附件

浙江省电力现货市场基本规则

（征求意见稿）

2022年5月

**目录**

[第一章 总则 3](#_Toc94250403)

[第二章 市场成员管理 4](#_Toc94250404)

[第一节 市场成员 4](#_Toc94250405)

[第二节 权利和义务 6](#_Toc94250406)

[第三节 市场准入与退出 11](#_Toc94250407)

[第四节 市场注册与注销 14](#_Toc94250408)

[第三章 交易组织 18](#_Toc94250409)

[第一节 市场概述 18](#_Toc94250410)

[第二节 市场主体参与方式 18](#_Toc94250411)

[第三节 价格机制 20](#_Toc94250412)

[第四章 合约市场 21](#_Toc94250413)

[第一节 合约分类及要素 21](#_Toc94250414)

[第二节 交易组织 22](#_Toc94250415)

[第三节 合约管理 24](#_Toc94250416)

[第四节 外来电中长期合约 25](#_Toc94250417)

[第五章 日前市场 25](#_Toc94250418)

[第一节 组织方式 25](#_Toc94250419)

[第二节 边界条件准备及事前信息发布 26](#_Toc94250420)

[第三节 市场主体申报 26](#_Toc94250421)

[第四节 市场出清及结果发布 27](#_Toc94250422)

[第六章 实时市场 28](#_Toc94250423)

[第一节 组织方式 28](#_Toc94250424)

[第二节 实时市场边界条件准备 28](#_Toc94250425)

[第三节 实时市场出清与结果发布 29](#_Toc94250426)

[第四节 交易执行及运行调整 30](#_Toc94250427)

[第七章 辅助服务市场 32](#_Toc94250428)

[第一节 基本概念 32](#_Toc94250429)

[第二节 辅助服务市场出清与结果发布 32](#_Toc94250430)

[第八章 系统安全 34](#_Toc94250431)

[第九章 市场计量 36](#_Toc94250432)

[第十章 市场结算 38](#_Toc94250433)

[第一节 结算管理 38](#_Toc94250434)

[第二节 结算流程 41](#_Toc94250435)

[第三节 电费追补及其他 42](#_Toc94250436)

[第十一章 市场清算 42](#_Toc94250437)

[第一节 清算管理 42](#_Toc94250438)

[第二节 清算内容 43](#_Toc94250439)

[第十二章 信息发布 44](#_Toc94250440)

[第十三章 风险管控 46](#_Toc94250441)

[第一节 市场力管控 46](#_Toc94250442)

[第二节 特殊情况处理机制 46](#_Toc94250443)

[第三节 价格管制 48](#_Toc94250444)

[第四节 市场熔断、中止与恢复 49](#_Toc94250445)

[第十四章 技术支持系统 51](#_Toc94250446)

[第十五章 信用体系 53](#_Toc94250447)

[第十六章 争议处置 55](#_Toc94250448)

[第十七章 免责条款 56](#_Toc94250449)

[第十八章 附则 56](#_Toc94250450)

[附录 57](#_Toc94250451)

# 总则

1. 〔目的〕为规范浙江电力现货市场的运行和管理，维护交易各方的合法权益和社会公众利益，构建安全、经济、绿色的电力市场体系，制定《浙江省电力现货市场规则（试行）》。
2. 〔依据〕本规则根据国家有关法律、法规和《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、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《国家能源局关于印发<电力现货市场信息披露办法（暂行）>的通知》（国能发监管〔2020〕56号）、《2022年浙江省电力市场化交易方案》（浙发改能源〔2021〕426号）、有关行业标准等文件精神，结合浙江实际进行编制。
3. 〔编制原则〕本规则遵循的主要原则：
4. 安全可靠，保障民生。确保电力供需平衡、安全可靠，保障基本公共服务供给和电力行业的健康平稳发展。
5. 经济高效，优质公平。优化省内电力资源配置，激发市场主体活力，构建多元、竞争、公平的市场体系。
6. 绿色环保，可持续发展。推进国家能源战略，保障清洁能源优先收购，积极服务清洁能源示范省建设。
7. 统一市场，两级运作。统筹考虑省间交易和省内交易，积极配合全国统一电力市场建设。
8. 〔市场秩序〕市场成员应严格遵守市场规则、调度规程，服从市场运营机构统一管理，自觉自律、诚实守信，确保电力系统的安全、稳定、优质、经济运行。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。
9. 〔监督主体〕浙江省发展改革委（以下简称省发展改革委）和国家能源局浙江监管办公室（以下简称浙江能源监管办）依法履行监管职责，对市场主体行使市场力、影响（妨碍）公平竞争、影响电网公平开放、不正当交易行为等情况实施监管，对省电力交易机构和省电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。具体内容遵循《浙江省电力市场监管实施办法》等文件要求。

# 市场成员管理

## 市场成员

1. 〔市场成员构成〕浙江电力市场的市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。市场主体包括各类发电企业、售电公司、市场化电力用户、独立辅助服务提供者等。市场运营机构包括省电力交易机构和省电力调度机构。
2. 〔发电企业〕发电企业主要包括受各级电力调度机构调度的发电厂。发电企业原则上以机组为单位参与市场，并且符合环保超低排放相关要求。联合循环等不适合分成单台机组参与交易的可虚拟为一台机组参与市场。非统调电厂、光伏、风电站等新能源发电企业原则上以场站为单位注册一个机组。一个场站有多个法人的，根据法人分别注册。
3. 〔售电公司〕售电公司可分为如下两类：
4. 拥有配电网运营权的售电公司。
5. 不拥有配电网运营权的售电公司。
6. 〔市场化电力用户〕市场化电力用户包括批发市场用户、零售用户和电网企业代理购电用户：
7. 批发市场用户是指直接参与电力批发交易的电力用户。
8. 零售用户是由售电公司代理参与电力零售交易的电力用户。
9. 电网企业代理购电用户是指由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。
10. 〔独立辅助服务提供者〕独立辅助服务提供者是指具备提供调频辅助服务能力的独立储能电站、虚拟电厂等。
11. 〔电网企业〕电网企业主要是指国网浙江省电力有限公司、永强供电公司以及其他增量配电网企业。
12. 〔阶段保障性用户〕阶段保障性用户是指按照相关政策规定，执行保量保价优先发电电源部分非市场化电量所对应的由电网企业承担保底供电服务的电力用户。
13. 〔省电力交易机构〕省电力交易机构是指浙江电力交易中心有限公司。
14. 〔省电力调度机构〕省电力调度机构是指浙江电力调度控制中心。
15. 〔交易服务费〕省电力交易机构不以营利为目的，可向市场主体合理收费，主要包括注册费、年费、交易手续费。交易服务收费方案由省电力交易机构提出，经电力市场管理委员会审议，报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办同意后执行。

## 权利和义务

1. 〔发电企业的权利和义务〕发电企业的基本权利和义务：
2. 按规则参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；
3. 获得公平的输电服务和电网接入服务；
4. 签订并执行并网调度协议，服从各级电力调度机构的统一调度；
5. 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
6. 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
7. 法律法规规定的其他权利和义务。
8. 〔不拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务〕不拥有配电网运营权的售电公司的基本权利和义务：
9. 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算。提供电力中长期交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产、经营基本信息；
10. 已在电力交易机构注册的售电公司不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区参与市场化交易。交易对象为全省工商业电力用户；
11. 依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；
12. 按照规则向省电力交易机构、省电力调度机构提供签约零售用户的总交易电力电量需要、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；
13. 依法依规履行清洁能源消纳责任；
14. 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
15. 法律法规规定的其他权利和义务。
16. 〔拥有配网运营权售电公司的权利和义务〕拥有配电网运营权的售电公司的基本权利和义务：
17. 具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务；
18. 拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务；
19. 承担配电网安全责任，按照要求提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和浙江省标准；
20. 按照要求负责配电网络的投资、建设、运营等工作，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司；
21. 同一配电区域内只能有一家企业拥有该配电网运营权，并按规定收取由发电企业或售电公司与电力用户协商确定的市场交易价格、配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政府性交叉补贴）、配电网的配电价格、以及政府性基金及附加组成。配电区域内电力用户承担的政府性基金及附加，按国家规定执行，由配电公司代收、省级电网企业代缴；
22. 承担保密义务，不得泄露用户信息；
23. 法律法规规定的其他权利和义务。
24. 〔市场化电力用户的权利和义务〕市场化电力用户的基本权利和义务：
25. 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；
26. 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、辅助服务费用、输配电费、政府性基金及附加等；
27. 依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
28. 服从省电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按省电力调度机构要求安排用电；
29. 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；
30. 依法依规履行清洁能源消纳责任；
31. 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
32. 法律法规规定的其他权利和义务。
33. 〔独立辅助服务提供者的权利和义务〕独立辅助服务提供者的基本权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行市场交易合同，按时完成资金结算；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（三）服从省电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

1. 〔电网企业的权利和义务〕电网企业的基本权利和义务：
2. 保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；
3. 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；
4. 向市场主体提供报装、抄表、计量、结算、收费、维修等各类供电服务；
5. 建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从各级电力调度机构的统一调度；
6. 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向各级电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；
7. 为未直接参与市场交易、已直接参与市场交易又退出的工商业用户和新装工商业用户提供代理购电服务。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，保持价格稳定；
8. 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；
9. 签订和履行相应的代理购电合同和供用电合同；
10. 考虑季节变更、节假日安排等因素定期预测代理购电工商业用户分时段用电量及典型负荷曲线，保障居民、农业用户的用电量规模单独预测；
11. 依法依规履行清洁能源消纳责任；
12. 法律法规规定的其他权利和义务。
13. 〔省电力调度机构的权利和义务〕省电力调度机构的基本权利和义务：
14. 负责按调度范围开展安全校核；
15. 根据调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全稳定运行；
16. 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行，保障电力市场正常运行；
17. 负责电力现货市场、辅助服务市场交易组织等工作；
18. 按规定披露和提供相关信息；
19. 经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止；
20. 法律法规规定的其他权利和义务。
21. 〔省电力交易机构的权利和义务〕省电力交易机构的基本权利和义务：
22. 参与拟定相应电力交易规则，拟定相应电力交易实施细则；
23. 提供各类市场主体的注册服务；
24. 按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；
25. 提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；
26. 建设、运营和维护电力市场化技术支持系统；
27. 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；
28. 监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向省发展改革委、浙江能源监管办及时报告；
29. 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为向省发展改革委、浙江能源监管办报告并配合调查；
30. 配合开展市场主体信用评价，维护市场秩序；
31. 法律法规规定的其他权利和义务。

## 市场准入与退出

1. 〔准入基本要求〕参与电力市场化交易的发电企业、售电公司、独立辅助服务提供者，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）经法人单位授权，可以参与相应电力交易。
2. 〔发电企业准入要求〕发电企业参与浙江电力市场需满足以下准入要求：
3. 具备安装双表双终端条件，具备电量分时计量与数据传送条件，数据精度、准确性与可靠性应能满足交易要求；
4. 依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或者豁免取得电力业务许可证（发电类）；新投产机组在取得电力业务许可证前，可凭项目核准文件先行办理注册手续，待取得电力业务许可证后按规则参与交易结算；
5. 并网自备电厂参与电力市场化交易，须公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及政策性交叉补贴、支付系统备用费，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，并参与电网辅助服务与考核。
6. 〔售电公司准入要求〕售电公司参与浙江电力市场需满足以下准入要求：
7. 按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格。
8. 资产要求：

1.资产总额不得低于2千万元人民币。

2.资产总额在2千万元到2亿元人民币的售电公司，具体可从事的售电业务年售电量为：

Q售电量=S资产总额×30

Q售电量：指售电公司可从事年售电量，单位：亿千瓦时；

S资产总额：指售电公司资产总额，单位：亿元。

3.资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。

4.拥有配电网经营权的售电公司，其注册资本不低于其总资产的20%。

1. 应具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。拥有10名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验。至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。
2. 无不良信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。
3. 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证，并符合其他有关规定。
4. 具备日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线的技术能力。
5. 〔市场化电力用户准入要求〕市场化电力用户参与浙江电力市场需满足以下准入要求：
6. 拥有燃煤自备电厂的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费等；
7. 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议；
8. 微电网用户应满足微电网接入系统的条件；
9. 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；
10. 具备安装双表双终端条件，且具备电量分时计量与数据传送条件，数据精度、准确性与可靠性应能满足交易要求；
11. 直接参加批发市场交易的电力用户，在满足前述条件基础上，还应具备日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线的技术能力，与现货市场相适应的分时计量能力，满足现货市场计量和结算等要求。
12. 〔独立辅助服务提供者准入条件〕独立辅助服务提供者经省电力调度机构进行技术测试通过后，可参与市场化交易。

## 市场注册与注销

1. 〔注册基本要求〕市场主体资格采取注册制度。参与电力市场化的发电企业和售电公司应符合国家、浙江省有关准入条件，在省电力交易机构完成注册后，可参与市场交易。省电力交易机构根据市场主体注册情况，及时汇总形成市场主体目录，并向省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办备案，及时向社会公布。

市场主体需保证注册信息的真实性、完整性和准确性。如市场主体提供虚假注册材料、以及市场化电力用户同时与多个售电公司在一个合同周期内签署购售电合同而造成的损失，均由责任方承担。省电力交易机构收到市场主体提交的注册申请和注册材料后，原则上在7个工作日内完成材料完整性核验。

1. 〔发电企业和市场化电力用户注册〕参加浙江电力市场化交易的发电企业和市场化电力用户（由售电公司代理的用户除外），按照承诺、注册、备案的流程，在电力交易平台办理市场注册手续，获取交易资格。

承诺流程：发电企业和市场化电力用户按固定格式的信用承诺书，准确填写相关信息，由本单位法人代表签署并加盖单位公章。

注册流程：发电企业和市场化电力用户在电力交易平台办理注册，填写包括企业基本信息、商务信息、机组信息以及用电单元信息等注册信息，扫描上传公司营业执照等材料。电力交易机构在收到发电企业和市场化电力用户的注册申请后，对注册信息资料进行形式检查，并将检查结果告知发电企业和市场化电力用户。对资料提供不全或不规范的，发电企业和市场化电力用户应按要求对信息和资料进行补充和完善。

备案流程：省电力交易机构按月汇总发电企业和市场化电力用户的注册情况，向省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办备案。

1. 〔售电公司注册〕参加浙江电力市场化交易的售电公司，按照“一承诺、一注册、一公示、三备案”的流程，在电力交易平台办理市场注册手续，获取交易资格。

“一承诺”：售电公司按固定格式的信用承诺书，准确填写相关信息，由本单位法人代表签署并加盖单位公章。

“一注册”：售电公司在电力交易平台申请注册，填写并提供包括企业工商基本信息、专业人员、公司资产、电力市场技术支持系统及经营场所等信息资料。省电力交易机构在收到售电公司的注册申请后，对注册信息资料进行形式检查，并将检查结果告知售电公司。对资料提供不全或不规范的，售电公司应按要求对信息和资料进行补充和完善。电子资料形式检查合格后，售电公司按要求携带信用承诺书原件、相关资料原件及复印件，现场办理资料核对，核对通过的进入公示流程。

“一公示”：按规定将市场主体提交的满足准入条件的信息、材料和信用承诺书通过电力交易平台向社会公示，同步发“信用中国”网站，公示期为1个月。公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。公示期存在异议的市场主体，注册暂不生效，市场主体可自愿提交补充材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，由省电力交易机构进行现场核验，情况属实的，可不同意注册，并将相关情况报告给省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办。

“三备案”：省电力交易机构按月汇总售电公司注册情况向省能源局、浙江能源监管办和政府引入的第三方征信机构备案。

1. 〔注册信息变更〕市场主体注册信息发生变化时，应在电力交易平台提出注册信息变更申请。省电力交易机构完成信息变更形式检查后，注册信息变更生效。售电公司的公司名称、法定代表人、资产总额等变更属于信息变更范畴。售电公司申请注册信息变更的，应再次履行公示手续。
2. 〔市场注销〕市场注销主要包括自愿退市注销和与强制退市注销。
3. 自愿退市注销是指市场主体因自身原因主动要求退出电力市场，注销市场注册的行为。省电力交易机构负责受理市场主体的申请，并提交电网企业进行技术评估和应付款项支付确认评估并出具是否同意的意见，省电力交易机构同步研究违约补救措施。电网企业出具同意的意见后，由省电力交易机构对该市场成员进行注销，并根据违约补救措施组织剩余未履行合约专场交易。
4. 强制注销是指市场主体违约、违反相关规定等原因，由浙江能源监管办出具强制注销的行政处罚决定书，被动退出电力市场，省电力交易机构强制撤销其注册资格的行为。
5. 〔零售用户绑定〕售电公司与零售用户签订购售电合同后，售电公司登陆电力交易平台提交绑定申请，填写相关信息，并由零售用户通过交易平台确认，形成双向绑定。
6. 〔零售用户绑定关系失效处理〕零售用户与售电公司的绑定关系到期或解除后，未及时建立新的绑定关系，视为退出市场。
7. 〔批发市场用户与零售用户转换〕满足批发市场准入条件的零售用户与售电公司绑定关系到期或解除后，完成批发市场入市确认手续，即成为批发市场用户。批发市场用户在批发市场合同履约完毕后，与售电公司确立绑定关系，即成为零售用户。

# 交易组织

## 市场概述

1. 〔市场定位〕浙江电力现货市场主要面向省内发电企业、售电公司、市场化电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体，在省内电力供需平衡和电网安全稳定运行的前提下，通过市场化竞争实现省内资源优化配置。跨省区送受电作为省内现货市场出清的边界条件。
2. 〔市场定义与分类〕浙江电力市场由电力批发市场和电力零售市场构成。电力批发市场由合约市场、现货电能量市场和辅助服务市场组成。
3. 〔现货市场架构〕现货市场环境下，基于差价合约开展合约市场，现货电能量市场主要包括日前市场和实时市场，通过全电量申报、集中优化出清的方式开展现货电能量交易，得到机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时现货电能量价格。
4. 〔辅助服务市场架构〕浙江电力辅助服务市场主要开展调频辅助服务交易，逐步探索备用、快速爬坡、无功和黑启动等辅助服务交易。

## 市场主体参与方式

1. 〔统调煤电机组〕统调燃煤机组通过报量报价方式，竞价参与市场申报出清，依据出清结果确定启停和出力，给予运行成本补偿。
2. 〔统调燃气机组〕统调燃气机组通过报量报价方式，竞价参与市场申报出清，依据出清结果确定启停和出力，给予运行成本补偿。其中同轴燃机通过全容量报价决定启停和出力；分轴燃机通过燃机容量报价决定启停和出力，汽机不参与报价，按照固定比例跟随燃机出力。
3. 〔试验及热电联产机组〕试验机组、政府批准的热电联产机组等以自计划模式参与。自计划机组经省电力调度机构同意，在截止时间前提交交易日出力曲线，作为固定出力机组参与市场，不参与市场定价，不给予运行成本补偿。
4. 〔统调水电、统调核电、非统调煤电机组〕统调水电机组、统调核电机组、非统调煤电机组以自计划模式参与市场，根据电力市场运营和发展需要，可适时调整参与模式。来水情况不受控的水电机组暂不参与日前市场结算，实发电量参与实时市场结算。
5. 〔临修（消缺）和计划检修机组〕临修（消缺）或计划检修机组在检修单终结并正式报复役前（含报复役当日D日）并网运行的，以自计划模式参与市场。在机组正式报复役D+1日起，可正常参与市场申报和出清。
6. 〔必开机组〕必开机组和必停机组为因系统安全等原因，由省电力调度机构指定开机和停机的燃煤或燃气机组，必开机组采用核定成本和市场申报价格的低值参与出清和补偿。
7. 〔其他机组〕根据电力市场运营和发展需要，逐步探索建立风电、光伏、抽水蓄能和独立储能等参与现货市场方式。
8. 〔市场化电力用户〕市场化电力用户以报量不报价方式参与现货市场，随着现货市场不断发展和用户侧参与程度的提高，逐步实现市场化电力用户以报量报价方式参与。

## 价格机制

1. 〔基本原则〕现货电能量市场采用单一制电量电价，市场主体基于绝对电能价格进行市场交易。日前市场和实时市场通过集中优化竞争的方式，形成分时节点电价。交易期间国家调整政府定价的，现货电能量市场价格不作调整。
2. 〔发电侧电能量价格机制〕现货市场运营期间，参与现货市场的市场化机组采用节点电价。未参与现货市场的市场化机组电能量价格，通过集中竞价、挂牌交易、竞争性招标等中长期方式确定。电能量市场价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。外来电中，保障性电源电量（对应居民和农业部分）的电能量价格执行政府主管部门核定的上网电价或政府间协议，其余部分电量的电能量价格通过市场化交易方式确定。
3. 〔用户用电价格机制〕工商业用户用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成。批发市场用户电能量交易价格为负荷中心统一电价（除发电机组所在节点之外其余220kV节点）。零售用户电能量交易价格，为零售合同约定的电能量交易价格。
4. 〔分时电价政策衔接〕已参与电力现货市场，或中长期交易合同曲线的分时电价峰谷比例不低于现行分时电价政策要求的工商业用户，按市场形成的分时电价执行。未参与电力现货市场，中长期交易合同未申报用电曲线，以及申报用电曲线的分时电价峰谷比例低于现行分时电价政策要求的工商业用户，用户用电价格按照现行分时电价政策规定的分时电价时段划分及浮动比例执行。
5. 〔辅助服务价格机制〕辅助服务市场与现货电能量市场联合优化出清，确定调频等市场化辅助服务价格。非市场化辅助服务价格仍参照华东区域“两个细则”及其补充规定执行。
6. 〔输配电价、政府性基金及附加〕输配电价（含线损及交叉补贴）由市场化电力用户按照政府核定的输配电价标准和实际用电量结算。政府性基金及附加由市场化电力用户按照政府有关规定和实际用电量结算，由电网企业代收代缴。

# 合约市场

## 合约分类及要素

1. 〔合约类别〕中长期合约主要分为市场化交易合约和政府授权合约两大类。
2. 〔市场化交易合约〕市场化交易合约是指市场成员自主签订的中长期交易合约。
3. 〔政府授权合约〕政府授权合约是指发电企业与电网企业之间为保障居民、农业用电签订的购售电合约，执行政府定价。
4. 〔合约要素〕中长期合约应包括但不限于以下合约要素：交易主体、合约起止时间、合约电量、分时电力曲线及价格、交割结算节点等。
5. 〔合约曲线要求〕市场主体合约电量应细分到每日最小结算时段。
6. 〔合约性质〕合约性质均为差价合约，仅作差价结算。
7. 〔合约交割结算节点〕市场化交易合约的交割结算点暂定为负荷中心点。政府授权合约的交割结算节点为发电机组所在的发电侧定价节点。

## 交易组织

1. 〔交易时序〕中长期合约交易按年度、月度、月内分别组织交易，可根据市场运行情况增加更短周期（日以上）的交易，并鼓励连续开市。原则上，年度交易在上年12月底前完成；月度交易在上月的25日前开展；月内交易可定期开市或者连续开市。
2. 〔交易模式〕中长期交易合约可开展的交易模式主要包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电力、电价，要求按照结算时段分段申报电力曲线，形成双边协商交易结果。

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

1. 〔交易组织安排〕年度交易主要采用双边协商和滚动撮合模式，月度交易组织主要采用双边协商、集中竞价、挂牌交易模式，月内交易主要采用双边协商、滚动撮合交易模式。
2. 〔合约曲线形成〕开展双边协商交易时，市场主体双方可自行协商确定电力曲线并签订合同；开展挂牌交易时，挂牌方自行确定电力曲线进行申报，若未约定交易曲线则由省电力交易机构按照公布的原则将总交易电量分解至每个结算时段形成交易曲线。开展集中竞价交易与滚动撮合交易时应采用电力交易平台确定的标准交易产品开展交易，电力曲线为标准交易产品明确的标准电力曲线。
3. 〔交易价格形成机制〕双边交易价格按照双方合同约定执行；集中交易价格采用边际出清价格形成机制；滚动撮合交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

## 合约管理

1. 〔政府授权合约电量〕政府授权合约电量由统调保障性电源的非市场化交易电量确定，由省发改委、省能源局确认后下达，合约周期为一年，不得转让。
2. 〔政府授权合约分解〕省电力交易机构参考典型负荷曲线、电源发电特性、电源检修等因素，在每年年底之前将政府授权合约年度电量分解到月，每月下旬将次月政府授权合约分解到结算时段，形成政府授权合约分解曲线，并按照机组可调容量比例将合约从电厂分配至机组。
3. 〔市场交易合约上限〕市场交易合约设置交易电量上限。其中发电侧市场主体限制根据机组装机容量和历史可用发电小时数确定，用户侧市场主体限制原则上根据历史实际用电量、信用管理相关要求确定。
4. 〔现有中长期合约与现货市场衔接〕现货市场运行前，中长期交易电量合同应根据政府相关规定提前约定电力曲线、交割结算节点和结算价格；若未约定电力曲线，则按照国家公布的典型曲线将其尖峰、高峰、低谷电量分解至每个最小结算时段形成电力曲线。
5. 〔合同签订〕各类交易合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。
6. 〔合约备案和归档〕省电力交易机构负责将所有合约在技术支持系统上进行汇总管理，定期向省发展改革委、浙江能源监管办、省能源局进行备案。

## 外来电中长期合约

1. 〔总体原则〕以跨省区煤电作为外来电入市试点，参与我省省内合约市场，纳入跨省区联络线计划，现货市场继续保持外来电作为市场交易的边界条件。
2. 〔基本模式〕跨省区煤电入市根据国家计划或政府协议确定的基数，按照“点~网~点”和“保量竞价”模式，并经电网企业校核。
3. 〔合约达成〕跨区煤电与省内售电公司或批发市场用户签订市场化交易合同，并提交至北京电力交易中心。跨省煤电与省内售电公司或批发市场用户开展年度、月度双边协商意向洽谈，并在华东交易平台完成交易。交易按首先售电公司或批发市场用户、其次兜底售电公司优先顺序与电厂洽谈。
4. 〔电网保底〕考虑到电力保供需要，若交易成交电量小于基数电量，剩余电量由电网企业购买，电量分配规则由政府确定。

# 日前市场

## 组织方式

1. 〔日前市场时间定义〕运行日（D日）为实时市场交易的自然日，日前（D-1日）为运行日的前一日。市场主体在日前进行交易申报，出清形成日前市场交易结果。
2. 〔日前市场组织方式〕省电力调度机构按日组织日前市场，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，通过电能、备用的联合优化，以发电成本最小化为目标，进行日前市场出清，形成日前市场出清结果，以此为基础编制日前调度计划。

## 边界条件准备及事前信息发布

1. 〔机组运行边界条件〕省电力调度机构在日前市场出清计算前，确定运行日电网运行的边界条件，作为日前市场出清的约束条件。
2. 〔事前信息发布〕日前事前信息发布截止前，省电力调度机构通过电力交易平台向市场主体发布运行日的相关信息。

## 市场主体申报

1. 〔常设报价〕参与现货市场交易的发电机组需在市场注册时进行常设报价参数的申报，发电企业可向市场运营机构提出修改申请，按照规定程序进行更改。机组常设参数包括电能量常设报价、调频市场常设报价等。
2. 〔发电企业申报〕日前交易申报截止时间前，发电企业以发电机组为单位，通过电力交易平台提交十段式电能量报价及辅助服务市场报价信息，若未报价则采用常设报价。
3. 〔售电公司和市场化电力用户交易申报〕日前交易申报截止时间前，售电公司和批发市场用户通过交易平台申报次日96点用电需求曲线，不申报价格。
4. 〔申报数据审核〕交易申报信息应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。

## 市场出清及结果发布

1. 〔省间市场衔接〕省间日前市场交易结果和华东区域辅助服务市场交易结果，纳入跨省区联络线计划，作为省内日前市场的边界条件。
2. 〔日前市场出清方式〕省电力调度机构基于市场主体申报信息，综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、新能源预测、省间联络线计划曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以发电成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方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（D）的机组启停计划、发电侧中标出力曲线、发电侧节点电价以及用户侧负荷中心统一电价。
3. 〔日前市场出清调整〕在日前市场出清过程中，若事前披露的电网运行边界条件发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力有序供应和清洁能源消纳，省电力调度机构可调整边界条件，进行日前市场出清计算。若遇到重大边界条件调整时（边界条件变化超过一定范围），调度机构向市场主体公布调整后的外来电计划等信息，并重新组织市场申报。
4. 〔日前安全校核〕市场出清结果应严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。省电力调度机构负责出清量价校核、电力平衡校核和安全稳定校核。
5. 〔出清结果发布〕日前市场出清完成后，省电力调度机构出具日前市场交易出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。
6. 〔日前调度计划〕日前市场出清完成后，省电力调度机构根据机组申报信息，综合考虑最新的省间受电计划、系统负荷预测、清洁能源消纳、电网安全约束等因素，编制日前调度计划，包括运行日机组组合和机组出力计划等。运行日机组开停机计划以日前调度计划为准。

# 实时市场

## 组织方式

1. 〔实时市场组织方式〕实时市场考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，通过电能、备用、调频的联合优化，以发电成本最小化为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果，以指导各市场主体实际执行。

## 实时市场边界条件准备

1. 〔电网运行状态信息〕实时市场出清计算前，读取最新的电网运行状态和受电计划，并考虑备用、调频需求以及实际生效的安全约束条件。
2. 〔机组运行边界信息〕实时市场出清计算前，读取最新的机组物理运行参数以及发电能力信息，如固定出力曲线、出力上/下限值、爬坡率等。
3. 〔超短期预测信息〕实时市场出清计算前，读取最新的超短期统调负荷、母线负荷和新能源出力预测信息，省电力调度机构可根据实际偏差情况对超短期预测结果进行调整更新。
4. 〔省间市场衔接〕省间日内市场交易结果和华东区域辅助服务市场交易结果，纳入跨省区联络线计划，作为实时市场的边界条件。

## 实时市场出清与结果发布

1. 〔实时市场报价〕实时市场发电侧报价采用日前封存的信息，用户侧不参与交易申报。
2. 〔日内滚动调度计划〕在日内运行期间，省电力调度机构根据系统运行情况开展日内滚动发电计划，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法模型，以系统发电成本最小为目标，对日内机组启停状态、机组出力进行优化决策，确保滚动调度计划结果满足系统备用需求、供区平衡裕度、电网阻塞管理等要求。
3. 〔实时市场出清方式〕在实时运行期间，省电力调度机构基于电网运行状态、机组运行边界和超短期预测信息等边界条件，在日前调度计划和日内滚动调度计划的基础上，以发电成本最小为目标，采用安全约束经济调度（SCED）进行集中优化计算，通过电能、调频、备用联合出清得到实时市场交易结果，包括运行日（D日）的机组实时发电计划曲线、发电侧实时节点电价、辅助服务价格以及用户侧实时负荷中心统一电价等。实时市场采用事前定价方式进行结算，即结算价格为实时市场的事前出清价格，发电企业结算电量为实际计量上网电量，用户结算电量为实际用电量。
4. 〔实时安全校核〕实时市场出清结果满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束等条件。省电力调度机构负责实时出清量价校核、电力平衡校核和安全稳定校核，校核通过后出清结果生效。
5. 〔实时市场结果发布〕实时市场出清完成后，省电力调度机构出具实时市场交易出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。

## 交易执行及运行调整

1. 〔电网实时运行要求〕省电力调度机构应密切监视系统频率、电压和备用，使其满足标准要求；密切监视送受电关口区域控制偏差（ACE），使其满足控制性能标准（CPS）的要求；密切监视设备负荷和断面潮流，使其满足稳定限额的要求。
2. 〔机组执行〕机组实时运行时按照调度指令调整机组出力，并按规定要求接受偏差考核，确保系统发用电维持平衡。
3. 〔实时运行方式调整〕在发生以下电力系统事故或突发情况之一时，省电力调度机构可根据保障电网安全运行的原则，对电网运行方式进行调整：
4. 电力系统频率或电压超过规定范围时；
5. 电力系统调频容量、备用容量、无功容量等无法满足系统安全运行要求时；
6. 区域开机方式不满足系统稳定运行规定时；
7. 输变电设备或断面重载或超出稳定限额时；
8. 电力设备缺陷或者故障影响电网安全时；
9. 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
10. 继电保护、安全自动装置故障，需要改变电网运行方式时；
11. 自动化、通信设备故障，影响市场正常运行时；
12. 区域控制偏差（ACE）超出规定范围时；
13. 气候发生等极端变化可能对电网安全造成影响时；
14. 省电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。
15. 〔实时运行调整措施〕省电力调度机构应对事件经过、调整情况等信息进行记录，并通过电力交易平台向市场主体发布，可采取的调整措施包括，但不限于：
16. 改变机组发电计划，调整机组无功出力；
17. 调整省间联络线送受电计划；
18. 指定发电机组进行深度调峰；
19. 指定必开机组或要求机组停机；
20. 投入或退出机组调频模式；
21. 调整断面限额，设置临时断面限额；
22. 调整电网运行方式，包括调整设备停复役计划；
23. 按规定执行需求侧管理等措施进行负荷控制；
24. 省电力调度机构认为有效的其他手段。
25. 〔处置恢复原则〕处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算。

# 辅助服务市场

## 基本概念

1. 〔辅助服务定义〕辅助服务是指为维护电力系统的安全、稳定运行，保证电能质量，适应清洁能源消纳需求，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网企业、市场化电力用户以及独立辅助服务提供者等市场主体提供的服务。
2. 〔辅助服务种类〕辅助服务市场交易品种主要为调频辅助服务，与现货电能量市场联合优化出清。根据电力市场运营和发展需要，逐步完善调频辅助服务市场化交易机制，并探索建立备用、快速爬坡等其他辅助服务交易品种。
3. 〔辅助服务提供者〕调频辅助服务提供者主要为并网发电企业的发电单元和独立辅助服务提供者。
4. 〔参与基本要求〕省电力调度机构应定期对市场主体调频辅助服务性能指标进行测试，根据性能指标试验结果确定市场参与资格，并有权取消性能指标不满足要求的市场主体的市场参与资格。

## 辅助服务市场出清与结果发布

1. 〔交易方式〕调频辅助服务市场仅在实时市场阶段组织交易。
2. 〔容量需求〕省电力调度机构依据相关规定确定调频市场容量需求，并可结合电网运行需要进行调整。
3. 〔交易申报〕在日前市场申报截止时间前，发电企业和独立辅助服务提供者通过电力交易平台进行调频报价，包括但不限于调频容量、调频容量价格和调频里程价格，若未报价则采用常设报价。
4. 〔调频出清流程〕根据系统调频需求、机组调频报价信息及机组综合调频性能，按照调频组合排序价格由低到高进行调频市场出清，形成调频中标机组及中标容量，调频市场每小时滚动出清一次，每次出清未来1小时的调频结果。
5. 〔与实时电能量市场的衔接〕实时电能量市场与辅助服务市场时序衔接，按照运行过程先后顺序分为调频市场出清和实时电能量市场出清两部分。调频市场出清锁定每小时调频中标机组以及调频中标容量。实时市场阶段，按中标调频容量修正调频机组的出力上下限，进行实时市场出清。
6. 〔价格组成〕调频价格包括调频容量价格和调频里程价格。
7. 〔调度调整措施〕紧急情况下，省电力调度机构有权采取征调调频机组、下令调频机组退出AGC调节等手段保证系统安全。
8. 〔辅助服务考核〕市场主体不能按要求提供辅助服务时，应及时向省电力调度机构报告，并接受考核。
9. 〔信息发布〕实时市场运行后，省电力调度机构出具辅助服务市场交易出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。

# 系统安全

1. 〔概述〕电力系统是一个不可分割的完整系统，所有市场主体必须严格遵守调度纪律、相互协作配合，保障系统的安全稳定运行。
2. 〔运行管理依据〕电力系统运行管理应遵循国家电网各级电力调度管理规程以及相关规程文件。相关规程如发生变更，以新生效的规程为准。
3. 〔电力系统安全原则〕省电力调度机构、电网企业及各市场主体应严格按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令第599号）》、《电网运行准则》、《电力系统安全稳定导则》、《电力系统电压和无功电力技术导则》、各级电力调度规程等相关行政法规、国家标准和行业技术规范的规定以及其他临时制定的稳定控制要求，控制设备运行状态在相关稳定限额以内。
4. 〔稳定限额管理〕稳定限额由各级调度机构按照调度管辖范围分别制定。浙江电网500千伏及以上设备稳定限额由上级电力调度机构制定；220千伏及以下省调调度管辖范围设备稳定限额由省电力调度机构负责制定。稳定限额制定应符合各级电网稳定管理标准和计算规定的要求，并根据计算标准留取一定安全裕度。
5. 〔电网风险管理〕电网运行安全风险管理按照调度规程的相关规定执行。电网风险预控是运行方式安排与稳定限额制定必须考虑的因素，按照确保不发生《电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令第599号）》上规定的一般及以上事故、确保不发生较大社会影响的停电事故的原则进行考虑。
6. 〔有功备用管理〕省电力调度机构按照电力调度机构相关运行备用调度管理规定等要求，同时考虑气象预报偏差及新能源预测偏差引起的负荷预测偏差，以及特高压直流闭锁及电网事故等因素，留取电网运行必要的备用容量，确保浙江电网的发用电平衡。
7. 〔负荷预测〕省电力调度机构负责浙江电网负荷预测管理。相关市场成员应按省电力调度机构要求，提供负荷预测的基础数据。
8. 〔电压和无功管理〕电压和无功管理按照调度规程的相关规定执行。规划、设计电力系统时，必须包括无功电源及无功补偿设施的规划。在发电厂和变电所设计中，应根据电力系统规划设计的要求，同时进行无功电源及无功补偿设施的设计。
9. 〔需求侧管理措施〕在系统出现发用电不平衡或备用不足、频率或电压超下限、超稳定限额、电力系统故障等情况下，省电力调度机构可按照相关规定开展需求侧管理，确保电网安全运行。
10. 〔安全自动装置管理〕省电力调度机构可以根据系统需要，要求市场主体在合适地点加装低频低压减负荷、高频切机、汽门快关等安全自动装置；市场主体必须履行省电力调度机构的合理要求，在规定的时间内完成此项要求。安全自动装置管理按照调度规程的相关规定执行。
11. 〔网络安全〕各市场主体应严格遵守有关电力监控系统网络安全的设计、运行和管理规程、规范，确保网络安全系统与一次、二次系统同步建设、同步验收、同步投入运行。

# 市场计量

1. 〔电能计量装置配备〕电能计量装置配置、准确度等级、接线方式等技术要求应满足《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448）和交易结算要求。电能表由电网企业为市场主体安装。
2. 〔计量点设置〕电能计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，考虑相应的变（线）损。
3. 〔电能计量装置要求〕计量装置至少要具备正向有功、反向有功和四象限无功电能量计量功能，支持尖、峰、平、谷4个费率时段电能量累计和存储，支持15分钟分时电能量和日费率电能量冻结，计量装置时钟应具有日历、计时、同步功能，具备失压、断相、掉电、开盖等各类事件记录功能。
4. 〔主副电能表配备〕220千伏及以上计量点、单机容量100兆瓦及以上发电机组上网电量计量点配置型号、准确度等级相同的主、副电能表各一套，接在同一计量回路。主副电能表应有明确标识，经确认后运行中不得随意调换。以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。
5. 〔电能计量检定〕计量器具检定工作必须由政府计量行政部门依法授权的计量技术机构开展。电能表、计量用互感器必须检定/检测合格方能使用。
6. 〔数据采集〕电网企业负责电能计量数据采集系统建设运维与数据管理，其他市场成员做好配合工作。

电能计量数据采集系统以15分钟为区间采集电能表表码，电能计量数据缺失时由电网企业按照积分电量代等统一的数据拟合机制补全结算电量。采集失败时，电网企业应及时进行消缺，相关市场主体应予以配合。

1. 〔临时检定〕对于有疑义的电能计量装置，相关市场成员向电网企业申请校验。电网企业负责开展现场检验，现场检验不合格或仍有异议的，拆回至依法受权的计量检定机构进行实验室检定。
2. 〔电量数据差错处理〕市场成员对发布的电量有异议时，应提供相应的证据，向省电力交易机构提出电量数据重算的要求。省电力交易机构受理后，组织相关市场成员对有异议的电量进行重算和发布。

# 市场结算

## 结算管理

1. 〔结算职责〕省电力交易机构负责成本补偿及辅助服务计算；负责提供批发市场日、月结算依据，与市场主体进行确认；负责将电力批发市场结算依据详细信息推送至电网企业。电网企业负责市场主体电费结算，负责清分辅助服务费用、成本补偿费用、阻塞盈余、各类分享（分摊）费用等；负责汇总并校核市场主体各类费用，出具完整的结算账单，与市场主体进行确认，并进行电费收取与支付。
2. 〔结算模式〕电能电费按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则进行结算。日前市场按照日前出清价格进行全电量结算；实时市场按照实时市场出清价格，对实际上网电量（实际用电量）与日前市场出清电量的差值进行差量结算；合约市场按照合约约定价格和日前市场出清价格的差值作差价结算。
3. 〔结算周期〕批发市场按日发布电能量和辅助服务市场结算依据，按月进行市场主体所有类型费用结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。若遇特殊情况，结算相关工作顺延。
4. 〔结算电量〕日前市场、实时市场结算均以每30分钟为一个结算时段，根据电网企业计量装置数据，发电侧结算电量包含每天48个时段机组上网电量；用户侧结算电量包含每天48个时段批发市场用户实际电量等。
5. 〔发电企业结算项目〕发电企业电费收入包括电能电费（含脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价费用、辅助服务费用、辅助服务分摊费用、成本补偿费用、成本补偿分摊费用、燃气机组容量电费、偏差考核费用、燃煤电厂超低排放扣除费用、追退补电费等。
6. 〔批发市场用户结算项目〕批发市场用户电费支出包括电能电费、辅助服务分摊费用、成本补偿分摊费用、阻塞盈余分享（分摊）、燃气机组容量电费分摊、各类分享（分摊）费用、输配电费（含容（需）量电费）、政府基金及附加费用、力调电费等。
7. 〔售电公司结算项目〕售电公司结算价差电费，为其零售市场售电收入（零售用户购电成本，不含输配电费、政府性基金及附加，含辅助服务分摊费用、成本补偿分摊费用、各类分享（分摊）费用等）与批发市场购电支出的差额。售电公司在批发市场的购电支出主要包括批发市场电能电费、辅助服务分摊费用、成本补偿分摊费用、阻塞盈余分享（分摊）、燃气机组容量电费分摊、各类分享（分摊）费用等。
8. 〔零售用户结算项目〕零售市场购电成本根据售电公司与其签订的售电合约约定价格及用户实际用电量等计算。
9. 〔批发用户和零售用户分次结算管理〕批发用户和零售用户分次结算统一按电网企业代理购电价格进行电费结算，终次结算时依据其与发电企业或售电公司签约的购售电合同重新计算全月电费，扣减已收取的电费作为终次结算的应收电费。
10. 〔发电企业电能电费〕参与现货电能量市场机组的电能电费，按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则，以所在物理节点的节点电价进行结算；未参与现货交易的市场化机组的电能电费，根据中长期电力交易基本规则和相关工作方案等进行结算。
11. 〔批发市场用户电能电费〕批发市场用户电能电费，按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则，以负荷中心统一电价进行结算。
12. 〔售电公司批发市场电能电费〕售电公司批发市场电能电费，包括应参与现货电能量市场的零售用户对应电量的电能电费和其他零售用户对应电量的电能电费两部分。应参与现货电能量市场的零售用户对应参与现货电能量市场机组，其电能电费按照批发市场用户的方式结算。其他零售用户对应未参与现货电能量市场机组和参与现货交易的市场化机组；其对应未参与现货电能量市场机组的电量，根据中长期电力交易基本规则和相关工作方案等进行结算；其对应参与现货电能量市场机组的电量，按照现货市场平均价格结算。
13. 〔现货市场平均价格〕现货市场平均价格根据参与现货电能量市场机组的电能电费和上网电量、批发市场用户电能电费和用电量、应参与现货电能量市场的零售用户电能电费和对应用电量等计算确定。
14. 〔电网企业代理购电用户批发市场电能电费〕电网企业代理购电用户批发市场电能电费，按照现货市场平均价格结算。
15. 〔售电公司零售市场售电收入〕售电公司零售市场售电收入为零售用户购电成本。
16. 〔辅助服务与成本补偿费用分摊〕辅助服务与成本补偿费用，由发电企业、售电公司、批发市场用户等市场主体，根据权责利对等原则按月合理分摊。分摊方式根据市场实际情况适时调整，由浙江电力市场管理委员会提议，报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办同意后执行。

## 结算流程

1. 〔结算依据编制〕电网企业于每个运行日的D+2日，将发用电分时计量曲线、日前市场和实时市场的出清执行结果送至省电力交易机构，省电力交易机构据此于1个自然日内出具批发市场日结算依据。
2. 〔结算依据推送〕次月，由省电力交易机构出具批发市场更新后的日结算依据，市场主体在1个自然日内对结算依据进行核对、确认，逾期未反馈的视为同意确认。由省电力交易机构在1个自然日内出具批发市场月结算依据，推送至电网企业，由电网企业进行结算。
3. 〔结算账单生成〕电网企业在4个自然日内生成市场主体的完整结算账单，点对点推送给市场主体。
4. 〔结算账单确认与发布〕市场主体在1个自然日内对结算账单进行核对、确认。电网企业根据市场主体确认结果生成正式结算账单，发布至相关市场主体。市场主体在核对、确认期间，可提出反馈意见，逾期未反馈的视为同意确认。
5. 〔收付款管理〕电网企业在收到全部市场用户缴款并具备付款条件后，月底前向发电企业支付市场用户购电费及向售电公司支付（收取）其在批发市场和零售市场中的价差电费。根据结算账单结果，若购销价差电费为正数，售电公司开具发票，电网企业支付购销价差电费；若购销价差电费为负数，电网企业向售电公司开具发票并收取购销价差电费。

## 电费追补及其他

1. 〔市场化电量电费差错追退补〕市场化电量电费的退补，经电网企业、售电公司或交易中心、市场化交易用户三方协商一致，由电网企业最终完成退补电费结算，退补电费纳入市场主体正常电费结算账单合并出具。

# 市场清算

## 清算管理

1. 〔清算职责〕各类分享（分摊）费用由电网企业按月清算，并按照市场公平公正原则，由市场主体合理分享（分摊）。具体清算操作细则由电网企业提出，经电力市场管理委员会审议，报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办同意后执行。
2. 〔清算项目〕清算的各类分享（分摊）费用包括执行分时电价产生损益、发用两侧电能电费偏差、保障居民和农业用电价格稳定产生新增损益、电网企业代理特殊用户增收收入、综合线损偏差清算费用、现货市场阻塞盈余等。
3. 〔清算分摊〕各类分享（分摊）费用由全体工商业用户按实际用电量占比进行分摊或分享。其中，电网企业代理购电用户应承担的部分，折价纳入市场清算完成后次月的预测价格中；售电公司（兜底售电公司）代理用户应承担部分，由售电公司纳入对应零售用户市场清算完成后次月的电费账单中；直接与发电企业交易用户应承担部分，由电网企业纳入该用户市场清算完成后次月的电费账单中。

## 清算内容

1. 〔执行分时电价产生损益〕执行分时电价产生损益，为工商业用户和居民、农业用户按分时电价结算电能电费与按电度电价结算电能电费的差值。
2. 〔发用两侧电能电费偏差〕发用两侧电能电费偏差（含现货市场阻塞盈余），为用户侧与电网企业结算的电能电费（含现货电能量市场电能电费），和电网企业与发电企业结算电能电费（含现货电能量市场电能电费）之差。
3. 〔保障居民和农业用电价格稳定产生新增损益〕保障居民和农业用电价格稳定产生新增损益，为国家发改委核定的居民（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）、农业基准购电成本减去对应发电企业实际结算电费。
4. 〔电网企业代理特殊用户增收收入〕电网企业代理特殊用户增收收入，为电网企业代理执行加价政策的退市用户、电网代理高耗能用户和拥有燃煤发电自备电厂用户产生的增收收入。
5. 〔综合线损偏差清算费用〕综合线损偏差清算费用，为按照线损电量实际购电价格与省统调燃煤发电基准价的差值。
6. 〔现货市场阻塞盈余〕现货市场阻塞盈余，为用户侧现货电能量市场电能电费与发电侧现货电能量市场电能电费差值。

# 信息发布

1. 〔信息发布原则〕市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整、易于使用的原则披露电力市场信息，不得擅自改变披露范围。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，问题严重的可按照规定取消市场准入资格。
2. 〔信息发布管理〕省电力交易机构负责市场信息的管理和发布，组织省电力调度机构等市场成员及时披露市场信息。省电力交易机构、省电力调度机构等市场运营机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息，不得泄露任何内幕信息、国家秘密和企业秘密。
3. 〔信息发布分类〕按照信息属性分类，市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息。公众信息是指可以向社会公众披露的信息。公开信息是指向所有市场成员披露的信息。私有信息是指向特定市场主体披露的信息，其他市场成员无权访问的信息。依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。
4. 〔信息发布职责〕在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、省电力交易机构网站进行披露。省电力交易机构负责管理和维护电力交易平台，并为其他市场成员通过电力交易平台、省电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力交易平台、省电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。
5. 〔查询途径〕市场化电力用户可通过营业厅、网上国网APP等线上或线下途径查询电价政策、账单信息等内容。涉及用户私有信息的，应通过身份认证、密码认证等管理手段核实身份，经确认后方可查询。
6. 〔异议及疑问处理〕市场主体对披露的市场信息有异议及疑问，可向省电力交易机构提出，由省电力交易机构组织相关信息披露主体予以解释。
7. 〔信息泄露〕任何单位和个人不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。因信息泄露造成市场异常波动和市场主体损失的，由浙江能源监管局组织调查并追究责任。
8. 〔政府监管〕省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办、市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。市场合同成交价格、市场主体申报价格等信息属于私有信息，省电力交易机构应在一定期限内保密。因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的，由省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办等组织调查并追究责任。

# 风险管控

## 市场力管控

1. 〔概述〕市场力管控分为事前检测和事后监管，避免具有市场力的市场主体操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所应达到的价格水平。
2. 〔职责分工〕市场力事前检测由市场运营机构负责，在市场运营过程中对市场力评估指标、成员报价及出清价格进行监测和处置。市场力事后监管由浙江能源监管办负责，对市场行为进行分析，并按照政府相关规定进行处置。
3. 〔检测方法〕市场力检测方法主要采用市场结构分析、行为测试和影响测试，市场力缓解措施包括事前、事中、事后措施等。相关的检测门槛值、市场力检测参考价格由市场管理委员会提出建议，经省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办同意后执行。

## 特殊情况处理机制

1. 〔特殊时期处理原则〕特殊时期指电力系统受外部因素影响，对系统运行方式或控制标准有特殊要求，但不影响电力现货市场运行的时期。特殊时期可持续一日或多日，对于特殊时期的处理，一般以日前提前安排、日内加强控制为主。特殊时期主要包括：保供电时期、自然灾害影响时期、特殊管控要求时期、电力供应紧张时期、系统出清异常时期等。为确保特殊时期电力系统安全稳定运行，省电力调度机构按照“安全第一”的原则处理特殊情况和调整电网运行方式。
2. 〔保供电时期处理机制〕保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。
3. 〔自然灾害影响时期处理机制〕台风、冰雹、冰灾、雷暴、山火、洪水、地震等严重自然灾害影响时期，根据灾害影响的范围和等级，省电力调度机构可采取调整机组组合及出力、指定必开/必停机组、调整设备检修计划、安排设备临时停复役、调整电网运行方式、采取特殊的稳定控制标准等措施，尽快恢复受灾地区电网稳定运行，保障人民生活和重要用户用电。
4. 〔特殊管控要求时期处理机制〕在省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办有特殊管控要求（如能源消费总量和强度控制、燃煤消耗总量管控、排放总量管控、对特定区域发电机组特殊管控要求等）的时期，省电力调度机构可根据管控要求对相应机组进行电量约束、出力约束、安排开机或停机等。
5. 〔电力供应紧张时期处理机制〕在日前市场、实时市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场熔断或中止的条件时，省电力调度机构可采取增开机组、增购外来电、调整运行方式、需求侧管理等措施保障电力系统安全稳定运行，并按照削减电力缺口后的负荷曲线进行现货电能量市场出清计算。
6. 〔系统出清异常时期处理机制〕当技术支持系统运行异常导致市场出清结果有误时，需按照原有边界条件重新进行出清计算，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。

## 价格管制

1. 〔最高限价制度〕市场采用最高限价制度，最高限价根据发电企业运营、市场化电力用户电价承受能力、市场供需关系等因素适时调整，由浙江电力市场管理委员会提议，报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办同意后执行。
2. 〔价格管制〕现货市场发生价格异常情况时，省电力调度机构可对市场交易采取价格管制，并宣布相应的交易时段为价格管制时段，相关情形包括并不限于：
3. 当市场出清得到的节点电价超过最高限价时，该节点在该交易时段的节点电价用最高限价代替；
4. 由于各种原因未能按时公布市场出清结果时，相应交易时段按系统出清异常时期处理机制执行，若已无法重新出清计算，则采用上周相同交易日相同时段的现货市场价格作为该时段的现货市场价格；
5. 其他需要价格管制的情形。

一旦上述情况均不再发生时，则从下一个结算时段开始，价格管制自动终止。

## 市场熔断、中止与恢复

1. 〔现货市场熔断条件〕在现货市场运行过程中已发生或预判即将发生以下情况，省电力调度机构应按照“安全第一”的原则进行应急处置和安排电力系统运行，必要时可以触发电力现货市场熔断，恢复常规调度方式，在24小时内向市场主体发布相关说明，并尽快报告省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办，熔断时长不超过72小时。现货市场熔断触发条件主要包括：
2. 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力系统运行安全风险较大；
3. 发生重大电网故障，导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体或局部发生稳定破坏，经实时调节仍无法恢复正常时；
4. 市场机组受阻严重、新能源出力波动剧烈、重大电源故障、受电曲线突变或预测偏差大等情况造成电力供不应求；
5. 因技术支持系统故障、安全校核连续不通过或电力系统网络与信息安全事件等原因，导致市场交易无法正常组织；
6. 为保证电网安全运行需要触发熔断机制或现货市场系统无法依据规则完成市场正常出清的其他情形。
7. 〔现货市场中止条件〕在现货市场熔断超过72小时仍未恢复运行，或市场运营机构在现货市场运行中预见或发现以下情况时，市场运营机构应向省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办报告有关情况，由省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办作出中止市场的决定：
8. 市场未按照规则运行和管理的；
9. 市场交易规则不适应市场交易需要，必须进行重大修改的；
10. 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
11. 发生不可抗事件，妨碍市场继续有效运作的；
12. 因交易规则或技术支持系统等问题导致结算日市场主体出现较大范围的巨额盈亏，影响市场公平时；
13. 由于省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办等有约束力的命令而影响电力市场运行。
14. 〔现货市场中止的生效〕现货市场中止在作出宣布的交易时段开始生效。市场运营机构宣布市场中止后，应立即报告省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办，并向市场主体发布公告，说明市场中止的原因、市场中止开始时间和预期结束时间。市场运营机构不得追溯宣布市场中止，现货市场中止宣布至市场恢复的时期为市场中止期。
15. 〔现货市场熔断或中止时处理〕省电力调度机构应以保障电力有序供应、确保电网安全运行为原则安排电网运行并调整机组发电计划。仅日前市场熔断或中止时，以运行日实际执行的结果以及相同时段的实时市场价格作为日前市场出清结果；仅实时市场熔断或中止时，以实际执行的结果以及相同时段的日前市场价格作为实时市场出清结果；日前市场和实时市场均熔断或中止时，市场中止期间所对应的结算时段，以实际执行的结果和上周相同交易日相同时段的现货市场价格作为现货市场出清结果；或遵循政府部门及市场监管机构指定方式进行结算。
16. 〔现货市场熔断恢复〕省电力调度机构应持续跟踪研判市场运行各项风险，在自然灾害、电网故障等突发性事件结束后、系统安全风险解除、电力恢复有序供应的情况下，省电力调度机构可恢复现货市场交易并发布公告。
17. 〔现货市场中止恢复〕当异常情况解除，现货市场可恢复至正常开展市场交易时，由省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办作出市场恢复的决定，并授权市场运营机构向各市场成员发布市场恢复的公告。

# 技术支持系统

1. 〔技术支持系统定义〕电力市场技术支持系统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。
2. 〔技术支持系统建设原则〕技术支持系统必须符合有关国家标准、行业标准和国际标准，按照国家发布的电力市场相关功能规范要求以及浙江电力市场规则的具体规定组织实施。技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性，适应电力市场逐步发展完善的需要。
3. 〔技术支持系统组成〕技术支持系统主要包括浙江电力市场交易平台以及与市场交易有关的电力调度运行技术支持系统等。
4. 〔技术支持系统功能〕技术支持系统须对电力市场的市场主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、交易出清、交易计划编制、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息披露、市场结算等运作环节提供技术支撑。
5. 〔技术支持系统功能变更〕当市场运营机构认为有必要对技术支持系统进行功能变更时，经市场管理委员会确认后，由市场运营机构组织技术支持系统的功能变更，并将功能变更相关信息向全体市场成员公布。
6. 〔技术支持系统异常处理〕市场成员发现技术支持系统功能异常时，应联系市场运营机构处理。若技术支持系统发生重大功能异常影响市场出清结果，市场运营机构应立即采取相应措施，并及时向市场成员公布。
7. 〔数据交互〕技术支持系统中的各子系统和功能模块间、技术支持系统与其它相关系统间的数据交互应满足相关标准和技术规范的要求，以保证数据交换的实时性、完整性以及可靠性。

# 信用体系

1. 〔目的和依据〕建立浙江电力市场信用管理制度，降低电力市场交易风险，保障电力市场交易的规范运作和良好发展。
2. 〔信用管理内容〕浙江电力市场交易信用体系主要包括履约管理、信用评价、信用惩戒管理等。
3. 〔信用管理主体〕电力市场信用管理及评价由省电力交易机构经省发改委、省能源局授权开展相关工作。市场成熟阶段，可由第三方征信机构开展信用评价工作。
4. 〔履约管理〕参加浙江电力市场交易的售电公司，按照相关规定要求向省电力交易机构提交形式符合要求、足额的信用保证，并对其提交的信用保证的真实性、有效性负责。
5. 〔信用保证形式和要求〕省电力交易机构根据市场运营情况，制定履约管理实施细则，确定信用保证的形式和要求，经电力市场管理委员会审议，报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办同意后执行。
6. 〔信用保证使用〕售电公司未及时足额缴纳电力市场结算欠费时，资金结算机构可向省电力交易机构申请使用信用保证清算欠费。
7. 〔应急结算流程〕若售电公司的亏损金额大于其信用保证金额，资金结算结构应根据履约管理实施细则要求启动应急结算流程。
8. 〔信用评价办法〕根据市场主体注册时间不同，电力市场主体信用评价标准分为初始信用评价标准和常规信用评价标准两部分。信用评价周期为1年。
9. 〔信用评价流程〕电力市场主体信用评价流程主要包括：信用评价申报材料提交、信用信息的获取、信用信息审核、开展信用评价、评价结果公示、公示异议处理、评价结果录入、评价结果信息披露等步骤。
10. 〔失信行为管理〕根据市场主体失信行为，建立市场主体失信观察名单、黑名单管理机制。
11. 〔信用惩戒管理〕根据市场主体信用评价结果和市场主体失信行为，建立交易行为预警、交易行为管控、黑名单联合惩戒等机制。
12. 〔信用管理〕市场主体存在违反国家有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、发生重大违约行为、恶意扰乱市场秩序、未按规定履行信息披露义务、拒绝接受监督检查等情形的，由省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办根据职能组织调查确认，提出警告，勒令整改。拒不整改的，经过公示等有关程序后纳入涉电严重失信企业黑名单，强制退出市场的直接纳入黑名单，并书面通知省电力交易机构和电网企业，由电力交易机构对市场主体进行强制注销，有关法人、单位和机构情况记入信用评价体系，不得再进入市场。构成行政违法的应当予以行政处罚，由浙江能源监管办依法调查处理。

# 争议处置

1. 〔争议内容〕本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

（一）注册或注销市场资格的争议；

（二）市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；

（三）市场交易、计量、考核和结算的争议；

（四）因电力现货市场交易引起的其他方面的争议。

1. 〔计量故障、差错处理〕电网企业负责计量设备损坏、人为差错造成的电量退补的调查与处理，相关市场成员应做好配合工作。市场成员对故障、差错原因和责任分析的认定有异议时，由省电力交易机构组织相关市场成员协商确定退补电量。经省电力交易机构协商仍有争议，市场成员应在15日内向政府计量行政部门申请仲裁检定和计量调解。
2. 〔电力市场主体之间争议处理〕市场主体之间、市场主体与电网企业之间发生争议时，可以协商解决，也可以向能源监管机构、政府相关部门、浙江电力市场管理委员会申请调解。协商、调解不成的，可根据合同约定依法向仲裁机构申请仲裁或向人民法院提起诉讼。
3. 〔电力市场主体与市场运营机构之间争议处理〕市场主体与市场运营机构之间因电力市场交易发生争议，可以协商解决，也可以向能源监管机构、政府相关部门、浙江电力市场管理委员会申请调解解决。协商、调解不成的，可依法向人民法院提起诉讼。

# 免责条款

1. 电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。
2. 不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。
3. 出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按“安全第一”的原则处理，并予以免责。

# 附则

1. 本规则常用术语及含义见附录。
2. 本规则由省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办负责制定、修改和解释。

# 附录

术语定义

〔现货市场〕通过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。现货市场交易标的物包括电能量、辅助服务等。

〔合约市场〕对未来某一时期内交割的电力产品或服务展开合约交易的市场，合约包含数年、年、月、周、多日等不同时间尺度。

〔日前市场〕运行日（D日）的日前（D-1日）进行的决定运行日（D日）机组组合和发电计划的电能量市场。

〔实时市场〕运行日（D日）T时刻进行的决定运行日（D日）未来一段时间内最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

〔调频辅助服务〕发电机组、独立辅助服务提供者等在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

〔调频容量〕为保持联络线功率及系统频率稳定所预留的调频容量，调频市场的总供给容量应满足总需求容量，以保障电力系统的稳定运行。

〔安全校核〕对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网

运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性的过程。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、短路电流分析等。

〔需求侧管理〕对用户推行节电和负荷管理工作的一种模式，即通过采取电能效率管理、电力负荷管理、有序用电、拉限电等措施，保障电力可靠供应，优化用电方式，提高电能利用率，实现低成本的电力服务，达到节能和保护环境的目的

〔安全约束机组组合〕指在满足电力系统安全性约束的条件下，以发电成本最小化为目标，制定分时段的机组开停机计划。

〔安全约束经济调度〕指在满足电力系统安全性约束的条件下，以发电成本最小化为目标，制定分时段的机组发电出力计划。

〔市场出清〕电力市场根据市场规则通过竞争定价确定交易量、价。

〔运行成本补偿〕运行成本覆盖补偿费用是指所有遵循市场出清和调度指令的机组，对其进行运行成本覆盖，时间周期为1天。

〔输配电费〕市场用户根据指定输配电价及用户实际用电量计算输配电费。

〔政府基金及附加费用〕主要包括重大水利建设基金、大中型水库移民后期扶持基金、可再生能源附加等。

〔节点电价〕以电网中特定的节点上新增单位负荷所产生的新增供电成本为基础所核定的电价。

〔现货市场价格〕在现货市场中的电力和辅助服务成交价格。包括日前市场电价、实时市场电价、辅助服务价格。电力市场中的现货市场价格一般由竞争形成，反应了短期及超短期的供需平衡情况。

〔市场申报〕市场主体按照要求，在指定的时间范围内申报各类数据信息，包括静态属性注册数据、运行技术参数和经济性参数等。

〔电能计量装置〕由各种类型的电能表或与计量用电压、电流互感器（或专用二次绕组）机器二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）。

〔系统负荷预测〕运行日零时开始每15分钟的统调负荷需求预测，每天共计96点。

〔母线负荷预测〕运行日零时开始每15分钟的节点负荷需求预测，各母线每天共计96点。

〔市场力〕市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。