

电力领域政策汇编

潜江市经济和信息化局
2024年7月

目 录

1. 国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知

2. 省能源局关于印发《2024 年湖北省电力市场交易实施方案》的通知

3. 省能源局关于开展湖北省电力现货市场第二轮长周期结算试运行的通知

4. 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—绿色电力交易专章》的通知

国家发展改革委 财政部 国家能源局 关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖 工作促进可再生能源电力消费的通知

发改能源〔2023〕1044号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、财政厅（局）、能源局、国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关中央企业，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院：

为贯彻落实党的二十大精神，完善支持绿色发展政策，积极稳妥推进碳达峰碳中和，做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作，促进可再生能源电力消费，保庫可再生能源电力消纳，服务能源安全保供和绿色低碳转型，现就有关事项通知如下。

一、总体要求

深入贯彻党的二十大精神和习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实党中央、国务院决策部署，进一步健全完善可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）制度，明确绿证适用范围，规范绿证核发，健全绿证交易，扩大绿电消费，完善绿证应用，实现绿证对可再生能源电力的全覆盖，进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用，为保障能源安全可靠供应、实现碳达峰碳中和目标、推动经济

社会绿色低碳转型和高质量发展提供有力支撑。

二、明确绿证的适用范围

（一）绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

（二）国家对符合条件的可再生能源电量核发绿证，1个绿证单位对应1000千瓦时可再生能源电量。

（三）绿证作为可再生能源电力消费凭证，用于可再生能源电力消费量核算、可再生能源电力消费认证等，其中：可交易绿证除用作可再生能源电力消费凭证外，还可通过参与绿证绿电交易等方式在发电企业和用户间有偿转让。国家发展改革委、国家能源局负责确定核发可交易绿证的范围，并根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。

三、规范绿证核发

（四）国家能源局负责绿证相关管理工作。绿证核发原则上以电网企业、电力交易机构提供的数据为基础，与发电企业或项目业主提供数据相核对。绿证对应电量不得重复申领电力领域其他同属性凭证。

（五）对全国风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，实现绿证核发全覆盖。其中：

对集中式风电（含海上风电）、集中式太阳能发电（含光热发电）项目的上网电量，核发可交易绿证。

对分散式风电、分布式光伏发电项目的上网电量，核发可交易绿证。

对生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目的上网电量，核发可交易绿证。

对存量常规水电项目，暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转。对 2023 年 1 月 1 日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目，核发可交易绿证。

四、完善绿证交易

（六）绿证依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易，适时拓展至国家认可的其他交易平台，绿证交易信息应实时同步至核发机构。现阶段可交易绿证仅可交易一次。

（七）绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行。其中，双边协商交易由市场主体双方自主协商绿证交易数量和价格；挂牌交易中绿证数量和价格信息在交易平台发布；集中竞价交易按需适时组织开展，按照相关规则明确交易数量和价格。

（八）对享受中央财政补贴的项目绿证，初期采用双边和挂牌方式为主，创造条件推动尽快采用集中竞价方式进行交易，绿证收益按相关规定执行。平价（低价）项目、自愿放弃中央财政补贴和中央财政补贴已到期项目，绿证交易方式不限，绿证收益归发电企业或项目业主所有。

五、有序做好绿证应用工作

（九）支撑绿色电力交易。在电力交易机构参加绿色电力

交易的，相应绿证由核发机构批量推送至电力交易机构，电力交易机构按交易合同或双边协商约定将绿证随绿色电力一同交易，交易合同中应分别明确绿证和物理电量的交易量、交易价格。

（十）核算可再生能源消费。落实可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制，国家统计局会同国家能源局核定全国和各地区可再生能源电力消费数据。

（十一）认证绿色电力消费。以绿证作为电力用户绿色电力消费和绿电属性标识认证的唯一凭证，建立基于绿证的绿色电力消费认证标准、制度和标识体系。认证机构通过两年内的绿证开展绿色电力消费认证，时间自电量生产自然月（含）起，认证信息应及时同步至核发机构。

（十二）衔接碳市场。研究推进绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排交易机制的衔接协调，更好发挥制度合力。

（十三）推动绿证国际互认。我国可再生能源电量原则上只能申领核发国内绿证，在不影响国家自主贡献目标实现的前提下，积极推动国际组织的绿色消费、碳减排体系与国内绿证衔接。加强绿证核发、计量、交易等国际标准研究制定，提高绿证的国际影响力。

六、鼓励绿色电力消费

（十四）深入开展绿证宣传和推广工作，在全社会营造可再生能源电力消费氛围，鼓励社会各用能单位主动承担可再生能源电力消费社会责任。鼓励跨国公司及其产业链企业、外向

型企业、行业龙头企业购买绿证、使用绿电，发挥示范带动作用。推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用，稳步提升绿电消费比例。强化高耗能企业绿电消费责任，按要求提升绿电消费水平。支持重点企业、园区、城市等高比例消费绿色电力，打造绿色电力企业、园区、绿色电力城市。

七、严格防范、严厉查处弄虚作假行为

（十五）严格防范、严厉查处在绿证核发、交易及绿电交易等过程中的造假行为。加大对电网企业、电力交易机构、电力调度机构的监管力度，做好发电企业或项目业主提供数据之间的核对工作。适时组织开展绿证有关工作抽查，对抽查发现的造假等行为，采用通报、约谈、取消一定时期内发证及交易等手段督促其整改，重大违规违纪问题按程序移交纪检监察及审计部门。

八、加强组织实施

（十六）绿证核发机构应按照国家可再生能源发电项目建档立卡赋码规则设计绿证统一编号，制定绿证相关信息的加密、防伪、交互共享等相关技术标准及规范，建设国家绿证核发交易系统，全面做好绿证核发、交易、划转等工作，公开绿证核发、交易信息，做好绿证防伪查验工作，加强绿证、可再生能源消费等数据共享。

（十七）电网企业、电力交易机构应及时提供绿证核发所需信息，参与制定相关技术标准及规范。发电企业或项目业主应提供项目电量信息或电量结算材料作为核对参考。对于电网

企业、电力交易机构不能提供绿证核发所需信息的项目，原则上由发电企业或项目业主提供绿证核发所需信息的材料。

（十八）各发电企业或项目业主应及时建档立卡。各用能单位、各已建档立卡的发电企业或项目业主应按照绿证核发和交易规则，在国家绿证核发交易系统注册账户，用于绿证核发和交易。省级专用账户由绿证核发机构统一分配，由各省级发改、能源部门统筹管理，用于接受无偿划转的绿证。

（十九）国家能源局负责制定绿证核发和交易规则，组织开展绿证核发和交易，监督管理实施情况，并会同有关部门根据实施情况适时调整完善政策措施，共同推动绿证交易规模和应用场景不断扩大。国家能源局各派出机构做好辖区内绿证制度实施的监管，及时提出监管意见和建议。

（二十）《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132号）即行废止。

国家发展改革委

财政部

国家能源局

2023年7月25日

湖北省能源局文件

鄂能源调度〔2023〕64号

省能源局关于印发《2024年湖北省电力市场交易实施方案》的通知

各市（州）发改委（能源局、办）、经信局，国网华中分部、国网湖北省电力有限公司，有关发电企业、电力用户、售电公司，湖北电力交易中心：

为加快推进湖北电力市场建设，有序做好2024年电力市场交易工作，现将《2024年湖北省电力市场交易实施方案》印发给你们，请遵照执行。

附件：2024 年湖北省电力市场交易实施方案



（此件公开发布）

抄送：国家能源局华中监管局、陕西省发展和改革委员会。

湖北省能源局

2023 年 12 月 8 日印发

附件

2024 年湖北省电力市场交易实施方案

为进一步深化电力体制改革，贯彻落实《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、《国家发改委 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 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）、《湖北省电力中长期交易实施细则》（华中监能市场〔2022〕190号）等文件精神，加快推进湖北电力市场建设，促进电力资源优化配置与能源绿色低碳转型，稳妥有序做好2024年电力市场交易工作，结合湖北实际，制定本方案。

一、总体概况

2024 年湖北电力市场交易主要由电力中长期交易与现货交易组成。电力中长期交易包括：常规电力中长期交易、电网企业代理购电交易、绿电绿证交易、电力需求侧响应交易等。电力现

货交易方案另行制定。

二、常规电力中长期交易

（一）市场主体

1.发电企业

统调公用燃煤、统调燃气、统调自备燃煤（上网电量部分）发电机组；陕武直流配套燃煤发电机组。

2.售电公司

售电公司注册、运营、退出等，按照国家及省内有关要求执行。同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司，全年市场化电量不得超过全省市场化总电量（不含电网企业代理购电电量）的 20%，其中，关联交易电量不超过售电公司合同电量的 50%。关联交易是指同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司和发电企业之间以双边协商开展的交易。

3.电力用户

原则上用电电压等级 10 千伏及以上工商业用户直接参与市场交易，鼓励 10 千伏以下工商业用户参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电。

已选择市场交易的电力用户，原则上不得自行退市。无正当理由退市的电力用户由电网企业保障正常用电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。

电力用户可选择参与批发市场，即与发电企业直接交易，也可选择参与零售市场，即通过一家售电公司代理交易，但只可选择一种方式。

（二）交易电量

1.全年总电量规模不设上限。发电侧年度双边协商交易总规模为 500 亿千瓦时，发电侧与分时用户（含售电公司代理的该类用户）低谷、平段、高峰、尖峰合同电量按 4:4:3:1 比例签约，不分时用户（含售电公司代理的该类用户）不受上述比例限制，当交易时间截止或交易总量达到上限时交易自动终止。

2.各类以双边协商方式开展的交易各时段签约比例同年度交易一致，集中交易采取匿名方式开展。

3.火电企业年度交易签约电量为其上一年度实际交易电量（不含电网企业代理购电电量）的 80%，2023 年新投产机组按全省同容量机组平均利用小时数确定。市场用户年度交易签约电量为上一年度用电量的 80%，月度交易各时段电量原则上不超过年度分月对应时段电量的 30%，月内各时段电量原则上不超过年度分月与月度交易对应时段净合约电量之和的 10%。电力用户、售电公司应通过年度、月度、月内等交易，确保中长期交易电量不低于上一年度用电量的 95%。2023 年新增、扩容用户或用电量较上年发生较大变化的电力用户，可于年度交易前，向交易中心提出 2024 年用电计划说明，作为年度采购电量测算基数。

4.合同回购交易为针对发电侧出现设备故障导致发电能力不足或用户侧大幅减产等特殊情况开展的应急交易，2024 年合同回购交易仅针对年度双边协商交易电量开展。合同回购电量低谷、平段、高峰、尖峰电量比例为 4:4:3:1，当月回购电量不低于年度分月电量的 5%。发电侧发起申请回购用户侧电量的电价为合同价格上调 0.01 元/千瓦时；用户侧发起申请发电侧回购其合同电量的电价为合同价格下调 0.01 元/千瓦时。鼓励发用双方通过连续运营融合交易常态化调整各时段电量，实现供需平衡。

5.为缓解季节性供给不平衡矛盾，2024 年 3-5 月、9-11 月，电力用户、售电公司按实际用电需要的 70%从发电企业购入，其余 30%电量从省电力公司打捆购入，并匹配至各用户，确保电力供应。

6.线损电量纳入交易范畴，综合线损率为 4.79%，发电侧合同电量=用户侧合同电量/（1-综合线损率）。

（三）分时段交易

分时段交易是指将每日 24 小时分为若干类时段，以每个时段的电量为交易标的，组织开展电力中长期交易，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合同曲线。2024 年分时段交易按尖峰、高峰、平段、低谷四类时段组织，各类交易合同经发用双方协商一致后，将合同电量按日分解至 24 个时点。合同电量分解应严格参照用户实际用电情况，不得随意分解。

1.尖峰平谷各时段划分及系数暂按《省发改委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（鄂发改价管〔2022〕406号）有关要求执行。后续如遇分时电价政策调整，各类交易时段划分及系数同步自动调整。

2.发电企业各时段交易电量不得超过其发电能力，各类电力用户和售电公司应参与尖峰、高峰、平段和低谷四类时段交易，其中，不分时用户（含售电公司代理的该类用户）其各时段电价按平段交易电价执行。

3.不分时用户（含售电公司代理的该类用户）各类交易应与分时用户分开组织，其各类合同电量转让仅在该类用户间开展，对应发电侧不分时电价交易合同仅在发电企业同类合同间开展。

4.发电侧各时段合同电量=用户侧同时段合同电量+相应线损电量。

（四）交易价格

1.发电侧交易价格

发电侧合同电价为发电企业与售电公司或批发电力用户通过市场交易形成的价格，其中：火电市场化交易价格包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

燃煤发电上网电量通过市场交易形成中长期合同电量电价，各时段中长期合同电量电价与容量电价之和允许浮动范围为燃煤基准价 $\times$ 时段系数 $\times$ （ $1\pm 20\%$ ）。

陕武配套电源落地电能量电价不高于省内同类型电源（火、风、光）月度电能量结算电价。

2.用户侧交易价格

（1）用户侧批发市场交易合同电价

批发市场用户侧市场化交易合同电价为发电企业与售电公司或批发电力用户通过市场交易形成的综合价格。

批发市场电力用户（售电公司）结算电价=市场化交易合同电价+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+保障居民、农业用电的新增损益分摊或分享。上网环节线损费用=市场化交易合同电价×综合线损率/（1-综合线损率）。

（2）打捆购入电量电价

省电力公司打捆购入电量由陕武配套电源电量，同期保障居民、农业用电后剩余的水电、新能源电量等组成，打捆购入电量电价执行同期电网企业代理购电价格。

3.合同价格形成机制

2024 年各类交易发用两侧仅协商确定尖峰平谷各时段上下浮动比例，时段系数根据全省分时电价政策自动调整。

4.价格联动机制

为做好中长期交易与现货交易的衔接，现货运行期间，年度中长期交易按“长协定量、现货定价”原则，实施价格联动机制。

从现货运行次月起，燃煤发电企业与批发用户、售电公司年

度交易电量按照“固定价+联动价”开展。发用双方年度交易分月合同签约电量的 L ，其某时段结算电价=上月省内现货实时市场该时段出清算算术均价 $\times M$ ，当上月省内现货实时市场出清算算术均价/燃煤上网基准电价在允许浮动范围内时， M 取 1；超出允许浮动范围时， M =相应浮动上（下）限 $\times$ 燃煤上网基准电价/上月省内现货实时市场出清算算术均价；剩余电量（ $1-L$ ）按交易合同已确定的价格结算。联动比例 L 结合现货试运行情况另行确定。

（五）兜底保障机制

兜底保障出清是指年度、月度集中交易出清后，在用户侧电量需求得不到保障的情况下，采取的兜底机制。对用户侧已申报但未成交的电量，通过分摊的方式，形成补充交易合同，以确保市场供应。2024 年，暂由统调燃煤发电企业参与兜底保障出清。兜底保障出清在各类交易完成后组织开展。

兜底保障出清电量分摊：（不）分时电力用户兜底保障出清电量优先安排至本时段（不）分时净合同电量占比低于全省平均水平的发电企业，其余电量按各发电企业已成交（不）分时合同电量占比进行分摊。

兜底保障出清价格：兜底保障出清价格按差额电价执行。发电侧差额电价为全省当月该时段各类已成交中长期交易合同（含双边协商、集中交易）均价下调 0.01 元/千瓦时；用户侧差额电价为全省当月该时段各类已成交中长期交易合同（含双边协商、

集中交易)均价上涨 0.01 元/千瓦时。售电公司因兜底保障出清产生的差额电费不传导至零售用户。

兜底保障出清费用分配：发电侧年度(月度)兜底保障出清差额电费，按各发电企业兜底保障出清前年度(月度)交易电量占比分配；用户侧年度(月度)兜底保障出清差额电费，按批发市场侧各主体兜底保障出清前年度(月度)交易电量占比分配。

(六) 交易结算与偏差考核

1.发电侧结算与考核

火电企业实行“按月分时段类别结算、与电网企业代购电同步清算”。非现货运行期间，燃煤发电企业合同内上网电量按照各类交易合同约定的价格结算，偏差电量暂按全省当月该时段各类中长期交易合同均价结算。

2.用户侧结算与考核

非现货期间，批发市场用户侧合同电量按月分时段类别考核，各时段允许偏差范围为 $\pm 10\%$ ，允许偏差范围内电量按全省当月该时段各类中长期交易合同均价结算。超出允许偏差范围的电量，按全省当月该时段各类中长期交易合同均价结算但予以加价考核。偏差范围为 $(+10\%, +15\%]$ 、 $[-15\%, -10\%)$ 的电量按照 0.01 元/千瓦时予以加价考核；偏差范围为 $(+15\%, +20\%]$ 、 $[-20\%, -15\%)$ 的电量按照 0.02 元/千瓦时予以加价考核；超出 $\pm 20\%$ 的电量按 0.1 元/千瓦时予以加价考核。

现货运行期间，批发市场用户侧合同电量偏差同步实行总电量偏差考核与分时段电量偏差考核，对超额获利予以全额回收。具体按现货规则执行。

2024 年 3-5 月、9-11 月用户侧按实际用电量的 70%与合同电量进行偏差考核。

批发市场用户侧考核所形成的电费，按各电力用户、售电公司当月市场交易电量占比（含年度分解到月部分），全额分配给批发市场电力用户、售电公司。

电力用户、售电公司应按期据实缴纳交易偏差考核电费，未缴纳偏差考核费用不得参与双边协商交易，湖北电力交易中心定期公布偏差考核费用欠费用户清单。

3.售电公司关联交易考核

关联交易考核按月开展，对售电公司月度关联交易电量（含年度分月）超出其月度总合同电量 50%以外的电量予以考核。超出允许范围（0%，5%]的电量，按照 0.05 元/千瓦时予以考核；超出允许范围（5%，10%]的电量，按照 0.1 元/千瓦时予以考核；超出允许范围 10%的电量，按照 0.2 元/千瓦时予以考核。关联交易考核费用按各批发用户和售电公司当月合同电量（含年度分月）占比分配。

（七）兜底保障出清电量超额获利回收

现货运行期间，当批发用户、售电公司兜底保障出清后某时

段合同电量超出该时段实际用电量，且现货交易价格大于中长期交易均价时，对该时段兜底保障出清电量的超额获利予以回收。

（八）零售服务价格机制

零售服务价格机制分为固定服务费、中长期市场联动分成、中长期及现货市场联动分成三种模式。三种模式下，售电公司均可与零售用户约定单位电量固定服务费，固定服务费不超过 10 元/兆瓦时。

1.固定服务费模式

固定服务费模式是指以当月售电公司（不）分时用户侧同时段中长期合同均价作为（不）分时零售用户该时段结算电价的价格机制。（不）分时零售用户某时段结算电价=该零售用户绑定的售电公司（不）分时用户侧同时段中长期合同均价+固定服务费。固定服务费下限为 1 元/兆瓦时。

2.中长期市场联动分成模式

中长期市场联动分成模式是指（不）分时零售用户部分比例电量按相应时段其绑定的售电公司（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价和批发市场（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价中较小值结算，其余电量按当月批发市场（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价结算。即：（不）分时零售用户某时段结算电价= $\min$ （该零售用户绑定的售电公司（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价，批发市场（不）分时用户侧同

时段中长期交易合同均价) $\times K$ +批发市场(不)分时用户侧同时段中长期交易合同均价 $\times (1-K)$ +固定服务费。 K 可由售电公司与零售用户从0%、25%、50%、75%中协商择一确定, K 选取0%、25%、50%、75%时相应固定服务费下限为1元/兆瓦时、1.5元/兆瓦时、2元/兆瓦时、2.5元/兆瓦时。

3.中长期及现货市场联动分成模式

中长期及现货市场联动分成模式是指分时零售用户部分比例电量按相应时段其绑定的售电公司分时用户侧同时段中长期及现货综合结算均价和批发市场分时用户侧同时段中长期及现货综合结算均价中较小值结算,其余电量按当月批发市场分时用户侧同时段中长期及现货交易综合结算均价结算。即:分时零售用户某时段结算电价= $\min$ (该零售用户绑定的售电公司同时段中长期及现货综合结算均价,批发市场侧同时段中长期及现货综合结算均价) $\times K$ +批发市场侧同时段中长期及现货综合结算均价 $\times (1-K)$ +固定服务费。 K 可由售电公司与零售用户从0%、25%、50%、75%中协商择一确定, K 选取0%、25%、50%、75%时相应固定服务费下限为1元/兆瓦时、1.5元/兆瓦时、2元/兆瓦时、2.5元/兆瓦时。不分时用户暂不采用中长期及现货市场联动分成模式。

电力交易机构可根据市场需求,经省能源局审核同意后,逐步推出新的零售服务价格机制。

（九）合同签订

1.各类市场交易合同在湖北省信用机构见证下签约，保障电力中长期合同顺利履行。湖北电力交易中心组织开展电力市场运营评价，并指导市场主体参与市场交易。

2.市场主体均应在湖北电力交易平台上规范签订电子化市场交易合同。鼓励在签订市场交易合同时，约定价格调整机制条款，年度交易合同可只签订电量，根据市场变化再适时约定价格。

（十）履约保函、保险

为进一步做好售电侧管理，防范现货市场风险，保障市场平稳有序运行，提高履约保函、履约保险等履约保障凭证额度，并与市场主体运营评价挂钩。售电公司2022年度运营评价为AAA、AA、A类的履约保函、履约保险等额度分别按现有标准上浮20%、30%、40%执行，其他售电公司按上浮50%执行。

三、电网代理购电交易

（一）电网企业要单独预测代理购电工商业用户用电负荷曲线，综合考虑电网综合线损率、执行保量保价的优先发电电量等因素，按尖峰平谷四段合理确定市场化采购电量规模。

（二）电网公司要根据用户实际用电情况，合理做好用户侧打捆电量购入，明确各类打捆电量购入量、价，并在用户电费单中予以体现。

（三）生物质耦合发电企业可选择由电网企业代购或与母体

一起参与市场交易。企业应于每年年度交易前确定入市方式，一经确定本年度内不得变更。非统调燃煤发电上网电量纳入电网企业代理购电。

（四）跨省跨区售电纳入电网企业代理购电范畴，具体方案另行制定。

四、绿电绿证交易

为进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用，2024 年常态化开展绿证交易。继续全面放开跨省跨区绿电交易，按常规电力中长期交易分时段带曲线开展，并执行国家有关要求。

五、电力需求侧响应交易

为进一步强化电力需求侧管理，运用市场化机制调动需求侧响应资源，增强系统调节能力，2024 年电力需求侧响应纳入电力中长期市场，申报、出清、发布环节在交易平台完成，其余由省电力公司按现行规则组织实施。具体方案另行制定。

六、相关要求

（一）省电力公司要认真做好电力电量平衡，统筹开展电网代理购电工作，确保电力安全稳定供应。

（二）省电力公司和湖北电力交易中心及各市场主体应依照《华中区域电力市场信息披露办法》等相关规定，强化完善信息

披露，进一步提高市场信息透明度，满足市场要求。现货市场运行期间，省电力公司和湖北电力交易中心要强化市场交易实时动态监控，优化完善市场预警机制，遇特殊情况及时上报。

（三）零售用户应在合同中明确是否授权售电公司可查询其历史用电曲线，省电力公司与电力交易中心做好相关服务。

（四）湖北电力交易中心作为市场主体注册工作的责任单位，要加强政策宣传解读培训，做好市场主体持续性满足注册条件的相关管理工作。原则上电网企业与电力交易机构同步办理市场主体注册入市、退市注销等业务，确保业务办结生效时间一致。具体业务流程由国网湖北省电力有限公司会同湖北电力交易中心制定。年度交易开市前，湖北电力交易中心应至少提前 5 个工作日发布公告；月度、月内等其他交易，湖北电力交易中心应至少提前 2 个工作日发布公告。湖北电力调控中心应做好市场化交易安全校核工作。

（五）湖北电力交易中心负责将市场交易合同报省能源局备案，并在每场交易完成后三个工作日内向省能源局报告该场交易情况，每月 15 日前向省能源局报告上月市场交易总体情况及上月结算情况，各类交易结果同步抄送省电力公司。湖北电力交易中心年度清算工作应于次年 2 月底之前完成，并将清算情况报省能源局。

省能源局将会同华中能源监管局加强市场监管，当市场运行

出现较大风险时可视情况暂停、调整或中止交易。对市场主体恶意扰乱市场秩序、串通操纵市场等行为，将依法依规追究相关市场主体责任。

本方案发布后，如遇国家和我省相关政策变动则相应调整。现货市场结算试运行期间，与本规则相冲突的，按现货市场试运行方案执行。

湖北省能源局

省能源局关于开展湖北省电力现货市场 第二轮长周期结算试运行的通知

各市、州、直管市、神农架林区电力主管部门，国网华中分部、国网湖北省电力有限公司，湖北电力交易中心，有关发电企业、电力用户、售电公司：

为贯彻落实国家电力体制改革有关要求，平稳有序推进湖北电力市场建设，促进电力资源优化配置，经研究定于4月16日开始湖北省电力现货市场第二轮长周期结算试运行，现就有关事项通知如下：

一、强化市场交易机制衔接

（一）强化用户侧中长期合同偏差考核。现货运行期间，用户侧（批发用户和售电公司，下同）月度（某连续结算周期内）尖、峰、平、谷四个时段实际用电量与对应时段合同电量允许偏差范围为 $\pm 5\%$ ，超出允许偏差范围的电量予以考核，具体详见现货规则。4月起，打捆电量在各类中长期交易完成后进行匹配，打捆电量合同价格取当月燃煤机组月度集中交易平段均价乘以

分时电价时段系数。

(二) 完善不分时用户超额获利回收机制。2024 年现货未运行期间，当批发市场不分时用户（含售电公司，下同）兜底保障出清或匹配打捆电量后尖、峰段合同电量超出该时段实际用电量时，对偏差电量获利全额回收。兜底保障超额获利回收费用由燃煤发电企业按当月该时段兜底保障出清电量占比分享，打捆电量超额获利回收费用由全体工商业用户按当月实际用电量占比分享。4 月起，现货未运行期间，同步启动不分时用户侧中长期超额获利回收。当批发市场不分时用户当月尖、峰时段实际用电量与其中长期交易合同电量之比低于 95%（谷段实际用电量与其中长期交易合同电量之比高于 105%）时，对偏差电量获利全额回收，回收费用由燃煤发电企业按当月上网电量占比分享。

(三) 适时启动中长期与现货价格联动机制。适时实施中长期与现货价格联动，不分时用户联动后当日中长期结算价格= $(1-L) \times \text{联动前中长期合同价格} + L \times \text{当日现货市场实时出清均价}$ ；分时用户联动后当日某小时中长期结算价格= $(1-L) \times \text{联动前该小时中长期合同价格} + L \times \text{当日现货市场该小时实时出清均价}$ 。联动比例 L 另行确定。

(四) 完善电网企业代理购电市场机制。现货试运行期间，电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量，并通过技术支持系统发布。代理购电用户、居民和农业用户

偏差电量电费应分开核算。9月底前，为保障代理购电用户价格相对稳定，代理购电用户实际用电量仍按中长期合同电价结算，由此产生偏差结算电费暂纳入其他市场运营费用管理；10月起，代理购电用户偏差电量按照现货价格结算，为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊（分享）。代理购电用户购买的燃煤电量为优先发电电量，由省电力公司具体分解至相应发电企业。湖北电力交易中心组织各发电企业严格按照分解电量形成其代理购电中长期交易合同，逾期未摘牌的电量由相应电厂兜底保障出清。现货运行期间，电网企业可通过月度、月内交易采购燃煤优先电量。

（五）加强省间与省内市场衔接。4月起，煤电企业各时段中长期兜底保障出清电量电价取全省煤电机组上月省间外送均价乘以分时电价时段系数与全省该时段年度双边协商交易合同均价的较小值。应急调度外送电量按该时段相关机组参与现货外送电量占比分摊。为做好与分时电价调整衔接，5月起，用户侧中长期月度交易电量比例由30%调整为40%。湖北电力交易中心可根据市场需求，优化月度月内交易方式，推动以“集中竞价+兜底保障出清”方式开展月度交易，适时开展月内连续竞价滚动撮合交易。

二、做好现货交易组织实施

第二轮长周期结算试运行规则详见附件1、2，试运行期间

市场出清结果作为调电依据执行并实际结算。请省电力公司、湖北电力交易中心认真做好交易各项准备及交易系统维护等工作，确保交易顺利开展。请各市场主体认真了解规则相关要求，强化市场风险防范意识，有序开展各项交易工作。

为切实保障电网安全运行，有效防范市场风险，省电力公司、湖北电力交易中心可结合实际运行情况，按程序公告后实时调整现货市场部分参数。试运行期间，省电力公司、湖北电力交易中心应将市场运行信息按日报送省能源局。

附件：1.湖北省电力现货市场交易实施细则（试行 V2.0）

2.湖北省电力现货市场结算实施细则（试行 V2.0）



抄送：国家能源局华中监管局

附件 1

湖北省电力现货市场交易实施细则

(试行 V2.0)

2024 年 4 月

目 录

1 总述	1
1.1 适用范围	1
1.2 引用文件	1
2 市场成员	3
2.1 市场主体	3
2.2 市场运营机构	3
2.3 市场主体参与方式	4
3 市场衔接机制	5
3.1 省间交易与现货交易衔接	5
3.1.1 省内中长期交易与现货交易的衔接	5
3.1.2 省内调频辅助服务与现货交易的衔接	6
3.1.3 省内调峰辅助服务与现货交易的衔接	6
4 日前现货交易	8
4.1 组织方式和交易周期	8
4.2 交易流程	8
4.3 机组参数	9
4.3.1 运行参数	9
4.3.2 缺省申报参数	11
4.3.3 核定费用	11

4.4 日前现货市场边界	11
4.4.1 日前机组运行边界	11
4.4.2 日前电网运行边界	13
4.4.3 事前信息发布	18
4.5 交易申报	18
4.5.1 发电机组申报交易信息	18
4.5.2 申报数据审核及处理	20
4.6 交易出清	20
4.6.1 日前现货市场出清计算	21
4.6.2 特殊机组出清机制	21
4.6.3 日前现货市场安全校核	24
4.6.4 日前现货市场定价	24
4.7 交易结果发布	25
4.8 日前调度计划	25
5 实时现货交易	27
5.1 组织方式与交易周期	27
5.2 交易流程	27
5.3 实时现货市场边界	28
5.3.1 实时机组运行边界	28
5.3.2 实时电网运行边界	29
5.4 交易出清	31

5.4.1 实时现货市场的出清过程	32
5.4.2 特殊机组在实时现货市场中的出清机制	32
5.4.3 实时现货市场安全校核	34
5.4.4 实时现货市场定价	34
5.5 交易结果发布	35
5.6 实时运行调整	36
6 市场偏差处理机制	39
6.1 非计划停运考核	39
6.2 实时发电计划执行偏差考核	39
6.3 限高、限低考核	40
6.4 新能源预测准确率考核	41
7 市场力检测与缓解	42
7.1 市场力检测指标	42
7.2 市场力监管方法	43
8. 特殊情况处理机制	45
8.1 保供电时期处理机制	45
8.2 自然灾害影响期处理机制	45
8.3 系统出清异常处理机制	45
8.4 供热时段价格异常处理机制	45
8.5 电力供不应求时段处理机制	46
8.6 现货市场熔断与中止	46

9 免责条款	49
9.1 市场主体免责条款	49
9.2 电网企业免责条款	49
9.3 市场运营机构免责条款	49
10 附则	51
附件 1: 术语定义	52
附件 2: 现货市场出清数学模型	56

1 总述

为进一步深化电力市场化改革，优化湖北电力资源配置，促进能源结构绿色低碳转型，规范湖北电力现货市场运营和管理，依据国家电力现货市场建设有关要求及我省实际，制定本细则。

1.1 适用范围

本细则适用于湖北电力现货市场的运营、管理、组织与实施。本细则所称现货交易，主要指开展湖北省内日前、实时电能交易。

1.2 引用文件

中华人民共和国电力法（2018 修正版）

电网调度管理条例（国务院令 第 588 号）

电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令 第 599 号）

《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）

《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进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改体改〔2023〕813 号）

《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕

1217 号)

电力系统安全稳定导则 (GB 38755-2019)

电网运行准则 (GB/T 31464-2015)

湖北电网调度控制管理规程

2 市场成员

参与湖北现货交易的市场成员包含市场主体、电网企业和市场运营机构。

2.1 市场主体

市场主体应符合国家和湖北省有关准入条件，满足参与电力现货交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在湖北电力交易中心注册，服从市场管理，接受电力监管机构、政府部门的监督，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

市场初期，参与现货市场的发电侧市场主体包括：

(1) 统调燃煤电厂，包括余量上网自备电厂。

(2) 接入 110 千伏及以上公用电网的新能源场站，不包括扶贫项目。

(3) 独立储能：装机容量 1 万千瓦及以上，充放电持续时间 1 小时及以上，接入 110 千伏及以上公用电网的独立储能（不含新能源配建储能）。

后期结合湖北电力市场实际发展情况，研究配建储能与新能源以联合主体参与现货市场。

市场初期，参与现货市场的用户侧市场主体包含售电公司、批发用户、电网企业代理购电用户。

2.2 市场运营机构

市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力调度机构特指国网湖北电力调度控制中心；电力交易机构特指湖

北电力交易中心有限公司。

国网湖北电力调度控制中心与湖北电力交易中心有限公司作为现货市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。总体上，国网湖北电力调度控制中心负责湖北电力现货交易组织及出清、安全校核、阻塞管理、交易执行等。湖北电力交易中心有限公司负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、出具市场结算依据、合同管理、市场信息发布等。

2.3 市场主体参与方式

市场初期，市场化机组（新能源为场站，下同）以“报量报价”的方式参与现货市场；独立储能以“报量不报价”方式参与现货市场，在竞价日申报运行日充放电曲线，在满足电网安全运行的条件下优先出清；批发用户、售电公司、电网企业代理购电用户以“不报量不报价”的方式参与现货市场。

3 市场衔接机制

3.1 省间交易与现货交易衔接

省间交易包括省间中长期、省间现货和省间辅助服务交易。

(1) 省间中长期交易形成的湖北联络线计划作为省内现货交易预出清边界。

(2) 省间现货、省间辅助服务交易出清待省内现货交易预出清之后开展，市场主体参与省内现货交易预出清后的上下可调容量参与省间交易。省内现货交易预出清未中标开机的煤电机组和全额出清的新能源场站不参与省间交易。

(3) 包含省间交易结果的最新湖北联络线计划作为省内现货交易出清的边界，市场主体参与省间交易出清后的剩余容量参与省内现货交易正式出清，省间交易出清容量在正式出清中予以保留。

为保障电力可靠供应，省间交易（含外省市场主体）造成湖北联络线计划的改变，不得降低省内机组发电供应保障能力和可调容量。

3.1.1 省内中长期交易与现货交易的衔接

省内中长期交易以稳定供需、规避风险为原则，形成中长期合约，合约应约定每日结算用的中长期交易分解曲线或分解曲线形成方式，分解曲线不作物理执行，仅作为现货市场全电量集中竞价优化后的结算依据。

电网企业应单独预测代理购电工商业用户分时段用电量，

扣除水电、风电、光伏、统调燃气、非统调火电、外来电等电源优先保障居民农业剩余电量后，不足部分通过中长期交易向燃煤发电企业采购，形成代购电采购燃煤机组中长期合同。分时段交易组织后，发电企业与售电公司、批发用户签订的合约电量按照“默认均分、协商调整”原则分解至合约期内每日各时点电量。发电企业可结合机组检修等运行实际，将合同电量合理分解至同一交易单元内发电机组，合同分解不得超出机组额定容量。

现货市场运行日的3日前（D-3），各市场主体（含代理购电）形成运行日的中长期交易分解曲线，由电力交易机构提供给电力调度机构。

3.1.2 省内调频辅助服务与现货交易的衔接

（1）省内现货市场备用容量设置应充分考虑系统调频需求。

（2）省内调频交易待省内现货交易出清之后开展，市场主体参与省内现货交易出清后的可调容量在机组（场站）AGC上下限范围内开展调频交易出清。

（3）实际运行期间，包含省间、省内电能量交易出清结果的发电计划作为基值，市场主体在中标的调频容量范围内进行实时调用。

市场成熟后，实现调频辅助服务市场与现货市场联合出清，提升系统整体运行经济性。

3.1.3 省内调峰辅助服务与现货交易的衔接

为适应新型电力系统发展，燃煤机组的深度调节能力应在

现货市场中予以保留，在现货交易申报阶段达不到最小出力的予以考核。根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》要求，现货市场运行期间，调峰及顶峰、调峰容量等市场不再运行。

4 日前现货交易

4.1 组织方式和交易周期

电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、发输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大为目标，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，出清得到运行日（D）的机组（调度单元）启停计划、发电出力曲线以及分时节点电价。

市场运营机构按日组织日前现货交易，每个竞价日（D-1）组织运行日（D）的日前现货交易，运行日从 00:15 至 24:00，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日有 96 个交易出清时段。

4.2 交易流程

日前现货交易按照以下时序组织开展：

（1）D-3 日 17:00 前，电力交易机构将市场主体 D 日的中长期交易（含代理购电）分解曲线提供给电力调度机构。

（2）D-2 日 17:00 前，国调中心、华中网调发布省间联络线及其直调非市场机组 D 日 96 点预计划。

（3）D-1 日 07:30 前，市场主体、电网企业和市场运营机构按照《湖北省电力市场信息披露管理实施细则》的规定，完成事前信息发布。

（4）D-1 日 09:00 前，市场主体申报参与省内现货交易的“电力－价格”曲线。

(5) D-1 日 11:00 前，电力调度机构完成省内日前现货交易预出清，由电力交易机构将预出清结果发布至市场主体。

(6) D-1 日 11:30 前，市场主体根据省内日前现货交易预出清和调频交易出清结果，采用上下可调容量申报参与省间现货交易的分时“电力－价格”曲线。

(7) D-1 日 12:30 前，国调中心完成省间日前现货交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。

(8) D-1 日 14:30 前，华中网调完成华中日前省间电力辅助服务交易出清，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向市场主体公布。

(9) D-1 日 17:30 前，电力调度机构根据最新的省间联络线计划、系统负荷预测、新能源功率预测等边界条件，完成省内日前现货交易正式出清，由电力交易机构向市场成员发布。电力调度机构因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向市场主体公布。

4.3 机组参数

机组参数包括运行参数、缺省申报费用等，是相对稳定、不会每日发生变化的机组技术参数或成本费用。所有市场化发电企业需向市场运营机构提供机组参数，经市场运营机构审核批准后生效。如需变更，需通过参数变更管理流程进行更改。

4.3.1 运行参数

机组运行参数应与并网调度协议保持一致，作为现货交易出清的默认参数。机组运行参数有：

（1）额定有功功率，单位为兆瓦；

（2）最小出力，单位为兆瓦，煤电机组取达到最大深调能力的有功功率，其他机组取 0；

（3）功率调整速率，单位为兆瓦/分钟；

（4）AGC 上下限，单位为兆瓦；

（5）厂用电率，单位为百分数，取统计周期内机组平均综合厂用电率；

（6）冷态/温态/热态启动通知时间，即火电机组处于冷态/温态/热态时，从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（7）典型开机/停机曲线，指火电机组在开机/停机过程中，从并网至最小出力/最小出力至解列期间的升功率/降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。典型停机曲线为机组最快、非打闸停机方式下的降功率曲线，持续时间原则上不超过 2 小时；

（8）最小连续开机/停机时间，指火电机组开机/停机后距离下一次停机/开机至少需要持续的时间，单位为小时。煤电最小连续开机时间设为 120 小时，最小连续停机时间设为 72 小时；

（9）电力调度机构所需的发电机组其他参数。

其中，当机组最小连续开机/停机时间无法满足电力平衡或电网安全约束的要求时，电力调度机构可根据电网运行实际情况统一调整机组的最小连续开机/停机时间，并通过电力交易平

台向市场成员发布相关参数调整情况和原因。

4.3.2 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货交易的发电机组需在市场注册时提供的默认缺省报价等。若市场主体未按时在现货市场中申报，则采用缺省申报参数进行出清。若市场主体未提供缺省申报参数，则采用最近一次的有效申报进行出清。原则上，缺省申报参数一年内允许更改一次。机组缺省申报参数要求与 4.5.1 条相同。

4.3.3 核定费用

核定费用由政府主管部门统一制定，包括申报价格上下限、市场出清价格上下限等，作为现货市场申报、出清、结算的依据。

（1）申报价格上/下限。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限值。申报价格上限设为 1000 元/兆瓦时，下限设为 0 元/兆瓦时。

（2）市场出清价格上/下限。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力、网架阻塞等因素，设置市场出清价格上下限值，当市场出清价格超出出清价格上下限值范围时，按相应限值进行出清。出清价格上限设为 1200 元/兆瓦时，下限设为 0 元/兆瓦时。

4.4 日前现货市场边界

4.4.1 日前机组运行边界

日前机组运行边界主要包括：机组状态约束、机组出力上

下限约束、机组一次能源供应约束、机组最早可并网时间、机组试验（调试）计划。

4.4.1.1 机组状态约束

机组状态分为可用、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，按原中长期模式结算。

（1）可用状态：可用状态包括机组运行、备用、试验（调试）状态。运行日存在调试时段的机组在运行日全天均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际无法正常调用时，按“两个细则”非计划停运相关规定考核。

（2）不可用状态：不可用状态包括机组检修、缺燃料停运以及其他不可用情况。检修机组在调度机构批复的检修工期内计为不可用状态，其中开工日、完工日全天均视为不可用状态，检修工期及其变更以调度机构批复的停运计划为准。机组不满足发电调度并网管理规定时，视为不可用状态。

4.4.1.2 机组出力上下限约束

调度机构根据机组的额定有功功率、检修和试验（调试）批复等情况，结合发电企业报送的出力上下受限信息，确定运行日其调管范围内机组的 96 点出力上下限约束，作为日前现货市场出清的边界条件。正常情况下，发电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小出力。因机组自身原因造成出力上下受限时，按本细则 6.3 节考核。

4.4.1.3 机组一次能源供应约束

燃煤电厂电煤库存可用天数低于 7 天，或燃气电厂气源供应不足时，视为发电机组存在一次能源供应约束，相关电厂各台（套）机组均按照申报价格上限作为报价参与现货市场出清，但不参与市场定价。

4.4.1.4 机组最早可并网时间

火电机组在竞价日处于停机状态，且预计在运行日具备开机运行条件时，需确定该机组的最早可并网时间，该机组在现货市场中标开机时，其并网时间不早于最早可并网时间。

4.4.1.5 机组试验（调试）计划

（1）新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调度机构批复的调试需求安排发电，调试运行结束至确认进入商业运营前，机组作为日前现货市场边界，在确认进入商业运营后按照正常程序参与现货市场。新建机组完成满负荷试运行后至当日 24:00，在确保电网安全和电力供应的前提下，原则上按照最小出力运行。

（2）在运机组试验（调试）

需试验（调试）的在运机组应提前明确运行日调试时段内每 15 分钟的试验（调试）计划，经调度机构审核同意后生效，在现货市场运行日按照调试计划发电。

原则上，在电力供应不足或清洁能源消纳能力不足时，调度机构不予安排在运机组的试验（调试）计划。

4.4.2 日前电网运行边界

电网运行边界包括：负荷预测、省间联络线计划、备用约束、发输变电设备检修计划、发输变电设备投产与退役计划、电网安全约束等。

4.4.2.1 负荷预测

日前负荷预测包括系统负荷预测和母线负荷预测。

(1) 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的全网用电负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日系统负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

(2) 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方发电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与系统负荷预测存在偏差，则由技术支持系统根据以各节点母线负荷预测值为比例分摊偏差。

4.4.2.2 省间联络线计划

电力调度机构根据国调中心、华中网调发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线

计划进行维护。

4.4.2.3 备用约束

电力调度机构综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、主要故障预想、重要保供电等情况下的系统运行需要，制定电网运行备用要求。日前现货市场出清结果需同时满足D日的各类备用要求。特殊时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供要求，调整备用约束限值。

4.4.2.4 发输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度发输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的发输变电设备检修计划。

4.4.2.5 发输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度发输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的发输变电设备投产与退役计划。

4.4.2.6 电网安全约束

调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。各级调度机构安全约束条件存在相互影响的情况时，应相互通报并协调一致。电网安全约束包括但不限于设备极限功率、电网断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置设备极限功率、断

面极限功率：

（1）因系统安全约束，需要将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（2）因保供电、防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（3）其他保障电网安全和电力可靠供应需要将设备、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，电力调度机构可设置必开机组：

（1）因系统安全约束，需要提前开出的燃煤机组，以及必须维持运行状态的机组。

（2）因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组。

（3）根据电网安全运行要求进行调试的机组，或调度机构批复同意进行试验的机组。

（4）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组。

（5）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。

（6）其他保障电网安全和电力可靠供应需要开机运行的机组。

设置必开机组时，在没有可选择或替代的情况下，由电力调度机构在竞价日事前信息发布时明确必开机组及相应必开时段；在有选择或替代的情况下，通过在出清模型中增加最小/最

大开机台数约束，选择发电成本最小的机组作为必开机组。

调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必开机组提前做好开机准备，必开机组确保在运行日能够按时正常开机运行。

（三）发电机组（群）必停约束

必停机组视为不可用状态，出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组：

（1）因系统安全约束需要停机的机组；

（2）因上网路径、通道检修不具备并网条件的机组；

（3）处于计划检修、临时检修、缺煤停机等状态的机组；

（4）湖北省能源局、国家能源局华中监管局下达停机要求的机组；

（5）已纳入政府当年关停计划的机组；

（6）其他情况需要停机的机组。

设置必停机组时，由电力调度机构在竞价日事前信息发布时明确必停机组及相应必停时段。调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组提前做好停机准备，并在现货市场出清中将必停机组设置为不可用状态。必停机组确保在运行日能够按时正常停机。

（四）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度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的发电机组；

(2) 因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要限制出力上下限的发电机组；

(3) 根据电网安全运行要求或新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组；

(4) 其他情况需要限制出力上下限的发电机组。

4.4.3 事前信息发布

竞价日 07:30 前，市场主体、电网企业和市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》等相关规定发布事前信息。

4.5 交易申报

各市场主体需每日向市场运营机构提交申报信息，主要包括生产运行信息与交易量价信息，其中生产运行信息包括机组出力上下限约束、机组最早可并网时间、机组试验（调试）计划、储能充放电曲线等，交易量价信息包括机组电能量费用等。

4.5.1 发电机组申报交易信息

竞价日前一天（D-2）12:00 前，发电企业应通过调度技术支持系统申报在运机组试验（调试）计划。

试验（调试）计划：有试验（调试）需求发电机组应向调度机构申报运行日试验（调试）计划，包括调试时段、每 15 分钟的调试出力曲线和调试内容，经调度机构审核同意后生效。

竞价日 09:00 前，发电企业应通过调度技术支持系统申报机组出力上下限约束、机组最早可并网时间。

机组出力上下限约束：火电机组因设备、燃料、供热等自身原因发生出力调整无法达到机组额定有功功率或最小出力时，

发电企业应向调度机构提交出力受限情况，包括机组实际调节上下限、受限时段、受限原因。其中，统调自备电厂需考虑运行日自用电计划申报其出力下限。为保障系统调节能力，供热机组申报出力下限原则上不高于额定容量 50%。

机组最早可并网时间：火电机组在竞价日处于停机状态，且预计在运行日具备开机运行条件时，发电企业应向电力调度机构申报机组预计在运行日的最早可并网时间。若未及时申报，则按照日前现货市场出清结果发布时间（竞价日 17:30），往后顺延该机组的冷态/温态/热态启动通知时间后，计算得到该机组最早可并网时间。日前现货市场出清机组并网时间不早于申报的最早可并网时间。

竞价日 09:00 前，独立储能应通过调度技术支持系统申报运行日的储能充放电计划。

储能充放电计划：新型储能作为独立主体申报运行日 96 点充放电功率曲线，连续充或放电次数不超过“两充”或“两放”。

竞价日 09:00 前，所有市场化机组应通过电力交易平台申报机组电能量费用（元/兆瓦时）。电能量报价表示机组运行在不同出力区间段时单位电能量的价格，燃煤机组、新能源场站可申报 5 - 10 个价格段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间价格（元/兆瓦时）。机组报价需满足以下要求：

（1）第一个报价段起点为最小出力，最后一个报价段终点为额定有功功率；

(2)每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

(3)报价曲线必须随出力增加单调非递减，申报的每个报价段容量区间范围为 $[5\% \times \text{额定容量}, 20\% \times \text{额定容量}]$ ，相邻两段价差范围为 $[10 \text{ 元/兆瓦时}, 20\% \times \text{申报价格上限}]$ ；

(4)每个报价段的价格均不可超过申报价格的上下限。其中，燃煤机组的报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

机组电能量费用迟报、漏报均采用缺省值作为申报信息。

4.5.2 申报数据审核及处理

市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由湖北电力交易平台和调度技术支持系统自动进行初步审核，初步审核不通过则不允许提交。初步审核通过后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

4.6 交易出清

竞价日 17:30 前，电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、非市场机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、各机组申报信息、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大为目标，依次采用安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到运行日日前现货市场交易结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时节点电价。

报价相同的机组按照对应申报电量的比例分配机组出清电量。

日前现货市场出清计算所用的电网拓扑包括湖北省级及以上调度机构调管的发、输、变电设备，以及准入参与现货市场交易的发电机组等，未在 220 千伏及以上电压等级接入的市场化机组采用等值接入的方式处理。

4.6.1 日前现货市场出清计算

日前现货市场出清计算过程如下：

（1）按照系统最大消纳能力及新能源日前申报价格排序，结合其他市场化机组报价和最新的各类约束条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的机组开机组合、96 点出力曲线以及分时节点电价。

（2）对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加调整相应约束条件，重复上述第一步计算过程，直至安全约束校核通过，得到日前现货市场的出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时节点电价等。

4.6.2 特殊机组出清机制

4.6.2.1 必开、必停机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，必停机组在必停时段内的机组状态为停机，不参与机组组合优化。必开最小出力及以下部分优先出清，不参与定价、接受价格；必开最小出力以上部分按照电能量报价信息参与机组出力优化出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出

力为该台机组的最小出力。

4.6.2.2 试验（调试）机组

（1）调试的新建机组

新建机组在进入商业运营前，视为非市场化机组，不参与现货市场定价与结算，其中在完成满负荷试运行前，按照电力调度机构批复的调试需求安排发电；在完成满负荷试运行后至当天 24:00，在确保电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，按照最小出力安排发电。新建机组在进入商业运营后按照正常程序参与现货市场。

（2）试验（调试）的在运机组

经电力调度机构审核同意的试验（调试）在运机组在运行日试验（调试）时段内，机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照机组试验（调试）出力出清，不参与定价、接受价格；在运行日非试验（调试）时段内，因电网原因处于试验（调试）状态的机组，按照电能量报价信息参与优化出清，因电厂原因处于试验（调试）状态的机组，在确保电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，按照最小出力出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.3 供热机组

供热电厂需按供热最小必开容量申报供热机组，经电力调度机构校核后，供热机组在运行日供热时段内的机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息，在供热电力负荷上下限约束范围内参与机组出力优化出清。在确保电网安

全稳定运行和清洁能源消纳的前提下，供热电力负荷下限部分优先出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.4 最小连续开机、停机时间内机组

运行机组在最小连续开机时间内的机组状态为开机，停机机组在最小连续停机时间内的机组状态为停机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息参与机组出力优化出清。

4.6.2.5 处于开、停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组在机组并网升功率至最小出力期间，按照典型开机曲线出清，不参与定价、接受价格。在发电出力达到最小出力之后，从下一个交易周期开始，按照电能量报价信息参与日前现货市场优化出清。

处于停机状态的发电机组在机组最小出力降功率至解列期间，按照典型停机曲线出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.6 自备电厂

经电力调度机构校核有余量上网的自备电厂机组在运行日机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息，在保障自用电的出力约束范围内参与机组出力优化出清。在确保电网安全稳定运行和清洁能源消纳的前提下，自用电部分优先出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.7 一次能源供应约束机组

存在一次能源供应约束的机组按照市场申报价格上限参与日前现货市场优化出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.8 独立储能

独立储能按照其申报的充放电曲线优先出清，接受价格。为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳，必要时调度机构可对储能充放电曲线进行调整。

4.6.3 日前现货市场安全校核

4.6.3.1 电力平衡校核

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，电力调度机构可以采取调整运行边界、调整储能充放电、增加机组约束等手段，并重新出清得到满足平衡约束的交易结果。

4.6.3.2 安全稳定校核

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设备或电网断面功率不超过极限值、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，电力调度机构可以采取调整运行边界、调整储能充放电、增加机组约束等手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

4.6.4 日前现货市场定价

日前现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每整小时内 4 个 15 分钟（例如 00:15-01:00）节点电价的算术平均值计为该节点的分时节点电价。

4.7 交易结果发布

竞价日 17:30 前,电力调度机构计算得到运行日的日前现货交易出清结果,按照《电力市场信息披露基本规则》的要求,通过湖北电力交易平台向市场发布。

4.8 日前调度计划

日前现货市场原则上基于竞价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出清结果(包含机组开机组合以及机组出力计划)即为运行日的发电调度计划,发电企业应根据发电调度计划提前做好开停机准备,确保 D 日按时开停机。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化,并且可能影响电网安全稳定运行、电力可靠供应、清洁能源消纳时,电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件,按照机组申报平均价格排序对机组组合进行调整,以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳,同时向相关市场成员发布相关信息。

主要边界条件变化情况包括但不限于:

(1)系统负荷预测、新能源预测因天气原因产生较大变化并可能影响电力平衡;

(2)机组非计划停运(含出力受限)、检修计划调整并可能影响电力平衡;

(3)联络线计划因电网故障、送受端电源故障、清洁能源消纳等原因出现临时调整;

(4)电网输变电设备出现故障、临时检修或检修计划调整;

(5)政府临时下达的保电或环保要求等。

5 实时现货交易

5.1 组织方式与交易周期

电力调度机构基于日前现货市场封存的发电机组申报信息，以及最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前现货市场及日前调度计划确定的开机组合基础上，以社会福利最大为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（调度单元）实时发电出力曲线以及分时节点电价。

市场运营机构按 15 分钟为一个交易周期组织实时现货交易，提前 15 分钟滚动计算未来 2 小时实时现货交易结果。

5.2 交易流程

实时现货交易按照以下时序组织开展：

（1）T-110 分钟前，市场主体根据最新的省内现货出清结果和调频出清的结果，采用上下可调容量申报参与省间现货交易的分时“电力－价格”曲线。

（2）T-60 分钟前，国调中心完成省间日内现货交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。

（3）T-30 分钟前，华中网调完成华中日内省间电力辅助服务交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。

（4）T-15 分钟前，电力调度机构根据最新的省间联络线计

划和市场主体省间交易出清结果，完成省内实时现货交易出清，由电力交易机构向市场成员发布。因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向市场主体公布。

5.3 实时现货市场边界

5.3.1 实时机组运行边界

实时机组运行边界与日前现货市场相同，当发电机组的运行参数和边界数据与日前现货市场有较大变化时，发电企业需及时通过调度技术支持系统申报，经电力调度机构审核同意后生效，并对实时现货市场的相关运行参数和边界数据进行修改，并进行实时现货市场出清计算。运行参数和边界数据变化主要包括以下信息：

- (1) 机组出力上下限约束变化情况；
- (2) 机组发生故障需固定实时出力的情况；
- (3) 机组试验（调试）计划变化情况；
- (4) 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。

5.3.1.1 机组出力上下限约束

火电机组因设备、燃料、供热等原因发生出力限高/限低相较日前市场有变化时，发电企业应及时提交新的机组出力上下限约束，经电力调度机构审核同意后，作为实时市场机组出力上下限约束。

日前确定的供热机组在日内原则上不允许更换，实时运行中若供热机组发生故障或非计划停运导致不具备供热条件时，

发电企业可向电力调度机构申请切换为厂内其他经政府主管部门认定的供热机组。发生故障（未停运）的供热机组视同非供热机组参与实时电能量市场出清，机组出力上下限相应变更。

新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度技术支持系统报送实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期发电预测曲线，作为实时市场出清的上限约束。

机组因自身原因造成出力上下受限时，按照本细则 6.3 节考核。

5.3.1.2 机组故障固定出力

机组发生故障后，为保障机组安全稳定需带固定出力时，发电企业应及时提交固定出力计划、对应时段和故障详情，经电力调度机构审核同意后执行。

5.3.1.3 机组试验（调试）计划

原则上发电机组试验（调试）计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求调整试验（调试）计划等情况。

5.3.2 实时电网运行边界

5.3.2.1 超短期负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时系统负荷需求。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仅限于以下因素：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、政府环保要求等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时 220 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。

5.3.2.2 省间联络线计划

省间联络线计划作为实时现货市场出清的边界条件。当电网实时运行边界条件发生变化时，调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，调整联络线计划。

5.3.2.3 非市场机组发电计划

非市场机组的实时发电计划原则上按照日前发电计划执行，当电网实时运行边界条件发生变化时，调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，必要时可调整非市场机组发电出力。

5.3.2.4 发输变电设备检修

电力调度机构基于发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。

5.3.2.5 备用约束

电网实时运行应满足运行备用要求，若发生变化需以最新

的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）电力调度机构可增开机组、向上级调度申请备用支援。

（2）若系统备用容量仍无法满足要求，电力调度机构可执行需求侧响应以及有序用电措施。

（3）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率及系统备用在规定范围内。

5.3.2.6 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市场主体进行发布。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将电网稳定断面的限值留出一定比例的裕度。

5.4 交易出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，在实时开机组合基础上，以发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化机组出力，形成日内发电计划、分时节点电价等信息。

新能源因预测原因其实际出力小于出清电力并有较大偏差

时，应在下一交易周期考虑该偏差量的影响，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，以保障电力实时平衡。

5.4.1 实时现货市场的出清过程

实时现货市场出清数学模型与日前现货市场一致，出清计算过程如下：

（1）在实时开机组基础上，按照系统最大消纳能力及新能源日前申报价格排序，结合其他市场化机组日前报价和实时最新的各类约束条件，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算机组实时出力曲线、实时节点电价。

（2）对实时现货市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加调整相应约束条件，重复上述第一步计算过程，直至安全约束校核通过，得到机组实时出力曲线 P 。

（3）按照新能源日前报价，结合其他市场化机组日前报价和实时最新的各类约束条件，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算得到新能源机组竞价中标出力 P' 、竞价未中标但仍被系统消纳电力 $P-P'$ 以及实时节点电价 LMP 。

5.4.2 特殊机组在实时现货市场中的出清机制

5.4.2.1 必开机组

在日前现货市场中指定为必开机组的火电机组，在实时现货市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

5.4.2.2 试验（调试）机组

在日前现货市场中申报了运行日试验（调试）计划的火电机组，在实时现货市场中同样视为试验（调试）机组。试验（调试）机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

5.4.2.3 供热机组

在日前现货市场中申报了运行日出力上下限的供热机组，在实时现货市场中采用其日前申报的出力上下限。供热机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

5.4.2.4 处于开、停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组在机组并网升功率至最小出力期间，按照当前实际出力出清形成下一交易周期发电计划，不参与定价、接受价格。在发电出力达到最小出力之后，从下一个交易周期开始，按照电能量报价信息参与实时现货市场优化出清。

处于停机状态的发电机组在机组最小出力降功率至解列期间，按照当前实际出力出清形成下一交易周期发电计划，不参与定价、接受价格。

5.4.2.5 统调自备电厂

统调自备电厂在实时现货市场中出清机制与日前市场出清机制一致。

5.4.2.6 独立储能

独立储能在实时现货市场中出清机制与日前市场出清机制一致。当电网实时运行边界条件发生变化时，电力调度机构可

按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，必要时对储能充放电计划进行调整。

5.4.2.7 发电异常机组

若发电机组在实时运行中发生异常，并且需要对机组出力进行调整时，在异常时段内，机组出力固定为经电力调度机构同意的机组申报发电出力值，相应时段内该台机组不参与定价、接受价格。异常处理结束后，从下一个交易周期开始，按照机组电能量报价参与实时现货市场优化出清。

5.4.2.8 临时新增开、停机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。临时新增停机机组指在日前现货市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组。

实时现货市场中，临时新增开机、停机机组根据调度指令开、停机，按照报价参与市场优化出清，相应的电能量偏差按照实时现货市场的偏差结算原则进行处理。

5.4.3 实时现货市场安全校核

实时现货市场安全校核与日前现货市场中的安全校核模型和计算方法一致。

5.4.4 实时现货市场定价

实时现货市场出清形成每 15 分钟的实时节点电价，每整小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值计为该节点实时市场分

时节点电价。

5.4.4.1 发电侧

火电机组实时现货市场出力曲线与中长期分解曲线作差值，计算分时偏差电量，按照对应时段该机组实时市场分时节点电价定价。

新能源场站上网电量按三部分电量定价，具体详见《湖北省电力现货市场结算实施细则》。

独立储能实时现货市场出清的充、放电曲线与中长期曲线分解作差值所得的偏差电量，按照对应时段该实时市场分时节点电价定价。其中充电曲线按负值处理。独立储能未签订中长期合约时，中长期分解曲线按 0 处理。

5.4.4.2 用户侧

用户侧实时现货市场出清的用电曲线与中长期分解曲线作差值，计算分时偏差电量，按照实时加权平均综合电价定价：

$$LMP_{t, \text{实时}} = \sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t, \text{实时}} \times LMP_{m,t, \text{实时}} / \sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t, \text{实时}}$$

其中， $LMP_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时的用户侧实时加权平均综合电价，即对实时现货市场发电侧各节点分时节点电价按上网电量进行加权平均； $Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场化机组 m 在第 t 小时的实际上网电量； $LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时市场化机组 m 所在节点的实时结算价格，即第 t 小时 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值。

5.5 交易结果发布

电力调度机构通过技术支持系统及时发布实时现货市场每 15 分钟出清的发电计划，次日发布实时现货市场每 15 分钟出清

的节点电价，作为结算依据。

5.6 实时运行调整

电网实时运行应按照规定保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及电网断面潮流波动空间，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。

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差、调频容量不足等原因，造成联络线潮流调整困难无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员应使用技术支持系统进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，及时向市场发布相关情况。技术支持系统将根据调整后的电力平衡情况，出清实时市场机组出力及价格。

电网实时运行发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照“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。电力调度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，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (1) 电网设备负载、断面潮流、频率、电压超规定限额时；
- (2) 系统调频容量、备用容量、无功容量或区域开机方式无法满足电网运行规定时；
- (3) 新能源发电预测、负荷预测与实际偏差较大，影响实时电力平衡时；

(4) 省间联络线功率超正常允许范围而需调整时;

(5) 气象水情变化、电力系统故障、电力设备缺陷可能对电网、设备、人身安全造成影响时;

(6) 继电保护及安全自动装置故障, 需要改变系统运行方式时;

(7) 自动化、通信设备故障, 影响市场正常运行时;

(8) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要调整的其他情形;

(9) 政府临时下达的保电或环保的任务及要求时。

在出现上述情况时, 电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式:

(1) 改变机组的发电计划;

(2) 让发电机组投入或者退出运行;

(3) 调整电网运行方式, 包括调整设备停送电计划;

(4) 调整省间联络线的送受电计划;

(5) 调用市场化可中断负荷;

(6) 采取需求侧响应、错峰限电方式控制负荷;

(7) 调整断面限额, 设置临时断面;

(8) 投入或退出机组调频模式;

(9) 暂停实时现货市场交易;

(10) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行中机组或用户出现违反相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时, 电力调度机构应对机组、用户行

为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议湖北省能源局、国家能源局华中监管局对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

6 市场偏差处理机制

发电侧偏差考核分为非计划停运考核，实时发电计划执行偏差考核，限高、限低考核，新能源预测准确率考核。发电侧偏差考核资金需在现货市场中单独统计、按月结算，并按照《湖北省电力现货市场结算实施细则》的相关规定处理。

6.1 非计划停运考核

煤电出现以下情况之一时，可认定为机组非计划停运：

（1）机组在日前现货市场中纳入机组组合，因自身原因发生跳闸，影响运行日的开机运行；

（2）机组在日前现货市场中纳入机组组合，因自身原因未按照日前现货市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网；

（3）机组在日前调度计划环节被安排开机，因自身原因未按照电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

非计划停运考核按照华中区域“两个细则”相关规定执行。

6.2 实时发电计划执行偏差考核

机组（场站）实际发电电力与实时现货市场出清曲线的偏差超出允许范围时，对允许偏差范围外的电量按当月同类型电源的电能量结算均价进行考核。其中，煤电机组实际发电允许偏差为 $\max(P_{i,t,G} * 2\%, 2\text{MW})$ ，新能源场站实际发电允许正偏差（实际发电电力大于实时现货市场出清电力时为正偏差，反之为负偏差）为 $\max(P_{i,t,G} * 2\%, 2\text{MW})$ ，允许负偏差为 $\max(P_{i,t,G} * 5\%, 2\text{MW})$ ， $P_{i,t,G}$ 为机组（场站）i 在实时现货市场 t 时段的出清电

力。考核计算方法具体详见《湖北省电力现货市场结算实施细则》。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不进行本节所述实时发电计划执行偏差考核：

（1）机组发生非计划停运导致发电计划执行偏差时，按照6.1节的规定处理；

（2）煤电机组开停机过程中出力不足机组最小出力时；

（3）机组参与调频辅助服务市场并调用时；

（4）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳需要，机组按照调度指令紧急调整出力产生的偏差；

（5）华中区域“两个细则”已对实时发电执行偏差进行了考核，本规则不再重复考核。

6.3 限高、限低考核

出现以下情况之一时，可认定为机组限高、限低：

（1）机组申报的出力上下限中，若最大电力低于额定有功功率，或最小电力高于最小发电出力，则确认该机组顶峰能力或调峰能力下降；

（2）电力调度机构通过技术支持系统随机检测发电机组的顶峰和调峰能力，按照其申报的最大、最小出力下达实时发电计划，如果该机组不能按计划执行，则确认该机组虚报最大、最小出力；

机组限高、限低考核按照华中区域“两个细则”相关规定执行。

6.4 新能源预测准确率考核

新能源预测准确率考核按照华中区域“两个细则”相关规定执行。

7 市场力检测与缓解

7.1 市场力检测指标

在日前、实时现货市场出清完成后，开展市场力评估分析，计算三项市场力评估指标，并向市场主体发布。

(1) 反映市场集中度的 HHI(Herfindahl-Hirschman Index) 指标，指所有发电主体所占市场份额的平方和。计算公式如下：

$$HHI = \sum_{i=1}^N (100 * S_i)^2$$

其中， S_i 是第 i 个市场供应者的市场份额，指该发电主体 i 的装机容量占全市场总装机容量的比例； N 为市场中发电主体的数目。

当 $HHI < 1000$ 时，表明该市场具有良好的竞争环境；当 $1000 \leq HHI \leq 1800$ 时，表明该市场为低寡占型市场；当 $1800 < HHI < 10000$ 时，表明该市场为高寡占型市场；当 $HHI = 10000$ 时，表明该市场处于完全垄断状态。

(2) 反映市场对某发电主体依赖程度的 MRR (Must Run Ratio) 指标是指某一时段为满足市场需求，某发电主体必须发电的出力占其可发电容量的比例。计算公式如下：

$$MRR_{i,t} = \max \left(\frac{D_t - \sum_{j=1, j \neq i}^N Q_{j,t}}{Q_{i,t}}, 0 \right)$$

$Q_{j,t}$ 为 t 时刻第 j 个市场开机发电主体的可发电容量； $Q_{i,t}$ 为 t 时刻第 i 个市场开机发电主体的可发电容量； D_t 为时段 t 的市场用电负荷预测；当某发电主体 i 的 MMR 指数大于 0 时，表明必

须调用该发电主体才能满足市场需求。

(3) 反映发电主体所占市场份额情况的 TOP-4 指数，是指前 4 家发电主体所占市场份额之和，计算公式如下：

$$TOP-4 = \sum_{i=1}^M S_i$$

S_i 是第 i 个市场主体的市场份额，指该发电主体 i 的装机容量占全市场总装机容量的比例。TOP-4 指标小于 65%，表明市场竞争较为充分。

7.2 市场力监管方法

为避免具有市场力的发电机组操纵市场，禁止不同市场主体（或不同场站交易单元）串谋报价，操纵市场出清价格。需进行市场力检测与缓解，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述措施中的一项或多项。

7.2.1 报价行为测试

计算发电机组电能量平均报价与自身近 30 天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过 [80%，120%] 时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比值的倒数，作为该机组报价参与市场出清。

7.2.2 同质性报价测试

为确保电力价格真实反映电力供需，对不同发电企业的同等装机容量水平的机组报价进行同质性测试。当机组报价相似度大于基准阈值 C 时（暂定为 99.5%，后续可适时调整），则

将相似报价机组申报价格替换为变动成本，作为该机组报价参与市场出清。

机组同质性测试的具体方法如下：

定义机组每日申报特征向量：

$$V_{Pi} = [p_{0\%}, p_{N\%}, p_{2N\%}, \dots, p_{100\%}]$$

$p_{0\%}, p_{N\%}, p_{2N\%}$ 向量各元素分别为 0%容量、N%容量、2N%容量、.....100%容量对应的申报价格。

求解相似度，即求和各特征点的欧式距离，并且进行标么化处理，获得 M 个特征点间距离均值，同时与市场申报价格上限进行相除，作差求出申报曲线相似度：

$$W_{\text{相似度}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^M \sqrt{(P_{Ai} - P_{Bi})^2}}{M} * \frac{1}{P_{\text{上限}}}$$

式中： P_{Ai} 和 P_{Bi} 为申报机组 A 和机组 B 在布点 i 对应的申报价格； $P_{\text{上限}}$ 为市场申报上限； $M=100/N+1$ 。

8. 特殊情况处理机制

8.1 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，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

8.2 自然灾害影响期处理机制

冰灾、山火、洪水、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 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变电设备停运、临时中止检修并恢复送电等措施。

8.3 系统出清异常处理机制

当现货出清优化核心功能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《湖北省电力市场结算实施细则》中结算差错退补的相关原则进行电费的追退补。

8.4 供热时段价格异常处理机制

供热机组在供热时段设置为必开机组，经检测，如果供热

机组存在较大市场力，引起市场价格明显异常的，可调整限价范围、进行申报价格替代或选取近一段时期现货市场平均价格进行结算。

8.5 电力供不应求时段处理机制

在日前、实时现货市场组织环节，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，优先调用市场化需求侧响应资源。若预计调用市场化需求侧响应资源后电力供应满足需求，则根据需求侧响应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。若调用市场化需求侧响应资源后电力供应仍不满足要求，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足要求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。市场化需求侧响应运行规则另行制定。

8.6 现货市场熔断与中止

8.6.1 市场熔断机制

为及时有效消除异常情况对电网及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场熔断与中止前，若出现以下情况，触发实时电能量市场熔断机制，并在 2 小时内向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 48 小时。可触发现货市场熔断的条件主要包括：

(1) 技术支持系统电源故障或系统异常、网络异常等情形影响实时现货系统正常运行，已持续 60 分钟以上，且短时难以恢复；

(2) 发生重大自然灾害、极端天气、突发事件可能影响电力供应或电网安全；

(3) 火电机组受阻严重、火电开机容量不足、重大电源故障、新能源出力与预测偏差大等情况造成电力供不应求；

(4) 重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

(5) 实时现货市场调节能力无法满足电网实际变化需要；

(6) 按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求；

(7) 调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其他情形。

在市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以调度机构下发的指令为实时现货市场出清结果，相应时段的结算电价调整为其出力所在容量段的报价。

8.6.2 市场中止机制

在现货市场熔断超过 48 小时仍未恢复运行，或者市场运营机构在现货市场动态监控中预见或者发现以下情况之一时，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，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

(1) 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；

(2) 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；

(3) 因地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时;

(4) 电力市场技术支持系统发生重大故障, 导致现货市场交易无法正常组织时;

(5) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

当出现上述所述情况导致市场中止时, 采用如下处理措施:

(1) 电力调度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、新能源预测、省间交易结果、省间联络计划等边界条件, 编制下达运行日的日前发电调度计划。

(2) 电力调度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, 基于日内实时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。在市场中止期间所对应的结算时段, 以最近一个交易日相同时段的实时现货市场价格作为实时现货市场价格。当市场长时间中止时, 按照政府部门及能源监管机构指定方式进行结算。

9 免责条款

9.1 市场主体免责条款

发电企业、售电公司、市场用户、电网企业代理购电用户等市场主体由于以下原因无法执行市场交易结果或执行存在偏差时，应将相关情况及时反馈至市场运营机构，经评估确认后，对市场主体免除考核：

（1）突发自然灾害、公共卫生事件等不可抗力影响市场主体生产经营安全时；

（2）不可抗力引发的发输变电设备异常或故障，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，下同）；

（3）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时。

9.2 电网企业免责条款

（1）因不可抗力引发电网企业所属发输变电设备异常或故障，造成其他市场成员经济损失的，电网企业不承担经济责任；

（2）电网企业所属相关技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时，予以免责；

（3）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。

9.3 市场运营机构免责条款

（1）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”的原则进行处理，并予以免责；

（2）因清洁能源消纳、电网运行条件变化导致安全运行约束及措施调整造成的市场主体损失，予以免责；

（3）因用电负荷波动、新能源预测、政府环保限产、大用户企业停产等不可控因素造成的负荷预测偏差责任，予以免责；

（4）市场运营机构所属电力市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时，予以免责。

10 附则

本细则由湖北省能源局负责制定并解释，本细则自印发之日起实施，湖北原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

附件 1：术语定义

(1) 现货市场：指以日前、实时电能量为交易标的物的市场；

(2) 辅助服务市场：指以辅助服务为交易标的物的市场，包含调频、备用等；

(3) 电力调度机构：特指国网湖北电力调度控制中心；

(4) 电力交易机构：特指湖北电力交易中心有限公司；

(5) 电网企业：特指国网湖北省电力有限公司；

(6) 统调电厂：指湖北电力调度机构及以上调度机构管辖的湖北省内电厂，包含水电、火电、风电、光伏等各类电源；

(7) 母线负荷：指湖北省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷；

(8) 负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测；

(9) 运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备非计划停运、新能源发电功率波动等所需的额外有功容量；

(10) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以发电成本最小或社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划；

(11) 安全约束经济调度 (Security-Constrained Economic

Dispatch, SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以发电成本最小或社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划；

(12) 节点边际电价 (Locational Marginal Price, LMP)：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成；

(13) 运行日 (D)：指执行日前现货市场交易结果的自然日；

(14) 竞价日 (D-1)：指运行日的前一日；

(15) 日前现货市场：指竞价日 (D-1) 进行的决定运行日 (D 日) 发电机组组合状态和发电曲线的电能量交易市场；

(16) 实时现货市场：指运行日 (D 日) 进行的决定未来 15 分钟发电计划的电能量交易市场；

(17) 批发用户：指直接参与批发市场交易的电力用户。

(18) 市场出清：指电力市场根据市场规则基于 SCUC/SCED 市场出清程序软件计算确定各机组中标电力和现货市场价格的过程；

(19) 单结算模式：日前出清结果不进行财务结算，发用双方按实时现货价格对实际用电曲线与中长期分解曲线的偏差电量进行结算。

(20) 双结算模式：按照日前现货价格对日前现货交易曲

线和中长期分解曲线的偏差电量进行结算，按照实时现货价格对实际发电曲线与日前现货交易曲线的偏差电量进行结算。

（21）安全校核：指对检修计划、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和电力平衡的过程。现货市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须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以及电力电量平衡要求；

（22）必开必停机组：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态的机组；

（23）市场力：指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；

（24）需求侧响应：指当系统可靠性受威胁时，由市场运营机构启动需求侧响应市场，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果；

（25）有序用电：指当系统可靠性受威胁时，用电企业按照政府批准的有序用电方案执行错峰、避峰、轮休、负控等措施，达到减少或者推移某时段用电负荷的效果。

（26）差价合同：根据事先约定的合同价格以及合同交割对应的市场价格（如现货价格）之差进行结算的一种财务合同。

（27）不可定价机组：对于必开机组、调试机组、最小连

续开机时间内机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力等特殊机组，若某交易时段内中标出力为必开最小出力、调试出力、最低出力或指定出力时，在该交易时段内该机组为不可定价机组。

附件 2：现货市场出清数学模型

1.安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清 SCUC 的目标函数为发电成本最小化，如下所示：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 D 日的 96 个时段，以及 $D+1$ 日与 $D+2$ 日的负荷预测最大和最小、新能源预测最大和最小的 4 个时段，即 $T=96+4+4$ ；

NL 为线路总数， NS 为断面总数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，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。

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为电网断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前现货市场出清 SCUC 的约束条件包括：

（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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

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 为时段 t 的系统负荷。

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

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - D_t \geq R_t^U$$

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（新能源场站则为在时段 t 的预测出力）； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需满足 D 日备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用容量要求。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \geq R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

（4）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力与下调能力需满足实际运行

的上调、下调旋转备用及分区旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中, ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率, ΔP_i^D 为机组 i 下爬坡速率; $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力; ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(5) 特殊机组状态约束必开机组、供热机组、调试机组应处于开机状态。

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_s$$

其中, I_s 指的是必开机组、供热机组、调试机组的全集。

(6) 机组最大/最小开机台数约束

$$\alpha_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} \alpha_{i,t} \leq \alpha_{j,t}^{\max}$$

其中, $\alpha_{j,t}^{\max}$ 、 $\alpha_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小开机台数, $\alpha_{i,t}$ 表示机组群 j 包含的机组 i 在时段 t 的机组运行状态。

(7) 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:

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

对于非市场化机组, 由电力调度机构安排计划出力, 在其开机时段内, 要求 $\alpha_{i,t} = 1$, 且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的非市场机组计划出力; 在其停机时段内, 要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

对于供热机组, 在其热电联产运行时段内, 要求 $\alpha_{i,t} = 1$, 且

上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的计划供热流量折算的机组出力下限， $P_{i,t}^{\max}$ 取为对应时段的计划供热流量折算的机组出力上限。

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。

对于调试机组，在其调试时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的机组调试计划出力。

对于新能源场站，在其中标发电时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取 0， $P_{i,t}^{\max}$ 取新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻，新能源场站日前市场出清的电力值不应大于申报出力预测值。

(8) 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：

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

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

(9) 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：

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

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

其中， ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率； ΔP_i^D 为机组 i 下爬坡速率。

(10) 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：

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

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

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：

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

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

(11) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前现货市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$\frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为 D 日的总时段数， $Q_j^{\max}$ 为电厂 j 在 D 日的电量上限。

(12) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； 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1的发电机输出功率转移分布因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路1的发电机输出功率转移分布因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路1的正、反向潮流松弛变量。

(13) 电网断面潮流约束

考虑关键电网断面的潮流约束, 该约束可以描述为:

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中, $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式:

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

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

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:

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

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。

2.安全约束经济调度（SCED）模型

现货市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中每 15 分钟一个时段。日前现货市场考虑 D 日的 96 个时段，即 $T=96$ ；实时现货市场考虑未来 2 小时的 8 个时段，即 $T=8$ 。

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，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；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

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。

现货市场出清 SCED 的约束条件包括：

(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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \delta^* \sum_{r=1}^R \Delta P_{r,t} = D_t$$

$$\delta = \begin{cases} 0, & \text{日前现货市场} \\ 1, & \text{实时现货市场} \end{cases}$$

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 为时段 t 的系统负荷， R 为全网新能源场站， $\Delta P_{r,t}$ 为新能源 r 在时段 t 的前四个时段实际发电负偏差均值：

$$\Delta P_{r,t} = \frac{\sum_{k=1}^4 (P_{r,t-k, \text{实发}} - P_{r,t-k, \text{出清}})}{4}$$

其中， $P_{r,t-k, \text{实发}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实际发电电力， $P_{r,t-k, \text{出清}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实时现货市场出清电力。当 $\Delta P_{r,t} > -500MW$ 时，将 $\Delta P_{r,t}$ 记为 0；当 $\Delta P_{r,t} \leq -500MW$ 时，将 $\Delta P_{r,t}$ 按实际算数值带入负荷平衡约束公式。

（2）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

（3）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：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。

(4) 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：

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

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

(5) 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：

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

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

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

(6) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前现货市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$\frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为 D 日的总时段数， $Q_j^{\max}$ 为电厂 j 在 D 日的电量上限。

(7) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； 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1的发电机输出功率转移分布因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路1的发电机输出功率转移分布因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路1的正、反向潮流松弛变量。

(8) 电网断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束, 该约束可以描述为:

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中, $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式:

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

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

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:

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

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。

3.节点电价（LMP）计算模型

现货市场采用节点电价定价机制。

节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M' [SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中每 15 分钟一个时段。日前现货市场考虑 D 日的 96 个时段，即 $T=96$ ；实时现货市场考虑未来 2 小时的 8 个时段，即 $T=8$ 。

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，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；

M' 为用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

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。

节点电价计算模型的约束条件包括：

(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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \delta^* \sum_{r=1}^R \Delta P_{r,t} = D_t$$

$$\delta = \begin{cases} 0, & \text{日前现货市场} \\ 1, & \text{实时现货市场} \end{cases}$$

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 为时段 t 的系统负荷, R 为全网新能源场站, $\Delta P_{r,t}$ 为新能源 r 在时段 t 的前四个时段实际发电负偏差均值:

$$\Delta P_{r,t} = \frac{\sum_{k=1}^4 (P_{r,t-k, \text{实发}} - P_{r,t-k, \text{出清}})}{4}$$

其中, $P_{r,t-k, \text{实发}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实际发电电力, $P_{r,t-k, \text{出清}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实时现货市场出清电力。当 $\Delta P_{r,t} > -500MW$ 时, 将 $\Delta P_{r,t}$ 记为 0; 当 $\Delta P_{r,t} \leq -500MW$ 时, 将 $\Delta P_{r,t}$ 按实际算数值带入负荷平衡约束公式。

(2) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

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; $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力; ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(3) 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:

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零；对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{\min} = \max\{(1-\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED}\}$$

$$P_{i,t}^{\max} = \min\{(1+\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED}\}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{\min})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{\max})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

(4) 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：

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

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

(5) 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：

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

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

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。

(6) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； 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； K 为系统的节点数量； 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 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(7) 电网断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

机组出力表达式：

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

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

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:

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

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。

求解上述节点电价计算模型, 得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子, 则节点 i 在时段 t 的节点电价为:

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min}) G_{s-k}$$

其中:

λ_t : 时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\tau_{l,t}^{\max}$: 线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子, 当线路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

$\tau_{l,t}^{\min}$: 线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子, 当线路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

$\tau_{s,t}^{\max}$: 断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子, 当断面潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

$\tau_{s,t}^{\min}$: 断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子, 当断面潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

G_{l-k} : 节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子;

G_{s-k} : 节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

(注: 所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

附件2

湖北省电力现货市场结算实施细则

(试行 V2.0)

2024年4月

目 录

1 总述	1
1.1 适用范围	1
1.2 引用文件	1
1.3 术语定义	2
2 结算原则	2
2.1 结算模式	2
2.2 结算电价	4
3 市场结算主要权责	5
3.1 发电企业	5
3.2 电力用户、售电公司	5
3.3 电网企业	5
3.4 电力调度机构	6
3.5 电力交易机构	6
4 结算流程	6
4.1 日清分数据准备	6
4.2 日清分	7
4.3 月结算数据准备	8
4.4 月结算	9
5 批发电能市场结算	10
5.1 燃煤发电机组结算	10
5.2 新能源场站结算	12
5.3 批发用户、售电公司结算	14
5.4 电网代理购电交易结算	15
5.5 独立储能结算	16
6 零售电能市场结算	17

7 市场运营费用结算	17
7.1 直接交易不平衡资金	17
7.2 非市场电源进入直接交易市场不平衡资金	17
7.3 特殊时期偏差电费处理	18
7.4 超额获利回收及考核机制	19
7.5 其他市场运营费用	21
8 省间交易责任偏差费用	22
9 综合结算	23
9.1 发电机组月度结算	23
9.2 用户月度结算	23
9.3 售电公司月度结算	24
10 追退补管理	24
10.1 政策原因追退补管理	24
10.2 计量原因追退补管理	24
10.3 用电变更追退补管理	25
10.4 其他原因追退补管理	25
11 收付款管理	26
12 附则	26

1 总述

为进一步深化电力市场化改革，加快推进湖北电力现货市场建设，规范现货市场结算相关工作，依据国家电力现货市场建设有关要求及我省实际，制定本细则。

1.1 适用范围

本细则适用于现货市场建立后的湖北省电力市场结算工作，包括但不限于批发、零售电能量市场等。

1.2 引用文件

《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 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）

《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

《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 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》（发改体改〔2023〕813号）

《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

1.3 术语定义

（1）电能电费：指发电企业与电力用户、售电公司在现货市场和中长期市场中以电能量为交易标的物的电费。

（2）辅助服务费用：指市场主体按照辅助服务市场规则和华中区“两个细则”等有关规定，所得的补偿、考核、分摊和返还费用。

（3）市场用户：指直接或间接参与电力市场的电力用户，包括批发用户、零售用户和代购用户等。

（4）保障性收购电量：主要指政府部门确定的保量保价优先发电计划电量。

2 结算原则

2.1 结算模式

2.1.1 湖北电力市场结算由电力交易机构负责出具结算依据，电网企业负责电费结算，各市场主体保持与电网企业的电费结算收付方式不变。

2.1.2 电力批发市场采用“日清月结”和“月清月结”相结合的结算模式。电能电费计算以小时为基本计算时段，以日为周期汇总后出具日清分临时结算结果，以月度为周期出具正式结算依据并开展电费结算；不平衡费用按月结算。

电力零售市场以月度为周期开展结算，按月出具电力市场结算依据。

遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算结果发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算结果顺延至下一工作日发布。

2.1.3 中长期合约电量按照中长期合同约定价格进行结算。其中，政府定价电量根据政府批复的上网电价结算。

2.1.4 市场建设初期，现货市场结算时，发用双方均采用“单偏差”结算模式，即日前市场出清结果不进行财务结算，实际上网（用）电量与中长期合约分解曲线的偏差电量，按照实时市场价格进行结算。

2.1.5 辅助服务市场结算按照辅助服务市场规则、华中区域“两个细则”等有关规定执行。现货市场结算试运行期间，辅助服务调峰等相关补偿不再重复计算。

2.1.6 燃煤中长期合约电量分为直接交易合同电量和优先发电电量，其中直接交易合同电量由发用电双方协商确定分解至每小时。当直接交易合同双方无法达成一致分解意见时，批发用户

（售电公司）的合同电量按尖、峰、平、谷四个时段平均分解到对应小时。

2.2 结算电价

2.2.1 发电侧以机组所在节点的实时节点电价作为现货电能量市场结算价格，以中长期合约电价作为中长期电能量市场结算价格。发电侧每小时的实时节点电价等于该时段内4个15分钟实时节点电价的算术平均值。

2.2.2 直接交易用户以实时综合电价作为现货电能量市场结算价格，实时综合电价以每小时参与现货交易的燃煤发电机组上网电量和其该时点节点电价进行加权平均计算；以中长期合约电价作为中长期电能量市场结算价格。

2.2.3 燃煤中长期市场化合约电价、现货市场形成的电能量价格均包含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

2.2.4 零售市场结算电价按照购售双方自行约定的零售套餐执行，月清月结。

2.2.5 新投产煤电机组的调试电量电价按政府出台的 latest 文件执行。

2.2.6 处于不可用状态的机组无现货电价，偏差电量按燃煤机组年度分月中长期交易各时段均价结算。

2.2.7 各市场主体各时段月度调平电量为月度各时段结算电

量与各时段累计分时结算电量之差，按各时段省内实时市场的月度加权均价结算。

3 市场结算主要权责

3.1 发电企业

3.1.1 在临时结算结果发布后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

3.1.2 按照市场规则，承担辅助服务费用、市场运营费用等相关责任。

3.1.3 向省级电网企业开具增值税专用发票并收取电费。

3.2 电力用户、售电公司

3.2.1 在临时结算结果发布后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

3.2.2 按照市场规则，承担辅助服务费用、市场运营费用等相关责任。

3.2.3 向电网企业支付（收取）电费并获取（开具）增值税专用发票。

3.3 电网企业

3.3.1 向电力交易机构提供每天24小时各时段机组上网电量和追退补上网电量，每天24小时各时段市场用户计量点实际用电量和追退补用电量等结算准备数据。

3.3.2 按照电力交易机构出具的结算依据，负责电费结算及

账单发布，并按规定收付电费，并向电力交易机构反馈电费缴付情况，参与协调市场结算问题。

3.4 电力调度机构

3.4.1 按市场结算要求实现调度现货技术支持系统与电力交易平台的互联，通过系统交互方式向电力交易机构提供省内现货市场交易出清结果、省间现货市场交易出清结果、辅助服务费用明细、市场运营费用明细等结算准备数据。

3.4.2 配合电力交易机构出具结算依据，参与协调市场结算问题。

3.5 电力交易机构

3.5.1 负责出具电力市场结算依据。

3.5.2 负责发布电力市场结算信息。

3.5.3 负责电力交易平台结算功能开发、算法维护等工作。

3.5.4 组织协调市场结算问题。

4 结算流程

4.1 日清分数据准备

4.1.1 中长期交易电量在日前市场运行日前3日（D-3日）17点前完成分解上报，分时电量以1小时为时间间隔。

4.1.2 运行日后第1天（D+1日）获取D日省间日前、日内市场交易结果，以及D日省内实时市场交易结果。具体包括：省间日前及日内市场各交易时段的出清价格和出力计划，省内实时市场

每15分钟的出清价格和出力计划等。

4.1.3 电力交易平台在获取D日的实时市场交易结果后，形成发电侧各节点每小时的实时平均节点电价（运行日后第3天（D+3日）形成D日用电侧每小时的实时加权平均综合电价）。

4.1.4 运行日后第3天（D+3日），电网企业分别以机组（或新能源交易单元，下同）和用户计量点为最小单位，将D日机组每小时上网电量、批发和零售用户计量点的每小时用电量数据等推送至电力交易平台。分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场结算。

4.1.5 运行日后第4天（D+4日），电力交易平台对市场主体发布D日分时上网（用）电量，发电企业、批发用户、售电公司需登录电力交易平台进行核对、确认。若有异议，可在运行日后第5天（D+5日）12:00前通过电力交易平台反馈，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.1.6 电力交易平台将市场主体反馈的分时电量异议，推送至电网企业，电网企业负责对异议进行核实，并于运行日后第8天（D+8日）通过电力交易平台对市场主体反馈处理意见和结果，并将修正后的D日分时电量推送至电力交易平台。

4.2 日清分

4.2.1 运行日后第9天（D+9日），电力交易平台开展D日结算计算工作，经审核后发布D日日清分临时结算结果，具体包括：

各市场主体D日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费。

4.2.2 市场主体登录电力交易平台对日清分账单中的结算电量、电价、电费等进行核对、确认，在运行日后第10天（D+10日）17:00前通过电力交易平台反馈异议，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.2.3 电力交易机构汇总市场主体意见，并将相关意见反馈至电网企业，电网企业核实后通过电力交易平台向市场主体反馈处理意见和结果。

4.2.4 电力交易平台对需要修改的结算结果重新清分计算，并在月度结算前重新发布D日日清分临时结算结果，市场主体应按要求登录电力交易平台核对、确认。

4.3 月结算数据准备

4.3.1 电网企业每月3日将上月及历史月份有变化的机组分时上网电量、上月及历史月份有变化的批发和零售用户计量点分时用电量、保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益分摊度电折价等数据推送至电力交易平台。

4.3.2 电力交易平台每月4日对市场主体发布上月及历史月份有变化的分时上网（用）电量，发电企业、批发用户、售电公司需登录电力交易平台进行核对、确认。若有异议，可在每月6日前（用电侧市场主体可延长至7日前）通过电力交易平台反馈，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.3.3 电力交易平台将市场主体反馈的电量异议推送至电网企业，电网企业负责对异议进行核实，并于每月8日前（用户侧市场主体电量问题可延长至10日前）通过电力交易平台对市场主体反馈处理意见和结果，并将修正后的电量数据推送至电力交易平台。

4.4 月结算

4.4.1 为满足电费结算时限要求，电力交易机构每月4日依据电网企业推送的上月及历史月份分时用电量等数据，开展用电侧上月月度结算工作，于每月6日向用电侧市场主体发布上月月结算结果，并将月结算结果推送至电网企业。

4.4.2 电网企业依据电力交易机构推送的月结算结果，向电力用户出具电费账单并收费。

4.4.3 用电侧市场主体在月结算结果发布后，对结算数据进行核对、确认，在每月8日前通过电力交易平台反馈异议，在规定时间内未确认或无反馈的视为无异议。

4.4.4 电力交易平台汇总用电侧市场主体意见，并将相关意见反馈至电网企业，电网企业于每月10日前核实后通过电力交易平台向用电侧市场主体反馈处理意见和结果，并将修正后的数据推送至电力交易平台。

4.4.5 电力交易平台每月10日对需要修改的用电侧市场主体月度结算结果重新清分计算，并发布正式月度结算结果，用电侧

市场主体需按要求登录电力交易平台核对、确认。用电侧市场主体正式结算结果与每月6日向用电侧市场主体发布的月结算结果之间的差值，纳入下月月度结算账单中。

4.4.6 电力交易平台每月8日按照电网企业核实修正后的上网电量等数据，开展发电侧上月月度结算工作，于每月10日向发电侧市场主体发布上月月结算结果，发电侧市场主体登录电力交易平台核对、确认，并于每月12日前通过电力交易平台反馈异议，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.4.7 电力交易平台汇总发电侧市场主体意见，并将相关意见反馈至电网企业，电网企业于每月14日前核实后通过电力交易平台向发电侧市场主体反馈处理意见和结果，并将修正后的数据推送至电力交易平台。

4.4.8 电力交易平台每月14日对需要修改的发电侧市场主体月度结算结果重新清分计算，并发布正式月度结算结果，发电侧市场主体需按要求登录电力交易平台核对、确认。

5 批发电能量市场结算

5.1 燃煤发电机组结算

燃煤发电机组电能电费包括省间合约电能电费 $R_{\text{省间合约}}$ 、省内中长期合约电能电费 $R_{\text{省内合约}}$ 、省内实时电能电费 $R_{\text{省内实时}}$ 和省间月度调平电费 $R_{\text{调平}}$ 。在满足省间市场24个时段结算数据的条件后，取消省间月度调平电费结算科目。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平}}$$

5.1.1 省间结算 ($R_{\text{省间合约}}$)

根据机组分解至t时段的省间各类（包括中长期、现货、应急等交易）合约电量或交易出清电量与对应的合约电价或交易出清电价计算省间合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum (Q_{\text{省间合约}, t} \times P_{\text{省间合约}, t})$$

其中： $R_{\text{省间合约}}$ 为机组省间合约电费；

$Q_{\text{省间合约}, t}$ 为机组t时段的省间合约分解电量；

$P_{\text{省间合约}, t}$ 为机组t时段的省间合约电价。

5.1.2 省内合约结算 ($R_{\text{省内合约}}$)

根据机组分解至t时段的合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum (Q_{\text{省内合约}, t} \times P_{\text{省内合约}, t})$$

其中： $R_{\text{省内合约}}$ 为机组省内中长期合约电费；

$Q_{\text{省内合约}, t}$ 为机组t时段的省内中长期合约分解电量；

$P_{\text{省内合约}, t}$ 为机组t时段的省内中长期合约电价。

5.1.3 省内实时市场结算 ($R_{\text{省内实时}}$)

根据机组t时段省内实时市场结算电量与省内实时市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{实际上网}, t} - Q_{\text{省内合约}, t} - Q_{\text{省间合约}, t}) \times P_{\text{省内实时}, t} + R_{\text{调整偏差费用}}$$

$$R_{\text{调整偏差费用}} = \sum (Q_{\text{实际上网}, t} - Q_{\text{出清上网}, t}) \times (P_{\text{变动成本}} - P_{\text{省内实时}, t})$$

$$Q_{\text{出清上网}, t} = Q_{\text{实时出清}, t} \times (1 - K_{\text{当月综合厂用电率}})$$

其中： $R_{\text{省内实时}}$ 为在省内实时市场的结算电费；

$Q_{\text{实际上网}, t}$ 为机组在t时段的上网电量；

$P_{\text{省内实时}, t}$ 为机组在t时段的实时节点电价；

$R_{\text{调整偏差费用}}$ 为因电网调度部门出于保电网安全等原因调整机组出力产生的调整偏差费用；

$Q_{\text{出清上网}, t}$ 为该机组现货市场实时出清上网电量；

$Q_{\text{实时出清}, t}$ 为该机组现货市场实时出清机端电量；

$P_{\text{变动成本}}$ 为价格主管部门确定的机组变动成本，未确定前暂按

$P_{\text{燃煤年度分月中长期交易平段合同均价}} - \frac{23}{10} \times P_{\text{燃煤容量电价}}$ 计算，燃煤容量电价暂取29元/兆瓦时。

5.1.4 省间月度调平电费（ $R_{\text{调平}}$ ）

省间月度调平电费为机组省间合约实际执行电量与省间合约电量之间的偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下：

$$R_{\text{调平}} = Q_{\text{省间偏差}} \times P_{\text{省间合约}} - Q_{\text{省间偏差}} \times P_{\text{月度实时平均}}$$

其中： $Q_{\text{省间偏差}}$ 为机组省间合约实际执行电量与省间合约电量之差。

$P_{\text{月度实时平均}}$ 为机组的实时市场月度加权均价。

5.2 新能源场站结算

新能源场站电能电费 $R_{\text{电能}}$ 包括省间结算电费 $R_{\text{省间}}$ 和省内结算电费 $R_{\text{省内}}$ 。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省间}} + R_{\text{省内}}$$

5.2.1 省间结算（ $R_{\text{省间}}$ ）

根据新能源场站分解至 t 时段的省间各类合约电量和相应的合约电价计算省间合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间}} = \sum (Q_{\text{省间合约}, t} \times P_{\text{省间合约}, t})$$

其中： $R_{\text{省间}}$ 为机组省间合约电费；

$Q_{\text{省间合约}, t}$ 为机组 t 时段的省间合约分解电量；

$P_{\text{省间合约}, t}$ 为机组 t 时段的省间合约电价。

5.2.2 省内结算（ $R_{\text{省内}}$ ）

新能源场站省内结算电费 $R_{\text{省内}}$ 由三部分组成，即保障性收购电量电费 $R_{\text{保障收购}}$ 、省内实时市场竞价中标的偏差电量电费 $R_{\text{竞价中标}}$ 、省内实时市场竞价未中标但仍被系统消纳的电量电费 $R_{\text{系统消纳}}$ 。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{保障收购}} + R_{\text{竞价中标}} + R_{\text{系统消纳}}$$

5.2.2.1 保障性收购电量电费（ $R_{\text{保障收购}}$ ）

新能源场站按照分解至 t 时段的保障性收购电量与其批复上网电价计算保障性收购电能电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{保障收购}} = \sum (Q_{\text{保障收购}, t} \times P_{\text{政府定价}})$$

$$Q_{\text{保障收购}, t} = (Q_{\text{竞价中标}, t} - Q_{\text{省间合约}, t}) \times K_1$$

其中： $R_{\text{保障收购}}$ 为新能源场站保障性收购电量电费；

$Q_{\text{保障收购}, t}$ 为新能源场站在 t 时段的保障性收购电量；

$P_{\text{政府定价}}$ 为新能源场站的政府批复上网电价；

$Q_{\text{竞价中标}, t}$ 为新能源场站在 t 时段的竞价中标电量；

K_1 为政府主管部门制定的保障性收购电量比例系数， K_1 基准值暂定为 60%。为促进新能源提高预测准确性和出力控制水平，对日前功率预测准确率达标（风电 85%、光伏 90%，以月度为周期统计）、已完成 AGC 调度闭环测试的新能源场站，次月保障性收购电量比例在基准值上分别增加 5%。

5.2.2.2 省内现货市场实时出清的偏差电能电费（ $R_{\text{竞价中标}}$ ）

$$R_{\text{竞价中标}} = \sum (Q_{\text{竞价中标}, t} - Q_{\text{省间合约}, t}) \times (1 - K_1) \times P_{\text{省内实时}, t}$$

其中： $R_{\text{竞价中标}}$ 为省内实时市场竞争价中标的偏差电能电费；

$Q_{\text{竞价中标}, t}$ 为新能源场站在 t 时段的竞价中标电量；

$P_{\text{省内实时}, t}$ 为新能源场站在 t 时段的实时节点电价。

5.2.2.3 实时上网电量与竞价中标电量之间的偏差电费（ $R_{\text{偏差}}$ ）

$$\text{当 } Q_{\text{上网}, t} > Q_{\text{竞价中标}, t} \text{ 时, } R_{\text{偏差}, t} = \sum (Q_{\text{上网}, t} - Q_{\text{竞价中标}, t}) \times P_{\text{省内实时}, t}$$

$$\text{当 } Q_{\text{上网}, t} < Q_{\text{竞价中标}, t} \text{ 时, } R_{\text{偏差}, t} = \sum (Q_{\text{上网}, t} - Q_{\text{竞价中标}, t}) \times P_{\text{政府定价}}$$

其中：

$R_{\text{偏差}, t}$ 为实时上网电量与竞价中标电量之间的偏差电费；

$Q_{\text{上网}, t}$ 为机组在 t 时段的上网电量；

新能源场站可自主选择是否参与兜底消纳，不参与兜底消纳的新能源场站实际出清电量等于竞价中标电量。

5.3 批发用户、售电公司结算

批发用户、售电公司在批发电能量市场的电能电费包括省

内中长期合约电能电费 $C_{\text{省内合约}}$ 和实时市场电能电费 $C_{\text{省内实时}}$ 。

$$C_{\text{电能, 批发}} = C_{\text{省内合约}} + C_{\text{省内实时}}$$

5.3.1 省内中长期合约结算（ $C_{\text{合约}}$ ）

根据批发用户、售电公司分解至t时段的合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$C_{\text{合约}} = \sum (Q_{\text{合约}, t} \times P_{\text{合约}, t})$$

其中： $Q_{\text{合约}, t}$ 为批发用户、售电公司t时段的中长期合约分解电量；

$P_{\text{合约}, t}$ 为批发用户、售电公司t时段的合约电价。

5.3.2 省内实时市场结算（ $C_{\text{实时}}$ ）

根据批发用户、售电公司代理的零售用户分时用电量与相应时段的合约分解电量之间的差值，以及实时加权平均综合电价计算实时市场电费。具体计算公式如下：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{结算}, t} - Q_{\text{合约}, t}) \times P_{\text{实时综合}, t}]$$

其中： $Q_{\text{结算}, t}$ 为批发用户、售电公司代理的零售用户t时段结算电量。

$Q_{\text{合约}, t}$ 为批发用户、售电公司代理的零售用户t时段的省内中长期合约分解电量；

$P_{\text{实时综合}, t}$ 为实时市场t时段实时加权平均综合电价。

5.4 电网代理购电交易结算

现货运行期间，代理购电工商业用户实际采购的燃煤机组

电量与其中长期分时合同曲线的偏差电量接受现货市场价格，具体结算公式如下：

$$R_{\text{代购用户结算电费}, t} = Q_{\text{代购合同}, t} \times P_{\text{代理交易合同}, t} + Q_{\text{代购偏差}, t} \times P_{\text{实时综合}, t}$$

初期代理购电用户实际电费仍按 $Q_{\text{代购用户实际电量}, t} \times P_{\text{代理交易合同}, t}$ 结算，由此产生的偏差结算电费计算公式如下：

$$R_{\text{代购偏差结算电费}, t} = Q_{\text{代购实时偏差}, t} \times (P_{\text{代理交易合同}, t} - P_{\text{实时综合}, t})$$

$$\text{当 } (Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t}) > 0$$

$$Q_{\text{代购实时偏差}, t} = Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t}$$

$$\text{当 } (Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t}) < 0$$

$$Q_{\text{代购实时偏差}, t} = -Q_{\text{代购交易合同}, t}$$

其中： $Q_{\text{代购实时偏差}, t}$ 为 t 时段代理购电交易实际消纳燃煤上网电量与代理购电交易合同电量的差值，按 t 时段燃煤机组实时市场结算电量减去直接交易用户实时市场结算电量计算；

$P_{\text{代理交易合同}, t}$ 为 t 时段燃煤机组参与电网代理购电交易形成的合同电价；

$P_{\text{实时综合}, t}$ 为 t 时段实时市场用电侧加权平均电价；

$Q_{\text{代购交易合同}, t}$ 为 t 时段燃煤机组参与电网代理购电交易形成的合同电量。

5.5 独立储能结算

参与现货市场的独立储能，其上、下网电量均按照其所在节点的实时市场价格结算，下网电量为负值，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{省内实时}, t} \times P_{\text{省内实时}, t})$$

其中： $R_{\text{省内实时}}$ 为独立储能在省内实时市场的结算电费；

$Q_{\text{省内实时}, t}$ 为独立储能在t时段的实际上（下）网电量；

$P_{\text{省内实时}, t}$ 为独立储能在t时段的实时节点电价。

6 零售电能量市场结算

根据售电公司与零售用户签订的交易合同，计算零售用户结算电能电费。

7 市场运营费用结算

7.1 直接交易不平衡资金

$$R_{\text{直接交易不平衡}, t} = Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} \times (P_{\text{实时综合}, t} - P_{\text{燃煤偏差}, t})$$

其中： $R_{\text{直接交易不平衡}, t}$ 为t时段直接交易用户（含批发用户和售电公司）偏差电量现货结算价格与燃煤机组偏差电量现货结算价格不一致产生的不平衡资金；

$Q_{\text{燃煤实时偏差}, t}$ 为t时段燃煤机组实时市场结算电量；

$P_{\text{实时综合}, t}$ 为t时段实时市场用电侧加权平均电价；

$P_{\text{燃煤偏差}, t}$ 为t时段实时市场燃煤偏差电量加权平均电价；

直接交易不平衡资金按照燃煤机组当月合同电量占比分摊（分享）。

7.2 非市场电源进入直接交易市场不平衡资金

$$R_{\text{非市场电源不平衡}, t} = Q_{\text{非市场电源}, t} \times (P_{\text{实时综合}, t} - P_{\text{代理交易合同}, t})$$

当 $(Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t}) > 0$

$$Q_{\text{非市场电源}, t} = 0$$

当 $(Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t}) < 0$

$$Q_{\text{非市场电源}, t} = Q_{\text{用户实时偏差}, t} - Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{代购交易合同}, t}$$

其中： $R_{\text{非市场电源不平衡}, t}$ 为t时段非市场化电源进入直接交易市场的电量结算价格与对应燃煤机组偏差电量现货结算价格不一致产生的不平衡资金；

$Q_{\text{非市场电源}, t}$ 为t时段非市场化电源进入直接交易市场的电量；

非市场电源进入直接交易市场产生的不平衡资金按照燃煤机组当月各时点累计实时负偏差电量占比分摊。燃煤机组在t时段的实时负偏差电量，即机组在t时段实际上网电量与省内和省间合约分解电量的差值。

7.3 特殊时期偏差电费处理

在市场熔断、中止和价格管制时段开展结算造成的偏差费用，发用电两侧计量差错导致的追退补电费的偏差费用，纳入市场运营费用处理。

$$R_{\text{其他市场运营费用}} = R_{\text{特殊时段偏差费用}} + \Sigma(C_{\text{退补用电}} - R_{\text{退补发电}})$$

其中： $R_{\text{特殊时段偏差费用}}$ 为在市场熔断、中止和价格管制时段开展结算造成的偏差费用；

$C_{\text{退补用电}}$ 、 $C_{\text{退补发电}}$ 分别为批发用户、售电公司和发电机组的追退补电费；

7.4 超额获利回收及考核机制

现货市场建设起步阶段，建立中长期交易超额获利回收机制，减小市场主体过度投机和现货价格波动风险，更好发挥中长期交易合约“压舱石”作用。

7.4.1 发电侧中长期超额获利回收

现货运行期间，当各燃煤发电机组月度尖、峰、平、谷四个时段实际上网电量超出其中长期合约电量的 $1\pm 20\%$ ，且 $(Q_{\text{实际上网电量}} - Q_{\text{中长期合约电量}}) \times (P_{\text{该时段月度现货均价}} - P_{\text{其该时段月度中长期合约均价}})$ 大于0时，对其超出部分中长期合约电量启动超额获利回收。回收的费用以月度为单位，优先用于冲抵当月不平衡资金，剩余部分按批发用户、零售用户当月实际用电量占比返还，售电公司不得截留。

$$R_{\text{回收}} = [Q_{\text{实际上网电量}} - Q_{\text{中长期合约电量}} \times \text{相应上下限}] \times (P_{\text{该时段月度现货均价}} - P_{\text{其该时段月度中长期合约均价}})$$

7.4.2 用户侧超额获利回收

7.4.2.1 用户侧中长期超额获利回收

现货运行期间，批发用户（售电公司）中长期超额获利回收按月计算。其当月尖、峰、平、谷4个时段实际用电量超出中长期合同电量 $1\pm 5\%$ ，且 $(Q_{\text{实际用电量}} - Q_{\text{中长期合约电量}}) \times (P_{\text{其该时段中长期合约均价}} - P_{\text{该时段月度现货均价}})$ 大于0时，对其超出部分中长期合同电量启动超额获利回收。回收费用由燃煤发电企业按当月上网电量占比分享。

$$R_{\text{月度回收}} = (Q_{\text{实际用电量}} - Q_{\text{中长期合约电量}} \times \text{相应上下限}) \times (P_{\text{其该时段中长期合约均价}} - P_{\text{该时段月度现货均价}})$$

7.4.2.2 用户侧兜底保障出清超额获利回收

当批发用户（售电公司）兜底保障出清后该时段合同电量超出该时段实际用电量，且现货价格高于其同时段中长期合同均价时，对该时段兜底保障出清电量的超额获利予以回收。回收费用由燃煤发电企业按当月该时段兜底保障出清电量占比分享。兜底保障出清电量不在中长期超额获利回收中重复计算。

7.4.3 合同偏差考核机制

现货运行期间，强化批发用户（售电公司）中长期合同偏差考核机制。批发用户（售电公司）月度尖、峰、平、谷四段合同电量与实际用电量允许偏差范围 $\pm 5\%$ ， $[\pm 5\%, \pm 10\%]$ 以内偏差电量按 $0.3|P_{\text{售电公司该时段中长期 均价}} - P_{\text{该时段全省现货均价}}|$ 考核，超出 $\pm 10\%$ 以外电量按 $0.5|P_{\text{售电公司该时段中长期 均价}} - P_{\text{该时段全省现货均价}}|$ 考核。合同偏差考核仅在启动超额获利回收时进行。考核费用分享机制按原中长期交易模式执行。

7.4.4 实时发电计划执行偏差考核

机组（场站）实际发电出力与实时现货市场出清偏差超出允许范围时，对超出允许偏差范围外的电量按当月同类型电源的电能结算均价进行考核。考核费用按当月参与现货市场的燃煤机组、新能源场站实际上网电量占比分摊。

$$R_{\text{偏差},t} = \left[P_{\text{实际出力},t} - P_{\text{实时市场出清},t} - \max(P_{\text{实时市场出清},t} * \alpha, 2MW) \right] * \frac{15}{60} * P_{\text{当月结算均价}}$$

其中， $P_{\text{实际出力},t}$ 为第t个交易周期机组（场站）的实际发电功

率；

$P_{\text{实时市场出清}, t}$ 为第 t 个交易周期现货市场实时出清的发电计划功率；

α 为机组（场站）实际发电允许偏差范围系数，煤电机组实际发电允许偏差为 $\max(P_{\text{实时市场出清}, t} * 2\%, 2\text{MW})$ ，即 α 取 2%；新能源场站实际发电允许正偏差（实际发电功率大于实时发电计划时为正偏差，反之为负偏差）为 $\max(P_{\text{实时市场出清}, t} * 2\%, 2\text{MW})$ ，即 α 取 2%，允许负偏差为 $\max(P_{\text{实时市场出清}, t} * 5\%, 2\text{MW})$ ，即 α 取 5%。

$P_{\text{当月结算均价}}$ 为考核机组所属同类型电源当月电能量结算均价。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段免除实时发电计划执行偏差考核：

- （1）机组发生非计划停运导致发电计划执行偏差时；
- （2）煤电机组开停机过程中出力不足机组最小出力时；
- （3）机组参与调频辅助服务市场并调用时；
- （4）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳需要，机组按照调度指令紧急调整出力产生的偏差；
- （5）华中区域“两个细则”已对实时发电执行偏差进行了考核，本规则不再重复考核。

7.5 其他市场运营费用

电网代理购电偏差结算电费与新能源参与现货后综合结算电价较原政府批复价格形成的价差空间，由全体工商业用户分摊

（分享）。

若运行过程中市场运营费用出现极端情况，由省能源局启动应急机制确定市场运营费用处理方式。

8 省间交易责任偏差费用

8.1 省间交易责任偏差按照交易双方在合同中自行约定的结算方式日清月结。北京电力交易中心负责电网企业、发电企业、售电公司、电力用户直接通过联络线外购、外送电量的偏差结算，具体详见《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》（京电交市〔2021〕50号）。

8.2 责任偏差结算电费由省内市场主体按照“谁受益、谁担责”原则进行分摊。

8.3 外送交易产生的责任偏差结算电费，由对应外送交易合同的省内相关发电企业按照合同电量比例分摊。

8.4 外购交易产生的责任偏差结算电费，由对应外购交易合同的省内相关售电公司、电力用户按照合同电量比例分摊。

8.5 电网公司外购交易产生的责任偏差结算电费，按照外购交易电量的供应对象确定分摊方案。外购电量作为保障居民、农业用电来源的，相应的责任偏差结算电费计入保障居民、农业用电新增损益由全体工商业用户分摊。外购电量作为电网代理购电来源的，相应的责任偏差结算电费计入代理购电偏差费用由代购用户分摊。

9 综合结算

9.1 发电机组月度结算

发电机组的月度总电费包括电能量电费 $R_{\text{电能}}$ 、辅助服务费用 $R_{\text{辅助服务, 发电}}$ 、省间交易责任偏差费用 $R_{\text{省间责任, 发电}}$ 。

$$R_{\text{月度电费}} = R_{\text{电能}} + R_{\text{辅助服务, 发电}} - R_{\text{省间责任, 发电}}$$

$$R_{\text{辅助服务, 发电}} = R_{\text{调频补偿, 发电}} - R_{\text{辅助考核, 发电}} - R_{\text{辅助分摊, 发电}} + R_{\text{辅助返还, 发电}}$$

其中： $R_{\text{省间责任, 发电}}$ 为发电机组分摊的省间交易责任偏差费用。

9.2 用户月度结算

电力用户参与现货市场后，其到户电费包含上网电价电费 $C_{\text{上网}}$ 、上网环节线损费用 $C_{\text{线损}}$ 、输配电费 $C_{\text{输配}}$ 、系统运行费用 $C_{\text{系统运行}}$ （包括辅助服务费用 $C_{\text{辅助服务}}$ 、抽水蓄能容量电费 $C_{\text{抽蓄容量}}$ 等）、政府性基金及附加 $C_{\text{政府基金}}$ 。

$$C_{\text{月度到户电}} = C_{\text{上网}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{政府基金}}$$

$$C_{\text{上网}} = C_{\text{交易}} + C_{\text{系统运营}} + C_{\text{居农损益分摊}}$$

$$C_{\text{系统运行}} = C_{\text{辅助服务}} + C_{\text{抽蓄容量}}$$

其中： $C_{\text{上网}}$ 为用户在电力市场按交易结算规则形成的相关费用，包括电力交易电费 $C_{\text{交易}}$ 、市场运营费用 $C_{\text{系统运营}}$ 、保障居民农业价格稳定产生的新增损益分摊 $C_{\text{居农损益分摊}}$ 。

现货市场结算中，各类现货交易价格均不执行峰谷分时电价。输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等按照国家和

我省有关规定执行。

9.3 售电公司月度结算

售电公司在零售市场中应收取的零售用户电能量电费总额，减去售电公司在批发市场中应支付的电能量电费和省间交易责任偏差费用，作为其当月在电力市场中的收益。

$$C_{\text{售电收益}} = \sum C_{\text{电能, 零售}} - C_{\text{电能, 批发}} - C_{\text{省间责任, 售电}}$$

其中： $C_{\text{省间责任, 售电}}$ 为售电公司按规则分摊的省间交易责任偏差费用；

10 追退补管理

10.1 政策原因追退补管理

因政府有关部门新政策出台、电价政策调整、交易结算规则变化、调度出清结果变更等政策变化或不可抗力引起的差错等原因需要进行电费追退补调整的,由电力交易机构开展清算，电网企业进行电费追退补。

10.2 计量原因追退补管理

在月结算正式结算结果发布后发现市场主体电量差错的，随后月度结算进行追退补。在月度追退补时，按照以下原则进行处理：

10.2.1 原则上，对发电侧电量追退补后，不对差错月用电侧加权平均综合电价进行调整。

10.2.2 发电侧或用电侧当月出现的电量差错累计值超出市

场总电量0.05%时，重新对相关市场运营费用进行计算，并将差额费用在追退补月分配。

10.2.3 若某一市场主体当月出现的电量差错累计值小于该月其自身电量累计值5%的，电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，其市场运营费用不做调整。除上述情况外，若差错电量可追溯至时段时，按相应时段实时节点电价（实时加权平均综合电价）进行电能电费及其市场运营费用的追退补；若差错电量不能追溯至时段时，电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，并对其自身市场运营费用开展追退补。发生差错的市场主体的市场运营费用经追退补调整后，其余缺纳入追退补月相应类别的市场运营费用进行分摊。

10.3 用电变更追退补管理

市场主体用电类别、电压等级、用电容量等用电信息发生变更，导致电费需要调整的，由电网企业依据有关规定进行电费追退补。

10.4 其他原因追退补管理

10.4.1 因市场主体窃电、违约用电等主观原因造成电量差错的，相关追退补电量不纳入市场结算范畴，追退补调整由电网企业按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

10.4.2 未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。

11 收付款管理

11.1 发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

11.2 批发用户、零售用户结算电费，按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取。

11.3 各市场主体应根据有关法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付，约定期限内未足额或未缴纳电费的市场主体，由电网企业负责催缴，或提出使用履约保函，并将欠费信息反馈给电力交易机构，电力交易机构将欠费的市场主体纳入市场信用管理。

11.4 对因履约保函无法覆盖次月批零倒挂电费、且未及时追加保函的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。

12 附则

本细则由湖北省能源局制定并负责解释，自印发之日起施行。湖北省原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

国家发展和改革委员会 国家能源局 文件

发改能源〔2024〕1123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—绿色电力 交易专章》的通知

为深入学习贯彻党的二十大和中央经济工作会议精神，落实《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）等文件要求，加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，推动绿色电力交易融入电力中长期交易，满足电力用户购买绿色电力需求，我们制定了《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》，现印发给你们，并就有关事项通知如下。

一、国家发展改革委、国家能源局加强对各地绿色电力交易工作指导。国家能源局负责推动绿证核发全覆盖，拓展绿证应用

场景，国家能源局及派出机构加强对绿色电力交易监管。地方政府主管部门要积极推动新能源参与电力市场，指导经营主体积极参与绿色电力交易，按照“省内为主、跨省区为辅”的原则，推动绿色电力交易有序开展，满足电力用户绿色电力购买需求。

二、国家能源局电力业务资质管理中心负责按有关要求完善绿证核发机制，配合做好绿色电力交易相关工作。国家可再生能源信息管理中心进一步优化工作流程，提升建档立卡时效，支撑绿证核发全覆盖工作。

三、电网企业切实履行电量计量、电费结算责任，保障绿色电力交易合同执行。电力交易机构要不断优化提升绿电交易组织、交易结算、信息披露、平台建设等全方位准备工作，做好绿电交易及绿色电力消费情况汇总分析，为发电企业、电力用户和售电公司等提供绿色电力交易便捷服务。

四、加强宣传推广。地方政府主管部门通过组织政策宣贯、媒体宣传、洽谈会商等方式增进各类经营主体对绿色电力交易的认识，逐步形成主动消费绿色电力的良好氛围。

通知未尽事项，遵照电力中长期交易、现货交易基本规则执行。与港澳地区等跨境绿电交易参照本通知明确的原则执行。



2024年7月24日

电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章

一、绿色电力交易的定义

（一）绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量。

（二）绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

（三）绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，执行电力中长期交易规则，由电力交易机构在电力交易平台按照年（多年）、月（多月）、月内（旬、周、日滚动）等周期组织开展。电力交易平台依托区块链技术可靠记录绿色电力交易全业务环节信息，为交易主体提供绿色电力交易申报、交易结果查看、结算结果查看及确认等服务。

二、建立健全绿色电力交易机制

绿色电力交易应坚持绿色优先、市场导向、安全可靠的原则，

充分发挥市场作用，合理反映绿色电力的电能量价值和环境价值。不得以绿电交易名义组织开展以变相降价为目的的专场交易。

（一）交易组织

绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和跨省区绿色电力交易，其中：

1.省内绿色电力交易是指由电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向计入本省网控制区的发电企业购买绿色电力。

2.跨省区绿色电力交易是指电力用户或售电公司向非本省网控制区的发电企业购买绿色电力。初期可按省份汇总并确认省内绿色电力购买需求，跨省区购买绿色电力。北京、广州、内蒙古电力交易中心应为有绿电消费需求的用户提供便捷有利条件，鼓励发电企业与用户直接签订绿色电力交易合同。

3.省内绿色电力交易由各省（区、市）电力交易中心组织开展，跨省区绿色电力交易由北京、广州、内蒙古电力交易中心组织开展。

（二）交易方式

1.绿色电力交易的组织方式主要包括双边协商、挂牌交易等。可根据市场需要进一步拓展交易方式，鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议。常态化开展中长期分时段交易的地区应按照相关规则，开展分时段或带电力曲线的绿色电力交易。

2.鼓励各地通过绿电交易方式落实跨省跨区优先发电规模计划，扩大跨省区绿色电力供给，满足跨省区绿色电力消费需求。

（三）价格机制

1.绿色电力交易中，电能量价格与绿证价格应分别明确。

2.绿色电力交易中，除国家有明确规定的情况外不得对交易进行限价或指定价格。

（四）合同签订与执行

1.电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿证价格）等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项。

2.绿色电力交易可根据电力中长期交易基本规则、各省级电力中长期交易实施细则、跨省跨区电力中长期交易实施细则等相关规定，在合同各方协商一致、并确保绿色电力交易可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。

（五）交易结算及偏差处理

1.电力交易机构向交易主体出具的绿色电力交易结算依据包含以下内容：

（1）电能量部分结算电量、价格、结算费用；

（2）绿证部分结算数量、价格、结算费用；

（3）电能量部分偏差结算费用。

2.绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算：

（1）电能量部分按照跨省区、省内市场交易规则开展结算；

（2）绿证部分按当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量（以兆瓦时为单位取整数，

尾差滚动到次月核算），以绿证价格结算。其中，同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。

（六）绿证核发划转

1.国家能源局负责绿证相关管理工作，国家能源局电力业务资质管理中心负责绿证核发。

2.绿证根据可再生能源发电项目每月度结算电量，经审核后统一核发，按规定将相应绿证划转至发电企业或项目业主的绿证账户，并随绿色电力交易划转至买方账户。

3.应确保绿色电力环境价值的唯一性，不得重复计算或出售。

主送：各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团公司、中国节能环保集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司、内蒙古电力交易中心有限公司。

国家发展改革委办公厅

2024年7月29日印发

