

# 国家能源局华北监管局文件

华北监能市场〔2019〕186号

---

## 华北能源监管局关于印发 蒙西电力市场系列规则的通知

内蒙古电力（集团）有限责任公司，内蒙古电力交易中心有限公司，有关发电企业、售电公司、电力用户：

为贯彻落实《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）及其配套文件精神，根据《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）要求，在蒙西电力现货市场建设试点方案的基础上，结合蒙西地区实际，我局会同内蒙古自治区政府有关部门组织编制了《蒙西电力市场运营基本规则（试行）》及配套的 7

个实施细则（以下简称“规则”）。规则已经专家论证，并由蒙西电力市场管理委员会审议通过。现印发各单位，请遵照执行。

执行中如遇重大问题，及时报告我局。

- 附件：
1. 蒙西电力市场运营基本规则（试行）
  2. 蒙西电力市场中长期电能量交易实施细则（试行）
  3. 蒙西电力市场日前电能量现货交易实施细则（试行）
  4. 蒙西电力市场日内电能量现货交易实施细则（试行）
  5. 蒙西电力市场实时电能量现货交易实施细则（试行）
  6. 蒙西电力市场结算实施细则（试行）
  7. 蒙西电力市场信息披露实施细则（试行）
  8. 蒙西电力市场信用评级管理实施细则（试行）

国家能源局华北监管局

2019年5月31日

# 蒙西电力市场运营基本规则

## ( 试行 )

### 第一章 总 则

**第一条** 为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革,在蒙西电力市场的框架下,提升电力资源的优化配置效率,促进可再生能源消纳,保障市场公平、高效运行,依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其相关配套文件精神,按照《内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案》(发改经体〔2016〕2192号)、《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)、《蒙西电力现货市场建设试点方案》(内工信经运字〔2018〕668号)文件要求,结合内蒙古自治区实际,制定本规则。

**第二条** 本规则名称为《蒙西电力市场运营基本规则(试行)》,以下简称“规则”。以本规则为基础,制定相关实施细则。本规则及相关实施细则共同构成蒙西电力市场规则体系。

**第三条** 坚持协同推进,以共商共建为基础;坚持深化发展,以共享共赢为目标;坚持精益求精,以和谐高效为宗旨;坚持风险可控,以能源经济为主线;坚持绿色发展,以节能环保为前提;坚持统筹兼顾,以公平公正为原则。

**第四条** 本规则适用于蒙西电力市场的运营管理,蒙西电力市场

成员必须严格遵守本规则。

**第五条** 本规则中所规定的所有时间均为北京时间，并且以蒙西电力市场技术支持系统（以下简称“技术支持系统”）时钟为准，技术支持系统时钟应与电网调度自动化系统时钟同步。

**第六条** 本规则中电量、电力、电价和电费的量纲分别为兆瓦时（MWh）、兆瓦（MW）、元/兆瓦时和元，电价为含税价格，精确到价格量纲（元/兆瓦时）的小数点后一位；时间的基本量纲为秒（s），精确到时间量纲的小数点后一位。

**第七条** 本规则由国家能源局华北监管局（以下简称“华北能源监管局”）会同内蒙古自治区电力市场主管部门（以下简称“自治区电力市场主管部门”）组织市场成员共同编制。华北能源监管局会同自治区电力市场主管部门按照职责分工负责蒙西电力市场运营的监督管理。

## **第二章 市场概述**

### **第一节 市场体系**

**第八条** 蒙西电力市场采用中长期交易为主，现货交易为补充的市场架构。

**第九条** 在中长期合同电量日分解的基础上，开展现货电能量交易，确保中长期交易合同的物理执行，同时通过现货交易形成市场化的电量电力平衡机制，提升运行效率。

**第十条** 中长期电能量交易包括电力直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易等。中长期电能量交易标的包括基数电量和市场电

量。

**第十一条** 现货电能量交易包括日前电能量交易、日内电能量交易和实时电能量交易，本规则中简称“日前交易、日内交易和实时交易”。

**第十二条** 蒙西电力市场辅助服务交易包括电网调频、调压、备用等辅助运行相关的交易。市场初期暂不开展辅助服务交易。

## **第二节 交易周期和模式**

**第十三条** 中长期电能量交易包括多年、年度、季度、月度等日以上周期的交易，现货电能量交易以日前、日内和实时为周期开展。

**第十四条** 中长期电能量交易主要采用协商、竞价、挂牌等交易模式，形成双边电能量交易结果。

**第十五条** 现货电能量交易主要采用集中申报、统一出清的方式开展，通过优化计算得到机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。

**第十六条** 市场主体之间自愿协商交易电量（电力）、电价，签订意向协议后，通过技术支持系统成交确认，经安全校核后形成交易结果。

**第十七条** 市场主体通过技术支持系统申报电量（电力）、电价，按“一一撮合”或“边际出清”原则形成满足安全约束的市场出清结果。

**第十八条** 市场主体将需求电量（电力）或可供电量（电力）的数量、价格等信息对外发布，由符合摘牌要求的一方提出接受要约申请，按出清规则形成满足安全约束的市场结果。

### **第三节 价格机制**

**第十九条** 中长期交易和现货交易实行单一电量电价。

**第二十条** 中长期电能量交易通过协商、竞价和挂牌等方式确定成交电能量价格。

**第二十一条** 现货电能量市场通过集中竞价的方式形成分时区域电价（或分时节点电价）作为市场电能量价格。市场运行初期以全网统一分时电价作为过渡。

**第二十二条** 为避免市场操纵及恶性竞争，保护市场主体合理利益，市场运行初期对部分交易品种实施限价管理。限价幅度及要求由自治区电力市场主管部门会同华北能源监管局发布执行。

**第二十三条** 发电企业（机组）的基数合同电量执行自治区价格主管部门核定的上网电价，市场交易电量执行市场形成的电能量价格。

## **第三章 市场成员**

### **第一节 成员定义**

**第二十四条** 蒙西电力市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

**第二十五条** 市场主体包括经核准、注册进入蒙西电力市场的各类发电企业、电力用户和售电公司（含拥有配电业务的售电公司）。

**第二十六条** 电网企业指内蒙古电力（集团）有限责任公司（以下简称“内蒙古电力公司”）。

**第二十七条** 市场运营机构包括内蒙古电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）和内蒙古电力调度控制中心（以下简

称“电力调度机构”）。

**第二十八条** 市场管理委员会由市场主体、电网企业和独立专家组成。

## **第二节 权利和义务**

**第二十九条** 市场成员的一般权利和义务：

（一）熟悉并遵守本规则，按照本规则规定自愿、公平参与交易，对本规则的误解不构成免责或者减轻责任的条件；

（二）向华北能源监管局或自治区电力市场主管部门举报影响市场公平交易的不当行为，配合有关部门开展违规行为调查；

（三）提请自治区电力市场主管部门或华北能源监管局，调解与其他市场成员间发生的争议，配合开展争议调解；

（四）按照技术支持系统建设大纲和功能规范，建设本侧终端，保证其正常运行，满足蒙西电力市场运营需要；

（五）按照规定承担可再生能源消纳义务；

（六）按规定披露和提供信息；

（七）承担保密义务，不泄露市场信息；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

**第三十条** 发电企业的权利和义务：

（一）自愿参与市场交易，签订和履行基数合同以及市场化交易形成的购售电合同，严格执行现货交易出清形成的发电计划；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电网调度机构的统一调度；

（四）获得市场交易和输配电服务等相关信息。

### **第三十一条 电力用户的权利和义务:**

- (一) 自愿参与市场交易, 签订和履行购售电合同;
- (二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务, 按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加、承担交叉补贴等;
- (三) 提供电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息等, 获得市场交易和输配电服务等相关信息;
- (四) 服从电网调度机构的统一调度, 在系统特殊运行状况下(如事故、严重供不应求等)按调度要求有序用电;
- (五) 遵守自治区电力市场主管部门有关电力需求侧管理规定。

### **第三十二条 售电公司的权利和义务:**

- (一) 自愿参与市场交易, 签订和履行购售电合同;
- (二) 获得公平的输配电服务;
- (三) 与供电企业、电力用户签订合同, 履行合同规定的各项义务, 并获取合理收益;
- (四) 获得市场交易和输配电服务等相关信息;
- (五) 按照国家有关规定, 依法对公司重大事项进行公告, 并定期公布公司年报;
- (六) 服从电网调度机构的统一调度, 在系统特殊运行状况下(如事故、严重供不应求等)按调度要求有序用电;
- (七) 遵守自治区电力市场主管部门有关电力需求侧管理规定。

### **第三十三条 电网企业的权利和义务:**

- (一) 保障输配电设施的安全稳定运行;
- (二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务;
- (三) 按规定向市场主体提供电费结算服务;

(四) 按政府定价向不参与市场交易的用户提供售电服务, 签订和履行相应的供用电合同和购售电合同, 承担保底供电服务责任;

(五) 按规定收取输配电费用, 代国家收取政府性基金及附加等;

(六) 按规定披露和提供电网运行的相关信息。

### **第三十四条** 电力交易机构的权利和义务:

(一) 在政府监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务;

(二) 负责市场主体的注册管理, 为市场主体提供市场业务的培训;

(三) 依据市场运行需要, 开展市场交易规则的研究;

(四) 负责电力中长期交易的组织实施, 编制交易计划, 跟踪交易计划执行情况;

(五) 会同电力调度机构组织现货交易及辅助服务交易;

(六) 依据成交及执行结果, 计算并编制交易结算凭证;

(七) 配合第三方征信机构开展市场主体信用等级评价;

(八) 按职责建立落实市场风险防范机制;

(九) 按职责监测和分析市场运行情况, 发现市场异常, 及时向华北能源监管局及自治区电力市场主管部门报告; 经授权在特定情况下实施市场干预、中止;

(十) 配合华北能源监管局和自治区电力市场主管部门对市场运营规则进行分析评估, 提出修改建议;

(十一) 负责市场信息管理, 按规定披露和发布信息, 承担保密义务。

### **第三十五条** 电力调度机构的权利和义务:

（一）在政府监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务；

（二）按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；

（三）负责现货交易的组织运营；

（四）按交易计划组织实施，合理安排电网运行方式，保障市场交易结果执行，并按规定提供电网运行相关信息；

（五）向电力交易机构提供市场主体电量、电力等运行数据信息；

（六）按职责建立落实市场风险防范机制；

（七）按职责监测和分析市场运行情况，发现市场异常，及时向华北能源监管局及自治区电力市场主管部门报告；经授权暂停执行市场交易结果；配合华北能源监管局和自治区电力市场主管部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议。

### **第三十六条** 市场管理委员会的权利和义务：

（一）依据政府主管部门批准的章程，为蒙西电力市场的市场成员提供服务；

（二）收集汇总市场运行信息，分析市场运行情况，跟踪市场动态，评估市场运行效果；

（三）及时发现市场运行中的异常事宜，提出规则完善的意见和建议；

（四）针对市场交易限价调整、模式调整、规则修订、新交易品种上线运行等重大问题，组织市场成员研究讨论，广泛征求社会意见和建议，确保蒙西电力市场平稳运行；

（五）针对干预、中止、重启等市场重大事件，组织市场主体及

专业机构进行事后分析评估，形成市场重大事件调查报告，提交自治区电力市场主管部门、华北能源监管局；

（六）定期组织联席会议，研究讨论市场运行中存在的重大问题，形成市场管理委员会意见决议。向自治区电力市场主管部门、华北能源监管局提交意见决议；

（七）协调市场成员间的争议矛盾。

## **第四章 市场管理**

### **第一节 市场准入**

**第三十七条** 自治区电力市场主管部门按照国家及自治区相关政策要求，对发电企业、用电企业及售电公司进行审核准入，或发布负面清单。具体办法另行制定。

**第三十八条** 发电企业的基本准入条件：

- （一）依法取得电力业务许可证（发电类）；
- （二）符合国家产业政策，环保设施正常投运且达到环保标准要求；
- （三）具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体，与电网公司签订《购售电合同》。

**第三十九条** 电力用户的基本准入条件：

- （一）符合国家产业政策，有利于自治区产业布局、结构调整和优化升级，环保设施正常投运并达到国家和行业相关标准及要求；
- （二）具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体；

(三) 满足参与蒙西电力市场需要的技术要求和计量标准。

#### **第四十条 售电公司的基本准入条件:**

(一) 符合国家和内蒙古自治区政府有关售电公司参与市场交易的相关文件规定, 依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人;

(二) 具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体;

(三) 满足参与蒙西电力市场需要的技术要求和计量标准;

(四) 法律、法规规定的其他条件。

### **第二节 市场注册**

**第四十一条** 进入准入目录(或具备准入注册条件)的市场主体, 按要求自愿提交申请进行市场注册。注册流程如下:

(一) 市场主体按照相关要求递交注册申请, 报送注册材料;

(二) 电力交易机构在收到注册申请的 5 个工作日内完成注册;

(三) 完成注册的发电企业、电力用户和售电公司须与电力交易机构签订交易平台使用协议, 获取交易账号。

**第四十二条** 电力交易机构按月汇总完成注册的市场主体目录, 及时报华北能源监管局、自治区电力市场主管部门和第三方征信机构备案。

### **第三节 信息变更**

**第四十三条** 发生如下情况时, 市场主体应向电力交易机构申请信息变更:

(一) 因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致市场主体

股权及经营权发生变化的；

（二）发电企业关键技术参数发生变化的；

（三）企业银行帐号变更；

（四）其他注册信息变更。

**第四十四条** 企业所从事的行业、主要产品类型等与准入资质有关的信息发生变更的，电力交易机构应报自治区电力市场主管部门批准后执行。

**第四十五条** 信息变更流程如下：

（一）企业向电力交易机构提交信息变更申请；

（二）电力交易机构审核变更申请，如变更信息与准入资质无关，则电力交易机构在收到申请书后5个工作日内，按照申请内容予以变更；

（三）如变更信息与准入资质相关，电力交易机构应报自治区电力市场主管部门，在收到自治区电力市场主管部门同意变更回复后，5个工作日内完成变更。

## **第四节 市场退出**

**第四十六条** 完成市场注册的电力用户，其准入范围的全部电量进入市场，不再执行目录电价，不得随意退出市场。

（一）进入市场后，既不自愿参与交易、也不选择由售电公司代理交易的电力用户，由电网企业提供保底供电服务；

（二）自愿退出蒙西电力市场的市场主体，可按要求提出退市申请，并办理交易账号注销手续。

**第四十七条** 市场主体申请自愿退市的流程如下：

（一）自愿退出市场的市场主体，应提前 30 个工作日向自治区电力市场主管部门提交退市申请；退市申请须阐明注销原因、与其他市场主体之间尚未履行完毕的交易合同（或协议）及其处理方案；

（二）自治区电力市场主管部门在收到注销申请的 10 个工作日内，核实其交易结算、合同履行及交易费用缴纳等情况；

（三）满足注销条件的市场主体，指定网站向全体市场成员发布退市公告，公示期为 10 个工作日；

（四）公示期满无异议的申请，电力交易机构在 5 个工作日内为其办理市场注销手续，注销其交易账号；

（五）电力交易机构将完成注销手续的市场主体，报自治区电力市场主管部门备案。

**第四十八条** 市场主体注销手续生效前，应继续履行未履行完毕的权利和义务,与其他市场主体产生的争议，须按市场争议处理程序解决。

**第四十九条** 对于拒不履行市场主体义务、违规行为情节严重或依法宣告破产、歇业的市场主体，由自治区电力市场主管部门会同华北能源监管局对其实施强制退出。

（一）售电公司被强制退出时，其所有已签订但尚未履行的购售电合同可转让给其他售电公司或交由电网企业保底供电，并处理好其他相关事宜；

（二）自愿退市或被强制退市的电力用户，由电网企业提供保底供电服务；

（三）市场主体退出蒙西电力市场后，如果再次参与市场交易，须重新完成市场注册。

## 第五章 中长期电能量交易

### 第一节 中长期电能量交易

**第五十条** 年度基数电量由自治区电力市场主管部门根据市场及系统运行需要、用电负荷情况等因素综合确定，各发电企业应与内蒙古电力公司签订《年度购售电合同》，确定年度基数电量的购售关系。

**第五十一条** 按照年度、季度、月度等日以上周期组织开展的电能量交易为中长期电能量交易。市场主体通过中长期电能量交易形成的交易合同，分解至各运行日执行。

**第五十二条** 参与中长期电能量交易的市场主体包括发电企业、电力用户、售电公司等。自治区电力市场主管部门根据市场运行需要，确定各中长期交易品种的具体参与条件。

**第五十三条** 中长期电能量交易可采用协商、竞价和挂牌模式。

**第五十四条** 按照交易周期划分为多年、年度、季度、月度和周交易。

**第五十五条** 中长期电能量交易合同可采用纸质或电子合同形式，合同内容应包括但不限于以下要素：

- （一）合同主体，签订合同的市场主体；
- （二）合同周期，合同的起止时间，以日历日为基本单位；
- （三）合同电量，合同周期内交易的总电量；
- （四）合同价格，合同电量的成交价格；
- （五）交易计量，合同电量交割点。

**第五十六条** 具备条件的市场主体，可在中长期合同中约定发用

电曲线。市场主体不具备技术条件或具备技术条件但未约定曲线的中长期合同，由市场运营机构负责中长期合同电量的日曲线分解。

**第五十七条** 当市场供给量明显小于需求量，需实施有序用电管理时，可启动需求侧中长期交易。通过需求侧月度交易确定有序用电范围及供电优先级。

**第五十八条** 中长期电能量交易的数据申报、出清、信息发布等有关规定适用《蒙西电力市场中长期电能量交易实施细则（试行）》的规定。

## **第二节 合同电量转让交易**

**第五十九条** 在中长期合同电量全部执行完毕前，市场主体可按照转让交易规则自愿转让未执行电量。合同电量转让交易可采用协商、竞价或挂牌模式，以电力交易机构发布信息为准。市场初期仅开展发电侧的合同电量转让交易。

**第六十条** 合同电量受让方与出让方均应符合国家和自治区的环保要求。

**第六十一条** 合同电量转让交易应在中长期交易成交后，全部电量执行完毕前实施。

**第六十二条** 合同电量转让交易具体组织流程如下：

- （一）技术支持系统发布合同电量转让交易市场信息。
- （二）经协商达成交易意向的市场主体，通过技术支持系统上报交易意向。
- （三）参与合同电量竞价或挂牌交易的市场主体，通过技术支持系统申报交易电量电价信息；技术支持系统将按照竞价或挂牌出清规

则，计算出清。

（四）电力市场技术支持系统汇总协商、竞价及挂牌交易成交结果，流转至电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定的时限内返回安全校核结果。

（五）市场主体确认成交结果，未通过安全校核的转让交易意向不成交。

**第六十三条** 合同电量转让交易的数据申报、出清、信息发布等有关程序适用《蒙西电力市场中长期电能量交易实施细则（试行）》的规定。

## **第六章 日前电能量现货交易**

### **第一节 中长期电量日分解**

**第六十四条** 为实现中长期交易与现货交易的平稳对接，为日前交易提供基础方式，须将中长期合同电量按日分解为具备执行条件的分时电力曲线。其中，中长期电量合同包括年度基数电量合同和各类中长期电量交易合同。

**第六十五条** 中长期电量日分解遵循公开透明、安全稳定的原则。以中长期电量物理执行为目标，贯彻落实新能源优先发电政策，电网安全稳定等各类约束，确保分解结果具备执行条件。

**第六十六条** 在市场主体具备曲线申报能力前，由市场运营机构基于电网次日负荷预测、次日新能源预测及设备检修计划等数据，分解制定次日系统开机组合及各发电企业电力运行曲线。初期采用 15 分钟一点、连续 96 点分段线性曲线，后期逐步细化。

**第六十七条** 日前交易开市前，首先启动中长期日分解流程。各市场主体通过技术支持系统维护机组及发电单元容量、发电能力、调节能力等物理参数。技术支持系统读取电网次日负荷预测、新能源预测、电网检修计划、外送电计划等信息，按照分解规则进行曲线分解计算。

**第六十八条** 分解结果通过技术支持系统向相关市场主体发布。

**第六十九条** 中长期电量日分解的参数申报、分解算法、信息发布等有关程序适用《蒙西电力市场日前电能量现货交易实施细则（试行）》的规定。

## **第二节 日前电能量现货交易组织**

**第七十条** 在中长期电量日分解曲线的基础上，各市场主体申报次日电力电量买入、卖出意愿，通过日前集中交易，优化出清，确定次日各市场主体运行方式及计划运行曲线。

**第七十一条** 日前交易以中长期日分解曲线为初始点，以系统运行综合效益最大化为目标函数，在考虑发供平衡、旋转备用、调节速率、供热及安全约束等条件下，进行优化出清。

**第七十二条** 蒙西电力市场日前交易按日组织，采用“分段报价、集中出清”模式。

**第七十三条** 参与日前交易的市场主体包括公用火电企业、新能源场（站）、电力用户（具备用电负荷实时监测能力）等。

**第七十四条** （D）日为电网运行的自然日，日前交易初期，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。日前交易在（D-1）日出清成交。（D-1）日，发电侧市场主体进行申

报，用电侧需求通过负荷预测确定，通过日前交易出清形成运行日的交易结果。

**第七十五条** (D-1)日交易申报前，通过技术支持系统向市场主体发布(D)日的相关信息。

**第七十六条** 市场主体通过技术支持系统申报(D)日电力买入、卖出、启动、停机等价格，技术支持系统汇总市场主体申报信息，综合考虑系统负荷预测、外送计划、发电机组检修计划、输变电设备检修计划和发电机组运行约束，以系统运行综合效益最大化为目标函数，采用日前出清程序计算(D)日的96点机组运行计划曲线，形成(D)日的开机组合、分时发电出力曲线和分时边际电价。

**第七十七条** 在(D-1)日交易申报截止时间前，公用火电企业通过技术支持系统，基于中长期电量日分解曲线，申报(D)日机组分段电能量价格(单位：元/MW)和启停价格等信息。

**第七十八条** 在(D-1)日交易申报截止时间前，新能源场(站)通过技术支持系统，基于中长期电能量日分解曲线，申报(D)日场(站)分段电能量价格(单位：元/MW)。

**第七十九条** 在(D-1)日交易申报截止时间前，具备用电负荷实时监测能力的电力用户可通过技术支持系统，申报电能量交易信息(单位：元/MW)，参与日前交易。

**第八十条** 日前交易初期以分时边际价格作为全网出清电价。条件成熟后，采用分时区域电价(或分时节点电价)作为日前交易出清电价。

**第八十一条** 为满足电网安全稳定运行需要，电网调度机构可根据安全校核结果，调整日前机组方式并给出说明。日前交易的发电侧

出清结果（含机组开机组合和分时发电出力曲线）即为（D）日的发电调度计划。

**第八十二条** 若电网运行边界条件在（D）日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前交易的出清算法，对（D）日的发电调度计划（含机组开机组合和分时发电出力曲线）进行调整，同时通过技术支持系统向市场主体发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。

**第八十三条** 日前交易信息发布、申报、出清等有关程序适用《蒙西电力市场日前电能量现货交易实施细则（试行）》的规定。

## **第七章 日内及实时电能量现货交易**

### **第一节 日内电能量现货交易**

**第八十四条** 在日前交易出清结果（日前计划）的基础上，以日内超短期负荷预测（4小时）、外送计划、设备状态等为边界条件，以系统运行综合效益最大化为目标，优化各市场主体计划运行曲线，实现日内发用电计划滚动调整。

**第八十五条** 日内交易以日前交易出清结果为初始点，以日内系统运行前一时段（4小时）系统运行综合效益最大化为目标，采用超短期负荷预测、新能源预测及电网实时运行状态为边界条件，在考虑负荷平衡、正备用容量、负备用容量、旋转备用容量、机组上下限、机组爬坡、线路潮流、断面潮流等约束条件下，进行优化出清，滚动

调整机组发电曲线。

**第八十六条** 参与日内电能量现货交易的市场主体为接入自动发电控制系统（AGC）的全部公用火电机组、新能源场（站）、电力用户（具备用电负荷实时监测能力）等。

**第八十七条** 电力调度机构在（D）日系统实际运行前 240 分钟开展日内电能量现货交易。

**第八十八条** （D）日内，电力调度机构根据超短期预测，新能源发电预测等，综合考虑网络拓扑、事故校验、机组状态、机组爬坡能力等安全约束条件，以系统运行综合效益最大化为目标函数，优化出清，滚动调整下时段（4 小时）的计划运行曲线。

**第八十九条** 日内交易具体规定适用《蒙西电力市场日内电能量现货交易实施细则（试行）》的规定。

## **第二节 实时电能量现货交易**

**第九十条** 以日内交易出清的计划运行曲线为基础，依据未来 15 分钟电网超短期负荷预测、新能源超短期预测、外送电情况、设备运行状态等信息，以全网计划运行曲线调整成本最小为目标，组织开展的实时电能量现货交易（以下简称实时交易）。

**第九十一条** 以日内交易出清结果为计算基态，更新系统超短期负荷预测、新能源超短期预测结果，综合考虑系统负荷平衡、正备用容量、负备用容量、旋转备用容量、机组上下限、机组爬坡、线路潮流、断面潮流等约束条件，基于系统经济性与安全性指标，依据市场主体申报信息，以未来 15 分钟系统调节总成本最小化为目标，进行优化出清。

**第九十二条** 参与实时交易的市场主体为接入自动发电控制系统（AGC）的全部公用火电机组、新能源场（站）、电力用户（具备用电负荷实时监测能力）等。

**第九十三条** 电力调度机构在（D）日系统实际运行前 15 分钟开展实时交易。

**第九十四条** 电力调度机构根据超短期预测，新能源发电预测等，基于日内交易出清结果，综合考虑网络拓扑、事故校验、机组状态、机组爬坡能力等安全约束条件，以全网调节成本最小为目标函数，优化出清，滚动调整未来 15 分钟的计划运行曲线。

**第九十五条** 实时交易具体规定适用《蒙西电力市场实时电能量现货交易实施细则（试行）》的规定。

## **第八章 市场结算**

**第九十六条** 电力交易机构按照蒙西电力市场运营规则，依据交易成交结果及执行情况，计算编制并出具蒙西电力市场交易电量结算凭证。

**第九十七条** 蒙西电力市场中长期交易采用“月清月结”模式；现货交易采用“日清月结”模式。

**第九十八条** 以月度为周期结算，初期保持现有结算时间不变。待条件成熟时，发电侧与用电侧结算时间应保持一致。

**第九十九条** 结算职责如下：

（一）电网企业负责提供电力用户相关信息、电量数据（具备条件的电力用户出具曲线数据），并按照电力交易机构出具的结算凭证进行用户侧电费结算工作；

(二) 电力调度机构负责提供发电企业电量、电力计量曲线数据、调度指令数据、系统 AGC 指令等信息;

(三) 电网企业负责提供电价相关信息, 并按照电力交易机构出具的结算凭证进行发电侧电费结算工作;

(四) 电力交易机构负责依据成交结果及实际运行数据编制并出具结算凭证。

### **第一百条** 结算电价如下:

(一) 基数电量结算。发电企业基数电量按照政府批复上网电价进行结算, 未参与蒙西电力市场的用电侧电价按照政府批复的目录电价进行结算。

(二) 外送电量结算。外送电电量按照跨区跨省购售电合同约定的电价进行结算。

(三) 中长期交易电量结算。中长期交易电量根据中长期成交价格结算。

(四) 日前交易结算。日前交易出清结果与中长期合同分解形成的日结算曲线之间的偏差量, 按照日前交易的分时电价进行结算。

(五) 日内及实时交易结算。日内交易出清结果作为发电机组的发电计划下发依据; 发电机组实际出力与日前电能量交易出清结果之间的偏差量, 按照实时交易的分时电价进行结算。

各交易品种结算具体流程及规则适用《蒙西电力市场结算实施细则(试行)》的规定。

**第一百〇一条** 为维护市场秩序, 确保交易正常运营, 对用电侧月度交易电量完成情况进行考核管理。具体考核规则及流程适用《蒙西电力市场结算实施细则(试行)》的规定。

## 第九章 信息披露

### 第一节 信息分类

**第一百〇二条** 按照信息属性分类，市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。

**第一百〇三条** 公众信息是指向社会公众发布的数据和信息。

**第一百〇四条** 公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息。

**第一百〇五条** 私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。私有信息在一定期限后转为公开信息或公众信息。

### 第二节 信息管理

**第一百〇六条** 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构向市场主体发布市场交易以及电网运行的相关信息。电力交易机构、电力调度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。

**第一百〇七条** 蒙西电力市场信息通过技术支持系统进行披露。各类市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，按规定在技术支持系统披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。市场主体对披露的相关信息有异议及疑问，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

**第一百〇八条** 华北能源监管局、自治区电力市场主管部门、各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。因信息

泄露造成市场波动和市场主体损失的，由华北能源监管局和自治区电力市场主管部门组织调查并追究责任。

**第一百〇九条** 华北能源监管局和自治区电力市场主管部门按照职责对市场信息披露进行监管。

### **第三节 披露内容**

**第一百一十条** 电力交易机构负责市场交易相关的信息披露，主要包括交易规则、交易结果、结算等信息。

**第一百一十一条** 电力调度机构负责调度运行相关信息的披露，主要包括电力平衡、电网运行等信息。

**第一百一十二条** 发电企业披露的信息主要包括：企业基本情况、发电机组基本参数、燃料供应及出力情况，以及企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息等。

**第一百一十三条** 售电公司披露的信息主要包括：企业基本情况、资产总额验资报告和从业人员配置情况，以及企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息等。

**第一百一十四条** 电力用户披露的信息主要包括：企业基本情况、减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息等。

**第一百一十五条** 信息披露具体内容、披露方式等规定适用《蒙西电力市场信息披露实施细则（试行）》的规定。

## 第十章 技术支持系统

**第一百一十六条** 技术支持系统是支持市场运营的各种软、硬件的有机组合。

**第一百一十七条** 技术支持系统包括对蒙西电力市场的数据收集、信息发布、市场申报、合同的分解与管理、交易计划的编制、安全校核、执行跟踪、市场出清、市场结算、市场监视、市场分析、市场模拟推演等全业务功能。相关辅助功能包括系统负荷预测、母线负荷预测、新能源预测和需求侧响应等。

**第一百一十八条** 电网企业营销系统、财务系统及调度系统应与技术支持系统通过符合国家网络安全规定的方案实现互联互通、数据共享。

## 第十一章 市场干预及争议处理

**第一百一十九条** 当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故、安排电力系统运行，及时有效干预市场交易，必要时可以中止电力现货交易，并尽快报告自治区电力市场主管部门及华北能源监管局：

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

（二）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（三）因重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（四）技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货交易无法正常组织时；

(五) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

**第一百二十条** 有下列情形之一的，华北能源监管局会同自治区电力市场主管部门可以做出中止蒙西电力市场的决定，并通过市场运营机构向市场主体公布中止原因：

- (一) 市场未按照规则运行和管理的；
- (二) 市场运营规则不适应市场交易需要，必须进行重大修改的；
- (三) 市场发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- (四) 因不可抗力导致市场交易不能正常开展的；
- (五) 市场发生严重异常情况的。

**第一百二十一条** 当市场中止时，电力调度机构以电网安全为原则编制（D）日发电计划，并按照公平原则调用机组出力、执行有序用电等。

**第一百二十二条** 导致市场中止的情形消除后，市场运营机构按有关程序恢复市场正常运行。

**第一百二十三条** 发生价格异常情况时，市场运营机构可以采取价格管制的方式来干预蒙西电力市场，并宣布相应的交易时段为价格管制时期。价格异常情况消除时，由市场运营机构公布价格管制终止时间。

**第一百二十四条** 若发生市场干预与中止，市场运营机构必须详细记录干预与中止的原因、措施，并及时向华北能源监管局及自治区电力市场主管部门备案，向各相关市场主体公布。市场干预与中止由市场运营机构通知相关对象，通知的内容包括市场干预与中止的原因、范围和持续时间。市场紧急干预与中止情况下所造成的成本由市

市场主体共同承担。

**第一百二十五条** 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）其他方面的争议。

**第一百二十六条** 市场主体之间、市场主体与电网企业之间发生争议时，可通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。申请调解时，应出具书面申请，原则上按顺序提交至华北能源监管局和自治区电力市场主管部门。

**第一百二十七条** 因市场交易发生争议，由华北能源监管局依法裁决或者处理。市场主体、市场运营机构对华北能源监管局的处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

## **第十二章 市场监管**

**第一百二十八条** 华北能源监管局会同自治区电力市场主管部门根据《电力监管条例》和有关法律法规，依法对市场成员及其市场行为实施监管，保证市场公开、公平、公正。具体办法另行制定。市场监管包含但不限于下列情况：

- （一）电力系统安全稳定运行情况；
- （二）交易组织实施及信息披露情况；
- （三）交易执行情况；
- （四）市场成员行为依法合规情况；

(五) 交易费用收支情况;

(六) 市场纠纷及违约处理情况。

**第一百二十九条** 市场运营机构依据本规则,按照华北能源监管局及自治区电力市场主管部门要求,对蒙西电力市场运行实施市场监测。

**第一百三十条** 蒙西电力市场广泛接受各市场成员及社会各界的监督指导。具备电力市场及电力系统运营经验及专业技术水平的第三方机构,可按照本规则对市场实施第三方监督。

**第一百三十一条** 所有市场成员均可通过匿名或公开方式,向华北能源监管局提出举报或投诉请求。

### **第十三章 信用体系**

**第一百三十二条** 为维护电力市场正常秩序,保障电力市场健康发展,逐步建立蒙西电力市场信用评价体系,对市场主体参与市场交易过程中的诚信情况进行考核和评价。具体办法另行制定。

**第一百三十三条** 现阶段暂由电力交易机构负责市场主体信用体系的建设管理工作;条件成熟时,可由专业的第三方信用评级机构负责市场主体的信用评价工作。

**第一百三十四条** 蒙西电力市场信用体系建设的具体内容及流程适用《蒙西电力市场信用评级管理实施细则(试行)》的规定。

### **第十四章 附 则**

**第一百三十五条** 蒙西电力市场运营各项实施细则另行制定。

**第一百三十六条** 蒙西电力市场监管办法另行制定。

**第一百三十七条** 本规则由华北能源监管局会同自治区电力市场主管部门负责解释。

**第一百三十八条** 本规则自发布之日起施行。

# 蒙西电力市场中长期电能量交易实施细则

## ( 试行 )

### 第一章 总 则

**第一条** 本细则所称中长期电能量交易(以下简称“中长期交易”)是指在《蒙西电力市场运营基本规则(试行)》(以下简称《基本规则》)的指导下,按照年度、季度、月度等日以上周期,以协商、竞价或者挂牌模式组织开展的电能量交易。

**第二条** 电力交易机构负责中长期交易的组织实施。

**第三条** 本细则是蒙西电力市场中长期交易开展的依据,全体市场成员必须严格遵守。

**第四条** 本细则作为《基本规则》的补充,与《基本规则》具有同等效力。

### 第二章 协商交易

**第五条** 协商交易采用发电侧、用电侧主体双方自由协商的交易模式。

**第六条** 参与协商交易的发电侧主体为经准入注册进入蒙西电力市场主体目录的公用发电企业。

**第七条** 参与协商交易的用电侧主体为经准入注册进入蒙西电力市场主体目录的用电企业和代理用电企业的售电公司。

**第八条** 根据市场实际需求，可按多年、年度、季度、月度、周度组织开展。

**第九条** 协商交易的组织流程为：

（一）电力交易机构通过蒙西电力市场技术支持系统（以下简称“技术支持系统”）发布协商交易相关市场公告。主要内容包括但不限于：

1. 竞价交易周期、交易标的物等；
2. 交易周期内蒙西电网重要输电通道、输电设备检修计划；
3. 全网用电需求预测结果；
4. 参与交易的市场主体目录；
5. 各火电发电机组参与交易的电量限值；
6. 各新能源企业参与交易的电量限值；
7. 其他必要信息。

（二）市场主体经双边自由协商形成协商交易意向，并在协商交易申报期内，通过技术支持系统提交意向，意向信息主要包括：

1. 市场主体；
2. 交易电量；
3. 交易价格；
4. 其他必要信息。

（三）技术支持系统汇集发电侧、用电侧市场主体协商一致的交易意向，以匹配对的形式形成成交结果。

（四）电力交易机构将协商成交结果流转至电力调度机构进行安全校核。

（五）电力调度机构返回通过安全校核的成交结果并由技术支持

系统形成电子合同，作为交易结算依据。

（六）未通过安全校核的成交结果，各市场主体可按照电网安全约束要求，进行合同电量转让交易，或放弃成交。

### **第三章 竞价交易**

**第十条** 竞价交易在技术支持系统中集中组织开展，由市场主体申报交易意向，按照“边际出清”或“一一撮合”的出清原则开展交易。

**第十一条** 参与竞价交易的发电侧主体为经准入注册进入蒙西电力市场主体目录的公用发电企业。

**第十二条** 参与竞价交易的用电侧主体为经准入注册进入蒙西电力市场主体目录的用电企业和代理用电企业的售电公司。

**第十三条** 根据市场实际需求，可按年、季、月、周组织开展。

**第十四条** 竞价交易按照市场主体申报价格由低到高排序，直至供需完全匹配；或按照发电侧主体、购电侧主体申报价格序列分别出清。同价出清电量时，按照市场主体申报电量等比例出清成交电量。

**第十五条** 竞价交易的组织流程为：

（一）电力交易机构通过技术支持系统发布竞价交易相关市场公告。主要内容包括但不限于：

1. 竞价交易周期、交易标的物等；
2. 交易周期内蒙西电网重要输电通道、输电设备检修计划；
3. 全网用电需求预测结果；
4. 参与交易的市场主体目录；
5. 各火电发电机组参与交易的电量限值；

6. 各新能源企业参与交易的电量限值;

7. 其他必要信息。

(二) 各市场主体申报电价、电量信息等。

(三) 技术支持系统汇总报价信息,按照竞价出清规则,计算出清结果,并将出清结果流转至电力调度机构进行安全校核。

(四) 电力调度机构返回通过安全校核的出清结果,各市场主体确认成交。

(五) 未通过安全校核的出清结果,各市场主体可按照电网安全约束要求,进行合同电量转让交易,或放弃成交。

## 第四章 挂牌交易

**第十六条** 挂牌交易在技术支持系统中按需开展,由市场主体挂牌或摘牌。

**第十七条** 参与挂牌交易的发电侧主体为经准入注册进入蒙西电力市场主体目录的公用发电企业。

**第十八条** 参与挂牌交易的用电侧主体为经准入注册进入蒙西电力市场主体目录的用电企业和代理用电企业的售电公司。

**第十九条** 根据市场实际需求,可按年、季、月、周组织开展。

**第二十条** 挂牌交易期间,市场主体可以挂牌或摘牌,按照价格优先的原则依序形成合同;若价格相同,则按申报等比例分配交易电量。

**第二十一条** 挂牌交易的组织流程为:

(一) 电力交易机构通过技术支持系统发布挂牌交易相关市场公告。主要内容包括但不限于:

1. 挂牌交易周期、交易标的物等；
2. 交易周期内蒙西电网重要输电通道、输电设备检修计划；
3. 全网用电需求预测结果；
4. 参与交易的市场主体目录；
5. 各火电发电机组参与交易的电量限值；
6. 各新能源企业参与交易的电量限值；
7. 其他必要信息。

(二) 市场主体通过技术支持系统申报挂牌交易意向，意向信息主要包括：

1. 市场主体；
2. 交易电量；
3. 交易价格；
4. 其他必要信息。

(三) 技术支持系统汇集市场主体挂牌交易意向，以匹配对的形式形成成交结果。

(四) 电力交易机构将挂牌成交结果流转至电力调度机构进行安全校核。

(五) 电力调度机构返回通过安全校核的成交结果并由技术支持系统形成电子合同，作为交易结算依据。

(六) 未通过安全校核的成交结果，各市场主体可按照电网安全约束要求，进行合同电量转让交易，或放弃成交。

## **第五章 合同电量转让交易**

**第二十二条** 拥有合同电量（包括基数电量和市场电量）的市场

主体，通过协商、竞价或挂牌等市场化交易模式，将全部或部分电量转让给其他市场主体的中长期交易。市场初期，仅开展发电侧的合同电量转让交易；条件具备后，允许用户侧开展合同电量转让交易。

**第二十三条** 市场初期，合同转让交易的交易主体包括火电机组和新能源场（站）。

**第二十四条** 合同电量转让交易标的物为已成交但未完全执行的交易合同电量。

**第二十五条** 合同电量受让方与出让方均应符合国家和自治区的环保要求。

**第二十六条** 合同电量转让交易按需开展，可随其他中长期交易一并组织，市场主体可根据需要申报合同电量转让意向。

**第二十七条** 合同电量转让交易组织流程如下：

（一）市场主体如有转让意向，通过技术支持系统申报；

（二）市场主体可通过协商、竞价或挂牌等交易模式，在技术支持系统中形成合同电量转让意向；

（三）交易完成后，市场运营机构通过技术支持系统汇总合同电量转让协议，同时进行安全校核；

（四）安全校核结果在规定的时限内返回，并通过技术支持系统向相关市场主体发布；

（五）市场主体确认成交结果并签订合同电量转让合同，未通过安全校核的交易意向不成交。

**第二十八条** 条件成熟时，允许电力用户与发电企业之间签订合同电量回购协议，电力用户因自身原因无法履行合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，调减相应发电企业后续发电计划。

**第二十九条** 合同电量转让交易的价格不影响出让方原有合同电量的价格。

## **第六章 附 则**

**第三十条** 本细则由国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门负责解释。

**第三十一条** 国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第三十二条** 本细则自发布之日起施行。

# 蒙西电力市场日前电能量现货交易 实施细则（试行）

## 第一章 总 则

**第一条** 本细则所称日前电能量现货交易(以下简称“日前交易”)是指在蒙西电力市场中长期电能量交易的基础上,依据次日电网负荷预测、外送电计划、新能源发电预测、设备检修计划等信息,以次日系统运行综合效益最大化为目标,组织开展的电能量现货交易。

**第二条** 市场运营机构负责日前交易的组织实施,并对出清结果进行安全校核。

**第三条** 本细则是蒙西电力市场日前交易开展的依据,全体市场成员必须严格遵守。

**第四条** 本细则作为《蒙西电力市场运营基本规则(试行)》(以下简称《基本规则》)的补充,与《基本规则》具有同等效力。

## 第二章 交易准备

**第五条** (D)日为电网运行自然日,日前交易在(D-1)日组织成交,每15分钟为一个交易出清时段,每个(D)日含有96个交易出清时段。

**第六条** 所有直调发电机组、场(站)需向市场运营机构提供其

运行参数，且各参数应与《并网协议》、《并网调度协议》、电力业务许可证等资料内容一致。

如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

（一）发电机组、场（站）额定有功功率 $U_i^Z$ ，单位为 MW；

（二）发电机组、场（站）最小稳定技术出力（单位为 MW）及最小负荷率 $\theta_i^{\min}$ ；

（三）发电机组、场（站）有功功率调节速率，单位为 MW/分钟；

（四）发电机组、场（站）日内允许的最大启动次数 $\eta_i^{\max}$ 、停机次数 $\gamma_i^{\max}$ ，单位为次/每天；

（五）发电机组、场（站）厂用电率 $\mu_i$ ，单位为百分数；

（六）发电机组、场（站）冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

（七）发电机组、场（站）热态启动通知时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

（八）发电机组、场（站）极热态启动通知时间，即机组处于极热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

（九）典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（十）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（十一）市场运营机构所需的其他参数。

## 第七条 机组运行约束条件规定如下：

（一）发电机组状态约束。

市场运营机构应根据机组检修批复情况，在（D-1）日上午 9:30

前发布（D）日机组的 96 点状态，各发电企业应在 10:30 前在蒙西电力市场技术支持系统（以下简称“技术支持系统”）中进行确认，逾时未确认则默认采用发布的状态。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前交易。

1. 可用状态：包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入考核。

2. 调试状态：包括处于检修工期中的调试、机组试验（调试），（D）日存在调试时段的机组全天均视为调试状态。

3. 不可用状态：包括机组检修、缺燃料、其他情况。其中，其他情况为（D）日内煤电机组当次累计停备不足机组最小连续停机时间的时段，默认为不可用状态。

（二）发电机组出力上下限约束。

（D-1）日上午 8:30 前，电力市场运营机构应根据机组的额定有功功率、检修和试验批复等情况，发布（D）日其调管范围内机组的出力约束。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃机出力上限为该季节最大技术出力）、最小稳定技术出力。

（D-1）日上午 9:30 前，各电厂通过技术支持系统对机组出力上下限进行确认，电厂可根据实际情况调整电厂原因的出力限值约束结束时间。电厂逾时未确认则默认为采用电力市场运营机构发布的状态。

（三）发电机组最早可并网时间。

若发电机组在（D-1）日处于停机状态且预计（D）日具备并网条件，（D-1）日上午 10:30 前，该机组需通过技术支持系统申报（D）日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认

为上午 7:00。

(四) 热电联产机组供热计划。

(D-1) 日 10:30 前, 经政府认定的热电联产电厂应通过技术支持系统申报 (D) 日的供热计划, 具体内容包括:

1. (D) 日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号;
2. (D) 日该电厂供热机组的 96 点供热流量预测曲线, 单位为吨/小时。

**第八条** 电网运行约束条件规定如下:

(一) 负荷预测。

日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

1. 统调负荷预测。

统调负荷预测是指预测 (D) 日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求, 每天共计 96 个点。电力市场运营机构负责开展 (D) 日全省的日统调负荷预测, 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 (D) 日零时开始的每 15 分钟的 220kV 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、地方电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素, 预测 (D) 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统调负荷预测存在偏差, 则由技术支持系统以各辖区的负荷预测值为比例分摊偏差。

(二) 外购电出力预测。

外购电出力预测为东送计划出力预测。电力市场技术支持系统根据内蒙古自治区的电力平衡情况，综合考虑负荷特性，于（D-1）日下达（D）日的96点东送计划预测曲线。

（三）备用约束。

根据系统运行需要，制定发电侧运行备用要求和负备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足（D）日的发电侧运行备用要求和负备用要求，特殊时期电力市场运营机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

（四）输变电设备检修计划。

基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定（D）日的输变电设备检修计划。

（五）输变电设备投产与退役计划。

基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定（D）日的输变电设备投产与退役计划。

（六）电网安全约束。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）开停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

**第九条** （D-1）日12:00前，市场运营机构通过电力市场交易系统，向相关市场成员发布（D）日的系统运行参数及约束条件信息。主要信息包括：

- （一）统调负荷预测曲线；
- （二）东送计划预测曲线；
- （三）新能源场（站）次日发电曲线；
- （四）火电机组次日发电曲线；
- （五）发电机组检修总容量；

- (六) 正备用要求、负备用要求;
- (七) 输变电设备检修计划;
- (八) 电网断面约束情况;
- (九) 开停机组(群)。

### 第三章 曲线分解

**第十条** 以(D)日系统及市场参数为基础,首先开展中长期合同电量日分解工作,确定次日电网基础运行方式:

(一)在中长期交易结果的基础上,全体用电企业、售电企业及供电单位按日申报次日用电计划,包括日总计划用电量,分时计划用电曲线等。初期可按峰、平、谷分段申报,逐步细化至96点。全天交易时段 $tn$ 。

(二)电力市场技术支持系统读取电网次日负荷预测数据,结合用电企业、售电企业及供电单位申报数据,形成次日全网用电计划曲线 $L_{in,t}^0$ (96点),具备条件的用电企业、售电企业形成次日计划购电曲线(96点)。

(三)电力市场技术支持系统读取电网次日外送电计划曲线 $L_{off,t}^0$ (96点)。

(四)综合次日全网计划用电曲线及外送电计划曲线,形成次日全网供电计划曲线 $L_t^0$ (96点),即

$$L_t^0 = L_{in,t}^0 + L_{off,t}^0 \quad (3-1)$$

(五)各新能源场(站)申报次日发电出力预测曲线 $Q_{i,t}^0$ (96点),新能源场(站)总计 $M$ 座。

(六)各火电机组申报次日最大、最小发电能力 $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ ,火

发电机组总计  $N$  台。

(七) 各火电机组、新能源场站月度合约电量  $H_i$ 。截至  $T$  日, 各火电机组、新能源场站月度已完成合约电量  $H_i^T = \sum_1^T \Delta H_{i,T}$ 。各火电机组、新能源场站次日合约电量  $\Delta H_i^{+1}$ 。

(八) 各火电机组、新能源场(站)月度总基数电量  $K_i$ 。截至  $T$  日, 各火电机组、新能源场站月度已完成基数电量  $K_i^T = \sum_1^T \Delta K_{i,T}$ 。各火电机组、新能源场站次日基数电量  $\Delta K_i^{+1}$ 。

(九) 各火电机组启停曲线  $P_{i,t}^{+1}$ 、 $P_{i,t}^{-1}$ ,  $0-t$  时刻完成启停机。

**第十一条** 以新能源消纳及中长期合约执行最大化为目标函数, 考虑发供平衡、新能源负荷预测、上下旋备、电网主要稳定断面等约束条件, 进行新能源消纳及机组组合优化出清。

(一) 出清的目标函数如下所示:

$$\max[\beta \times \frac{\sum_{i=1}^M (H_i^{T+1} + K_i^{T+1})}{\sum_{i=1}^M (H_i + K_i)} + \sum_{i=1}^M \alpha_i \times \frac{(H_i^T + K_i^T)}{(H_i + K_i)}] \quad (3-2)$$

其中:

$H_i^{T+1}$ 、 $K_i^{T+1}$  为截至  $(T+1)$  日, 各机组(场、站)月度已完成的合约电量、基数电量, 即

$$\sum_{i=1}^M (H_i^{T+1} + K_i^{T+1}) = \sum_{i=1}^M (H_i^T + K_i^T) + \sum_{i=1}^M (\Delta H_i^{+1} + \Delta K_i^{+1}) \quad (3-3)$$

$$\sum_{i=1}^M (\Delta H_i^{+1} + \Delta K_i^{+1}) = \sum_{i=1}^m \Delta T \times F_t^0 \quad (3-4)$$

$F_t^0$  为次日全网新能源场(站)在时段  $t$  的总发电出力分解曲线;

$m$  为全天交易总时段数, 每天交易 96 段, 则  $tn$  为 96;

$\beta$ 为新能源场（站）优先消纳系数， $\beta \geq 1$ ；

$\alpha_i$ 为火电机组启停状态，有

$$\alpha_i = \begin{cases} -1, & \text{火电机组}i\text{启动;} \\ 1, & \text{火电机组}i\text{停机。} \end{cases} \quad (3-5)$$

（二）约束条件包括：

1. 负荷平衡约束。

$$\sum_{i=1}^N (\Delta H_i^{+1} + \Delta K_i^{+1}) + \sum_{i=1}^M (\Delta H_i^{+1} + \Delta K_i^{+1}) = \sum_{i=1}^m \Delta T \times L_t^0 \quad (3-6)$$

其中， $\sum_{i=1}^N (\Delta H_i^{+1} + \Delta K_i^{+1}) = \sum_{i=1}^m \Delta T \times P_t^0$ ， $P_t^0$ 为次日全网火电机组在时段 $t$ 的总发电出力分解曲线。

2. 供电能力约束。

$$\sum_{i=1}^r U_i^{\max} \geq \max \left( L_t^0 - \sum_{i=1}^{N\downarrow} P_{i,t}^{-1} - \sum_{i=1}^{N\uparrow} P_{i,t}^{+1} - F_t^0 \right) \quad (3-7)$$

其中， $r$ 为并网火电机组数。

3. 新能源发电能力约束。

对每个时段 $t$ ，新能源发电能力约束描述为：

$$F_t^0 \leq \sum_{i=1}^M Q_{i,t}^0 \quad (3-8)$$

4. 火电机组发电能力约束。

$$\sum_{i=1}^m \Delta T \times U_i^{\min} \leq \Delta H_i^{+1} + \Delta K_i^{+1} \leq \sum_{i=1}^m \Delta T \times U_i^{\max} \quad (3-9)$$

5. 主要断面约束。

$$\sum_{i=1}^r U_i^{\max} + \text{Lim}^{\max}(\text{响布}) \geq \max(L_{\text{响布以东},t}^0 + L_{\text{off},t}^0 - \sum_{i=1}^{N\downarrow} P_{i,t}^{-1} - \sum_{i=1}^{N\uparrow} P_{i,t}^{+1} - F_{\text{响布以东},t}^0) \quad (3-10)$$

$$\sum_{i=1}^r U_i^{\max} + \text{Lim}^{\max}(\text{呼包}) \geq \max(L_{\text{呼包以东},t}^0 + L_{\text{off},t}^0 - \sum_{i=1}^{N\downarrow} P_{i,t}^{-1} - \sum_{i=1}^{N\uparrow} P_{i,t}^{+1} - F_{\text{呼包以东},t}^0) \quad (3-11)$$

$$\sum_{i=1}^r U_i^{\max} + \text{Lim}^{\max}(\text{呼丰}) \geq \max(L_{\text{呼丰以东},t}^0 + L_{\text{off},t}^0 - \sum_{i=1}^{N\downarrow} P_{i,t}^{-1} - \sum_{i=1}^{N\uparrow} P_{i,t}^{+1} - F_{\text{呼丰以东},t}^0) \quad (3-12)$$

其中， $\text{Lim}^{\max}(\text{呼丰})$ 、 $\text{Lim}^{\max}(\text{呼包})$ 、 $\text{Lim}^{\max}(\text{响布})$ 分别为 500kV 呼丰、呼包、响布断面送电极限；

$L_{\text{呼丰以东},t}^0$ 、 $L_{\text{呼包以东},t}^0$ 、 $L_{\text{响布以东},t}^0$ 分别为 500kV 呼丰、呼包、响布断面以东用电负荷预测曲线；

$F_{\text{呼丰以东},t}^0$ 、 $F_{\text{呼包以东},t}^0$ 、 $F_{\text{响布以东},t}^0$ 分别为 500kV 呼丰、呼包、响布断面以东新能源消纳曲线。

6. 正备用容量约束。

$$20\% \times L_t^0 \geq \uparrow P_t^0 \geq 10\% \times L_t^0 \quad (3-13)$$

其中  $\uparrow P_t^0$  为上旋备容量：

$$\uparrow P_t^0 = \sum_{i=1}^r U_i^{\max} + 80\% \times \sum_{i=1}^M Q_{i,t}^0 - 105\% \times L_t^0 \quad (3-14)$$

在考虑上述约束条件的基础上，优化计算出清次日电网新能源消纳曲线及火电机组组合。其中正备用容量不足时，可考虑采取有序用电管理等措施。

**第十二条** 在新能源消纳曲线及火电机组组合出清结果的基础上，以各场站合约电量完成均衡度为目标函数，考虑负荷平衡、爬坡速率、安全断面、旋备容量等约束条件，计算出清各新能源场站次日 96 点计划运行曲线。

(一) 目标函数。

$$\min \sum_{i=1}^M \left( \frac{H_i^{T+1} + K_i^{T+1}}{H_i + K_i} - \frac{H_{\Sigma}^{T+1} + K_{\Sigma}^{T+1}}{H_{\Sigma} + K_{\Sigma}} \right)^2 \quad (3-15)$$

其中， $H_{\Sigma}^{T+1}$ 、 $K_{\Sigma}^{T+1}$ 为截至(T+1)日，全部机组(场、站)月度执行的总合约电量、总基数电量；

$H_{\Sigma}$ 、 $K_{\Sigma}$ 为全部机组(场、站)月度总合约电量及总基数电量，

对新能源场（站）有  $H_{\Sigma} = \sum_{i=1}^M H_i$ 、 $K_{\Sigma} = \sum_{i=1}^M K_i$ 。

（二）约束条件。

1. 新能源消纳空间约束。

对每个时段  $t$ ，全网新能源消纳空间约束描述为：

$$F_t^0 = \sum_{i=1}^M F_{i,t}^0 \quad (3-16)$$

其中， $F_{i,t}^0$  为各新能源场（站） $i$  在时段  $t$  的日分解曲线出力。

2. 新能源发电能力约束。

对每个时段  $t$ ，各新能源发电能力约束描述为：

$$F_{i,t}^0 \leq Q_{i,t}^0 \quad (3-17)$$

**第十三条** 在新能源曲线分解及火电机组组合出清结果的基础上，以各机组合约电量完成均衡度为目标函数，考虑负荷平衡、爬坡速率、安全断面、旋备容量等约束条件，计算出清各机组次日 96 点计划运行曲线。

（一）目标函数。

$$\min \sum_{i=1}^N \left( \frac{H_i^{T+1} + K_i^{T+1}}{H_i + K_i} - \frac{H_{\Sigma}^{T+1} + K_{\Sigma}^{T+1}}{H_{\Sigma} + K_{\Sigma}} \right)^2 \quad (3-18)$$

其中，对火电机组有  $H_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N H_i$ 、 $K_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N K_i$ 。

（二）约束条件。

1. 系统负荷平衡约束。

对每个时段  $t$ ，负荷平衡约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^0 + \sum_{i=1}^M F_{i,t}^0 = L_{m,t}^0 + L_{off,t}^0 - \sum_{i=1}^{N\downarrow} p_{i,t}^{-1} - \sum_{i=1}^{N\uparrow} p_{i,t}^{+1} \quad (3-19)$$

2. 机组出力上下限约束。

机组在任何时段出力应在最大、最小出力范围之内，约束条件可

以描述为:

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^0 \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \quad (3-20)$$

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;  $P_{i,t}^0$  为各火电机组  $i$  在时段  $t$  的日分解曲线出力;  $P_{i,t}^{\max}$  为机组  $i$  在时段  $t$  的最大出力;  $P_{i,t}^{\min}$  为机组  $i$  在时段  $t$  的最小出力。

### 3. 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:

$$P_{i,t}^0 - P_{i,t-1}^0 \leq \Delta P_{i,t}^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \quad (3-21)$$

$$P_{i,t-1}^0 - P_{i,t}^0 \leq \Delta P_{i,t}^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1}) \quad (3-22)$$

其中,  $\Delta P_i^U$ 、 $\Delta P_i^D$  表示机组  $i$  的最大上爬坡速率、最大下爬坡速率。

### 4. 线路潮流约束。

线路潮流约束可以描述为:

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t}^0 + \sum_{i=1}^M G_{l-i} F_{i,t}^0 + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} L_{off,t}^0 - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \quad (3-23)$$

其中,  $P_l^{\min}$ 、 $P_l^{\max}$  为线路  $l$  的潮流传输极限;  $G_{l-i}$  为机组 (场、站)  $i$  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。

### 5. 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:

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t}^0 + \sum_{i=1}^M G_{s-i} F_{i,t}^0 + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} L_{off,t}^0 - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max} \quad (3-24)$$

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（场、站） $i$  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。

#### 第十四条 日分解曲线出清：

在初步分解曲线基础上，考虑各机组（场、站）的厂用电率  $\mu_i$ ，得出各机组（场、站）的发电电力曲线：

火电机组为

$$P_{i,t}^{W0} = \frac{P_{i,t}^0}{1 - \mu_i} \quad (3-25)$$

新能源场（站）为

$$F_{i,t}^{W0} = \frac{F_{i,t}^0}{1 - \mu_i} \quad (3-26)$$

**第十五条** 曲线分解出清后，蒙西电力市场技术支持系统将向相关市场主体发布曲线分解结果，主要包括：

- （一）中长期合同电量日分解结果；
- （二）（D）日后，中长期合同及基数电量完成进度；
- （三）其他相关信息。

## 第四章 日前申报及出清

**第十六条** 日前交易每日均开展，参与日前交易的市场主体需在（D-1）日 12:30 前，基于中长期电量日分解结果每日申报交易信息。若发电机组、场（站）未按时进行申报，则采用默认值作为申报的交易信息。

默认值是指参与现货电能量交易的发电机组在市场注册时提供的默认量价参数。原则上，各台发电机组、场（站）的默认值一年内允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。

发电机组、场（站）申报的交易信息分为电能量买入报价和卖出报价。买入报价和卖出报价为发电机组、场（站）运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。电能量卖出报价的最后一段出力区间终点为机组的有功功率上限；电能量买入报价的最后一段出力区间终点可为 0。每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组、场（站）额定有功功率与最小出力之差的 10%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。具体地：

（一）公用火电企业在（D-1）日，基于中长期电量日分解曲线，申报（D）日分段电能量价格（单位：元/MW）。

（二）新能源场（站）在（D-1）日，基于中长期电量日分解曲线，申报（D）日分段电能量价格（单位：元/MW）。

（三）电力用户（具备用电负荷实时监测能力）在（D-1）日，申报（D）日分段价格（单位：元/MW）。

详细的申报信息表单见附表。

**第十七条** 市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行审核。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。

**第十八条** 以系统运行综合效益提升最大化为目标函数，以中

长期日分解曲线为计算基态，考虑系统负荷平衡、正备用容量、负备用容量、旋转备用容量、机组出力上下限、机组爬坡、机组最小连续开停时间、机组最大启停次数、线路潮流、断面潮流等约束条件，进行日前交易优化出清。

(一) 交易出清的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \max \{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^m [-\uparrow \Delta P_{i,t} \times C_{i,t}(P_{i,t}^1) - \uparrow C_{i,t}^U + \downarrow \Delta P_{i,t} \times C_{i,t}(P_{i,t}^1) + \downarrow C_{i,t}^U] \\ & + \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^m [-\uparrow \Delta F_{i,t} \times C_{i,t}(F_{i,t}^1) + \downarrow \Delta F_{i,t} \times C_{i,t}(F_{i,t}^1)] \} \end{aligned} \quad (3-27)$$

其中：

$P_{i,t}^1$  为火电机组  $i$  在时段  $t$  的出清出力值， $P_{i,t}^1 = P_{i,t}^0 + \uparrow \Delta P_{i,t} - \downarrow \Delta P_{i,t}$ ；

$\uparrow \Delta P_{i,t}$ 、 $\downarrow \Delta P_{i,t}$  分别为火电机组  $i$  在时段  $t$  的增出力、减出力；

$F_{i,t}^1$  为新能源场(站)在时段  $t$  的出清出力值， $F_{i,t}^1 = F_{i,t}^0 + \uparrow \Delta F_{i,t} - \downarrow \Delta F_{i,t}$ ；

$\uparrow \Delta F_{i,t}$ 、 $\downarrow \Delta F_{i,t}$  分别为新能源场(站)  $i$  在时段  $t$  的增出力、减出力；

$C_{i,t}(P_{i,t}^1)$  为火电机组  $i$  在时段  $t$  的电能量价格；

$\uparrow C_{i,t}^U$ 、 $\downarrow C_{i,t}^U$  分别为火电机组  $i$  在时段  $t$  的启动费用、停运费用；

$C_{i,t}(F_{i,t}^1)$  为新能源场(站)  $i$  在时段  $t$  的电能量价格。

(二) 约束条件。

1. 系统负荷平衡约束。

对每个时段  $t$ ，负荷平衡约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^1 + \sum_{i=1}^M F_{i,t}^1 = L_{in,t}^0 + L_{off,t}^0 \quad (3-28)$$

2. 系统正备用容量约束。

系统正备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N (\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}) + \sum_{i=1}^M (\beta_{i,t} Q_{i,t}^{\max}) \geq L_{in,t}^0 + L_{off,t}^0 + R_t^u \quad (3-29)$$

其中,  $P_{i,t}^{\max}$  为火电机组  $i$  在  $t$  时段的最大出力;  $Q_{i,t}^{\max}$  为新能源场(站)  $i$  在  $t$  时段的最大预测出力;  $\beta_{i,t}$  为新能源场(站)  $i$  在  $t$  时段预测精确度;  $R_t^U$  为时段  $t$  的系统正备用容量要求。

### 3. 系统负备用容量约束。

系统负备用容量约束可描述为:

$$\sum_{i=1}^N (\alpha_{i,t} P_{i,t}^1 - \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min}) + \sum_{i=1}^M (F_{i,t}^1) \geq R_t^D \quad (3-30)$$

其中,  $R_t^D$  为时段  $t$  的系统负备用容量要求。

### 4. 系统旋转备用容量约束。

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

$$\sum_{i=1}^N \min(\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}^1) + \sum_{i=1}^M \min(\Delta F_{i,t}^U, Q_{i,t+1} - F_{i,t}^1) \geq \Delta SR_t^U \quad (3-31)$$

$$\sum_{i=1}^N \min(\Delta P_i^D, P_{i,t+1}^1 - P_{i,t+1}^{\min}) + \sum_{i=1}^M \min(\Delta F_{i,t}^D, F_{i,t+1}^1) \geq \Delta SR_t^D \quad (3-32)$$

其中,  $\Delta P_i^U$ 、 $\Delta P_i^D$  为机组  $i$  的最大上爬坡速率、下爬坡速率;  $P_{i,t+1}^{\max}$ 、 $P_{i,t+1}^{\min}$  为机组在时段 ( $t+1$ ) 的最大、最小出力;  $\Delta SR_t^U$ 、 $\Delta SR_t^D$  分别为系统在时段  $t$  最大上调、下调旋转备用要求。

### 5. 机组出力上下限约束。

机组在任何时段出力应在最大、最小出力范围之内, 约束条件可以描述为:

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^1 \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \quad (3-33)$$

$$F_{i,t}^1 \leq Q_{i,t}^0 \quad (3-34)$$

### 6. 机组爬坡约束。

机组上爬坡或下爬坡时, 均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描

述为:

$$P_{i,t}^1 - P_{i,t-1}^1 \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \quad (3-35)$$

$$P_{i,t-1}^1 - P_{i,t}^1 \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1}) \quad (3-36)$$

### 7. 机组最小连续开停时间约束。

由于火电机组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。最小连续开停机时间约束可描述为:

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T^D \geq 0 \quad (3-37)$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T^U \geq 0 \quad (3-38)$$

其中,  $T^U$ 、 $T^D$ 分别为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间;  $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 分别为机组*i*在时段*t*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:

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T^U}^{t-1} \alpha_{i,k} \quad (3-39)$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T^D}^{t-1} \alpha_{i,k} \quad (3-40)$$

### 8. 机组最大启停次数约束。

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\eta_{i,t}$ 为机组*i*在时段*t*是否切换到启动状态;定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*是否切换到停机状态, $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件:

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1, & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0, & \text{其余情况} \end{cases} \quad (3-41)$$

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1, & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0, & \text{其余情况} \end{cases} \quad (3-42)$$

相应机组*i*的启停次数限制可表达如下:

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{\max} \quad (3-43)$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{\max} \quad (3-44)$$

其中， $\eta_i^{\max}$ 、 $\gamma_i^{\max}$  分别为机组  $i$  启动、停机的最大次数

### 9. 线路潮流约束。

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t}^1 + \sum_{i=1}^M G_{l-i} F_{i,t}^1 + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} L_{off,t}^0 - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \quad (3-45)$$

其中， $P_l^{\min}$ 、 $P_l^{\max}$  为线路  $l$  的潮流传输极限； $G_{l-i}$  为机组（场、站） $i$  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。

### 10. 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t}^1 + \sum_{i=1}^M G_{s-i} F_{i,t}^1 + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} L_{off,t}^0 - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max} \quad (3-46)$$

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（场、站） $i$  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。

## 第五章 结果发布及执行

**第十九条** （D-1）日 17:30 前，技术支持系统出具（D）日的

日前交易出清结果，经市场运营机构安全校核后，按照有关程序通过技术支持系统发布。

（一）日前交易公有信息发布。

日前交易公有信息为每小时的全系统边际电价，以及日前交易出清的概况信息。

（二）日前交易发电企业私有信息发布。

发电企业私有信息具体包括：

1. （D）日的机组开机组合；
2. （D）日发电机组每小时的中标电量；
3. （D）日发电机组每小时的电价。

**第二十条** 日前交易原则上基于（D-1）日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前交易的出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划曲线）即为（D）日的发电计划。参与日前交易的发电机组、新能源场站，在（D）日须接入电网自动发电控制系统（AGC系统）且投入计划曲线模式（SCHE-O/R模式）运行。未接入电网自动发电控制系统（AGC系统）的机组及场站，除特殊情况外，严格按照日前计划曲线运行。

**第二十一条** 若电网运行边界条件在（D）日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力市场运营机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前交易的出清算法，对（D）日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）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，同时通过技术支持系统向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前交易形成的成交结果和价格不进行调整。

## 第六章 特殊情况处理

**第二十二条** 台风、冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，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、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

**第二十三条** 为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在日前交易出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在日前交易出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

**第二十四条** 当技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，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《蒙西电力市场结算实施细则》中退补的相关原则进行电费的追退补。

## 第七章 组织流程

**第二十五条** 日前现货市场组织及流程如下：

（一）每日 08:30-9:30 通过现货交易技术支持系统进行日前交易所需各类数据准备工作。

（二）每日 09:30-10:30 各市场主体通过现货市场技术支持系统修改上报设备可用情况及参数。

（三）每日 10:30-11:30 技术支持系统汇总数据，运行中长期电量日分解程序，分解运行曲线。

（四）每日 11:30-12:00 市场运营机构发布日前交易开市公告，向全体市场成员发布次日系统基本信息，向相关市场主体发布中长期电量日分解结果曲线。

（五）每日 12:00-13:30 各市场主体依据公告信息及分解曲线，通过技术支持系统申报日前现货交易信息，包括分段电能量买入、卖出价格、启停机组报价等。

（六）每日 13:30-16:00 市场运营技术支持系统汇总各市场主体申报情况，（D）日前电能量现货交易出清程序，得出次日电网运行方式、机组组合及各发电机组、新能源场站计划运行曲线。并依据电网安全稳定运行需要进行安全校核，调整出清结果并给予说明。

（七）每日 16:00-17:00 通过技术支持系统向相关市场主体发布日前现货交易出清结果。各市场主体审核后返回确认信息，对出清结果有异议的市场主体可向市场运营机构提出解释申请。

## 第八章 附 则

**第二十六条** 本细则由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门负责解释。

**第二十七条** 国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第二十八条** 本细则自发布之日起施行。

## 附表 日前电能量市场申报信息表单

附表 1 发电机组电能量报价申报表单

电厂名称	机组编号	第一段报价			第二段报价			...	第 $N$ 段报价		
		起始出力	结束出力	电能量报价	起始出力	结束出力	电能量报价		起始出力	结束出力	电能量报价
		$P_b^1$ (MW)	$P_e^1$ (MW)	$C_1$ (元/MWh)	$P_b^2$ (MW)	$P_e^2$ (MW)	$C_2$ (元/MWh)		$P_b^N$ (MW)	$P_e^N$ (MW)	$C_N$ (元/MWh)
XX 电厂	#1 机组 (场站)										
XX 电厂	#2 机组 (场站)										
XX 电厂	.....										
XX 电厂	#N 机组 (场站)										

说明:

1. 发电机组 (场站) 申报的交易信息分为电能量买入报价和卖出报价;
2. 发电机组 (场站) 买入报价和卖出报价为发电机组 (场站) 运行在不同出力区间时单位电能量的价格;
3. 发电机组 (场站) 电能量卖出报价的最后一段出力区间终点为机组的有功功率上限;
4. 发电机组 (场站) 电能量买入报价的最后一段出力区间终点可为 0;
5. 发电机组 (场站) 每一段报价的起始出力应等于上一段报价的结束出力;
6. 发电机组 (场站) 各段报价不可超过申报价格的上、下限限制;
7. 发电机组 (场站) 报价曲线必须单调非递减;
8. 每段报价段的长度不能低于机组、场 (站) 额定有功功率与最小出力之差的 10%;
9. 报价段数  $N \leq 5$ 。

附表 2 电力用户（具备用电负荷实时监测能力）申报表单

		第 1 小时电力需求量价曲线 (MW)									
电力用户	第一段报价			第二段报价			……	第 N 段报价			
	起始负荷	结束负荷	电能量报价	起始负荷	结束负荷	电能量报价		起始负荷	结束负荷	电能量报价	
	$P_b^1$ (MW)	$P_e^1$ (MW)	$C_1$ (元/MWh)	$P_b^2$ (MW)	$P_e^2$ (MW)	$C_2$ (元/MWh)		$P_b^N$ (MW)	$P_e^N$ (MW)	$C_N$ (元/MWh)	
XX 公司	第 2 时电力需求量价曲线 (MW)										
	起始负荷	结束负荷	电能量报价	起始负荷	结束负荷	电能量报价		起始负荷	结束负荷	电能量报价	
	$P_b^1$ (MW)	$P_e^1$ (MW)	$C_1$ (元/MWh)	$P_b^2$ (MW)	$P_e^2$ (MW)	$C_2$ (元/MWh)		$P_b^N$ (MW)	$P_e^N$ (MW)	$C_N$ (元/MWh)	
	……										
	第 24 小时电力需求量价曲线 (MW)										
起始负荷	结束负荷	电能量报价	起始负荷	结束负荷	电能量报价		起始负荷	结束负荷	电能量报价		
$P_b^1$ (MW)	$P_e^1$ (MW)	$C_1$ (元/MWh)	$P_b^2$ (MW)	$P_e^2$ (MW)	$C_2$ (元/MWh)		$P_b^N$ (MW)	$P_e^N$ (MW)	$C_N$ (元/MWh)		

说明:

- 1、本表单适用于电力用户（具备用电负荷实时监测能力）的日前电能量市场组织模式；
- 2、电力用户申报的分小时电力需求代表该小时内的平均用电负荷，数值上等于该小时的用电量；
- 3、每一段报价的起始负荷应等于上一段报价的结束负荷；

- 4、随着电力负荷增加，每一段的电能量报价必须单调非递增；
- 5、每小时内，各报价段长度不能低于该小时所申报的最大电力负荷需求的 10%。

# 蒙西电力市场日内电能量现货交易 实施细则（试行）

## 第一章 总 则

**第一条** 本细则所称日内电能量现货交易(以下简称“日内交易”)是指在蒙西电力市场日前电能量现货交易基础上,依据电网负荷超短期预测、新能源超短期预测、外送电计划临时调整情况等信息,以系统运行综合效益最大化为目标,组织开展的电能量现货交易。

**第二条** 本细则是蒙西电力市场日内交易开展的依据,全体市场成员必须严格遵守。

**第三条** 本细则作为《蒙西电力市场运营基本规则(试行)》(以下简称《基本规则》)的补充,与《基本规则》具有同等效力。

## 第二章 交易准备

**第四条** 日内交易在交易执行时刻前 4 小时组织开展,每 4 小时为一个日内交易周期,每 15 分钟为一个交易出清时段,每个日内交易周期含有 16 个交易出清时段。日内交易具体按 6 个交易时段(0:00-4:00、4:00-8:00、8:00-12:00、12:00-16:00、16:00-20:00、20:00-24:00)组织。

**第五条** 所有直调发电机组、场(站)需在日内市场向市场运营机构提供其运行参数,且各参数应与《并网协议》、《并网调度协议》、

电力业务许可证等资料内容一致。

如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

(十二) 发电机组、场(站)额定有功功率  $U_i^Z$ ，单位为 MW；

(十三) 发电机组、场(站)最小稳定技术出力(单位为 MW)及最小负荷率  $\theta_i^{\min}$ ；

(十四) 发电机组、场(站)有功功率调节速率，单位为 MW/分钟；

(十五) 发电机组、场(站)日内允许的最大启动次数  $\eta_i^{\max}$ 、停机次数  $\gamma_i^{\max}$ ，单位为次/每天；

(十六) 发电机组、场(站)厂用电率  $\mu_i$ ，单位为百分数；

(十七) 市场运营机构所需的其他参数。

## **第六条** 机组运行约束条件规定如下：

(一) 发电机组状态约束。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日内交易；处于不可用状态的机组，不参与日内交易。

1. 可用状态：即为正常运行机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入考核。

2. 机组调试状态：包括处于检修工期中的调试、机组试验(调试)，若机组在某一时刻处于调试状态则该时刻所在的整个日内交易时段(4小时)均视为调试状态。

3. 机组不可用状态：包括机组非计划检修、缺燃料等。

(二) 发电机组出力上下限约束。

日内交易发电机组出力上下限约束沿用日前交易申报的出力上下限。

## 第七条 电网运行约束条件规定如下：

### （一）负荷预测。

日内超短期负荷预测包括日内网供超短期负荷预测及日内母线超短期负荷预测。

#### 1. 日内网供超短期负荷预测。

日内网供超短期负荷预测是指运行日内提前4小时预测下一4小时内每15分钟的网供用电负荷需求，调度机构负责开展运行日全省的日统调负荷预测，预测时需综合考虑包括但不限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、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. 日内母线超短期负荷预测。

日内母线超短期负荷预测是指运行日内提前4小时预测下一4小时内每15分钟的220kV母线节点用电负荷需求，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统调负荷预测存在偏差，则由蒙西电力市场技术支持系统以各辖区的负荷预测值为比例分摊偏差。

### （二）外送电出力预测。

日内外送电出力预测指因电网故障、异常而临时调整的外送电计划值。调度机构依据蒙西电力平衡情况，以及电网安全稳定约束情况，确定未来4小时外送电计划。

### （三）备用约束。

日内电能量市场出清结果需满足运行日发电侧运行备用要求和

负备用要求，特殊时期调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

（四）电网安全约束。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）出力上下限约束等。

**第八条** 日内电能量现货市场中，市场运营机构提前4小时通过蒙西电力市场技术支持系统，按照《蒙西电力市场信息披露实施细则（试行）》的要求，向相关市场主体发布日内电能量现货市场的运行参数及边界条件信息。主要信息包括：

- （一）网供负荷超短期预测曲线；
- （二）外送电计划预测曲线；
- （三）电网断面约束情况；
- （四）发电机组临时检修容量；
- （五）输变电设备临时检修情况；
- （六）市场限价等其他交易参数。

### **第三章 交易出清**

**第九条** 市场出清以系统运行综合效益最大化为目标函数，以日前电能量交易结果为计算基态，考虑系统负荷平衡、正备用容量、负备用容量、旋转备用容量、机组出力上下限、机组爬坡、线路潮流、断面潮流等约束条件，进行日内交易优化出清。日内电能量出清过程如下：

（一）T-140分钟前（交易时段起始时刻为T，下同），根据封存至日内的市场主体申报信息（待条件成熟后，日内交易引入市场主体交易信息申报机制），综合考虑系统负荷超短期预测，将联络线计划、

中长期交易分解曲线、日前电能量交易出清结果和发电机组运行能力作为约束条件，出清该日内交易时段的机组运行计划曲线（16点）。

（二）T-110分钟前，市场运营机构根据电网运行情况及其他条件，对该日内交易时段的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到该日内交易时段的分时发电出力曲线和分时边际电价。

**第十条** 交易出清的目标函数如下所示：

$$\max \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^{\Delta T} [-\uparrow P_{i,t} \times C_{i,t}(P_{i,t}^2) + \downarrow P_{i,t} \times C_{i,t}(P_{i,t}^2)] + \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^{\Delta T} [-\uparrow F_{i,t} \times C_{i,t}(F_{i,t}^2) + \downarrow F_{i,t} \times C_{i,t}(F_{i,t}^2)] \right\} \quad (4-1)$$

其中：

$P_{i,t}^2$ 为机组*i*在时段*t*的日内交易出清出力值， $P_{i,t}^2 = P_{i,t}^1 + \uparrow \Delta P_{i,t} - \downarrow \Delta P_{i,t}$ ； $P_{i,t}^1$ 为机组*i*在时段*t*的日前电能量现货交易出清结果。

$F_{i,t}^2$ 为新能源场（站）*i*在时段*t*的日内交易出清出力值， $F_{i,t}^2 = F_{i,t}^1 + \uparrow \Delta F_{i,t} - \downarrow \Delta F_{i,t}$ ； $F_{i,t}^1$ 为场（站）*i*在时段*t*的日前电能量现货交易出清结果。

$C_{i,t}(P_{i,t}^2)$ 为机组*i*在时段*t*的电能量价格，其中 $C_{i,t}(P_{i,t}^2)$ 是与机组*i*申报的各段出力区间和对应的能量价格有关的多段线性函数。

$C_{i,t}(F_{i,t}^2)$ 为新能源场（站）*i*在时段*t*的电能量价格，其中 $C_{i,t}(F_{i,t}^2)$ 是与新能源场（站）*i*申报的各段出力区间和对应的能量价格有关的多段线性函数。

$N$ 为系统火电机组数量， $M$ 为系统新能源场（站）数量； $T$ 为日内交易时段（16点）。

**第十一条** 日内电能量现货市场出清约束条件规定如下：

（一）系统负荷平衡约束。

对每个时段 $t$ ，负荷平衡约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^2 + \sum_{i=1}^M F_{i,t}^2 = L_{in,t}^1 + L_{off,t}^1 \quad (4-2)$$

其中， $L_{in,t}^1$ 、 $L_{off,t}^1$ 分别为日内交易时段 $t$ 的蒙西地区负荷超短期预测值及外购电计划值。

(二) 系统正备用容量约束。

系统正备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t}^{\max}) + \sum_{i=1}^M (\beta_{i,t} Q_{i,t}) \geq L_{in,t}^1 + L_{off,t}^1 + R_t^u \quad (4-3)$$

其中， $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的最大出力； $Q_{i,t}$ 为新能源场(站) $i$ 在 $t$ 时段的最大预测出力； $\beta_{i,t}$ 为新能源场(站) $i$ 在 $t$ 时段预测精确度； $R_t^u$ 为 $t$ 时段的系统正备用容量要求。

(三) 系统负备用容量约束。

系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t}^2 - P_{i,t}^{\min}) + \sum_{i=1}^M (F_{i,t}^2) \geq R_t^D \quad (4-4)$$

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。

(四) 系统旋转备用容量约束。

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

$$\sum_{i=1}^N \min(\Delta P_{i,t}^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}^2) + \sum_{i=1}^M \min(\Delta F_{i,t}^U, Q_{i,t+1} - F_{i,t}^2) \geq \Delta SR_t^U \quad (4-5)$$

$$\sum_{i=1}^N \min(\Delta P_{i,t}^D, P_{i,t+1}^2 - P_{i,t+1}^{\min}) + \sum_{i=1}^M \min(\Delta F_{i,t}^D, F_{i,t+1}^2) \geq \Delta SR_t^D \quad (4-6)$$

其中， $\Delta P_{i,t}^U$ 、 $\Delta P_{i,t}^D$ 为机组 $i$ 最大上、下爬坡速率； $P_{i,t+1}^{\max}$ 、 $P_{i,t+1}^{\min}$ 为机组在下一时段的最大、最小出力； $\Delta SR_t^U$ 、 $\Delta SR_t^D$ 分别为系统在 $t$ 时段最大上调、下调旋转备用要求。

(五) 机组出力上下限约束。

机组在任何时段出力应在最大、最小出力范围之内，约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^2 \leq P_{i,t}^{\max} \quad (4-7)$$

$$F_{i,t}^2 \leq Q_{i,t} \quad (4-8)$$

(六) 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：

$$P_{i,t}^2 - P_{i,t-1}^2 \leq \Delta P_i^U \quad (4-9)$$

$$P_{i,t-1}^2 - P_{i,t}^2 \leq \Delta P_i^D \quad (4-10)$$

(七) 线路潮流约束。

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t}^2 + \sum_{i=1}^M G_{l-i} F_{i,t}^2 + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} L_{off,t}^1 - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \quad (4-11)$$

其中， $P_l^{\min}$ 、 $P_l^{\max}$  为线路  $l$  的潮流传输极限； $G_{l-i}$  为机组（新能源场站） $i$  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。

(八) 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：

$$-P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t}^2 + \sum_{i=1}^M G_{s-i} F_{i,t}^2 + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} L_{off,t}^1 - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max} \quad (4-12)$$

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。

## 第四章 结果发布及执行

**第十二条** T-80 分钟前，蒙西电力市场技术支持系统向相关市场主体发布日内交易出清结果。各市场主体审核后返回确认信息，对出清结果有异议的市场主体可向市场运营机构提出解释申请。

（一）日内交易公有信息发布。

日内交易公有信息为每小时的全系统边际电价及日内交易出清的概况信息。

（二）日内交易发电企业私有信息发布。

发电企业私有信息具体包括：

1. 日内交易时段发电机组每小时的中标电量；
2. 日内交易时段发电机组每小时的电价。

**第十三条** 一般情况下，日内交易的出清结果即为日内交易时段的发电调度计划。参与日内交易的发电机组、新能源场（站），在运行日须接入电网自动发电控制系统（AGC 系统）且投入计划曲线模式（SCHE-O/R 模式）运行。

## 第五章 特殊情况处理

**第十四条** 台风、冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，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、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

**第十五条** 为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在日内交易出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在日内交易出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

**第十六条** 当蒙西电力市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场主体发布。

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《蒙西电力市场交易结算实施细则（试行）》中退补的相关原则进行电费的追退补。

## **第六章 附 则**

**第十七条** 本细则由国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门负责解释。

**第十八条** 国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第十九条** 本细则自发布之日起施行。

# 蒙西电力市场实时电能量现货交易 实施细则（试行）

## 第一章 总 则

**第一条** 本细则所称实时电能量现货交易(以下简称“实时交易”)是指以日内电能量现货交易出清的计划运行曲线为基础,依据未来 15 分钟电网超短期负荷预测、新能源超短期预测、外送电情况、设备运行状态等信息,以全网计划运行曲线调整成本最小为目标,组织开展的电能量现货交易。

**第二条** 本细则是蒙西电力市场实时交易开展的依据,全体市场成员必须严格遵守。

**第三条** 本细则作为《蒙西电力市场运营基本规则(试行)》(以下简称《基本规则》)的补充,与《基本规则》具有同等效力。

## 第二章 交易准备

**第四条** 实时交易在日内组织成交,每 15 分钟出清一次,确定下一 15 分钟时段机组计划运行曲线。

**第五条** 机组额定容量、最小稳定技术出力等静态参数以蒙西电力市场技术支持系统日内读取的数据为准。

## **第六条** 机组运行约束条件规定如下:

发电机组状态约束:蒙西电力市场技术支持系统实时读取机组运行状态,更新机组状态参数。

凡接入电网自动发电控制系统(AGC系统),且按照计划曲线模式(SCHE-O/R)运行的火电机组、新能源场站等市场主体,均按照交易规则参与实时交易。

## **第七条** 电网运行约束条件规定如下:

### (一) 超短期负荷预测。

实时超短期负荷预测包括实时网供超短期负荷预测、实时母线超短期负荷预测。

#### 1. 实时网供超短期负荷预测。

实时网供超短期负荷预测是指运行日内提前 15 分钟预测下一 15 分钟的网供负荷需求。

#### 2. 实时母线超短期负荷预测。

实时母线超短期负荷预测是指运行日内提前 15 分钟预测下一 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求。

### (二) 外送电出力预测。

实时外送电出力预测,是提前 15 分钟预测下一 15 分钟系统外送电计划。

### (三) 输变电设备情况。

基于电网实际运行状态,确定运行日 15 分钟的输变电设备检修计划。

(四) 电网安全约束。

基于电网实际运行状态,确定电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组(群)出力上下限约束等。

### 第三章 交易出清

**第八条** 市场出清以日内电能量出清结果为计算基态,更新系统超短期负荷预测、新能源超短期预测结果,综合考虑系统负荷平衡、正备用容量、负备用容量、旋转备用容量、机组上下限、机组爬坡、线路潮流、断面潮流等约束条件,基于系统经济性与安全性指标,依据市场主体申报信息,以未来 15 分钟系统调节总成本最小化为目标,进行优化出清。

**第九条** 交易出清的目标函数如下所示:

$$\min\left\{\sum_{i=1}^N[\uparrow P_{i,t} \times C_{i,t}(P_{i,t}^3) + \downarrow P_{i,t} \times C_{i,t}(P_{i,t}^3)] + \sum_{i=1}^M[\uparrow F_{i,t} \times C_{i,t}(F_{i,t}^3) + \downarrow F_{i,t} \times C_{i,t}(F_{i,t}^3)]\right\} \quad (5-1)$$

其中:

$\uparrow P_{i,t}$ 、 $\downarrow P_{i,t}$ 为机组*i*在时段*t*增、减出力值;

$\uparrow F_{i,t}$ 、 $\downarrow F_{i,t}$ 为新能源场(站)*i*在时段*t*增、减出力值;

$C_{i,t}(P_{i,t}^3)$ 是与机组申报的各段出力区间和对应的能量价格有关的多段线性函数;

$C_{i,t}(F_{i,t}^3)$ 是与新能源场(站)申报的各段出力区间和对应的能量价格有关的多段线性函数;

$P_{i,t}^3$ 为机组在时段*t*的出清出力值,  $P_{i,t}^3 = P_{i,t}^2 + \uparrow P_{i,t} - \downarrow P_{i,t}$ 。  $P_{i,t}^2$ 为机组

在日内电能量交易时段 $t$ 的出清出力;

$F_{i,t}^3$  为新能源场(站)在时段 $t$ 的出清出力值,  $F_{i,t}^3 = F_{i,t}^2 + \uparrow F_{i,t} - \downarrow F_{i,t}$ ,  $F_{i,t}^2$

为场(站)在日内电能量交易时段 $t$ 的出清出力;

$N$  为参与日内交易的火电机组数量 (AGC 投 SCHE-O/R 模式),

$M$  为新能源场(站)数量;  $T$  为全天交易时段 (96 点)。

**第十条** 实时电能量现货市场出清约束条件规定如下:

(一) 系统负荷平衡约束。

对每个时段, 负荷平衡约束可描述为:

$$\sum_{i=1}^N \Delta P_{i,t} + \sum_{i=1}^M \Delta F_{i,t} = \Delta L_{in,t}^{\Delta T} + \Delta L_{off,t}^{\Delta T} + \sum_{i=1}^M \max(F_{i,t}^2 - Q_{i,t}^{\Delta T}, 0) + \sum_{i=1}^X (P_{i,t}^1 - P_{i,t}^3) \quad (5-2)$$

其中,  $\Delta P_{i,t}$ 、 $\Delta F_{i,t}$  分别表示机组和场(站)在时段 $t$ 的出力变化。

$\Delta L_{in,t}^{\Delta T}$ ,  $\Delta L_{off,t}^{\Delta T}$  分别为未来 15 分钟地区负荷及外送超短期负荷预测与日

内预测值的偏差。 $Q_{i,t}^{\Delta T}$  为未来 15 分钟新能源场(站) $i$ 的出力预测值,

采用新能源超短期负荷预测值。 $X$  为不参与实时交易的火电机组数量

(即 AGC 未投 SCHE 模式的机组),  $P_{i,t}^3$  为未来 15 分钟发电机组 $i$ 的

发电计划值, 按照发电机组实时运行情况进行更新。

(二) 系统正备用容量约束。

系统正备用容量约束可描述为:

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t}^{\max}) + \sum_{i=1}^M (\beta_{i,t} Q_{i,t}) \geq L_{in,t}^1 + L_{off,t}^1 + R_t^u \quad (5-3)$$

其中,  $P_{i,t}^{\max}$  为机组 $i$ 在 $t$ 时段的最大出力;  $Q_{i,t}$  为新能源场(站) $i$ 在

$t$ 时段的最大预测出力;  $\beta_{i,t}$  为新能源场(站) $i$ 在 $t$ 时段预测精确度;

$R_t^u$  为 $t$ 时段的系统正备用容量要求。

(三) 系统负备用容量约束。

系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t}^2 - P_{i,t}^{\min}) + \sum_{i=1}^M (F_{i,t}^2) \geq R_t^D \quad (5-4)$$

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。

(四) 系统旋转备用容量约束。

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

$$\sum_{i=1}^N \min(\Delta P_{i,t}^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}^3) + \sum_{i=1}^M \min(\Delta F_{i,t}^U, Q_{i,t+1}^{\Delta T} - F_{i,t}^2) \geq \Delta SR_t^U \quad (5-5)$$

$$\sum_{i=1}^N \min(\Delta P_{i,t}^D, P_{i,t+1}^3 - P_{i,t+1}^{\min}) + \sum_{i=1}^M \min(\Delta F_{i,t}^D, F_{i,t+1}^2) \geq \Delta SR_t^D \quad (5-6)$$

其中， $\Delta P_i^U$ 、 $\Delta P_i^D$  为机组  $i$  最大上、下爬坡速率； $P_{i,t+1}^{\max}$ 、 $P_{i,t+1}^{\min}$  为机组在未来 15 分钟的最大可调、最小可调出力； $\Delta SR_t^U$ 、 $\Delta SR_t^D$  分别为系统在时段  $t$  最大上调、下调旋转备用要求。

(五) 机组出力上下限约束。

机组在任何时刻出力应在最大、最小出力范围之内，约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^3 \leq P_{i,t}^{\max} \quad (5-7)$$

$$F_{i,t}^3 \leq Q_{i,t} \quad (5-8)$$

(六) 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:

$$P_{i,t}^3 - P_{i,t-1}^3 \leq \Delta P_i^U \quad (5-9)$$

$$P_{i,t-1}^3 - P_{i,t}^3 \leq \Delta P_i^D \quad (5-10)$$

(七) 线路潮流约束。

线路潮流约束可以描述为:

$$-P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t}^3 + \sum_{i=1}^M G_{l-i} F_{i,t}^3 + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} L_{off,t}^{\Delta T} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t}^{\Delta T} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \quad (5-10)$$

其中,  $P_l^{\min}$ 、 $P_l^{\max}$  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;  $L_{off,t}^{\Delta T}$  为未来 15 分钟联络线  $j$  的外送电力预测;  $G_{l-k}$  为节点  $k$  对线路  $l$  的发电机输出功率转移分布因子;  $D_{k,t}^{\Delta T}$  为节点  $k$  在未来 15 分钟  $t$  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。

(八) 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:

$$-P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t}^3 + \sum_{i=1}^M G_{s-i} F_{i,t}^3 + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} L_{off,t}^{\Delta T} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t}^{\Delta T} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max} \quad (5-11)$$

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(新能源场站)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;  $SL_s^+$ 、 $SL_s^-$  分别为线路  $l$  的正、反向潮流松弛变量。

## 第四章 结果发布及执行

**第十一条** 一般情况下，实时交易出清结果（机组出力计划曲线）即为发电企业实时滚动计划。

**第十二条** 日内运行期间，蒙西电力市场技术支持系统每交易周期发布上一周期实时交易执行情况。

交易执行情况包括：

- （一）各发电企业出清曲线及系统分时电价；
- （二）各发电企业实际执行曲线；
- （三）退出及进入实时交易的发电企业；
- （四）其他实时市场执行信息。

## 第五章 特殊情况处理

**第十三条** 当电网发生较严重事故或异常，实时现货交易无法正常运行时，市场运营机构可中止实时交易，各发电企业按照电网调度指令调整出力，待事故或异常处理完毕后，市场运营机构恢复交易。

**第十四条** 当蒙西电力市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，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《蒙西电力市场结算实施细则（试行）》中退补的相关原则进行电费的追退补。

**第十五条** 市场运营机构应做好运营记录，并及时披露市场中止时间、原因，恢复时间等信息。

## **第六章 附 则**

**第十六条** 本细则由国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门负责解释。

**第十七条** 国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第十八条** 本细则自发布之日起施行。

# 蒙西电力市场结算实施细则

## ( 试行 )

### 第一章 总 则

**第一条** 电力交易机构依据蒙西电力市场运营规则，依据交易成交结果及执行情况，计算编制并出具电力市场交易电量结算凭证。电网企业负责发电企业、电力用户和售电公司的电费结算工作。

**第二条** 本细则适用于蒙西电力市场结算工作，全体市场成员必须严格遵守。

**第三条** 中长期交易市场采用“月清月结”的结算模式；现货交易市场采用“日清月结”的结算模式，按日进行交易结果计算，按月发布交易结算凭证。

**第四条** 本细则作为《蒙西电力市场运营基本规则（试行）》（以下简称《基本规则》）的补充，与《基本规则》具有同等效力。

### 第二章 中长期电能量交易电费结算

**第五条** 中长期交易结算采用月清月结模式。

**第六条** 主要数据包括：

- （一）各发电企业月度交易合同电量 $H_i$ 及合同电价 $C(EX)_i$ ；
- （二）月度基数电量 $K_i$ 及标杆上网电价 $C(SD)_i$ ；

(三) 发电企业计量周期内运行日天数  $T(m1)$ 。

### 第七条 主要数据包括：

(一) 各电力用户交易合同电量  $Y_i$  及合同电价  $C(EX)_i$ ；

(二) 各电力用户每日实际用电量  $Y_i^3$ ，电力用户对应的目录电价  $C(LT)_i$ ；

(三) 电力用户计量周期内天数  $T(m2)$ 。

### 第八条 用户侧中长期交易电量按照交易合同价格结算。

(一) 用户市场电费。

$$R_{\text{用户, 市场}} = R_{\text{实际, 市场}} + R_{\text{输配}} + R_{\text{其他}} + R_{\text{偏差考核}} \quad (6-1)$$

其中：

$R_{\text{实际, 市场}} = \sum_i^{T(m2)} [Y_i^3 \times C(EX)_i]$ ，表示市场用户  $i$  实际市场电费，即以合

同电价结算市场用户  $i$  的实际用电量；

$R_{\text{输配}} = \sum_i^{T(m2)} [Y_i^3 \times Tr_i]$ ，表示市场用户  $i$  需要支付的输配电费， $Tr_i$  为输

配电价格，即以市场用户  $i$  的实际用电量结算输配电费；

$R_{\text{其他}} = \sum_i^{T(m2)} Fe(Y_i^3)$ ，表示市场用户  $i$  需要支付的政府性基金及附加；

$R_{\text{偏差考核}} = Pn (Y_i - \sum_i^{T(m2)} Y_i^3)$ ，表示市场用户  $i$  需要支付的交易合同电量

与实际用电量之间的偏差电量考核电费。

(二) 非市场用户电费。

$$R_{\text{用户, 非市场}} = R_{\text{实际, 非市场}} \quad (6-2)$$

其中：

$R_{\text{实际, 非市场}} = \sum_i^{T(m2)} [Y_i^3 \times C(LT)_i]$ ，表示非市场用户  $i$  实际用电电费，即以

目录电价结算非市场用户  $i$  的实际用电量。

(三) 偏差价格。

$$Pn \downarrow = C(EX)_i \times Lt_1 \quad (6-3)$$

$$Pn \uparrow = C(EX)_i \times Lt_2 \quad (6-4)$$

其中， $Pn \downarrow$ 为用户侧负合同偏差价格， $Lt_1$ 为负偏差考核系数； $Pn \uparrow$ 为用户侧正合同偏差价格， $Lt_2$ 为正偏差考核系数；初步设定  $L_t = \gamma \left[ \frac{C(LT)_i}{C(EX)_i} \right]$ 。

### 第九条 发电企业中长期交易电费：

计量周期内每日电费：

$$R_{\text{发电, 中长期每日}} = R_{\text{签约用户实际}} + R_{\text{基数分配}} + R_{\text{签约用户, 偏差考核}} \quad (6-5)$$

其中：

$R_{\text{签约用户实际}} = \sum_{i=1}^J [Y_i^3 \times C(EX)_i]$ ，表示在计量周期内，与发电企业签订中长期合同的电力用户实际用电量对应电费收入， $J$ 为签约的电力用户总数量；

$$R_{\text{基数分配}} = \sum_t^m [L_{in,t}^3 + L_{off,t}^3 - \sum_i^{J_{\text{市场}}} Y_i^3] \times \frac{K_i}{\sum_{i=1}^J K_i} \times C(SD)_i$$
，表示在计量周期内，

发电企业对应的基数电量分配电费收入， $L_{in,t}^3$ 为全网实际用电曲线， $L_{off,t}^3$ 为全网实际外送电曲线； $J_{\text{市场}}$ 为市场电力用户数量；

$$R_{\text{签约用户, 偏差考核}} = \frac{\sum_{i=1}^J P_n (Y_i - \sum_i^{T(m2)} Y_i^3)}{T(m2)}$$
，表示在计量周期内，与发电企业

签订中长期合同的全部电力用户偏差电量考核电费收入。

计量周期总电费：

$$R_{\text{发电, 中长期}} = \sum_{t=1}^{T(m1)} R_{\text{发电, 中长期每日}} \quad (6-6)$$

**第十条** 发生下列情况,应对用电侧偏差电量予以全部减免或部分减免考核处理:

(一) 电网供电设备故障、有序用电等原因造成电力用户产生偏差考核电量的;

(二) 因国家政策调整,迫使电力用户减产、停产产生偏差考核电量的;

(三) 因不可抗力造成电力用户减产、停产产生偏差考核电量的;

(四) 电力用户因用电设备故障、临时检修等自身原因产生偏差考核电量的,可给予免部分考核。

### 第三章 现货电能量交易电费结算

**第十一条** 发电企业日前交易电费:发电机组、场(站)以日前电能量交易的中标电量与中长期合约日分解曲线的偏差与分时电价计算电费。

$$R_{\text{火电, 日前}} = R_{\text{火电, 中长期偏差}} \quad (6-7)$$

$$R_{\text{新能源, 日前}} = R_{\text{新能源, 中长期偏差}} \quad (6-8)$$

其中:

$$R_{\text{火电, 中长期偏差}} = \sum_{t=0}^T (P_{i,t}^1 - P_{i,t}^0) \times C_{i,t}^1, \quad P_{i,t}^1 \text{ 为火电机组在日前电能量交易}$$

时段 $t$ 的中标出力,  $P_{i,t}^0$ 为火电机组的中长期日分解曲线在时段 $t$ 的出力;

$$R_{\text{新能源, 中长期偏差}} = \sum_{t=0}^T (F_{i,t}^1 - F_{i,t}^0) \times C_{i,t}^1, \quad F_{i,t}^1 \text{ 为新能源场(站)在日前电能量}$$

交易时段 $t$ 的中标出力;  $F_{i,t}^0$ 为新能源场(站)的中长期日分解曲线

在时段 $t$ 的出力;

$C_{i,t}^1$ 为火电机组、新能源场(站)在日前电能量交易时段 $t$ 的分时出清电价。

**第十二条** 发电企业实时交易及平衡机制电费:

$$R_{\text{日内、实时}} = \sum_{t=0}^T [(P_{i,t}^3 - P_{i,t}^1) - \frac{(P_{i,t}^3 - P_{i,t}^1)}{\sum_{j=1}^m (P_{j,t}^3 - P_{j,t}^1)} \times (\Delta L_{in,t} + \Delta L_{off,t} + \sum_{k=1}^m \Delta F_{k,t})] \times C_{i,t}^3 \quad (6-9)$$

其中:

$P_{\text{实际偏差}} = P_{i,t}^3 - P_{i,t}^1$ ,  $P_{i,t}^3$ 为火电机组在时段 $t$ 的实际出力,  $P_{i,t}^1$ 为火电机组在日前电能量交易时段 $t$ 的中标出力;

$$P_{\text{实际偏差占比分摊}} = \frac{(P_{i,t}^3 - P_{i,t}^1)}{\sum_{j=1}^m (P_{j,t}^3 - P_{j,t}^1)} \times (\Delta L_{in,t} + \Delta L_{off,t} + \sum_{k=1}^m \Delta F_{k,t}) \quad , \quad \Delta L_{in,t}、\Delta L_{off,t} \text{为实际用电负荷及外送电量与日前预测之间的偏差:}$$

$$\Delta L_{in,t} = L_{in,t}^3 - L_{in,t}^1 \quad (6-10)$$

$$\Delta L_{off,t} = L_{off,t}^3 - L_{off,t}^1 \quad (6-11)$$

$\Delta F_{i,t}$ 为新能源场(站)实际出力与日前预测出力合理范围内的偏差:

$$\Delta F_{k,t} = \begin{cases} F_{i,t}^3 - F_{i,t}^1, & F_{i,t}^3 - F_{i,t}^1 \leq \theta\% \times GK_k \\ 0, & F_{i,t}^3 - F_{i,t}^1 \geq \theta\% \times GK_k \end{cases} \quad (6-12)$$

$GK_k$ 为新能源场(站)装机容量。

$C_{i,t}^3$ 为机组、场(站)在实时电能量交易时段 $t$ 的分时出清电价。

## 第四章 结算流程

**第十三条** 结算流程数据准备如下:

(一) 中长期交易电量按照规定在日前电能量交易开市前进行分解上报。中长期交易电量按日分解曲线  $P_{i,t}^0$ 、 $F_{i,t}^0$ ， $i=1,2,\dots,I$ 。

(二) 现货市场在 (D-1) 日完成日前电能量交易出清，机组及场(站)的日前电能量交易曲线分别为  $P_{i,t}^1$ 、 $F_{i,t}^1$ ，分时电价曲线为  $C_{i,t}^1$ ；

(D) 日完成日内、实时电能量交易出清，机组及场(站)的日内电能量交易曲线分别为  $P_{i,t}^2$ 、 $F_{i,t}^2$ ，分时电价曲线为  $C_{i,t}^2$ ，机组及场(站)的实时电能量交易曲线分别为  $P_{i,t}^3$ 、 $F_{i,t}^3$ ，分时电价曲线为  $C_{i,t}^3$ 。全网实际用电曲线为  $L_{in,t}^3$ ，全网实际外送电曲线为  $L_{off,t}^3$ 。

(三) 技术支持系统在获取 (D) 日日前、日内及实时电能量交易出清数据后，形成日前、日内和实时电能量交易的发电侧分时结算电价。

**第十四条** 电力交易机构按照蒙西电力市场结算规则，技术支持系统汇总各类交易出清及执行结果，并通过系统向相关市场主体发布，由市场主体对清算结果进行审核确认。

(一) (D+1)日，技术支持系统计算 (D) 日的结算电费；(D+1)日，经审核后发布日清算结果。具体包括：各市场主体当日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

(二) (D+2)日，市场主体在日清算结果发布后，对结果进行审核，反馈结算问题并提出纠正意见，在规定时间内无反馈的视同已确认。

(三) 电力交易机构根据问题处理意见，汇总各日清算数据，进行月度发、用电侧结算凭证编制，之后在每月结算日生成月度结算表。

**第十五条** 电网企业按照结算凭证分别为各市场主体进行市场电费结算。

**第十六条** 由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过12个月；因市场交易规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由电网企业依照相应规则或政策开展电费退补。

## **第五章 附 则**

**第十七条** 本细则由国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门负责解释。

**第十八条** 国家能源局华北监管局会同内蒙古自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第十九条** 本细则自发布之日起施行。

# 蒙西电力市场信息披露实施细则

## ( 试行 )

### 第一章 总 则

**第一条** 为规范蒙西电力市场的信息披露行为,切实维护电力市场秩序,满足有关各方获取电力市场信息的需要,根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其相关配套文件、《电力监管条例》、《电力企业信息披露规定》、《电力中长期交易基本规则(暂行)》(发改能源〔2016〕2784号),按照《蒙西电力市场运营基本规则(试行)》相关内容,制定本实施细则。

**第二条** 本细则所称市场成员,是指参与蒙西电力市场的市场主体、电网企业和市场运营机构等。

**第三条** 本细则适用于蒙西电力市场中长期交易和电力现货交易的信息披露管理。

**第四条** 电力交易机构负责电力市场信息的管理和发布,应为市场成员创造良好的信息披露条件,按照本细则规定无歧视地披露有关信息。市场成员应按照本细则规定,向电力交易机构提供信息,并对所提供信息的准确性负责。

**第五条** 电力交易机构应当真实、准确、完整、及时地披露信息,不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。不能保证信息披露内容真实、准确、完整的,应当做出相应声明并说明理由。

**第六条** 国家能源局华北监管局（以下称“华北能源监管局”）可以根据市场发展、工作需要等适时调整市场成员披露信息的范围、内容和方式。

**第七条** 华北能源监管局依法对市场成员的信息披露行为进行监管。

## **第二章 披露内容**

### **第一节 概述**

**第八条** 电力市场信息按披露范围分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。任何单位和个人不得超职责范围获取或泄露私有信息。

**第九条** 市场成员披露的信息包括但不限于基本信息、交易信息、运行信息、违约信息。

### **第二节 基本信息**

**第十条** 电网企业提供的基本信息包括但不限于：

（一）企业全称、企业性质、股权结构、工商注册时间、营业执照、信用代码证、法定代表人、联系人、联系方式（公众信息）；

（二）供电区域范围、输配电价格（公众信息）；

（三）电网结构、全网发电装机及分布（公开信息）。

**第十一条** 电力交易机构提供的基本信息包括但不限于：

（一）企业全称，企业性质，股权结构，工商注册时间，营业执照，信用代码证、法定代表人，联系人，联系方式，交易大厅地址，

网站（电力交易支持系统）网址（公众信息）；

（二）组织机构，业务流程，服务指南（公众信息）；

（三）市场交易规则、市场范围内适用的法律法规及相关规程规定（公开信息）；

（四）市场成员注册相关信息（公开信息）；

（五）交易品种及适用范围，交易方式及操作说明（公开信息）。

## **第十二条** 发电企业提供的基本信息包括但不限于：

（一）企业全称、企业性质、所属发电集团、股权结构、母公司基本情况、工商注册时间、营业执照、法定代表人、联系人、联系方式、交易名称、所属行政地区、所属供电区域、所属发电集团等（公众信息）；

（二）机组调度命名、发电业务许可证、机组调度管辖关系、机组型号、投运机组台数、投运日期、装机容量、接入电压等级、并网地点、对端变电站、是否存在自供区域及自供区域范围、机组批复上网电价（公开信息）；

（三）信用代码证、企业信用信息查询情况、企业征信情况（公众信息）。

## **第十三条** 售电公司提供的信息仅供参考：

（一）企业全称、企业性质、售电公司类型、股权结构、工商注册时间、注册资本金、营业执照、法人代表、联系人、联系方式、市场注册时间、市场注册地点（公众信息）；

（二）年售电规模、签约用户数量（公开信息）；

（三）信用承诺书、信用代码证、企业信用信息查询情况、企业征信情况（公众信息）；

（四）拥有运营配电网的售电公司还应提供：电力业务许可证（供

电类)、配电网电压等级、供电范围、配电价格(公众信息);运营配电网的地理接线图、网络拓扑图、供电营业区内参与市场用户清单(公开信息)。

**第十四条** 电力用户提供的基本信息包括但不限于:

(一)企业全称、企业性质、股权结构、母公司基本情况,工商注册时间、营业执照、法定代表人、联系人、联系方式、主营业务、所属行业、用电类型、所在地区、隶属供电公司(公众信息);

(二)用电装接容量、最大生产能力、投产时间、接入电压等级(公开信息);

(三)信用代码证、企业信用信息查询情况、企业征信情况(公众信息)。

### **第三节 交易信息**

**第十五条** 按照市场交易类型划分,中长期交易信息包括但不限于协商交易、竞价交易、挂牌交易的供需形势信息、交易公告信息、交易结果信息、交易执行信息、临时公告信息等;现货交易信息包括但不限于日前供需形势信息、交易执行信息、临时公告信息等。

**第十六条** 中长期交易供需形势信息包括但不限于:

(一)电网企业:下一交易周期外送电预测、电网建设计划、最大及最小用电负荷预测、全口径统调发电量预测、电力用户用电总量预测(公开信息);

(二)市场运营机构:发用电市场化规模预测、辅助服务需求;新机投产规模、机组检修计划、电网检修计划、通道输电能力及阻塞情况预测、调度口径统调发电量预测、火电运行方式预安排、可调容量及及备用容量等信息(公开信息);

(三) 发电企业：分月发电能力预测（公开信息）；

(四) 售电公司及电力用户：分月用电需求预测、分月最大及最小用电负荷预测、分月平均负荷率预测（公开信息）。

### **第十七条** 中长期交易公告信息包括但不限于：

(一) 市场运营机构：交易品种、交易周期、交易主体、交易起止时间、交易规模、交易限量限价、交易方式、交易其他准备信息；安全校核原则、通道输电能力和占用阻塞情况（公开信息）；

(二) 发电企业：年度分月参与市场发电能力预测（公开信息）；

(三) 售电公司及电力用户：所属交易单元、参与交易品种、交易需求额、最大需量（公开信息）。

### **第十八条** 中长期交易结果信息包括但不限于：

(一) 市场运营机构：参与市场主体数量、成交总量、成交最高价、成交最低价、统一出清价格、成交均价、协商交易合同备案状态；安全校核结果及说明（公开信息）；市场成员成交明细（私有信息，向市场成员提供其自身信息）；

(二) 发电企业：协商交易合同、竞价交易中标合同（私有信息，向电力交易机构提供）；

(三) 售电公司：协商交易合同、竞价交易中标合同、交易签约用户明细、与签约用户的购售电合同（私有信息，向电力交易机构提供，其中交易签约用户明细同时向电网企业提供）；

(四) 电力用户：与售电公司的购售电合同或企业自身协商交易合同、竞价交易中标合同（私有信息，向电力交易机构提供）。

### **第十九条** 中长期交易执行信息包括但不限于：

(一) 电网企业：外送电情况、电网建设情况、全社会口径统调发电量、全社会口径用电量、最大及最小用电负荷、电力用户用电总

量（公开信息）；

（二）市场运营机构：发电企业、用电企业、售电公司注册情况、交易合同签订情况、交易合同履行情况；总装机规模、电网规模、新投装机规模及类型、机组检修计划执行情况、电网检修计划执行情况、通道阻塞情况、机组非计划停运情况、调度口径统调发电量、上网电量、最大及最小供电负荷、机组利用小时数、计划发电量和计划利用小时数、火电负荷率、辅助服务调用情况；按照发电厂（包括火电、风电、光伏、水电）类型、断面、所属发电集团等不同维度统计的装机容量、发电量、上网电量、利用小时数、计划发电量和计划利用小时数，两个细则相关信息（考核参数、发电信息设置等），各月发电机组两个细则考核情况，包括但不限于：考核原因、考核电量、考核时间，辅助服务调用情况（公开信息）。

**第二十条** 中长期交易结算信息包括但不限于：

市场运营机构：参与交易市场主体数量、交易结算电量、平均交易价格、各发电类型交易结算电量及平均交易价格、各交易品种结算电量及平均交易价格、各供电区域交易结算电量及平均交易价格、各市场主体不同交易类型偏差考核电量及费用；上网结算电量、各发电类型上网结算电量、各发电类型考核补偿电费、新机上网结算电量（公开信息）；系统安全校核结果及说明（公开信息）；市场主体结算关系及最终结算明细、偏差考核电量及费用等信息（私有信息，向市场主体提供其自身信息）。

**第二十一条** 现货交易日前供需形势及电网运行信息包括但不限于：

（一）市场运营机构：

1. 次日运行预测信息。

次日全网及各供电地区负荷预测曲线（96点或288点）（初期为全网负荷预测，逐步过渡到区域负荷预测，直至母线负荷预测），次日全网变电站母线负荷预测曲线（起步阶段为重要变电站220kV侧，逐步扩展至全网所有变电站35kV侧），次日中长期交易日分解曲线，次日新能源消纳能力预测及其偏差，次日全网辅助服务需求预测曲线（公开信息）。

## 2. 涉网设备检修计划信息。

次日电网母线、线路、变压器等重要输变电设备的检修计划和临时运行方式，次日全网所有火电机组、抽水蓄能电站和水电等发电单元检修计划（公开信息）。

## 3. 电网运行参数信息。

次日全网所有火电机组运行方式，次日全网主要断面内和各供电地区风电和光伏电站的发电能力预测曲线（96点或288点）（公开信息）；次日机组开停计划（私有信息，向电力交易机构提供）。

## 4. 电网运行断面信息。

次日全网稳定断面及限额（包括临时断面及限额）（公开信息）。

## 5. 电网模型信息。

次日电网模型与运行方式（公开信息）。

## 6. 前日全网发用电情况。

（1）电网运行方式、机组运行方式、各地区用电量、最大用电负荷、峰谷差、火电发电曲线及电量、新能源发电曲线及电量、外送曲线及电量等（公开信息）。

（2）发电企业：机组最大技术出力、最小技术出力和深度调峰能力（96点或288点），从最小技术出力至最大技术出力之间各负荷段的平均发电煤耗和平均供电煤耗，次日所有风电场和光伏电站的发

电能力预测曲线（96点或288点）（公开信息）。

（3）售电公司：所代理每个用户次日用电需求曲线（96点或288点），所代理每个用户次日主要电气设备检修计划和其用电曲线（96点或288点）（公开信息）。

（4）电力用户：次日用电需求曲线（96点或288点），次日主要电气设备检修计划和其用电曲线（96点或288点）（公开信息）。

**第二十二条** 日前及日内交易执行信息包括但不限于：

前一日全网地区96点实际负荷曲线、东送96点实际曲线，各发电企业96点实际出力曲线及出清价格（公开信息）。

**第二十三条** 临时公告：包括但不限于市场成员其他需要临时发布的信息（公开信息）。

## **第四节 运行信息**

**第二十四条** 电网企业及市场运营机构提供的运行信息包括但不限于：全网供电、用电情况（公众信息）；重要输变电设备的检修变更和执行情况，电网安全运行的主要约束情况，主要输电通道和关键断面的输电能力及阻塞情况，发电、输变电设备故障、非计划停运情况（公开信息）。

**第二十五条** 发电企业提供的运行信息包括但不限于：火电电煤库存、来煤、耗煤情况，风能、太阳能监测信息、气象信息（私有信息，向市场运营机构提供）。

**第二十六条** 售电公司提供的运行信息包括但不限于：拥有配电网运营权的售电公司，提供重要配变电设备的检修、改造计划安排情况、配变电设备故障、非计划停运情况（公开信息）。

## 第五节 违约信息

**第二十七条** 电网企业及市场运营机构提供的违约考核信息包括但不限于：市场注册成员负面清单、信用评价情况、市场违约考核及处罚情况，发电企业、电力用户、售电公司违约违规情况和整改情况（公开信息）。

**第二十八条** 发电企业、售电公司及电力用户提供的违约考核信息包括但不限于自身违约违规整改情况（公开信息）。

## 第三章 披露方式

**第二十九条** 市场成员主要通过电力交易机构网站、蒙西电力市场技术支持系统（以下简称“技术支持系统”）报送信息。电力交易机构网站、技术支持系统中未包含的报送信息，采用书面报告、报表的形式提供。电力交易机构负责管理和维护电力交易机构网站、技术支持系统，并为其他市场成员通过电力交易机构网站、技术支持系统报送信息提供便利。市场成员可通过电力交易机构网站、技术支持系统等查看其访问权限内的信息。

**第三十条** 电力交易机构披露信息可采取以下方式：

- （一）电力交易机构网站、技术支持系统等；
- （二）信息披露会；
- （三）便于及时披露信息的其他方式。

**第三十一条** 市场成员的基本信息应在市场注册时完成录入并在电力交易机构网站上进行披露。基本信息发生变更的，市场成员应当自变更之日起 10 个工作日内更新。

**第三十二条** 交易、运行、违约信息的报送和披露工作。

- （一）中长期交易信息。

1. 中长期交易公告信息在交易开始 2 个工作日前发布，相应市场成员在公告发布 3 个工作日前完成信息报送。

2. 中长期交易过程信息通过技术支持系统和网站实时展示。

3. 中长期交易结果信息 在交易完成后 5 个工作日内披露，相应市场成员在交易完成后 5 个工作日内完成信息报送。电力交易机构原则上应在月底前，根据各类交易结果（包括优先发电合同）发布中长期交易结果汇总信息。

4. 中长期交易执行及结算信息在次月 28 日前披露，相应市场成员在次月 25 日前完成信息报送。

#### （二）现货交易信息。

1. 日前供需形势及电网运行信息在前日 14:00 前披露。

2. 日前交易执行信息在次日 14:00 前披露。

3. 日内及实时交易执行信息按照交易周期滚动披露。

#### （三）运行信息。

前日全网发用电情况于当日 10:00 前披露，其它运行信息根据实际运行需要定期披露。

#### （四）违约信息。

月度违约考核信息在次月前 10 个工作日内披露。市场违约及处罚情况根据具体事项实时披露。

#### （五）临时公告根据实际情况及时发布。

## 第四章 监督管理

**第三十三条** 华北能源监管局采用现场监管与非现场监管等方式对市场成员披露信息的情况进行监管。可以根据需要进行不定期抽查，并将抽查情况向社会公布。

**第三十四条** 华北能源监管局可以要求市场成员对有关信息披露问题作出解释、说明或者提供相关资料。市场成员应当在5个工作日内作出回复，如实提供有关文件、资料，并配合华北能源监管局的检查、调查。

**第三十五条** 华北能源监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门、市场成员应当遵守保密纪律，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。电力交易机构、电力调度机构应保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

**第三十六条** 市场成员违反本细则的，华北能源监管局可以对其采用采取以下监管措施：

- （一）监管谈话；
- （二）监管通报；
- （三）责令改正；
- （四）出具警示函；
- （五）出具监管意见；
- （六）将其违法违规、不履行公开承诺等情况记入诚信档案并公布；
- （七）依法可以采取的其他监管措施。

**第三十七条** 市场成员未按照本细则在规定期限内履行信息披露义务，或者所披露的信息有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，经华北能源监管局依法采取监管措施后拒不改正，按照《电力监管条例》第三十四条处罚。

**第三十八条** 市场成员泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息，经华北能源监管局采取监管措施后应当给予行政处罚的，华北能源监管局依法进行处罚。

**第三十九条** 华北能源监管局应定期向各有关单位通报电力市场交易监管信息。对市场成员违反本细则的行为，华北能源监管局可以向社会公布。

## **第五章 争议处理**

**第四十条** 市场成员因信息披露发生争议时，由华北能源监管局依法进行协调和处理。

**第四十一条** 华北能源监管局按照下列程序处理有关争议：

（一）争议方应向华北能源监管局提出争议处理申请，说明事实、理由及依据。

（二）依照本细则属于监管范围的争议，华北能源监管局应当受理；不属于监管范围的争议，不予受理并说明理由。

（三）华北能源监管局受理后，可以进行调查取证。必要时，可聘请与争议各方无利害关系的专家和组织参加调查取证。

（四）华北能源监管局应于受理争议申请 30 日内，召集争议方进行协商处理，责令过错方纠正过错行为，积极促使解决争议。

（五）若协商解决不成，争议方可以提交仲裁机关仲裁或提请司法诉讼。

**第四十二条** 华北能源监管局协调和处理争议，应当自受理之日起 60 日内终结。遇有特殊情况确需延长的，可以适当延长，但延长期不得超过 30 日。协调和处理终结后，应当制作协调处理终结书。

## **第六章 附 则**

**第四十三条** 本细则由华北能源监管局负责解释。

**第四十四条** 本细则自发布之日起施行。

# 蒙西电力市场信用评级管理实施细则

## ( 试行 )

### 第一章 总 则

**第一条** 为指导、规范、明确电力市场信用管理工作，实现对电力市场信用与风险的量化评估、预警和控制，保障蒙西电力市场有序运转，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其相关配套文件、《电力监管条例》、《电力企业信息披露规定》、《关于对电力行业严重违法失信市场主体及其有关人员实施联合惩戒的合作备忘录》(发改运行〔2017〕946号)等制定本细则。

**第二条** 电力市场交易信用管理，坚持公开透明、褒扬诚信、惩戒失信的原则。现阶段，本细则适用于已获得电力市场准入、完成注册登记流程，按照本细则及配套细则参与市场交易的市场主体。

**第三条** 蒙西电力市场信用管理由内蒙古电力交易中心有限责任公司(以下称“电力交易机构”)或经内蒙古自治区电力市场主管部门(以下称“自治区电力市场主管部门”)授权的第三方机构负责。电力交易机构或第三方机构根据授权进行电力市场信用评价和管理，根据市场主体信用评价结果和市场运营情况，建立市场主体信用管理机制。

**第四条** 电力市场信用评价是通过科学、标准的评价体系对电力

市场主体在执行国家相关法律、法规及政策，参与社会活动、承担社会责任、履行相关合约的能力进行综合评价，并得出确定结果的行为。

**第五条** 本细则作为《蒙西电力市场运营基本规则（试行）》（以下简称《基本规则》）的补充，与《基本规则》具有同等效力。

## 第二章 信用评级

**第六条** 市场主体信用评级，由电力交易机构或第三方机构按照蒙西电力市场主体信用评级标准，定期对已获得市场准入、完成注册登记流程并参与电力批发交易市场的市场主体进行评价。评价结果在内蒙古电力交易系统定期公布。

**第七条** 市场主体信用评级结果采用“四等六级制”，具体等级分为 AAA、AA、A、B、C、D。分值与信用等级对应关系如下：

信用等级	分值
AAA	901-1000
AA	801-900
A	601-800
B	501-600
C	301-500
D	300 分以下

**第八条** 蒙西电力市场主体信用评级标准，适用于蒙西电力市场，根据市场主体注册时间不同，分为初始信用评级标准和信用评级标准两部分：

（一）初始信用评级标准。

1. 蒙西电力市场主体初始信用评级标准，适用于尚未开展电力

市场化交易、无法出具财务报告或者审计报告的市场主体。

初始信用评价标准从企业的基本情况，即资产规模、人才比例、信用管理三个方面对市场主体进行评分，得出初始信用评价分数，最高分为 800 分。

2. 初始信用评价标准由基本情况类指标和扣分类指标两部分组成，计算公式为：

初始信用评价得分=基本情况类指标评分-扣分类指标评分

3. 初始信用评价有效期：初始信用评价等级发布之日起，6 个月内。

4. 评价要求：市场主体须在准入注册时，如实填写完成初始信用评价各项指标。电力交易机构结合市场主体所填报的相关指标数据进行初始信用评价。

5. 信用评价指标。

(1) 基本情况类指标（总分 800 分）。

基本情况类指标共有三大项（内含 3 小项），评价依据资料有效期为半年。

A. 经营能力（500 分）。

资产规模：即资产总额，该指标主要分析市场主体经营规模，反映了经营过程中的可用资源。

B. 人才比例（200 分）。

技术人才比例：该指标主要考核市场主体拥有专业技术人才情况，是企业综合能力的体现。

### C.信用管理（100分）。

管理层信用：市场主体法定代表人、高级管理人员的个人信用状况。若市场主体的法定代表人、高级管理人员存在失信情况且被纳入联合惩戒名单，将对公司的授信、融资等方面形成障碍，严重影响公司经营。

#### （2）扣分类指标。

扣分类指标共有一大项（内含10小项），对市场主体注册提供虚假信息、违反交易规则、违背交易合同等失信行为，被政府部门、能源监管机构采取约谈、通报、责令整改等措施及违反市场管理制度被电力交易机构通报的将给予扣分。

市场主体因失信行为所扣总分不设上限，扣减后如发生信用等级降级的情形，电力交易机构应及时降低该市场主体信用评价等级，并通过电力交易系统进行通报。市场主体失信行为已整改完毕且一年内未再发生失信行为，可消除失信扣分记录。如该市场主体一年内再次发生上述失信行为，需对该失信行为予以加倍扣分。

#### （二）信用评价标准。

1. 蒙西电力市场主体信用评价标准，适用于已参与电力市场交易，并具备出具财务报告或审计报告条件的售电公司、直购电大用户。

2. 电力交易机构根据市场主体提交的基础数据，综合市场主体的信用行为特征，计算出市场主体的信用评价分值。

本评价标准由四大部分组成，即：市场主体基本情况类指标、交易行为类指标、财务经营类指标和扣分类指标，计算公式为：

信用评价总得分=基本情况类指标评分+交易行为类指标评分+财务经营类指标评分-扣分类指标评分。

3. 售电公司信用评价指标体系共设 5 个一级指标，10 个二级指标以及 20 个三级指标。指标总分 1000 分，其中，基本情况类指标 300 分、交易行为类指标 200 分、财务情况类指标 500 分。扣分类根据不良记录另行计算。

4. 直购电大用户信用评价指标体系共设 5 个一级指标，10 个二级指标以及 23 个三级指标。所有指标共计 1000 分，基本情况类 300 分、交易行为类 100 分、财务经营类 600 分。扣分类根据不良记录另行计算。

5. 市场主体须按照办法要求，向电力交易机构提交有资质的专业机构出具的财务报告或审计报告。未提交财务报告或者审计报告的，该市场主体相关评价指标以及财务情况类评价指标计 0 分。

6. 信用评价指标。

(1) 基本情况类指标（总分 300 分）。

基本情况类指标共有四大项（内含 5 小项），主要从经营能力、人才比例、审计管理、信用管理方面，衡量市场主体的综合能力。评价依据资料有效期为一年。市场主体在有效期内涉及引起信用评价指标得分变动的情况，须及时上报至电力交易机构

A. 经营规模（80 分）。

资产规模：即资产总额，该指标主要分析市场主体经营规模，反映了经营过程中的可用资源。

B.人才比例（售电公司、直购电大用户 80 分）。

技术人才比例：该指标主要考核市场主体是否有培养更多优秀技能人才，提升综合能力，推动着企业不断发展。

C.审计管理（售电公司、直购电大用户 70 分）。

审计报告：企业出具的第三方审计报告，可以客观地反映被审计单位的财务状况和经营成果，同时审计报告上记载的数据相对客观、真实，可以用于核对市场主体上报的各类财务数据。

D.信用管理（售电公司、直购电大用户 70 分）。

管理层信用：市场主体法定代表人及总经理的个人信用状况。市场主体的法定代表人、高级管理人员存在失信情况且被纳入联合惩戒名单，将对公司的授信、融资等方面形成障碍，严重影响公司经营。

上一阶段信用情况：该指标的设置可鼓励市场主体积极参与信用等级评价，且在评价过程中争取较高信用评价得分，使信用较好的市场主体信用评级形成良性循环。

（2）交易行为类指标（售电公司 200 分、直购电大用户 100 分）。

交易行为类指标共有一大项（售电公司内含 3 小项、直购电大用户内含 2 小项），主要用于衡量市场主体在交易过程中客户管理能力、准备预测用电需求能力。由交易信用评分系统每月自动计算评分。

A.交易管理（售电公司 200 分、直购电大用户 100 分）。

a.负荷预测准确率（售电公司 80 分，直购电大用户 60 分）。

本指标用于分析市场主体是否掌握企业实际用电情况，对未来用电走势预测分析能力。

b.交易周期（售电公司 60 分、直购电大用户 40 分）。

市场主体连续参与电量市场化交易的时间，时间越长，市场主体对交易、结算等全过程流程越熟悉，也越能应对市场可能造成的风险

c.交易电量占比（售电公司 60 分）。

本指标用于分析售电公司代理用户的合计电量占当月总交易电量的占比，占比越大，证明该售电公司的市场占有率越大。

（3）财务情况类指标（售电公司 500 分、直购电大用户 600 分）。

财务情况类指标共有五大项（内含 16 小项），主要用于衡量市场主体的财务状况、经营状况、远期财务偿还能力、利润创造能力等。财务实力是市场主体经营和管理的综合反映，也会对企业的竞争力和未来发展产生重要影响。企业的财务状况对合同的履行起到非常重要的作用。其中有 12 个指标适用于售电公司，16 个指标适用于直购电大用户。财务情况类指标评价依据为市场主体的审计报告，市场主体于每年 4 月 30 日前提交，有效期为一年。一年内涉及引起信用评价分数变更的情况，须及时上报至电力交易机构。

A.经营能力（售电公司、直购电大用户 60 分）。

本指标用于衡量企业各项资产的周转速度和利用效率。周转速度越快，表明企业各项资产进入生产、销售等经营环节的速度越快，那么其形成收入和利润的周期就越短，经营效率就越高。对市场占有率进行分析，用于衡量企业经营业绩，也是企业市场地位最直观的体现。

B.盈利能力（售电公司、直购电大用户 90 分）。

本指标主要用于衡量企业是否获得足够利润。充足稳定的收益不

仅能反映企业具有良好的管理素质和开拓市场的能力，也便于企业在资本市场上再融资，从而提高企业财务灵活性。

C.成长能力（售电公司 50 分、直购电大用户 60 分）。

本指标主要用于衡量企业的成长能力，利润增长率代表企业当期利润比上期利润的增长幅度，指标值越大代表企业成长能力越强。

D.短期偿债能力（售电公司 180 分、直购电大用户 240 分）和长期偿债能力（售电公司 120 分、直购电大用户 150 分）。

企业偿还短期债务和长期债务能力，是企业经济实力和财务安全性的重要体现，也是衡量电力企业是否稳健经营、信用风险大小的重要尺度。

#### （4）扣分类指标。

扣分类指标共有一大项（针对售电公司内含 10 小项，针对直购电大用户内含 9 项），对市场主体注册提供虚假信息、违反交易规则、违背交易合同等失信行为，被政府部门、能源监管机构采取约谈、通报、责令整改等措施及违反市场管理制度被电力交易机构通报的将给予扣分,以维持市场交易秩序。

市场主体因失信行为所扣总分不设上限，扣减后如发生信用等级降级的情形，电力交易机构应及时降低该市场主体信用评价等级，并通过电力交易系统进行通报。市场主体失信行为已整改完毕且一年内未再发生失信行为，可消除失信扣分记录。如该市场主体一年内再次发生上述失信行为，需对该失信行为予以加倍扣分。

**第九条** 市场主体信用评价结果按月公布。已获得市场准入、完成注册登记流程并参与电力交易市场的市场主体，须于每月 10 日前，按照评价标准要求，向电力交易机构或第三方机构提供相关指标数据和支撑材料。电力交易机构或第三方机构在当月 15 日前，对市场主体提交的指标数据进行审核，并结合其市场交易过程中的实际行为进行评分，确定市场主体信用评价等级清单，向全体市场主体公布。相关指标数据无变化的，市场主体可不重复提交。

**第十条** 当年新准入的市场主体，由电力交易机构或第三方机构按照评价标准中关于初始信用评价的相关要求，对其进行初始信用评分，确定其初始信用评价等级。初始信用评价有效期为半年，有效期届满当月的 10 日前，市场主体应按照评价标准要求，向电力交易机构或第三方机构提供相关指标数据和支撑材料。电力交易机构或第三方机构在当月 15 日前，对市场主体提交的指标数据进行审核，并确定其信用评价等级。

**第十一条** 市场主体须对所上报信用评价指标数据和支撑材料的真实性和准确性负责。

**第十二条** 被电力交易机构或第三方机构评定为信用评价等级 D 级的市场主体，经电力市场主管部门批准后暂停其交易资格，并责令整改。拒不整改或整改后评价等级仍为 D 级的，按照有关程序强制其退出电力交易市场。

### **第三章 附 则**

**第十三条** 本细则由国家能源局华北监管局会同自治区电力市场主管部门负责解释。

**第十四条** 国家能源局华北监管局会同自治区电力市场主管部门可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第十五条** 本细则自发布之日起施行。

---

抄送：国家发展改革委运行局、体改司、基础司、价格司；国家能源局法改司、电力司、新能源司、监管司；内蒙古自治区工业和信息化厅、发展改革委、能源局。

---

华北能源监管局综合处

2019年6月5日印发

---