

附件

西藏自治区电力中长期市场
实施细则
(征求意见稿)

2026 年 1 月

目 录

第一章 总则	- 1 -
第二章 总体要求	- 2 -
第一节 建设目标和基本原则	- 2 -
第二节 运营要求	- 2 -
第三章 市场成员	- 3 -
第一节 市场成员权利	- 3 -
第二节 市场成员义务	- 5 -
第三节 市场注册	- 8 -
第四节 注册变更	- 11 -
第五节 市场注销	- 14 -
第四章 市场交易品种、方式与价格	- 16 -
第一节 交易品种	- 16 -
第二节 交易方式	- 17 -
第三节 价格机制	- 19 -
第五章 电力中长期市场运营	- 21 -
第一节 交易准备	- 21 -
第二节 交易组织总体原则	- 21 -
第三节 电网企业代理购电交易	- 22 -
第四节 交易约束与出清	- 23 -
第五节 交易校核	- 24 -
第六节 结果发布	- 27 -
第六章 合同管理	- 28 -
第一节 合同签订	- 28 -
第二节 优先发电计划	- 28 -
第三节 合同执行	- 29 -
第七章 计量和结算	- 29 -
第一节 基本原则	- 29 -
第二节 计量	- 31 -

第三节 发电侧结算	- 31 -
第四节 用电侧结算	- 34 -
第五节 偏差电量结算	- 36 -
第六节 偏差考核	- 37 -
第七节 清算及退补结算	- 39 -
第八章 绿色电力交易	- 41 -
第一节 交易方式	- 41 -
第二节 价格机制	- 41 -
第三节 交易合同	- 42 -
第四节 交易结算	- 43 -
第九章 新型经营主体参与市场	- 43 -
第十章 风险防控	- 47 -
第一节 基本要求	- 47 -
第二节 风险分类	- 47 -
第三节 风险防控与处置	- 48 -
第十一章 市场干预	- 50 -
第十二章 争议处理	- 51 -
第十三章 电力市场技术支持系统	- 52 -
第十四章 信息披露	- 55 -
第十五章 法律责任	- 55 -
第十六章 附则	- 56 -

第一章 总则

第一条 为积极推进西藏自治区电力中长期市场建设，规范市场运营管理，维护市场成员的合法权益，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）《国家发展改革委 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）等有关规章规定，制定本细则。

第二条 本细则适用于西藏自治区内电力现货市场未运行期间的电力中长期批发交易。

第三条 本细则所称电力中长期市场是已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订电力中长期合同，纳入电力中长期市场管理范畴，其执行和结算均须遵守本细则。

第四条 本细则所称市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，签订电力中长期交易合同要以稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需为目标，不得操纵市场价格、损害其他

市场成员的合法权益。

第六条 国家能源局华中监管局、自治区发展改革委、自治区能源局根据职能依法履行电力中长期交易监管职责。

第二章 总体要求

第一节 建设目标和基本原则

第七条 电力中长期市场建设的目标是落实国家能源战略，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，通过签订电力中长期合同，保障电力安全可靠供应、促进可再生能源消纳，形成稳定的能源流向、市场供需及价格，引导电力长期规划和投资，支撑新型电力系统建设。

第八条 坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则，逐步推进电力中长期交易与电力现货交易、电力辅助服务交易一体化设计、有序衔接、联合运营，加强跨省跨区与区内市场高效协同，做好批发与零售市场价格传导，发挥市场机制作用，推动西藏融入全国统一电力市场。

第二节 运营要求

第九条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第十条 电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心

功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

适应新型电力系统运行和高比例新能源并网要求，发挥电力中长期市场在电力电量平衡中的基础性作用，逐步实现电力中长期市场按日连续开市。

第十一条 优先发电计划通过电力中长期交易合同方式落实。发电企业、电力用户等依法依规签订电力中长期交易合同，按照市场化方式加强合作、协同发展，提升电力市场风险应对能力。

第三章 市场成员

第一节 市场成员权利

第十二条 发电企业的权利主要包括：

- (一) 按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；
- (二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；
- (三) 获得公平的电网接入服务和输配电服务；
- (四) 法律法规规定的其他权利。

第十三条 售电公司的权利主要包括：

- (一) 按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；
- (二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

(三) 具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息, 根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息;

(五) 法律法规规定的其他权利。

第十四条 电力用户的权利主要包括:

(一) 按照市场规则参与电力中长期市场, 与发电企业签订电力中长期交易合同, 或与售电公司签订电力零售合同;

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 获得签约分散资源的相关信息;

(五) 法律法规规定的其他权利。

第十五条 新型经营主体的权利主要包括:

(一) 按照市场规则参与电力中长期市场, 签订电力中长期交易合同;

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 获得签约分散资源的相关信息;

(五) 法律法规规定的其他权利。

第十六条 电网企业的权利主要包括:

(一) 收取输配电费, 代收电费和政府性基金及附加等;

(二) 对于逾期仍未全额付款的售电公司, 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；

（三）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（四）法律法规规定的其他权利。

第二节 市场成员义务

第十七条 发电企业的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（五）法律法规规定的其他义务。

第十八条 售电公司的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

（三）按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担

电力用户信息保密义务；

(四) 具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

(五) 按照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；

(六) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(七) 依法依规履行可再生能源消纳责任；

(八) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

(九) 法律法规规定的其他义务。

第十九条 电力用户的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

(二) 按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电量需求、典型负荷曲线及其他信息；

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(四) 依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十条 新型经营主体的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

(二) 资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售

合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；

（三）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务；

（四）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（六）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（七）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（八）法律法规规定的其他义务。

第二十一条 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

（二）向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十二条 电力交易机构的义务主要包括：

- (一) 电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；
- (二) 电力交易平台建设、运营和管理；
- (三) 组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；
- (四) 执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；
- (五) 开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；
- (六) 向电力监管机构、政府有关主管部门及时报告经营主体违规行为，并配合调查；
- (七) 法律法规规定的其他义务。

第二十三条 电网企业的义务主要包括：

- (一) 保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；
- (二) 加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；
- (三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；
- (四) 负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；
- (五) 分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；
- (六) 法律法规规定的其他义务。

第三节 市场注册

第二十四条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规

则》（国能发监管规〔2024〕76号）要求在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。当国家政策调整或者市场规则变化导致经营主体类型或进入电力市场基本条件发生变化时，按最新规定执行。

第二十五条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交法人身份实名认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议、承诺书等。

第二十六条 售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，聚合商（含虚拟电厂）注册初期参照《售电公司管理办法》执行。

第二十七条 除豁免情形外，发电企业机组（包括扩建、改建）应在项目完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证（发电类），分批投产的发电项目应分批申请。发电企业在本条规定办理时限之前到电力交易机构注册时，可暂不提供电力业务许可证；取得电力业务许可证或电力业务许可证过期、撤销、注销、吊销等许可资质变化，应在5个工作日内向电力交易机构提交相关材料。

第二十八条 并网自备电厂公平承担国家依法依规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，达到能效、环保要求，除豁免情形外，取得电力业务许可证（发电类），可作为经营主体参与市场化交易。

第二十九条 电力调度机构及电网企业应分别实现电力调度自动化系统，营销、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息与电力交易机构间结构化数据交互，提升经营主体市场注册业务便捷性。

第三十条 电力调度机构与发电企业签订并网调度协议后，应通知其5个工作日内在电力交易平台办理市场注册。对于注册后的发电机组和独立新型储能，电力调度机构将首次并网、完成整套设备启动试运行、进入或退出商业运营时间及时推送电力交易机构与电网企业。

第三十一条 发电企业机组并网发电、依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）并完成市场注册后，可参与市场化交易，并按交易合同结算电费。注册信息与许可证记录信息差异较大的、电力业务许可证过期或撤销、注销、吊销的机组，电力交易机构暂停其交易资格；未按规定时限告知交易机构，造成不良影响或经济损失的，由发电企业承担相应责任。发电机组取得电力业务许可证并向电力交易机构提交有关材料后，电力交易机构恢复其交易资格。

第三十二条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部工商业用电类别电量需要通过批发或者零售交易购买，但不得同时参加批发交易和零售交易。经电力用户确认符合入市条件的用电户号全部进入市场，不再执行工商业目录销售电价或电网代理购电工商业用户电价。

第三十三条 电力用户注册成功后，可参与次月交割的市场化交易。在首次达成交易履行前，继续执行工商业目录

销售电价或电网代理购电工商业用户电价。

第三十四条 电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行审查，必要时组织对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十五条 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、直接生效。

第三十六条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，根据国家能源局华中监管局和自治区能源、电力运行主管部门要求备案。

第三十七条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。

第三十八条 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司或聚合商（含虚拟电厂）确立服务关系。

第三十九条 当国家政策调整或者市场规则变化导致市场注册信息发生变化时，经营主体应按电力交易机构要求，在电力交易平台重新注册或补充完善注册信息。

第四节 注册变更

第四十条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第四十一条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信

息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，聚合商（含虚拟电厂）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十二条 信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换。

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等。

（三）电力业务许可证变更、延续等。

（四）发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

（五）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

（六）售电公司、聚合商（含虚拟电厂）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第四十三条 市场化电力用户用电单元变更

（一）电力用户用电单元新增

已参与市场化交易用户在电网企业新装工商业用电户号的（包括过户后新增的工商业用电户号），符合入市条件

的户号默认新装当月进入市场。

（二）电力用户用电单元变更

已参与市场交易用户因发生过户、并户、分户等业务，导致用电单元所属法人主体变更为其他直接参与市场交易用户的，应及时将该用电单元换绑至相应主体名下；导致用电单元所属法人主体变更为非市场化用户的，变更后的用电主体应按新增电力用户注册程序申请进入市场。

（三）电力用户用电单元删除

已参与市场交易用户办理销户、过户、并户业务导致用电单元失效的，或者办理改类、减容等业务导致用电单元不再属于工商业用电性质的，相应的用电单元自动删除。删除后工商业用电性质的用电户号执行工商业目录销售电价或代理购电价格。

（四）无用电单元的电力用户结算电量界定

已参与市场交易用户因办理用电单元删除、变更后旗下无用电单元导致当月用电量为空的，在用户完成市场注销相关手续前，根据电网企业提供书面说明，按零电量开展交易结算。

第四十四条 经营主体发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，电网企业应在下一结算周期前将变更情况、分段计量数据等推送至电力交易机构。电力交易机构根据用电信息变更情况，对其进行分段结算，并将结算依据推送至电网企业，电网企业据此开展电费结算。

第四十五条 市场注册信息变更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，信息变更手续直接生效。

第四十六条 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第四十七条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第五节 市场注销

第四十八条 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》规定执行，聚合商（含虚拟电厂）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十九条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被自治区主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电。

（二）因国家政策、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。

（三）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。

（四）经营主体所有机组关停退役的。

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第五十条 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向

首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。

第五十一条 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第五十二条 电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第五十三条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现未持续满足注册条件且未在规定期限内整改到位的，按照《售电公司管理办法》有关规定启动强制退出程序。发现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，予以自动注销处理，并报国家能源局华东监管局和自治区主管部门备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，聚合商（含虚拟电厂）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第五十四条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。

第五十五条 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，原则上通过双边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。

第五十六条 电力交易机构应通过电力交易平台，将经

营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第五十七条 电力交易机构应于每月第 2 个工作日前向电网企业提供上月市场注销的用户侧名单，包括法人主体名称、统一社会信用代码、关联用电单元户号等信息。

第五十八条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易的，应在电力交易机构重新办理市场注册。参与市场交易的发电企业和电力用户，原则上不得退出市场。无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。在开展电网企业代理购电前，保底价格按工商业目录销售电价的 1.2 倍执行。在开展电网企业代理购电后，保底价格按当月电网代理购电价格的 1.5 倍执行。

第四章 市场交易品种、方式与价格

第一节 交易品种

第五十九条 西藏区内电力中长期交易分为电能量交易、绿色电力交易和合同交易等，其中电能量交易一般包括优先发电计划、市场化交易等。优先发电计划对应的电力中长期合同应按照自治区主管部门规定，明确合同要素及责任落实主体，相应合同执行和结算均须遵守本细则。

第六十条 绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值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。

第六十一条 合同交易指对已达成电力中长期交易合同的电量、电力曲线、交易价格等合同要素进行市场化交易的电力交易品种，包括合同变更、合同转让等。

合同变更指相关经营主体经协商一致后对未执行部分交易电量、电力曲线等要素进行变更，交易电量、电力曲线只能调减不能调增。由一方经营主体在交易平台发起合同变更，合同对方经营主体进行确认。

合同转让指合同一方经营主体对未履行的合同全部或部分转让给第三方，相关权责一并转让，不影响合同对方交易电量、电力及价格。

第二节 交易方式

第六十二条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括年度、月度（多月）、月内等针对不同交割周期的电能量交易。年度、月度交易应定期开市，可探索连续开市，月内交易原则上按日连续开市。

年度电能量交易以次年年度内的电量作为交易标的物，并分解到年内各月。

月度（多月）电能量交易以次月、次月至当年年底内（含特定月份）的电量作为交易标的物。

月内电能量交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。

第六十三条 电力中长期市场的交易方式包括集中交易和双边协商交易两种。

第六十四条 集中交易主要开展集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易。

(一) 集中竞价交易指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行统一边际出清，发布市场出清结果。

(二) 滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，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、即时成交。

(三) 挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖双方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

第六十五条 双边协商交易是指经营主体等按照市场规则自主协商电力产品或服务的时段、数量、单位、价格、电力曲线（或电力曲线形成方式）、执行周期等要素，形成初步意向，通过电力交易平台申报并经电力市场运营机构校核后，形成双边协商交易结果。

第六十六条 月度以上交易主要以双边协商和集中交易方式开展，其中以双边协商方式组织的包括绿色电力交易、常规电力交易等；月度交易主要以双边协商和集中交易方式、按顺序开展，其中以双边协商方式组织的包括绿色电力交易、合同交易；月内交易主要以集中交易方式开展。

第六十七条 同一经营主体可根据自身电力或消费需求
购入或售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。经营主体在同一交易批次内不得同时作为出让方和受让方。

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；合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件。

第三节 价格机制

第六十八条 自治区价格主管部门会同自治区能源、电力运行主管部门、国家能源局华中监管局制定价格结算实施细则。

第六十九条 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经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

第七十条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。

第七十一条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量的部分（含优先发电合同、市场交易合同），纳入偏差电量结算。加强对必开机组组合和约束上电

量的监管，保障公开、公平、公正。

第七十二条 在自治区输配电价政策出台及配套政策执行前，以自治区现行电价政策为基础，采用“价差模式”，以“市场交易价差”为标的开展区内市场化交易。各经营主体市场化结算电价按如下方式计算：

发电企业市场化上网电价=发电企业核定上网电价+市场交易价差

电力用户市场化结算电价=工商业目录销售电价+市场交易价差

第七十三条 在自治区输配电价政策出台及配套政策执行后，采用“顺价模式”，以“市场交易电价”（即电能量价格，下同）开展区内市场化交易。各经营主体市场化结算电价按如下方式计算：

发电企业市场化上网电价=市场交易电价

电力用户市场化结算电价=市场交易电价（或公布的当月电网代理购电工商业用户电价）+上网环节线损费用+输配电价格+系统运行费用+政府性基金及附加

第七十四条 关键市场参数的标准与取值原则上由电力交易机构提出相关建议，提请西藏自治区电力市场管理委员会审议通过，经国家能源局华中监管局、自治区发展改革委、自治区能源局审定后执行。

第七十五条 为避免市场操纵及恶性竞争，由自治区价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构对申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、

相关经营主体可提出建议。

第五章 电力中长期市场运营

第一节 交易准备

第七十六条 为保障系统整体的备用和调峰能力，在交易开始前，电力调度机构应及时通过电力交易平台发布省间联络线输电可用容量、区内关键输电断面可用容量、关键设备检修计划等与电网运行相关的电网安全校核信息，并根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线、新能源发电情况以及电网约束，折算得出各市场化机组可用发电能力。开展分时段交易后，电力调度机构应分时段折算机组可用发电能力。

第七十七条 独立储能自主参与中长期电能量等交易时，在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易。

第七十八条 开展电网企业代理购电前，电网企业负责分别预测执行工商业目录销售电价的工商业用电量及居民、农业用电量。开展电网企业代理购电后，电网企业负责分别预测代理工商业用户分时段用电量，及居民、农业用电量，并通过电力交易平台发布。

第二节 交易组织总体原则

第七十九条 自治区主管部门应依据市场供需、新能源装机规模等因素合理下发优先发电计划。各发电企业按照优先发电计划电量与电网企业签订电力中长期合同，并在电力

交易平台按计划电量填报年度电量规模以及分月计划、交易价格等。

第八十条 经营主体根据自身发电特性和用电需求，合理通过各类周期交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第八十一条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确当月组织的年度、多月、月度、月内等各类周期交易申报、出清等时间，发布时无法确定的交易时间安排，可在交易日历中明确安排原则，具体时间在交易公告中明确。

第八十二条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向相关经营主体发布。交易公告发布内容应当包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等必要信息。

原则上，年度等定期开市的交易，交易公告应当在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 3 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第八十三条 电网企业代理购电开展后，代理工商业用户购电与保障居民、农业用电分开参与电力交易。

第三节 电网企业代理购电交易

第八十四条 西藏自治区取消工商业目录销售电价之前，暂不开展电网企业代理购电。

第八十五条 西藏自治区取消工商业目录销售电价后，

10 千伏及以上工商业用户要直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。已直接参与市场交易又退出的用户，可暂由电网企业代理购电。结合西藏自治区电力市场发展情况，逐步缩小电网企业代理购电范围。

第八十六条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。新装的工商业用户在交易平台注册后可直接参与市场交易，每月最后 1 日电网企业抄表数据准备时，电力交易机构与电网企业同步市场化交易户号清单。

第八十七条 电网企业代理购电参与交易方式按照国家有关规定执行。

第四节 交易约束与出清

第八十八条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第八十九条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等电网运行相关安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第九十条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报为出清电量）。

交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

第九十一条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

第九十二条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第九十三条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

第九十四条 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要，交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第五节 交易校核

第九十五条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第九十六条 交易出清校核的主要内容包括：交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第九十七条 市场初期，为保证发电企业有序竞争，按月设置发电厂站市场交易电量上限。

发电厂站市场交易电量上限 =

(当月可用发电能力 - 已达成的当月省间及区内中长期合同电量
- 当月优先发电计划电量) × 超签系数 C

其中，“当月可用发电能力”，新能源以测算的分月的消

纳能力基准，按照全年同区域、同类型同利用小时数原则进行测算；水电枯期利用小时数按各站分月三年平均发电量测算，丰期则基于测算的分月消纳能力，先按同类型、同流域同利用小时数原则进行测算，再将枯期各站利用小时数偏差在丰期各月进行补偿，以实现全年同类型、同流域电站利用小时数一致。在组织市场化交易前，电网企业完成各站分月可用发电能力测算并公开披露。超签系数 C 在年度中长期交易方案中明确。

月内交易的发电厂站市场交易电量上限按照交易标的天数对应折算：

月内交易发电厂站市场交易电量上限 =

发电厂站市场交易电量上限 × 交易标的天数 ÷ 当月天数

第九十八条 为保证电力用户合理申报交易电量，规避申报差错风险，按月设置电力用户市场化交易电量上限。

电力用户交易电量上限 =

经审核的电力用户交易电量需求 × 超签系数 C

其中，“经审核的电力用户交易电量需求”以电力用户书面提交的市场化交易电量需求为基础，以电网企业核实后结果为准，在西藏电力交易平台以特定信息形式披露；超签系数 C 在年度中长期交易方案中明确。

第九十九条 为培育区内增量负荷、促进新能源消纳，对于因年内新投产线、订单超预期导致超过电力用户交易电

量上限后仍有购电需求的电力用户，可向电网企业提交相关需求并提供相关佐证材料。

经电网企业书面认定调整原因属实后，在电力交易平台公示 3 个工作日，公示无异议后，由电网企业提交西藏电力市场管理委员会审议，经自治区能源局、国家能源局华中监管局审定，形成增量负荷需求；电力交易机构根据区内供需情况，在月度集中交易结束后组织开展月度增量负荷交易，以集中方式开展，相关电力用户按增量负荷需求为上限自主申报，发电企业按照设计发电能力为上限自主申报。

第一百条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第一百〇一条 电网安全校核的主要内容包括：电网阻塞校核、通道输电能力校核、机组发电能力校核、机组辅助服务校核、新能源消纳能力校核、省间平衡能力校核等内容。电网阻塞校核根据发电检修计划、输变电检修计划、新设备投产计划、断面内负荷预测、典型方式下通道输电能力等开展。年度阻塞校核按断面可用容量 85% 确定限额，月度交易按断面可用容量 90% 确定限额，月内交易按断面可用容量 95% 确定限额。

第一百〇二条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，年度、多月交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百〇三条 电网安全校核未通过时，电力调度机构

将越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序等比例削减预成交的发用两侧结果。

第一百〇四条 在同一交易周期下，区内各交易优先级由高至低如下：绿色电力交易、合同交易、非绿电市场化交易。

第一百〇五条 经营主体对电网安全校核结果存在异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力调度机构书面提出，电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，视为无异议，电力交易平台自动确认成交。

第一百〇六条 电力交易机构应当根据电力调度机构电网安全校核意见在规定时间内完成交易削减。其中年度、多月交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百〇七条 合同交易中，仅涉及价格变更的，不需电力调度机构电网安全校核，达成价格变更后合同生效。变更交易电量、电力时，需经过电力调度机构电网安全校核。

第六节 结果发布

第一百〇八条 成交结果应在形成后 1 个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 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 1 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。

第六章 合同管理

第一节 合同签订

第一百〇九条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量、电力曲线（或电力曲线形成方式）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第一百一十条 购售电合同应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技木要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名。

第一百一十一条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电计划

第一百一十二条 区内优先发电计划，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第一百一十三条 区内优先发电电量，原则上在年度交易开始前，由发电企业与电网企业签订厂网间年度购售电合

同，约定年度电量规模以及分月计划、价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第三节 合同执行

第一百一十四条 电力交易机构汇总区内市场成员参与的各类合同，形成区内发电企业的月度发电计划，并依据月内交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经电网安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

因场站自身发电能力不足或所在区域消纳能力受限导致计划无法执行的，发电主体可参与后续月份的优先发电合同转让交易。

第一百一十五条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向国家能源局华中监管局、自治区主管部门报告事件经过，并向经营主体进行相关信息披露。

第七章 计量和结算

第一节 基本原则

第一百一十六条 结算依据一般包括电能量（含绿电）电量、电价和电费，阻塞类费用，补偿、考核、平衡或调节等市场费用，电力辅助服务相关执行量、价格、费用，容量电费，退补或清算费用等内容。

第一百一十七条 电费账单一般包括各类电能量交易费

用、电力辅助服务费用、容量电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费、政府性基金及附加、力调电费等内容。

第一百一十八条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。电费结算相关事宜应在电力用户、售电公司、发电企业与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

第一百一十九条 结算原则上以自然月为周期开展，现货市场长周期结算试运行前采用月结月清，开展后按日开展清分、按月开展结算。

第一百二十条 经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

第一百二十一条 电力市场结算包括交易结算准备、交易结算计算、交易结算依据发布、交易结算调整等四个环节。

第一百二十二条 电网企业根据政府文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按照正式结算依据编制并发行电费账单。

第一百二十三条 电网企业负责按照规则要求，依据发行的电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

第一百二十四条 其他计量结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 计量

第一百二十五条 电网企业应当为参与市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力分时段中长期交易及未来电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。

第一百二十六条 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。

第一百二十七条 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。

第三节 发电侧结算

第一百二十八条 已进入商业运营或参与交易的发电主体结算按照“照付不议、偏差结算”原则进行结算，区内优先发电合同按照“保价保量”方式优先结算，跨省跨区及区内市场化交易合同按约定电量、约定电价（市场交易价差）全量结算。

“价差模式”下，发电主体当月上网电费=

$$\begin{aligned} & \text{区内优先发电合同电量} \times \text{批复上网电价} \\ & + \sum (\text{跨省跨区市场化合同电量} \times \text{约定电价}) \\ & + \sum [\text{区内市场化合同电量} \\ & \quad \times (\text{批复上网电价} + \text{市场交易价差})] + \text{电力辅助服务费用} \\ & + \text{偏差电量电费} + \text{偏差考核费} \\ & + \text{分享的偏差考核资金清算费用} \\ & + \text{分摊或分享的区内市场化差额电量电费清算费用} \end{aligned}$$

“顺价模式”下，发电主体当月上网电费=

$$\begin{aligned} & \text{区内优先发电合同电量} \times \text{批复上网电价} \\ & + \sum (\text{跨省跨区市场化合同电量} \times \text{约定电价}) \\ & + \sum (\text{区内市场化合同电量} \times \text{约定电价}) \\ & + \text{电力辅助服务费用} + \text{偏差电量电费} + \text{偏差考核费} \\ & + \text{分享的偏差考核资金清算费用} \\ & + \text{分摊或分享的区内市场化差额电量电费清算费用} \end{aligned}$$

第一百二十九条 未进入商业运营且未参与交易发电主体的调试运行期上网电量由电网企业收购，在开展电网企业代理购电后，纳入电网代理购电规模，按照当地同类型机组当月代理购电市场化采购平均价结算。同类型机组当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次同类型机组月度代理购电市场化采购平均价结算。在开展电网企业代理购电前，按自治区价格主管部门有关规定执行。因发电主体调试运行期间不具备参与市场条件，不开展偏差结算及偏差考核，不参与相关资金清算，电力辅助服务费用按国家及华中

区域相关要求进行分摊。

“价差模式”下，发电主体当月上网电费=

$$\text{上网电量} \times \text{批复上网电价} + \text{电力辅助服务费用}$$

“顺价模式”下，发电主体当月上网电费=

$$\text{上网电量} \times \text{同类型机组代理购电市场化采购均价} + \text{电力辅助服务费用}$$

第一百三十条 考虑西藏暂未按工作日连续开市，发电主体进入商业运营时间节点至当月末的上网电量继续参照未进入商业运营发电主体的调试运行期上网电量结算方式开展结算。进入商业运营次月起，按照已进入商业运营的发电主体结算方式开展结算。

第一百三十一条 新投运发电机组首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供至电力交易机构。

第一百三十二条 电力辅助服务相关费用由电力调度机构计算，于每月初 3 个工作日内（含第 3 个工作日，下同）推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具结算依据。

第一百三十三条 电网企业于每月初 3 个工作日内，将上月参与市场化交易发电主体上网电量推送至电力交易机构。

第一百三十四条 电力交易机构应于每月第 5 个工作日前向发电主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），经营主体、相关电网企业应在 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。发电主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织发

电主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，发电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。

第一百三十五条 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构应于每月第8个工作日前向发电主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第一百三十六条 电力交易机构向电网企业和发电主体出具结算依据，包含当月合同电量、价格、结算电量等结算数据。发电主体据此结算依据与电网企业结算电费。若发电主体与电网企业已预结算，应依据电力交易机构出具的正式结算依据及时进行退补。

第一百三十七条 电网企业依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。

第一百三十八条 原则上电网企业应于每月第10个工作日前向发电主体发布上月电费账单，并依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。发电主体与电网企业间的电费收付要求按照《电力市场计量结算基本规则》有关规定执行。

第四节 用电侧结算

第一百三十九条 参与市场化交易用电主体（包括电力用户、售电公司、聚合商、虚拟电厂等）按照“照付不议、偏

差结算”原则进行结算，当月区内市场化交易按约定电量、约定电价（市场交易价差）全量结算。

“价差模式”下，用电主体当月交易电费=

$$\sum [\text{区内市场化合同电量} \times (\text{工商业目录销售电价} + \text{市场交易价差})]$$

+ 偏差电量电费 + 偏差考核费

+ 分享的偏差考核资金清算费用

“顺价模式”下，用电主体当月交易电费=

$$\sum (\text{区内市场化合同电量} \times \text{约定价格}) + \text{偏差电量电费} + \text{偏差考核费}$$

+ 分享的偏差考核资金清算费用

第一百四十条 用电主体以经营主体为交易结算单元开展结算。

第一百四十一条 电网企业原则上应于每月初 1 个工作日内，将参与市场化交易用电主体月度抄表电量提供至电力交易机构。

第一百四十二条 电力交易机构于每月第 5 个工作日前发布用电主体上月结算依据，用电主体、电网企业应在 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。用电主体、电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织用电主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，用电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。

第一百四十三条 结算依据（核对版）确认后，电力交

易机构应于每月第 8 个工作日前向用电主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第一百四十四条 原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向用电主体发布上月电费账单。用电主体与电网企业间的电费收付要求按照《电力市场计量结算基本规则》有关规定执行。

第五节 偏差电量结算

第一百四十五条 进入商业运营的发电主体偏差电量指发电企业的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。发电主体偏差电量按偏差电价 P 进行偏差结算。

发电主体当月偏差电量=

$$\text{当月上网电量} - \text{优先发电计划电量} - \sum \text{跨省跨区市场化合同电量} \\ - \sum \text{区内市场化合同电量}$$

发电主体当月偏差电量电费=

$$\text{发电主体当月偏差电量} \times P_{\text{发电主体}}$$

第一百四十六条 用电主体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。用电主体偏差电量按偏差价格 P 进行偏差结算。

用电主体当月偏差电量=抄表电量- Σ 区内市场化合同电量

用电主体当月偏差电量电费=用电主体当月偏差电量 $\times P_{\text{用电主体}}$

第一百四十七条 “价差模式”下，各经营主体的偏差电价按如下方式计算：

$P_{\text{发电主体}} = \text{批复上网电价} + \text{当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值};$

$P_{\text{用电主体}} = \text{工商业目录销售电价} + \text{当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值}$

“顺价模式”下，发、用电主体的偏差电价 P 另行明确。

第一百四十八条 当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值应在每月结算前通过电力交易平台以公众信息形式向经营主体披露。

第一百四十九条 电网企业代理购电开展后，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。

第六节 偏差考核

第一百五十条 发电侧偏差考核

超发电量的偏差率在 $M\%$ 及以内，免于偏差考核；因未遵循调度指令等自身原因导致超发且偏差率 $M\%$ 以外的电量，按照偏差考核价格 K_1 计算偏差考核费。

发电主体当月偏差考核费 =

$$\begin{aligned} & [\text{上网电量} - (1 + M\%) \times (\text{优先发电合同电量} \\ & + \sum \text{跨省跨区市场化合同电量} \\ & + \sum \text{区内市场化合同电量})] \times K_1 \end{aligned}$$

少发电量的偏差率在 $M\%$ 及以内，免于偏差考核；因非计划停运等自身原因导致少发且偏差率 $M\%$ 以外的电量，按照偏差考核价格 K_2 计算偏差考核费。

发电主体当月偏差考核费=

$$\left[(1 - M\%) \times (\text{优先发电合同电量} + \sum \text{跨省跨区市场化合同电量} + \sum \text{区内市场化合同电量}) - \text{上网电量} \right] \times K_2$$

电力调度机构应在当月结算前提供发电主体因自身原因导致超发或少发电量说明并公示 2 个工作日，电力交易机构于次月结算时对相关发电主体开展偏差考核。

第一百五十一条 用电侧偏差考核

超用电量的偏差率在 $M\%$ 及以内，免于偏差考核；偏差率 $M\%$ 以外的电量，按照偏差考核价格 K_1 计算偏差考核费。

用电主体当月偏差考核费=

$$\left[\text{抄表电量} - (1 + M\%) \times \sum \text{区内市场化合同电量} \right] \times K_1$$

少用电量的偏差率在 $M\%$ 及以内，用户免于偏差考核；偏差率， $M\%$ 以外的电量，按照偏差考核价格 K_2 计算偏差考核费。

用电主体当月偏差考核费=

$$\left[(1 - M\%) \times \sum \text{区内市场化合同电量} - \text{抄表电量} \right] \times K_2$$

第一百五十二条 市场建设初期，发用两侧偏差免考核范围 M 暂定为 8。

第一百五十三条 偏差考核价格

“价差模式”下，超发及超用偏差考核价格 K_1 、少发及少用偏差考核价格 K_2 均暂取市场交易价差浮动范围上限的绝对值；为促进经营主体足额签约，有效发挥电力中长期合约“压舱石”作用，可适当浮动，具体以年度中长期交易方案印发为准。“顺价模式”下，超发及超用偏差考核价格 K_1 、少发

及少用偏差考核价格 K_2 均另行明确。

第一百五十四条 因不可抗力（如洪水、地震、泥石流、雪崩、旱灾等）等原因造成发用两侧合同执行偏差的，在当月结算前由经营主体提出偏差免考核申请，由电力市场运营机构核实，经电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局华中监管局、自治区能源局审定后，由电力交易机构负责执行。

第七节 清算及退补结算

第一百五十五条 跨省跨区市场化差额电费清算

“价差模式”下跨省跨区市场化差额电费为发电主体当月跨省跨区市场化合同电量与实际执行电量不一致造成的差额电费，对各发电主体分别清算。其中，跨省跨区市场化合同实际执行电量以北京电力交易中心出具结算依据的结算电量为基础，按各发电主体跨省跨区市场化合同电量比例确定。“顺价模式”下跨省跨区市场化差额电费清算方式另行明确。

发电主体跨省跨区市场化差额电费=

$$\begin{aligned} & \sum [(\text{当月跨省跨区市场化合同电量} \\ & - \text{当月跨省跨区市场化合同执行电量}) \\ & \times (\text{批复电价} - \text{约定电价} \\ & + \text{当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值})] \end{aligned}$$

第一百五十六条 区内市场化差额电费清算

“价差模式”下区内市场化差额电费为市场交易结算期间因发用两侧市场化结算电量不一致造成的差额电费。发用两

侧市场化结算电量（含偏差电量）差额造成的差额电费由参与市场化交易的发电主体按照上网电量比例分摊或分享。“顺价模式”下区内市场化差额电费清算方式另行明确。

“价差模式”下，区内市场化差额电费=

$$\begin{aligned} & \left[\sum \text{参与市场化交易的各用电主体当月偏差电量} \right. \\ & - \sum \text{参与市场化交易的各发电主体当月偏差电量}) \\ & - \sum (\text{当月跨省跨区市场化合同电量} \\ & \quad - \text{当月跨省跨区市场化合同执行电量})] \end{aligned}$$

× 当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值

发电主体分摊或分享的区内市场化差额电费清算费用=

$$\frac{\text{区内市场化差额电量电费} \times \text{该主体当月上网电量}}{\sum \text{各参与市场发电主体当月上网电量}}$$

第一百五十七条 偏差考核资金清算

为兼顾市场公平及各方收益，将批发市场发用两侧考核资金各自按照参与市场化交易的发、用两侧经营主体的区内上网电量或用电量比例分摊，月结月清。经营主体提出偏差免考核申请后，市场管委会审议及自治区主管部门审定期间，涉及月份偏差考核正常结算及清算，待相关手续完成后次月开展追退补结算工作。

发电主体分享的偏差考核资金清算费用=

$$\frac{\sum \text{各发电主体当月偏差考核费} \times \text{该主体当月上网电量}}{\sum \text{各发电主体当月上网电量}}$$

用电主体分享的偏差考核资金清算费用=

$$\frac{\sum \text{各用电主体当月偏差考核费} \times \text{该主体当月用电量}}{\sum \text{各用电主体当月用电量}}$$

第一百五十八条 由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据电网企业提供的修正后数据，次月重新计算涉及月份有关经营主体的结算结果，不影响已发生的差额电费及偏差考核资金清算。

第一百五十九条 用户侧差错退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过6个月。超过6个月的，相关电量不纳入市场结算范畴，由电网企业按照差错发生当月的工商业目录销售电价或代理购电价格开展电费结算，不联动影响其他经营主体。

第八章 绿色电力交易

第一节 交易方式

第一百六十条 绿色电力交易方式按照本细则第四章相关条款执行，应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第一百六十一条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第一百六十二条 售电公司参与绿色电力交易前，应首先通过电力交易平台与零售电力用户建立服务关系。售电公司的所有绿色电力交易合同电量应在执行期前关联至与其签订绿色电力零售合同的零售电力用户。

第二节 价格机制

第一百六十三条 绿色电力交易价格由电能量价格与绿

色电力环境价值组成，并在绿色电力交易中分别形成或明确。

第一百六十四条 绿色电力环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家及自治区有关政策规定执行。

第一百六十五条 绿色电力环境价值偏差补偿价格是经营主体上网电量或用电量对应的环境价值未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。绿色电力环境价值偏差补偿价格原则上按照以下方式确定：

(一) 对于双边协商方式达成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格由合同签订主体自行约定，分别明确购方偏差的补偿价格和售方偏差的补偿价格。

(二) 对于集中交易方式形成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格按暂取零。

第三节 交易合同

第一百六十六条 绿色电力交易合同应明确交易电量（电力）、价格（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等内容。

第一百六十七条 电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系。

第一百六十八条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第四节 交易结算

第一百六十九条 绿色电力交易电能量与绿色电力环境价值分开结算。

(一) 电能量部分按照第七章相关条款开展结算。

(二) 纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

(三) 绿色电力环境价值部分按当月合同电量、发电企业上网电量(扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量)、电力用户用电量三者取小的原则确定。

(四) 以绿色电力环境价值最终结算量，作为相关主体通过绿色电力交易方式完成的绿色电力消费量的统计依据。

第一百七十条 绿色电力环境价值偏差补偿费用按照合同约定的偏差补偿价格和绿色电力环境价值偏差量计算，由违约方向合同对方支付补偿费用。其中因安全运行原因，导致发、用双方未能足额履约，双方均不承担相应责任，或在绿电交易合同中另行明确责任。

第九章 新型经营主体参与市场

第一百七十二条 新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。

单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，满足国家有关规定要求的源网荷储一体化项目可视作智能微

电网。

聚合单元是指将一定范围内资源进行聚合，并整体参与市场的基本单元，包括单台虚拟机组、单个智能微电网或源网荷储一体化项目等，每个聚合单元作为整体参与市场。

第一百七十二条 满足电力中长期交易注册基本条件的各类电力用户、新型经营主体等可参与市场化需求响应。通过市场化手段提供需求响应，签署电力中长期合同并明确根据电网运行需要调用。

第一百七十三条 充分发挥聚合商（含虚拟电厂）等电力资源聚合管理服务机构的资源整合能力。通过整合优化可调节负荷、新型储能等灵活调节资源，以聚合方式参与市场化需求响应，纳入电力平衡。

第一百七十四条 按照聚合商（含虚拟电厂）所聚合资源主体类型，可将聚合商划分为发电类聚合商、负荷类聚合商和综合类聚合商。

发电类聚合商指聚合发电侧资源参与市场交易的经营主体。初期，仅聚合分布式发电企业；待条件成熟时，开放对集中式发电企业进行聚合。

负荷类聚合商指聚合负荷侧资源参与市场交易的经营主体。

综合类聚合商指同时聚合发、用、储等综合资源参与市场交易的经营主体。

第一百七十五条 按照聚合商（含虚拟电厂）运行特性和调节能力，可将聚合商划分为可控类、调节类、价格响应

类三类。

可控类聚合商是指通过自身技术平台形成较强控制能力，能够直接接受调控指令，具备接入 AGC 进行自动功率控制或调频控制能力的聚合资源。参照常规电厂管理，作为“正发电”或“负发电”参与市场交易。

调节类聚合商（含虚拟电厂）是指通过自身技术平台形成一定调节能力，不具备直接接受 AGC 调控指令能力，但能够在一定范围内准确预测并有效控制自身负荷，具备跟踪执行现货市场出清结果能力的聚合资源，视为具有较强调节能力的负荷。

价格响应类聚合商（含虚拟电厂）是指自身技术平台功能有限，对所聚合资源的控制能力不强，主要通过价格机制引导用能调节，不具备跟踪现货市场出清曲线能力的聚合资源，视为自主响应价格变化的主体。

第一百七十六条 聚合商（含虚拟电厂）与其聚合资源主体之间的交易活动，纳入零售市场管理范畴，参照售电公司与零售用户进行管理。聚合商（含虚拟电厂）通过电力交易平台与聚合资源主体以聚合套餐形式签订聚合服务合同，确立聚合服务关系。

第一百七十七条 聚合关系建立流程包括：

（一）关系匹配。聚合商（含虚拟电厂）在交易平台向聚合资源主体发布聚合套餐，等待聚合资源主体响应。也可由聚合资源主体向聚合商（含虚拟电厂）发起要约。

（二）确认响应。聚合资源主体在交易平台查看套餐，

在响应时限内选择确认响应，填写相关套餐信息，逾期未响应的套餐自动失效。或聚合商（含虚拟电厂）收到聚合资源的要约信息后，在响应时限内选择确认响应，并填写相关套餐信息，逾期未响应的套餐自动失效。

（三）建立关系。双方完成套餐签约后，在电力交易平台形成聚合关系。

第一百七十八条 电力交易机构依据聚合商（含虚拟电厂）类型制定不同的聚合类零售套餐模板，编制发布聚合服务合同范本。聚合类零售套餐内容包括但不限于聚合服务期限、交易价格、聚合资源主体的调节能力、容量价格或收益分成机制、安全责任、违约责任及解约等条款。

第一百七十九条 原则上同一聚合资源主体在同一交易周期内只能向一家聚合商（含虚拟电厂）签订聚合服务合同，且全部上网或工商业下网电量均通过该聚合商（含虚拟电厂）参与交易，不得再委托其他经营主体代理，或单独参与电力批发市场。

与聚合商（含虚拟电厂）建立聚合服务关系的聚合资源主体以聚合单元为单位参与交易，结合网架结构和设备重过载情况，对聚合单元的聚合范围进行限定，原则上不超出同一 220kV 变电站供电区域。

第一百八十一条 聚合商所聚合资源主体同时具有上网电量、下网用电量时，应区分各时段的上下网电量，不得将下网用电量与其他项目上网电量聚合抵消后结算。

第一百八十二条 资源聚合类新型主体及分散资源按照

聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第十章 风险防控

第一节 基本要求

第一百八十二条 电力市场运营机构应建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第一百八十三条 电力市场运营机构应按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任；市场管理委员会应加强市场自律，建立风险防控自律公约、自律规范等；市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第二节 风险分类

第一百八十四条 电力市场风险类型包括：

（一）电力供需失衡风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）不正当竞争风险，指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，使得市场价格偏离、市场受限等风险。

（四）电力市场技术支持系统运行异常风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑

客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

(五) 合同违约风险，指经营主体签订的电力中长期交易合同，由于经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

(六) 其他市场风险，指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

第三节 风险防控与处置

第一百八十五条 市场风险监测以事前、事中为主。电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测，按照有关程序对各类市场风险进行预警。

第一百八十六条 各经营主体应自觉维护公平公正电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为；不得通过口头约定或签订协议等方式串通报价；以市场注册主体为单位独立进行报价，有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价；不得通过线上、线下等方式在中长期双边协商交易外统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。

第一百八十七条 为防止形成市场垄断，合理控制同一

经营主体（含同一投资主体）在各电力市场中所占份额的比例，必要时设置市场占有份额的比例上限，由电力市场管理委员会审议通过，报自治区主管部门和国家能源局华中监管局审定后执行。拥有售电公司的发电企业，不得利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额，不得对其他各类售电主体和电力大用户进行区别对待。

第一百八十八条 售电公司、聚合商（含虚拟电厂）应按照有关要求，在交易前，向电力交易机构提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证。

第一百八十九条 为防控经营主体恶意侵占市场、不当得利，各类电站在进行交易合同转让时，各类电量之和不得超过该电站市场交易电量上限。

第一百九十条 为保持区内电价稳定，发电类型、享受补贴政策均相同的电站之间可进行合同转让，批复电价高的电厂可向同电价或批复电价低的电厂转让合同。“价差模式”下，交易合同转让应原则上保持市场交易价差不变；“顺价模式”下，相关原则另行明确。

第一百九十一条 各经营主体应充分知悉市场规则和交易平台操作，建立防止交易申报差错等操作风险的内部控制流程。

第一百九十二条 电力市场管理委员会应依据国家有关规则，制定电力市场自律规范，充分发挥市场自律和社会监督作用，进一步强化市场内部自律管理，督促市场成员签订

自律公约并规范执行。

第一百九十三条 电力市场运营机构对经营主体开展风险教育和合规管理，引导依法合规参与交易、防范市场风险。对于在市场注册、交易、结算、信息披露等环节存在异常交易风险的经营主体，电力市场运营机构可以采取发布书面风险提示函、发布风险警示公告等措施，促进遵守规则。

第一百九十四条 电力市场运营机构负责编制交易、调度各流程的重大市场风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编，报送国家能源局华中监管局备案。

第十一章 市场干预

第一百九十五条 市场干预分为政府干预和电力市场运营机构干预。

第一百九十六条 电力中长期市场运行过程中发生下列情形之一的，由国家能源局华中监管局、自治区有关主管部门根据职责书面作出市场干预决定，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，并委托电力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。

第一百九十七条 电力中长期市场运行过程中出现如下情况时，电力市场运营机构应按照安全第一的原则采取调整交易时间、暂缓交易、调整市场限价、调整交易电量、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，并在3日内向国家能源局华中监管局、自治区有关主管部门提交报告，按规定程序披露：

(一) 电力系统发生故障、因重大自然灾害、突发事件等不可抗力原因导致电网运行安全风险较大时。

(二) 不可抗力导致交易不能正常开展时。

(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。

第一百九十八条 电力市场运营机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，包括但不限于干预时间、干预人员、干预操作、干预原因等，并尽快向国家能源局华中监管局、自治区有关主管部门提交报告。

第一百九十九条 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。

第十二章 争议处理

第二百条 市场成员间发生争议时，鼓励自主协商解决；

协商不成的，可向西藏自治区电力市场管理委员会申请自律调解。自律调解不成的，可向国家能源局华中监管局、自治区能源局、自治区发展改革委申请行政调解，或直接向仲裁机构或人民法院提起仲裁、诉讼。

第二百〇一条 市场成员应按照以下规定时间提出争议调解申请：

(一) 对于交易成交价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在电力市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

(二) 对于电费账单中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

(三) 对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 3 年内提出。

第二百〇二条 市场成员有义务为国家能源局华中监管局、自治区能源局提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。承担调解工作的相关人员不得偏袒特定市场成员，存在利害关系时需主动回避。

第十三章 电力市场技术支持系统

第二百〇三条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第二百〇四条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第二百〇五条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第二百〇六条 电力交易平台应实现注册信息互认，确保经营主体“一地注册，全国共享”。

第二百〇七条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。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，导致技术支持系统卡顿、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。相关情况应及时向国家能源局华中监管局、自治区主管部门报告。

第二百〇八条 账号注册采用实名制管理。企业及机构账号要确保社会统一信用代码、法定代表人身份证、姓名和联系电话一致，个人账号要确保身份证、姓名、联系电话一致，所有账号经实际使用人实名认证后，方可登录技术支持系统并获取相应权限。

第二百〇九条 市场成员账号需法定代表人本人或经其法定代表人授权的管理员使用。市场成员需根据国家相关法

法律法规、政策文件及本细则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。账号在交易平台的操作行为均代表市场成员的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的市场成员承担。市场成员应及时更新账号注册信息，账号信息未及时变更产生的影响及法律责任由市场成员自行承担。

第二百一十条 市场成员应妥善保管账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。使用人应采取积极措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理或使用不当造成的损失及法律后果由市场成员自行承担。

第二百一十一条 市场成员应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订、账号管理等关键环节，需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

第二百一十二条 经营主体通过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：

- (一) 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。
- (二) 以妨碍他人操作或获取他人秘密的任何技术手段。
- (三) 提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束。
- (四) 有越权访问等异常行为记录的。
- (五) 其他违反平台使用协议规定情况。

(六) 其他影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

第二百一十三条 按照自治区主管部门和国家能源局华中监管局要求，电力交易机构有权对经营主体违反技术支持系统使用要求的异常行为进行记录，采取冻结其相应账号或全部账号等措施、并报自治区主管部门和国家能源局华中监管局。

第二百一十四条 当发生不可抗力因素引起的技术支持系统异常导致经营主体损失的，由经营主体自行承担。

第二百一十五条 电力交易机构制定全国统一的标准数据接口，在保障信息安全的前提下提供数据交互服务。

第十四章 信息披露

第二百一十六条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。

第二百一十七条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第二百一十八条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本细则》执行。

第十五章 法律责任

第二百一十九条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本细则规定的，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。

第二百二十条 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。

第十六章 附则

第二百二十一条 本细则由国家能源局华中监管局会同自治区发展改革委、自治区能源局负责解释。

第二百二十二条 本细则自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。

附表

关键市场参数标准及取值表

序号	名称	价差模式	顺价模式
1	超签系数 C	在年度交易方案中明确。	
2	发电主体偏差电价 $P_{\text{发电主体}}$	$P_{\text{发电主体}} = \text{批复上网电价} + \text{当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值}$	另行明确
3	用电主体偏差电价 $P_{\text{用电主体}}$	$P_{\text{用电主体}} = \text{工商业目录销售电价} + \text{当月交割的所有区内市场化交易合同价差均值}$	另行明确
4	发用两侧偏差 免考核范围 M	8	
5	超发及超用偏差考核价格 K_1 、 少发及少用偏差考核价格 K_2	市场交易价差浮动范围上限的绝对值	另行明确