甘肃省工信厅 甘肃省发展改革委
甘肃省能源局 甘肃能源监管办
关于印发甘肃电力现货市场规则（V3.2）的通知

甘工信发〔2026〕55号

国网甘肃省电力公司、甘肃电力交易中心有限公司，各有关发电企业、售电企业、电力用户：

根据国家关于深化电力市场化改革工作部署，为落实《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）要求，持续推进甘肃省建设国家新能源综合开发利用示范区，进一步规范甘肃电力现货市场运营管理，依法维护经营主体合法权益，保障电力现货市场安全有序运转，依据全国统一电力市场基础规则，结合国家及甘肃相关政策要求，省工信厅会同省发展改革委、省能源局、甘肃能源监管办综合考虑省内电力现货市场运行现状，充分发挥电力现货市场建设专班作用，广泛征求市场成员意见，对电力现货市场规则进一步修订完善，形成《甘肃电力现货市场规则》（V3.2）（以下简称《规则》），经省电力市场管理委员会审议通过，现予以印发，并提出以下工作要求，请一并贯彻执行。

一、《规则》包括《甘肃电力现货市场管理实施细则(V3.2)》《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》《甘肃电力现货市场信息披

露实施细则（V3.2）》《甘肃电力现货市场结算运营工作方案（V3.2）》，自2026年4月1日起执行，有效期2年。

二、市场运营机构（甘肃电力调度中心、甘肃电力交易中心有限公司）要持续做好《规则》宣贯培训工作，规范开展交易组织、执行、结算等工作，持续做好现货市场分析监测，及时化解运行过程中出现的矛盾和问题，确保现货市场稳定有序运行。

三、电网企业要做好计量抄表等工作，按时提供计量数据，确保交易结算质量，及时足额进行电费结算。

四、各经营主体要系统学习《规则》，做好风险研判，依法依规参与电力市场交易，主动维护良好交易秩序，促进市场健康平稳运行。

《规则》正式实施后，原甘肃电力现货市场规则（V3.1）及其补充条款等相关文件通知与本《规则》不一致的，按本《规则》执行。执行过程中遇有重大问题及时向省工信厅、省发展改革委、省能源局、甘肃能源监管办报告并提出工作建议。

附件：1.甘肃电力现货市场管理实施细则（V3.2）

2.甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）

3.甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）

4.甘肃电力现货市场信息披露实施细则（V3.2）

5.甘肃电力现货市场结算运营工作方案（V3.2）

甘肃省工业和信息化厅

甘肃省发展和改革委员会

甘肃省能源局

甘肃能源监管办

2026 年 3 月 31 日

120.235.172.16 2026年10月26日 0:24:19

附件 1

甘肃电力现货市场管理实施细则
（V3.2）

120.235.172.16
2026年10月26日 0:24:19

第一章　总　述

第一条　为规范甘肃电力现货市场运营和管理，依法维护经营主体的合法权益，保障甘肃电力现货市场安全有序运转，根据国家有关文件要求，结合甘肃实际，制定本细则。

第二条　甘肃省工业和信息化厅牵头组织制定甘肃电力现货市场管理实施细则。国家能源局甘肃监管办公室依法履行甘肃电力市场监管职责。

第三条　本细则依据中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的相关文件、国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的相关文件、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕

1217号）、《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力市场计量结算基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕976号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货连续运行地区市场建设指引>的通知》（发改能源〔2025〕1171号）等文件和有关法律法规，结合甘肃实际进行编制。

第二章　适用范围

第四条　本细则所称电力现货市场指符合准入条件的经营主体开展日前和实时电能量交易的市场。

第五条　本细则适用于各类经营主体在甘肃电力现货市场的市场准入、市场注册、信息变更、代理关系管理、市场退出、信用管理以及计量管理等服务与管理。

第六条　本细则及运营、结算、信息披露细则所称“直接参与现货市场的主体”，是指采用“报量报价”或“报量不报价”方式直接参与现货市场交易，按日前、实时市场价格开展分时结算，公平承担现货市场各类费用的经营主体。

第三章　市场成员

第七条　市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理

工商业购电用户）、售电公司、新型经营主体（含分布式发电、负荷聚合商、储能、虚拟电厂和就地消纳试点示范项目等）。其中电力用户包含居民农业用户、现货用户、非现货的市场化用户三类。就地消纳试点示范项目应按规定取得政府相关部门批复同意。

第八条 电网企业指国网甘肃省电力公司。

第九条 市场运营机构指甘肃电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网甘肃省电力公司电力调度中心（以下简称“电力调度机构”）。

第十条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）严格遵守有关法律法规、行业标准和规程、规定。

（二）按照细则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，按规定参与电费结算。

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（四）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，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。

（五）依法依规开展信息披露，获得相关信息，并承担保密义务。

（六）接受国家能源局派出机构及其它政府相关部门的监督，服从市场管理。

（七）满足市场化交易要求，具备网络安全防护措施。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）严格遵守有关法律法规、行业标准和规程、规定。

（二）按照细则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定参与电费结算，支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费、政府性基金及附加等。

（四）依法依规开展信息披露，获得相关信息，并承担保密义务。

（五）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求响应服务。

（六）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段和网络安全防护措施。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 售电公司权利和义务主要包括：

（一）严格遵守有关法律法规、行业标准和规程、规定。

（二）按照细则参与省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务。

（三）按照细则代理零售用户参与市场交易，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。获得电力交易、输配电服

务和代理零售用户历史用电负荷(或典型用电负荷)等相关信息，承担用户信息保密义务。

（四）依法依规开展信息披露，获得相关信息，并承担保密义务。

（五）获得电网企业的电费结算服务。

（六）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段和网络安全防护措施。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件和网络安全防护措施。

第十四条 电网企业的权利和义务主要包括：

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，推动加强电网规划和建设。

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（四）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。

（五）依法依规开展信息披露，获得相关信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

（七）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。

（八）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

（二）合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。

（三）建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

（四）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务。

（五）配合国家能源局派出机构和政府相关部门开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向国家能源局派出机构和政府相关部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电力交易机构的权利和义务：

（一）向经营主体提供市场注册、准入、退出、信息变更等相关服务。

（二）负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布。

（三）提供电力交易结算依据及相关服务。

（四）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口。

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易细则、扰乱市场秩序等违规行为，向国家能源局派出机构和政府相关部门及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第四章 准入与退出

第一节 市场准入

第十七条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、

执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第十八条 符合电力中长期市场准入条件，且接入甘肃电网、纳入省内电力电量平衡、具备分时计量条件和省级交易中心结算等条件的发电企业、电力批发用户、售电公司和新型经营主体等，均应参与电力现货市场。原则上，10千伏及以上的用电侧经营主体应全部参与现货市场或零售市场，电网企业代理工商业用户具备条件后，应参与电力现货市场。

第十九条 发电企业基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）；

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（四）并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

第二十条 售电公司按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）规定执行，如有新规的从其规定。

第二十一条 电力用户基本条件：

（一）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未从电力市场购电的工商业用户由电网企业代理购电；

（二）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

第二十二条 新型储能企业基本条件：

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准；

（四）配建储能与所属经营主体视为整体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度。

第二十三条 虚拟电厂经营主体基本条件：

（一）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；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资

源的能力；

（四）具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

（五）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

第二十四条 分布式电源经营主体基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件；

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

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（四）直接或聚合为电源型虚拟电厂参与现货市场的分布式光伏应具备可观、可测、可调、可控能力。

第二十五条 因电网接线方式临时改变，导致经营主体接入其他省外电网期间，市场经营主体临时退出甘肃电力现货市场。

第二十六条 新投产发电机组、电网侧储能自正式进入商用运营次日零点起参与电力现货市场。

第二十七条 参与电力现货市场的经营主体，需在每月20日前联系电网企业核查计量结算条件，25日前在市场运营机构

办理完成确认手续，自次月起参与电力现货市场。

第二节　市场退出

第二十八条　经营主体退出中长期市场或者强制退市期间，其电力现货市场交易权限一并退出。

第二十九条　已进入电力市场的经营主体，原则上不得退出市场。满足下列情形之一的，可自愿申请办理退市手续：

（一）经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体因自身原因无法继续参加市场。

（三）因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

（四）售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出的管理规定执行。

第三十条　经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向国家能源局派出机构和政府相关部门备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

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

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。

（六）法律、法规规定的其他情形。

第三节　退出处理

第三十一条　经营主体自愿办理申请退市手续，需提前45日以书面形式向电力交易机构提交市场退市或注销申请。

第三十二条　电力交易机构在收到经营主体的退市、注销申请后20个工作日内，对其申请资料进行审核，并通过信用中国网站和电力交易机构网站向社会公布。经营主体退市、注销手续应书面通知电力调度机构和电网企业。

第三十三条　退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

第四节　注册、变更与注销

第三十四条　符合电力市场准入条件的各类经营主体按照《电力市场注册基本规则》在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力市场交易。各电力交易机构共享注册信息。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经

营主体注册信息。

第三十五条 已完成市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第三十六条 因故需要退出市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第五章 运行参数管理

第三十七条 参与电力现货市场交易的发电企业（机组）需按要求，向电力市场运营机构提供详细的运行技术参数，经审核同意后生效，作为电力现货市场交易出清的默认参数。主要包括发电机组额定有功功率、最小稳定技术出力、有功功率调节速率、厂用电率、典型开机曲线、典型停机曲线和电力市场运营机构所需的其他参数等。

第三十八条 参与电力现货市场交易的发电机组向市场运营机构提供的默认运行技术参数，作为机组缺省运行参数。

第三十九条 新建发电机组应在首次并网前 30 天向电力市场运营机构申报机组运行技术参数，经审核同意后生效。

第四十条 退役机组完成退役手续办理后，市场运营机构

应在5个工作日内在电力现货市场技术支持系统内注销其信息。

第四十一条 发电机组经过技术改造，运行参数发生变化的，经具有国家认证资质的机构测试认定，按有关程序确认后，与电力调度机构重新签订并网调度协议，调整相应的参数信息。

第四十二条 发电机组的缺省运行参数允许每月变更一次。每月20日前，发电企业可向市场运营机构提出次月缺省运行参数变更申请，经审核同意后生效。

第四十三条 参与电力现货市场交易的电力用户、售电公司需按要求，向市场运营机构提供详细的运行技术参数，经审核同意后生效，作为电力现货市场交易出清的默认参数。主要包括用户月度默认量价曲线和市场运营机构所需的其他参数等。

第四十四条 新参与电力现货市场交易的电力用户、售电公司应在首次申报前向市场运营机构填报用户默认参数。

第四十五条 电力用户、售电公司经过技术改造，默认参数发生变化的，按有关程序确认后，向市场运营机构重新申报用户默认参数。

第六章 计量管理

第一节 管理内容

第四十六条 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足

经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第四十七条 发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

第四十八条 电网企业根据经营主体的申请，设置计量点，作为交易结算计量点。

计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与交易结算的计量点应在相关合同、协议中予以明确。

发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见。

依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

第四十九条 对于发电侧市场经营主体，原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套；对于用电侧市场经营主体，同一计量点安装至少一具符合技术要求的

电能计量设备。计量点对端的辅助（备用）计量点，应配置与主计量点准确度等级和规格相同的电能计量装置。

结算电量以计量点主表数据为依据。若主表出现异常，则以副表数据为准。如果计量点主、副表均异常，则按对端主表数据确定；对端主表异常，则按对端副表数据为准。

其他异常情况下，双方在充分协商的基础上，可根据失压记录、失压计时等设备提供的信息，确定异常期内的电量。

第二节　职责分工

第五十条　电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含发电企业上网电量）的电能计量装置的计量管理。经营主体配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

第五十一条　电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线/变损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

第五十二条　电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

第三节　计量数据管理

第五十三条　发电单元关口计量点的电量数据通过相关计

量点计量或拟合确定；电力用户关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置或计量电量数据拟合规则确定，并传输给电力交易机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下也可获得该部分数据）。

第五十四条 电网企业负责各类经营主体购售电费结算和抄表电量归口管理。

第五十五条 当计量数据缺失时，按照电量数据拟合办法对缺失数据进行拟合，并作为电网企业的结算依据。当出现计量数据错误时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，差错电量电费处理办法按相关规定执行。

第五十六条 电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

第五十七条 辅助服务通过能量管理系统、电力需求侧系统等计量，由电力调度机构按结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第四节 数据拟合规则

第五十八条 发电侧电量采集补全算法：

对于截至 D+2 日 12:00，电能量计量系统（TMR）仍无法采集到运行日电量数据，或不具备实时采集上网电量的发电厂站，采用调度数据采集与监视控制系统（SCADA）采样的机组发电数据，考虑该机组连续三年平均厂用电率，计算得出机组上网电量用于市场结算。连续运行不足三年的机组或场站，按同一类型机

组连续三年平均厂用电率计算。

电能量计量系统(TMR)计量数据出现部分交易时段缺失时，采用该时段调度数据采集与监视控制系统（SCADA）采样的机组发电数据，考虑连续三年平均厂用电率计算得出该时段上网电量，替代缺失电能量计量系统（TMR）计量数据。

第五十九条 电力调度机构对电厂结算电量数据进行准确性判断，异常数据按以下规则重新进行数据拟合。

（一）当电能量计量系统（TMR）计量数据存在以下异常，则读取对应时段SCADA采样数据，按机组平均厂用电率折算后得出上网电量，替代异常时段电能量计量系统（TMR）计量数据。

1.电能量计量系统（TMR）计量数据为负值。

2.电能量计量系统（TMR）计量数据突变且超过该时段历史30天最大电量的3倍。

3.其他电能量计量系统（TMR）计量数据异常。

（二）若电能量计量系统（TMR）计量数据异常时段SCADA采样数据同时存在以下异常，则将异常时段结算电量直接置0处理。

1.SCADA采样数据为负值。

2.SCADA采样数据单位小时积分电量大于该机组或场站最大发电能力。

（三）其他情况

1.计量关口内未配置储能的光伏场站（光热电站除外）夜间

电能量计量系统(TMR)电量数据不为零(每日21:00至次日6:00)则判定为异常数据，期间该光伏场站电能量计量系统（TMR）电量数据直接置0处理。

2.对于电能量计量系统（TMR）计量数据或SCADA采样数据全天超过12个点数据为负值，相关责任单位需及时排查是否为计量表计或采样点极性设置错误导致负电量数据。若确认为极性设置错误导致负电量，对原始数据进行取反校正，重新确定结算电量数据。

3.其他结算数据异常情况，在日结算周期未结束前可以重新确定结算数据的，按最新数据重新结算。在日结算周期结束前无法重新确定结算数据的，待确定正确数据后，按照甘肃电力现货市场结算实施细则相关条款进行处理。

4.电能量计量系统（TMR）计量月度总电量与现货市场分时结算电量月度总电量存在偏差时，偏差电量单独统计并按照实时现货市场月度出清平均价进行结算。

第六十条 用户侧电量采集补全算法：

对于甘肃省内参与现货市场交易的用户，截至D+2日12:00用电信息采集系统仍无法采集到其电表数据，则由用电信息采集系统提供拟合电量进行市场化结算，拟合规则如下：

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

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

当用户计量点示值曲线采集异常或失败超过2天时，恢复正常采集前曲线缺失值按电量“置零”处理，即缺失值按最后一个采集成功的示值进行补全，若1个月内无采集示值，则采用营销系统上月月度结算值进行补全，“置零”部分产生的偏差电量按实时现货市场月度均价结算。

（二）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算，统一结算点价格不再重新计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

（三）特殊情况

1.业扩新装。用电客户立户新装，新装前时间段的表码按照电能表装拆记录中的录入表码进行补全，装表后的表码按照第一次采集的示数减去装拆记录中录入的示数进行平均分摊。

2.销户。用电客户销户进行拆表，拆表时间后缺失的表码按装拆记录中的录入表码进行补全，拆表前的表码按照装拆记录中的录入表码减去最后采集的示数进行平均分摊。

3.换表。旧表拆除换新表，新表的处理方式引用业扩新装流程，旧表的处理方式引用销户流程。

4.用户全暂停或变压器停用。同步营销2.0暂停表码，暂停期间内若未上送表码，按照变更凭证中的暂停表码从暂停时间向后补全。若凭证缺失，则取最后一次正常采集数据补全。若无最后一次采集数据，则以上月表底（上月结算表码）补全。

5.月变压器多次暂停。对于当月多次暂停，如运行、暂停、再转运行、再转暂停等类似拟合情景，每天记录一份截至当日情况下的最新的暂停凭证，在拟合时，取相应日期的凭证进行拟合，以避免在日累计计算时只取到最后记录的暂停凭证。

6.在运表第一次采集表码为0值。对于拟合范围内的所有电能表，若存在第一次采集表码值为0，但是采集时间不在0点的情况，则将之前缺失的数据全部按0进行补全。

（四）对于目前仅具备24点分时计量条件、且申请参与市场的用户，按照以上规则拟合形成24点示值曲线，将24点示值数据按照平均值法拟合生成96点示值曲线。

第六十一条 全厂装机容量50MW以下水电厂关口计量表计拟合规则参照“用户侧电量采集补全算法”执行。

第六十二条 分布式光伏电量采集补全算法：

分布式光伏拟合规则分发电表和上网表两种情形，其发电时段根据省内实际情况默认设置为6:00至21:00，其余时段为不发电时段。

（一）发电表拟合规则

1.若缺失点位于光伏不发电时段，缺值区间在无首尾点情况下，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若缺值区间补全过程中需取用对应发电时段数据，且发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。

2.若缺失点位于光伏默认发电时段内，根据光伏发电特性，采用“同区域发电效率参考”的方式进行拟合。

（1）若在发电区间段连续采集失败点数小于等于2，则取用失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

（2）若在发电区间段连续采集失败点数大于2，同时发电区间段尾点（即21:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。取用同台区下对应缺失时段数据采集完整的光伏发电表作为对照表计参照拟合。

（3）若在发电区间段连续采集失败点数大于2，且发电区间段首尾点电能示值曲线均采集成功或拟合成功，采用“发电表参考拟合法”拟合，即取用同台区下发电时段数据采集完整的发电表的发电趋势参照拟合。

（4）当用户计量点示值曲线采集异常或失败超过2天时且依旧无法补全的，恢复正常采集前曲线缺失值按电量“置零”处理，“置零”部分产生的偏差电量按实时现货市场月度均价结算。

（二）上网表拟合规则

上网表数据特指上网表对应的反向电能示值曲线数据(上网

表正向电能示值曲线数据缺失时参照用户侧电量采集补全算法）。

1.若0时示值缺失，则采用前一日不发电时段采集到的最后一点数据补全。

2.若缺失点位于光伏不发电时段，缺值区间在无首尾点情况下，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，最早采集示值与最新采集示值间的缺值采用算术平均值补全；若仅采集到一个示值则分别补全整区间。

3.若缺失点位于光伏默认发电时段内，主要采用以下方式进行拟合：

（1）若在发电区间段连续采集失败点数小于等于2，则取用失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

（2）若在发电区间段连续采集失败点数大于2，同时发电区间段尾点（即21:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。采用参照历史实际用电量的方法拟合上网表反向电量(实际用电量=发电表反向示值−上网表反向示值+上网表正向示值）。

（3）若在发电区间段连续采集失败点数大于2，且发电区间段首尾点电能示值曲线均采集成功或成功拟合，采用参考历史用电量拟合值的方法进行拟合，取用上网表的反向电量趋势参照拟合。

（4）当用户计量点示值曲线采集异常或失败超过2天时且依旧无法补全的，恢复正常采集前曲线缺失值按电量“置零”处

理，“置零”部分产生的偏差电量按实时现货市场月度均价结算。

第六十三条 用户计量设备故障且无法修复的，在此期间的用电量按照零电量拟合处理，并由电网企业发出故障通知书，差错电量按照现货市场规则结算。

第六十四条 用户窃电或违章用电，相关退补电量不纳入市场结算范围。

第七章 附 则

第六十五条 本细则由甘肃省工业和信息化厅、国家能源局甘肃监管办公室、甘肃省发展和改革委员会、甘肃省能源局负责解释。

第六十六条 本细则自2026年4月1日起施行。

附录：名词定义

附录

名词定义

1.电力批发市场（Wholesale Electricity Market）：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易和现货电能量交易等。

2.电力零售市场（Retail Electricity Market）：在批发市场的基础上，由电力零售商和电力用户自主开展交易的市场。

3.电力现货市场（Electricity Spot Market）：通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

4.中长期交易（Medium and Long-term Transaction）：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、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

5.安全校核（Power System Security Analysis）：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

6.辅助服务市场（Ancillary Service Market）：为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、

电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

7.节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

8.分区边际电价（Zonal Marginal Price）：当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区），并以分区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。

9.市场限价（Market Price Cap & Floor）：一般分为报价限价和出清限价等。报价限价指允许经营主体申报的价格范围，出清限价指市场运行允许出现的价格范围。

10.日前市场（Day-ahead Market）：运行日提前一天（D-1日）进行的决定运行日（D日）机组组合状态和发电计划的电能量市场。

11.实时市场（Real-time Market）：运行日（D日）进行的决定运行日（D日）未来5-15分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

12.市场注册（Market Registration）：指市场交易成员将用于取得经营主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得经营主体资格的过程。

13.市场出清（Market Clearing）：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

14.市场结算（Market Settlement）：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

15.阻塞管理（Congestion Management）：当市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

16.阻塞费用（Congestion Cost）：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的节点价格价差乘以连接两节点线路的潮流。

17.调频服务（Frequency Regulation Service）：电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

18.备用服务（Reserve Service）：为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

19.市场监测（Market Monitoring）：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

20.履约保函（Prudential Deposit）：又称信用保证书，是

指银行、保险公司、担保公司或担保人应申请人或企业的请求，向受益人或企业及第三方（电力交易机构）开立的一种书面信用担保凭证，以书面形式出具的、凭提交与承诺条件相符的书面索款通知和其它类似单据即行付款的保证文件。

21.电力市场技术支持系统（Electricity Market Operation System）：是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用软件的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。

附件 2

甘肃电力现货市场运营实施细则
（V3.2）

120.235.172.16
2026年10月26日 0:24:19

第一章　总　述

第一条　为保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应，保障甘肃电力现货市场安全有序运转，依法维护电力经营主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，根据国家有关文件要求，结合甘肃实际，制定本细则。

第二条　甘肃省工业和信息化厅牵头组织制定甘肃电力现货市场运营实施细则。国家能源局甘肃监管办公室依法履行甘肃电力市场监管职责。

第三条　本细则依据中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革相关文件、国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的相关文件、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货连续运行地区市场建设指引>的通知》（发改能源〔2025〕1171号）等文件和有关法律法规，结合甘肃实际进行编制。

第二章　日前现货市场

第一节　交易周期

第四条　日前现货市场交易按日组织，每个交易日组织次日96个时段（00:15～24:00，15分钟为一个时段）日前交易。

第二节　交易方式

第五条　日前现货市场采用“发用双侧分段报价、集中优化出清”的方式开展。

第六条　发电企业参与模式：

（一）火电机组以“报量报价”的方式参与日前现货市场。

（二）集中式新能源以“报量报价”的方式参与日前现货市场。不具备直接参与现货市场条件的扶贫光伏、分布式光伏项目作为市场边界，符合条件后可自愿“报量报价”参与日前现货市场。上网电量全额纳入机制电量范围的特许经营及平价示范新能源以“报量不报价”的方式参与日前现货市场。

（三）光热电站默认以“报量报价”方式参与日前现货市场。上网电量全额纳入机制电量范围的，以“报量不报价”的方式参与日前现货市场。

（四）同一交易单元包含多个调度单元的，按调度单元分别开展交易申报、出清，各调度单元日前市场参与模式应保持一致。

第七条　售电公司、批发用户参与模式：

售电公司、批发用户（包括拥有自备电厂的企业）在日前现

货市场中申报运行日每小时分段量价曲线，电网企业预测代理购电用户每小时用电量及居民、农业用电量和典型曲线，在日前阶段开展市场出清和调度计划编制。

第八条 新型经营主体参与模式：

（一）虚拟电厂根据聚合资源类型分为“电源型”“负荷型”“混合型”。“电源型”虚拟电厂参考集中式新能源参与日前现货市场，“负荷型”虚拟电厂参考售电公司、批发用户参与日前现货市场，“混合型”虚拟电厂发电交易单元和用电交易单元分别参考“电源型”和“负荷型”虚拟电厂参与日前现货市场。

（二）绿电直连项目以“报量报价”的方式参与日前现货市场，自主申报存在上网能力与下网需求的时段，存在上网能力时段参照集中式新能源参与日前现货市场，存在下网需求时段参照售电公司、批发用户参与日前现货市场。

（三）电网侧储能以“报量不报价”方式参与现货市场，条件成熟时，可自愿选择以“报量报价”方式参与日前现货市场。

第九条 日前现货市场根据经营主体申报信息、联络线计划等边界条件，以社会福利最大化为优化目标，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清形成日前现货市场交易结果。

第十条 当清洁能源与煤电机组报价相同时，按照清洁能源优先原则确定中标电量。当新能源报价相同时，该交易时段同报价段按机组装机容量乘以各类型新能源调节系数后的等效容

量比例确定中标电量。当光热电站、绿电直连项目的上网电力与新能源报价相同时，按照新能源优先原则确定中标电量。当煤电机组报价相同时，按照煤电机组同报价段有效申报容量比例均分原则确定中标电量。

第十一条 当用户报价相同时，按照该交易时段同报价段的申报容量比例，确定中标电量。

第三节 申报数据管理

第十二条 经营主体需按时申报现货市场相关量价曲线。超时或未申报量价曲线，按缺省报价处理。

第十三条 新能源企业未按时上报运行日短期功率预测，按功率预测为0处理。煤电机组未按时上报运行日最大、最小发电能力，按缺省申报参数处理。

第十四条 就地消纳试点示范项目采用内部优先自发自用，余量参与现货市场的原则，具体规则如下：

（一）就地消纳试点示范项目中发电和用户分别参与市场。

（二）发、用电主体分别用日前申报的量价曲线扣除日前自发自用曲线后，剩余量公平参与市场出清。

（三）日前自发自用曲线等于其发电主体日前出力预测曲线和用电主体（D-2）日的96点用电负荷曲线取小。

（四）日前自发自用曲线作为市场边界优先进行出清。

第四节 交易流程

第十五条 运行日(D)为实际运行的自然日，竞价日(D-1)为运行日（D）的前一日。运行日（D）每15分钟为一个交易时段，每个运行日含有96个交易时段。

第十六条 竞价日前一日（D-2）22:00前，市场成员按规定开展事前信息披露。

第十七条 竞价日（D-1）08:00前，电源企业完成日前现货市场申报；12:00前，用户完成日前现货市场申报。

第十八条 竞价日（D-1）10:30前，根据系统负荷预测、联络线预计划等边界条件，采用安全约束机组组合(SCUC)和安全约束经济调度(SCED)集中优化完成省内日前现货市场预平衡，得到运行日（D）煤电机组预启停计划安排及发电侧日前现货市场预平衡结果并发布。

第十九条 竞价日（D-1）11:00前，市场运营机构组织经营主体参与省间现货市场交易申报。

第二十条 竞价日（D-1）11:45前，电力调度机构依据系统潮流计算结果对经营主体申报数据进行合理性校验，保证节点内部电能申报量可送出或受入。

第二十一条 竞价日（D-1）12:30前，接收省间现货市场出清结果。

第二十二条 竞价日（D-1）14:30前，组织开展西北区域各类短期市场交易。

第二十三条 竞价日，在接收到西北区域各类短期市场交

易出清结果和联络线终计划后开展日前市场出清。

第二十四条 竞价日（D-1）17:30 前，基于联络线终计划等边界条件，发用双侧日前申报信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）集中优化完成省内日前市场出清，得到日前市场出清结果，包括煤电机组组合、发用双侧中标电力曲线、分时节点电价、日前统一结算点价格、中长期结算参考点分时价等信息，作为省内日前市场结算依据。

第二十五条 竞价日（D-1）17:30 前，基于联络线终计划、系统负荷预测等边界条件，发电侧日前申报信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）集中优化完成出清，得到煤电机组可靠性机组组合和各类型电源日前调度计划。

第二十六条 竞价日（D-1）22:00 前，发布省内日前市场出清结果，下达煤电机组可靠性机组组合和各类型电源日前调度计划。

第二十七条 出现以下情况时，市场运营机构可根据市场最新边界条件，重新开展集中优化，得到日前市场出清结果和可靠性机组组合，并向经营主体公布：

（一）因天气条件等变化导致次日负荷预测偏差超过 10%。

（二）联络线计划偏差超过 10%。

（三）关键输变电设备故障、临时检修或计划检修延期等，导致关键断面能力或系统备用偏差超过 10%。

（四）机组非计划停运、直流闭锁等，损失能力之和大于中

标机组总出力的10%。

（五）其他影响电力安全可靠供应的原因。

第二十八条 特殊情况下，D-1日22:00前，未得到日前市场出清结果的，可视为日前市场出清失败，不再组织日前市场出清。

第五节 经营主体参数

第二十九条 日前现货市场经营主体参数共计三类，分别为机组运行参数、市场核定参数和缺省申报参数。

（一）机组运行参数指发电主体的运行技术参数，包括固定运行参数、日申报运行参数。经营主体如需修改固定运行参数，应不晚于竞价日前三个工作日向电力调度机构提出申请，经审批通过后生效。

（二）市场核定参数指依据政府相关文件要求确定，用于现货市场申报、出清、结算等环节的参数。

（三）缺省申报参数指经营主体未按时在现货市场申报要求参数时用于替代的默认申报参数。缺省参数允许每月变更一次。每月20日前，经营主体可向市场运营机构提出次月缺省申报参数变更申请，经审核同意后生效。

第三十条 经营主体按以下要求提供运行参数：

（一）煤电机组运行参数：

1.机组有功功率调节速率（固定运行参数），单位为兆瓦/

分钟，不得小于额定容量的1.5%/分钟。循环流化床机组不得小于额定容量的1%/分钟。

2.机组厂用电率（固定运行参数），单位为百分数。

3.最大、最小发电能力（日申报运行参数），单位为兆瓦。

4.开机曲线（日申报运行参数），即机组在开机过程中，从并网至考虑低负荷运行最小稳定出力的升功率曲线，时间间隔为15分钟。

5.停机曲线（日申报运行参数），即机组在停机过程中，从考虑低负荷运行最小稳定出力至解列的降功率曲线，时间间隔为15分钟。

6.最小连续开机时间（固定运行参数），表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位申报间隔为15分钟，申报范围为0-24小时。

7.最小连续停机时间（固定运行参数），表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位申报间隔为15分钟，申报范围为0-24小时。

8.自身原因必开机组（日申报运行参数），用于确定机组是否因供热、工业供汽、防冻保暖等自身运行需求设定为必开状态，参数按“是”或“否”申报。同一电厂因自身原因必须运行的机组台数，原则上不得超过政府主管部门核定的该厂最小运行方式机组台数。

（二）新能源场站运行参数：

1.场站有功功率调节速率（固定运行参数），单位为兆瓦/分钟。

2.场站厂用电率（固定运行参数），单位为百分数。

（三）光热电站运行参数：

1.机组有功功率调节速率（固定运行参数），单位为兆瓦/分钟。

2.机组厂用电率（固定运行参数），单位为百分数。

3.运行日96个时段分时最大发电能力（日申报运行参数），单位为兆瓦。

（四）电网侧储能运行参数：

“报量报价”参与日前市场的电网侧储能，应申报以下运行参数：

1.最大充、放电功率（固定运行参数），单位为兆瓦。

2.最大充、放电能量（固定运行参数），单位为兆瓦时。

3.充、放电效率（固定运行参数），单位为%。

4.最大、最小允许荷电状态（日申报运行参数），单位为%，即运行日的存储电量极限。

5.可用功率（日申报运行参数），单位为兆瓦，即运行日的实际最大充、放电能力。

（五）代理聚合用户的售电公司，以及通过主、子户聚合后直接参与现货市场的用户，申报对应到电价节点的每小时分段量价曲线；允许代理聚合用户的售电公司，以及通过主、子户聚合

后直接参与现货市场的用户申报统一量价曲线，对应到各电价节点的分配比例按用户报装容量进行分解。

（六）市场运营机构所需的其他参数。

第三十一条 市场核定参数包括市场申报限价、市场出清限价、煤电机组核定启动成本、煤电机组核定空载成本、煤电机组核定边际成本等，根据价格主管部门政策要求及核定结果确定。

（一）市场申报限价，包含申报价格上限与申报价格下限，单位为元/兆瓦时。参与现货市场交易的经营主体，其日前申报价格的最大、最小值不得超过申报价格上、下限。

（二）市场出清限价，包含出清价格上限与出清价格下限，单位为元/兆瓦时。出清价格仅指电能量价格，不含输配、辅助服务费用、政府性基金及附加等。当市场出清价格超过出清价格上限或低于出清价格下限时，按相应限值进行结算。

（三）煤电机组核定启动成本，单位为元/次。

（四）煤电机组核定空载成本，单位为元/小时。

（五）煤电机组核定边际成本，单位为元/兆瓦时。

第三十二条 市场经营主体应按要求提供以下缺省申报参数：

（一）典型量价曲线，单位为元/兆瓦时。表示该交易单元运行在不同发电出力/用电负荷区间时对应电能量的价格。电力的最小单位是0.001兆瓦，申报电价的最小单位是10元/兆瓦时，

各段报价需满足申报限价要求。发电侧从0至交易单元最大技术出力之间可最多申报10段，每段电力不小于装机容量的10%，最后一段出力区间终点为该机组的最大技术出力，其中煤电机组第一段出力区间为0~考虑低负荷运行的最小发电能力。量价曲线必须为出力区间和报价单调非递减。用户侧为24小时分时量价曲线，每个小时最多申报5段，量价曲线必须为负荷区间和报价单调非递增。

（二）煤电缺省机组启动费用，包含冷态（停机时间超过72小时）启动费用、温态（停机时间在10至72小时之间）启动费用、热态（停机时间不到10小时且大于1小时）启动费用、极热态（停机时间在1小时以内）启动费用，单位为元/次。煤电机组申报的各状态缺省启动费用不得超过各类型机组对应状态的核定启动成本。

（三）煤电缺省机组空载费用，单位为元/小时。煤电机组申报的缺省机组空载费用不得超过各类型机组核定空载成本。

（四）机组运行参数中日申报运行参数对应的缺省参数，申报要求与相应参数一致。

（五）市场运营机构所需的其他参数。

第六节　日前机组运行边界条件准备

第三十三条　发电机组状态约束：

市场运营机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，确定运行日其调管范围内机组的96点状态，作为日前现货市场出清的边界条件。

机组状态分为可用及不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本细则要求参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前现货市场出清。

（一）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。

（二）不可用状态：不可用状态包括机组检修、事故停运、缺燃料以及其他情况。

1.机组检修：按照市场运营机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与受理完工时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电厂可将该机组置为调试状态。

2.缺燃料：市场运营机构根据发电机组的燃料供应情况停运对应机组，相应时段内机组状态为缺燃料状态。机组缺燃料状态以天为单位统计。

第三十四条 发电机组发电能力范围：

经营主体根据发电机组的额定有功功率、影响出力（即发电受阻容量）、检修和调试（试验）批复等情况申报运行日发电机组的96点机组发电能力范围，影响出力经电力调度机构确认后，作为日前现货市场出清的边界条件。

第三十五条 发电机组最早可并网时间：

若发电机组在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机运行条件，发电机组需要申报运行日精确到15分钟时段的最早可并网时间。其最终是否开机以及并网时间以安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序出清以及市场运营机构校核结果为准。

第三十六条 机组启停出力曲线：

机组启动或停机过程的功率曲线，时间间隔为15分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组缺省开机/停机曲线。

第三十七条 新能源场站出力上、下限约束：

市场运营机构根据新能源场站的额定容量、短期预测结果、检修和调试（试验）批复等情况，确定新能源场站出力上、下限约束，作为日前现货市场出清的边界条件。

新能源场站应根据运行日新能源短期预测合理申报配建储能短期自调度计划曲线，充电部分计划不得大于新能源预测。

在日前双边市场阶段，对于不含配建储能的新能源场站，其出力上限为该场站的新能源短期预测；对于含配建储能的新能源场站，其出力上限为新能源短期预测与电力调度机构审批通过的配建储能短期自调度计划之和。所有新能源场站的出力下限为0兆瓦。

在预出清及可靠性机组组合阶段，不含配建储能的新能源场

站的出力上限为其短期预测对应的可靠发电能力，该能力依据国家标准相关要求计算确定；含配建储能的新能源场站的出力上限为短期预测对应的可靠发电能力与电力调度机构审批通过的配建储能短期自调度计划之和。

其中，新能源场站未按时上报运行日短期功率预测、配建储能短期自调度计划时，按数值为 0 处理。

第七节　日前电网运行边界条件准备

第三十八条　负荷预测：

（一）系统负荷预测：系统负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。市场运营机构负责开展运行日全省的日系统负荷预测，预测时需综合考虑但不限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区负荷预测、节假日或社会重大事件影响。

（二）母线负荷预测：母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏及以上母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。母线负荷预测应综合考虑气象因素、工作日类型、节假日、运行方式变化、分布式发电出力预测的影响。如所有母线负荷预测之和与系统负荷预测存在偏差，则以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

第三十九条　联络线计划：

省间交流联络线计划、直流外送计划共同形成日前跨省跨区联络线计划，作为省内日前现货市场组织的边界条件。

第四十条 水电日前计划：

市场运营机构根据各流域来水情况，综合考虑运行日（D）新能源日前短期发电预测及消纳需求，编制运行日（D）各水电厂日前发电计划曲线。

第四十一条 电网侧储能日前计划：

市场运营机构根据运行日（D）电力平衡情况、新能源日前短期发电预测及消纳需求，编制运行日（D）参与现货市场的电网侧储能发电计划曲线。

第四十二条 直流配套电源日前计划：

直流配套电源以其中长期计划曲线（含短期交易）与运行日短期预测的较小值或上级电力调度机构下发的日前调度计划作为日前现货市场出清的边界条件。

第四十三条 备用约束：

市场运营机构根据相关运行备用调度管理要求，留取电网运行必要的备用容量。日前现货市场出清结果需满足运行日的备用要求，特殊时期市场运营机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

备用应考虑机组自身出力不足、网络受限、调试出力不稳定等因素的影响。

第四十四条 输变电设备检修计划：

市场运营机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，确定运行日的输变电设备检修计划。

第四十五条 输变电设备投产与退役计划：

市场运营机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第四十六条 电网安全约束：

市场运营机构基于所掌握的运行日基础边界条件，确定调管范围内的电网安全约束，作为日前现货市场优化出清的边界条件。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路、变压器极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开约束、发电机组（群）必停约束、发电机组（群）出力上、下限及开机台数约束等。

（一）线路、变压器极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，市场运营机构可设置线路、变压器极限功率、断面极限功率：

1.因系统安全约束，需要将线路、变压器、断面的潮流及电压控制在指定值以内。

2.因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需要提高安全裕度，将线路、变压器、断面潮流控制在指定值以内。

3.其他保障电网安全可靠供应需要将线路、变压器、断面潮流控制在指定值以内。

（二）发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，市场运营机构可设置必开机组：

1.因系统安全约束。

2.因防范极端自然灾害。

3.因上级电力调度机构要求。

4.因供热、工业供汽、防冻保暖等自身原因要求。

5.机组调试要求。

6.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力的机组。

7.其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

（三）发电机组（群）必停约束

1.因系统安全约束。

2.因政府部门要求。

3.不具备并网条件的机组。

4.不满足环保要求，经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组。

5.已纳入政府当年关停计划的机组。

6.处于计划检修、临时检修、缺煤停机或经营不善等状态的机组。

（四）发电机组（群）出力上、下限约束及开机台数约束

出现以下情况时，市场运营机构可设置发电机组（群）出力上、下限约束：

1. 因系统安全约束，需要限制出力上、下限及开机台数的

发电机组（群）。

2.因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需要提高安全裕度限制开机台数或将出力控制在上、下限值以内的发电机组（群）。

3.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段限制出力上、下限的发电机组（群）。

4.其他保障电网安全可靠供应需要限制开机台数或限制出力上、下限的发电机组（群）。

第八节　事前信息发布

第四十七条　竞价日前一日（D-2）22:00 前，市场运营机构按照《甘肃电力现货市场信息披露实施细则》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括但不限于：

（一）96 点统调负荷预测曲线。

（二）联络线外送电计划。

（三）发电机组检修总容量。

（四）备用要求。

（五）输变电设备检修计划。

（六）电网关键断面约束情况。

（七）必开必停机组（群）。

（八）市场限价等交易参数。

相关信息分为公众信息、公开信息以及特定信息。

第九节　交易申报

第四十八条　日前现货市场每日运行，各经营主体需每日向市场运营机构提交交易申报信息，用于日前现货市场在运行日的机组组合优化和集中竞价出清。迟报、漏报或不报者均默认采用缺省申报参数作为交易申报信息。

第四十九条　发电机组申报交易信息包括：

（一）发电机组电能量报价曲线，单位为元/兆瓦时。电能量报价表示交易单元运行在不同出力区间时机组微增电能量的价格。从0到交易单元最大技术出力之间可最多申报10段，每段电力不小于装机容量的10%，最后一段出力区间终点为该机组的最大技术出力。电力的最小单位是0.001兆瓦，申报电价的最小单位是10元/兆瓦时，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时），相邻出力区间衔接点对应报价属于前一出力区间报价，其中煤电机组第一段出力区间为0兆瓦~考虑低负荷运行的最小发电能力。首段报价不可低于申报价格的下限值，后续每段报价均不得低于前一段申报价格，报价曲线必须为出力区间和价格单调非递减。若发电机组逾期未申报电能量报价，按照其缺省电能量报价参与日前现货市场出清。

一个交易单元对应多个调度单元时，按调度单元分别申报对应的量价曲线。

（三）煤电机组启动费用，包含冷态（停机时间超过72小

时）启动费用、温态（停机时间在10至72小时之间）启动费用、热态（停机时间不到10小时且大于1小时）启动费用、极热态（停机时间在1小时以内）启动费用，单位为元/次。煤电机组申报的各状态启动费用不得超过各类型机组对应状态的核定启动成本。

（四）煤电机组空载费用，单位为元/小时。申报的空载费用不得超过各类型机组核定空载成本。

（五）其他日申报运行参数。

第五十条 用户与售电公司申报交易信息包括：

（一）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户在运行日（D）对应到电价节点的每小时分段量价曲线；允许代理聚合用户的售电公司申报统一量价曲线，对应到各电价节点的分配比例按用户报装容量进行分解。售电公司代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户，其申报的每个时段最大电力需求，不得超过相关用户报装容量。

（二）直接参与现货市场的电力用户，在电力市场交易系统中申报运行日对应到电价节点的每小时分段量价曲线，用户申报电力的最小单位是0.001兆瓦，申报的每个时段最大电力需求，不得超过该用户报装容量。

涉及对应不同电价节点的主、子户电力用户，允许聚合为单一用户后参与现货市场，其申报的单一量价曲线，依据各节点报

装容量，将申报量价等比例分解至各节点。

（三）售电公司和电力用户申报的每小时分段价格曲线作为日前现货市场出清计算的依据，其申报曲线需满足如下要求：

1.第一段起始负荷为0兆瓦，每一段报价的起始负荷应等于上一段报价的结束负荷，相邻出力区间衔接点对应报价属于前一出力区间报价，最后一段报价终点对应的电力作为用户的最大用电需求。

2.随着电力负荷增加，每一段报价必须单调非递增。

3.报价段数不超过5段。

4.各段报价不可超过申报价格上、下限限制。

5.用户申报电价的最小单位是10元/兆瓦时。

第五十一条 以“报量报价”方式参与现货市场的电网侧储能应同时申报放电报价曲线和充电报价曲线，申报交易要求如下：

（一）放电报价曲线，单位为元/兆瓦时，由电网侧储能放电单元申报。从0至额定放电功率之间最多可申报10段，每段出力区间长度不得小于额定放电功率的10%，最后一段出力区间终点为储能额定放电功率。电力的最小单位是0.001兆瓦，申报电价的最小单位是10元/兆瓦时，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时），相邻出力区间衔接点对应报价属于前一出力区间报价。首段报价不可低于申报价格的下限值，后续每段报价均不得低于前一段申

报价格，报价曲线必须为出力区间和价格单调非递减。

（二）充电报价曲线，单位为元/兆瓦时，由电网侧储能充电单元申报。从0至额定充电功率之间最多可申报10段，每段出力区间长度不得小于额定充电功率的10%，最后一段出力区间终点为储能额定充电功率。电力的最小单位是0.001兆瓦，申报电价的最小单位是10元/兆瓦时，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时），相邻出力区间衔接点对应报价属于前一出力区间报价。首段报价不可高于放电报价曲线首段报价，后续每段报价均不得高于前一段申报价格，报价曲线必须为出力区间和价格单调非递增。

（三）可用功率，单位为兆瓦，按充电单元、放电单元分别申报运行日的实际最大充、放电能力。

（四）最大、最小允许荷电状态，单位为%，放电单元申报运行日的存储电量极限。

第五十二条 拥有自备电厂的企业，作为电力用户同等参与现货市场交易，在日前申报量价信息，申报规则等同于直接参与现货市场的电力用户。

第五十三条 经营主体在参与电力现货市场之前务必详尽了解本细则相关条款，并了解自主做出报价和独立承担电力市场结算的风险。

第十节 市场出清

第五十四条 日前现货市场出清计算过程如下：

（一）日前市场预平衡

市场运营机构根据当前省内负荷短期预测和外送电预计划确定市场边界，基于经第三方认定的技术支持系统潮流计算结果，结合经营主体申报的量价信息，考虑电网安全约束和机组运行约束，以社会福利最大化为目标，运行安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序，优化出清得到日前预计划机组组合、各机组场站预发电计划和运行日（D）电力平衡余缺情况，并以此作为参与省间现货市场及西北区域各类短期市场交易依据。

以运行日（D）全时段社会福利最大化为目标函数，满足运行日（D）负荷预测、外送计划、备用容量需求，考虑机组报价和物理性能，计算运行日（D）机组开停机计划和发电机组出清计划和富余发电能力。

（二）日前现货市场正式出清

市场运营机构基于发用双侧申报信息、联络线外送终计划、非市场化用户负荷预测、各类电网安全约束和机组运行约束条件等市场边界信息，以社会福利最大化为目标，运行安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序优化出清得到日前现货市场出清结果，包括运行日（D）日前市场出清机组组合、发电侧中标曲线、用户侧中标曲线、发电侧分时节点电价以及统一结算参考点分时电价，作为发用两侧结算依据。

（三）可靠性机组组合

市场运营机构基于联络线外送终计划、统调负荷预测以及发电侧申报信息，以社会福利最大化为目标，运行安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序优化出清，得到运行日（D）可靠性机组组合安排，作为日前发电调度计划依据。

日前现货市场正式出清阶段出清开机的机组，在后续可靠性机组组合优化中优先出清。

（四）日前现货市场采用的优化算法数学模型参见本规则附录1（日前现货市场安全约束机组组合数学模型）、附录2（日前现货市场安全约束经济调度数学模型）。

（五）为确保优化算法有可行解，松弛条件和惩罚因子参见本规则附录3（日前现货市场约束松弛惩罚因子）。

（六）日前现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法参见本规则附录4（日前现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法）。

第五十五条 日前现货市场机组出清原则

（一）边界机组

现货市场边界机组在日前申报发电曲线，安全校核通过后予以优先出清。

（二）水电企业

市场运营机构根据来水预测、水库综合利用需求，依据新能

源短期功率预测，制定运行日各水电场站96点发电计划曲线，并在现货市场中优先予以出清。

（三）参与现货市场的煤电、新能源机组

通过安全约束机组组合(SCUC)和安全约束经济调度(SCED)一体化程序优化计算，获得日前现货市场出清的机组启停计划和全天96点出力计划曲线。

（四)就地消纳试点示范项目的日前自发自用曲线作为市场边界，安全校核通过后予以优先出清。

（五）经营主体不参与定价情况有：

1.机组已达到最大爬坡能力。

2.机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

3.煤电机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

（六）特殊机组

1.调试机组

调试机组日前申报调试曲线，安全校核通过后予以优先出清。

调试阶段的机组按照调试需求安排发电，作为日前现货市场出清的边界条件。新建机组获准归调后，原则上归调当日按调度指令安排运行，直至该机组正式参与现货市场的运行日（D）当天零点；运行日（D）起，发电机组按照日前现货市场的交易规则参与出清。在完成满负荷试运行到（D）日零点之间，该台机

组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与市场定价，作为价格接受者。申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试(试验)时段内的机组状态为开机，不参与机组组合优化。

对于因电厂原因的调试（试验）机组，在获得市场运营机构同意后，须在D-2日08:00前申报调试（试验）出力曲线，若申报的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰、调频等要求，市场运营机构可根据需要对机组的调试(试验)出力曲线进行调整。调试时段内该台发电机组的发电计划为其申报并审核后的调试（试验）出力曲线，不参与市场定价。

2.最小连续开机、停机时间内机组

发电机组开机运行或停机解列后，在其申报最小连续开机时间或最小连续停机时间内，安全约束机组组合（SCUC）原则上安排其机组状态满足相关时间要求。

3.处于开机或停机过程的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小发电能力期间，发电出力为其申报开机曲线或典型开机曲线，作为市场边界不参与优化。处于停机状态的发电机组，在机组从最小发电能力降功率至与电网解列期间，发电出力为其申报停机曲线或典型停机曲线，作为市场边界不参与优化。相应时段内，处于开、停机过程的机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第五十六条 日前现货市场正式出清结果包括运行日（D）煤电机组启停计划、各机组（场站）运行日（D）96点分时出清

曲线、用户侧96点分时出清曲线、发电侧分时节点电价以及用户侧统一结算参考点分时电价。

第五十七条 日前市场出清价格根据调度单元形成，结算价格根据交易单元形成。对于跨节点交易单元采用对应节点的出清电量和节点电价加权计算结算价格。

第十一节 安全校核

第五十八条 为保证电网运行安全和电网输配电设备运行控制要求，日前现货市场需要对出清结果进行安全校核。市场运营机构进行带安全约束的优化计算，形成日前现货市场出清，并针对日前出清结果开展安全校核。

第五十九条 安全校核分为电力平衡校核和安全稳定校核。

（一）电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。若存在平衡约束无法满足要求的时段，市场运营机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及市场运营机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

（二）安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路、变压器、断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全

分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。若存在安全约束无法满足要求的时段，市场运营机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及市场运营机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第十二节　日前市场出清价格

第六十条　现货市场采用节点边际电价机制定价。日前现货市场通过发、用双侧集中竞价、边际出清的方式，形成运行日（D 日）每 15 分钟不同节点的节点边际电价，作为该时段各节点日前现货市场出清价格。

第十三节　市场出清结果发布

第六十一条　竞价日（D-1 日）22:00 前，市场运营机构发布运行日（D 日）的日前现货市场交易出清结果，具体发布内容详见《甘肃电力现货市场信息披露实施细则》。

第十四节　日前调度计划

第六十二条　日前现货市场原则上基于竞价日（D-1 日）交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前现货市场的发电侧日前出力计划结果(包含可靠性机组组合以及机组出力曲线）即为运行日的发电调度计划。

第三章　实时现货市场

第一节　交易周期

第六十三条　实时现货市场以15分钟为间隔滚动出清未来15分钟至2小时的节点电价和机组出力曲线，并用发电侧实时出清计划计算实时统一结算点出清价格用作信息披露。

第二节　交易方式

第六十四条　发电企业参与模式

（一）火电机组以“报量报价”的方式参与实时现货市场。

（二）集中式新能源以“报量报价”的方式参与实时现货市场。暂不具备直接参与现货市场条件的扶贫光伏和分布式光伏作为市场边界，符合条件的可自愿选择“报量报价”参与实时现货市场。上网电量全额纳入机制电量范围的特许经营及平价示范新能源暂以“报量不报价”的方式参与实时现货市场。

（三）光热电站以“报量报价”方式参与实时现货市场，上网电量全额纳入机制电量范围的，暂以“报量不报价”的方式参与实时现货市场。

（四）水电企业以“报量不报价”方式参与实时现货市场，按需申报自调度计划曲线，电力调度机构对其申报的自调度计划曲线进行安全校核，校核通过后参与实时现货市场优化出清。

第六十五条　新型经营主体参与模式

（一）“电源型”虚拟电厂、“混合型”虚拟电厂发电交易单元参照集中式新能源以“报量报价”的方式参与实时市场。

（二）绿电直连项目以“报量报价”的方式参与实时市场出清，沿用日前申报上下网时段，存在上网能力时段参照集中式新能源参与实时现货市场。

（三）电网侧储能以“报量不报价”方式参与实时市场出清，按需申报充放电计划曲线，电力调度机构对其申报的充放电计划进行安全校核，校核通过后参与实时市场优化出清。条件成熟时，电网侧储能可自愿选择以“报量报价”的方式参与实时现货市场。

第六十六条 实时现货市场中，电力调度机构基于日前现货市场封存的发电企业电能量申报信息，根据最新的电网运行状态、超短期负荷预测、超短期新能源预测、日内省间现货交易结果、日内西北区域备用辅助服务市场、调峰辅助服务市场交易以及各类省间短期交易结果等物理边界条件，以15分钟为最小出清单元，根据最新电网运行信息，综合考虑负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束、火电最小发电能力，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动出清未来15分钟至2小时的发电计划和现货价格。

第六十七条 当清洁能源与煤电机组报价相同时，按照清洁能源优先原则确定中标电量。当新能源报价相同时，该交易时段同报价段按机组装机容量乘以各类型新能源调节系数后的等效容量比例确定中标电量。当光热电站、绿电直连项目发用匹配

以外的发电能力与新能源报价相同时，按照新能源优先原则确定中标电量。当煤电机组报价相同时，按照煤电机组同报价段有效申报容量比例均分原则确定中标电量。

第三节　申报数据管理

第六十八条　就地消纳试点示范项目中的发电主体用日前申报的量价曲线扣除实时自发自用曲线后，剩余量公平参与实时市场出清。其中，实时自发自用曲线等于其发电主体超短期出力预测曲线和用电主体 T-30 时刻（交易时段起始时刻为 T，分钟，下同）的用电负荷曲线取小。实时自发自用曲线作为市场边界优先进行出清。

第六十九条　在电力系统允许的条件下，绿电直连项目可根据其实际运行状态、新能源预测情况滚动更新上网能力。

第四节　交易流程

第七十条　运行日（D 日）T-120 前，经营主体依据实时现货市场滚动出清结果以及富余发电能力、电网企业依据电力电量平衡情况完成日内省间现货量价申报。

第七十一条　运行日（D 日）T-90 前，电力调度机构完成省内经营主体申报数据合理性校验，并将经营主体、电网企业申

报数据整合提交至省间电力现货交易平台。

第七十二条 运行日（D 日）T-30 前，电力调度机构依据日内省间现货交易出清结果和电力电量平衡情况，代理经营主体申报西北区域各类省间短期市场交易，并接收交易成交结果。

第七十三条 运行日（D 日）T-30，现货市场技术支持系统读取 T 时刻系统超短期负荷预测、最新联络线外送计划、新能源超短期预测、实时断面限额、设备及机组状态等信息，作为实时现货市场出清计算的边界和约束条件。同时，读取水电及新能源企业 T 时刻最新预测发电能力，结合发电企业日前报价信息，准备开始下一交易时段现货市场出清计算。

第七十四条 运行日（D 日）T-30 至 T-15，进行实时现货市场安全约束经济调度（SCED）出清计算，形成 T 至 T+120 时段的市场出清价格以及各机组（场站）的实时发电计划，并依据出清结果开展调频市场出清调用，确定 T 至 T+15 时段参与调频的常规机组或场站，向经营主体发布出清结果。

第七十五条 运行日（D 日）T-15 前，现货市场技术支持系统将 T 至 T+15 时段各机组（场站）实时发电计划发送至能量管理控制系统，各控制系统通过插值法逐步下发计划执行。

第五节 实时发电机组物理运行参数变化

第七十六条 实时现货市场采用日前现货市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电企业、售电公司和批发用户在实时现

货市场中均不需要报价。

当发电机组的物理运行参数与日前现货市场相比发生较大变化时，发电企业需及时向市场运营机构进行报送，经审核同意确认后生效。主要包括以下信息：

（一）开机阶段每15分钟计划出力曲线（从并网至考虑低负荷运行的最小发电能力）。

（二）停机阶段每15分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）。

（三）最新的预计并网或解列时间。

（四）机组出力上、下限变化情况。

（五）调试（试验）机组出力变化情况。

（六）机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况。

（七）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第六节　实时机组运行边界条件准备

第七十七条　发电机组开停机计划曲线：

发电机组开机过程中，以机组当前实时出力为起点，市场运营机构根据机组报送的开机计划出力曲线，滚动确定未来1小时机组发电计划，直至机组出力上升至考虑低负荷运行的最小发电能力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，市场运营机构根据机组报送的停机计划出力曲线，滚动确定未来1小时机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

第七十八条 发电机组最早可并网时间：

电力调度机构根据机组最新的并网时间进行实时现货市场出清计算。

第七十九条 火电机组出力上、下限约束：

电力调度机构根据火电机组的额定有功功率、日前申报出力限额，检修和调试（试验）批复等情况，确定发电机组出力上、下限约束，作为实时现货市场出清的边界条件。正常情况下，火电机组的出力上、下限分别为该机组的日前申报最大发电能力、日前申报的考虑低负荷运行后的最小发电能力。

第八十条 新能源场站出力上、下限约束：

电力调度机构根据新能源场站的额定容量、超短期预测结果、超短期自调度计划曲线、检修和调试（试验）批复等情况，确定新能源场站出力上、下限约束，作为实时现货市场出清的边界条件。

新能源场站应根据运行日新能源超短期预测合理申报配建储能超短期自调度计划曲线，充电部分计划不得大于新能源预测。

对于不含配建储能的新能源场站，其出力上限为该场站的新能源超短期预测；对于含配建储能的新能源场站，其出力上限为

新能源超短期预测与电力调度机构审批通过的配建储能超短期自调度计划之和。所有新能源场站的出力下限为0兆瓦。

新能源场站未按时上报运行日超短期功率预测、配建储能超短期自调度计划时，按数值为0处理。

第八十一条 发电机组故障原因要求的出力计划调整：

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由市场运营机构审核同意后执行，作为固定出力机组参与市场。

第八十二条 发电机组调试（试验）计划执行：

原则上发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，市场运营机构可根据不同情况进行新增或调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

第八十三条 直流配套电源实时计划：

直流配套电源以其中长期计划曲线（含短期交易）与运行日超短期预测的较小值或上级电力调度机构下发的实时调度计划作为实时现货市场出清的边界条件。

第七节 实时电网运行边界条件准备

第八十四条 超短期负荷预测：

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至4小时统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负

荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至4小时220千伏、330千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第八十五条 省间现货交易结果：

省内经营主体、电网公司在省间现货交易中竞得的省间现货交易结果，作为实时现货市场出清的边界条件。

第八十六条 西北区域各类短期交易结果：

省内经营主体、电网公司在日内参与西北区域备用辅助服务市场、调峰辅助服务市场交易以及各类省间短期交易后，交易结果作为实时现货市场出清的边界条件。

第八十七条 发电机组及输变电设备检修执行：

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第八十八条 运行备用：

电网实时运行应满足相关运行备用调度管理要求，若发生变化，需以最新的运行备用要求作为边界条件开展实时发电计划滚

动计算。

当备用容量无法满足要求时，应立即进行以下调整，直至满足备用容量要求：

（一）电网公司可通过省间电力现货市场、西北区域备用辅助服务市场申请备用支援。

（二）电力调度机构可立即采取新增开机、启动需求侧响应、执行有序用电等措施。

第八十九条 电网安全约束：

实时现货市场出清使用的安全约束条件原则上与日前交易前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

考虑到母线负荷、新能源波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面限额基础上扣除3%~5%后的限值作为实时控制要求。特殊时期，按相关要求执行。

第八节 实时现货市场出清

第九十条 实时现货市场出清原则：

（一）依据T-30获取的最新的电力负荷预测、实时联络线外送计划以及各类系统运行约束等边界条件，以社会福利最大化为目标，通过安全约束经济调度（SCED）程序优化计算，出清得

到 T~T+120 时段各发电企业、储能电站的实时发电计划和各节点的分时节点边际价格。

（二）实时现货市场出清所采用的优化算法数学模型参见本规则附录 5（实时现货市场竞价交易出清数学模型）。

（三）为确保优化算法有可行解，松弛条件和惩罚因子参见本规则附录 6（实时现货市场约束松弛惩罚因子）。

（四）实时现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法参见本规则附录 7（实时现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法）。

第九十一条 实时现货市场出清结果，包括各机组未来 2 小时逐时段出力、发电侧分时节点边际电价、统一结算点出清价格。

第九十二条 一个交易单元包含多个跨节点的调度单元，根据各调度单元出清电价和上网电量加权平均计算结算价格。

第九十三条 在发、输电设备停送电期间，因实际停送电时间与计划时间不一致，导致实际断面限额变化与计划存在偏差，进而影响电力现货市场出清结果，由此造成的市场风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第九十四条 由于通信系统繁忙、中断、现货市场技术支持系统故障、数据采集与监视控制系统故障等原因导致调度指令传达出现延迟、中断或数据错误，或市场运营机构无法按规则执行电力现货市场出清结果，由此造成的市场风险，市场运营机构

及电网企业不承担责任。

第九十五条 由于网络通讯故障、黑客攻击、病毒破坏、非法登录等风险，给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第九十六条 由于其他非人为主观因素给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第九节 安全校核

第九十七条 为保证电网运行安全和电网输变电设备运行控制要求，在实时现货市场预出清后，需要对预出清结果进行校核。市场运营机构进行带安全约束的优化计算，形成实时现货市场出清，并针对出清结果开展安全校核。

第九十八条 安全校核要求是根据省间交易计划、超短期负荷预测、可再生能源发电超短期预测、发电计划等基础数据，分析评估电网运行是否满足电网安全要求。

第九十九条 当断面越限时，电力调度机构根据实时现货市场量化安全校核结果，优化调整实时现货市场出清结果，保证最终的省内发电计划满足电网安全要求。

第十节 实时市场出清价格

第一百条 实时现货市场通过发电侧集中竞价，边际出清的方式，滚动出清形成运行日（D 日）每个 15 分钟不同节点的

实时节点边际电价及统一结算点出清价格，作为该时段各电价节点的实时现货市场出清价格。

第十一节　市场出清结果发布

第一百〇一条　市场运营机构将实时现货市场出清结果，包括各机组未来2小时逐时段出力、发电侧分时节点电价及统一结算点出清价格，发布至经营主体。

第十二节　实时运行调整

第一百〇二条　电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时现货市场出清计算，市场运营机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过技术支持系统向市场成员发布。

发生下列情况之一时，市场运营机构可根据系统运行需要进行调整：

（一）电力系统发生事故可能影响电网安全时。

（二）系统频率或电压超过规定范围时。

（三）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时。

（四）输变电设备过载或超出稳定限额时。

（五）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时。

（六）气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时。

（七）为保证省间联络线输送功率偏差在正常允许范围而需要调整时。

（八）市场运营机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

在出现上述情况时，市场运营机构可以采取以下措施调整运行方式：

（一）改变机组的发电计划。

（二）启停发电机组。

（三）调整设备停复役计划。

（四）调整省间联络线的送受电计划。

（五）调用市场化可中断负荷。

（六）采取负荷控制措施。

（七）暂停实时现货市场交易。

（八）市场运营机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，市场运营机构应对

机组、用户行为及时记录，情节严重可强制退出，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

第四章　与辅助服务市场的衔接

第一节　与调峰辅助服务的融合出清

第一百〇三条　煤电机组在现货市场日前申报环节，申报考虑其实际低负荷运行能力的量价曲线。日前、实时现货市场优化出清阶段，综合考虑煤电机组申报量价和新能源富余电力消纳，通过安全约束经济调度（SCED）集中优化，实现现货市场与调峰辅助服务的融合出清。

第二节　与调频辅助服务市场衔接

第一百〇四条　现阶段，调频辅助服务市场与电力现货市场分别独立运行。

第一百〇五条　为保障电力系统安全稳定运行，按照相关运行备用调度管理要求，留取合理的备用空间。

第一百〇六条　竞价日（D-1日），经营主体申报调频辅助服务价格，市场运营机构依据机组报价和历史调频性能进行排序。

第一百〇七条　实时现货市场出清后，市场运营机构综合系统调频容量需求、机组调频里程报价和性能排序及机组实际可

调容量，出清参与调频的机组。

第一百〇八条 调频市场中出清调用的中标机组（场站）以实际出力曲线与日前现货市场出清结果进行偏差结算，相关收益、补偿按照辅助服务市场及现货市场相关规则执行。

第五章 与跨省、跨区短期市场的衔接

第一百〇九条 日前现货市场省内预平衡的基础上，经营主体、电网公司可参与日前省间现货交易、西北区域各类短期交易，根据所有省间交易结果形成日前联络线外送终计划曲线，作为省内日前现货市场正式出清和可靠性机组组合的优化边界。

第一百一十条 实时现货市场未来2小时滚动出清的基础上，经营主体、电网公司可参与日内省间现货交易、西北各类短期交易，根据所有省间交易结果形成实时联络线外送计划曲线，作为省内实时现货市场滚动出清的优化边界。

第一百一十一条 运行日（D日）T-120前，经营主体依据实时现货市场滚动出清结果以及富余发电能力，完成日内省间现货量价申报。运行日（D日）T-90前，电力调度机构完成省内经营主体申报数据合理性校验，并将申报数据整合提交至省间电力现货交易平台。

第六章 市场力监测与缓解

第一百一十二条 市场运营机构应按照甘肃能源监管办、甘肃省发展改革委、甘肃省工信厅要求开展市场力监测与缓解工作。

第一百一十三条 市场运营机构在日前现货市场正式出清前开展煤电机组现货市场价格申报监测。当发电机组存在日前市场平均报价（不含0至考虑低负荷运行的最小发电能力区间）高于市场力监测参考平均价格的情况时，市场运营机构向省发展改革委、省工信厅、甘肃能源监管办上报机组名称、所属企业、申报价格及理论成本等信息。

市场力监测参考平均价格等于机组核定边际成本曲线积分平均值（不含0至考虑低负荷运行的最小发电能力区间）乘以煤电利用小时数补偿系数。煤电机组的核定边际成本曲线及煤电利用小时数补偿系数由价格主管部门确定。

第一百一十四条 市场运营机构在收到省发展改革委、省工信厅、甘肃能源监管办报价替换通知后，自符合市场出清组织流程的最近一个完整交易日开展市场力缓解工作，将通知要求的发电机组日前市场全容量报价曲线替换为市场力缓解参考价格曲线，并按照替换后报价重新开展竞价日日前双边市场安全约束经济调度出清，获取运行日发电侧中标曲线、用户侧中标曲线、发电侧分时节点电价及统一结算点分时电价。运行日实时市场沿用发电机组替换后报价曲线出清。

第七章　特殊情况处理机制

第一节　市场干预

第一百一十五条　对于恶意申报虚假发电能力、功率预测、长时间超计划运行等行为，由市场运营机构将相关证据报送国家能源局甘肃监管办公室。

第一百一十六条　干旱、大风、沙尘暴、暴雨、冰灾、霜冻和地震等极端恶劣自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，市场运营机构可采取开机、停机、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

第一百一十七条　为增强电网抵御极端灾害的能力，保障电网安全运行，市场运营机构可视系统运行需要设置灾害影响区域的火电机组为必开机组。灾害发生过后，在系统安全风险可控的情况下，市场运营机构应及时解除必开设置。雨雪冰冻灾害风险或山火风险生效期间，市场运营机构可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为必开机组。

第一百一十八条　为落实政府相关部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货市场出清时需同时满足电量约束要

求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组按固定出力运行，不参与现货市场优化。

第一百一十九条 当出现以下紧急情况时，市场运营机构可采取必要手段进行市场干预，确保市场运行安全。

（一）电网事故。

（二）系统备用容量严重不足。

（三）系统出现功率缺额或即将出现功率缺额。

（四）上级电力调度机构相关要求。

（五）自动发电控制系统 AGC、新能源有功控制系统运行异常。

（六）电力现货市场技术支持系统运行异常。

（七）调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等技术支持系统运行异常。

（八）其他需要电力调度机构紧急干预的情况。

第一百二十条 在紧急状态下，市场运营机构应采取适当措施将电力系统恢复到正常运行状态，包含但不限于：

（一）取消、拒绝或推迟所有影响甘肃电力系统安全运行的计划停运或其他一、二次设备操作。

（二）调整系统运行方式，配合省内或省间事故处理。

（三）根据系统需要通知部分停役线路或设备提前复役。

（四）向国调西北分中心及周边省（区）调度中心申请支援，临时向外省购电。

（五）下达人工调度指令，干预现货市场出清计划和省间电力交易计划。

（六）执行有序用电和事故拉闸限电。

（七）暂停实时现货市场运行。

（八）启用黑启动机组。

第一百二十一条 紧急情况下，对干预时段和受干预机组，市场运营机构需要做好相关记录，在电力市场结算过程中按相关条款处理。

第一百二十二条 若由于技术支持系统缺陷等客观原因，造成实时市场无法在系统实际运行前15分钟完成出清或出清计划无法下达至场站时，场站端沿用最近一次有效出清时段的出力计划并根据调度指令进行调整。

第一百二十三条 当甘肃电力现货技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照退补管理的相关原则进行电费的追退补。

第一百二十四条 日前现货市场、实时现货市场组织环节，通过省间支援后，仍存在电力供不应求时段（全网供需比小于1.05），且未达到启动市场中止的条件时，优先调用需求侧响应资源。

若调用需求侧响应资源后可满足电力供应需求，则根据需求侧响应调用量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

若需求侧响应调用后，电力供应仍不满足需求，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足需求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

第二节 市场中止

第一百二十五条 当面临严重供不应求情况时，市场运营机构征得政府相关部门许可后，依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。

第一百二十六条 当出现地震、暴雨、山洪等重大自然灾害以及突发事件影响电力供应或电网安全时，市场运营机构征得政府相关部门许可后，市场运营机构依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

第一百二十七条 有下列情形之一的，国家能源局派出机构可会同政府相关部门做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

（一）电力市场未按照规则运行和管理的。

（二）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修订的。

（三）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的。

（四）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致交易长时间无法进行的。

（五）因不可抗力不能竞价交易的。

（六）电力市场发生严重异常情况的。

第一百二十八条 当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要时可以中止电力现货市场交易，并尽快报告国家能源局派出机构和政府相关部门：

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

（二）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

（三）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换或同时启用备用调度时。

（四）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交

易无法正常组织时。

（五）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第一百二十九条 当出现上一条所述情况导致市场中止时，采用如下处理措施：

（一）日前现货市场中止时，当日不开展日前现货市场出清，运行日实时现货市场同时中止。市场运营机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、机组开停机计划、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

（二）实时现货市场中止时，相应时段内不开展实时现货市场出清，市场运营机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。

第一百三十条 当现货市场中止时，按照政府相关部门和国家能源局派出机构指定方式进行发、用双方电费结算。由此导致的经营主体运营风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第一百三十一条 当异常情况解除，现货市场具备恢复运行条件时，市场运营机构报国家能源局派出机构和政府相关部门同意后，恢复现货市场正常运行。

第一百三十二条 由于国家有关法律、法规、规章、政策、规则的改变、紧急措施的出台等导致经营主体所承担的风险，电

网企业不承担责任。

第八章　附　则

第一百三十三条　本细则由甘肃省工业和信息化厅、国家能源局甘肃监管办公室、甘肃省发展和改革委员会、甘肃省能源局负责解释。

第一百三十四条　本细则自2026年4月1日起施行。

附录：1.日前现货市场安全约束机组组合数学模型

2.日前现货市场安全约束经济调度数学模型

3.日前现货市场约束松弛惩罚因子

4.日前现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法

5.实时现货市场竞价交易出清数学模型

6.实时现货市场约束松弛惩罚因子

7.实时现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法

附录 1

日前现货市场安全约束机组组合数学模型

一、目标函数

日前现货市场竞价交易出清数学模型的目标函数为社会福利最大化：

$$\min\left(\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{U}+C_{i}^{0}\alpha_{i,t}\right]-\sum_{u=1}^{M}\sum_{t=1}^{T}(C_{u,t}(L_{u,t}))+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}K\left[SL_{s}^{+}+SL_{s}^{-}\right] +\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T}(C_{es,t}(P_{es,t}))+\sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T}(C_{vpp,t}(P_{vpp,t})) \right)$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数。

M 表示参与日前现货市场报价的市场用户数。

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力。

$L_{u,t}$ 表示市场用户 u 在 t 时段的用电。

$C_{i,t}(P_{i,t})$、$C_{i,t}^{U}$、C_{i}^{0} 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用和空载费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；机组启动费用

$C_{i,t}^{U}$是与机组停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态、温态、热态）下的启动费用；$C_{u,t}(L_{u,t})$代表市场用户分段报价曲线。

ES表示选择报量报价的电网侧储能交易单元总数，$C_{es,t}(P_{es,t})$表示储能的运行费用，是与储能申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

SL_s^+、SL_s^-分别为断面S的正、反向潮流松弛变量；NS为断面总数。

K为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛惩罚因子。

VPP表示选择报量报价的虚拟电厂交易单元总数，$C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$表示虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t}=\sum_{m=1}^{NM}P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min}\le P_{i,t,m}\le P_{i,m}^{\max}$$

其中，NM为机组报价总段数，$P_{i,t,m}$为机组i在时段t第M个出力区间中的中标电力，$P_{i,m}^{\max}$、$P_{i,m}^{\min}$分别为机组i申报的第M个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{it}(P_{i,t})=\sum_{m=1}^{NM}C_{i,t,m}P_{i,t,m}$$

其中，NM 为机组报价总段数，$C_{i,t,m}$为机组 i 申报的第 M 个出力区间对应的能量价格。

电网侧储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & \left(P_{es,m}^{ch(MIN)} \le P_{es,t,m}^{ch} \le P_{es,m}^{ch(MAX)} \right) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & \left(P_{es,m}^{dis(MIN)} \le P_{es,t,m}^{ch} \le P_{es,m}^{dis(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中，NC、ND 表示电网侧储能充放电报价总段数，$P_{es,t}^{ch}$、$P_{es,t}^{dis}$表示电网侧储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力，$P_{es,m}^{ch(MAX)}$、$P_{es,m}^{ch(MIN)}$、$P_{es,m}^{dis(MAX)}$、$P_{es,m}^{dis(MIN)}$分别表示电网侧储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；

电网侧储能运行费用表达式：

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch} + \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis}$$

其中，$C_{es,m}^{ch}$、$C_{es,m}^{dis}$表示电网侧储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂出力表达式：

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \le P_{vpp,t,m}^{el} \le P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \le P_{vpp,t,m}^{ge} \le P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中，NE、NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数，$P^{el}_{vpp,t,m}$、$P^{ge}_{vpp,t,m}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力，$P^{el(MIN)}_{vpp,t}$、$P^{el(MAX)}_{vpp,t}$、$P^{ge(MIN)}_{vpp,t}$、$P^{ge(MAX)}_{vpp,t}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界；

虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C^{el}_{vpp,t,m} P^{el}_{vpp,t,m} + \sum_{m=1}^{NG} C^{ge}_{vpp,t,m} P^{ge}_{vpp,t,m}$$

其中，$C^{el}_{vpp,t,m}$、$C^{ge}_{vpp,t,m}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

二、约束条件

1.系统负荷平衡约束

对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{er=1}^{ES} P^{ch}_{es,t} + \sum_{er=1}^{ES} P^{dis}_{es,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} P^{el}_{vpp,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} P^{ge}_{vpp,t} = D_t + \sum_{u=1}^{M} L_{u,t}$$

其中，$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力，$T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负），NT 为联络线总数，D_t 为非市场用户在时段 t 的用电，$L_{u,t}$ 表示用户 u 在 t 时段的用电。

2.系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum^{N}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\max}\geq D_t+\sum^{M}L_{u,t}-\sum^{NT}T_{j,t}+R_t^U+(1-\mu_t^w)\sum^{N}P_{j,t}^w+(1-\mu_t^s)\sum^{N}P_{k,t}^s$$

其中，$\alpha_{i,t}$表示机组 i 在时段 t 的启停状态，$\alpha_{i,t}=0$表示机组停机，$\alpha_{i,t}=1$表示机组开机；$P_{i,t}^{\max}$为机组 i 在时段 t 的最大出力；$L_{u,t}$表示用户 u 在 t 时段的用电；R_t^U为时段 t 的系统正备用容量要求；μ_t^w为 t 时段的风电置信因子；$P_{j,t}^w$为风电机组 j 在 t 时段的预测出力；μ_t^s为 t 时段的光伏置信因子；$P_{k,t}^s$为光伏机组 k 在 t 时段的预测出力。

3.系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\min}\leq D_t+\sum_{u=1}^{M}L_{u,t}-\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}-R_t^D$$

其中，$P_{i,t}^{\min}$为机组 i 在时段 t 的最小出力，$L_{u,t}$表示用户 u 在 t 时段的用电；R_t^D为时段 t 的系统负备用容量要求。

4.特殊机组状态约束

（1）算法和人工判断确定为必开机组的，应处于开机状态：

$$\alpha_{i,t}=1,\qquad \forall i\in I_{s1}$$

其中，I_{s1}指的是必开机组的全集。

（2）算法和人工判断确定为必停机组的，应处于关机状态：

$$\alpha_{i,t}=0,\qquad \forall i\in I_{s2}$$

其中，I_{s2}指的是必停机组的全集。

5.机组出力上、下限约束

机组的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t}P_{i,t}^{\min} \le P_{i,t} \le \alpha_{i,t}P_{i,t}^{\max}$$

对于必开机组，在其必开时段内，要求$\alpha_{i,t}$=1，若有最低出力要求，则上式中$P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

6.机组群出力上、下限约束

机组群的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \le \sum_{i\in j} P_{i,t} \le P_{j,t}^{\max}$$

其中，$P_{j,t}^{\min}$、$P_{j,t}^{\max}$为机组群 j 在时段 t 的最小、最大出力。

7.机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max}(1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中，ΔP_i^U为机组 i 最大上爬坡速率，ΔP_i^D为机组 i 最大下爬坡速率。

8.机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满

足最小连续开机、停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^{U}-(\alpha_{i,t-1}-\alpha_{i,t})T_{U}\geq 0$$

其中，$\alpha_{i,t}$为机组 i 在时段 t 的启停状态；T_U、T_D为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间；$T_{i,t}^{U}$、$T_{i,t}^{D}$为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量$\alpha_{i,t}(i=1\sim N,t=1\sim T)$来表示：

$$T_{i,t}^{U}=\sum_{k=t-T_U}^{t-1}\alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^{D}=\sum_{k=t-T_D}^{t-1}(1-\alpha_{i,k})$$

9.电网侧储能充放电功率约束

电网侧储能出清的充放电功率需要在电网侧储能申报的最大最小充放电功率范围内，$\alpha_{es,t}$和$\beta_{es,t}$是控制电网侧储能充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{cases}\alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MIN)}\leq P_{es,t}^{dis}\leq\alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MAX)}\\ \beta_{es,t}P_{es}^{ch(MAX)}\leq P_{es,t}^{ch}\leq\beta_{es,t}P_{es}^{ch(MIN)}\\ 0\leq\alpha_{es,t}+\beta_{es,t}\leq 1\\ P_{es}^{ch(MIN)}<0,P_{es}^{ch(MAX)}<0\end{cases}$$

其中，$P_{es}^{ch(MAX)}$、$P_{es}^{ch(MIN)}$、$P_{es}^{dis(MAX)}$、$P_{es}^{dis(MIN)}$分别表示电网侧储能 es 申报的最大、最小充放电功率。最大充电功率为实际可

运行下限和额定充电功率取大，最大放电功率为额定放电功率和实际可运行上限取小。

10.电网侧储能荷电状态约束

电网侧储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电网侧储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch}\Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}\right)\Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \le E_{es,t} \le \overline{E_{es,t}}$$

其中，$E_{es,t}$表示电网侧储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；η_{es}^{ch}、η_{es}^{dis}分别表示电网侧储能 es 的充放电效率；Δt表示时段长度；$\underline{E_{es,t}}$、$\overline{E_{es,t}}$分别表示电网侧储能 es 在时段 t 结束时的最大、最小荷电状态。

11.电网侧储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^{0} = E_{es}^{ini}$$

其中，E_{es}^{0}代表用于计算的初始荷电状态，E_{es}^{ini}代表前一天最后时段的荷电状态。

12.电网侧储能循环充放电约束

$$\frac{\sum_{t=1}^{T}(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch})\Delta t}{2E_{es}} \le N_{es,circle}$$

其中，$N_{es,circle}$为电网侧储能 es 的缺省日充放电转换次数；E_{es}表示电网侧储能 es 的额定容量。

13.虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电、用电容量范围内。

“电源型”虚拟电厂应满足：

$$\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \le P_{vpp,t}^{ge} \le \alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$$

其中，$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电容量。

“负荷型”虚拟电厂应满足：

$$\beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MIN)} \le P_{vpp,t}^{el} \le \beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MAX)}$$

其中，$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小用电容量。

14.虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

15.网络约束

支路潮流约束，线路和变压器容量极限、断面的传输极限约束等：

$$X_{t,l}=\sum_{i=1}^{N}G_{l-i}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}G_{l-j}T_{j,t}-\sum_{u=1}^{M}G_{l-u}L_{u,t}-\sum_{k=1}^{K}G_{l-k}D_{k,t}$$

$$X_{\max,l}^{-}\le X_{t,l}-SL_{s}^{+}+SL_{s}^{-}\le X_{\max,l}^{+},\quad t=1,2,...,T,\ l\in NL$$

$X_{t,l}$为支路 L 的潮流，N 为机组总数，NT 为联络线总数，M 为市场用户数，K 为系统节点数。G_{l-i}为机组 i 所在节点对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；G_{l-j}为联络线 j 所在节点对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；G_{l-u}为市场用户 u 所在节点对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；G_{l-k}为节点 k 对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；$D_{k,t}$为节点 k 在 t 时段的母线负荷值。$X_{\max,l}^{+}$为线路潮流正向极限，$X_{\max,l}^{-}$为线路潮流反向极限。线路、断面、变压器的传输容量都可以抽象为线路的传输容量约束。即各个时段的线路传输功率不可超过线路正反向容量。在实际应用中，线路的正反向容量一般都留有一定的裕度，即$X_{\max,l}^{+}$、$X_{\max,l}^{-}$乘以一定比例作为线路的正反向传输极限。

SL_{s}^{+}、SL_{s}^{-}分别为断面 S 的正、反向潮流松弛变量。

断面潮流约束：

$$X_{t,l}=\sum_{i=1}^{N}G_{l-i}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}G_{l-j}T_{j,t}-\sum_{u=1}^{M}G_{l-u}L_{u,t}-\sum_{k=1}^{K}G_{l-k}D_{k,t}$$

$$X_{\max,s}^{-}\le\sum_{l=1}^{NL}X_{t,l}-SL_{s}^{+}+SL_{s}^{-}\le X_{\max,s}^{+},\quad t=1,2,...,T$$

$X_{t,l}$为支路L的潮流，$\sum^{NL} X_{t,l}$为断面S的潮流，NL为组成断面S的支路数，$X^{+}_{\max,s}$为断面潮流正向极限，$X^{-}_{\max,s}$为断面潮流反向极限。一组支路组成的传输断面潮流之和应小于一定限值。在实际应用中，断面的正反向容量一般都留有一定的裕度，即$X^{+}_{\max,s}$、$X^{-}_{\max,s}$乘以一定比例作为断面的正反向传输极限。SL^{+}_{s}、SL^{-}_{s}分别为断面S的正、反向潮流松弛变量。

16.同电厂一天最多开停一台机约束

同电厂下的N台可优化开机的自由优化机组一天最多开一台机约束：

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{96} \mathrm{U}p_{i,t} \le 1$$

其中，$\mathrm{U}p_{i,t}$为机组i在时段t的开机动作状态。

同电厂下的N台可优化停机的自由优化机组一天最多停一台机约束：

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{\mathrm{t}=1}^{96} Dn_{i,t} \le 1$$

其中，$Dn_{i,t}$为机组i在时段t的停机动作状态。

17.同电厂自由优化机组置换开停状态约束

同电厂下的可优化开机的自由优化机组和可优化停机的自由优化机组之间的约束：

$$\sum_{t=1}^{96}\left(\mathrm{U}p_{i,t}+Dn_{j,t}\right) \le 1$$

其中，i 代表可优化开机的自由优化机组，j 代表可优化停机的自由优化机组，$Up_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的开机动作状态，$Dn_{j,t}$ 为机组 j 在时段 t 的停机动作状态。该约束有 N*M 条，N 代表可优化开机的自由优化机组数，M 代表可优化停机的自由优化机组数。

18.电厂最大最小运行方式

对于每个时段 t，同电厂下开机火电数需满足该电厂的最大、最小运行机组数：

$$P_{p,t}^{\min} \le \sum_{i \in P_D} \alpha_{i,t} \le P_{p,t}^{\max}$$

其中，i 代表电厂 p 内机组。$\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态，$\alpha_{i,t}$ =0 表示机组停机，$\alpha_{i,t}$ =1 表示机组开机。$P_{p,t}^{\min}$，$P_{p,t}^{\max}$ 代表电厂 p 在时段 t 内最小、最大运行机组数。

19.机组群最大最小运行方式

对于每个时段 t，机组群下开机火电数需满足该机组群的最大、最小运行机组数：

$$\mathrm{UG}_{g,t}^{\min} \le \sum_{i \in U_g} \alpha_{i,t} \le \mathrm{UG}_{g,t}^{\max}$$

其中，i 代表机组群 g 内机组。$\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态，$\alpha_{i,t}$ =0 表示机组停机，$\alpha_{i,t}$ =1 表示机组开机。$\mathrm{UG}_{g,t}^{\min}$，$\mathrm{UG}_{g,t}^{\max}$ 代表机组群 g 在时段 t 内最小、最大运行数。

20.最小开机容量约束

对于每个时段 t，系统开机火电机组容量需满足最小开机容量需求：

$$\sum\left(C_i^{\max}\times\alpha_{i,t}\right)\geq TC_t^{\min}$$

其中，$\alpha_{i,t}$表示机组 i 在时段 t 的启停状态，$\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机，$\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机；$C_i^{\max}$代表机组 i 的额定容量，$TC_t^{\min}$表示系统在 t 时段的最小火电开机容量需求。

21. 市场用户运行约束

市场用户用电限制约束：

$$L_{u,t}^{\min}\leq L_{u,t}\leq L_{u,t}^{\max}\ ,\ t=1,2,.....,T;\ \ u=1,...,M$$

$L_{u,t}$为第 U 个市场用户 t 时段的用电。市场用户的用电上限$L_{u,t}^{\max}$为 t 时刻的报价最后一段分段终止电力，$L_{u,t}^{\min}$用电下限为 0。

附录 2

日前现货市场安全约束经济调度数学模型

一、目标函数：

日前现货市场竞价交易出清数学模型的目标函数为社会福利最大化：

$$\min\left(\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T} C_{i,t}(P_{i,t}) - \sum_{u=1}^{M}\sum_{t=1}^{T}(C_{u,t}(L_{u,t})) + \sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T} K\left[SL_s^{+} + SL_s^{-}\right] + \sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T}(C_{es,t}(P_{es,t})) + \sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T}(C_{vpp,t}(P_{vpp,t})) \right)$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数。

M 表示参与日前现货市场报价的市场用户数。

N 表示机组数。

$C_{i,t}(P_{i,t})$代表机组分段报价曲线，新能源、自调度机组的报价曲线可置零以达到优先出清的目的。

$L_{u,t}$表示市场用户 u 在 t 时段的用电。

$P_{i,t}$表示机组 i 在 t 时段的出力。

$C_{u,t}(L_{u,t})$代表市场用户分段报价曲线。

双边市场中，以社会福利最大化为目标。

二、约束条件：

1.机组运行约束

发电机组出力限制约束：

$$I_{i,t}\cdot P_{i,t}^{\min}\le P_{i,t}\le I_{i,t}\cdot P_{i,t}^{\max},\ t=1,2,.....,T$$

第 i 台机组，t 时段的出力结果为 $\{P_{i,t}\}_{i=1...N;t=1...T_T}$。当机组处于出力状态时，机组的出力上、下限主要由机组在 t 时刻的出力上、下限所决定。

2.爬坡升降出力约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t}-P_{i,t-1}\le\Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1}-P_{i,t}\le\Delta P_i^D$$

其中，ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率，ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

3.系统约束

功率平衡约束：

$$\sum_{i=1}^{N}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}+\sum_{er=1}^{ES}P_{es,t}^{ch}+\sum_{er=1}^{ES}P_{es,t}^{dis}+\sum_{vpp=1}^{VPP}P_{vpp,t}^{el}+\sum_{vpp=1}^{VPP}P_{vpp,t}^{ge}=D_t+\sum_{u=1}^{M}L_{u,t}$$

其中，$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力，$T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负），NT 为联络线总数，D_t 为非市场用户在 t 时段的用电，$L_{u,t}$ 表示用户 u 在 t 时段的用电。

4.电网侧储能充放电功率约束

电网侧储能出清的充放电功率需要在电网侧储能申报的最大最小充放电功率范围内，$\alpha_{es,t}$和$\beta_{es,t}$是控制电网侧储能充放状态的0-1变量。

$$\begin{cases} \alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MIN)} \le P_{es,t}^{dis} \le \alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t}P_{es}^{ch(MAX)} \le P_{es,t}^{ch} \le \beta_{es,t}P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \le \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \le 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} < 0, P_{es}^{ch(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中，$P_{es}^{ch(MAX)}$、$P_{es}^{ch(MIN)}$、$P_{es}^{dis(MAX)}$、$P_{es}^{dis(MIN)}$分别表示电网侧储能es申报的最大、最小充放电功率。

5.电网侧储能荷电状态约束

电网侧储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电网侧储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch}\Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}\right)\Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \le E_{es,t} \le \overline{E_{es,t}}$$

其中，$E_{es,t}$表示电网侧储能es在时段t结束时的荷电状态；η_{es}^{ch}、η_{es}^{dis}分别表示电网侧储能es的充放电效率；Δt表示时段长度；$\overline{E_{es,t}}$、$\underline{E_{es,t}}$分别表示电网侧储能es在时段t结束时的最大、最小荷电状态。

6.电网侧储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^{0} = E_{es}^{ini}$$

其中，E_{es}^{0}代表用于计算的初始荷电状态，E_{es}^{ini}代表前一天最后时段的荷电状态。

7.电网侧储能循环充放电约束

$$\frac{\sum_{t=1}^{T}(P_{es,t}^{dis}/\eta_{es}^{dis}-P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch})\Delta t}{2E_{es}}\leq N_{es,circle}$$

其中，$N_{es,circle}$为电网侧储能es的缺省日充放电转换次数；E_{es}表示电网侧储能es的额定容量。

8.虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电、用电容量范围内。

“电源型“虚拟电厂应满足：

$$\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MIN)}\leq P_{vpp,t}^{ge}\leq\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$$

其中，$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$分别表示虚拟电厂vpp的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电容量。

“负荷型”虚拟电厂应满足：

$$\beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MIN)}\leq P_{vpp,t}^{el}\leq\beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MAX)}$$

其中，$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$分别表示虚拟电厂vpp的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小用电容量。

9.虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

10.网络约束

支路潮流约束，线路和变压器容量极限、断面的传输极限约束等。

$$X_{t,l} = \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{u=1}^{M} G_{l-u} L_{u,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t}$$
$$X_{\max,l}^{-} \le X_{t,l} \le X_{\max,l}^{+}, \quad t = 1,2,...,T,\ l \in NL$$

$X_{t,l}$为支路 L 的潮流，N 为机组总数，NT 为联络线总数，M 为市场用户数，K 为系统节点数。G_{l-i}为机组 i 所在节点对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；G_{l-j}为联络线 j 所在节点对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；G_{l-u}为市场用户 u 所在节点对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；G_{l-k}为节点 k 对线路 L 的发电机输出功率转移分布因子；$D_{k,t}$为节点 k 在 t 时段的母线负荷值。$X_{\max,l}^{+}$为线路潮流正向极限，$X_{\max,l}^{-}$为线路潮流反向极限。线路、断面、变压器的传输容量都可以抽象为线路的传输

容量约束。即各个时段的线路传输功率不可超过线路正反向容量。在实际应用中，线路的正反向容量一般都留有一定的裕度，即 $X^{+}_{\max,l}$、$X^{-}_{\max,l}$ 乘以一定比例作为线路的正反向传输极限。

断面潮流约束：

$$X_{t,l}=\sum_{i=1}^{N}G_{l-i}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}G_{l-j}T_{j,t}-\sum_{u=1}^{M}G_{l-u}L_{u,t}-\sum_{k=1}^{K}G_{l-k}D_{k,t}$$

$$X^{-}_{\max,s}\le\sum_{l=1}^{NL}X_{t,l}\le X^{+}_{\max,s},\quad t=1,2,...,T$$

$X_{t,l}$ 为支路 L 的潮流，$\sum_{l=1}^{NL}X_{t,l}$ 为断面 S 的潮流，NL 为组成断面 S 的支路数，$X^{+}_{\max,s}$ 为断面潮流正向极限，$X^{-}_{\max,s}$ 为断面潮流反向极限。一组支路组成的传输断面潮流之和应小于一定限值。在实际应用中，断面的正反向容量一般都留有一定的裕度，即 $X^{+}_{\max,s}$、$X^{-}_{\max,s}$ 乘以一定比例作为断面的正反向传输极限。

11.实用化约束

机组固定出力约束,机组在特定时段内按照给定的发电计划运行，在此特定时段内该机组不参与经济调度计算。

$$P_i(t)=\hat{p}_i(t)$$

$\hat{p}_i(t)$ 表示机组 i 的出力设定值。

12.机组固定状态约束

用于表示机组在特定时段内的可用状态，包括必开和必停。在此特定时段内两类机组不参与机组组合计算。

$$I_i(t)=U_i(t)$$

$U_i(t)$表示机组 i 的启停方式设定值（运行或停止）。

13.机组群出力上、下限约束

机组群的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{g,t}^{\min} \le \sum_{i \in g} P_{i,t} \le P_{g,t}^{\max}$$

其中，$P_{g,t}^{\max}$、$P_{g,t}^{\min}$为机组群 g 在时段 t 的最大、最小出力。

14.市场用户运行约束

市场用户用电限制约束：

$$L_{u,t}^{\min} \le L_{u,t} \le L_{u,t}^{\max}\ ,\ t=1,2,.....,T;\ \ u=1,...,M$$

$L_{u,t}$为第 U 个市场用户 t 时段的用电。市场用户的用电上限$L_{u,t}^{\max}$为 t 时刻的报价最后一段分段终止电力，$L_{u,t}^{\min}$用电下限为 0。

附录 3

日前现货市场约束松弛惩罚因子

当优化算法在满足约束条件下找不到可行解时，会根据特定的松弛条件对某些约束进行松弛化处理，以保证系统能够得到可行解。技术支持系统采用惩罚因子法对下列约束进行松弛化处理，惩罚因子可以理解为一台虚拟机组按照惩罚因子所对应的报价提供出力，以满足约束条件。

1.负荷平衡约束

当所有可调机组的最小允许出力之和仍然大于系统负荷需求时，负荷平衡约束无法满足，默认的惩罚因子为1000000000，节点价格计算默认的惩罚因子为1000。

当所有可调机组的最大允许出力之和仍然小于系统负荷需求时，负荷平衡约束同样无法满足，默认惩罚因子为1000000000，节点价格计算默认的惩罚因子1000。

2.断面稳定限额约束

当断面稳定限额（含新能源机组群）约束无法满足时，默认惩罚因子为10000000，节点价格计算默认的惩罚因子为1000。

3.线路稳定限额约束

当线路稳定限额约束无法满足时，默认惩罚因子为10000000，节点价格计算默认的惩罚因子1000。

4.N-1 稳定限额约束

当 N-1 情况下线路稳定限额约束无法满足时,默认惩罚因子为 10000000，节点价格计算默认的惩罚因子为 1000。

电力调度机构可根据现货市场优化出清情况提出惩罚因子参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

附录 4

日前现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法

一、系统运行边界条件

序号	边界条件	相关参数
1	系统功率平衡	系统有功负荷预测出力
2	系统备用	系统正负备用容量、正负旋转备用容量、AGC 正负备用容量

二、电网运行边界条件

序号	边界条件	相关参数
1	线路传输容量	线路热稳定极限
2	变压器容量	变压器容量传输极限
3	断面传输极限	断面正向、反向传统极限
4	联络线计划	联络线计划曲线

三、机组运行边界条件

序号	边界条件	相关参数
1	火电机组出力	机组最大、最小技术出力参数
2	新能源机组出力	机组最大、最小技术出力参数，新能源出力预测
3	水电机组出力	机组最大、最小技术出力参数、水电来水预测
4	机组出力调节速率	机组爬坡速度限值
5	机组（电厂）电量	给定机组（电厂）的月度电量
6	机组最小连续开停机时间	机组最小连续开停机时间
7	机组最大启停次数	机组最大启停次数

附录 5

实时现货市场竞价交易出清数学模型

一、目标函数：

实时现货市场竞价交易出清数学模型的目标函数为社会福利最大化：

$$\min \sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}(C_{i,t}(P_{i,t})) + \sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T}(C_{es,t}(P_{es,t})) + \sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T}(C_{vpp,t}(P_{vpp,t}))$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数。

N 表示机组数。

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力。

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 代表机组分段报价曲线，新能源、自调度机组的报价曲线可置零以达到优先出清的目的。

成本调度时，以社会福利最大化为目标。

二、约束条件：

1.机组运行约束

发电机组出力限制约束：

$$I_{i,t}\cdot P_{i,t}^{\min} \le P_{i,t} \le I_{i,t}\cdot P_{i,t}^{\max} \ , t = 1,2,.....,T$$

第 i 台机组，t 时段的出力结果为 $\{P_{i,t}\}_{i=1...N;t=1...T_T}$，开停机状态为 $I_{i,t}$。当机组处于开机状态时，机组的出力上、下限主要由

机组的在 t 时刻的出力上、下限所决定的。

2.爬坡升降出力约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t}-P_{i,t-1}\le\Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1}-P_{i,t}\le\Delta P_i^D$$

其中，ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率，ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

3.系统约束

功率平衡约束：

$$\sum_{i=1}^{N}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}+\sum_{er=1}^{ES}P_{es,t}^{ch}+\sum_{er=1}^{ES}P_{es,t}^{dis}+\sum_{vpp=1}^{VPP}P_{vpp,t}^{el}+\sum_{vpp=1}^{VPP}P_{vpp,t}^{ge}=D_t+\sum_{u=1}^{M}L_{u,t}$$

其中，各个时段的开机机组出力之和必须满足该时段的负荷。

4.系统容量备用约束

$$\sum_{i\in NG}I_{i,t}\cdot P_{i,t}^{\max}\ge D_t\cdot(1+R_{\mathrm{U}t})$$

$$\sum_{i\in NG}I_{i,t}\cdot P_{i,t}^{\min}\le D_t\cdot(1-R_{\mathrm{D}t})$$

$$t=1,2,...,T$$

各个时段的开机机组出力必须根据一定的备用比例满足系

统的正负备用约束。其中 NG 为全系统的所有机组。

5.系统旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^{N}\overline{r_i}(t)\geq\overline{p_r}(t)$$

$$\sum_{i=1}^{N}\underline{r_i}(t)\geq\underline{p_r}(t)$$

其中，$\overline{r_i}(t)$为机组 i 在 t 时提供的上调旋转备用；$\overline{p_r}(t)$为系统 t 时的上调旋转备用需求；$\underline{r_i}(t)$为机组 i 在 t 时提供的下调旋转备用；$\underline{p_r}(t)$为系统 t 时的下调旋转备用需求。

6.调节（AGC）备用约束

$$\sum_{i\in I_g}\overline{r'_i}(t)\geq\overline{p'_r}(t)$$

$$\sum_{i\in I_g}^{I}\underline{r'_i}(t)\geq\underline{p'_r}(t)$$

其中，$\overline{r'_i}(t)$为机组 i 在 t 时提供的 AGC 上调备用；$\overline{p'_r}(t)$为系统 t 时的 AGC 上调备用需求；$\underline{r'_i}(t)$为机组 i 在 t 时提供的 AGC 下调备用；$\underline{p_r}'(t)$为系统 t 时的 AGC 下调备用需求。

7.电网侧储能充放电功率约束

电网侧储能出清的充放电功率需要在电网侧储能申报的最大最小充放电功率范围内，$\alpha_{es,t}$和$\beta_{es,t}$是控制电网侧储能充放状态的0-1变量。

$$\begin{cases} \alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MIN)} \le P_{es,t}^{dis} \le \alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t}P_{es}^{ch(MAX)} \le P_{es,t}^{ch} \le \beta_{es,t}P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \le \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \le 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} < 0, P_{es}^{ch(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中，$P_{es}^{ch(MAX)}$、$P_{es}^{ch(MIN)}$、$P_{es}^{dis(MAX)}$、$P_{es}^{dis(MIN)}$分别表示电网侧储能es申报的最大、最小充放电功率。

8.电网侧储能荷电状态约束

电网侧储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电网侧储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch}\Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}\right)\Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \le E_{es,t} \le \overline{E_{es,t}}$$

其中，$E_{es,t}$表示电网侧储能es在时段t结束时的荷电状态；η_{es}^{ch}、η_{es}^{dis}分别表示电网侧储能es的充放电效率；Δt表示时段长度；$\overline{E_{es,t}}$、$\underline{E_{es,t}}$分别表示电网侧储能es在时段t结束时的荷电状态上、下限。

9.电网侧储能实时出清荷电状态约束

电网侧储能实时市场各优化周期末时段的荷电状态跟随日前市场优化结果，并在满足荷电状态上、下限约束的前提下允许

上下浮动一定比例。

$$E_{es,t}^{DA}(1-x) \le E_{es,t}^{RT} \le E_{es,t}^{DA}(1+x)$$

其中，$E_{es,t}^{DA}$表示电网侧储能 es 在日前市场时段 t 结束时的荷电状态，$E_{es,t}^{RT}$表示电网侧储能 es 在实时市场时段 t 结束时的荷电状态，x 为浮动比例系数。

10.虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电、用电容量范围内。

“电源型“虚拟电厂应满足：

$$\alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \le P_{vpp,t}^{ge} \le \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$$

其中，$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电容量。

“负荷型”虚拟电厂应满足：

$$\beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \le P_{vpp,t}^{el} \le \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)}$$

其中，$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小用电容量。

11. 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

12.网络约束

支路潮流约束

线路和变压器容量极限、断面的传输极限约束等。

$$X_{t,j} = \sum_{i=1}^{N} G_{j-i} P_{i,t} + \sum_{ld=1}^{L} G_{j-ld} B_{ld,t}$$

$$\left| X_{t,j} \right| \le X_{\max,j}, \quad t = 1,2,...,T,\ j \in NL$$

N 为机组总数，L 为负荷个数，G 为支路对节点灵敏度。线路、断面、变压器的传输容量都可以抽象为线路的传输容量约束。即各个时段的线路传输功率不可超过线路正反向容量。在实际应用中，线路的正反向容量一般都留有一定的裕度，即 $X_{\max,j}$ 乘以一定比例作为线路的传输极限。

13.断面潮流约束

$$\sum_{j=1}^{NL} \left| X_{t,j} \right| \le X_{\max,j}, \quad t = 1,2,...,T$$

一组支路组成的传输断面潮流之和应小于一定限值。

14.实用化约束

机组固定出力约束,机组在特定时段内按照给定的发电计划运行，在此特定时段内该机组不参与经济调度计算。

$$P_i(t)=\hat{p}_i(t)$$

其中，$\hat{p}_i(t)$表示机组 i 的出力设定值。

15.机组固定状态约束

用于表示机组在特定时段内的可用状态，包括必开和必停。在此特定时段内两类机组不参与机组组合计算。

$$I_i(t)=U_i(t)$$

其中，$U_i(t)$表示机组 i 的启停方式设定值（运行或停止）。

附录 6

实时现货市场约束松弛惩罚因子

当优化算法在满足约束条件下找不到可行解时，会根据特定的松弛条件对某些约束进行松弛化处理，以保证系统能够得到可行解。技术支持系统采用惩罚因子法对下列约束进行松弛化处理，惩罚因子可以理解为一台虚拟机组按照惩罚因子所对应的报价提供出力，以满足约束条件。

1.电量平衡约束

当所有可调机组的最小允许出力之和仍然大于系统负荷需求时，电量平衡约束无法满足，默认的惩罚因子为 1000000000，节点价格计算默认的惩罚因子为 1000。

当所有可调机组的最大允许出力之和仍然小于系统负荷需求时，电量平衡约束同样无法满足，默认惩罚因子为 1000000000，节点价格计算默认的惩罚因子为 1000。

2.断面稳定限额约束

当断面稳定限额（含新能源机组群）约束无法满足时，市场出清默认惩罚因子为 10000000，节点价格计算默认的惩罚因子为 500。

3.线路稳定限额约束

当线路稳定限额约束无法满足时，默认惩罚因子为 10000000，节点价格计算默认的惩罚因子 1000。

4.N-1 稳定限额约束

当 N-1 情况下线路稳定限额约束无法满足时,默认惩罚因子为 10000000，节点价格计算默认的惩罚因子为 1000。

电力调度机构可根据现货市场优化出清情况提出惩罚因子参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

附录 7

实时现货市场出清模型边界条件及相关参数的确定方法

一、系统负荷边界条件

序号	边界条件	相关参数
1	系统功率平衡	系统有功负荷预测出力
2	系统备用	系统正负备用容量、正负旋转备用容量、AGC 正负备用容量

二、电网运行边界条件

序号	边界条件	相关参数
1	线路传输容量	线路热稳定极限
2	变压器容量	变压器容量传输极限
3	断面传输极限	断面正向、反向传输极限

三、机组运行边界条件

序号	边界条件	相关参数
1	火电机组出力	机组最大、最小技术出力参数
2	新能源机组出力	机组最大、最小技术出力参数，新能源出力预测
3	水电机组出力	机组最大、最小技术出力参数、水电来水预测
4	机组出力调节速率	机组爬坡速度限值
5	机组（电厂）电量	给定机组（电厂）的月度电量
6	机组固定状态	机组日前机组组合的固定状态
7	机组初始点出力	机组当前实际出力

附件 3

甘肃电力现货市场结算实施细则
（V3.2）

120.235.172.16
2026年10月26日 0:24:19

第一章　总　述

第一条　为指导、规范、明确电力市场结算相关工作开展，维护电力交易各方的合法权益，根据国家有关文件要求，结合甘肃实际，制定本细则。

第二条　本细则依据中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革相关文件、国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的相关文件、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力中长期交易基本规则>的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力市场计量结算基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕976号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货连续运行地区市场建设指引>的通知》（发改能源〔2025〕1171号）、《国家发展改革委 国

家能源局关于印发完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）等文件和有关法律法规，结合甘肃实际进行编制。

第三条 本细则适用于甘肃省内参与电力市场的经营主体。本细则所称结算是指对电力市场中的电量、电价及相关费用进行计算与确认。

第四条 结算工作应遵循依法合规、诚信、公平、公正的原则，遵守电能交易合同相关条款。

第二章 市场结算权责

第五条 市场经营主体的权利和义务主要包括：

（一）参与批发市场的用户（大用户、售电公司、负荷聚合商、虚拟电厂等）应公平承担市场运营费用及不平衡资金。

（二）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（三）结算依据出具后，应在规定时间内核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（四）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提出异议。

（五）负责提供用于资金结算的银行账户。

（六）按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（七）法律法规、政策文件规定的其它权利与义务。

第六条 电网企业的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

（二）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）负责向发生付款违约的经营主体开展欠款催缴，包括向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

（四）负责各类经营主体计量数据出口管理。

（五）法律法规、政策文件规定的其它权利与义务。

第七条 电力调度机构权利和义务主要包括：

（一）负责电能量计量系统管理。

（二）负责向电网企业和交易机构提供现货市场电量出清结果。

（三）法律法规、政策文件规定的其它权利与义务。

第八条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）负责向经营主体提供电力交易结算依据及相关服务，按规定收取交易服务费。

（二）在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（三）负责处理经营主体结算的相关查询。

（四）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付

款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（五）负责将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（六）法律法规、政策文件规定的其它权利与义务。

第三章　结算原则

第一节　结算周期

第九条　电力市场结算周期为自然月。其中现货市场采用“日清月结”模式，以每15分钟作为最小结算时段。未直接参与现货市场的经营主体，按中长期规则开展结算。

第十条　跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向经营主体出具结算依据。其中可按日清分到经营主体的交易电量，在现货市场结算环节将日前成交结果视为中长期合同，将日内或实时成交结果叠加至日前出清结果开展实时市场偏差计算。其中暂未按日开展清分到经营主体的交易电量，以月度结算时统一发布的清分结果为准。

第二节　结算模式

第十一条　经营主体结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、系统运行费用（包含辅助服务费用、发电侧容量电费、抽水蓄能容量电费等）、双轨制资金及市场运营费用等。

第十二条 电力市场结算可采用两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

方式二：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点或统一结算点与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

甘肃电力市场采用方式二结算。中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算中长期合同阻塞电费（其中发电侧主体基于其所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值结算，用电侧主体基于统一结算点与中长期结算参考点的现货价格差值结算）。日前出清电量与中长期合同电量的偏差按日前现货市场出清价格结算。实际电量与日前出清电量的偏差按实时现货市场出清价格结算。

第十三条 多个调度单元（发电机组）共用上网计量点且无法拆分的，按照各自的实际发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，以获取各调度单元（发电机组）的实际上网电量。对于风电、光伏企业处于相同运行状态的不同项目批次共用同一计量点的机组，可以按照额定容量比例计算上网电量。

第十四条 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。

第十五条 同一交易单元的不同调度单元（发电机组）处于不同节点时，按照各调度单元（发电机组）所处节点相应时段的现货节点价格、出清电量或上网电量计算交易单元现货结算价格。日前和实时现货结算价格计算公式如下：

$$P_{i,t}^{\text{日前}}=\frac{\sum_{k\in i}^{K}\left(Q_{i,k,t}^{\text{日前}}\times P_{i,k,t}^{\text{日前}}\right)}{\sum_{k\in i}^{K}Q_{i,k,t}^{\text{日前}}}$$

$$P_{i,t}^{\text{实时}}=\frac{\sum_{k\in i}^{K}\left(Q_{i,k,t}^{\text{实际}}\times P_{i,k,t}^{\text{实时}}\right)}{\sum_{k\in i}^{K}Q_{i,k,t}^{\text{实际}}}$$

其中，$P_{i,t}^{\text{日前}}$为t时段交易单元i的日前结算价格；$Q_{i,k,t}^{\text{日前}}$为t时段交易单元i的调度单元（发电机组）k日前出清电量；$P_{i,k,t}^{\text{日前}}$为t时段交易单元i的调度单元（发电机组）k所在节点日前节点价格；$P_{i,t}^{\text{实时}}$为t时段交易单元i的实时结算价格；$Q_{i,k,t}^{\text{实际}}$为t时段交易单元i的调度单元（发电机组）k实际上网电量；$P_{i,k,t}^{\text{实时}}$为t时段交易单元i的调度单元（发电机组）k所在节点实时节点价格。

第三节 结算定价

第十六条 发电侧现货市场价格：

每个结算时段默认以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算。

现货市场月度发电侧实时市场全部新能源项目加权平均价格计算公式如下：

$$P^{\text{新能源月度均价}}=\frac{\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{T}\left(Q_{i,t,d}^{\text{实际}}\times P_{i,t,d}^{\text{实时}}\right)}{\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{T}Q_{i,t,d}^{\text{实际}}}$$

其中，$P^{\text{新能源月度均价}}$为月度现货市场新能源项目加权平均电价；$Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$为参与现货市场的新能源项目i在d日t时刻的实际上网电量。$P_{i,t,d}^{\text{实时}}$为参与现货市场的新能源项目i在d日t时刻的实时市场结算价格。

第十七条 用户侧现货市场价格：

（一）每个结算时段用户侧经营主体以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。

（二）日前现货市场每个结算时段的统一结算点现货价格，为各节点发电机组（场站）、按照节点边际电价结算的经营主体出清电量与对应节点出清电价的加权平均值。计算公式如下：

$$P_{t}^{\text{日前统一结算点}}=\frac{\sum_{i}^{I}\left(Q_{i,t}^{\text{日前}}\times P_{i,t}^{\text{日前}}\right)}{\sum_{i}^{I}Q_{i,t}^{\text{日前}}}$$

其中，$P_{t}^{\text{日前统一结算点}}$为t时段日前现货市场统一结算点现货价格；$Q_{i,t}^{\text{日前}}$为t时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电网侧储能、绿电直连项目和电源型虚拟电厂i的日前出清电量；$P_{i,t}^{\text{日前}}$为

t时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电网侧储能、绿电直连项目和电源型虚拟电厂i所在节点日前结算价格。

（三）实时现货市场每个结算时段的统一结算点现货价格，为各节点发电机组（场站）实际上网电量、按照节点边际电价结算的经营主体实际上下网电量与对应节点实时结算价格的加权平均值。计算公式如下：

$$P_t^{\text{实时统一结算点}}=\frac{\sum_i^I\left(Q_{i,t}^{\text{实际}}\times P_{i,t}^{\text{实时}}\right)}{\sum_i^I Q_{i,t}^{\text{实际}}}$$

其中，$P_t^{\text{实时统一结算点}}$为t时段实时现货市场统一结算点现货价格；$Q_{i,t}^{\text{实际}}$为t时段省内参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目的实际上下网电量，原则上采用运行日后第1日（D+1日）计量采集系统采集的运行日电量；$P_{i,t}^{\text{实时}}$为t时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能、绿电直连项目i所在节点实时结算价格。若遇D+1日电量存在重大计量偏差，由计量点电量数据归口管理单位发布情况说明，变更实时市场统一结算点电价。

（四）现货实时市场统一结算点月度加权均价（以下简称“现货市场月度均价”）为基于各节点发电机组（场站）实际上网电量、按照节点边际电价结算的经营主体实际上下网电量与对应节点实时结算价格计算的实时市场统一结算点月度加权均价，计算

方式如下：

$$P^{\text{月度均价}}=\frac{\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{T}\left(Q_{i,t,d}^{\text{实际}}\times P_{i,t,d}^{\text{实时}}\right)}{\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{T}Q_{i,t,d}^{\text{实际}}}$$

其中，$P^{\text{月度均价}}$为现货实时市场统一结算点月度加权均价；$Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$为d日t时段省内参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目的实际上下网电量。$P_{i,t,d}^{\text{实时}}$为参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能和绿电直连项目i在d日t时刻的实时市场结算价格。

（五）月度峰平谷价格为峰平谷时段内基于各节点发电机组（场站）实际上网电量、按照节点边际电价结算的经营主体实际上下网电量与对应节点实时结算价格计算的加权平均值，计算公式如下：

$$P^{\text{月度峰平谷均价}}=\frac{\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{tk}^{TK}\left(Q_{i,tk,d}^{\text{实际}}\times P_{i,tk,d}^{\text{实时}}\right)}{\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{tk}^{TK}Q_{i,tk,d}^{\text{实际}}}$$

其中，$P^{\text{月度峰平谷均价}}$为月度峰平谷价格，$Q_{i,tk,d}^{\text{实际}}$为峰平谷对应的结算计算时段参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际充放电量和绿电直连项目的实际上下网电量；$P_{i,tk,d}^{\text{实时}}$为峰平谷对应的结算计算时段参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧

储能和绿电直连项目i所在节点的实时市场节点电价。峰平谷时段按照有关规定确定。

第十八条 新型经营主体现货市场价格：

（一）电网侧储能现货市场价格：

每个结算时段电网侧储能放电电量为正、充电电量为负，均以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算。

（二）虚拟电厂现货市场价格：

对于“电源型”虚拟电厂，以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算；对于“负荷型”虚拟电厂，以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。对于“混合型”虚拟电厂，发电交易单元和用电交易单元对应参考“电源型”和“负荷型”虚拟电厂结算价格。

（三）绿电直连项目现货市场价格：

绿电直连项目出清上下网电量和实际上下网电量以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算。

第十九条 电力用户的上网环节线损费用、输配电价、系统运行费、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照相关规定进行结算。

第四章　电能量电费结算

第一节　发电侧电能量电费结算

第二十条　发电侧电能量电费按以下原则进行结算：

（一）火电、新能源等同时参与日前、实时市场结算的经营主体，电能量电费等于中长期合同电费（中长期合同电费等于中长期合同电量电费与中长期合同阻塞电费之和）、日前电能量电费、实时电能量电费之和。各时段电能量电费计算公式如下：

$$R_{i,t}^{\text{电能}} = R_{i,t}^{\text{中长期}} + R_{i,t}^{\text{日前}} + R_{i,t}^{\text{实时}}$$

$$R_{i,t}^{\text{中长期}} = R_{i,t}^{\text{中长期合同电量费用}} + R_{i,t}^{\text{中长期合同阻塞费用}}$$

其中，$R_{i,t}^{\text{电能}}$为t时段同时参与日前、实时市场结算的经营主体i的电能量电费收入；$R_{i,t}^{\text{中长期}}$为t时段经营主体i的中长期合同费用，等于中长期合同电量电费与中长期合同阻塞电费之和；$R_{i,t}^{\text{日前}}$为t时段经营主体i的日前现货电能量电费；$R_{i,t}^{\text{实时}}$为t时段经营主体i的实时现货电能量电费。

（二）水电等仅参与实时市场结算的经营主体电能量电费等于中长期合同电费与实时电能量电费之和。各时段电能量电费计算公式如下：

$$R_{i,t}^{\text{电能}} = R_{i,t}^{\text{中长期}} + R_{i,t}^{\text{实时}}$$

$$R_{i,t}^{\text{中长期}} = R_{i,t}^{\text{中长期合同电量费用}} + R_{i,t}^{\text{中长期合同阻塞费用}}$$

其中，$R_{i,t}^{\text{电能}}$为t时段仅参与实时市场结算的经营主体i的电能量电费收入；$R_{i,t}^{\text{中长期}}$为t时段经营主体i的中长期合同费用（中长

期合同费用等于中长期合同电量电费与中长期合同阻塞电费之和）；$R_{i,t}^{实时}$为t时段经营主体i的实时现货电能量电费。

（三）电网侧储能、绿电直连项目、电源型虚拟电厂根据是否参与日前市场，参照本条（一）（二）规定开展结算。

第二十一条 发电侧各类经营主体中长期合同电量电费按如下公式进行结算：

$$R_{i,t}^{中长期合同电量费用}=Q_{i,t}^{中长期合同}\times P_{i,t}^{中长期合同}$$

其中，$R_{i,t}^{中长期合同电量费用}$为t时段经营主体i的中长期合同电量电费；$Q_{i,t}^{中长期合同}$为t时段经营主体i的中长期合同电量（包括省内与省间中长期合同、省间日前现货、西北区域短期互济日前交易等清分电量）；$P_{i,t}^{中长期合同}$为t时段经营主体i的中长期净合同价格。

第二十二条 发电侧各类经营主体的中长期合同阻塞电费按如下公式进行结算：

$$R_{i,t}^{中长期合同阻塞费用}=Q_{i,t}^{中长期合同}\times\left(P_{i,t}^{日前}-P_{t}^{中长期结算参考点}\right)$$

其中$R_{i,t}^{中长期合同阻塞费用}$为t时段经营主体i的中长期合同阻塞电费；$P_{i,t}^{日前}$为t时段经营主体i所在节点日前结算价格（未参与分时结算的为月度偏差电量对应的结算价格）；$P_{t}^{中长期结算参考点}$为t时段中长期合同约定的结算参考点价格，未约定结算参考点时采用日前统一结算点现货价格。

第二十三条 发电侧各类经营主体的日前现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$R_{i,t}^{日前}=\left(Q_{i,t}^{日前}-Q_{i,t}^{中长期合同}\right)\times P_{i,t}^{日前}$$

其中，$R_{i,t}^{日前}$为t时段经营主体i的日前现货电能量电费；$Q_{i,t}^{日前}$为t时段经营主体ｉ的日前出清电量；$P_{i,t}^{日前}$为t时段经营主体i的日前市场结算价格。

对于就地消纳试点示范项目，其日前出清电量$Q_{i,t}^{日前}$还需叠加优先出清的日前自发自用电量。

第二十四条 发电侧各类经营主体的实时现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$R_{i,t}^{实时}=\left(Q_{i,t}^{实际}-Q_{i,t}^{日前(总)}\right)\times P_{i,t}^{实时}$$

其中，$R_{i,t}^{实时}$为t时段经营主体i的实时现货电能量电费；$Q_{i,t}^{实际}$为t时段经营主体i的实际上网电量；$Q_{i,t}^{日前(总)}$为t时段经营主体i的日前出清电量$Q_{i,t}^{日前}$、省间日内现货、西北区域短期互济实时交易等清分电量之和；$P_{i,t}^{实时}$为t时段经营主体i的实时市场结算价格。

对于就地消纳试点示范项目，其日前出清电量$Q_{i,t}^{日前}$还需叠加优先出清的日前自发自用电量。

第二节 现货用户电能量电费结算

第二十五条 现货用户指参与现货市场日清分96点结算的批发用户、售电公司及负荷型虚拟电厂。现货用户电能量电费等于中长期合同电费（中长期合同电量电费与中长期合同阻塞电费之和）、日前电能量电费、实时电能量电费之和。各时段电能量电费计算公式如下：

$$C_{i,t}^{电能}=C_{i,t}^{中长期}+C_{i,t}^{日前}+C_{i,t}^{实时}$$

$$C_{i,t}^{中长期}=C_{i,t}^{中长期合同电量费用}+C_{i,t}^{中长期合同阻塞费用}$$

其中，$C_{i,t}^{\text{电能}}$为t时段现货用户i的电能量电费支出；$C_{i,t}^{\text{中长期}}$为t时段现货用户i的中长期合同电费，等于中长期合同电量电费与中长期合同阻塞电费之和；$C_{i,t}^{\text{日前}}$为t时段现货用户i的日前现货电能量电费；$C_{i,t}^{\text{实时}}$为t时段现货用户i的实时现货电能量电费。

第二十六条 现货用户中长期合同电量电费按如下公式计算：

$$C_{i,t}^{\text{中长期合同电量费用}}=Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}\times P_{i,t}^{\text{中长期合同}}$$

其中$C_{i,t}^{\text{中长期合同电量费用}}$为$t$时段现货用户$i$的中长期合同电量电费；$Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}$为$t$时段现货用户$i$的中长期合同电量（包括省内与省间中长期合同、西北区域短期互济日前交易等清分电量）；$P_{i,t}^{\text{中长期合同}}$为t时段现货用户i的中长期净合同价格。

第二十七条 现货用户中长期合同阻塞电费按如下公式计算：

$$C_{i,t}^{\text{中长期合同阻塞费用}}=Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}\times\left(P_t^{\text{日前统一}}-P_t^{\text{中长期结算参考点}}\right)$$

其中，$C_{i,t}^{\text{中长期合同阻塞费用}}$为$t$时段现货用户$i$的中长期合同阻塞电费；$P_t^{\text{日前统一}}$为$t$时段日前现货市场统一结算点现货价格；$P_t^{\text{中长期结算参考点}}$为$t$时段中长期合同约定的结算参考点价格，未约定结算参考点时采用日前统一结算点现货价格。

第二十八条 现货用户日前现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$C_{i,t}^{\text{日前}}=\left(Q_{i,t}^{\text{日前}}-Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}\right)\times P_t^{\text{日前统一}}$$

其中，$C_{i,t}^{\text{日前}}$为t时段现货用户i的日前现货电能量电费；$Q_{i,t}^{\text{日前}}$

为t时段现货用户i的日前出清电量。

对于就地消纳试点示范项目，其日前出清电量$Q_{i,t}^{日前}$还需叠加优先出清的日前自发自用电量。

第二十九条 现货用户实时现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$C_{i,t}^{实时}=\left(Q_{i,t}^{实际}-Q_{i,t}^{日前(总)}\right)\times P_t^{实时统一}$$

其中，$C_{i,t}^{实时}$为t时段现货用户i的实时现货电能量电费；$Q_{i,t}^{实际}$为t时段现货用户i的实际用电量；$Q_{i,t}^{日前(总)}$为t时段现货用户i的日前出清电量$Q_{i,t}^{日前}$、西北区域短期互济实时交易等清分电量之和；$P_t^{实时统一}$为t时段实时现货市场统一结算点现货价格。

对于就地消纳试点示范项目，其日前出清电量$Q_{i,t}^{日前}$还需叠加优先出清的日前自发自用电量。

第三节 居民、农业及其网损电能量电费结算

第三十条 居民、农业用户指居民生活、农业生产用户，居民、农业用户电价执行目录电价。居民、农业用户及其网损月度偏差电量电费按如下公式进行计算：

$$R^{月度居民农业净偏差}=Q^{月度居民农业净偏差}\times P^{月度均价}$$

其中，$R^{月度居民农业净偏差}$为居民、农业用户及其网损的月度净偏差电量电费；$Q^{月度居民农业净偏差}$为居民、农业用户及其网损与低价保供电源的月度净偏差电量，计算公式如下：

$$Q^{\text{月度居民农业净偏差}} =$$

$$\left(Q^{\text{月度居民农业实际}} - Q^{\text{月度居民农业计划}}\right) - \sum_{i}^{I}\left(Q_i^{\text{月度实际}} - Q_i^{\text{月度计划}}\right)$$

其中，$Q^{\text{月度居民农业实际}}$为居民、农业用户及其网损的月度实际用电量；$Q^{\text{月度居民农业计划}}$为居民、农业用户及其网损的月度计划用电量；$Q_i^{\text{月度实际}}$为低价保供电源的月度实际上网电量；$Q_i^{\text{月度计划}}$为低价保供电源的月度计划电量。

第四节　调平电量结算

第三十一条　调平电量包括因中长期合同分解、执行、省间交易据实结算等过程中产生的偏差电量，以及因分时结算电量之和与月度结算电量产生的偏差电量。调平电量按照当月现货市场月度均价结算，计算公式如下：

$$R_i^{\text{调平}} = Q_i^{\text{调平}} \times P^{\text{月度均价}}$$

其中，$R_i^{\text{调平}}$为经营主体i的月度调平电量电费，$Q_i^{\text{调平}}$为经营主体i的月度调平电量。

第五章　省间双轨制资金及市场运营费用计算

第一节　省间双轨制资金

第三十二条　由于月内开展的各类省间短期交易未清分至各经营主体，省外按省间交易价格结算，在省内按现货市场价格结算，两者产生的费用偏差即为省间双轨制资金。具体计算公式

如下：

$$R^{\text{省间双轨制(外送)}}=Q^{\text{省间外送}}\times\left(P^{\text{省间外送结算}}-P^{\text{月度均价}}\right)$$

$$R^{\text{省间双轨制(外购)}}=R^{\text{省间双轨制外购_1}}+R^{\text{省间双轨制外购_2}}$$

$$R^{\text{省间双轨制外购_1}}=\sum_{m}^{M}\sum_{t}^{T}\left[-Q_{t}^{\text{日前外购}}\times\left(P_{t,m}^{\text{日前省间外购}}-P_{t}^{\text{日前统一}}\right)\right]+\sum_{n}^{N}\sum_{t}^{T}\left[-Q_{t}^{\text{日内外购}}\times\left(P_{t,n}^{\text{日内省间外购}}-P_{t}^{\text{实时统一}}\right)\right]$$

$$R^{\text{省间双轨制外购_2}}=-Q^{\text{省间外购偏差}}\times\left(P^{\text{省间外购结算}}-P^{\text{月度均价}}\right)$$

$$R^{\text{省间外购偏差}}=Q^{\text{省间外购}}-\sum_{m}^{M}\sum_{t}^{T}Q_{t,m}^{\text{日前外购}}-\sum_{n}^{N}\sum_{t}^{T}Q_{t,n}^{\text{日内外购}}$$

其中，$R^{\text{省间双轨制(外送)}}$为省间短期外送产生的省间双轨制资金；$R^{\text{省间双轨制(外购)}}$为省间短期外购产生的省间双轨制资金；$R^{\text{省间双轨制外购_1}}$为可分时计算的省间外购电量对应的偏差费用；$R^{\text{省间双轨制外购_2}}$为当月省间实际外购电量与分时计算外购电量的累加值差额产生的偏差费用；$P^{\text{省间外送结算}}$、$P^{\text{省间外购结算}}$分别为省间外送、外购交易结算价；$Q^{\text{省间外送}}$、$Q^{\text{省间外购}}$为省间外送电、外购电未清分到省内经营主体的电量；$Q_{t,m}^{\text{日前外购}}$、$Q_{t,n}^{\text{日内外购}}$分别为日前和日内省间外购电未清分到省内经营主体的电量；$P_{t,m}^{\text{日前省间外购}}$、$P_{t,n}^{\text{日内省间外购}}$分别为日前和日内省间外购电量对应价格；下标m、n分别表示日前和日内达成的不同省间外购交易。

第三十三条 省间外送双轨制资金由参与日清分的发电侧经营主体按照月度实际上网电量比例分摊。

$$R_i^{\text{省间双轨制分摊(外送)}} = R^{\text{省间双轨制(外送)}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_{i \in \text{日清分}} Q_i^{\text{月度实际}}}$$

其中，$R_i^{\text{省间双轨制分摊(外送)}}$为参与日清分的发电侧经营主体 i 分摊的省间外送双轨制资金；$Q_i^{\text{月度实际}}$为参与日清分的发电侧经营主体 i 月度实际上网电量。

第三十四条 省间外购双轨制资金由参与省内电力电量平衡的发电、用电两侧市场化经营主体按照发电侧月度实际上网电量和用电侧月度实际用电量比例共同承担，发电侧分摊比例k计算公式如下：

$$k = \frac{\sum_{i}^{I} Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_{i}^{I} Q_i^{\text{月度实际}} + \sum_{j}^{J} Q_j^{\text{月度实际}}}$$

其中，k为省间外购双轨制资金发电侧分摊系数；$Q_i^{\text{月度实际}}$为发电侧市场化经营主体i的月度实际上网电量；$Q_j^{\text{月度实际}}$为用电侧市场化经营主体j的月度用电量。

（一）发电侧按照结算时机组类型装机容量比例拆分费用后，同一机组类型按照上网电量比例进行分摊，计算公式如下：

$$R_{i,j}^{\text{发电省间双轨制分摊(外购)}} = R^{\text{省间双轨制(外购)}} \times k \times \frac{P_j^{\text{装机}}}{\sum_{j}^{J} P_j^{\text{装机}}} \times \frac{Q_{i,j}^{\text{月度实际}}}{\sum_{i}^{I} Q_{i,j}^{\text{月度实际}}}$$

其中，$R_{i,j}^{\text{发电省间双轨制分摊(外购)}}$为发电侧属于机组类型$j$的经营主

体i分摊的省间外购双轨制资金；$P_j^{装机}$为发电侧机组类型j的总装机容量（j分别对应不同发电机组类型）；$Q_{i,j}^{月度实际}$为发电侧属于机组类型j的经营主体i的月度实际上网电量。

（二）用电侧按照全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）月度实际用电量比例分摊，计算公式如下：

$$R_i^{用电省间双轨制分摊(外购)}=R^{省间双轨制(外购)}\times(1-k)\times\frac{Q_i^{月度实际}}{\sum_i^I Q_i^{月度实际}}$$

其中，$R_i^{用电省间双轨制分摊(外购)}$为用电侧经营主体i分摊的省间外购双轨制资金；$Q_i^{月度实际}$为用电侧经营主体i的月度实际用电量。

第三十五条 省间中长期外购电电量通过挂牌方式向省内用户售出的电量，因省间“据实结算”产生的偏差费用，按如下原则进行计算。

（一）与省内用户签约的省间外购电交易，当整笔省间外购电交易实际结算电量小于省内直接参与市场的用户签订的外购中长期合同电量时，经营主体应承担的偏差费用按如下公式计算。

$$R_i^{省间中长期外购结算偏差}=\left(Q_i^{外购中长期合同}-Q_i^{外购实际}\right)\times\left(P^{省间外购挂牌均价}-P^{月度均价}\right)$$

$$Q_i^{外购实际}=Q^{外购实际}\times\frac{Q_i^{外购中长期合同}}{\sum_i^I Q_i^{外购中长期合同}}$$

其中，$R_i^{省间中长期外购结算偏差}$为市场化用户i的月度省间中长期外购结算偏差电费；$Q_i^{外购中长期合同}$为市场化用户i当月签订的外购电中长期合同；$Q^{外购实际}$为与省内用户签约的整笔省间外购电交易的实际结算电量；$Q_i^{外购实际}$为当月市场化用户i对应的实际外购电量；$P^{省间外购挂牌均价}$为当月挂牌出售的省间中长期外购电量结算均价。

（二）当省间外购实际结算电量大于省内直接参与市场的用户签订的外购中长期合同电量时，偏差电量计入省间购电未对应到主体的外购电量。

第二节　煤电机组成本补偿费用

第三十六条　按日计算参与市场出清煤电机组的启动成本、空载成本和电能成本总和，与现货实时市场电能量电费相比较，当现货实时市场收入低于启动成本、空载成本和电能成本总和时，给予补偿。成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{i,d}^{成本补偿}=Max\left\{0,C_i^{启动成本}+\sum_t^T\left[\left(C_{i,t}^{空载成本}+C_{i,t}^{电能成本}\right)-Q_{i,t}^{实际}\times P_{i,t}^{实时}\right]\right\}$$

其中，$R_{i,d}^{成本补偿}$为d日煤电机组i的成本补偿费用；$C_i^{启动成本}$为d日煤电机组i的启动成本；$C_{i,t}^{空载成本}$为d日t时段煤电机组i申报空载费用与核定空载成本取小值；$C_{i,t}^{电能成本}$为d日t时段煤电机组i的电能成本，取分别基于其核定边际成本曲线和申报量价曲线计算所得电能成本中的较小值；$Q_{i,t}^{实际}$为d日t时段煤电机组i的实际上网电量，$P_{i,t}^{实时}$为t时段煤电机组i的实时市场结算价格。

第三十七条 机组启动成本计算方式如下：

（一）对依据日前可靠性机组组合优化结果正常开、停机的煤电机组，启动成本为煤电机组申报启动费用与核定启动成本取小值。

（二）机组发生非计划停运后，下一次开机所产生的启动成本取 0。

（三）由于电网安全约束或运行机组故障跳闸等突发情况，为保证电网安全稳定运行，由电力调度机构紧急调用机组开机的煤电机组，其启动成本为该机组申报启动费用与核定启动成本取小值。当事故调用机组与故障跳闸机组为同一个电厂时，启动成本取 0。

（四）根据机组停机时长选取对应状态的机组核定启动成本及申报启动费用，机组停机时长在 1 小时以内选取极热态，机组停机时长不到 10 小时且大于 1 小时选取热态，机组停机时间在 10 至 72 小时之间选取温态，机组停机时长超过 72 小时选取冷态。

第三十八条 由于供热等机组自身原因必开的机组，其启动成本、空载成本和申报最小发电出力及以下的电能成本不再补偿。

第三十九条 电厂因自身原因处于试验状态或出力必须维持在某一固定水平时，相应时段内启动成本、空载成本和电能成本不再补偿。

第四十条 煤电机组成本补偿费用由省内全体工商业用户按月度用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_i^{\text{成本补偿分摊}} = R^{\text{成本补偿}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_{i}^{I} Q_i^{\text{月度实际}}}$$

其中，$R_i^{\text{成本补偿分摊}}$为工商业用户i分摊的煤电机组成本补偿费用；$R^{\text{成本补偿}}$为全网煤电机组月度成本补偿费用；$Q_i^{\text{月度实际}}$为工商业用户i的月度实际用电量。

第三节 储能集中调用补偿费用

第四十一条 配建储能由电力调度机构按需调用期间按照独立储能充放电价格机制执行。

第四十二条 储能按需调用补偿费按照“后充先放”的原则，电力调度机构记录储能按需调用期间分时充放电量（暂定充放电损耗为13%）和价格，若其现货市场电能量收益为负，则给予相应补偿至现货电能量收益为0。

第四十三条 储能集中调用补偿费用由省内全体工商业用户按月度用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_i^{\text{储能调用补偿分摊}} = R^{\text{储能调用补偿}} \times \frac{Q_i^{\text{用电量}}}{\sum_{i}^{I} Q_i^{\text{用电量}}}$$

其中，$R_i^{\text{储能调用补偿分摊}}$为工商业用户i应承担的储能集中调用补偿费用；$R^{\text{储能调用补偿}}$为储能集中调用补偿总费用；$Q_i^{\text{用电量}}$为工商业

用户i的用电量。

第四节　新能源调频增发超额获利回收费用

第四十四条　新能源调频增发超额获利回收费用指为避免新能源出清环节的发电能力持留，对新能源辅助调频增发电量的超额收益进行回收。每15分钟的回收费用计算方式如下：

$$R_{i,t}^{\text{新能源调频增发回收}}=Q_{i,t}^{\text{辅助调频}}\times\left(P_{i,t}^{\text{实时}}-P^{\text{出清下限}}\right)$$

其中，$R_{i,t}^{\text{新能源调频增发回收}}$为$t$时段新能源$i$的调频增发超额获利回收费用；$P^{\text{出清下限}}$为实时现货市场出清价格下限；$Q_{i,t}^{\text{辅助调频}}$为$t$时段新能源$i$的辅助调频增发电量，计算公式如下：

$$Q_{i,t}^{\text{辅助调频}}=Max\left(Q_{i,t}^{\text{实际}}-Q_{i,t}^{\text{实时}},0\right)$$

其中，$Q_{i,t}^{\text{实际}}$为t时段新能源i的实际上网电量；$Q_{i,t}^{\text{实时}}$为t时段新能源i的实时市场出清计划电量。

第四十五条　新能源调频增发超额获利回收费用由直接参与省内现货市场的新能源经营主体按月度上网电量比例分享。计算公式如下：

$$R_i^{\text{调频增发分享}}=R^{\text{新能源调频增发回收}}\times\frac{Q_i^{\text{月度上网}}}{\sum_{i}^{I}Q_i^{\text{月度上网}}}$$

$R_i^{\text{调频增发分享}}$为直接参与省内现货市场的新能源经营主体i应分享的新能源调频增发超额获利回收费用；Q_i为直接参与省内现货市场的新能源经营主体i月度上网电量。

第四十六条 含有配建储能的新能源场站，电力调度机构对配建储能按需调用期间，不回收调频增发超额获益回收费用。

第五节 阻塞风险对冲费用

第四十七条 市场初期，在结算环节设置阻塞风险对冲费用机制，对直接参与现货市场的火电及新能源企业合理中长期合同产生的中长期阻塞费用进行回收或补偿，具体如下：

（一）当某火电及新能源经营主体节点边际电价大于等于日前统一结算点现货电价时，回收中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为负值。

$$R^{\text{阻塞风险对冲费用}}=\sum_t^T\sum_i^N\max\left(0,Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}\right)\times\left(P_t^{\text{日前统一结算点}}-P_{i,t}^{\text{日前}}\right)$$

（二）当某火电及新能源经营主体节点边际电价小于日前统一结算点现货电价时，补偿中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为正值。

对于新能源，

$$R^{\text{阻塞风险对冲费用}}=\sum_t^T\sum_i^N\left\{\min\left[Q_{i,t}^{\text{实际上网}},\max\left(0,Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}\right)\right]\times\left(P_t^{\text{日前统一结算点}}-P_{i,t}^{\text{日前}}\right)\right\}$$

对于火电，

$$R^{\text{阻塞风险对冲费用}}=\sum_t^T\sum_i^N\left\{\min\left[\max\left(Q_{50\%},Q_{i,t}^{\text{实际上网}}\right),\max\left(0,Q_{i,t}^{\text{中长期合同}}\right)\right]\times\left(P_t^{\text{日前统一结算点}}-P_{i,t}^{\text{日前}}\right)\right\}$$

其中，$Q_{50\%}$为火电经营主体带50%额定容量出力工况下对应的上网电量。

第四十八条 各火电及新能源经营主体实际阻塞风险对冲

费用按如下公式计算：

$$R_i^{\text{阻塞风险对冲费用（实际）}} = R_i^{\text{阻塞风险对冲}} \times K$$

其中$R_i^{\text{阻塞风险对冲费用（实际）}}$为火电及新能源经营主体$i$实际月度阻塞风险对冲费用；$K$为阻塞风险对冲费用调节系数，可根据运行情况，经政府主管部门同意后调整。

第四十九条 实际阻塞风险对冲费用月度净值由直接参与现货市场的火电及新能源经营主体按照月度实际上网电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_i^{\text{阻塞风险对冲费用分摊}} = \sum R_{i,t}^{\text{阻塞风险对冲费用(实际)}} \times \frac{Q_i^{\text{月度上网}}}{\sum_{i=1}^{N} Q_i^{\text{月度上网}}}$$

其中，$R_i^{\text{阻塞风险对冲分摊}}$表示为火电及新能源经营主体i分摊的阻塞风险对冲费用，$R^{\text{月度阻塞风险对冲(实际)}}$为月度实际阻塞风险对冲总费用。$Q_i^{\text{月度上网}}$表示火电及新能源经营主体i月度上网电量。

第六章 差错处理

第五十条 在月度结算账单发布后，因以下原因产生的需额外追补或收缴的费用，计入差错追补资金，并在最近一次市场结算中予以兑现。

（一）中长期合同取值错误，导致电费需要调整的，按照正确中长期合同与96点中长期结算参考点的价差、正确中长期合同与错误中长期合同量差，结算其退补电费。

（二）因电量计量错误，导致电费需要调整的，差错电量按照现货市场月度均价进行结算。

（三）因省间双轨制资金及市场运营费用计算错误，追补正确费用后，在最近一次结算中将差错资金计入相应费用进行分摊。

（四）其他特殊情况下产生差错资金报备政府相关部门后执行。

第五十一条 为避免经营主体电量差错问题引起相关日期、时段的现货市场频繁计算调整，月度结算前出现的电量差错或政策调整追补，按以下原则纳入当月结算账单。月度结算账单后出现的电量差错或政策调整追补，累计到下一个结算月进行追补。

（一）月度结算前，若经营主体月内的电量差错累计值大于该段时间用电量累计值的5%时，且差错电量能够详细分解到日、小时的，按每时段重新计算经营主体实时偏差结算结果。

（二）月度结算前，若经营主体月内一段时间的电量差错累计值小于等于该段时间用电量累计值的5%时，或差错电量无法详细分解到日、小时的，按差错电量和现货市场月度均价计算经营主体累计偏差结算。

（三）月度结算电量差错追补调整。在月底结算时对相关经营主体差错电量，按照现货市场月度均价结算。

第七章　结算调整

第五十二条　结算电量的最小单位为0.001兆瓦时，结算电价的最小单位0.001元/兆瓦时，保留三位小数。

第五十三条　当结算错误对单个经营主体的均价影响小于0.001元/兆瓦时，或对单个经营主体总费用影响小于1000元时，可年内滚动结算调整。

第八章　特殊情况处理机制

第五十四条　对日前现货市场中全网所有可调机组的最大允许出力之和小于系统用电加外送计划需求，不进行该时段日前偏差结算。在实时市场中，用实际上网电量（或用电量）与中长期结算曲线进行偏差结算。该时段中长期合同阻塞电费和阻塞风险对冲费用计算中的结算价格、中长期结算参考点价格均为实时现货市场价格。

第五十五条　日前现货市场出清失败或结果异常时，对异常时段受影响的经营主体不进行日前偏差结算。在实时市场中，用实际上网电量（或用电量）与中长期结算曲线进行偏差结算。该时段中长期合同阻塞电费和阻塞风险对冲费用计算中的结算价格、中长期结算参考点价格均为实时现货市场价格。

第五十六条　实时市场发生短时异常或暂停，且超出最近一次计算出清范围（超过2小时）时，该时段市场价格用日前市场价格代替。

第五十七条 因电网安全或突发情况需要，市场运营机构紧急干预运行机组出力后，对干预时段进行单独统计，该时段内所有调度干预机组或场站的增减发电量按本细则相关条款执行。

第九章 日清分管理

第五十八条 运行日前1日（D-1），电力交易机构向电力调度机构提供经营主体运行日（D）中长期合同曲线。

第五十九条 原则上，运行日后1日（D+1）获取运行日的日前现货市场交易结果以及运行日实时现货市场交易结果。具体包括：发电侧（含电网侧储能）的所有节点日前、实时现货市场出清上网电量以及节点电价，用户侧日前、实时现货市场出清电量以及统一结算点电价、日前机组组合安排、调频机组调频动作相关数据、启停等。电力现货市场技术支持系统将对市场信息进行封存，并开展经营主体运行日（D）日的日清分。实时现货市场交易结果数据无法按时完整获取的，应在完整获取后立即开展日清分工作。

第六十条 获取运行日的日前现货市场交易结果以及运行日实时现货市场交易结果后的1个工作日，电力调度机构将日清分结果推送至电力交易平台，由电力交易平台向经营主体发布结算结果。经营主体对日清分结果进行核对，如对日清分结果有异议，需在结果发布24小时内反馈至电力交易机构，逾期则视同无异议。

第六十一条 分时计量数据采集失败时，由电网企业按照计量数据拟合规则对缺失计量数据进行拟合。

第十章 月结算管理

第一节 月结算管理

第六十二条 每月第3个工作日前，电网企业提供上月月度计量抄表数据。

第六十三条 每月第5个工作日前，依据经营主体核对后的日清分结果，计算前一月用电侧经营主体的月度电能量电费。每月第10个工作日前，计算前一月发电侧电能量电费、省间双轨制资金和市场运营费用及分摊结果。

第六十四条 用户侧电能量电费随电费账单在第5个工作日前发行。用户侧应承担的省间双轨制资金和市场运营费用在下一发行周期发行。发电侧（含电网侧储能）电能量电费及省间双轨制资金和市场运营费用在第10个工作日前发行。

第六十五条 暂未按日开展清分的跨省区短期交易或波动偏差，交易机构在发布月度结算账单时，可根据需要设置两项结算科目，其中短期外送电费等于短期交易电量和波动偏差电量与价格的乘积，短期外送补偿费用等于短期交易外送和波动偏差对应的日清分电费累加值与短期外送和波动偏差电费的差值。

第二节 结算模式双轨制资金

第六十六条 定义：居民农业用户等未按照96点分时价格结算产生的购售差额费用。

第六十七条 计算原则：基于电力商品实时平衡的基本特性，按照国家规定的“顺价结算”原则，在M+2月以“总对总”的方式计算结算模式不一致差额费用。

第六十八条 疏导原则：结算模式不一致差额费用由全体工商业用户按月度用电量比例分摊（分享）。

第十一章 电费收付

第六十九条 发电侧（含电网侧储能）结算电费按照“日清月结”原则。发电企业电费结算原则以上月度为周期进行结算（结算周期应当为每个自然月），电网企业根据结算双方确认的结算单及时足额支付电费，发电企业及电网侧储能应当及时、足额向电网企业开具增值税发票，原则上应在收到电费账单后5个工作日内完成。如发电企业电费为负数，应按合同约定期限向电网企业支付电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应按双方协商约定向电网企业支付违约金。

第七十条 用户侧结算电费按照“日清月结”原则，依据合同或协议约定的方式收支电费及相关费用。

第七十一条 用户侧双轨制资金和市场运营费用由市场运营机构在M+1月20日前发布上月发用两侧分摊总额。电网企业按照“价格传导、次月分摊、滚动调平”原则开展结算工作。

（一）价格传导：现货运行期间产生的双轨制资金和市场运营费用在用户侧同一类市场主体分摊（分享）时，按用户侧市场主体的次月预测电量折算形成分摊（分享）折算均价，分摊（分享）折算均价在月末前3天通过交易平台发布，随次月其他用电费用一同计收。

$$P_{m+1}=\frac{S_m^{用电}}{Q_{m+1}^{预测}}$$

其中，P_{m+1}为$m+1$月用电侧执行的双轨制资金及市场运营费用均价，$S_m^{用电}$为用电侧m月应分摊（分享）双轨制资金和市场运营费用总额，$Q_{m+1}^{预测}$为用电侧$m+1$月预测工商业电量。

（二）次月分摊：现货市场运行月（M月）产生的双轨制资金及市场运营费用向用电侧分摊（分享）时，相关费用在此M+1月电费结算时回收。

（三）滚动调平：M+1月分摊（分享）相关费用后，实际结算金额与应结算金额的差额部分自动滚动至M+2月兑付。

第十二章　其他结算事项

第七十二条　市场中止和价格管制时段时，根据电力市场规则以及市场运营机构向政府相关部门报备的市场中止和管制措施开展结算。

第七十三条　2025年6月1日前并网的扶贫新能源、分布式光伏等发电项目,不参与现货市场结算和各项费用分摊。

第七十四条 对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约经营主体发出履约保函、保险执行告知书，同时发出暂停交易通知，并做好相关信用记录。

第十三章 附 则

第七十五条 本细则由甘肃省工业和信息化厅、国家能源局甘肃监管办公室、甘肃省发展和改革委员会、甘肃省能源局负责解释。

第七十六条 本细则自 2026 年 4 月 1 日起施行。

附件 4

甘肃电力现货市场信息披露实施细则
（V3.2）

120.235.172.16
2026年10月26日 0:24:19

第一章　总　述

第一条　为指导和规范甘肃电力市场信息披露工作，加强信息披露管理，维护经营主体合法权益，根据《国家能源局关于印发<电力市场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）等有关规定，结合甘肃省实际，制定本细则。

第二条　本细则所称信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（电网侧储能等）、电网企业和市场运营机构。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第三条　本细则所称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。

第四条　本细则适用于甘肃电力现货市场的信息披露管理。

第二章　信息披露原则和方式

第五条　信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第六条　信息披露主体应严格按照本细则要求，依据数据“谁产生、谁披露，谁披露、谁负责”的原则进行披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第七条　甘肃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，做好国家能源局甘肃监管办公室、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登

录账号运维管理工作。甘肃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。相关数据接口标准另行制定。

第八条 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。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用PDF等文件格式。

第九条 电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会、交易机构官方公众号等渠道发布。

第十条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露。预测类信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。

第十一条 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，电力交易机构根据本细则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第三章 信息披露内容

第十二条 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。

（一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。

（二）公开信息：是指向有关市场成员披露的信息。

（三）特定信息：是指根据电力市场运营需要向特定市场成

员披露的信息。

第一节　发电企业

第十三条　发电企业应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、所属集团、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、法定代表人、电源类型、装机容量、联系方式等。

（二）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（三）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第十四条　发电企业应当披露的公开信息包括：

（一）电厂机组信息，包括电厂调度名称、所在地市、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级、单机最大出力、机组出力受限的技术类型（如流化床、高背压供热）、抽蓄机组最大及最小抽水充电能力、静止到满载发电及抽水时间等。

（二）配建储能信息（如有）。

（三）机组出力受限情况。

（四）机组检修及设备改造计划。

第十五条　发电企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息、合同信息。

（二）核定（设计）最低技术出力，核定（设计）深调极限出力，机组爬坡速率，机组边际能耗曲线，机组最小开停机时间，机组预计并网和解列时间，机组启停出力曲线，机组调试计划曲线，调频、调压、日内允许启停次数，厂用电率，热电联产机组供热信息等机组性能参数。

（三）机组实际出力和发电量、上网电量、计量点信息等。

（四）发电企业燃料供应情况、燃料采购价格、存储情况、供应风险等。

（五）发电企业批发市场月度售电量、售电均价。

（六）水电、新能源机组发电出力预测。

第二节　售电公司

第十六条　售电公司应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式、营业场所地址、信用承诺书等。

（二）企业资产信息，包括资产证明方式、资产证明出具机构、报告文号（编号）、报告日期、资产总额、实收资本总额等。

（三）从业人员信息，包括从业人员数量、职称及社保缴纳人数等。

（四）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入

破产程序、被责令关闭等重大经营信息，配电网运营资质变化等。

（五）售电公司年报信息，内容包括但不限于企业基本情况、持续满足市场准入条件情况、财务情况、经营状况、业务范围、履约情况、重大事项，信用信息、竞争力等。

（六）售电公司零售套餐产品信息。

（七）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（八）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第十七条 售电公司应当披露的公开信息包括：

（一）履约保函、保险缴纳金额、有效期等信息。

（二）拥有配电网运营权的售电公司应当披露电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等信息。

（三）财务审计报告（如有）。

第十八条 售电公司应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息。

（二）与代理用户签订的购售电合同信息或者协议信息。

（三）与发电企业签订的交易合同信息。

（四）售电公司批发侧月度结算电量、结算均价。

（五）可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

第三节 电力用户

第十九条 电力用户应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、经营范围、所属行业等。

（二）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（三）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十条 电力用户应当披露的公开信息包括：

（一）企业用电类别、接入地市、用电电压等级、自备电源（如有）、变压器报装容量以及最大需量等。

（二）配建储能信息（如有）。

第二十一条 电力用户应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息。

（二）与发电企业、售电公司签订的购售电合同信息或协议信息。

（三）企业用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、用电量及分时用电数据、计量点信息等。

（四）可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

（五）用电需求信息，包括月度、季度、年度的用电需求安排。

（六）大型电力用户计划检修信息。

第四节　新型主体

第二十二条　电网侧储能应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、额定容量、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式等。

（二）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（三）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十三条　电网侧储能应当披露的公开信息包括：

（一）调度名称、调度管辖关系、投运日期、接入电压等级、机组技术类型（电化学、压缩空气等）、所在地市。

（二）满足参与市场交易的相关技术参数，包括额定充(放）电功率、额定充（放）电时间、最大可调节容量、最大充放电功率、最大持续充放电时间等。

第二十四条　电网侧储能应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息、合同信息。

（二）性能参数类信息，包括提供调峰、调频、旋转备用等辅助服务的持续响应时长，最大最小响应能力、最大上下调节功

（速）率、充放电爬坡速率等。

（三）计量信息，包括户名、发电户号、用电户号、结算户号、计量点信息、充放电电力电量等信息。

第二十五条 虚拟电厂、负荷聚合商等其他新型主体信息披露要求根据市场发展需要另行明确。

第五节 电网企业

第二十六条 电网企业应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、供电区域等。

（二）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（三）政府定价信息，包括输配电价、政府核定的输配电线损率、各类政府性基金及其他市场相关收费标准等。

（四）代理购电信息，包括代理购电电量及构成、代理购电电价及构成、代理购电用户分电压等级电价及构成等。

（五）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十七条 电网企业应当披露的公开信息包括：

（一）电力业务许可证（输电类、供电类）编号。

（二）发电机组装机、电量及分类构成（含电网侧储能）情况。

（三）年度发用电负荷实际情况。

（四）全社会用电量及分产业用电量信息（转载披露）。

（五）年度电力电量供需平衡预测及实际情况。

（六）输变电设备建设、投产情况。

（七）市场经营主体电费违约总体情况。

（八）需求响应执行情况。

第二十八条 电网企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）向电力用户披露历史用电数据、用电量等用电信息。

（二）经电力用户授权同意后，应允许市场经营主体获取电力用户历史用电数据、用电量等信息。

第六节 市场运营机构

第二十九条 市场运营机构应当披露的公众信息包括：

（一）电力交易机构全称、工商注册时间、股权结构、统一社会信用代码、法定代表人、服务电话、办公地址、网站网址等。

（二）电力市场公开适用的法律法规、政策文件、规则细则类信息，包括交易规则、交易相关收费标准，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档等。

（三）业务标准规范，包括注册流程、争议解决流程、负荷预测方法和流程、辅助服务需求计算方法、电网安全校核规范、电力市场服务指南、数据通讯格式规范等。

（四）信用信息，包括市场经营主体电力交易信用信息（经政府部门同意）、售电公司违约情况等。

（五）电力市场运行情况，包括市场注册、交易总体情况。

（六）强制或自愿退出且公示生效后的市场经营主体名单。

（七）市场结构情况，可采用 HHI、Top-m 等指标。

（八）市场暂停、中止、重新启动等情况。

（九）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第三十条 市场运营机构应当披露的公开信息包括：

（一）报告信息，包括信息披露报告等定期报告、经国家能源局甘肃监管办公室或者政府相关部门认定的违规行为通报、市场干预情况、电力现货市场第三方校验报告等。

（二）交易日历，包括多年、年、月、周、多日、日各类交易安排。

（三）电网主要网络通道示意图。

（四）约束信息，包括发输变电设备投产、检修、退役计划，关键断面输电通道可用容量，省间联络线输电可用容量，必开必停机组名单及总容量，开停机不满最小约束时间机组名单等。

（五）参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子、节点分配因子及其确定方法、节点划分依据和详细数据等。

（六）预测信息，包括系统负荷预测、电力电量供需平衡预测、省间联络线输电曲线预测、发电总出力预测、非市场机组总出力预测、新能源（分电源类型）总出力预测、水电、抽蓄（如有）出力预测等。

（七）辅助服务需求信息，包括各类辅助服务市场需求情况，具备参与辅助服务市场的机组台数及容量、用户及售电公司

总体情况。

（八）交易公告，包括交易品种、经营主体、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。

（九）中长期交易申报及成交情况，包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量及分电源类型电量、成交均价及分电源类型均价、中长期交易安全校核结果及原因等。

（十）绿电交易申报及成交情况，包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量、成交均价等。

（十一）省间月度交易计划。

（十二）现货、辅助服务市场申报出清信息，包括各时段出清总量及分类电源中标台数和电量、出清电价、日前及实时市场节点价格和统一结算点价格、输电断面约束及阻塞情况等。

（十三）运行信息，包括机组状态、实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况、重要通道检修计划执行情况/实际运行输电断面约束情况、省间联络线潮流、重要线路与变压器平均潮流，发输变电设备检修计划执行情况、重要线路非计划停运情况、发电机组非计划停运情况，非市场机组实际出力曲线，月度发用电负荷总体情况等。

（十四）市场结算总体情况，包括结算总量、均价及分类构

成情况，绿电交易结算情况，省间交易结算情况，不平衡资金构成、分摊和分享情况，偏差考核情况等。

（十五）电力并网运行管理考核和返还明细情况，包括各并网主体分考核种类的考核费用、返还费用、免考核情况等。

（十六）电力辅助服务考核、补偿、分摊明细情况，包括各市场经营主体分辅助服务品种的电量/容量、补偿费用、考核费用、分摊比例、分摊费用等。

（十七）售电公司总体经营情况，包括售电公司总代理电量、户数、批发侧及零售侧结算均价信息，各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况、结合资产总额确定的售电量规模限额。

（十八）交易总体情况，包括年度、月度、月内、现货交易成交均价及电量。

（十九）发电机组转商情况，包括发电机组、电网侧储能完成整套设备启动试运行时间。

（二十）到期未取得电力业务许可证的市场经营主体名单。

（二十一）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》（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。

第三十一条 市场运营机构应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）成交信息，包括各类交易成交量价信息、日前及实时

市场节点价格和统一结算点价格。

（二）日前省内机组预计划。

（三）月度交易计划。

（四）结算信息，包括各类交易结算量价信息、绿证划转信息、日清算单（现货市场）、月结算依据等。

（五）争议解决结果。

第四章　现货市场交易信息披露

第一节　日前现货市场运营信息

第三十二条　日前现货交易信息发布时间及内容如下：

（一）竞价日前一日（D-2）20:00 前市场运营机构向经营主体发布运行日（D）交易的边界条件信息。主要内容包括：运行日（D）各交易时段系统负荷预测值（单位：兆瓦）、跨省联络线预计划值（单位：兆瓦）、新能源短期功率预测值（单位：兆瓦）、水电发电计划（单位：兆瓦）等。

（二）竞价日前一日（D-2）20:00 前市场运营机构发布运行日（D）主要发输电设备检修信息、断面稳定限额等。同时发布火电机组开机方式、固定出力机组及其发电计划值、必开必停机组。

（三）竞价日（D-1）10:00 前发布各经营主体中长期交易结算曲线。

（四）竞价日（D-1）11:00 前发布日前现货市场的出清结果

及分时段弃风弃光信息。日前现货市场预平衡，出清结果主要包括：运行日（D）机组预平衡启停计划安排、各时段经营主体预平衡中标电量等。

（五）竞价日（D-1）22:00 前发布日前现货市场出清结果包括运行日（D）市场出清机组组合、各交易时段发用双侧中标曲线、分时节点电价以及日前统一结算点分时价格等，并向经营主体发布结算价格；发布日前现货市场机组计划编制结果包括运行日（D）可靠性机组组合安排和各交易时段（15 分钟）机组出力计划曲线等。

第二节　实时市场运营信息

第三十三条　实时现货交易信息发布时间及内容如下：

（一）运行日（D）市场运营机构逐 15 分钟向经营主体发布实时市场出清结果包括发电机组实时出力计划、分时节点电价、结算价格、实时统一结算点出清电价。

（二）运行日（D）市场运营机构逐 15 分钟向经营主体发布省内辅助服务市场出清结果包括发电机组中标调频结果、发电机组低负荷运行状态等。

第五章　披露信息调整

第三十四条　信息调整是指市场成员扩增或变更本细则规定披露的信息，包括新增披露信息，变更披露内容、披露范围、披露周期等。

第三十五条 市场成员可申请扩增或变更信息，申请人应当将申请发送至电力交易机构，内容应包括扩增或变更信息内容、披露范围、披露周期、必要性描述、申请主体名称、联系方式等。

第三十六条 电力交易机构收到扩增或变更信息披露申请后在交易平台发布相关信息，征求市场成员意见。受影响的市场成员在信息发布后7个工作日反馈意见，电力交易机构汇总各市场成员的反馈意见并形成初步审核建议，报国家能源局甘肃监管办公室审核，审核结果通过信息披露平台公示。

第三十七条 申请审核通过后，电力交易机构组织相关信息披露主体开展披露工作。

第三十八条 现货市场信息如有变更应及时发布变更说明。

第六章 信息保密和封存

第三十九条 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第四十条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系

统、办公场所采取隔离措施。

第四十一条 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预主体、干预操作、干预原因等。

（五）实时运行数据，包括机组状态、实际负荷等。

（六）市场结算数据、计量数据。

第四十二条 市场运营机构应当建立市场干预记录管理机制，明确记录保存方式。任何单位或者个人不得违法违规更改已封存信息。市场干预记录应当报国家能源局甘肃监管办公室备案，国家能源局甘肃监管办公室定期对市场干预行为进行监管，保证市场干预行为的公平性。

第四十三条 封存的信息应当以易于访问的形式存档，存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

第四十四条 信息的封存期限为5年，特殊情形除外。

第七章　监督管理

第四十五条　国家能源局甘肃监管办公室对市场成员的信息披露工作进行监管。

第四十六条　电力交易机构配合国家能源局甘肃监管办公室开展信息披露监管工作，对未按本细则披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送国家能源局甘肃监管办公室等方式进行管理。

第四十七条　市场成员应按照本细则要求，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。

第四十八条　对于出现以上行为的市场成员，纳入电力交易信用评价，国家能源局甘肃监管办公室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。

第四十九条　国家能源局甘肃监管办公室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布。

第八章　附则

第五十条 本细则由甘肃省工业和信息化厅、国家能源局甘肃监管办公室、甘肃省发展和改革委员会、甘肃省能源局负责解释。

第五十一条 本细则自2026年4月1日起施行。

附件 5

甘肃电力现货市场结算运行工作方案
（V3.2）

120.235.172.16
2026年10月26日 0:24:19

甘肃电力现货市场结算运行工作方案（V3.2）

为进一步夯实甘肃电力现货市场运营成效，提升现货市场技术支持系统稳定性和实用性，实现各类市场主体全面参与电力现货市场，在2021年至2026年甘肃电力现货市场长周期结算试运行、正式运行的基础上，制定本工作方案。

一、工作目标

（一）依据甘肃电力现货市场相关规则开展现货市场运行结算。

（二）保障现货市场技术支持系统在市场运行期间的稳定性和可靠性。

（三）推进各类新型市场主体参与市场化交易，实现各类市场主体全面参与电力现货市场，提升各类市场主体的市场参与程度和市场化意识。

（四）继续推进省内现货市场与中长期市场、辅助服务市场、省间现货市场以及西北区域各类短期市场的有效衔接，积极参与全国统一电力市场建设。

二、现货市场结算运行方案

（一）总体原则

以省内用电及中长期外送形成的总需求空间作为市场运行边界，发用双侧“报量报价”参与现货市场。依据各类电网安全约束，以社会福利最大化为优化目标，通过日前、实时市场全电量集中竞价，出清运行日火电机组启停计划、发用两侧分时中标电力曲线和现货价格，并以此为结算依据开展结算。

（二）规则依据

1.中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革相关文件。

2.国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系相关文件。

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

4.《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）。

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

6.《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）。

7.《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）。

8.《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货连续运行地区市场建设指引>》的通知（发改能源〔2025〕1171号）。

9.《国家能源局关于支持甘肃省建设国家新能源综合开发利用示范区有关意见的复函》（国能函新能〔2024〕5号）。

10.甘肃省政府批准下发的《甘肃电力现货市场规则》。

11.本工作方案。

12.其他国家有关法律法规。

（三）中长期与现货市场衔接

1.参与现货市场交易的发电和用电主体，其签订的各类中长期交易合同，按照合同约定的曲线参与现货市场偏差结算。

2.市场化交易全部采用发用双方签订的合同作为偏差结算依据。鼓励发用双方协商约定中长期曲线或中长期曲线分解原则，未协商一致的，则按段内电量平均分配方式形成中长期曲线。

3.鼓励市场主体在中长期合同中约定结算参考点。未约定的或未达成一致的，采用现货市场日前统一结算点现货价格作为该笔中长期合同的结算参考点。

（四）市场主体参与方式

1.发电企业

（1）原则上装机容量100MW及以上火电“报量报价”参与现货市场。火电机组自主申报考虑低负荷运行后的最小发电能力，最小发电能力优先出清，不参与市场定价。

（2）集中式新能源、光热电站“报量报价”方式参与现货市场。暂不具备直接参与现货市场条件的扶贫光伏、分布式光伏作为市场边界，符合条件后可自愿“报量报价”参与现货市场。

上网电量全额纳入机制电量范围的特许经营、平价示范新能源及光热电站暂以“报量不报价”的方式参与现货市场。

（3）原则上全厂装机容量50MW及以上的水电参与现货市场分时结算，接受所在节点边际价格，由电力调度机构根据来水预测、水库综合利用需求，综合考虑新能源短期功率预测，制定运行日各水电厂96点发电计划曲线，在满足电网安全约束的前提下在现货市场中优先予以出清。

（4）新能源发电企业需申报日前短期和实时超短期发电能力预测。水电企业在实时运行中依据实时发电能力变化及时修正自调度计划，作为现货市场优化出清依据。

（5）省内低价保供电源、生物质发电作为市场边界，依据其预测发电能力优先出清。

2.电力用户

（1）电力用户以“报量报价”方式参与日前现货市场，在日前申报运行日每小时分段量价曲线，参与日前现货市场出清。

（2）在实时现货市场中，电力用户作为价格接受者，以实际用电曲线参与现货市场偏差结算。

（3）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户在运行日（D）对应到电价节点的每小时分段量价曲线；允许代理聚合用户的售电公司申报统一量价曲线，对应到各电价节点的分配比例按用户报装容量进行分解。

（4）拥有自备电厂的企业，作为电力用户同等参与现货市场交易，在日前申报量价信息，申报规则与直接参与现货市场的电力用户相同。

3.电网侧储能

（1）满足电网接入技术规范的电网侧储能电站，在优先满足新能源消纳和电网调节需求的基础上，直接参与省内现货市场交易。

（2）市场运营机构编制电网侧储能电站日前充放电计划，作为日前市场出清的边界条件。电网侧储能电站在实时现货市场中自主申报充、放电功率曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下实时现货市场予以优先出清。

（3）电网侧储能电站可自行选择参与省内调频辅助服务市场。

（4）市场运营初期，电网侧储能电站以“报量不报价”方式参与现货市场，其充电、放电电量均按照所在节点的实时现货市场价格结算。条件成熟时，电网侧储能“报量报价”参与现货市场。

（五）与省间现货市场、西北区域短期市场的衔接

省内现货市场预平衡出清后，富余发电能力或功率缺额继续参与省间现货市场交易以及西北区域各类短期交易。省间现货交易、西北区域各类短期交易成交后，形成运行日联络线外送终计划，作为省内现货市场正式出清边界。

（六）火电开机方式确定

除安全约束必开机组外，其余火电机组在运行日的开机方式，依据火电企业日前报价，使用安全约束机组组合程序计算得出机组组合优化结果，并经相关电力调度机构安全校核批准后，最终确定运行日火电机组开机方式和启停计划。条件成熟时，可开展多日机组组合计算。

（七）现货市场出清

日前现货市场以系统短期负荷预测、日前外送电计划为边界，依据发电、用户日前申报量价信息，综合考虑各类检修计划、机组运行约束、电网安全约束条件，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到日前现货市场交易结果，包括运行日机组（交易单元）启停计划、发用两侧中标曲线、发电侧分时节点电价以及统一结算点分时电价，作为发用两侧结算依据。

实时现货市场以15分钟为间隔，依据实时电网运行边界和发电侧日前申报量价信息，综合考虑实时负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动出清未来15分钟至2小时的分时节点电价和各发电企业的实时发电计划。调频市场调用依据实时现货市场出清结果开展。

（八）煤电机组低负荷运行

煤电机组考虑自身低负荷运行能力，日前申报最小发电出力

和量价曲线，现货市场依据煤电机组日前申报和各时段新能源富余情况进行集中优化出清。

（九）现货市场结算

参与日前、实时现货市场结算的经营主体，以每15分钟为基本计算时段，依据现货市场出清结果和分时上网、用电量和日前、实时现货市场出清价格进行差价合约结算。

1.现货市场结算定价

发电侧经营主体以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算。

电网侧储能放电电量为正、充电电量为负，均以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算。

绿电直连项目上网电量为正、下网电量为负，均以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过出清限价时按市场出清限价进行结算。在新能源消纳困难时段，绿电直连项目不应向公共电网反送电，该时段若存在上网电量，则按0元/兆瓦时价格结算。

就地消纳试点示范项目内部匹配电量按所在节点的节点边际价格结算，暂定执行至2027年3月31日。

用电侧经营主体以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。

2.电能量电费结算方式

依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）相关条款，甘肃电力现货市场结算采用以下方式：

中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值。日前出清电量与中长期合同电量的偏差按日前现货市场出清价格结算。实际电量与日前出清电量的偏差按实时现货市场出清价格结算。

未参与现货市场的经营主体，其实际用电量与中长期合同的偏差，按照中长期规则结算。

（十）省间双轨制资金与市场运营费用

1.省间双轨制不平衡资金

由于月内开展的各类省间短期交易未清分至各经营主体，省外按省间交易价格结算，在省内按现货市场价格结算，两者产生的费用偏差即为省间双轨制资金，分为省间外送双轨制资金与省间外购双轨制资金。省间外送双轨制资金由参与日清分的发电侧经营主体（不含电网侧储能）按照月度实际上网电量比例分摊；省间外购双轨制资金由参与省内电力电量平衡的发、用两侧市场化经营主体（不含电网侧储能）共同承担。积极推动省间交易开展日清分，逐步减少省间实际外购电量与可分时计算外购电量的差额。

2.煤电机组成本补偿费用

按日计算参与市场出清煤电机组的启动成本、空载成本和电能成本总和，与现货实时市场电能量电费相比较，当现货实时市场收入低于启动成本、空载成本和电能成本总和时，给予补偿。由于供热等机组自身原因必开的机组，其启动成本、空载成本和最小发电出力及以下的电能成本不再补偿。此费用由省内全体工商业用户按月度用电量比例分摊。

3.储能集中调用补偿费用

储能集中调用补偿费是指拥有配建储能的新能源企业，当其配建储能根据调度指令发生从主网充电情况时，对其充电成本进行补偿。此费用由省内全体工商业用户按月度用电量比例分摊。

4.新能源调频增发超额获利回收费用

新能源调频增发超额获利回收费用指为避免新能源出清环节的发电能力持留，对新能源辅助调频增发电量的超额收益进行回收。此费用由直接参与省内现货市场的新能源经营主体按照月度上网电量比例分享。

5.阻塞风险对冲费用

市场初期，在结算环节设置阻塞风险对冲费用机制，对参与现货市场日清分的火电及新能源经营主体合理中长期合同产生的中长期阻塞费用进行回收或补偿，此费用由直接参与省内现货市场的火电及新能源经营主体按照月度上网电量比例分摊。

6.现货市场运营费用分摊（分享）条款中省内全体工商业用户及用电侧市场化经营主体用电量均包含电网侧独立新型储能

充电电量。

（十一）月结算管理

1.月结算流程

每月第3个工作日前，电网企业提供上月月度计量抄表数据。

每月第5个工作日前，计算前一月用电侧经营主体的月度电能量电费。每月第10个工作日前，计算前一月发电侧电能量电费、省间双轨制资金和市场运营费用及分摊结果。

用户侧电能量电费随电费账单在第5个工作日前发行。用户侧应承担的省间双轨制资金和市场运营费用在下一发行周期发行。发电侧（含电网侧储能）电能量电费及省间双轨制资金和市场运营费用在第10个工作日前发行。

2.结算模式双轨制资金

按照国家规定的“顺价结算”原则，在M+2月以“总对总”的方式计算，由全体工商业用户（不含电网侧储能）按月度用电量比例分摊（分享）。

（十二）差错处理

月度结算正式结果发布后，因中长期合同、计量等异常情况导致需额外追补或收缴的费用，计入差错追补资金，并在最近一次市场结算中予以兑现。

（十三）省间短期外送交易

现货市场结算运行期间，电力调度机构依据省内、省间现货

市场平衡交易结果以及未来电力平衡余缺情况，组织开展跨省区短期外送交易。

经营主体参加的跨省区短期交易，其中可按日清分到经营主体的交易电量，结算环节将日前部分视为中长期合同，将日内或实时部分叠加至日前出清结果开展实时市场偏差计算。

经营主体参加的跨省区短期交易，其中暂未按日清分到经营主体的交易电量，由交易机构在月度结算时统一发布。现阶段，此类型交易主要包括跨省区应急交易、西北日前及实时交易、跨省调峰交易、备用市场交易、政府间协议确定的可在日前、日内、实时组织的网对网外送等。运行月结束后，交易机构综合考虑省内清洁能源消纳权重指标完成进度，确定当月参与省间短期交易结算相关场站。原则上，不能精确认定确为新能源消纳需求产生的跨省区短期交易，均选择火电机组作为短期外送结算主体。

其中暂未按日清分的跨省区短期交易或波动偏差，交易机构在发布月度结算账单时，可根据需要设置两项结算科目，其中短期外送电费等于短期交易电量和波动偏差电量与价格的乘积，短期外送补偿费用等于短期交易外送和波动偏差对应的日清分电费累加值与短期外送和波动偏差电费的差值。

（十四）信息发布

依据《国家能源局关于印发<电力市场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）有关要求，通过统一交易平台向市场主体及时发布现货市场信息。

（十五）特殊情况处理

1.当出现联络线、断面越限等情况，可由电力调度机构值班调度员进行人工干预措施，保证电网的正常运行，并按相关细则开展结算。

2.当发生出清价格异常情况时，可在结算时采取价格限制措施，保证市场平稳。

（十六）市场中止及恢复

当现货市场出现以下情况时，可中止现货市场运行，恢复传统调度模式，并尽快报告国家能源局派出机构和政府相关部门，待异常状况消除后重新恢复现货市场运行：

1.电力供应出现严重紧缺情况，供需比小于1.05的时段连续出现超过50个，或需要执行有序用电方案时。

2.突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或引起电网设备大面积故障，威胁电网安全稳定运行时。

3.重要发、输、变电设备故障跳闸，引起相关断面裕度下降超过50%，影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

4.现货市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）运行异常，导致现货市场交易无法正常组织或市场出清结果异常，超过2小时无法恢复正常时。

5.其他影响电网安全运行的突发情况，需立即终止现货市场运行时。

现货市场运行中止后，电力调度机构以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的发电计划进行实时调整。

导致现货市场中止运行的异常情况消除，现货市场具备投入运行条件后，市场运营机构报国家能源局派出机构和政府相关部门同意后，立即恢复现货市场运行。

三、市场运行参数

（一）市场申报限价。包含申报价格上限与申报价格下限，单位为元/兆瓦时。申报价格仅指电能量价格，不含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等。申报价格上限与申报价格下限目前设置为500元/兆瓦时与40元/兆瓦时，价格主管部门另有规定的按最新规定执行。

（二）市场出清限价。包含出清价格上限与出清价格下限，单位为元/兆瓦时。结算价格仅指电能量价格，不含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等。出清价格上限与出清价格下限目前设置为650元/兆瓦时与40元/兆瓦时，价格主管部门另有规定的按最新规定执行。

（三）煤电机组核定启动成本。单位为元/次。煤电机组启动成本按照发布的加权平均启动成本核算。1000兆瓦超超临界机组冷态、温态、热态、极热态加权平均启动成本默认为720000、470000、380000、350000元/次，600兆瓦超临界机组冷态、温态、热态、极热态加权平均启动成本默认为550000、410000、280000、

160000 元/次，350 兆瓦超临界机组冷态、温态、热态、极热态加权平均启动成本默认为 440000、300000、200000、140000 元/次，300 兆瓦及以下亚临界机组冷态、温态、热态、极热态加权平均启动成本默认为 530000、390000、270000、180000 元/次。

（四）煤电机组核定空载成本。单位为元/小时。煤电机组空载成本按照发布的空载煤耗乘以月度全省电煤价格核算。1000 兆瓦超超临界机组空载煤耗默认为 25670 千克/小时，600 兆瓦超临界机组空载煤耗默认为 20345 千克/小时，350 兆瓦超临界机组空载煤耗默认为 10622 千克/小时，300 兆瓦及以下亚临界机组空载煤耗默认为 9084 千克/小时。

（五）煤电机组核定边际成本。单位为元/兆瓦时。煤电机组边际成本按照发布的边际煤耗曲线乘以月度全省电煤价格核算，目前边际煤耗曲线按以下公式计算：

1.300 兆瓦及以下亚临界机组边际煤耗（千克/兆瓦时）=2×2.46055×10^{-2}×功率（兆瓦）+286.37

2.350 兆瓦超临界机组边际煤耗（千克/兆瓦时）=2×6.94002×10^{-3}×功率（兆瓦）+287.02

3.600 兆瓦超临界机组边际煤耗（千克/兆瓦时）=2×2.34694×10^{-2}×功率（兆瓦）+274.32

4.1000 兆瓦超超临界机组边际煤耗（千克/兆瓦时）=2×1.79952×10^{-2}×功率（兆瓦）+238.58

（六）系统备用容量。日前现货市场出清、可靠性机组组合计算时，全天各时段备用容量不低于单一交流元件故障可能产生的最大功率缺额与最大单个参与市场的发电机组额定容量取大值。特殊时期电力调度机构可根据系统安全运行需要，调整备用值。

（七）约束松弛惩罚因子。现货市场优化计算时，可根据特定的松弛条件采用惩罚因子法对某些约束进行松弛化处理，以保证能够得到可行解。

日前现货市场负荷平衡约束惩罚因子1000000000；断面稳定限额约束、线路稳定限额约束、N-1稳定限额约束惩罚因子为10000000；节点价格计算惩罚因子为1000。

实时现货市场负荷平衡约束惩罚因子1000000000；断面稳定限额约束、线路稳定限额约束、N-1稳定限额约束惩罚因子为10000000；节点价格计算惩罚因子为1000。

电力调度机构可根据现货市场优化出清情况提出参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

（八）新能源类型调节系数。用于调节不同新能源类型因技术特性而产生的发电能力时长差异。现阶段默认风电、光伏调节系数均为1.0。电力调度机构可根据现货市场运营情况提出参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

（九）阻塞风险对冲费用调节系数。用于确定发电企业月度实际阻塞风险对冲费用，现阶段默认为80%。电力调度机构可根

据现货市场运营情况提出参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

（十）煤电利用小时数补偿系数。用于确定市场力监测参考平均价格，现阶段默认为1.3，按照政府主管部门相关要求按年度调整。

（十一）市场力缓解参考价格曲线。用于开展市场力缓解时替换火电机组报价。基于机组核定边际成本曲线确定，根据价格主管部门相关要求动态调整计算方式，现阶段按以下方式计算：

1.在第一段出力区间（0至考虑低负荷运行的最小发电能力），参考价格等于核定边际成本曲线中最低边际成本；

2.在其他区间，以每段出力区间起点减去考虑低负荷运行的最小发电能力的容量差值，除以申报最大发电能力减去考虑低负荷运行的最小发电能力的容量差值，再乘以2倍的“煤电利用小时数补偿系数减1”，确定该区间的线性增长系数，再以每段出力区间起点对应核定边际成本曲线中的边际成本为基础，按线性增长系数等比例上浮，确定该出力区间参考价格。

四、风险防控

（一）技术支持系统风险

现货市场技术支持系统风险可能包括现货市场无出清结果、出清计划值发送异常等情况。

1.对实时现货市场连续2小时无出清结果（如优化不收敛），应及时中止实时现货市场运行，将发电机组、场站控制方式由现

货市场控制模式切回至传统控制模式，并及时分析排查异常原因。

2.若现货市场出清计划值发送或接收功能异常，导致能量管理系统无法执行现货市场出清发电计划时，电力调度机构应以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则，对发电机组的实时发电计划进行人工干预调整，保证电力系统安全稳定运行，直至相关控制系统功能恢复正常。

（二）输变电设备检修操作风险

现货市场结算运行期间，电网输变电设备检修工作开展时，可能存在临时控制相关断面潮流，以及输变电设备操作时间提前或推后等情况。为防范以上情况对电网运行带来风险，值班调度员应密切监视电网的运行状况和输变电设备检修工作进展，必要时人工干预现货市场出清计划，保证电网频率、电压在合格范围内，相关控制断面不超过安全稳定极限。

需要紧急控制断面时，电力调度机构可以将部分机组控制模式切回传统控制模式，或直接进行人工干预。

（三）电网运行风险

现货市场结算运行期间，电网可能由于负荷突变，发、输、变电设备紧急缺陷或故障跳闸等临时原因，出现系统备用不足、电力供需不平衡、以及局部断面过载等紧急情况，威胁电网的安全稳定运行。电力调度机构应按照“安全第一”的原则及时处理事故和调整电网运行方式，保证电网频率、电压在合格范围内，

相关控制断面不超过安全稳定极限。若电网出现严重异常情况，可及时中止运行，恢复传统控制模式，直至异常状态消除。

（四）市场边界条件异常

现货市场结算运行期间，应确保实时现货市场边界条件准确。若系统边界条件在实时现货市场两个交易周期间发生变化，如联络线计划临时变更，可能导致实时现货市场当前交易时段的出清结果与系统运行边界不一致，电网短时运行异常的情况，电力调度机构可按照保证电网安全稳定运行的原则，直接进行人工干预。

（五）网络安全风险

现货市场结算运行期间，应按照国家网络安全有关规定，做好现货市场交易相关网络安全防护工作。若出现黑客攻击、恶意代码执行、干扰和破坏等紧急情况，相关业务部门可立即采取断开异常用户连接、停用相关业务端口或网络等措施，避免影响现货市场正常运行。若网络攻击已导致现货市场技术支持系统中运行数据破坏或系统运行异常，应立即中止实时现货市场运行，将发电机组、场站控制方式切换至传统调度控制模式。待网络安全风险消除，系统运行数据及相关功能检查无异常，实时现货市场具备重新投入运行条件后，及时恢复现货市场正常运行。

五、工作要求

（一）夯实运营技术，保障市场平稳。市场运营机构需加强市场运行监视和技术支持系统运维，确保现货市场交易申报出清

功能正常运转，做好风险管控和应急处置，按规则开展结算和信息披露，保障市场稳定有序。

（二）做好运行准备，提升参与能力。各市场主体应加强对现货市场规则的学习，熟练掌握结算运行相关要求，提前检查技术支持系统场站端功能，确保登录及申报正常。市场主体在申报时应充分考虑机组状态或用电实际，新能源企业需确保及时上传短期及超短期预测，避免因预测偏差造成弃电或收益损失。

（三）严肃调度纪律，规范执行调令。现货市场结算运行期间，发电企业须严格服从电力调度机构指挥，严格遵守电网调度规程及相关规定，严格执行电力调度机构下达的发电计划及调度指令，违者将按“两个细则”严肃处罚。

（四）强化规范管理，落实安全责任。各市场主体应做好人员及申报账户管理，严格遵守网络安全有关规定，做好网络安全防护工作。因账户丢失或网络安全防护不到位造成的相关损失，由市场主体自行承担。

六、现货市场转模拟运行期间电网调度原则

现货市场因各种原因临时终止结算运行并转入模拟运行后，按以下原则开展发电侧日前及日内调度工作：

（一）水电依据来水全额消纳。新能源在保证电网调峰、调频、断面等安全稳定运行的情况下，尽最大能力发挥常规水、火电的调峰能力、优先消纳新能源发电；在常规能源调峰能力用尽时，新能源参与全网调峰。火电厂依据月度计划完成进度调整开

机方式，日内实时出力调整参考火电月度计划完成进度。

（二）富余新能源发电能力继续参与各类省间短期交易。

（三）调频辅助服务市场暂停运行，所有发电机组、场站按照能量管理系统实时控制指令参与电网实时运行控制。