

甘肃省电力中长期交易实施细则

（征求意见稿）

目 录

第一章 总则	1
第二章 总体要求	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 市场准入	10
第四节 市场注册	11
第五节 新型经营主体	14
第四章 中长期交易和价格机制	15
第一节 交易品种	15
第二节 交易周期	16
第三节 交易方式	18
第四节 价格机制	24
第五章 交易组织	26
第一节 基本要求	26
第二节 中长期与现货市场衔接	28
第三节 电量规模确定	29
第四节 交易约束与出清	30
第五节 停复牌机制	32
第六节 年度交易	34
第七节 月度交易	34
第八节 月内交易	35
第九节 临时交易与紧急支援交易	36
第十节 绿色电力交易	36
第六章 交易校核	38
第七章 合同管理	39
第一节 合同签订	39
第二节 合同执行	40
第八章 计量和结算	41
第一节 计量	41
第二节 结算	41
第九章 信息披露	47
第十章 中长期市场技术支持系统	48
第十一章 风险防控及争议处理	50

第一节 总体要求	50
第二节 市场干预条件	51
第三节 市场干预内容	53
第四节 市场中止和恢复	53
第十二章 法律责任	54
第十三章 附则	54
附件	55
名词解释	55

第一章 总则

第一条 为规范甘肃电力中长期市场运营和管理，更好融入全国统一电力市场，依法维护经营主体的合法权益，建设统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，根据《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、《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》等有关政策文件，结合甘肃省实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则所称电力中长期市场，是指符合市场注册条件的经营主体开展数年、年、月（多月）、月内（旬、日滚动）等不同时间维度的电能量交易的市场。

电力中长期交易是指在电力中长期市场中开展的对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易。

第三条 本实施细则适用于甘肃省内电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理等。

由甘肃省电力管理部门明确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提供输配电服务的电网企业。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（含储能企业、虚拟电厂（聚合商）、分布式电源、智能微电网、源网荷储一体化项目等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。其中，参与电能量市场的电力用户按照参与方式分为三类：

批发用户：通过市场直接购电。

零售用户：通过售电公司、虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商经营主体代理购电。

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。（简称代理购电用户）

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。

任何单位和个人不得干预市场运行。

第二章 总体要求

第六条 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、稳定市场预期的基础作用。

第七条 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（区、市）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。

推动跨电网经营区常态化交易，促进电力市场互联互通。鼓励区域内省间交易机制创新，协同推进区域电力互济、调节资源灵活共享。

第八条 电力中长期市场以统一的标准进行市场注册、交易组织、结算等。其中，虚拟电厂（聚合商）等新型经营主体可根据甘肃省人民政府主管部门有关规定聚合各类资源（含电力用户、储能、电动汽车充电设施、分布式电源等），形成聚合单元参与电力交易。

第九条 电力市场运营机构、电网企业应在市场注册、交易组织、结算、信息披露等环节做好经营主体档案信息管理，实现信息动态交互。

第十条 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。电力交易平台与电力调度、电网营销等系统间应实现互联互通。

第三章 市场成员

第一节 市场成员权利

第十一条 发电企业的权利主要包括：

（一）获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（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。

第十二条 电力用户的权利主要包括：

（一）获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务，可由售电公司、虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商经营主体代理参与市场交易；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（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。

第十三条 售电公司的权利主要包括：

（一）获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（二）按规定向电力用户提供增值服务；

（三）获得市场化交易、输配电服务和签约电力用户合同期内用电负荷等相关信息，根据用户授权掌握其历史用电信息；

（四）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十四条 新型经营主体的权利主要包括：

（一）获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（二）获得市场化交易、输配电服务和签约聚合资源的基础信息等相关信息；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十五条 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障凭证的使用申请；

（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。

第十六条 电力调度机构的权利主要包括：

（一）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（二）法律法规规定的其他权利。

第十七条 电力交易机构的权利主要包括：

（一）行使电力中长期市场、电力零售市场交易组织、交易出清校核、合同管理等市场运营职能；

（二）按照信息披露有关规定获得市场信息；获得市场成员提供的支撑电力市场交易、结算以及服务需求的数据等；

（三）按授权拟定经营主体信用评价指标体系及管理制度，开展信用评价工作；

（四）法律法规规定的其他权利。

第二节 市场成员义务

第十八条 发电企业的义务主要包括：

（一）按照规则参与电力中长期市场，签订并履行各类电力交易合同，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支持手段；

（五）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）按照规则参与电力中长期市场，签订并履行各类电力交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

（二）按照规则向电力交易机构提供交易电力电量需求、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；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十条 售电公司的义务主要包括：

（一）按照规则参与电力中长期市场，签订并履行各类电力交易合同，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；

（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力电量需求、典型负荷曲线以及其他信息，承担用户信息保密义务；

（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，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；承担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障凭证；

（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。

第二十一条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）满足对应类型经营主体参与电力市场的技术条件，按照规则参与电力中长期市场，签订并履行各类电力交易合同；

（二）虚拟电厂（聚合商）、智能微电网等资源聚合商新型经营主体与所聚合的资源签订零售合同（或聚合合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合关系，并履行合同规定的各项义务；

（三）虚拟电厂（聚合商）、智能微电网等资源聚合商新型经营主体应具备对聚合资源信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等能力；

（四）按照规则向电力交易机构、电力调度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，承担用户信息保密义务；

（五）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；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；

（六）按照规则向电力交易机构提交履约保障凭证；

（七）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（八）对负荷侧资源进行聚合的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任；

（九）法律法规规定的其他义务。

第二十二条 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）根据市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设，为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；

（三）做好电力用户、分布式电源等经营主体档案信息管理，及时、准确向电力交易平台推送数据；

（四）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担保密义务，负责提供支撑结算所需的相关基础数据；

（五）保障居民（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）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；向符合规定的工商业用户提供代理购电服务，单独预测代理购电用户负荷曲线及用电量规模；

（六）根据相关价格政策及电力交易机构推送的结算依据和结算基础数据，开展电费结算，按期向经营主体出具电费账单，按时完成电费结算；

（七）法律法规规定的其他义务。

第二十三条 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，负责安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规落实电力市场交易结果；

（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。

第二十四条 电力交易机构的义务主要包括：

（一）按照有关规定建立市场注册制度，负责经营主体市场注册、信息变更和注销及履约保障凭证管理等工作；

（二）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统；

（三）执行信息披露有关规定，承担保密义务，提供信息披露平台；

（四）汇总结算基础数据，通过电力交易平台向经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务；

（五）开展市场运营监测和分析，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向电力监管机构、甘肃省人民政府有关主管部门及时报告并配合相关调查，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）配合电力监管机构对市场进行常态化监测；

（七）法律法规规定的其他义务。

第三节 市场准入

第二十五条 发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂（聚合商）、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网等）市场准入应满足《电力市场注册基本规则》基本条件要求。

第二十六条 并网自备电厂应当公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加，取得电力业务许可证（发电类）、达到能效、环保要求，在交易机构注册后可以作为市场主体参与市场化交易。

第二十七条 售电公司在满足相关技术条件，补充注册为虚拟电厂（聚合商）后可以聚合分布式电源、可调节负荷、储能等分散资源参与电能量市场。

第二十八条 工商业用户全部进入电能量市场。鼓励工商业用户直接参与市场交易，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业按照国家和甘肃省相关规定代理购电。结合甘肃电力市场发展情况，逐步缩小电网企业代理购电范围。

第二十九条 电网企业代理购电用户需与电网企业签订代理购电合同（协议）。在规定期限内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购电合同（协议）的工商业用户（包括已直接参与市场交易又退出的工商业用户），按照国家和甘肃省相关规定由电网企业代理购电。

第三十条 电网企业应当取得电力业务许可证（供电类），在电力交易机构履行注册手续，按规定开展代理购电业务。

第三十一条 电力监管机构和甘肃省电力管理部门可以根据国家政策要求对经营主体准入条件进行调整。

第四节 市场注册

第三十二条 电力市场实行注册制度。符合准入条件的经营主体按照《电力市场注册基本规则》，在电力交易平台办理市场注册手续后参与电力市场。

第三十三条 市场注册业务包括注册、信息变更和市场

注销。

第三十四条 电力交易机构按照《电力市场注册基本规则》等文件要求，分类编制经营主体市场注册指引，指导经营主体规范开展市场注册工作。

第三十五条 具有多重主体身份的经营主体，应当按照经营主体类别分别进行注册。

第三十六条 售电公司、虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商经营主体和被其代理（聚合）的经营主体应分别在电力交易机构进行注册。

第三十七条 自愿作为市场价格接受者，暂不选择直接或聚合方式参与电力市场的经营主体，无需办理市场注册。

第三十八条 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。

第三十九条 按照国家政策，准许进入市场的新型经营主体因国家主管部门未发布购售电合同范本等原因造成注册要素不全的，可以在电力交易平台进行缺省注册，缺省注册的新型经营主体应当在要素齐全后于 5 个工作日内补齐完整注册手续。

第四十条 经营主体发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量

数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第四十一条 直接参与市场交易的电力用户可自主选择批发用户身份参加批发市场交易或自主选择零售用户身份参加零售交易，且不得同时参与批发交易和零售交易。在批发合同或零售（聚合）合同履约完毕或解除合同后，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电量、与电网企业完成相关电费清算，并按照双方合同约定承担相应违约责任。

第四十二条 电网企业代理购电用户可以在每月最后 15 日前提出入市申请，满足市场计量结算条件，在电力交易机构完成市场注册，在次月起变更为批发用户或零售用户，未签订电力中长期合同的，实际用电量按偏差电量开展结算。

第四十三条 已直接参与市场交易的经营主体，原则上不得自行退出市场。有下列情景之一的，可以办理正常退市注销手续：

（一）经营主体宣告破产或虽未破产但被甘肃省政府主管部门关停或主动拆除，或通过法定程序自愿终止法人经营资格，由市场监督管理部门注销工商营业执照，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。

上述经营主体，在办理正常退市和注销手续后，执行国家相关的发用电政策。除上述正常注销条件以外的，均视为无正当理由退市。

第四十四条 对于即将退出市场的经营主体需妥善处理其全部合同义务，所有已签订但未履约的市场交易合同，原则上通过自主协商等市场化转让方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内处理完毕，与电网企业完成电费清算（含后续月份转让合同差额电费）。退出当月的实际用电量与日清分电量的偏差按照当月代理购电价格结算。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。

第四十五条 已直接参与市场交易，无正当理由又退出的（含被强制退市）经营主体，按照规定进行市场注销，其发电或用电价格按照相关政策执行。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。

第五节 新型经营主体

第四十六条 新型经营主体包括单一技术和资源聚合两类，其中资源聚合商新型经营主体是一个或多个聚合单元的运营主体。新型经营主体可根据电力电量平衡需求灵活

参与各时间尺度电力中长期交易，签订电力中长期合同并根据电网运行需要进行调用，实现市场化需求响应。

第四十七条 新型经营主体与其他经营主体享有平等的市场地位，并按有关规定公平承担相关费用。

第四十八条 独立储能可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。同一笔交易同一时段内独立储能电站不能同时以用户和发电企业两种身份参与交易。

第四十九条 虚拟电厂（聚合商）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。

第五十条 虚拟电厂（聚合商）、智能微电网在电能量市场开展购售电业务，应具备售电公司资质。

第四章 中长期交易和价格机制

第一节 交易品种

第五十一条 电力中长期交易品种主要包括：用户侧经营主体与发电侧经营主体直接交易（以下简称直接交易）、跨区跨省交易（指跨越发电调度控制区）、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、省内融合交易（月度、旬、D+2 融合交易〈D 为交易日，下同〉）等。

第五十二条 直接交易是指在符合准入条件的发电侧经营主体与用电侧经营主体之间开展的，由发电侧直接向用户

侧销售电量的交易。

第五十三条 跨区跨省交易可以在区域交易平台开展，也可以在相关省交易平台开展。点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电机组，纳入受电地区电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场。

在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，鼓励符合准入条件的经营主体利用剩余输电容量直接进行跨区跨省交易。

第五十四条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是电力中长期交易的组成部分，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，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等经营主体售出、购买、消费绿色电力的需求。

第五十五条 省内融合交易是指同一笔交易中发电侧经营主体、用户侧经营主体均可进行购入、售出电量。发电侧经营主体选择购入为减持发电合同，选择售出为增持发电合同；用户侧经营主体选择购入为增持用电合同，选择售出为减持用电合同。

第二节 交易周期

第五十六条 根据交易标的物执行周期不同，中长期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（多年）电量交易，以某个或多个年度的年内逐月分时段电量作为交易标的物。

月度（多月）电量交易，以次月或次月至当年年底的逐月分时段电量作为交易标的物。

月内（旬）交易，以次旬至月底的每日分时段电量作为交易标的物。

月内（日滚动）交易，以 D+2 日至月底每日分时段电量作为交易标的物。

其中，年度和月度（多月）交易的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。

第五十七条 年度交易包括但不限于年度跨区跨省交易、年度直接交易、年度绿色电力交易、年度电网企业代理购电交易等。

第五十八条 月度（多月）交易定期开市，包括但不限于月度跨区跨省交易、月度直接交易、月度电网企业代理购电交易、月度融合交易等。

第五十九条 月内（日滚动）交易连续开市，包括跨区跨省交易和省内电量转让交易。月内（日滚动）电量转让交易融合开展发电侧和用户侧月内增量、减量交易。

第六十条 中长期年度（多年）交易主要发挥稳定供需作用，月度（多月）交易作为年度交易的补充，主要发挥电量增减作用，月内（旬、日滚动）交易主要发挥滚动调整作用。

第六十一条 经营主体可以通过月度（多月）、月内（旬、日滚动）分时段交易调整各个时段的合约电量，实现中长期合同曲线调整，减少合同执行偏差。

第三节 交易方式

第六十二条 电力中长期交易方式主要包括：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、集中撮合交易、滚动撮合交易、挂牌交易等方式。

第六十三条 双边协商交易

（一）双边协商交易中，准入经营主体自主协商交易电量、电力（或曲线形成方式）、价格，通过电力交易平台申报、确认、出清。交易双方自行约定，一方在电力交易平台申报交易曲线、价格等信息，另一方进行确认；

（二）双边协商交易意向在申报截止前可提交、撤销或修改。

第六十四条 集中竞价（撮合）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）集中竞价交易按照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，具体以交易公告为准；

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）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电量；

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，预成交电量取两者较小值。

边际出清价格 P_0 ，满足：

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

售电方可成交电量 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。

购电方预成交电量 Q_D 为：

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

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

最终成交电量 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。边际出清价格依据差值系数 K_1 确定。该系数一般取 0.5，必要时 K_1 的取值或计算方法由市场管理委员会审议决定，在市场交易公告中发布。

报价差值 P_Δ 为：

$$P_\Delta = P_{Dmin} - P_{Smax}$$

其中， P_{Dmin} 为购电方成交电量报价的最小值， P_{Smax} 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：

$$P_0 = P_{Dmin} - K_1 \times P_\Delta$$

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

其中， K_1 为报价差值系数。

售电方可成交电量 Q_s 为：

$$Q_s = \sum_{P=P_{Smin}}^{P=P_0} Q_s(P)$$

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

购电方可成交电量 Q_D 为：

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

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

最终成交电量 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，没有成交电量。

当购电方报价始终小于售电方报价时，有

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

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = 0$$

（六）报价撮合法流程

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.由撮合出清价格计算得到购售双方的结算价格。原则上，不限定撮合匹配对应关系，分别安排购电方、售电方交易计划，合同执行完毕后，双方分别进行结算和偏差处理。

3.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。

（七）报价撮合的确定方法为

1.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。该系数一般取 0.5，必要时由市场管理委员会审议后确定，在市场交易公告中发布。

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。

成交量 Q_0 为：

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

2.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：

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

成交量 Q_0 为：

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

3.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为止。

第六十五条 滚动撮合交易

（一）滚动撮合交易中，在规定的起止时间内，经营主体随时申报购、售电信息，电力交易平台按照“时间优先、价格优先”的原则撮合成交，也可以同时考虑节能减排因素；

（二）滚动撮合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）滚动撮合出清流程

1.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，成交价格为配对双方报价的均价，必要时由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。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；

2.该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个申报电量。未成交电量可在滚动撮合交易结束前撤销或重新申报；

3.滚动撮合交易结束后可以根据成交情况组织补充定点摘牌。此阶段不挂牌仅摘牌，已挂牌电量不可撤销，经营主体对剩余挂牌电量直接摘牌。

第六十六条 挂牌交易

（一）挂牌交易中，准入经营主体在规定的起止时间内，依据交易公告进行挂牌和摘牌。挂牌主体完成挂牌操作后，摘牌主体进行摘牌；

（二）挂牌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）单一经营主体摘牌电量或最大电力不得超过对应挂牌电量或最大电力；

（四）挂牌交易按照摘牌“时间优先”原则出清。实际操作中，以指定时间（如 15 分钟）为一时段，每时段内摘牌视为时间优先级相同，预成交电量按照申报电量等比例分

配，具体以交易公告为准；

（五）根据市场供需情况和经营主体需求，挂牌交易可与集中竞价交易一并组织。

第四节 价格机制

第六十七条 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。

第六十八条 燃煤发电企业市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第六十九条 符合市场准入条件，因自身原因未办理市场注册手续的经营主体，其发电或用电价格按照相关政策执行。

第七十条 分布式光伏项目可作为独立经营主体进入市场，也可聚合后进入市场；未直接或聚合参与市场的分布式光伏项目，默认接受市场形成的价格。

第七十一条 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。

第七十二条 购售双方在中长期合同中可自主协商建立“交易电价+上下浮动”机制，在浮动基准变动达到一定幅度时，可以对交易电价进行相应浮动调整。相关机制可以通过

电子合同、补充协议等方式约定，报电力交易机构备案后生效。

第七十三条 跨省跨区交易价格由市场化方式形成，相关价格机制按照国家发展改革委、国家能源局有关规定执行。

第七十四条 省间、省内电力交易相关输配电价、输电损耗、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等按照国家和甘肃省有关规定执行。

第七十五条 参与市场交易的电力用户的用电价格由电能量市场化交易价格、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，系统运行费用按照相关政策执行。经营主体中单个用电户号向电网购电的电能量电费小于 0 时，该项费用不执行功率因数调整电费。

第七十六条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上网电量超出其合同电量的部分，按照现货规则进行结算。

第七十七条 甘肃省人民政府主管部门确定高耗能用户清单，电力交易机构在年度交易组织前通过交易平台发布。燃煤发电企业、高耗能企业市场交易电价机制按照国家和甘肃省政策执行。

第七十八条 为避免市场操纵以及恶性竞争，甘肃省人民政府价格主管部门可对申报价格和出清价格设置上、下限。价格上、下限可由甘肃省电力市场管理委员会提出建议，报甘肃省人民政府价格管理部门会同甘肃省人民政府电力管理部门、电力监管机构审定后执行，应当避免政府不当干预。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第七十九条 跨经营区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心联合组织，跨省跨区电力中长期交易由北京电力交易中心组织开展。鼓励探索跨省跨区电力中长期交易与省内电力中长期交易联合组织。

第八十条 甘肃省电力管理部门应当在每年 11 月底之前确定并下达次年度电力供需平衡方案，预测跨区跨省优先发电规模、安排省内优先发电计划和省内市场交易电量规模，按照年度（多年）、月度（多月）、月内（旬、日滚动）交易的顺序开展电力中长期交易。

第八十一条 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。月度交易开闭市时间如遇国家法定节假日，可以顺延，电力交易机构应当提前向经营主体公告开闭市时间调整事宜。

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，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、其他准备信息等必要信息。

原则上，数年、年度等不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、月内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,也可每月将多场交易的公告一次性发布。连续开市的电力中长期交易可不再发布交易公告。

第八十三条 电网企业应考虑季节变更、节假日安排等因素,分别预测代理购电工商业用户、居民和农业用户的用电量及典型负荷曲线。推动电网企业逐步降低代理购电规模,引导代理购电用户直接参与市场。

第八十四条 跨省跨区专项输电工程配套的“沙戈荒”大基地项目等参与电力中长期市场的方式另行规定。

第八十五条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易,指导承担消纳责任的经营主体优先开展可再生能源电力消纳相应的电力交易,在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时,应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第八十六条 除保障居民、农业用户用电以外的水电,其余水电上网电量全面进入省内电力中长期市场和现货市场,上网电价通过市场交易形成。其中,参与现货市场的水电,电能量电费按照我省电力现货市场相关规定结算;未参与现货市场的水电,按照我省电力中长期交易实施细则相关规定结算。

第八十七条 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(聚合商)等)确定零售(聚合)服务关系,并签订零售(聚合)服务合同。

第二节 中长期与现货市场衔接

第八十八条 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。

第八十九条 省内中长期交易按日不间断连续开市，通过 D+2 日滚动交易与现货日前市场（D+1）实现无缝衔接。（D 为交易日）

第九十条 经营主体在中长期交易中应约定结算参考点，作为电力中长期市场电量在电力现货市场的交割点。现阶段，采用全网统一结算参考点作为省内中长期交易合同的结算参考点。

第九十一条 经营主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的年度（多年）、月度（多月）、月内（旬、日滚动）交易的日分解电量之和。

第九十二条 省内中长期交易按小时划分为 24 个时段，每个时段的电量作为交易标的，经营主体按 24 个时段开展交易，由 24 个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。省内中长期交易价格上、下限与省内电力现货市场申报限价范围保持一致，峰谷价差比例由市场自主形成。

第九十三条 中长期 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。

第三节 电量规模确定

第九十四条 省内优先发电电量规模，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，合理安排规划内暂未入市交易的可再生能源电量和供热机组以热定电电量、电网安全约束电量、调峰调频电量等优先发电电量的规模。优先发电规模，根据来水、风光资源及省内消纳能力，由电力调度机构测算，报甘肃省政府电力管理部门后确定。

第九十五条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的11月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同原则上需约定年度电量规模以及分月分时段电量曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可以根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第九十六条 根据确定的省内优先发电（非市场部分）计划，原则上在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电合同，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排本地优先发电电量，约定年度电量规模及分月分时段电量交易曲线、交易价格等。

第九十七条 优先发电电量的分时段交易曲线可以在月度执行前进行调整和确认，分时段交易曲线经合同签订主体确认后，其执行偏差通过本实施细则约定的偏差处理机制处理。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可以参考历史情

况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第九十八条 执行保量保价的优先发电电量按照国家和甘肃省电网企业代理购电相关政策执行。

第九十九条 通过省间中长期交易购入至省内的电量原则上纳入电网企业代理购电及省内电力中长期市场消纳。

第一百条 为满足经营主体参与省间省内市场化交易的需要，由甘肃省电力管理部门依据省内发用电预测，确定省内年度直接交易电量规模；月度交易规模由用户根据用电需求自行确定。

第四节 交易约束与出清

第一百〇一条 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。

第一百〇二条 电力调度机构通过电力交易平台发布或更新各断面（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约束，折算得出各市场化机组可用发电能力，提交电力交易机构。

第一百〇三条 电力交易机构根据已达成的合同，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，在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台向市场统一公布；市场化机组参与跨省跨区交易时，交易申

报限额不得高于对应标的物电量（电力）规模或剩余通道可用容量对应的电量（电力）规模。

参与交易的机组申报限额应根据市场交易情况及时调整，实时扣除已成交电量、已申报未出清电量。

第一百〇四条 发电企业分时段申报卖出电量不得超过报装容量×该时段小时数扣减该时段已成交电量；分时段申报买入电量不得超过该时段已成交电量。

第一百〇五条 年度交易中，用户侧经营主体分时段申报购入电量不得超过报装容量×该时段小时数扣减该时段已成交电量；对于发用在同一计量点的厂用电用户，按照近1年月度最大用电量折算报装容量。分时段申报售出电量不得超过该时段已成交电量。报装容量（折算报装容量）由电网企业依据交易周期滚动向电力交易机构提供。

第一百〇六条 月度（月内）交易中，用户侧经营主体分时段申报购入电量不得超过运行容量×该时段小时数扣减该时段已成交电量；对于发用在同一计量点的厂用电用户，按照近1年月度最大用电量折算报装容量。分时段申报售出电量不得超过该时段已成交电量。运行容量（折算运行容量）由电网企业依据交易周期滚动向电力交易机构提供。

第一百〇七条 当年新投运暂无历史下网用电量的厂用电用户，当年下网用电申报电量不得超出其设备清单用电容量之和，设备清单用电容量由电网企业现场核实确认。

第一百〇八条 售电公司、虚拟电厂（聚合商）在电能量市场交易电量限额须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）的全部零售用户交易电量总限额的要求。

第一百〇九条 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。

第一百一十条 跨省跨区交易中，北京电力交易中心、广州电力交易中心可协同相关省（区、市）电力交易机构根据电网运行约束开展出清，形成预成交结果。在交易出清、安全校核及执行阶段，为规范市场秩序，可根据交易周期、交易成分、送受端落点等要素确定交易优先级，具体优先级在跨区跨省电力中长期实施细则中明确。

第一百一十一条 在跨省跨区月内电能量交易中，可以采用集中交易或双边协商等方式开展，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要时，可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第一百一十二条 经营主体可将未履行的合同全部或部分通过市场化方式转让给第三方，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。

第五节 停复牌机制

第一百一十三条 经营主体存在下列违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可以书面通知要求经营主体限期整改，整改期间可以对该经营主体进行强制停牌，暂停其电力中长期市场和电力现货市场的全部或部分交易资

格和交易权限：

1.已注册参与市场交易，经电力交易机构核验，因自身原因未持续满足注册和准入条件的；

2.违反交易规则、滥用市场力、恶意报价、串通交易等扰乱市场秩序，影响市场交易公平开展的；

3.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售电公司、虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商经营主体管理规定的；

4.经营主体以提供虚假材料等方式违法违规进入市场的；

5.电力监管机构和甘肃省电力管理部门依据法律法规、市场规则认为应当暂停其交易资格的其他情形。

第一百一十四条 电力交易机构应当对强制停牌经营主体进行公示并及时向甘肃省电力管理、电力监管机构报告。经营主体对电力交易机构暂停其交易资格存在争议的，可以向电力监管机构申请核实处理。

第一百一十五条 强制停牌期间，该经营主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。因履约保障凭证等风险防范原因引起的强制停牌，整改期限不超过1个月；因其他原因引起的强制停牌，整改期限不超过3个月。

第一百一十六条 被强制停牌的经营主体按要求及时完成整改，经电力交易机构核实确认，对该经营主体复牌。经营主体自复牌之日起恢复交易资格和交易权限。对于未在规定时间内完成整改的，电力交易机构向电力监管机构和甘肃

省政府电力管理部门报告相关情况，经核实应当强制退出市场的，由电力交易机构按相关流程对该经营主体实施强制退市。

第六节 年度交易

第一百一十七条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的自然年度内分月分时段电量。年度（多年）交易可以通过双边协商或集中交易的方式开展。

第一百一十八条 年度（多年）交易主要包括但不限于省内直接交易、跨区跨省交易、电网企业代理购电交易、绿电交易等。

第一百一十九条 经营主体有多年交易需求的，可以向电力交易机构申请以双边协商方式进行合同备案。

第一百二十条 每年年底组织次年年度交易。原则上，每年 11 月底前，电力交易机构通过交易平台发布次年年度交易相关市场信息，市场信息包括但不限于：

- （一）参与年度交易经营主体信息；
- （二）次年直接交易电量需求预测及交易电量规模。

第一百二十一条 年度交易开市前，资源聚合商经营主体（售电公司、虚拟电厂（聚合商）等）与所聚合经营主体应在规定期限内签订零售合同（聚合合同），明确零售服务（聚合服务）的委托代理关系。

第七节 月度交易

第一百二十二条 月度（多月）交易的标的物为次月或

次月至当年年底逐月的分时段电量，月度（多月）交易定期开市，以集中竞价、双边协商交易方式为主，挂牌交易和滚动撮合交易为补充。

第一百二十三条 月度（多月）交易申报方式以交易公告为准，各类交易品种包括但不限于：

（一）月度（多月）融合交易，每月分别按双边协商、挂牌交易等方式各组织 1 次；

（二）月度集中竞价交易每月组织一次；

（三）电网企业代理购电交易，以挂牌方式按需组织。

（四）绿电交易，按需组织。

第一百二十四条 月度（多月）交易前，未参与年度交易的新增准入资源聚合商经营主体（售电公司、虚拟电厂（聚合商）等）与所聚合经营主体应当在规定期限内签订零售合同（聚合合同），明确零售服务（聚合服务）的委托代理关系。

第一百二十五条 电力交易机构在各类月度交易结束后，根据安全校核后的交易结果，对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，定期发布次月月度交易计划。

第八节 月内交易

第一百二十六条 月内交易分为旬交易和日滚动交易。旬交易的标的物为次旬至月底每日的分时段电量，交易方式为双边协商。日滚动交易的标的物为 D+2 日（D 为交易日）至月底每日的分时段电量，交易方式为滚动撮合。

第一百二十七条 旬交易、日滚动交易按照融合交易模式开展，参与交易的经营主体可以购入或售出电量。在同一个交易日的同一交易时段，只允许选择购入或售出一个交易方向。

第一百二十八条 日滚动交易可以开展事前安全校核，电力调度机构在交易前提供交易约束条件，电力交易机构根据约束条件在交易平台设置交易组织边界条件。日滚动交易按照 D+2 日至月末的分时段交易结果形成日汇总电子合同。

第一百二十九条 日滚动交易连续开市，实时出清。

第一百三十条 根据月末最终交易结果，电力交易机构对次月交易计划进行调整、更新和发布。

第九节 临时交易与紧急支援交易

第一百三十一条 可再生能源消纳存在临时性困难时，甘肃省可以与其他省（区、市）通过自主协商方式开展跨区跨省临时交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第一百三十二条 甘肃电力交易机构应当事先与其他电力交易机构约定跨区跨省紧急支援交易的价格及其他有关事项，在电力供需紧张时，由电力调度机构根据电网安全约束组织实施。

第十节 绿色电力交易

第一百三十三条 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨经营区绿电交易）、省内绿电交易，优先组织省内绿

色电力交易，其中：

跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台聚合的方式向非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。跨经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

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本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第一百三十四条 可再生能源发电项目参与绿电交易前必须在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成建档立卡。

第一百三十五条 绿电交易在北京电力交易中心绿色电力交易平台开展。现阶段绿电交易可以按用户需求不定期开展交易。绿电交易应当优先组织、优先执行和结算。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。

第一百三十六条 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。

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。

第一百三十七条 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。

第一百三十八条 虚拟电厂（聚合商）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。

第一百三十九条 绿电交易合同在各方协商一致后，可进行分月电量调整、转让交易等，相关调整或转让交易通过安全校核后生效。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

第一百四十条 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。

第一百四十一条 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。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由北京电力交易中心、广州电力交易中心组织相关省（区、市）电力交易机构完成。

第一百四十二条 交易出清校核在电力中长期市场出清前开展，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。

第一百四十三条 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。跨省跨区交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行安全校核。跨省跨区数年交易，后续年份因校核边界变化影响校核结果时，应逐年开展电网安全校核；月内交易按交易组织

时间每日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。

第一百四十四条 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。

第一百四十五条 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力调度机构安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

第一百四十六条 电力交易机构应当根据电力调度机构安全校核意见在规定时间内完成交易削减。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。

第一百四十七条 电力交易机构应按规定及时发布交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 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

第一节 合同签订

第一百四十八条 电力中长期交易合同采用电子化管理，相关经营主体在电力交易平台确认交易申报结果后，由“交易承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”组成的电子

化合同立即生效，作为执行依据。

第一百四十九条 为保障各经营主体合法权益，鼓励购售双方另行签署双方合同，约定违约责任和其他事项。

第一百五十条 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）及绿电环境价值偏差补偿等内容。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。

第二节 合同执行

第一百五十一条 跨省跨区交易合同对应省间计划曲线应物理执行。

第一百五十二条 电力交易机构汇总跨省跨区、省内市场成员参与的各类合同，根据电力中长期市场连续运营情况，进行更新。

第一百五十三条 每个自然月开始前，电力交易机构依据月度用电量预测以及外送计划签订情况，提前确定本月全省中长期发电量及各经营主体本月中长期发电量。在月内实际执行过程中，因月度负荷预测与日负荷预测偏差、外送电量临时调整、电网临时检修、突发事件以及其他不可抗力等情况，出现省内用电量、外送电量与月度计划电量偏差，当偏差超过一定范围时，可以对月度中长期计划电量进行调整，以适应最新的电网运行情况以及用电和外送需求。

第一百五十四条 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、甘肃省电力管理部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百五十五条 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。

第一百五十六条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 结算

第一百五十七条 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（虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商）、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。

第一百五十八条 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。

第一百五十九条 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。

第一百六十条 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；

（二）各类交易结算电量（含中长期交易、短期交易及应急交易、现货交易、零售交易等）、电价和电费；

（三）偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余；

（四）新机组调试电量、电价、电费。

第一百六十一条 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。

第一百六十二条 电网企业应向电力交易机构分别提供代理工商业用户购电、居民和农业用户电量信息，偏差分开结算。

第一百六十三条 虚拟电厂（聚合商）及其聚合资源按照合同明确的电能量价格单独结算。

第一百六十四条 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 and 甘肃省有关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百六十五条 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。

第一百六十六条 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”的原则执行。低价保供电源按照“据实结算”的原则执行。直流配套电源参照相关省间交易结算规则执行。

第一百六十七条 未参与现货市场的发电侧经营主体，按照中长期合同进行结算，实际上网电量与中长期合同电量之间的差值为偏差电量，以现货实时市场 96 点分时价格开展日清月结。政府另有规定的，按政府规定执行。直流配套新能源项目的偏差电量按照 96 点分时价格开展日清月结，当 96 点分时数据不可用时，可先按照当月现货实时市场均价结算，并承担结算模式双轨制不平衡资金。

第一百六十八条 省间短期外送电量按照现货市场规则计算并执行。

第一百六十九条 现货市场停运期间，发电侧经营主体按照中长期合同“照付不议、偏差结算”模式执行。实际上网电量与中长期合同电量之间的分时差值称为偏差电量，按照当月同类型电源的电网企业代理购电均价执行，若当月同类型电源未参与电网企业代理购电交易，则使用上月同类型电源的电网企业代理购电均价执行。未参与电网企业代理购电的电源类型，按照电网企业代理购电整体均价执行。

第一百七十条 零售市场运行前，未参与现货市场的电力用户（批发用户、零售用户）按照“照付不议、偏差结算”

原则执行，售电公司代理零售用户按照单户申报方式参与批发市场交易。零售市场运行后按照零售市场规则进行结算。

未参与现货市场的电力用户，中长期合同按照合同量价进行结算，偏差电量为结算周期内每日实际用电量与合同电量之间的差值，以现货实时市场 96 点分时价格开展日清月结；现货市场停运期间，分时段实际用电量与合同电量的差值按照当月电网企业代理购电分时段价格结算。

每月 3 日前，电力调度机构计算上月现货实时市场 96 点加权平均价，并在电力交易平台发布，作为上月未参与现货市场的发电侧经营主体偏差电量的结算价格。

电力调度机构每日提供 D-2 日（D 为当前日）现货实时市场统一结算参考点 96 点价格作为未参与现货市场的用户侧经营主体的偏差电量结算价格。

第一百七十一条 零售市场运行前，电力用户与售电公司（虚拟电厂（聚合商））协商一致后，可按月度在交易平台填报次月至年底各月代理服务费价格，且每月只能填报一个代理服务费价格，未填报的视为该月代理服务费价格为零。电力交易平台每月 25 日 17:00 将当月代理服务费价格推送至电网企业。

第一百七十二条 零售市场运行前，经营主体代理服务费用按其与售电公司（虚拟电厂（聚合商））约定价格和实际用电量计算，现货市场的代理费用不再单独计算。

第一百七十三条 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（或已注册入市

但尚未签订中长期交易合同的经营主体），实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。经营主体未参与电力现货市场的，按照本实施细则中长期偏差电量结算；参与电力现货市场的按照电力现货市场规则结算。

第一百七十四条 省间中长期交易电量据实结算，产生的偏差分为责任偏差和波动偏差，责任偏差净费用由参与该笔交易的经营主体按照交易结果等比例分摊或分享，波动偏差参照现货市场规则执行。

第一百七十五条 参与现货市场的经营主体因中长期合同分解、执行、省间交易据实结算等过程中产生的差值，以及因分时结算电量之和与月度结算电量产生的差值称为调平电量，按照当月现货实时市场均价结算。

第一百七十六条 经营主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。电网企业代理购电用户月度偏差电量按照代理购电相关规定执行。

第一百七十七条 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。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。

第一百七十八条 绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第一百七十九条 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。绿证划转应确保绿色电力环境价值的唯一性，不得重复计算或出售。

第一百八十条 水电企业参与电力市场交易后，在市场外建立小型水电差价结算机制。对装机容量在 5 万千瓦及以上的水电企业，自主入市交易，不纳入差价结算机制范围，上网电价由市场形成，原批复电价不再执行；对装机容量在 5 万千瓦以下的水电企业，上网电量全部纳入差价结算机制范围。

水电差价结算电费为单个水电企业批复电价与电力现货实时市场价格之差乘以该厂实际上网电量。其中，进入现货市场的水电企业，现货实时市场价格为该企业每日 96 点分时节点电价。未进入现货市场的水电企业，现货实时市场价格为每日全网统一结算参考点 96 点分时价格。电网企业每月按上述规定开展水电差价结算，结算费用纳入系统运行费，按月由全体工商业用户分摊或分享。

第一百八十一条 因计量、结算等差错，需开展电量电费退补时，现货市场运行期间，以差错当月发电侧月度现货实时市场均价结算；现货市场停运期间，以差错当月电网企业代理购电分时段价格结算。

第一百八十二条 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

第一百八十三条 信息披露主体应严格按照《电力市场信息披露基本实施细则》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。信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（包括独立储能等）、电网企业和电力市场运营机构。

第一百八十四条 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，对未按本实施细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。

第一百八十五条 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，做好电力监管机构、甘肃省政府电力管理部门、经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。电力交易机构制定全国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。相关数据接口标准另行制定。

第一百八十六条 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，甘肃省电力管理部门、电力监管机构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。

第一百八十七条 电力监管机构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、准确性等情况作出评价，评价结果向所有市场成员公告。

第一百八十八条 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。

第一百八十九条 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及配合。

第十章 中长期市场技术支持系统

第一百九十条 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。经营主体在使用电力交易平台时应遵守相关要求。

第一百九十一条 电力交易平台应具备基础运行保障能力，遵循全国统一的数据接口标准，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。电力交易平台应满足电力中长期连续运营要求，软硬件模块应采取冗余配置，建立

备用系统或并列双活运行系统。

第一百九十二条 电力交易平台应具备用户账号“一地注册、全国共享”的功能，实现各交易平台注册账号的互认。

第一百九十三条 市场成员在电力交易平台开展交易申报、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。

第一百九十四条 电力交易平台应具备对经营主体的异常行为进行监控与处置的能力。

第一百九十五条 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等措施，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（相关规定由网络运营方提供，电力交易机构在电力交易平台公布）；

（二）无登录记录但有其他操作行为的；

（三）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、短时间内大批量数据灌入等行为的；

（四）提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束，或提交无法识别数据或必填数据为空，被拦截记录的；

（五）对交易平台进行网络攻击、恶意爬虫活动等行为

的；

（六）有越权访问等异常行为记录的；

（七）其他违反平台使用协议规定情况或影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

第一百九十六条 经营主体未按要求使用引起电力交易平台异常导致的经济损失及一切法律后果由该经营主体自行承担。因不可抗力因素引起的技术支持系统异常导致的损失，各方无需承担责任。

第十一章 风险防控及争议处理

第一节 总体要求

第一百九十七条 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。

第一百九十八条 电力监管机构根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，制定电力市场暂停、中止、恢复等干预规则，规定电力市场干预措施实施条件和相关处理方法。

第一百九十九条 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等。

第二百条 应组织制定风险预案及风险信息库，按照有关程序对各类市场风险进行预警及处置。

电力市场运营机构应根据“谁运营、谁防范，谁运营、谁

监控”的原则,加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第二百〇一条 经营主体应自觉维护公平公正的电力市场秩序,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。

第二百〇二条 当市场运行发生紧急风险时,应按规定由电力监管机构、甘肃省电力管理部门采取或授权电力市场运营机构执行电力市场暂停、中止、恢复等措施。电力市场运营机构执行市场干预措施后,应在3日内向电力监管机构、甘肃省电力管理部门提交报告,按规定程序向相关经营主体披露。

第二百〇三条 当电力市场发生争议时,市场成员可自行协商解决,协商无法达成一致时可提交电力监管机构、政府有关主管部门依法协调,也可提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

第二百〇四条 市场成员有义务为电力监管机构、甘肃省电力管理部门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。

第二节 市场干预条件

第二百〇五条 市场干预分为政府干预和电力市场运营机构干预。

第二百〇六条 电力中长期市场运行过程中发生下列情

形之一的，由电力监管机构、甘肃省电力管理部门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，并授权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）电力系统发生重大事故危及电网安全的；
- （三）市场未按照规则运行和管理时；
- （四）市场规则不适应交易需要，必须进行重大修改时；
- （五）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；
- （六）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；
- （七）其他认为需要进行市场干预的情形。

第二百〇七条 电力中长期市场运行过程中出现如下情况时，电力交易机构应采取延长交易时间、暂停交易、取消市场出清结果、重新开展交易等措施对市场进行干预，并报告电力监管机构、甘肃省电力管理部门。

- （一）因突发社会事件、重大自然灾害等不可抗力导致中长期交易无法正常进行的；
- （二）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，导致电力交易平台卡顿、崩溃，超过 6 个小时无法恢复，无法按照市场规则进行正常交易、出清的；
- （三）其他认为需要进行市场干预的情形。

第三节 市场干预内容

第二百〇八条 电力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，并向电力监管机构、甘肃省电力管理部门报告。

第二百〇九条 电力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、干预主体、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。

第二百一十条 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。

第四节 市场中止和恢复

第二百一十一条 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，由电力监管机构、甘肃省电力管理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声明。

突发情况时，电力市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由电力监管机构、甘肃省电力管理部门做出是否中止市场的决定并发布。

第二百一十二条 当异常情况解除、电力市场重启具备

条件后，经电力监管机构、甘肃省政府电力管理部门同意，电力市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第十二章 法律责任

第二百一十三条 电力市场成员违反本规则规定，依照《电力监管条例》有关规定处理。

第二百一十四条 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

第二百一十五条 本实施细则由电力监管机构会同甘肃省政府电力管理部门根据实际运行情况及时组织电力交易机构进行修订。如国家政策、法规发生重大调整导致本实施细则与相关规定不符的，从其规定。

第二百一十六条 本实施细则由电力监管机构、甘肃省政府电力管理部门负责解释。

第二百一十七条 本实施细则自****年*月*日起施行，《甘肃省电力中长期交易实施细则（试行）》（甘监能市场〔2023〕161号）同时废止。

附件

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. 聚合单元

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。

4. 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。

5. 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。

6. 集中撮合交易

集中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，经营主体等在规定截止时间前统一集中申报信息，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息，按照价格优先等原则进行撮合成交。

7. 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。

8. 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。

9. 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。

10. 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。

11. 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。

12. 虚拟电厂（聚合商）聚合的分散资源

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。

13. 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。

14. 运行容量

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