

附件 3

青海省电力中长期市场实施细则

(征求意见稿)

2026 年 1 月 15 日

目 录

第一章 总则	1
第二章 总体要求	3
第三章 市场成员	4
第一节 经营主体注册	4
第二节 市场成员权利	11
第三节 市场成员义务	12
第四章 交易品种和价格机制	16
第一节 交易品种	16
第二节 交易周期	18
第三节 交易方式	19
第四节 价格机制	26
第五章 交易组织	28
第一节 基本要求	28
第二节 中长期与现货市场衔接	29
第三节 交易约束与出清	31
第四节 年度交易	33
第五节 月度交易	34
第六节 月内交易	35
第七节 绿色电力交易	36
第六章 交易校核	37
第七章 合同管理	38

第八章 计量和结算	40
第一节 计量	40
第二节 结算	41
第九章 信息披露	47
第十章 市场技术支持系统	49
第十一章 风险防控及争议处理	51
第十二章 法律责任	54
第十三章 附则	54
附录	56
名词解释	56

第一章 总则

第一条 为规范青海电力中长期市场交易行为，依法保护经营主体合法权益，加快推进融入全国统一电力市场体系建设，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，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）要求，依据《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会2024年第20号令）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源〔2025〕1656号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等有关政策规定，结合青海省实际，制定本实施细则。

第二条 本细则所称电力中长期市场，是指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。

第三条 本实施细则适用于青海省内地中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理等。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边协商交易电量，签订厂网间中长期购售电合同，并纳入电力中长期市场管理范畴，其执行和结算均须遵守本实施细则。

第四条 本实施细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体(包含新型独立储能、虚拟电厂、智能微电网等)；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 电力市场交易包括电力批发交易和电力零售交易。电力批发交易指发电企业与电力用户、售电公司等经营主体，通过市场化方式开展的购售电交易。电力零售交易指售电公司向电力用户售电，在约定周期内所提供相关服务的市场交易。

市场化电力用户分为直接参与市场交易的用户和电网企业代理购电用户。其中，直接参与市场交易的用户分为批发用户、零售用户。批发用户通过市场直接购电。零售用户向售电公司购电，由售电公司代理参与批发市场交易。电网企业代理购电用户由电网企业按照相关规定代理购电。

第六条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

任何单位和个人不得违规干预市场运行。

第七条 国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门根据职能依法履行青海省电力中长期市场监管职责。

第二章 总体要求

统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在市场注册、交易时序、市场出清、市场结算、信息披露等方面做好衔接，充分发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第八条 促进跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）与省内电力中长期交易（以下简称“省内交易”）相互耦合、有序衔接。加强跨省跨区交易与省内交易在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。协同推进区域电力互济、调节资源灵活共享。

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。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册

第十一条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理市场注册、信息变更与市场注销，并进行实名认证。经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十二条 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。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。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，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第十三条 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。

第十四条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型独立储能企业、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。

第十五条 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。

第十六条 同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家

售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）确立服务关系。

第十七条 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定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。允许电网企业代理购电用户每月 15 日前，向电力交易机构申请市场注册，在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

第十八条 电力用户可自愿选择直接参与批发市场交易或参与零售市场交易。

第十九条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参加批发市场交易和零售市场交易。电力用户在批发合同或零售合同履约完毕或已解除合同，并与电网企业完成相关电费清算后，可向电力交易机构申请重新选择零售用户或批发用户身份。购售双方解除合同前，应通过市场化方式妥善处理未履约合同，按照合同约定承担相应违约责任，与电网企业完成相关电费清算等。

第二十条 新型经营主体可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。新型经营主体与其他经营主体享有平等的市场地位，平等参与电力市场。

第二十一条 并网型智能微电网、绿电直连项目等新型经营主体可作为同一经营主体整体注册参与电力市场。若源、荷非同一主体，也可分别注册、聚合参与电力市场。负荷不得由电网企业代理购电。注册时应提交联合主体协议

(整体注册)、聚合协议(分别注册)、统一结算账户、项目备案核准文件、接入系统可研评审意见、源荷匹方案、计量检定证书、入市信用承诺函等材料。

第二十二条 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。

第二十三条 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，虚拟电厂(含负荷聚合商)初期参照《售电公司管理办法》执行。

第二十四条 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、虚拟电厂(含负荷聚合商)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。

第二十五条 电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第二十六条 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。

第二十七条 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。

第二十八条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第二十九条 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，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十条 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，或虽未破产但被地方政府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、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；

(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。

第三十一条 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。

第三十二条 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。

第三十三条 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。

第三十四条 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，并报国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门备案。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，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十五条 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。售电公司退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十六条 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。

第三十七条 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。

第三十八条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第三十九条 电力用户发生并户、分户、新增用电户号、过户、销户、更名、改类、改变电压等级、增容、减容等情况时，电力用户在电网企业办理用电业务变更的同时，应向电力交易机构申请办理市场注册相关手续。电力用户发生并户时，合并电力用户在电力交易机构办理信息变更手续，被合并电力用户在电力交易机构办理市场注销手续；电力用户发生分户时，原电力用户在电力交易机构办理信息变更手续，新电力用户在电力交易机构办理市场注册手续；电力用户发生新增用电户号、更名、改类、改变电压等级、增容、减容等业务时，在电力交易机构办理信息变更手续；电力用户发生过户时，原电力用户在电力交易机构办理市场注销手续，新电力用户在电力交易机构办理市场注册手续；电力用户发生销户时，电力用户在电力交易机构办理市场注销手续。

第四十条 经营主体在交易平台完成注册后，应当办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。经营主体应妥善保管好电力交易平台账号、密码及其相关安全凭证，防范信息泄露和交易风险。

第四十一条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

第四十二条 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

(一) 如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示；

(二) 如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门；

(三) 如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

第四十三条 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

第二节 市场成员权利

第四十四条 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) 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

(四) 法律法规规定的其他权利。

第四十五条 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) 法律法规规定的其他权利。

第四十六条 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。

第四十七条 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。

第四十八条 电网企业的权利主要包括：

- (一) 收取输配电费，代收代付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。

第三节 市场成员义务

第四十九条 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。

第五十条 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。

第五十一条 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量需求、典型负荷曲线及其他信息

， 在交易平台上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支持手段；

（九）法律法规规定的其他义务。

第五十二条 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聚合服务合同（或零售合同）， 在电力交易平台建立聚合服务或零售服务关系， 履行合同规定的各项义务；

（三）按照规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约聚合资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他信息， 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。

第五十三条 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，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，保证数据信息交互的准确性和及时性；

(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。

第五十四条 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。

第五十五条 电力交易机构的义务主要包括：

- (一) 开展电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；
- (二) 负责电力交易平台建设、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。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种

第五十六条 省内电力中长期市场交易品种主要包括：

发电经营主体与用电经营主体电力直接交易（以下简称电力直接交易）、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内电能量与合同融合交易（以下简称月内融合交易）等。

第五十七条 电力直接交易是指发电侧经营主体与用电侧经营主体之间开展的购售电能量交易。

第五十八条 电网企业代理购电交易是指按照国家规定对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。

第五十九条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种。省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入省内（本省电网控制区）发电企业购买绿色电力的交易。

第六十条 合同转让交易指合同其中一方对未履行的合同的全部或部分，通过市场交易方式转让给第三方经营主体。未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致并确保绿电环境价值可追踪溯源。

第六十一条 合同变更交易指购售双方对持有的交易合同未执行部分交易电量、价格、电力曲线等进行协商变更，交易方式主要为双边协商。原则上合同变更交易电量（电力）只能做调减。

第六十二条 月内融合交易是指月内电能量交易与合同

交易融合开展、连续开市，实现月内电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合，简化交易组织、提高交易效率，采用市场主体“自主挂牌、自由申报、即时成交”的滚动撮合交易方式。经营主体以买方或卖方角色参与市场交易，发电企业、批发用户、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量，实现合同的增持或减持。发电侧经营主体选择买入为减持发电合同，选择卖出为增持发电合同；用电侧经营主体选择买入为增持用电合同，选择卖出为减持用电合同。经营主体在同一个交易序列的同一交易时段，只能选择买入或卖出一种交易行为。开展月内融合交易后，可不再单独组织月内增量电能量交易、合同转让交易、合同变更交易。

第二节 交易周期

第六十三条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、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。

第六十四条 数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内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。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第六十五条 根据交易标的物执行周期不同，省内中长期带曲线分时段交易包括针对不同交割周期的分时段电量交易，主要包括：

年度（数年）电量交易，以1年或数年的年内分月分时段电量作为交易标的物。

月度（多月）电量交易，以次月、年内剩余月份或特定月份的分月分时段电量作为交易标的物。

月内交易，以月内剩余天数或者特定天数的每日分时段电量作为交易标的物。月内交易原则上从上月倒数第2天至当月倒数第2天按日连续开市，以D+2日（D为交易日）至月底每日分时段电量作为交易标的物。

年度和月度（多月）交易的各月分时段交易电量按照月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

第六十六条 年度（数年）交易包括但不限于年度（数年）电力直接交易、年度（数年）绿电交易、年度电网企业代理购电交易等。

月度（多月）交易包括但不限于月度直接交易、月度绿电交易、月度电网企业代理购电交易、月度合同转让交易、月度合同变更交易等。

月内交易主要以融合交易方式开展。

第三节 交易方式

第六十七条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、

滚动撮合交易、挂牌交易等。

第六十八条 双边协商交易指交易双方协商一致后，由交易一方通过交易平台将需求电量、价格、电力曲线等申报信息向交易另一方（意向方）提出邀约，由交易另一方（意向方）接受该邀约的交易方式。双边协商交易须经交易校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商交易在交易申报截止时间前，可提交或者修改交易申报信息。

第六十九条 集中竞价交易

（一）集中竞价交易中，准入经营主体通过电力交易平台申报分时段电量、价格等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；

（二）集中竞价交易的曲线形成方式在交易公告明确。执行分时段竞价出清，或按典型（历史）曲线出清；

（三）集中竞价（撮合）交易价格按照统一边际电价法或报价撮合法出清；

（四）申报曲线和出清序列形成方式

1. 申报截止后，按照购电方报价由高到低排序，形成购电方申报曲线或出清序列。原则上，购电方报价相同时，按申报电量等比例分配预成交电量；

2. 申报截止后，按照售电方报价由低到高排序形成售电方申报曲线或出清序列。原则上，售电方报价相同时按申报电量等比例分配预成交电量。

（五）统一边际电价法出清流程

1. 售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成售

方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交量；

2. 当购电方申报曲线与售电方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为边际出清价格。售电方报价低于边际出清价格的售电方申报电量、购电方报价高于边际出清价格的购电方申报电量成交。若边际出清价格对应的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，预成交量取两者较小值。

边际出清价格 P_0 ，满足：

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) = S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

售电方可成交量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{P=0}^{P=P_0} Q_S(P)$$

其中， $Q_S(P)$ 为售电方在价格 P 处的申报电量。

购电方预成交量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{P=P_0}^{P=P_{D\max}} Q_D(P)$$

其中， $Q_D(P)$ 为购电方在价格 P 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为购电方报价最大值。

最终成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

3. 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价大于售电方报价时，预成交量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数 K_1 确定，该系数取 0.5。

报价差值 P_Δ 为：

$$P_\Delta = P_{D\min} - P_{S\max}$$

其中， $P_{D\min}$ 为购电方成交量报价的最小值， $P_{S\max}$ 为

售电方成交电量报价的最大值。

当购电方报价始终大于售电方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为：

$$P_0 = P_{D\min} - K_1 \times P_\Delta$$

$$\text{或 } P_0 = P_{S\max} + (1 - K_1) \times P_\Delta$$

其中， K_1 为报价差值系数。

售电方可成交电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{P=P_{S\min}}^{P=P_0} Q_S(P)$$

其中， $Q_S(P)$ 为售电方在价格 P 处的申报电量， $P_{S\min}$ 为售电方报价最小值。

购电方可成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{P=P_0}^{P=P_{D\max}} Q_D(P)$$

其中， $Q_D(P)$ 为购电方在价格 P 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为购电方报价最大值。

最终成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

4. 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价小于售电方报价时，没有成交量。

当购电方报价始终小于售电方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) < S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

最终成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = 0$$

(六) 报价撮合法出清流程

1. 报价撮合法中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列，依次匹配双方申报价格、电量，撮合出清。

2. 按出清序列依次将购方报价与售方报价相减形成价差对 P_{Δ}' 。

$$P_{\Delta}' = P_{\text{购电方报价}} - P_{\text{售电方报价}}$$

其中， $P_{\text{购电方报价}}$ 为购电方报价， $P_{\text{售电方报价}}$ 为售电方报价。

3. 当购电方报价大于售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格以配对双方报价的价差对系数 K_2 来确定，该系数取 0.5。

当购电方报价大于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} > P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_D = P_{\text{购电方报价}} - K_2 \times P_{\Delta}'$$

$$P_S = P_{\text{售电方报价}} + (1 - K_2) \times P_{\Delta}'$$

其中， K_2 为报价的价差对系数。

成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

4. 当购电方报价等于售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

当购电方报价等于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

5. 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或购电方报价低于售电方报价时为止。

第七十条 滚动撮合交易

(一) 滚动撮合交易中，在规定的交易时间内，经营主体可随时申报买入、卖出交易标的（某时段）的电量和电价信息，电力交易平台对交易标的依据买方和卖方的出清排序进行滚动撮合，按照对手方“价格优先、时间优先”和“即时出清”的原则成交。

(二) 滚动撮合出清流程

1. 卖方按照报价从低到高、时间先后顺序形成卖方出清序列，买方按照报价从高到低、时间先后顺序形成买方出清序列，按照对手方“价格优先、时间优先”原则，依次匹配双方申报价格、电量，即时撮合出清；

2. 当买方报价大于卖方报价，则匹配出清电量为配对双方申报电量的较小者，出清价格为配对双方报价的平均价。配对双方申报电量较大者的剩余电量继续作为挂牌电量进入场内等待出清；

3. 对于同一交易标的，可匹配单一买（卖）方对应多个卖（买）方的多个申报电量，当多个对手方的申报价格和申报时间均相同且买方报价大于卖方报价时，若单一买（卖）方申报电量小于多个对手方申报电量之和，则多个对手方各

自出清电量按照其申报电量等比例分配单一买（卖）方的申报电量，出清价格为配对双方报价的平均价；

4. 未成交电量可在滚动撮合交易结束前撤销或重新申报。

第七十一条 挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量、价格、电力曲线等信息对外发布要约，由符合要求的另一方提出接受该要约的申请，按照提交时间优先或等比例原则形成预成交结果，经交易校核和相关方确认后形成最终交易结果。

第七十二条 电网企业代理购电挂牌交易

(一) 电网企业代理购电挂牌交易中，在规定的起止时间内，电网企业依据交易公告进行挂牌，参与交易的经营主体自主摘牌；

(二) 挂牌意向在挂牌申报截止前可提交、撤销或修改；摘牌意向在摘牌申报截止前可提交、撤销或修改；

(三) 交易申报结束后开展集中出清，以挂牌方挂牌价格作为交易出清价格。当分时段摘牌电量大于挂牌电量时，挂牌电量按该时段各主体摘牌电量等比例分配形成交易结果。当分时段摘牌电量小于挂牌电量时，按该时段内各主体摘牌电量进行出清。

第七十三条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第七十四条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

发电侧经营主体在单笔电力交易中某时段的售电量（卖出电量）不得超过其该时段剩余最大发电能力，某时段的购电量（买入电量）不得超过其该时段持有售电合同电量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净合同售电量）。用电侧经营主体在单笔电力交易中的某时段的售电量（卖出电量）不得超过其该时段持有购电合同电量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净合同购电量），在单笔电力交易中某时段的购电量（买入电量）不得超过其该时段剩余最大用电能力。

经营主体参与电力中长期市场交易，不得影响电网安全和市场公平。

第四节 价格机制

第七十五条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

第七十六条 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）、农业等用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。

第七十七条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，可由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第七十八条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价

值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。省内绿色电力交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

第七十九条 工商业用户各时段的用电价格由各时段市场交易上网电价及上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。上网环节线损费用按实际市场交易上网电价和综合线损率计算；系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、电价交叉补贴新增损益、火电容量电费等。输配电价、政府性基金及附加、系统运行费按照国家有关规定执行。

第八十条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上网电量超出其中长期合同电量的部分，按照现货市场规则进行结算。

第八十一条 除保障居民、农业用户用电的保量保价水电企业上网电量执行政府定价外，其余水电企业上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

第八十二条 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。

第八十三条 为避免市场操纵以及恶性竞争，青海省发展和改革委会同青海省能源局、国家能源局西北监管局可对申报价格和出清价格设置上、下限，青海电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第八十四条 优先将低价保量保价水电电量、新能源机制电量用于保障居民、农业用电。若上述电量不足以满足居民、农业等优先购电电量需求，电网企业通过市场化交易方式组织省内电源补足缺口电量。

第八十五条 当保量保价水电电量和新能源机制电量大于居民、农业用电量部分，作为全体工商业用户购电电量来源。

第八十六条 经营主体在满足省内电力电量供需平衡后参与省间市场。省间交易先于省内交易开展，其结果作为省内交易的边界条件。在省间交易开展前，应预先进行省内电力电量供需平衡。

第八十七条 电网企业根据省内电力电量供需平衡市场预测情况，参与跨区跨省交易代理购买省内缺口电量，省间外购电量由对应时段用电经营主体自主交易购买消纳。

第八十八条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。交易开闭市时间如遇国家法定节假日，可以顺延或调整安排，电力交易机构应当提前向经营主体公告开闭市时间顺延或调整事宜。

第八十九条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时

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。

原则上，数年、年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。连续开市的电力中长期交易可不再发布交易公告。

第九十条 同一聚合资源在同一时期只能与一家资源聚合商经营主体（售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商等）确定零售（聚合）服务关系。中长期批发市场交易组织前，资源聚合商经营主体（售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商等）与所聚合经营主体，应在规定期限内建立委托代理关系签订聚合服务协议或在电力零售市场签订电力零售合同。

第九十一条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第二节 中长期与现货市场衔接

第九十二条 中长期交易在现货交易开市前组织完成。参与中长期交易的经营主体应当通过双边协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

第九十三条 省内按照年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）的时序开展电力中长期分时段交易。年度、月度定期开市，并向月内 D+2 日（D 为交易日）交易延伸。开展月内融合交易，按工作日连续开市，与现货日前市场交易（D+1）、实时市场交易实现无缝衔接。

第九十四条 中长期分时段交易是将每天分为 24 个时段，以交易周期内某时段的电量作为标的，经营主体分别申报各时段的电量、价格，按照出清规则形成中长期分时段的电量、电价交易合约。

第九十五条 中长期市场 24 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 点中长期电量曲线，作为电力市场结算依据。

第九十六条 经营主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的年度（数年）、月度（多月）、月内（多日）交易的日分解电量之和。

第九十七条 中长期分时段交易每个时段设置申报价格上下限，可与青海现货市场申报价格限额范围保持一致，峰谷价差比例由市场自主形成。

零售用户等经营主体通过“e-交易”APP 开展零售市场交易。售电公司与零售用户开展分时段零售套餐市场交易，零售用户单笔交易中某时段的购电量（零售套餐下单电量）不得超过其该时段剩余最大用电能力。年度批发交易中各售电公司按照其年度分时零售套餐签约合同电量为额度参与交易，月度批发交易中各售电公司按照其月度分时零售套餐

签约合同电量为额度参与交易。

第三节 交易约束与出清

第九十八条 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。在申报组织以及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第九十九条 电力调度机构通过电力交易平台发布或动态更新各断面（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与电网运行相关的电网安全约束信息；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安全约束等情况，折算得出各市场化机组可用发电能力，提交电力交易机构。

第一百条 电力交易机构根据已达成的交易合同，按照电力调度机构提供的可用发电能力，形成各市场化机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清的电量）。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。

第一百〇一条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易电量申报限额，应同时符合按资产总额对应的售电量限额、履约保障凭证对应的电量限额、代理（聚合）的零售用户全部零售合同电量额度等条件确定。

第一百〇二条 发电侧经营主体分时段售电量申报不得超过可用发电容量×该时段小时数（扣减该时段已持有的净合同电量）。分时段购入电量申报不得超过该时段持有的净

合同电量。

第一百〇三条 用户侧经营主体分时段购入电量申报不得超过报装容量（或运行容量）×该时段小时数（扣减该时段已持有的净合同电量）。分时段售出电量申报不得超过该时段持有的净合同电量。报装容量（或运行容量）由电网企业依据交易周期滚动向电力交易机构提供。对于发用在同一计量点的厂用电用户，可按照近1年最大分时用电量折算报装容量。

第一百〇四条 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。电力交易机构根据必要的交易出清约束进行市场出清，形成预成交结果。

第一百〇五条 交易出清、电网安全校核及交易执行阶段的交易优先级原则如下：

（一）按交易周期，交易优先顺序依次为年度（含多年）交易、月度（含多月）交易、月内交易；

（二）在同一交易周期下，不同类型交易优先级由高至低如下：保量保价优先发电交易、保障电网安全必发机组（水电、火电、外购电等）优先发电交易、新能源机制电量、省间电力交易、绿色电力交易、清洁能源电力交易、火电电力交易。

当调度机构安全校核不通过时，原则上交易出清结果按照上述交易优先级进行倒序削减。

第四节 年度交易

第一百〇六条 年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展，原则上每年组织一次。

第一百〇七条 年度分时段交易按照年度分月(1-12月)、分时段交易申报和出清，年度交易形成 12 个月、24 个时段的成交结果。

第一百〇八条 每年 12 月 25 日前，电力交易机构通过交易平台发布次年年度（数年）交易相关市场公告信息，组织次年年度（数年）交易。交易申报方式以交易公告为准。

第一百〇九条 经营主体经过双边协商形成的年度（多年）分月意向协议（包括：总电量、分时段电量或电力曲线、分时段电价等），需要在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据交易校核意见，进行市场出清，形成双边交易成交结果。经营主体交易申报的分时段电量数据，不应超过交易周期内经营主体的可发（用）电能力及年度交易电量规模限额。

第一百一十条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，发电企业、售电公司和电力用户等经营主体在规定的交易申报时限内，通过电力交易平台申报分月分时段电量、电价等交易数据。电力交易机构根据交易校核意见，进行市场出清，形成年度（多年）分月分时段的集中交易成交结果。经营主体交易申报的分时段电量数据，不应超过交易周期内经营主体的可发（用）电能力及年度交易电量规模限额。

第五节 月度交易

第一百一十条 月度（多月）交易定期开市，原则上每月组织一次。月度交易可通过双边协商或者集中交易等方式开展。

第一百一十二条 月度（多月）分时段交易按照分月、分时段交易申报和出清，月度交易形成月度（多月）、24时段的成交结果。

第一百一十三条 每月 25 日前，电力交易机构通过交易平台发布月度（多月）交易相关市场公告信息，组织月度（多月）交易。交易申报方式以交易公告为准。

第一百一十四条 经营主体经过双边协商形成的分时段带曲线意向协议（包括：总电量、分时段电量或电力曲线、分时段电价等），需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据交易校核意见，进行市场出清，形成双边交易成交结果。经营主体交易申报的分时段电量数据，不应超过交易周期内经营主体的可发（用）电能力（应扣除已成交电量、已申报未出清的电量）。

第一百一十五条 采用集中交易方式开展月度（多月）交易时，发电企业、售电公司和电力用户等经营主体在规定的交易申报时限内，通过电力交易平台申报分月分时段电量、电价等交易数据。电力交易机构根据交易校核意见，进行市场出清，形成本月分时段的集中交易成交结果。经营主

体交易申报的分时段电量数据，不应超过交易周期内经营主体的可发（用）电能力（应扣除已成交电量、已申报未出清的电量）。

第六节 月内交易

第一百一十六条 月内市场于每月月度市场闭市后开展。月内（多日）交易主要开展融合交易，原则上从上月倒数第2天至当月倒数第2天按日连续开市。

第一百一十七条 月内交易可融合月内电能量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种，按照“自主申报、价格优先、时间优先、即时成交”的滚动撮合交易方式组织。发电企业、批发用户、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出相应时段的电量或合同。融合交易以D+2(D为交易日)至月底每日分时段电量为交易标的，每1个小时作为1个时段，按照每日24个时段交易，经营主体可通过电力交易平台对期间某日某时段电量或合同进行买入或卖出的“电量、电价”等数据的交易申报。

月内融合交易中发电企业、批发用户、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量。但在同一个交易序列的同一个时段只能选定一个交易方向（买入或卖出）。买方单元可以是有剩余购电需求的电力用户、售电公司、新型经营主体，也可以是已签订售电合同并有合同调减需求的发电企业、新型经营主体等；卖方单元可以是有剩余发电能力的发电企业，也可以是已签订购电合同，并有合同

调减需求的电力用户、售电公司和新型经营主体。

第一百一十八条 月内交易可开展旬、周双边协商或者集中交易。

第七节 绿色电力交易

第一百一十九条 可再生能源发电项目参与绿电交易前应在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成建档立卡。

第一百二十条 绿电交易在北京电力交易中心绿色电力交易平台开展。省内绿电交易可按照年度（多年）、月度（多月）、月内（旬、周）定期开市，也可按用户需求不定期开市交易。鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。绿电交易市场准入、市场注册、交易申报、交易结算、绿证核发等按照绿色电力交易相关规定执行。

第一百二十一条 绿电交易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。

第一百二十二条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第一百二十三条 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。无法满足计量条件和一对一溯源的分布式光伏等主体，不应参与绿电交易。

第一百二十四条 绿电交易合同在各方协商一致、确保

绿电环境价值可追溯溯源的前提下，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。

第六章 交易校核

第一百二十五条 电力中长期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。

第一百二十六条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第一百二十七条 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。出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第一百二十八条 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。

第一百二十九条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度（多月）交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百三十条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式线上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，按交易优先级逆序削减。

第一百三十一条 电力交易机构应当根据电网安全校核

意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百三十二条 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，应当在成交结果发布后 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。

第七章 合同管理

第一百三十三条 各市场成员开展电力中长期交易，应签订电力中长期交易合同(含电子合同)，作为执行依据。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。

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

第一百三十四条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第一百三十五条 电力中长期交易合同主要采用电子合同管理，经营主体在电力交易平台确认交易成交结果后，电子合同立即生效，作为执行依据。

第一百三十六条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线、价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电

力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源认证服务。

第一百三十七条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第一百三十八条 经营主体、电力交易机构根据需要，对中长期分时段交易合同进行电力曲线汇总、合成与分解，包括：

- 1.经营主体各类合同按分月分日分时段成交曲线分解与合成，形成各经营主体月度发电或用电月度分日分时曲线；
- 2.汇总合成省内全月分日分时段发电曲线，形成省内月度分日分时总发电曲线；
- 3.汇总合成省内全月分日分时段用电曲线，形成省内月度分日分时总用电曲线。

第一百三十九条 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，事后向电力监管机构、政府电力主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

电力系统紧急情况是指电力系统运行过程中出现的可能威胁电网安全稳定运行、导致大面积停电或对社会公共利益造成重大影响的危急状况。包括但不限于以下情形：电力供需严重失衡，出现电力、电量缺口过大，可能引发大面积拉闸限电。电网发生重大故障，导致电网运行参数严重偏离正常范围，稳定运行受到严重威胁。发电机组出现严重问

题，主力发电厂机组大规模非计划停运，电力供应能力急剧下降。遭遇极端天气（特大暴雨、强风等）、地震、地质灾害或其他突发事件、不可抗力，对电力设施造成严重破坏，影响电力系统正常运行。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百四十条 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，按照每台机组的实际发电量或额定容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。

第一百四十一条 绿电直连、智能微电网等新能源就近消纳项目应当具备分表计量条件，在发电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装计量装置，准确计量各环节电量数据。

第一百四十二条 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。

第一百四十三条 其他有关计量要求按《电力市场计量

结算基本规则》执行。

第二节 结算

第一百四十四条 结算包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据政策文件和市场规则要求，向市场经营主体和电网企业提供电力市场结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业受市场经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对市场经营主体电费进行计算，编制发行电费账单，并进行电费收付的行为。

第一百四十五条 电力市场计量结算应当遵循依法依规、公平公正的原则，保证计量量值溯源性，保障结算准确、及时，切实维护电力市场秩序和市场主体权益。

第一百四十六条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。“日清月结”的结算模式，即按日对已执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。

第一百四十七条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第一百四十八条 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。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。

第一百四十九条 结算科目式样由国务院价格主管部门

确定。结算科目应覆盖所有市场分类及交易品种，各类结算科目应单独计算、单独列示。

第一百五十条 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录、分类明确疏导并详细列支。

第一百五十一条 电力交易机构根据政策文件、市场规则和结算基础数据，对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。结算依据包括但不限于以下内容：

- (一) 实际结算电量、电价和电费；
- (二) 各类交易合同（含保量保价厂网间购售电合同、中长期市场交易、现货市场交易、应急调度、电力辅助服务交易、容量交易）电量、电价和电费；
- (三) 偏差电量、电价和电费等信息；
- (四) 分摊或返还的市场交易不平衡资金差额或者盈余等信息；
- (五) 新机组调试电量、电价、电费；
- (六) 零售交易结算依据。

第一百五十二条 已发布的正式结算结果(含日清分结果)如有变化，应向相关市场经营主体披露变动原因和变动情况。

第一百五十三条 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。

第一百五十四条 资源聚合类新型经营主体及其分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百五十五条 虚拟电厂（聚合商）等资源聚合类经营主体所聚合的资源同时具有上网电量、下网用电量时，应区分各时段的上、下网电量分别结算，不得将下网用电量与其他项目上网电量聚合抵消后结算。

第一百五十六条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照国家和青海省有关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百五十七条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照国家相关补贴管理规定执行。

第一百五十八条 参与现货市场的经营主体按照现货市场规则开展结算。未参与现货市场的经营主体按照“照付不议、偏差结算”的中长期分时段交易结算原则执行。保量保价优先发电电源按照“据实结算”的原则执行。直流配套电源参照省间相关交易结算规则执行。

第一百五十九条 未参与现货市场的经营主体或现货市场停运期间，按照“照付不议、偏差结算、日清月结”的原则，开展中长期分时段交易结算。

经营主体电能量（合同）交易日购（售）电费用= $\Sigma [S_{\text{时段}} \text{ 合同电量} * S_{\text{时段}} \text{ 合同加权平均电价} + S_{\text{时段}} \text{ 偏差电量} * S_{\text{时段}} \text{ 偏差电量结算电价}]$

S时段指分时段交易24时段中的某一时段， $S=0 \sim 23$ 点

1. 发电侧经营主体偏差电量结算

$S_{\text{时段}} \text{ 偏差电量}= \text{发电侧经营主体 } S_{\text{时段}} \text{ 实际上网电量} - (\text{各类交易合同 } S_{\text{时段}} \text{ 售出电量} - \text{各类交易合同 } S_{\text{时段}} \text{ 购入})$

电量)

S时段超发电量偏差结算价格=月度集中竞价交易S时段成交价×K1。K1为发电侧超发电量考核系数， $K1 \leq 1$ 。S时段偏差电量占对应时段合同电量比例15%以内部分不考核，对应超发电量结算价格执行该时段合同加权平均价格。超出免考核比例部分，K1暂定为0.9，超发电量结算价格按上述公式计算。

S时段少发电量偏差结算价格=月度集中竞价交易S时段成交价×K2。K2为发电侧少发电量考核系数， $K2 \geq 1$ 。分时段交易S时段偏差电量占对应时段合同电量比例15%以内部分不考核，对应少发电量结算价格执行该时段合同加权平均价格。超出免考核比例部分，K2暂定为1.1，少发电量结算价格按上述公式计算。

2. 用电侧经营主体偏差电量结算

S时段偏差电量=用电侧经营主体S时段实际用电量-(各类交易合同S时段购入电量-各类交易合同S时段售出电量)

S时段超用电量结算价格=月度集中竞价交易S时段成交价×U1。U1为用电侧超用电量考核系数， $U1 \geq 1$ 。分时段交易S时段偏差电量占对应时段合同电量比例15%以内部分不考核，对应超用电量结算价格执行该时段合同加权平均价格。超出免考核比例部分，U1暂定为1.1，超用电量结算价格按上述公式计算。

S时段少用电量结算价格=月度集中竞价交易S时段成交

价×U2。U2 为用电侧少用电量考核系数， $U2 \leq 1$ 。分时段交易 S 时段偏差电量占对应时段合同电量比例 15%以内部分不考核，对应少用电量结算价格执行该时段合同加权平均价格。超出免考核比例部分，U2 暂定为 0.9，少用电量结算价格按上述公式计算。

根据市场运行情况，可对 K1、K2、U1、U2 和免考核比例动态评估调整。

第一百六十条 开展零售市场结算时，电力交易机构应依据售电公司与零售用户在电力交易平台签约的零售合同形成结算依据。其中，售电公司批发市场、零售市场应按照市场规则分开结算。售电公司批发市场费用按批发市场交易规则计算，零售市场费用为其代理的零售用户结算电费之和。售电公司(拥有配电网运营权的除外)结算电费为零售市场与批发市场结算电费之差。

第一百六十一条 零售市场中经营主体代理服务费按其与售电公司（虚拟电厂、聚合商）约定代理服务费率价格和实际用电量计算。

第一百六十二条 已直接参与省内中长期市场的经营主体，合同期满后未签订新的中长期交易合同（包括已注册入市但尚未签订中长期交易合同的经营主体），实际用电量或实际上网电量按分时偏差电量结算。政府另有规定的，按规定执行。

第一百六十三条 绿电交易电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本实施细则相关条款开展结算。纳入

新能源可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百六十四条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、用电侧电量三者取小的原则确定。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第一百六十五条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经国家能源局电力业务资质管理中心审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。绿证的核发、划转、核销及相关管理工作按照国家有关规定执行。

第一百六十六条 调试运行期上网电量结算执行《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、《国家能源局西北监管局关于进一步明确西北区域发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》（西北监能市场〔2024〕73号），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，按照最新一次同类型机组月度代理购电市场化采购平均价结算。未形成同类型机组市场化价格的，暂按当月代理购电平均价（不含历史偏差电费折价）进行结算。发电机组在进入商业运营时间点起，交易结算执行现行有关电价政策。国家另有规定的，按规定执行。

第一百六十七条 经营主体的月度计量偏差调平电量（累计分时段结算电量与月度总计量电量之差值），按照当

月发电侧现货实时市场月度加权均价结算；经营主体未参与现货市场或现货市场停运期间，以当月月度集中竞价交易分时段出清加权均价结算。

第一百六十八条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第九章 信息披露

第一百六十九条 信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力市场相关信息的行为。信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体、电网企业和市场运营机构。

第一百七十条 信息披露主体应严格按照《电力市场信息披露基本规则》要求开展信息披露，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百七一条 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。

第一百七十二条 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，电力交易机构根据《电力市场信息披露基本规则》及信息披露相关规定，要求相关信息披露主体予以解释和配合。

第一百七十三条 按照信息公开范围，电力市场信息分

为公众信息、公开信息、特定信息三类。

第一百七十四条 电力监管机构对市场成员的信息披露工作进行监管。电力交易机构配合电力监管机构开展信息披露监管工作，对未按《电力市场信息披露基本规则》披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送电力监管机构等方式进行管理。

第一百七十五条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好国家能源局西北监管局、政府电力主管部门、经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。电力交易机构制定统一的信息披露标准数据格式，在保障信息安全的前提下提供数据接口服务。

第一百七十六条 市场成员应做好电力市场信息披露工作，不得出现以下行为：

- (一) 信息披露不及时、不准确、不完整的；
- (二) 制造传播虚假信息的；
- (三) 发布误导性信息的；
- (四) 其他违反信息披露有关规定的行为。

对于出现上述行为的市场成员，纳入电力交易信用评价，国家能源局西北监管局可依法依规将其纳入失信管理，采取有关监管措施，并根据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

第一百七十七条 国家能源局西北监管局组织电力交易机构对各市场成员披露信息的及时性、完整性、准确性等情

况做出评价，评价结果向所有市场成员公告。

第一百七十八条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十章 市场技术支持系统

第一百七十九条 电力中长期市场技术支持系统（简称“电力交易平台”）应包括市场注册、交易申报、市场出清、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。

第一百八十一条 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。

第一百八十二条 电力交易平台应具备基础运行保障能力，满足电力中长期连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百八十三条 电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百八十四条 为确保电力交易平台安全稳定运行及保障交易公平公正，电力交易机构应对经营主体违反电力交易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、暂停其交易资格等措施，有关情况及时向电力监管机构报告。非电力交易平台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）超过网络运营方规定频次的或违反电力交易平台安全稳定运行要求的；
- (二) 使用自动化程序脚本或第三方软件工具篡改数据库或系统参数、绕过平台前端页面限制提交非正常申报参数、提交无法识别数据或必填数据为空、短时间内高频次大批量申报撤销、提交数据突破交易公告交易开闭市时间、电量、电价等条件约束行为的；
- (三) 利用交易平台系统漏洞开展违反交易规则、交易公告及交易平台使用规定操作、对交易平台进行网络攻击、恶意爬虫活动等行为的；
- (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或影响电力交易平台安全稳定运行的异常行为。

第一百八十五条 经营主体在使用电力交易平台时应遵守国家相关法律法规要求，首次登录使用前应与电力交易机构签订电力交易平台使用协议。

第一百八十六条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十一章 风险防控及争议处理

第一百八十七条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第一百八十八条 建立健全电力市场风险防控机制，推动构建事前预警、事中防范、事后处置的防控体系，保障电力市场平稳运行，维护市场成员合法权益。

第一百八十九条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门报告。

第一百九十条 经营主体应严格遵守电力市场规则及国家相关政策规定，依法合规参与电力市场交易，自觉自律维护电力市场秩序。

第一百九十一条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由国家能源局西北监管局会同省政府电力主管部门查处。

（一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场注册资格；

（二）滥用市场力，恶意串通、操纵市场；

（三）不按时结算，侵害其他经营主体利益；

（四）售电公司、虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商经营主体未按规定缴纳履约保障凭证或不遵守相关管理规定的；

(五) 提供虚假信息或违规发布信息;

(六) 违反调度纪律的行为;

(七) 其他严重违反市场规则的行为。

第一百九十二条 对于市场成员的违规行为，国家能源局西北监管局会同省政府电力主管部门按照相关法律法规进行处罚，同时可采取降低企业信用等级、取消市场注册资格、暂停交易资格、将企业列入违约失信联合惩戒“黑名单”等处罚措施。

第一百九十三条 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。市场成员应向国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第一百九十四条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，并在 3 日内向国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门提交报告，按规定程序披露。

第一百九十五条 电力中长期市场运行过程中发生下列情形之一的，由国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门根据职责作出市场干预决定，并授权电力市场运营机构实施市场干预措施，及时将采取的市场干预措施告知相关经营主体。

(一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

(二) 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易

结果的；

（三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；

（四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

（五）国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门作出暂停市场交易决定的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

市场干预措施包括但不限于发布临时规则条款、暂停交易、延长交易时间、取消市场交易结果、重新组织交易、价格管制、市场中止和其他维护市场正常运行的手段等。

第一百九十六条 市场干预期间，市场运营机构应详细记录市场干预的起因、起止时间、范围、对象、措施和结果等内容，并报国家能源局西北监管局和省政府电力主管部门备案。

第一百九十七条 当采用价格管制的措施干预市场时，管制定价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，根据市场运行情况更新调整计算方法，并参照市场正常运行期间的交易价格进行制定。

第一百九十八条 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，由国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门做出市场中止决定，并委托电力市场运营机构实施。电力市场运营机构应立即发布市场中止公告。

第一百九十九条 当异常情况解除、电力市场具备重启

条件后，经国家能源局西北监管局、省政府电力主管部门同意，电力市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复公告应按要求提前向经营主体发布。

第十二章 法律责任

第二百条 对于电力市场成员违反本实施细则规定的，国家能源局西北监管局依照《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。

第二百〇一条 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。

第十三章 附则

第二百〇二条 本实施细则由国家能源局西北监管局、青海省发展和改革委员会、青海省能源局负责解释。

第二百〇三条 国家能源局西北监管局会同青海省发展和改革委员会、青海省能源局根据国家新的政策法规和电力市场实际运行情况组织电力交易机构滚动修订本实施细则。

当遇有国家出台新的政策规定与本实施细则不符的，依据国家最新政策规定执行。

第二百〇四条 本实施细则（V4.0 版）自发布之日起施

行，《青海省电力中长期交易规则》（西北监能市场〔2021〕19号）及《青海省电力中长期交易规则补充规定》（西北监能市场〔2025〕71号）同时废止。

附录

名词解释

1. 新型经营主体

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，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合商新型经营主体。其中，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；资源聚合商新型经营主体主要包括虚拟电厂（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。

2. 按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）持续组织交易的活动。

3. 交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

4. 集中竞价交易

集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由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”或“撮合匹配、边际出清”。

5. 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

6. 挂牌交易

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；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌；按照摘牌情况成交。

7. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋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。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、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。

8. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

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。

(2) 市场价格异常风险

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。

(3) 不正当竞争风险

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，并严重影响交易结果的风险。

(4) 技术支持系统运行异常风险

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安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

(5) 合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、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已签订的电力中长期合同的风险。

(6) 其他市场风险

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。

9. 履约保障凭证

履约保障凭证是指具备见索即付功能的履约保函、保证金或其他结算担保品。

10. 分散资源

虚拟电厂（聚合商）可聚合的分散资源是指未纳入电力调度机构直接调度管理的分布式电源、储能、可调节负荷等。

11. 报装容量

报装容量是指供电企业与电力用户在供用电合同中约定的客户受电设备的总容量。

12. 运行容量

运行容量是指电力用户在实际运行中，正在使用的受电设备（如变压器、高压电动机等）的总容量。