

附件 2

甘肃电力现货市场管理实施细则 (征求意见稿) (V3.2)

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，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 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）等文件要求，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。

第二章 适用范围

第三条 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。

第四条 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。

第五条 参与现货市场的经营主体指按照现货市场价格结算且公平承担现货市场各类费用的各类型发电企业、电力用户、售电公司和新型经营主体。

第三章 市场成员

第六条 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一体化项目等）。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，就地消纳一体化项目需经政府相关部门批复同意。

第七条 电网企业指国网甘肃省电力公司。

第八条 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”）。

第九条 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。

第十一条 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。

第十二条 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。

第十三条 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。

第十四条 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。

第十五条 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

第十六条 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。

第十七条 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。

第十八条 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。

第十九条 售电公司按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）规定执行，如有新规的从其规定。

第二十条 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。

第二十一条 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一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度。具有法人资格时，可选择转为独立储能项目，作为市场主体直接参与电力市场交易。

第二十二条 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。

第二十三条 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）直接入市的分布式光伏应具备可观、可测、可调、可控能力；聚合为电源型虚拟电厂的分布式光伏，应满足省级虚拟电厂技术标准，由营销组织审核，整体对外满足可观、可测、可调、可控的要求。

第二十四条 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电力现货市场。

第二十五条 新投产发电机组在归调次日零点起参与电力现货市场。

第二十六条 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

第二十七条 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。

第二十八条 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。

第二十九条 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

第三十条 经营主体自愿办理申请退市手续，需提前 45 天以书面形式向电力交易机构提交市场退市或注销申请。

第三十一条 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。

第三十二条 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

第二十七条 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。

第二十八条 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。

第二十九条 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

第三十三条 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。

第三十四条 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。

第三十五条 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。

第三十六条 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。

第三十七条 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。

第三十八条 发电机组的缺省运行参数允许每年变更一次。每年 12 月底前，发电企业可向市场运营机构提出运行参数变更申请，经审核同意后生效。

第三十九条 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。

第四十一条 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

第四十二条 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。

第四十三条 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。

若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定方法分配获得。

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。

第四十四条 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。

多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，结算单元电量分配方式应在市场规则或方案中予以明确。

依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

第四十五条 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

第四十六条 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量装置的技术管理。

第四十七条 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。

第四十八条 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

第四十九条 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。

第五十一条 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。

第五十二条 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。

第五十三条 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

第五十四条 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。

第五十五条 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。

第五十六条 用户侧电量采集补全算法

对于甘肃省内参与市场交易的用户，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（自然天）时，进行示值追溯。

（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。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）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。

第五十七条 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。

第五十八条 用户窃电或违章用电，相关退补电量不纳入市场结算范畴。

第七章 附 则

第五十九条 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。

第六十条 本细则自 2026 年 × 月 × 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 OperationSystem）：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程序的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。