目前运行评估指标体系详见附件。

电力市场相关技术系统要开通并满足第三方运行评估数据导出要求。运行评估系统要满足信息安全及涉密要求。

4. 评估费用

“运行评估费”为第三方机构的运行评估和动态评估系统的建设及维护等费用，纳入市场运营费用中管理，以保证第三方机构的独立性。

5. 对第三方评估机构的检测质效要求

5.1 第三方评估包括事前、事中、事后，以事中、事后为主，第三方评估承担机构需全面掌握市场动态、准确研判形势、及时反馈，以便快速控制风险。

5.2 第三方评估承担机构要基于评估结果，按月完成运行评估分析报告及时向省能源局、山西能源监管办报送，并按年度、季度和专题分析等周期向省能源局及相关部门报送。

5.3 第三方评估承担机构应签订保密协议，加强评估安全管理，保证评估信息的安全性和保密度。

5.4 第三方评估承担机构要独立客观开展工作，保证评估分析报告的专业性和可靠性。

5.5 第三方评估承担机构要不断提升运行评估服务水平，维护市场公平、公开、公正原则，不断推动我省电力现货市场高效健康发展。

6. 对第三方评估机构的考核管理

6.1 省能源局会同市场管理委员会对第三方评估机构的运行评估能力实施考核。按年度将考核结果推送至电网企业、市场运营机构等。

6.2 第三方评估机构未高质量完成并按时提交运行检测报告要承担相应的考核，具体考核细则另行制定。

6.3 第三方评估机构未及时发布预警提醒，导致未快速控制

风险，要承担相应的考核，具体考核细则另行制定。

6.4 第三方评估机构未严格履行保密管理措施，导致信息安全疏漏，要承担相应的法律责任。

6.5 电网企业依据政府主管部门的委托，从市场运营费用中向第三方评估机构支付“运行评估费”，并按照市场规则向市场主体进行分摊，交易机构向各市场主体出具结算依据。

7. 附则

本实施细则由山西省能源局、山西能源监管办负责解释。

附件 1

评估展示指标体系

项目从经营主体、日前市场信息、出清信息、运营管理等维度初步建立21个指标项，后期根据电力现货市场推进的进程不断完善和丰富。

一级指标	二级指标	三级指标
经营主体	经营主体	电源结构（按类型和集团分）
		用户结构（批发用户、售电公司）
		新兴主体结构
日前市场信息	信息发布数据	电网关键断面约束情况
		统调用电负荷
		日前联络线计划
		新能源出力预测
		调频辅助服务需求
		日前节点边际电价
	日前市场申报数据	电力用户申报交易信息
实时市场信息	信息发布数据	实时节点边际电价
		实时市场公告信息
出清信息	市场出清信息（日前）	出清电价
		出清电力/电量
		日前市场出清概况
		调频里程价格
	市场出清信息（实时）	出清电价
		出清电力/电量
		实时市场出清概况
运营管理	市场供需	市场总需求
		市场总供应

附件 2

动态评估评估指标体系

项目从供电可靠、市场结构、市场行为、市场绩效、市场运营、执行煤电容量电价机制等多维度建立共计 44 个指标项，后期根据电力现货市场推进的进程不断完善和丰富指标体系。

一级指标	二级指标	三级指标
供电可靠	高峰供需比	
	煤电机组非停受阻率	
市场结构	经营主体分布	电源结构
		用户结构
		新兴主体结构
	市场力	HHI 指数
		TOP-4 指数
		剩余供应率（RSI）
	装机容量地域分布	装机容量地域分布
市场行为	报价行为	平均报价波动率
		报价上下限容量占比
		高价申报率
		申报持留比例

一级指标	二级指标	三级指标
市场绩效	阻塞管理	节点电价差异
	资源优化配置	低成本机组上网电量占比
		新能源利用率
		跨区跨省交易及消纳
		负荷峰谷差
市场绩效	市场效益	生产者效益增益
		消费者效益增益
		全网平均电价
		社会效益增益均衡度指标
	市场交易结果	市场出清信息
		出清价格达到限价比例
		边际机组分析
		发电侧价格上下限申报电力占比
		峰谷价差
		电价波动指标
		电价收敛性
	市场化程度	执行居民农业电价电量占比
		电网代理购电电量占比
		市场化电量占比
		中长期交易电量占比

一级指标	二级指标	三级指标
市场运营及相关费用分析	月度批发市场购电结算均价	
	月度零售市场结算电量电价分布情况分析	
	成本补偿类费用	
	市场平衡类费用	
	市场调节类费用	
	辅助服务费用	
执行煤电容量电价机制规模	纳入受电省份电力电量平衡的外送煤电机组规模	外送配套煤电机组清单、规模及容量补偿费用
		外送其他机组规模及容量补偿费用
	未纳入受电省份平衡的外送煤电机组规模	未纳入受电省份平衡的外送煤电机组规模及容量补偿费用
	省内平衡的煤电机组规模	省内平衡的煤电机组规模及容量补偿费用
	应急备用的煤电机组规模	应急备用的煤电机组清单、规模及容量补偿费用

参与编制人员

刘伟生　王义成　焦路锋　田洪迅　任　远　常　伟　薛文瑞

常朝阳　李宏杰　周国华　陈燕丽　张学东　李晓嘉　赵兴泉

韩　霞　王彬彬　郝建军　谢　毅　邹　鹏　王　越　陈广娟

梁湘燕　薛　博　贾　钊　马奔奔　苏　伟　张　超　高　鹏

刘国瑞　曹媛媛　弓建华　张　媛　杨望笑　李裕民　董健鹏

杨　硕　赵　堃　张　超　荣　玉　杨大春　王小昂　韩　鹏

安　邦　白勤泽　贺　鹏　齐芸芸　秦亚斌　赵江辉　韩一涛

郭易鑫　周　婷　杨生叶　韩照晶　梁　晨　李　鑫　李婉莹

王睿乾　李泽斌　史　超　张　畅　任德昌　徐　龙　任蓓蓓

常亮亮　魏　宁　师晨光　刘　煜　万国强　张　强　索思远

任建婧　陆春阳　李文转　张　丽　李正仁　卫　京　吕庆超

杨　飞　王功虎　张　政　任文斌　韩　晶　张　玮　钟　琦

尹雁伟　王怀宇　李权毅　郑娜娜　刘一凡　鱼朝亮　程　明

罗冰涛　马　威　苗　壮　侯　丁　康　亮　张伟昌　张泽宇

张宇飞　吉　新　杜贤贤

山西省能源局综合办公室　　2025年12月29日印发