

附件 1

**内蒙古电力多边交易市场规则体系  
2026 年修订版  
(征求意见稿)**

2026 年 2 月

# 总 目 录

|  |     |
|--|-----|
| 1. 内蒙古电力多边交易市场基本规则.....                  | 1   |
| 2. 内蒙古电力多边交易市场注册实施细则.....                | 19  |
| 3. 内蒙古电力多边交易市场电力中长期交易实施细则.....           | 41  |
| 4. 内蒙古电力多边交易市场电力现货交易实施细则.....            | 81  |
| 5. 内蒙古电力多边交易市场结算实施细则.....                | 181 |
| 6. 内蒙古电力多边交易市场计量管理实施细则.....              | 246 |
| 7. 内蒙古电力多边交易市场信息披露实施细则.....              | 261 |
| 8. 内蒙古电力多边交易市场经营主体交易行为及信用评价实施<br>细则..... | 292 |
| 9. 内蒙古电力多边交易市场需求侧响应交易实施细则.....           | 329 |
| 10. 内蒙古电力多边市场运行参数（试行）.....               | 350 |

内蒙古电力多边交易市场  
基本规则  
(征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                         |    |
|-------------------------|----|
| 第一章 总 则 .....           | 1  |
| 第二章 电力市场成员 .....        | 2  |
| 第三章 市场注册与注销 .....       | 3  |
| 第四章 电能量交易 .....         | 3  |
| 第一节 电能量交易总则 .....       | 3  |
| 第二节 中长期交易 .....         | 4  |
| 第三节 现货交易 .....          | 5  |
| 第四节 绿电交易 .....          | 5  |
| 第五章 需求侧响应交易 .....       | 6  |
| 第六章 辅助服务市场 .....        | 6  |
| 第七章 市场衔接机制 .....        | 7  |
| 第一节 中长期与现货市场衔接 .....    | 7  |
| 第二节 代理购电与现货市场衔接 .....   | 7  |
| 第三节 辅助服务市场与现货市场衔接 ..... | 8  |
| 第四节 容量补偿机制与现货市场衔接 ..... | 8  |
| 第八章 市场调控 .....          | 8  |
| 第九章 计量与结算 .....         | 10 |
| 第十章 信息披露 .....          | 11 |
| 第十一章 风险防控及监管 .....      | 11 |

|      |      |    |
|------|------|----|
| 第十二章 | 市场干预 | 12 |
| 第十三章 | 争议处理 | 13 |
| 第十四章 | 法律责任 | 14 |
| 第十五章 | 附 则  | 14 |

## 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，健全绿色低碳发展机制，加快推进新型电力系统建设，完善统一开放、竞争有序的电力市场体系，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，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）、《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）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第20号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本规则。

**第二条** 本规则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”），市场范围为内蒙电力（集团）有限公司的电网供电区域。

**第三条** 内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局依据本规则组织制定内蒙古电力市场各项实施细则。内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局根据职能对电力市场实施监督管理。

**第四条** 内蒙古电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易、需求侧响应交易等。电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。

**第五条** 根据新型电力系统建设需要，逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

## 第二章 电力市场成员

**第六条** 本规则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

**第七条** 电力市场运营机构按职责负责电力市场交易、电力调度和交易结果执行，以及配套的准入注册、计量结算、信息披露等，维护电力系统的安全稳定运行。

**第八条** 电网企业应当公平开放输电网、配电网，根据交易结果为经营主体提供安全、优质、经济的输配电服务，根据结算依据向经营主体结算相关费用。严格执行国家规定的输配电价，并接受国家能源局华北监管局的监督检查。

**第九条** 经营主体应当按照有关规定履行交易结果，根据交易结果使用输配电网。

**第十条** 电力市场应当按照国家有关规定组建电力市场管理委员会，发挥独立自治性议事协调作用，加强市场成员行为自律管理。

**第十一条** 市场管理委员会要建立科学合理的议事机制，充分体现市场各方意愿，在交易规则、实施细则制修订，价格限制约束等市场建议方面履行工作职责，与运营机构市场监测、监管机构专业监管共同构建电力市场运行“三道防线”。

### **第三章 市场注册与注销**

**第十二条** 内蒙古电力市场实行注册制度，电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场成员注册、信息变更、市场注销、交易暂停和异议处理等管理工作。

**第十三条** 电力交易机构依法依规履行经营主体市场注册的信息披露义务。

**第十四条** 经营主体进入（退出）电力市场应当办理相应的注册（注销）手续，按照“申请、承诺（声明）、审查、公示、生效”的流程，获取（注销）市场交易资格。

## **第四章 电能量交易**

### **第一节 电能量交易总则**

**第十五条** 电能量交易采用节点电价机制，体现中长期交易和现货交易的时间属性和空间属性。每一个节点作为独立的交易位置开展交易，并按照各节点电价进行独立结算。

**第十六条** 内蒙古自治区能源局根据运行情况确定中长期交易位置的节点位置。中长期交易形成经营主体在有关交易节点上的注入、流出合约义务。

**第十七条** 电网企业作为内蒙古电力市场唯一承运方，通过承运合约方式实现输电权让渡或交易，完成电力商品运输。承运合约在约定的起点和终点节点上形成节点注入、流出的合约义务。

**第十八条** 根据节点的合约义务和调度出清的物理结果平衡的原则，形成每一个经营主体在各节点上的现货交易量，经营主体的现货交易对象是电网企业。

**第十九条** 不同节点之间的通道输电权初始为电网企业所有，后续随着市场成员间交易进行流动，节点间价差收益为阻塞盈余。

## 第二节 中长期交易

**第二十条** 中长期交易时标为全天 96 点电能量交易，带时标的交易量组成交易曲线。

**第二十一条** 按照交易周期划分为数年、年度、季度、月度、周、多日等不同时间维度的交易。

**第二十二条** 中长期交易合同可采用纸质、电子合同或交易凭证形式，合同内容应包括但不限于合同主体、合同周期、合同电量（带时标或曲线）、合同价格、交易位置（合同交割点）等要素。

**第二十三条** 电力中长期交易的成交价格由经营主体通过协商、竞价、挂牌和滚动撮合等市场化方式形成，鼓励采用典型标准化交易曲线。

### 第三节 现货交易

**第二十四条** 初期，仅开展实时现货交易，实时交易结果作为经营主体执行和结算依据。考虑日前市场边界稳定等因素，暂不开展日前交易，日前仅进行可靠性机组组合及预出清，日前预出清结果仅向经营主体披露。根据市场发展需要，适时开展日内交易。

**第二十五条** 电力调度机构考虑经营主体申报情况及各类约束条件，以系统发电成本最小化为目标出清形成实时电网物理运行结果（分时出力曲线），按照节点边际电价机制形成各节点电价，按照第十七条节点义务平衡原则形成经营主体在各节点上的现货交易量。

**第二十六条** 出清过程中需满足各类安全约束条件，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政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡等约束条件。

### 第四节 绿电交易

**第二十七条** 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，绿电交易纳入电力中长期交易范畴。

**第二十八条** 内蒙古电力市场绿电交易组织相关事项按照具体细则执行。

**第二十九条** 鼓励新能源企业与资信良好的电力用户签订多年期的电力购买协议（PPA），建立促进绿色电力发展的长效机制。

## 第五章 需求侧响应交易

**第三十条** 电力需求侧响应是指通过市场价格信号或资金补贴等激励机制，引导鼓励电力用户改变原有电力消费模式的用能行为，以促进电力供需平衡，保障电网稳定运行。

**第三十一条** 需求侧响应交易与现货电能量交易按照“顺序衔接、独立出清”的方式协同运行，研究探索需求侧响应交易和现货电能量交易融合。

**第三十二条** 需求侧响应主体应符合国家和蒙西地区有关准入条件，满足参与市场交易的计量条件，满足按节点进行申报、通信等技术条件，信用良好，未被列入失信联合惩戒黑名单，符合信用管理要求。鼓励满足条件的经营主体以虚拟电厂身份参与需求侧响应交易。

## 第六章 辅助服务市场

**第三十三条** 辅助服务市场交易包括电网调频、调压、备用、爬坡等辅助运行相关的交易。市场初期开展调频辅助服务市场交易，与现货市场“顺序衔接、独立出清”（与需求侧响应保持一致）。视市场发展和实际需要，建立备用、爬坡等辅助服务交易品种。具备条件时，辅助服务市场与现货市场联合出清。

**第三十四条** 国家能源局华北监管局结合内蒙古电网运行需求和特性，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定各类电力辅助服务交易品种、补偿类型并制定具体细则。鼓励新型储能、可调节负荷等经营主体参与电力辅助服务。

**第三十五条** 承诺提供电力辅助服务的经营主体，在实际运行中，未按照约定提供有效电力辅助服务的，具体考核依照有关实施细则或市场交易规则执行。已通过市场机制完全实现的，不在实施细则中重复考核。

## 第七章 市场衔接机制

### 第一节 中长期与现货市场衔接

**第三十六条** 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素。

**第三十七条** 市场运营机构应不断优化中长期与现货市场运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。

### 第二节 代理购电与现货市场衔接

**第三十八条** 电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。

**第三十九条** 代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。

**第四十条** 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或分享。

### **第三节 辅助服务市场与现货市场衔接**

**第四十一条** 现货市场起步阶段，调频、备用辅助服务市场与现货市场可单独出清；具备条件时，调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清。

**第四十二条** 辅助服务相关规则及费用分摊根据国家自治区相关要求规则另行制定。

### **第四节 容量补偿机制与现货市场衔接**

**第四十三条** 按照国家对容量市场的相关要求，做好容量补偿机制与现货市场的衔接。

## **第八章 市场调控**

**第四十四条** 为保障用户用能价格平稳、中长期市场和现货市场的有序衔接，内蒙古自治区发展改革委会同内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局按照国务院价格主管部门制定的原则，可以对交易限价、价格干预等管制性价格规则按程序进行调整，内蒙古自治区能源局可以对交易组织管理、电量约束、市场参数等按规定程序进行调整，市场成员可以提出相关调整建议。

**第四十五条** 市场运营机构应监测分析市场运行情况，开展

市场仿真研究测算，向内蒙古自治区能源局及时提出市场调控建议。

**第四十六条** 内蒙古自治区能源局可以根据实际需要，对交易位置、市场参数结构和运输责任等要素按规定程序进行优化和调整，市场成员可提出有关建议。

**第四十七条** 电网企业按照内蒙古自治区能源局要求开展输电权分配，有关规则另行制定。市场初期，阻塞盈余暂按结算细则返还至参与电力市场的经营主体。

**第四十八条** 为抑制不当投机，保障市场稳定，市场运行初期，内蒙古自治区发展改革委同国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局可以对中长期交易实施限价约束管理，内蒙古自治区能源局对中长期交易实施限量约束管理，并对中长期交易频次适时调整，中长期交易应满足相应交易约束，经交易机构校核后确认成交。

**第四十九条** 现货市场限价设定考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，并与中期限价有效衔接，防范市场运行风险。内蒙古自治区发展改革委同内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局按照国务院价格主管部门制定的原则，可根据市场运行情况设置或调整现货交易报价频次、申报价格和出清价格限值。

**第五十条** 开展市场调控时，应按照国家要求履行相关程序。

## 第九章 计量与结算

**第五十一条** 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

**第五十二条** 本规则所称电能计量检测机构，是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构。

**第五十三条** 电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核。经营主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

**第五十四条** 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

**第五十五条** 电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

**第五十六条** 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。

**第五十七条** 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机

构提供相关数据，电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业受经营主体委托提供相关结算服务。

**第五十八条** 电力市场成员应当按照政策要求和电力市场运行规则规定的电费结算方式和期限结算电费。

## 第十章 信息披露

**第五十九条** 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

**第六十条** 经营主体、电网企业应当按照有关规定向电力市场运营机构提供信息。电力市场运营机构在确保信息安全基础上，定期向经营主体和社会公众按要求披露电力市场运行信息。

**第六十一条** 严格执行国家能源局《电力市场信息披露基本规则》，国家能源局华北监管局监督实施。

## 第十一章 风险防控及监管

**第六十二条** 市场运营机构在国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局指导下履行市场监控和风险防控责任，对电力供需风险、电力系统安全运行风险、市场价格异常风险、市场操纵风险、市场金融风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险、履约风险等进行监测和分析，接受国家能源局华北监管局监管。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

**第六十三条** 市场运营机构开展市场力监测，对滞留、市场

串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况及时报告国家能源局华北监管局和内蒙古自治区能源局，国家能源局华北监管局和内蒙古自治区能源局按照职能分工查处。

**第六十四条** 电网企业和电力市场运营机构应加强金融风险防范和监测，根据市场金融发展的阶段和形势，建立适应需要的、相对独立的内部审计机构和监督机制，保障电网企业和电力市场运营机构的规范性和独立性。市场初期，各类电力交易产生的价格仅在内蒙古电力市场中内部使用。

**第六十五条** 国家能源局华北监管局指导建立适合内蒙古电力市场的数字化监管指标体系，市场运营机构应提供电力市场基础数据的实时监测、风险预警和在线监管等必要的功能性支撑，满足远程、实时的电力市场数字化监管工作开展需求。

## 第十二章 市场干预

**第六十六条** 国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，实施电力市场暂停、中止、恢复等干预措施。

**第六十七条** 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

**第六十八条** 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由国家能源局华北监管局、

内蒙古自治区能源局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局做出是否中止市场的决定并发布。

**第六十九条** 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

### 第十三章 争议处理

**第七十条** 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与内蒙古电力市场发生争议的，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可先通过市场管理委员会调解；市场管理委员会无法调解的，可向国家能源局华北监管局、自治区政府有关部门申请调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。因履行合同发生的争议，可向国家能源局华北监管局、自治区政府有关部门申请调解。因电网公司计量、运行、调度等原因，造成的偏差考核费用，适时建立相关机制，由电网公司承担。

**第七十一条** 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，

应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

(二) 对于结算凭证中的电量或金额有争议的,应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

(三) 对于其他争议,市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

**第七十二条** 市场成员有义务为国家能源局华北监管局、自治区政府有关部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定,不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

## 第十四章 法律责任

**第七十三条** 电力市场运营机构违反本规则规定,按照《电力监管条例》和《电力市场运行基本规则》等法规、规章,依法查处。

**第七十四条** 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的秩序且影响电力市场活动正常进行,或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的,按照有关规定处理;构成犯罪的,依法追究刑事责任。

## 第十五章 附 则

**第七十五条** 本规则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第七十六条** 本规则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

# 内蒙古电力多边交易市场 注册实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                     |    |
|---------------------|----|
| 第一章 总 则 .....       | 1  |
| 第二章 市场注册 .....      | 2  |
| 第一节 经营主体注册条件 .....  | 3  |
| 第二节 注册流程 .....      | 8  |
| 第三章 信息变更 .....      | 10 |
| 第一节 信息变更类型及条件 ..... | 10 |
| 第二节 信息变更流程 .....    | 11 |
| 第四章 市场注销 .....      | 13 |
| 第一节 申请注销 .....      | 13 |
| 第二节 自动注销 .....      | 15 |
| 第三节 注销说明 .....      | 16 |
| 第五章 交易暂停 .....      | 17 |
| 第六章 异议处理 .....      | 19 |
| 第七章 附 则 .....       | 20 |

## 第一章 总 则

**第一条** 为规范内蒙古电力多边交易市场（以下简称内蒙古电力市场）的经营主体注册、信息变更和退出管理，依法保护市场成员的合法权益，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）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本细则。

**第二条** 本细则适用于内蒙古电力市场的各类经营主体参与电力批发市场的注册业务。

**第三条** 本细则所称经营主体包括发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体（包含电动汽车运营商、负荷聚合商、虚拟电厂、智能微电网等）。

**第四条** 与内蒙古电网有电气连接的地方电网和趸售电网，可由趸售区内的电网企业或电力用户注册参与内蒙古电力市场交易，也可暂由供电区内的电网企业注册参与交易。

与内蒙古电网有电气连接的境外电网、发电企业、电力用户或相关经营主体，在满足所在国家（地区）相关法律法规和政策规定前提下，可按照中华人民共和国对外贸易相关法律法规和内蒙古电力市场有关规定注册成为经营主体，通过与内蒙

古自治区内具有跨境电力贸易资质的企业建立购售电关系，参与内蒙古电力市场。

**第五条** 电力交易机构根据市场政策及市场运行规则，按照统一管理、规范运作的原则组织开展市场注册服务，建设并运维内蒙古电力多边交易市场技术支持系统（以下简称电力交易平台）市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。

**第六条** 内蒙古电力市场各类经营主体的电力市场注册业务信息，应根据市场建设进程需求、相关市场规则要求，进行调整、完善。

## 第二章 市场注册

**第七条** 经营主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体。无独立法人资格的经营主体，由拥有独立法人资格的上级公司代理或授权参与市场交易。售电企业市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂、负荷聚合商初期参照执行。具有多重主体身份的经营主体，应设立不同类型交易账号，分别以发电、用电（多行业）等不同类型参与市场交易。

**第八条** 符合参与市场条件及范围的经营主体，在电力交易平台提交注册申请、填写和上传相应注册资料，电力交易机构

依据政府文件及相关市场规则为经营主体办理注册，注册完成并且公示无异议的经营主体，方可参与市场交易。其中，一般经营主体执行注册制，按照“申请、承诺、审查、公示、生效”的流程，办理市场注册手续，获取市场交易资格。

**第九条** 经营主体应对提交材料的真实性、有效性、合规性和完备性负责，在充分知悉参与市场交易应承担责任和存在风险的前提下，签署入市信用承诺书，承诺严格遵守相关文件规定、电力交易平台使用规约、市场规则和交易组织中的相关要求。

**第十条** 经营主体参与市场交易，应当符合注册要求，在电力交易机构办理市场注册，获取交易资格。

**第十一条** 电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电企业确立零售服务关系，电力用户全部电量通过该售电企业购买。

**第十二条** 电力交易机构将注册生效的经营主体纳入经营主体目录，按照信息披露要求向社会公布，按照内蒙古自治区能源局要求进行备案。

**第十三条** 当市场政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织经营主体重新注册或补充完善注册资料。

### **第一节 经营主体注册条件**

**第十四条** 发电企业执行市场注册制，应满足以下基本条件：

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

（二）已与电网企业签订《并网调度协议》、《购售电合同》，接入电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

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

（五）分布式电源经营主体应提供项目核准或备案文件、营业执照(非自然人项目)或居民身份证明材料(自然人项目)。

（六）完成并网运行必需的试验项目，电力调度机构已确认完成整套启动试运行。

**第十五条** 电力用户注册参与市场，应满足以下基本条件：

（一）符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订《供用电合同》；

（二）具备相应的计量条件或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求；

（三）需行业认定的电力用户，应取得盟市级及以上电力市场主管部门出具的批复文件；

（四）参与跨境外送电力交易的经营主体作为购电主体在电力交易平台进行注册参与市场交易，购入电量向域外进行输送与供应。

**第十六条** 售电企业市场注册应具备以下基本条件：

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人；

（二）符合国家《售电公司管理办法》有关规定，其中拥有配电网运营权的售电企业应当取得电力业务许可证（供电类）；

（三）满足自治区《售电公司管理办法》相关规定，其中有关资产、专业人员、经营场所、电力交易平台及信用状况等条件，专业人员需满足单一任职条件，高级或中级职称的人员中至少有1名为电力类专业；售电企业需在内蒙古自治区行政区划内的银行进行企业基本账户设立，银行开户证明文件需加盖立户银行业务章。

**第十七条** 新型储能市场注册应满足以下基本条件：

（一）依法取得项目核准或备案文件。

（二）签订《并网协议》、《并网调度协议》、《购售电合同》以及《供用电合同》等合同，接入电力调度自动化系统，与电网企业建立电费结算关系；

（三）独立新型储能应具有独立分时计量、数据传输以及发电/负荷控制等技术条件，数据准确性与可靠性满足要求，通过电力调度机构技术测试，能够以独立主体身份接受电网统一调度，向电网提供容量调用资源；

（四）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以国家或自治区有关规定为准；

（五）配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度。具有法人资格时，可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

（六）完成并网运行必需的试验项目，电力调度机构已确认完成整套启动试运行。

#### **第十八条** 虚拟电厂市场注册应满足以下基本条件：

（一）签订《并网协议》、《并网调度协议》、《购售电合同》以及《供用电合同》等合同，与电网企业建立电费结算关系，并公平承担社会责任，缴纳相关费用；

（二）接入电网的调节容量、速率等调节性能达到虚拟电厂相关政策要求，上传《系统能力检测报告》；；

（三）具有独立分时计量、数据传输以及发电负荷控制等技术条件，数据准确性与可靠性满足要求，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，聚合同一 220kV 节点调节资源的，以一体化单元参与市场，聚合不同 220kV 节点调节资源的，以多个单元分别参与市场；

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

（五）虚拟电厂运营商应明确其虚拟电厂类型，同一运营商在同一时段原则上只可按照一种虚拟电厂类型运营。

**第十九条** 其他新型经营主体市场注册应满足以下基本条件：

（一）签订《并网调度协议》、《购售电合同》或《供用电合同》、《负荷确认协议》等合同，与电网企业建立电费结算关系，并公平承担社会责任，缴纳相关费用；

（二）具有独立分时计量、数据传输以及发电负荷控制等技术条件，数据准确性与可靠性满足要求，接入新型电力负荷管理电力交易平台或电力调度自动化电力交易平台，能够以一体化单元接受电网统一调度；

（三）负荷聚合商具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有安全、可靠的负荷管理运营系统，聚合范围、调节性能等条件应满足国家和自治区的相关规则规定。

**第二十条** 市场化并网消纳新能源项目注册条件

（一）工业园区绿色供电项目新能源部分全部由工业园区内新增负荷消纳，新能源和用电企业作为独立的发、用电主体分别注册参与电力市场，注册时需明确绿色园区项目发、用电主体对应范围关系。

（二）并网型风光制氢一体化项目的电源、制氢、储能等组成部分作为一个市场主体运营，上网部分和购网电量分别以发电和用电交易单元的形式参与市场。

（三）源网荷储一体化项目的新能源、用电负荷、储能等组成部分作为一个市场主体运营，新能源发电量由新增负荷全额消纳，不参与市场注册。除涉及到电网安全稳定运行情况外，不向公用电网反送电，项目参照用电主体注册参与市场。

## 第二节 注册流程

### 第二十一条 经营主体注册流程：

（一）符合参与市场条件及范围的经营主体，可以自愿登录电力交易平台提交入市申请，提交《入市信用承诺书》，并按要求填报企业信息和上传注册所需资料；

（二）电网企业在3个工作日内维护并审核相关信息，用电企业需审核维护户号信息，发电企业需审核维护调度机组信息、技术参数等信息。

（三）电力交易机构在电网企业完成维护及审核相关信息后5个工作日内进行完整性审查。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知；

（四）注册生效后，电力交易机构将生效的经营主体纳入经营主体目录，按照信息披露要求向社会公布，按照内蒙古自治区能源局要求进行备案。

**第二十一条** 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、独立储能原则上无需公示，注册手续直接生效。

**第二十二条** 电力用户可选择电网代理购电参与市场交易、直接参与市场交易或由售电企业代理的方式参与市场。新报装电力用户在报装阶段可选择由电网代理购电参与市场交易或直接参与市场交易。选择直接参与交易的电力用户，电网企业在电力用户报装生成户号后实时同步推送至电力交易平台，并出具相关证明文件，用于电力用户办理市场主体注册。经电网企业确认户号生效，具备计量推送条件后，完成注册工作。

**第二十三条** 电网代理购电用户在每月 10 日前完成市场注册的可参与下个月的直接交易，超过季度 10 前未完成注册的顺延到下个月生效。

**第二十五条** 售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。

（一）售电企业市场注册流程按照《售电公司管理办法》规定执行；

（二）虚拟电厂、负荷聚合商初期参照售电企业注册流程执行，市场注册审查通过的，电力交易机构通过电力交易平台将其满足注册条件的信息及材料向社会公示 5 个工作日，公示期满无异议的经营主体，注册手续自动生效。

（三）经公示无异议的经营主体完成市场注册，获取市场交易资格；公示有异议并通过电力交易机构审核确认的，市场

注册暂不生效，补充完善相关材料，再次提交注册申请，并重新履行公示程序。

## 第三章 信息变更

### 第一节 信息变更类型及条件

**第二十六条** 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向电力交易机构提交变更申请并按要求提供以下材料：

（一）企业基本信息变更；

（1）企业名称变更。同一经营主体在统一社会信用代码不变的情况下可发起申请。需提交属地市场监管局出具的《名称变更核准通知书》、变更后的营业执照、《入市信用承诺书》。

（2）法定代表人（或负责人）变更。需提交变更后的身份证信息、变更后的营业执照及《入市信用承诺书》。

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；

（三）电力业务许可证变更、延续等；

（四）发电企业机组并网投运、经营权变化引起的机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（五）储能企业主体经营权变化引起的储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（六）售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等；

（七）户号信息变更。新增一般行业户号可直接发起申请，需行业认定的电力用户，应取得盟市级及以上电力市场主管部门出具的认定文件。删除户号需提供盟市级电网企业出具的销户证明。已入市经营主体新增新装户号，由电网企业提供相关文件，电力交易机构审核通过直接生效；已入市经营主体的在每月 10 日前完成新增电网代购户号的可参与下个月的直接交易，超过 10 日前未完成新增申请的顺延到下个月生效。

（八）银行账号、交易账号信息等变更；

（九）其他市场注册信息变更的。

## 第二节 信息变更流程

**第二十七条** 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。售电企业市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

## **第二十八条** 经营主体信息变更流程:

(一) 经营主体在信息发生变化的5个工作日内, 向电力交易机构提交信息变更申请与相关资料;

(二) 电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后, 在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的, 应予以一次性告知;

(三) 变更信息生效后, 电力交易机构按规定及时通过电力交易平台向社会公开, 并经电力交易平台推送至内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局备案。

**第二十九条** 信息变更审查通过的发电企业、电力用户、独立储能以及不存在第二十五条第一、二、六款情形的售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商原则上无需公示, 变更手续直接生效。

**第三十条** 售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商市场注册信息变更存在第二十五条第一、二、六款情形的, 信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。

(一) 售电企业信息变更流程按照《售电公司管理办法》规定执行;

(二) 虚拟电厂、负荷聚合商初期参照售电企业信息变更流程执行, 信息变更审查通过的, 电力交易机构通过电力交易平台将其满足注册条件的信息及材料向社会公示5个工作日, 公示期满无异议的经营主体, 信息变更手续自动生效。

(三) 经公示无异议的经营主体完成信息变更，公示有异议并通过电力交易机构审核确认的，信息变更手续暂不生效，补充完善相关材料，再次提交变更申请，并重新履行公示程序。

**第三十一条** 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

**第三十二条** 经营主体在注册信息变更期间可正常参与市场交易。

## 第四章 市场注销

**第三十三条** 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。

### 第一节 申请注销

**第三十四条** 依据国家及内蒙古电力市场相关政策要求，经营主体一经入市，不得随意退出市场。确需申请注销的经营主体，发电企业和售电企业应提前 45 个工作日、其他经营主体提前 30 个工作日登录电力交易平台提交注销申请，并上传相关资料。

**第三十五条** 当经营主体发生以下情形时，经营主体在妥善处理全部合同义务后，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产、解散、工商注销的，依法被撤销、解散、关闭的，或虽未破产但被地方政府有关部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）电力用户在当地供电单位办理销户；

（三）因企业兼并、重组、出让等原因，经营主体无实际用电设施对应营销户号；

（四）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（五）因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场注册条件；

（六）经营主体所有机组关停退役的；

（七）经营主体不再属于工商业用电性质的；

（八）售电企业注销条件按照国家有关售电企业准入与退出的管理规定执行。

**第三十六条** 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体申请注销之前，应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料，并妥善处理其全部合同义务，包括但不限于缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的合同电量，解除售电代理关系并处理好后续事宜等。

**第三十七条** 经营主体申请注销流程：

（一）符合注销条件的经营主体在电力交易平台上传相关材料，发起退市申请；

（二）即将市场注销的经营主体处理所有已签订但未履行的市场交易合同。

（三）电力交易机构收到经营主体注销申请之日起，会同电网企业相关部门、电力调度机构、属地供电单位、交易合同利益相关方，核实其应履行的市场义务、电费收缴、交易费用缴纳、合同履行、结算执行等情况；

（四）电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知；

（五）经核实后满足注销条件的，电力交易机构通过电力交易平台向社会进行公示，公示期为10个工作日；

（六）公示期满无异议的，电力交易机构为经营主体办理注销手续；

（七）电力交易机构报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局备案。

## 第二节 自动注销

**第三十八条** 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局备案。售电公司持续满足注册条件核验

按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

**第三十九条** 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。经营主体申请注销流程：

（一）电力交易机构发起相关经营主体的自动注销；

（二）即将市场注销的经营主体处理所有已签订但未履行的市场交易合同；

（三）电力交易机构发起自动注销之日起，会同电网企业相关部门、调度机构、属地供电单位、交易合同利益相关方，核实其应履行的市场义务、电费收缴、交易费用缴纳、合同履行、结算执行等情况；

（四）经核实后满足注销条件的，电力交易机构通过电力交易平台向社会进行公示，公示期为 10 个工作日；

（五）公示期满无异议的，电力交易机构为经营主体办理注销手续；

（六）电力交易机构报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局备案。

### 第三节 注销说明

**第四十条** 已市场注销的经营主体如需再次参与电力市场交易，应重新办理入市及相关注册手续。

**第四十一条** 注销后仍用电的电力用户由电网企业提供保底供电服务，相应电量纳入电网代理购电范围，按照国家政策要求执行代理购电价格。

**第四十二条** 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上优先通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的10个工作日内完成处理；自主协商期满未协商一致的应由电力交易机构征求合同各方意愿，通过电力交易平台进行转让；10个工作日内仍未完成处理的，电力交易机构在下一个合同履行月冻结相关存续合同。因市场交易合同各方造成的损失由注销的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。售电企业退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

**第四十三条** 注销手续生效后，电力交易机构注销该经营主体的电力交易平台账号，但保留其历史信息5年。

## 第五章 交易暂停

**第四十四条** 当经营主体发生以下情形的，电力交易机构可按相关规定暂停企业市场交易资格：

(1) 被内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局明确暂停市场交易资格的，电力交易机构可依据文件办理交易暂停。

(2) 未按要求持续满足注册条件的，电力交易机构应立即通知限期整改，限期整改期间可暂停其交易资格。

(3) 不服从电力调度指令、拖欠电费、违反交易规则及市场管理规定，情节较轻但经电力交易机构书面提醒仍拒不整改的。

(4) 因自然灾害、事故灾难、公共事件或企业经营等原因停止发电、用电的经营主体。

(5) 售电企业未按时足额缴纳履约保函（险），经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的。

(6) 连续 12 个月未进行实际交易的售电企业。

**第四十五条** 满足上述条件可启动暂停交易流程，企业自主申请暂停资格时间不少于 3 个月。相关经营主体应在 3 个工作日内申请通过合同回购交易或合同置换交易（以双边协商模式开展）对剩余未履行合约进行处理，3 个工作日后，相关经营主体进入暂停交易状态。

**第四十六条** 在电力交易机构发起暂停交易流程 3 个工作日后，暂停交易的经营主体逾期未处理完成的合同或协议，电力交易机构将进行冻结，并向受影响经营主体进行通告。经营主体交易暂停发起后，电力交易机构应同步将相关情况通过电力交易平台向全部合同对手方予以通告。

**第四十七条** 电力交易机构按月汇总暂停和恢复市场交易资格的经营主体名单，经电力交易平台推送至内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局备案。

**第四十八条** 经营主体交易资格暂停期间，电力交易平台账号的相关功能处于冻结状态，可查看、修改企业主体信息，处

理剩余合同，不得参与市场交易，经营主体的相关费用按照《内蒙古电力多边交易市场结算实施细则》有关规定执行。

**第四十九条** 经营主体如需恢复交易资格，需完成对应暂停原因的优化调整、问题整改工作，可申请恢复交易资格，需提供相关证明资料并重新履行申请、承诺、审查、公示、生效手续。因收到内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局、电网企业出具说明确定暂停市场交易资格的经营主体，需出具上述部门同意恢复其交易资格的文件。

## 第六章 异议处理

**第五十条** 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于单位名称、个人真实姓名、有效联系地址、有效联系电话等信息。异议反映应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

**第五十一条** 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构根据调查情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示；

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释的，电力交易机构终止其市场注册业务公示，并将情况报送内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局；

(三) 如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

**第五十二条** 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

**第五十三条** 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

## 第七章 附 则

**第五十四条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第五十五条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

# 内蒙古电力多边交易市场 电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                     |    |
|---------------------|----|
| 第一章 总则.....         | 1  |
| 第二章 中长期交易类型.....    | 2  |
| 第一节 交易周期及标的.....    | 2  |
| 第二节 交易模式.....       | 2  |
| 第三节 交易分类.....       | 4  |
| 第四节 交易品种.....       | 5  |
| 第三章 价格机制.....       | 6  |
| 第四章 交易组织.....       | 7  |
| 第五章 大用户直接交易.....    | 9  |
| 第一节 多年期交易.....      | 9  |
| 第二节 年度交易.....       | 11 |
| 第三节 月度交易.....       | 14 |
| 第四节 月内交易.....       | 16 |
| 第六章 绿色电力交易.....     | 19 |
| 第一节 市场管理.....       | 19 |
| 第二节 交易组织.....       | 20 |
| 第三节 结算及绿证管理.....    | 24 |
| 第七章 电网企业代理购电交易..... | 26 |
| 第八章 跨省跨区交易.....     | 27 |
| 第一节 跨省跨区优先发电计划..... | 27 |
| 第二节 跨省跨区中长期交易.....  | 27 |

|                     |    |
|---------------------|----|
| 第九章 交易约束 .....      | 28 |
| 第一节 交易电量约束 .....    | 28 |
| 第二节 交易曲线约束 .....    | 31 |
| 第三节 交易价格约束 .....    | 31 |
| 第十章 合同签订与执行 .....   | 32 |
| 第十一章 交易校核 .....     | 33 |
| 第十二章 市场干预与中止 .....  | 35 |
| 第十三章 特殊情况处理机制 ..... | 35 |
| 第十四章 附则 .....       | 36 |

## 第一章 总则

第一条 [依据]为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，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）、《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〔2025〕1656号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本细则。

第二条 [适用范围]本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）中开展的电力中长期交易。

第三条 [中长期交易定义和结构]本细则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内(含旬、周、多日)等不同时间维度的交易。

第四条 [市场管理责任]内蒙古电力交易中心有限公司负责电力中长期市场的运营管理。

第五条 [市场行为规范]电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

## **第二章 中长期交易类型**

### **第一节 交易周期及标的**

第六条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易按照多年、年度（多月）、月度和月内（多日）为周期开展。

第七条 多年期交易一般以年度为周期组织开展，交易标的物为一年期以上的合同电量。多年期交易合同应提交电力交易机构备案后以年度为单位分解执行，纳入年度合同管理。市场初期开展绿电多年期交易，适时探索开展其他多年期交易品种。

第八条 年度交易以年为周期开展，交易标的物为次年年度合同电量，适时开展以剩余月电量为标的物的多月交易。年度交易应按月分解执行，纳入月度合同电量范畴。

第九条 月度交易以自然月为周期开展，交易标的物为次月月度或多日合同电量。

第十条 月内交易一般按工作日连续开展，交易标的物为当月剩余日或指定日期合同电量。

第十一条 电力中长期交易市场以每15分钟作为一个交割时间单元，需以电力曲线形式约定合同中每一个交割时间单元的交割电量。

### **第二节 交易模式**

第十二条 中长期交易包括双边协商交易和集中交易两种方式，其中集中交易可采用集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等形式组织开展。电力交易机构按照内蒙古电力市场开展的具体要求，

适时按需组织。

### 第十三条 双边协商交易

采用双边协商模式开展，即供给侧、需求侧任一方将协商一致形成的电力曲线及分时价格提交至交易平台，由另一方受理，经校核通过后达成交易合同。

### 第十四条 集中竞价交易

集中竞价交易由供给侧或需求侧一方提出电量需求，另一方报量、报价，或由双方同时报量、报价，按照供给侧价格由低到高排序、需求侧价格由高到低排序，采用边际出清或高低匹配方式完成市场出清。

### 第十五条 挂牌交易

挂牌交易模式包括单边集中挂牌、单边连续挂牌、双边集中挂牌和双边连续挂牌。

#### 1. 单边集中挂牌模式

采用单边集中挂牌模式的，供给侧或需求侧（由具体交易品种确定）在挂牌时间内提交电力曲线及分时价格，完成挂牌操作；另一方在指定的摘牌时间段内参与摘牌，以时间优先为原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

#### 2. 单边连续挂牌模式

采用单边连续挂牌模式的，供给侧或需求侧在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

### 3. 双边集中挂牌模式

采用双边集中挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌时间段内进行挂牌；摘牌时间段内，供给侧和需求侧可同时以时间优先原则摘取对侧挂牌，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

### 4. 双边连续挂牌模式

采用双边连续挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

## 第十六条 滚动撮合交易

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

## 第三节 交易分类

第十七条 [交易分类]中长期交易按照合同要素不同，分为大用户直接交易、绿色电力交易、电网企业代理购电交易、优先发电电量、输电权交易等。

第十八条 [大用户直接交易]大用户直接交易是参与批发侧电力市场的电力用户（售电公司）和发电企业通过双边协商或集中交易直接达成的电力中长期交易。

第十九条 [绿色电力交易]绿色电力交易（以下简称“绿电交易”），是指以绿色电力和对应绿色证书为标的物的交易品种，交易电力的同时提供国家颁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。

第二十条 [电网企业代理购电交易] 电网企业代理购电交易指电网企业代理暂无法直接参与电力市场交易的工商业或居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用户，通过集中交易方式完成市场化购电。

第二十一条 [优先发电电量] 水力发电、生物质能发电等未参与电力市场发电电量作为居民、农业合同电量采购来源，视为电网企业代理居民、农业用户与上述发电企业的双边交易电量，应签订厂网间购售电合同，纳入中长期交易合同管理范畴。

第二十二条 [跨省跨区交易] 通过政府间协议或省间购售电等方式开展跨区跨省中长期交易，实现电力平衡与省间互济，具体方式参照相关政策文件和《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》。

第二十三条 [输电权交易] 输电权交易是指为实现电力商品的跨节点运输，承运方与托运方所达成的电力商品运输交易。电网企业是电力市场中唯一的电力商品承运方，按照政府主管部门规定和要求为经营主体（托运方）开展运输服务，有关规则视市场发展另行制订。

#### **第四节 交易品种**

第二十四条 电力中长期交易品种主要包括电力直接交易、合同电量转让交易、合同电量回购交易等。后期根据市场需要，增加其他类型交易品种。

第二十五条 [电力直接交易] 电力直接交易指发电企业与售电公司、电力用户，通过双边协商交易或集中交易模式直接达成市场合同的中长期交易。电力交易机构应依据自治区相关政策按照电力用户及发电企业类别分别组织开展。

第二十六条 [合同电量转让交易] 合同电量转让交易指拥有市场合同电量的经营主体，通过双边协商交易或集中交易模式，将全部或部分市场合同电量转让给其他经营主体的中长期交易。

第二十七条 [合同电量回购交易] 合同电量回购交易指拥有市场合同电量的经营主体，无法履行合同时，通过与原合同相对方协商一致，减持未履行合同的中长期交易。

### 第三章 价格机制

第二十八条 电力中长期交易电能价格采用分时价格模式，经营主体应约定每日每15分钟电能价格。

第二十九条 经营主体参与电力中长期交易申报价格单位统一为元/兆瓦时（元/千千瓦时），精确至小数点后1位。

第三十条 交易价格形成

（一）优先发电电量合同按照政府确定的价格执行。

（二）除优先发电电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由经营主体通过双边协商交易、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

（三）双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格

按照交易出清方式执行。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

（四）绿电交易中绿证价格不纳入分时电价机制、以及力调电费计算，如遇国家政策调整，以最新规定为准。

## 第四章 交易组织

第三十一条 [交易方案]内蒙古自治区能源局加强市场建设与交易组织指导，以年度为周期下发电力中长期交易方案。电力交易机构按照本细则及电力中长期交易方案开展中长期交易组织工作。

### 第三十二条 交易公告

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少3个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少1个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

交易公告发布内容应当包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

### 第三十三条 交易限定条件

交易的限定条件须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

### 第三十四条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能

力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整(扣除已成交电量、已申报未出清电量);对于跨省跨区交易，交易申报限额不得高于对应标的物电量(电力)规模或剩余通道可用容量对应的电量(电力)规模。

交易申报限额应在交易申报前至少1个工作日通过电力交易平台统一公布。

**第三十五条** 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面(设备)、各路径可用输电容量、影响断面(设备)限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

**第三十六条** [新能源发电能力申报] 新能源发电企业需向电力交易机构申报全年发电能力并分解到月，月分解电量原则上应不高于近3年所在区域同类型发电同期最大发电水平，不低于近3年所在区域同类型发电同期的平均发电水平与自身历史同期发电水平的较小值。未主动进行发电能力申报的，按同区域同类型平均申报发电能力曲线执行。新能源发电企业可按月或更短周期对发电能力做出调整。

**第三十七条** [基础数据固化] 为保障交易、结算环节基础数据一致性，按年度、月度为周期对经营主体基础数据进行固化。

**第三十八条** [用户交易申报] 电力用户(售电公司)参与年度、月度交易前需向电力交易机构申报需求电量，申报电量将作为电力用户(售电公司)参与本次年度、月度交易电量限额，未在交易系

统中申报交易电量的，视为放弃参与本周期交易。

第三十九条 [新能源机制电量分解] 电力交易机构根据自治区下达的机制电量规模，按照全网新能源年度发电能力申报中各月电量占比分解到各月，考虑不同项目类型发电特性，按照风电、太阳能两种类别分别计算。

## 第五章 大用户直接交易

### 第一节 多年期交易

第四十条 多年期交易按照协商、挂牌模式开展。鼓励经营主体自主协商签订多年期绿电购电协议（PPA）。

第四十一条 多年期绿电购电协议签订范围包括不享受国家可再生能源补贴的新能源发电企业、区内电力用户及代理区内用户参与交易的售电公司。同一园区绿色供电项目中发电主体和用电主体之间可签订多年期绿电购电协议。

第四十二条 多年期绿电购电协议采用内蒙古电力交易中心发布的协议范本进行签订，包括但不限于以下内容：

- （一）合同期限；
- （二）合同电量（电力曲线）；
- （三）合同价格（或价格机制）；
- （四）合同交付（履行）；
- （五）合同责任；
- （六）双方约定的其他事项。

第四十三条 多年期绿电购电协议期限原则上应不少于3年，协议结束日期应为自然年最后一日。

第四十四条 协议双方应明确协议期限内各年度合同电量。鼓励协议双方约定分月电量、分日电量及分时电量形成机制。

第四十五条 协议各方应明确协议价格（含电能量价格及对应绿证价格）或价格形成机制。其中，电能量价格可采用全周期固定价格、分时固定价格或基于固定公式的浮动价格；绿色电力环境价值可采用单一固定价格、分期固定价格或分期浮动价格等形式。

第四十六条 相关经营主体可通过参与多年期绿电挂牌交易达成多年期绿电交易合约，采用用户侧单边挂牌模式开展，电力用户（售电公司）在挂牌时段内提交多年期要约，新能源发电企业摘牌视为接受该要约，摘牌完成即为达成多年期交易合同。多年期绿电挂牌交易相关要求参照多年期绿电购电协议执行。

第四十七条 协议各方应合理约定互保结算价格，并应同时向协议对方（受益人）开具履约保函或保险并取得对手方企业的认可，所提交的履约保函（保险）金额应不小于最大月度协议电量（千瓦时） $\times 0.008$ 元，有效期限应覆盖协议生效期。参与多年期挂牌交易并达成成交的经营主体，应在达成成交的30日内完成履约保函（保险）的提交工作，履约保函（保险）要求同上文规定。逾期未提交履约保函（保险）的，对已达成的成交结果予以作废

第四十八条 多年期交易应按年度分解执行，在相应年度“多

年期交易年度分解”开展前完成备案并进行年度分解，分解合约纳入相应年度的年度交易合同范畴。备案时间晚于上述要求的，可根据备案时间纳入该年度相应月份的月度合同范畴。在多年期协议中约定分月或分时电量模式的，应在多年期交易年度分解过程中协商确定本年度电力曲线（全年每日96点）及价格曲线。未在规定时间内形成电力曲线及价格曲线的，暂停执行本年度多年期协议，并暂停合约相关方当年各类中长期交易参与资格。

**第四十九条** 经协议各方协商一致，多年期交易电量、曲线和价格可以按年度进行调整。完成年度分解的多年期交易电量，经协议各方协商一致可按月对电力曲线及价格进行调整。

## **第二节 年度交易**

**第五十条** 全部电力用户及发电企业均可参与年度交易。按集中竞价交易、挂牌交易、撮合交易的顺序组织。

### **第五十一条 年度集中竞价交易**

全部电力用户及补贴新能源项目可参与年度集中竞价交易，采用用户侧单边竞价、边际出清模式开展，交易标的物为每月96点电力。发电侧应申报本年度各月参与交易电量，交易机构按照近三年各月市场化风电、光伏平均上网电力曲线对发电侧申报电量进行分解，形成每月96点曲线并在技术支持系统进行公布；电力用户应申报本年度各月参与交易电量及综合价格（电能量价格与绿电环境价值之和），电力交易机构按照近三年各月市场化电力用户平均上网电力曲线对用户侧申报电量进行分解，形成每月96点电力曲线并在

技术支持系统进行公布。

交易出清过程中，将发电侧中标电量按照东部、西部用户全部中标电量比例进行拆分，按照申报时间顺序分别与中标的东部、西部用户形成一一匹配关系。交易出清后，各月出清电力按照均分方式拆分至各日；环境价值按照当期年度挂牌交易、多年期交易本年度分解中绿电平均环境价值执行，电能量价格按照综合价格减去环境价值执行。

#### 第五十二条 年度挂牌交易

全部电力用户及燃煤发电企业、无补贴新能源项目可参与年度挂牌交易，采用发电侧单边挂牌、用户侧摘牌模式开展，分两场次组织，交易标的物分别为全年或分月电量（全年或分月直线）、分月四小时电量（全月每日四小时直线）。用户侧参与标的物为全年或分月电量挂牌交易电量不应超过上一年度用网电量的45%，上一年度6月后（不含）入市参与交易的电力用户，可选择按不超过自身运行变压器容量与用户侧平均负荷率折算电量的45%执行。发电侧参与标的物为全年或分月电量挂牌交易电量不应超过上一年度上网电量的60%，上一年度6月后（不含）入市参与交易的发电企业，可选择按不超过自身并网装机容量与同类型发电机组（场站）平均负荷率折算电量的60%执行。各场次中，优先开展集中挂牌交易，集中挂牌结束后开展连续挂牌交易。

发电侧应申报电量及分时电能量价格，进行绿电电量挂牌的，还应单独申报环境价值。

交易出清后，按照中标电量及标的物时段均分生成等负荷电力曲线（直线）。

### 第五十三条 年度撮合交易

全部电力用户、燃煤发电企业和无补贴新能源项目可参与年度撮合交易。年度撮合交易采用集中撮合+滚动撮合模式组织，交易标的物为分月96点电力，发电侧作为卖出方、用电侧作为买入方。集中撮合阶段，双方同时申报每月各点电力及分时综合价格（新能源发电申报价格不低于年度挂牌交易、多年期交易本年度分解平均绿电环境价值），按照综合价格、申报时间进行排序，边际出清；滚动撮合阶段，双方同时申报每月各点电力及分时综合价格，依次按照综合价格、申报时间为优先级进行高低匹配出清，各匹配对出清价格按照双方报价的算术平均值向下保留1位小数执行。

交易出清后，各月出清电力按照均分方式拆分至各日；绿电电量环境价值按照年度挂牌交易、多年期交易当期年度分解平均绿电环境价值执行，电能量价格按照综合价格减去环境价值执行。

### 第五十四条 年度合同回购交易

年度合同回购交易由拥有已签订且未履行年度合同的燃煤发电企业、新能源发电企业和电力用户（售电公司）参与，按照双边协商模式开展，由年度合同一方发起，另一方受理后达成回购协议，回购价格不得高于原始合同电能量价格的50%，费用由发起方承担。

年度合同回购交易按月组织开展，经营主体按需申请。交易标的物为年度合约中M+1月（M月指年度合同回购交易开展当月）至本

年度末各月分解曲线，各月回购电量不超过各月原始年度合同分解电量，可按成交曲线等比例进行回购，也可按照成交曲线中每日8时-16时、10时-16时部分等比例进行回购，适时开展其他细分时段回购交易。

如遇国家、自治区政策调整，所涉及的电力用户和发电企业已经签订的年度交易合同需按照相关文件要求进行调整。

### **第三节 月度交易**

**第五十五条** 全部电力用户及发电企业均可参与月度交易。按集中竞价交易、挂牌交易、撮合交易的顺序组织。

#### **第五十六条 月度集中竞价交易**

全部电力用户及补贴新能源项目可参与月度集中竞价交易，采用用户侧单边竞价、边际出清模式开展，交易标的物为每日96点电力。发电侧应申报本月各日参与交易电量，电力用户应申报本月各日参与交易电量及综合价格。电力交易机构按照年度交易过程中公布对应月份发电、用电平均曲线，扣减电力用户、发电企业已成交电力曲线形成竞价申报曲线并向对应主体进行展示。

交易出清过程中，将发电侧中标电量按照东部、西部用户全部中标电量比例进行拆分，按照申报时间顺序分别与中标的东部、西部用户形成一一匹配关系。交易出清后，环境价值按照当月月度挂牌交易中绿电平均环境价值执行，电能量价格按照综合价格减去环境价值执行。

#### **第五十七条 月度挂牌交易**

全部电力用户、燃煤发电企业和无补贴新能源项目可参与月度挂牌交易，采用发电侧单边挂牌、用户侧摘牌模式开展，交易标的物为全月四小时电量或分日四小时电量（全月或分日四小时直线），年内并网且未参与当期年度交易的发电机组（场站）可按全月或分日电量（全月或分日直线）进行挂牌，按全月或分日挂牌电量不超过同类型发电机组上一年度平均上网小时数与自身装机容量乘积的60%。优先开展集中挂牌交易，集中挂牌结束后开展连续挂牌交易。

发电侧应申报电量及分时电能量价格。其中，进行绿电电量挂牌的，还应单独申报环境价值。

#### 第五十八条 月度撮合交易

全部电力用户、燃煤发电企业和无补贴新能源项目可参与月度撮合交易。月度撮合交易采用集中撮合+滚动撮合模式组织，交易标的物为当月每日96点电力，发电侧作为卖出方、用电侧作为买入方。集中撮合阶段，双方同时申报每日各点电力及分时综合价格（新能源发电申报价格不低于月度挂牌交易平均绿电环境价值），按照综合价格、申报时间进行排序，边际出清；滚动撮合阶段，双方同时申报每日各点电力及分时综合价格，依次按照综合价格、申报时间为优先级进行高低匹配出清，各匹配对出清价格按照双方报价的算术平均值向下保留1位小数执行。

交易出清后，绿电电量环境价值按照当月月度挂牌交易平均绿电环境价值执行，电能量价格按照综合价格减去环境价值执行。

## 第四节 月内交易

第五十九条 月内交易分为集中竞价交易、融合交易、发电侧合同置换交易和合同回购交易。

第六十条 [月内集中竞价交易]全部电力用户及补贴新能源项目可参与月内集中竞价交易，按工作日连续开展，采用用户侧单边竞价、边际出清模式。月内集中竞价交易分三个阶段开展，交易标的物分别为D+1日至10日、D+1日至20日、D+1日至月底每日96点电力。

第六十一条 [月内融合交易]全部电力用户、燃煤发电企业和无补贴新能源项目可参与月内融合交易，月内融合交易按工作日连续开展，按照集中撮合+滚动撮合模式组织。月内融合交易分三个阶段开展，交易标的物周期分别为D+1日至10日、D+1日至20日、D+1日至月底。标的物按照时段分别设置，其中，D+1日至D+4日交易标的物为每日96点电力；D+5至本阶段末标的物为每日四小时电量。

月内融合交易兼具月内增量交易及用户侧合同电量转让（合同置换）职能，用户可作为卖出方（置换）和买入方（增量或置换），燃煤发电和无补贴新能源项目仅作为卖出方（增量）。开市时段内，发电侧申报增量卖出电量、综合价格（新能源发电申报价格不低于月度挂牌交易平均绿电环境价值）；用户侧申报置换卖出电量、置换价格（通过选择原始合约确定原始合约电能量价格及环境价值）或申报买入电量、等效价格（综合价格+置换价格）。集中撮合阶段，买卖双方按照等效价格进行排序，按照等效价格优先、等效价格相同时绿电优先、以上均相同时时间优先原则进行匹配，边际出

清；滚动撮合阶段，按照买卖双方等效价格优先、等效价格相同时绿电优先、以上均相同时时间优先原则进行匹配，完成匹配的，增量交易撮合价格按照匹配双方等效价格的算术平均值向下保留1位小数执行，环境价值按月度挂牌交易平均绿电环境价值执行、电能量价格为等效价格扣减环境价值执行；置换交易撮合价格按照匹配双方等效价格的算术平均值向下保留1位小数执行，电能量价格、环境价值均按置换原始合同执行，置换价格按照撮合价格扣减电能量价格及环境价值执行。

同一交易场次的同一时段，电力用户不可同时买入和卖出电量，多年期交易电量不可卖出。电网企业可作为卖出方，将网对网外送、电网企业代理购电不能执行的合同电量进行卖出，不得收取置换费用，撮合价格按照原始合同价格执行。优先成交电量仅可在具有相同优先成交资格的电力用户间转让。

第六十二条 [月内发电侧合同置换]全部发电企业可参与月内发电侧合同置换交易，月内发电侧合同置换交易按工作日连续开展，按照集中撮合+滚动撮合模式组织，分三个阶段开展，交易标的物周期分别为D+1日至10日、D+1日至20日、D+1日至月底。标的物按照时段分别设置，其中，D+1日至D+4日交易标的物为每日96点电力；D+5至本阶段末标的物为每日四小时电量。

发电侧合同置换根据发电企业类型，按照燃煤发电企业、补贴新能源项目、无补贴新能源项目分别组织开展。开市时段内，卖出（置换出）方申报卖出电量、置换价格（通过选择原始合约确定原

始合约电能量价格及环境价值），买入（置换入）方申报买入电量、等效价格（电能量价格+环境价值+置换价格），撮合模式参照月内融合交易。

燃煤发电侧合同电量转让交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电。同一交易场次的同一时段，发电企业不可同时买入和卖出电量，多年期交易电量不可卖出。

鼓励燃煤发电机组加强设备治理，减少非计划停运次数和时间。发生非计划停运后，燃煤发电企业、电力调度机构应及时向电力交易机构通报非计划停运情况，电力交易机构根据机组非计划停运情况开展机组非计划停运期间合同置换交易。

燃煤发电机组非计划停运期间仅可对D+1日中长期合约进行卖出（遇有节假日、公休日的可延长至下一工作日），可置换电量占原始合约电量比例上限随非计划停运时间增加逐步降低。具体为：

| 阶段 | 标的时间               | 置换出上限<br>(占持有合约比例) |
|----|--------------------|--------------------|
| 1  | 0-72小时(含)          | 100%               |
| 2  | 72小时(不含)-144小时(含)  | 80%                |
| 3  | 144小时(不含)-216小时(含) | 60%                |
| 4  | 216小时(不含)-360小时(含) | 40%                |
| 5  | >360小时(不含)         | 0%                 |

第六十三条 [月内合同回购]月内合同回购交易以10日为周期

开展，参照年度合同回购方式进行组织，分别可对每月1日至月底、11日至月底、21日至月底的年度（月分解）、月度中长期合约曲线进行回购，回购电量不超过回购标的对应的原始合同电量。回购费用（额外支付给对方的费用）由发起方承担。燃煤发电机组非计划停运期间不可参与合同回购交易。

第六十四条 考虑到安全校核需求，独立新型储能电站发电、用电单元暂不参与D+1日月内交易。

## **第六章 绿色电力交易**

### **第一节 市场管理**

第六十五条 已在内蒙古电力多边交易市场技术支持系统（<https://www.imptc.com>，以下简称“交易平台”）注册生效的经营主体，补充完善银行开户、可再生能源发电项目建档立卡等信息和材料，并签订《绿电交易经营主体承诺书》后，自动获得绿证账户。新入市主体在交易平台注册时完善绿电交易相关信息，同步生成绿证账户。有绿电购买需求的外省区电网企业可会同所在省份电力交易机构在交易平台完成交易账户注册。

第六十六条 已完成可再生能源发电项目建档立卡但未在交易平台注册的发电企业，需通过交易平台履行绿证账户注册程序，提供包括但不限于以下信息和材料：工商注册信息、属地信息、法定代表人信息、银行开户信息、发电企业项目代码、补贴类型、入市承诺书等满足参与绿电交易相关信息及证明材料。

第六十七条 电力交易机构依托交易平台为经营主体提供统一的绿电交易咨询答复、诉求处理和培训等服务。

## 第二节 交易组织

第六十八条 绿电交易主要包括省内绿电交易和跨省区绿电交易，其中：

（一）省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向区域内的发电企业购买绿色电力。

（二）跨省区绿电交易是指外省区电力用户或售电公司等通过所在省份电网企业以聚合方式向内蒙古区域内的发电企业购买绿色电力。省级电网企业会同省电力交易机构汇总并确认省内电力用户或售电公司等绿色电力交易申报需求，形成省内绿色电力交易需求，提交至内蒙古电力交易机构。内蒙古电力交易机构负责组织开展跨省区绿电交易。

第六十九条 省内绿电交易纳入区内电力中长期交易范畴，全部电力用户及新能源发电企业区内市场化电量参与，按照多年、年度、月度、月内为周期组织开展，采用协商、挂牌、集中竞价、滚动撮合等形式组织。

第七十条 经营主体参与绿电交易应明确绿证价格。其中，绿电协商交易由双方约定形成电力曲线、分时电能量价格及绿证价格；绿电挂牌交易由挂牌方提供电力曲线、分时电能量价格及绿证价格，摘牌方摘牌即视为接受上述全部要素；绿电集中竞价（撮合）交易采用综合价格（电能量价格与绿证价格之和）竞价模式，并按本细

则要求完成市场出清，集中竞价（撮合）交易出清价格中，环境价值和电能量价格按以下原则确定：

1. 年度绿电集中竞价（撮合）交易环境价值按照当期年度（含多年期年度分解）绿电协商、挂牌交易平均环境价值执行，在当期年度绿电交易结束后形成；

2. 月度绿电集中竞价（撮合）交易环境价值按照本周期月度（不含多年期、年度交易月分解）绿电协商、挂牌交易平均环境价值执行；

3. 月内绿电集中竞价（撮合）交易环境价值按照当月月度（不含多年期、年度交易月分解）绿电协商、挂牌交易平均环境价值执行。

绿电集中竞价（撮合）交易电能量价格按照竞价交易出清价格扣减环境价值后的价格执行。

第七十一条 跨省区优先发电计划电量全部通过年度中长期交易合同方式落实，其中绿色电力部分可优先通过参与跨省区绿电交易方式予以落实。

第七十二条 绿电交易组织流程如下：

（一）电力交易机构在交易平台上发布交易公告，内容包括但不限于：经营主体范围、交易规模、交易时间安排、交易周期、标的物、主要断面约束及有关要求等。

（二）电力交易机构按照交易安排组织开展各类绿电交易品种，并按有关要求完成市场出清及结果发布。其中，跨省区绿电交易开

展前，外省区经营主体需向所在省份电网企业提交交易需求（电量、电力、价格等），所在省份电网企业会同省电力交易机构聚合绿电交易需求后提交交易意向，参与内蒙古电力多边交易市场绿电交易。

（三）电力调度机构对绿电交易结果进行安全校核并反馈电力交易机构。电力交易机构根据安全校核结果形成最终成交结果，并向相关经营主体公布。

第七十三条 已达成的绿电交易合约可通过合同电量转让方式在发电侧或用户侧之间转让，合约对应绿证随合约同步转让。合约转让不改变原始合约的电能量及绿证价格。绿电交易合约转让的范围及有关要求按照现行合同电量转让要求执行。

第七十四条 每月集中组织一次绿电认购交易，具体开展方式如下：

#### （一）参与主体

买方为当月已成交绿电交易（含年度绿电交易月分解）的用电企业，卖方为当月直接参与市场的新能源发电企业。

#### （二）交易时间

每月第一个工作日9:00至最后一个工作日17:00进行预挂牌，每月初步结算结果发布后的第1个工作日的10:00至16:00进行摘牌确认。

#### （三）交易方式

在预挂牌阶段，当月具有绿电认购交易意向的经营主体按交易单元提交挂牌信息，明确绿电认购合同电量和对应绿证价格，可按不同价格最多分5段预挂牌，在截止时间前可进行修改。其他经营主体可

实时查看已提交的预挂牌信息。月内首次成交绿电交易的交易单元，在成交次日9:00后可提交挂牌信息。

在摘牌确认阶段，交易系统将根据初步出清结果计算出各交易单元的绿电认购成交空间，并根据最新成交情况实时核减超过剩余绿电认购成交空间的预挂牌电量。买方绿电认购成交空间为其当月用电量减去初步结算中的绿电结算电量，卖方绿电认购成交空间为当月初步结算中的结算上网电量减去绿电结算电量与机制电量之和。摘牌时，可选择必须按照填报电量成交，或选择按照填报电量以内的剩余可摘牌电量最大化成交。未被摘牌的剩余预挂牌电量可被继续摘牌或由挂牌方随时撤回。摘牌确认后，对应电量将从交易双方绿电认购成交空间中正式扣除。核减预挂牌电量优先级为买方价格从低到高，卖方价格从高到低。

**第七十五条** 代理用户参与市场的售电公司作为用户侧独立个体参与绿电交易，绿电交易结束后，其交易结果应全部分配至所代理的电力用户，作为所代理用户与对应发电企业当期绿电交易合约电量。

**第七十六条** 电网企业代理购电电量新能源部分纳入绿电交易范畴，环境价值按照当期绿电协商交易、挂牌交易环境价值平均值执行，由全体代理购电用户共同承担。电网企业作为独立主体参与电网代理购电绿电交易和结算，市场初期，所代理用户原则上按用电量比例获得绿电电量。电网公司应将代理购电用户绿电电量分配结果报送至电力交易机构，代理购电用户在绿证交易平

台注册备案后，可获得相应的绿证。后续随着市场运行与代理用户绿色用能需要，逐步优化代理购电绿电电量分配机制。若绿电电量分配结果无法满足代理购电用户需求，代理购电用户可按照交易注册流程入市并参与相关绿电交易品种。电网代理购电中线损电量部分暂不纳入绿电交易范围，参与燃煤火电代理购电交易。

### 第三节 结算及绿证管理

第七十七条 电力交易机构根据绿电交易成交和实际执行结果以月度为周期出具绿电交易结算凭证，分项列出涉及的各项量、价、费信息。市场结算流程及时限要求按照《内蒙古电力多边交易市场结算实施细则》相关要求执行。

第七十八条 绿电交易的电能量电费按照现行市场结算规则开展结算。绿电交易的环境价值费用结算采用现有电费结算方式。

第七十九条 绿色电力环境价值以发电侧上网电量、电力用户用电量、绿色电力合约电量的最小值确定结算电量，结算电量单位为“兆瓦时”，保留整数位。具体核算方式如下：

（一）发电企业上网电量和电力用户/售电公司用电量均大于绿电交易合约电量时，按合约电量结算。

（二）合约一方实际上网或用电量小于绿电交易合约电量时，按电量较低一方的实际上网或用电量结算，具体为：

1. 同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合约电量时，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约电量比重等比例分配。

2. 同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约，总上网电量低于总合约电量时，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约电量比重等比例分配。

第八十条 电力交易机构根据跨省区绿电交易合同和联络线执行情况，并向外省区电网企业/交易账户推送结算信息，外省区电网企业会同电力交易机构应及时反馈电力用户绿电结算对应情况。

第八十一条 绿色电力环境价值偏差电量按照合约明确的绿色电力环境价值偏差补偿条款，由违约方向合约对手方支付补偿费用。初期暂按全网环境价值均价的5%向购方、售方支付偏差补偿费用。

第八十二条 绿电认购交易的电能量部分保持当月初步结算结果不变，不再重新计算；绿证部分按照上网电量、用电量、合同电量三者取小确定结算数量，并按照成交绿证价格结算。绿电认购交易截至后2个工作日内，电力交易机构发布对应结算明细，有异议的经营主体应于结果发布后1个工作日内反馈。绿电认购交易结算费用列入当月正式结算结果。

第八十三条 已完成可再生能源发电项目建档立卡但未在交易平台完善绿证交易信息的发电企业，暂不参与绿色电力交易结算。

第八十四条 电力交易机构根据跨省区、省内绿电交易合同、执行与结算等信息，按月向国家能源局电力业务资质管理中心推送结算数据，为相关交易主体提供绿证划转服务。

第八十五条 每月绿电认购交易结果同当月其他绿电交易结果同

时推送国家绿证核发交易系统，同步进行绿证划转。

第八十六条 绿证核发机构负责根据电力交易机构、电网企业提供的相关信息开展绿证的核发、划转、防伪查验等工作。

第八十七条 经营主体需在注册绿证账户时签订承诺书，同意按照交易平台的成交结果和结算凭证进行绿证划转。

第八十八条 市场初期，暂不收取绿电交易服务费，绿证核发服务费执行绿证核发机构相关管理办法。市场成熟后，绿电交易服务费按照国家相关规定收取。

第八十九条 绿证的最终权属对象原则上为直接或间接参与绿电交易的绿证购买方。绿证不得再次转手出售。

## 第七章 电网企业代理购电交易

第九十条 [代购电原则]鼓励工商业用户直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电。

第九十一条 电网企业代理购电包括工商业购电和居民、农业购电。

1. 工商业购电以挂牌交易方式开展，按火电、新能源分别组织，新能源比例原则上不超过当期一般行业电力用户（含售电公司，不含优先成交用户，下同）平均新能源成交比例。电力曲线由电网企业根据所代理工商业用户预测用电曲线确定，分时段价格采用当前交易周期一般行业用户与对应类型发电企业签订合同的分时段加权平均价格。

2. 水电、生物质等未纳入市场的发电机组上网电量用于保障居民农业用户用电，2025年6月1日后（含）投产户用分布式光伏及过渡期内的非户用分布式光伏、分散式风电项目上网电量视为居民、农业电量来源，不足部分由电网企业代理居民农业通过市场化方式采购火电电量，交易价格参照代理工商业价格形成方式确定。

第九十二条 [交易量要求]为减少市场风险，电网企业代理工商业购电成交不足部分由市场化机组按剩余交易空间等比例承担，价格按挂牌价格执行。无挂牌交易价格时，参考当月月度交易加权平均价格确定。

## **第八章 跨省跨区交易**

### **第一节 跨省跨区优先发电计划**

第九十三条 国家发展改革委下达的跨省区优先发电计划电量全部通过年度中长期交易合同方式落实，由电网企业挂牌、按照燃煤发电企业、无补贴新能源项目分别组织。网对网跨区跨省新能源交易分两轮次开展，其中，第一轮次新能源发电场站摘牌电量占全部挂牌电量比例不超过新能源发电场站申报发电能力占同类型新能源发电场合计申报发电能力比例。

第九十四条 跨省区优先发电计划电量成交不足部分由市场化机组按剩余交易空间等比例承担，价格按挂牌价格执行。

### **第二节 跨省跨区中长期交易**

第九十五条 市场初期，省内发、用电企业授权电网企业根据电

力平衡预测，统一参与北京电力交易中心组织的跨省跨区中长期交易。

第九十六条 跨省区交易（含优先发电计划）累计新能源交易比例不得高于相应年度蒙西地区可再生能源消纳责任权重要求。

## 第九章 交易约束

第九十七条 [约束目的]为有效防控市场风险、引导合理竞争，市场初期，可对电力中长期交易的电量（电力）、价格等设置适当的交易约束。

### 第一节 交易电量约束

第九十八条 [交易电量签约要求]电力用户（含电网企业代理购电）年度交易电量原则上不低于上年度用网电量的60%；燃煤发电企业年度中长期合同签订电量应不低于上一年度上网电量的60%；新能源场站年度中长期合同签订电量应不低于上一年度上网电量或本年度申报发电能力（二者扣减机制电量后取较大值）的60%。售电公司根据代理用户的整体用电情况按照上述要求签订年度中长期合同。电力交易机构应做好交易结果校核工作，对于年度签约比例过高的经营主体签约电量进行核减。市场化电力用户年度（含多年期交易年度分解）、月度中长期合同签订电量应不低于本年度预计用网电量的80%，燃煤发电企业中长期合同签订电量不低于同类型机组年度预计上网电量的80%，新能源场站中长期合同签订电量不低于本年度预计上网电量或本年度申报发电能力（二者取较大值）的80%。电力交易机构应做好动态监测，对签订率不满足要求的电

力用户、燃煤发电企业、新能源场站及时给予提醒。

第九十九条 [用户侧年度交易电量上限] 用户侧年度交易电量上限（含多年期分解电量）以上年度最大月度结算量为基准计算得出，计算公式为：

用户侧年度交易电量上限=去年最大月度结算量 $\times$ 1.05 $\times$ 12

新入市且上一年度未产生结算电量的用户年度交易电量上限=运行变压器容量 $\times$ 24 $\times$ 本年度天数

第一百条 [新能源发电机组年度交易电量上限] 新能源发电机组年度交易电量上限为当年申报的各月发电能力积分电量总和，且不超过额定装机容量计算出的理论发电量上限。

第一百〇一条 [燃煤发电机组年度交易电量上限] 燃煤发电机组年交易电量上限按照调度机构提供的年度机组检修计划计算得出，计算公式为：

燃煤发电机组年度交易上限=当年计划运行天数 $\times$ 24 $\times$ 装机容量/1.1

第一百〇二条 用户侧月度交易电量上限（含多年期、年度交易当月分解电量，月度交易电量，月内交易电量，置换交易电量，回购电量）以上年度至本年度最大月度结算量为基准，月度交易上限不超过基准电量的105%。连续2个月月度中长期签约率超出150%或近6个月内有3个月中长期签约率超出150%的，基准电量调整为近2个月平均用网电量，触发上述条款后连续2个月签约率低于105%的，可恢复基准电量执行模式。交易电量上限无法满足用户交易电量需

求的，可根据自身需求自行申请超额申报，但不得超过用户运行变压器容量计算出的理论用电量上限，超额申请电量应符合实际生产需求，触发签约率过高限制条款的，申请调增电量不应超过近30日（以技术支持系统采集电量为准）最大日用网电量与当月天数的乘积。申请调增上限后，不可在当月的合同置换交易中置换出合同电量。

第一百〇三条 新能源发电机组月度交易电量上限为当月申报的发电能力积分电量，且不超过额定装机容量计算出的理论发电量上限。

第一百〇四条 燃煤发电机组月度交易电量上限按照调度机构提供的月度机组检修计划计算得出，计算公式为：

燃煤发电机组月交易上限=当月计划运行天数×24×装机容量/1.1

第一百〇五条 [用户侧月内交易电量上限]用户侧月内交易电量上限按照当月用户侧月度电量总上限计算得出，计算公式为：

用户侧月内交易电量上限=用户侧月度电量总上限-当月已成交电量

第一百〇六条 [新能源发电机组月内交易电量上限]新能源发电机组月内交易电量上限按照当月申报的发电能力积分电量计算得出，且不超过额定装机容量计算出的理论发电量上限。计算公式为：

新能源发电机组月内交易电量上限=当月申报的发电能力积分电量-当月已成交电量

第一百〇七条 [燃煤发电机组月内交易电量上限]燃煤发电机组月内交易电量上限按照调度机构提供的月度机组检修计划计算得出，计算公式为：

燃煤发电机组月内交易上限=当前交易标的计划运行天数×24×装机容量/1.1-当月已成交电量

## 第二节 交易曲线约束

第一百〇八条 [电力用户交易曲线约束]电力用户合约电力不超过运行变压器容量。

第一百〇九条 [新能源发电机组交易曲线约束]新能源发电组合约电力不超过对应时刻发电能力，光伏发电能力应满足光伏有效发电时段要求（暂定为4时-20时），参与交易标的为全月、全日直线的年度、月度挂牌交易时可不受有效发电时段限制。

第一百一十条 [燃煤发电机组交易曲线约束]燃煤发电组合约电力不超过额定装机容量。

## 第三节 交易价格约束

第一百一十一条 电力用户参与燃煤发电交易各时段价格在燃煤发电基准价格上浮不超过20%，同时放开各时段价格下限，为避免恶性竞争，交易价格暂不得为负。鼓励电力用户与燃煤发电企业签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制的中长期合同，合同联动价格不受上述价格上限限制。

第一百一十二条 新能源（绿电）协商、挂牌、撮合各时段电能交易价格不高于燃煤发电基准价格，同时放开各时段价格下限，

为避免恶性竞争，交易价格暂不得为负。电力用户参与新能源（绿电）竞价交易各段申报综合价格（电能量价格与环境价值之和，下同）不低于上一年度享受可再生能源补贴新能源项目区内平均成交综合价格，不高于现货市场申报价格上限。

**第一百一十三条** 用户侧、发电侧在合同电量转让中收取价格不高于原合同电能量价格的20%，支付价格不高于原合同电能量价格的50%；合同回购交易中支付价格不得高于原合同电能量价格的50%。

**第一百一十四条** 市场初期，为引导绿电价格运行在合理区间水平，保障绿电交易平稳起步，暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时，后期根据市场运行情况适时调整。

**第一百一十五条** [新增、调整交易约束]按照市场建设运营需要，需新增或调整市场交易约束的，应由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过，报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定后执行。

## **第十章 合同签订与执行**

**第一百一十六条** 电力交易平台形成的双边协商交易及集中交易成交结果，视为经营主体交易合同，电力交易机构汇总并作为执行及结算依据。

**第一百一十七条** [执行原则]除作为电网实时运行出清边界的中

长期合同之外，其他所有中长期合同均按照节点义务平衡原则，参照实时最优化物理运行结果，通过现货交易兜底的方式金融化履约执行，未附带输电权的中长期合同形成差价合约的履约方式。

第一百一十八条 [节点义务平衡]在各节点上，每一个经营主体在该节点的中长期合约义务与现货义务之和，应等于该经营主体在该节点上的实际注入或流出物理电能量；有关物理电能量由电力调度机构按照市场主体的报价进行实时最优化调度得到。

第一百一十九条 年度交易合同应按月分解执行。允许年度交易成交双方经协商一致，在不改变成交电量前提下，按月调整月分解电力曲线。

## 第十一章 交易校核

第一百二十条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第一百二十一条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第一百二十二条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。超限额成交电量应取消其对应成交结果，超限价成交部分将成交价格调整至限价范围内，交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第一百二十三条 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范

有关要求执行。跨省跨区交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。跨省跨区数年交易，应逐年开展电网安全校核；月内交易根据交易组织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核；独立新型储能电站中长期交易预成交结果应在交易结束后的当日推送电力调度机构开展电网安全校核。

**第一百二十四条** 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

**第一百二十五条** 电网安全校核未通过时，电力调度机构将超限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

**第一百二十六条** 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

**第一百二十七条** 成交结果应在形成后1个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

## 第十二章 市场干预与中止

第一百二十八条 当出现以下情况时，电力交易机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （五）国家能源局华北监管局作出暂停市场交易决定的；
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百二十九条 电力交易机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局提交报告。

## 第十三章 特殊情况处理机制

第一百三十条 无效申报处理。经营主体申报价格或申报电量（电力）超过交易约束时，电力交易机构应认定为无效申报，可对其他有效申报数据进行重新出清。

第一百三十一条 应急处理。当中长期交易组织过程中出现以下紧急情况时，市场运营机构应启动相应应急处理机制，保障市场平稳运行。

- （一）临近交易组织或交易组织过程中，电力交易平台出现故障

造成交易组织异常或中断的。

(二) 临近交易组织或交易组织过程中, 出现人为因素导致交易组织异常或中断的。

(三) 不可抗力造成交易组织异常或中断的。

(四) 突发性交易政策调整。

(五) 交易组织过程中出现明显异常申报价格、电量(电力)的。

(六) 其他造成交易组织异常或中断的紧急情况。

**第一百三十二条** 因上述紧急情况造成交易组织推迟、中断的, 电力交易机构应积极采取措施, 尽快恢复交易组织工作。无法在1小时内恢复交易组织的, 对于月内(多日)等短周期交易品种, 应取消当日受影响及后续交易品种、清理受影响的交易数据, 并发布相应处理公告; 对于年度、月度交易等长周期交易品种, 应按要求重新编制交易安排并发布交易调整公告, 并按公告时间组织开展。

**第一百三十三条** 差错处理。市场运营机构应制定差错处理办法。因电力交易平台异常、不可抗力或人为因素等造成电力中长期交易流程异常、过程数据错误的, 市场运营机构应启动相应的差错处理流程。对异常流程及错误数据进行纠正, 并将处理结果报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局。

## **第十四章 附则**

**第一百三十四条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

第一百三十五条 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

# 内蒙古电力多边交易市场 电力现货交易实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                         |    |
|-------------------------|----|
| 第一章 总 则 .....           | 1  |
| 第二章 市场衔接机制 .....        | 2  |
| 第三章 市场运营 .....          | 4  |
| 第一节 市场组织方式 .....        | 4  |
| 第二节 经营主体参数 .....        | 4  |
| 第四章 可靠性机组组合及日前预出清 ..... | 6  |
| 第一节 交易周期和流程 .....       | 6  |
| 第二节 日前机组运行边界条件准备 .....  | 8  |
| 第三节 日前电网运行边界条件准备 .....  | 10 |
| 第四节 交易申报 .....          | 12 |
| 第五节 可靠性机组组合及日前预出清 ..... | 15 |
| 第六节 安全校核 .....          | 16 |
| 第七节 日前运行调整 .....        | 17 |
| 第五章 实时交易 .....          | 17 |
| 第一节 交易周期和流程 .....       | 17 |
| 第二节 实时机组运行边界条件准备 .....  | 19 |
| 第三节 实时电网运行边界条件准备 .....  | 20 |
| 第四节 实时交易出清 .....        | 23 |
| 第五节 实时运行调整 .....        | 24 |

|                                  |    |
|----------------------------------|----|
| 第六章 市场管理 .....                   | 26 |
| 第七章 特殊情况处理机制 .....               | 29 |
| 第八章 信息保密和封存 .....                | 35 |
| 第九章 免责条款 .....                   | 36 |
| 第十章 附 则 .....                    | 36 |
| 附录 1 术语定义 .....                  | 38 |
| 附录 2 经营主体参与现货市场方式 .....          | 42 |
| 附录 3 机组运行参数 .....                | 45 |
| 附录 4 默认申报参数 .....                | 48 |
| 附录 5 市场核定参数 .....                | 50 |
| 附录 6 电网安全约束 .....                | 53 |
| 附录 7 火电机组申报信息及方式 .....           | 56 |
| 附录 8 可靠性机组组合及日前预出清特殊机组出清机制 ....  | 61 |
| 附录 9 实时交易特殊机组出清机制 .....          | 63 |
| 附录 10 安全约束机组组合 (SCUC) 数学模型 ..... | 65 |
| 附录 11 日前预出清安全约束经济调度 (SCED) 数学模型  | 75 |
| 附录 12 日前预出清节点电价 (LMP) 计算模型 ..... | 82 |
| 附录 13 实时交易安全约束经济调度 (SCED) 数学模型   | 88 |
| 附录 14 实时交易节点电价 (LMP) 计算模型 .....  | 94 |

## 第一章 总 则

**第一条** [依据]为规范内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）电力现货交易的运营和管理，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合内蒙古电力市场实际，制定本实施细则。

**第二条** [适用范围]本实施细则适用于内蒙古电力市场中开展的电力现货交易（以下简称“省内现货市场”），以及省内现货市场与相关市场的衔接。

**第三条** [现货定义和结构]本实施细则所称电力现货市场（以下简称“现货市场”）是指符合准入条件的经营主体开展日前、日内和实时电能量交易的市场。现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。市场初期，仅开展实时电能量交易（以下简称“实时交易”），实时交易结果作为经营主体执行和结算依据。考虑日前边界稳定性等因素，暂不开展日前电能量交易，日前仅进行可靠性机组组合及日前预出清，日前预出清结果仅向经营主体披露。根据市场发

展需要，适时开展日内电能量交易。本实施细则所称“现货市场”包括可靠性机组组合及日前预出清、实时交易。参与内蒙古电力市场的经营主体均须参与现货市场。

**第四条** [可靠性机组组合及日前预出清定义]可靠性机组组合及日前预出清是指为保障电力平衡安全，依据未来三日电网负荷预测、联络线计划、新能源发电预测及纳入平衡规模、设备检修计划等信息，结合机组申报信息，以系统发电成本最小化为目标，确定机组组合及发电预计划，以市场化机制保障电网电力电量平衡。

**第五条** [实时交易定义]实时交易是指依据电网超短期负荷预测、新能源超短期预测、联络线最新计划、设备运行状态等实时信息，在可靠性机组组合的基础上，结合机组申报信息，以发电成本最小化为目标，组织开展的电能量现货交易。实时交易通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并实现所有经营主体合约的节点义务与物理运行结果的兜底平衡。

**第六条** [术语规范]本实施细则所引用术语定义见附录 1。

## **第二章 市场衔接机制**

**第七条** [省内中长期交易与省内现货市场衔接]省内中长期交易与省内现货市场按照节点义务与最优化物理运行结果平衡原则进行衔接。

**第八条** [省间交易与省内现货市场衔接]按照交易组织时序，省间交易结果作为后续省内现货市场边界条件，省内现货市场交易结果作为经营主体、电网企业参与后续省间现货市场的依据和参考。两级市场有关组织时序为：省间中长期交易、省内现货可靠性机组组合、省间日前现货市场、省内现货日前预出清、省间日内现货市场、省内现货实时交易。

**第九条** [调频辅助服务市场与现货市场的协调]调频辅助服务市场（以下简称“调频市场”）预出清基于可靠性机组组合结果开展。实时运行阶段，组织调频市场正式出清，调频机组按照日内调频出清结果投入调频状态，机组中标调频后，预留上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定实时发电计划曲线。独立新型储能电站等新型主体根据《蒙西电力市场调频辅助服务交易实施细则》相关规定参与调频辅助服务市场，独立新型储能电站中标调频后，当日不受全容量充电次数（单日充放电循环次数）限制。

**第十条** [市场化需求侧响应与现货市场的协调]现阶段，日前需求侧响应与现货市场采用顺序衔接、独立出清的方式协同运行。视市场发展情况，逐步探索日前需求侧响应与现货市场联合出清；日内紧急需求侧响应按需启动，需求响应结果在日内超短期负荷预测及母线负荷预测中体现，现货市场按原流程组织。

## 第三章 市场运营

### 第一节 市场组织方式

**第十一条** [组织方式]现货市场采用“全电量竞价、集中优化出清”方式开展。可靠性机组组合结果用于次日执行，并衔接省间日前现货市场；日前预出清得出的机组出力预计划及出清价格仅作为参考，不进行财务结算。实时交易结果作为经营主体执行和结算依据。

**第十二条** [参与方式]原则上市场化发电企业以报量报价方式参与现货市场；市场化用户以不报量不报价方式、作为价格接受者参与现货市场；独立新型储能电站现阶段可选择报量报价或报量不报价方式参与现货市场，逐步实现全部按照报量报价方式参与现货市场。各类经营主体参与现货市场的具体方式见附录2。

**第十三条** [价格机制]现货市场采用节点边际电价机制。根据经营主体类型，按照国务院价格主管部门明确的原则，内蒙古自治区发改委会同内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局设置申报价格和出清价格限值。当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，实时市场设置并执行二级价格限值。

### 第二节 经营主体参数

**第十四条** [参数分类]经营主体参数共计三类，分别为机组运行参数，默认申报参数，市场核定参数。

**第十五条** [机组运行参数]主要包括发电机组额定有功功率、有功功率调节速率、综合厂用电率、典型开、停机曲线，独立新型储能电站额定能量、额定充（放）电功率、最大、最小允许荷电状态、充放电能量转换效率、综合厂用电率等相对稳定、体现机组自身基础性能的运行参数。所有发电主体需向电力调度机构提供机组运行参数，经审核批准后生效，并作为现货市场计算出清参数。当经营主体申报运行参数显著偏离其实际运行状态时，电力调度机构经评估后可进行安全校核，校核方法包括但不限于设置参数上/下限、增加限制性约束，依据实际情况进行调整等。电力调度机构应向经营主体公布校核方法并做好解释说明。机组运行参数见附录 3。

**第十六条** [默认申报参数]主要包括电能量报价曲线、机组启动费用、机组出力上、下限、充放电出力上限等动态性较强、体现短期运行经济特性的申报参数。若参与现货市场的发电主体未按时在日前进行申报，则采用默认申报参数进行计算出清。允许经营主体自主修改默认申报参数。默认申报参数见附录 4。

**第十七条** [市场核定参数]主要包括机组启动费用上下限、经营主体电能量申报价格上下限、市场出清价格上下限、二级价格限值及相关触发条件，独立新型储能电站单日充放电循环次数、最小连续充放电时长（适用于报量报价模式），独立新型储能电站单日全容量充电次数（适用于报量不报价模式）等市场核定参

数。市场参数修订建议可由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局华北监管局和内蒙古自治区发改委、内蒙古自治区能源局审定后执行。市场核定参数见附录 5。

## 第四章 可靠性机组组合及日前预出清

### 第一节 交易周期和流程

**第十八条** [日前交易周期]可靠性机组组合及日前预出清按日组织，竞价日（D-1 日）组织未来三日的可靠性机组组合，组织运行日（D 日）96 个时段（00:15~24:00，15 分钟为一个时段）的日前预出清。

**第十九条** [经营主体申报 1]竞价日（D-1 日）08:00 前，火电企业申报机组出力限额、启停机曲线、机组启动通知时间等信息，新能源企业上报短期功率预测曲线等信息，选择“报量报价”参与现货市场的独立新型储能电站，申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示。

**第二十条** [事前信息披露]竞价日（D-1 日）08:30 前，市场成员按规定开展运行日（D 日）事前信息披露，包括但不限于负荷预测、检修计划、联络线计划等，并以特定信息方式披露运行日独立新型储能参与现货市场模式及原因。

**第二十一条** [经营主体申报 2]申报日 09:30 前经营主体完成现货市场及辅助服务市场申报。现阶段，申报日即竞价日（D-1

日)，申报日及申报周期按政府主管部门要求适时进行调整。

**第二十二条** [可靠性机组组合]竞价日（D-1日）11:00前，基于经营主体申报信息及市场运行边界条件，开展省内现货市场可靠性机组组合并发布出清结果。遇节假日可靠性机组组合发布未来多日各机组发电预计划曲线和富余发电能力曲线。省内现货市场运行日（D日）执行的机组组合及发电预计划按日滚动优化确定。

**第二十三条** [省间日前现货市场]竞价日（D-1日）11:00前，省内火电机组和新能源发电企业依据可靠性机组组合发布的开停机结果及发电预计划，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货交易。

**第二十四条** 竞价日（D-1日）11:45前，电力调度机构依据系统潮流计算结果及省内电力平衡情况，对经营主体省间现货市场申报数据进行合理性校验。

**第二十五条** [调频预出清、日前预出清]竞价日（D-1日）18:30前，基于省内现货市场可靠性机组组合结果，组织开展调频市场预出清；综合考虑调频市场预出清结果、经营主体申报信息、省间日前现货市场出清结果及市场运行边界条件，开展省内现货市场日前预出清。

**第二十六条** [事后信息披露]竞价日（D-1日）22:00前，发布省内现货市场日前预出清结果。包括机组/场站96点发电出力

计划曲线、全市场 96 点电能量价格曲线等。

## 第二节 日前机组运行边界条件准备

**第二十七条** [发电机组状态约束]电力调度机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，结合机组申报信息，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。

机组状态分为可用及不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本实施细则要求参与可靠性机组组合及日前预出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与可靠性机组组合及日前预出清。

（一）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际未能正常调用时，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（二）不可用状态：不可用状态包括机组检修及其他情况。

1.机组检修：按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与机组申报的预计最早可并网时间之间的时段记为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则该时段机组为调试状态。

2.其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求相关规定时，视为不可用状态。

**第二十八条** [发电机组出力上下限]电力调度机构根据发电机组的额定有功功率、机组限额申报情况、检修和调试（试验）批复情况，结合电网检修、运行约束等实际情况，确定运行日其调管范围内发电机组的 96 点机组出力上下限约束，作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。正常情况下，机组出力上限由经营主体自行申报，与额定容量偏差部分接受“两个细则”考核。机组出力下限为申报最小可调出力。

**第二十九条** [风光新能源场站发电预测]竞价日（D-1 日）08:00 前，各风电、光伏新能源场站上传运行日（D 日）96 点发电预测曲线。预测曲线作为省间现货交易的出力上限约束。为保障运行日电网安全和电力平衡，可靠性机组组合及日前预出清采用调度主站预测的各新能源场站功率预测曲线作为其出力上限约束。

**第三十条** [机组启停出力曲线]机组启动或停机过程的功率曲线，时间间隔为 15 分钟；发电企业可在调度技术支持系统中进行更新，若未更新则默认使用最近一次填报的启机/停机曲线。

**第三十一条** [机组调试计划曲线]机组调试计划曲线

（一）新建火电机组调试：新建火电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成 168 小时试运行当天（D-2 日）的次日（D-1 日），且机组完成市场注册，可参与运行日（D 日）的可靠性机组组合及日前预出清申报及出清。机组完成 168 小时试

运行后，原则上按照基准最小可调出力安排运行，直至机组参与可靠性机组组合及日前预出清的运行日（D日）当天零点；（D日）起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

（二）在运火电机组调试：在运火电机组计划于运行日（D日）进行试验（调试）的，需于竞价日前一天（D-2日）17:00前，通过现货技术支持系统向电力调度机构报送运行日（D日）调试计划曲线，经审核同意后执行。火电机组在调试时段内按照调试曲线固定出力，在现货市场中优先出清，接受市场价格。

**第三十二条** [非市场化机组发电计划编制]竞价日（D-1日）08:30前，电力调度机构根据自备电厂前一日实际发电情况、机组检修安排及自备负荷情况，编制自备电厂发电计划；根据电力供需平衡情况，考虑来水情况和水位控制要求，编制水电及抽蓄机组发电计划；在满足系统安全的基础上，作为可靠性机组组合及日前预出清组织的边界条件。

### **第三节 日前电网运行边界条件准备**

**第三十三条** [负荷预测]短期负荷预测

（一）短期直调负荷预测：电力调度机构负责开展运行日全网直调总负荷需求预测（全天96点）。预测时需综合考虑但不限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件

影响。

(二)短期母线负荷预测：电力调度机构负责开展运行日全网 220 千伏母线节点负荷需求预测（全天 96 点）。如母线负荷预测之和与直调负荷预测存在偏差，则由现货技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

**第三十四条** [备用约束]电力调度机构根据相关规定制定备用要求。备用应考虑重要设备跳闸、新能源预测偏差、网络受限、调试出力不稳定等因素的影响。原则上可靠性机组组合及日前预出清结果需同时满足未来三日的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据电网安全和电力平衡需要，调整备用约束限值。

**第三十五条** [输变电设备检修计划]电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

**第三十六条** [输变电设备投产与退役计划]电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

**第三十七条** [电网安全约束]电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，确定调管范围内的电网安全约束，作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。考虑到日前新能源预测及负荷预测与实际存在偏差，为确保电网实时运行安全稳定，安全

稳定断面的限值留出一定的控制裕度，原则上，按照在断面限值基础上扣除 5%-10%后的限值作为日前控制裕度要求。电网安全约束见附录 6。

#### 第四节 交易申报

**第三十八条** [交易申报组织]现货电能量市场为每日连续运行的市场，经营主体需在申报日向市场运营机构提交申报信息。迟报、漏报或不报者（均视为未申报）按照相关规定处理。

**第三十九条** [火电机组申报交易信息]竞价日（D-1 日），所有市场化火电机组申报次日的现货市场电能量价格、机组启动费用、最小可调出力成本、机组开机/停机曲线、机组预计最早可并网时间、机组出力限额、最小连续开机/停机时间等。具体申报信息及方式见附录 7。

**第四十条** [新能源场站申报交易信息]竞价日（D-1 日），已完成市场注册并入市生效的新能源申报运行日（D 日）的现货市场电能量价格及短期发电功率预测。

（一）电能量报价曲线，单位为元/MWh：竞价日（D-1 日）09:30 前，已完成市场注册并入市生效的新能源申报运行日（D 日）量价曲线。新能源量价曲线申报规则参考火电机组电能量报价曲线申报规则，出力申报范围为零至额定有功功率。

（二）新能源短期发电功率预测：竞价日（D-1 日）08:00

前，新能源场站上报未来三日短期发电功率预测曲线，若场（站）未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代，若主站、场（站）均无预测数据，则认为预测数据为 0。新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，如实申报未来三日 96 点发电预测曲线。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

**第四十一条** [独立新型储能电站申报交易信息]竞价日(D-1 日) 09:30 前，选择“报量报价”参与现货市场的独立新型储能电站，需向交易机构提交申报信息，申报信息包括：

（一）充放电出力价格曲线。充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间出力报价（元/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长度，即  $\max\{(\text{额定放电功率}-\text{额定充电功率}) \times 5\%, 1\text{MW}\}$ ，每段出力报价均不可超过申报价格上下限范围，且报价曲线要求随出力增加单调非递减。现阶段，独立新型储能在同一运行日仅允许申报

一条电能量价格曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量价格曲线进行出清计算。在技术条件具备后，同一运行日内允许独立新型储能在不同时段申报不同的电能量价格曲线。

（二）日末荷电状态期望值。独立新型储能可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态。若申报，将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，日末荷电状态由现货市场出清确定。

竞价日（D-1日）09:30前，选择“报量不报价”参与现货市场的独立新型储能电站，在电力现货市场技术支持系统依据D日分时段电力平衡裕度与可再生能源富裕程度，申报D日零点初始荷电状态（SOC）及D日充放电功率曲线，并满足单日全容量充电次数要求。

电力平衡裕度与可再生能源富裕程度判定方法如下，并根据实际情况适时调整：

1.当日前分时段供需比小于等于1.03时，平衡裕度为紧张状态，独立新型储能电站不得充电。当日前分时段供需比大于1.03时，平衡裕度为平衡，独立新型储能电站可以进行充放电。

日前分时段供需比=(日前新能源总预测+非市场化机组预计计划+市场化火电机组出力上限)/(日前负荷预测+日前联络线计划+电力系统上备用值)

2.当可再生能源富裕程度小于零时，新能源富裕，存在弃风

弃光，独立新型储能电站不得放电；当可再生能源富裕程度大于等于零时，新能源不富裕，不存在弃风弃光，独立新型储能电站可以进行充放电。

可再生能源分时段富裕程度=日前负荷预测+日前联络线计划-非市场化机组发电计划-市场化火电机组出力下限-电力系统下备用值-日前新能源总预测。

## 第五节 可靠性机组组合及日前预出清

**第四十二条** 可靠性机组组合及日前预出清计算过程如下：

### （一）可靠性机组组合

根据未来三日短期负荷预测、外送电预计划，结合经营主体申报信息，考虑电网安全约束和机组运行约束，以三日发电总成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序，滚动优化计算未来三日可靠性机组组合和机组发电预计划，并以此作为发电主体参与省间日前提现货市场的依据。其中运行日机组组合用于实际执行。

### （二）日前预出清

基于可靠性机组组合确定的开停机结果，更新外送电计划，结合调频市场预出清结果，以次日发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序，计算得到运行日各机组的最终发电预计划。

(三)可靠性机组组合及日前预出清采用的优化算法数学模型及节点电价计算模型参见本实施细则附录 10、11、12。

**第四十三条** [特殊机组的出清机制]特殊机组包括必开机组、调试(试验)机组等,不同类型特殊机组与调频中标机组在出清过程中的优先级顺序为:固定出力机组(包括必开机组、处于开/停机状态机组等)>调试(试验)机组>调频中标机组>优先执行中长期曲线机组,详见附录 8。

## 第六节 安全校核

**第四十四条** 安全校核分为电力平衡校核和安全稳定校核。

### (一) 电力平衡校核

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。

### (二) 安全稳定校核

包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路、变压器、断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集,采用交流潮流模型进行开断分析,确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

**第四十五条** 若存在安全校核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、增加机组约束、组织有序用电以

及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

## 第七节 日前运行调整

**第四十六条** 为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电要求，在可靠性机组组合及日前预出清结果发布后，电力调度机构可采取调整机组启停计划、启停时间、调整断面限额、设置临时断面、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电设备检修恢复送电等措施。电力调度机构应记录事件经过、相关调整情况等，包括调整时间、调整对象、调整人员、调整原因等，调整后的结果作为运行日实际执行依据。按照调整后的机组启停计划计算启动补偿费用。

## 第五章 实时交易

### 第一节 交易周期和流程

**第四十七条** [实时交易周期]实时交易采用封存的日前发电侧申报信息，以5分钟为间隔滚动出清未来5分钟至1小时的电价和出力曲线。

**第四十八条** 运行日（D日）T-120分钟至T-110分钟（交易时段起始时刻为T，下同），发电主体根据日前预出清结果以及自身富裕发电能力，电网企业根据电力电量平衡情况完成省间

日内现货市场量价申报。

**第四十九条** 运行日（D日）T-90分钟前，电力调度机构完成省内经营主体参与省间日内现货市场申报数据合理性校验，并将经营主体、电网企业申报数据整合提交至省间电力现货交易平台。

**第五十条** 运行日（D日）T-10分钟，现货技术支持系统读取T时刻最新边界数据及各类约束条件，结合发电主体日前报价信息，调频市场正式出清结果，准备开始下一交易时段现货市场出清计算。

**第五十一条** 运行日（D日）T-10分钟至T-5分钟，进行实时交易安全约束经济调度（SCED）出清计算，形成T至T+60分钟的市场出清价格及各机组/场站的实时发电计划。

**第五十二条** 运行日（D日）T-5分钟前，现货市场技术支持系统将T时段各机组/场站实时出清结果发送至调度能量管理系统，各控制系统下发执行。

**第五十三条** 运行日（D日），市场运营机构向经营主体以15分钟为周期滚动披露当日实时交易的初步出清结果，供经营主体参考；后一日（D+1日），向经营主体公布披露实时交易的正式出清结果，并以此作为结算执行依据。

## 第二节 实时机组运行边界条件准备

**第五十四条** [发电机组出力上/下限约束]火电机组出力上下限约束原则上与日前预出清一致。新能源场站出力上限为超短期功率预测值。超短期功率预测数据来源可选择调度主站的新能源发电功率预测或新能源场站上报的超短期功率预测，鼓励新能源场站采用自主申报的电站超短期预测数据，调度机构有序推动新能源场站采用自主申报的电站超短期预测数据。数据来源选定后，原则上不得频繁修改，电力调度机构根据市场发展情况及主体需求设定数据来源调整周期。新能源场站在截止时间前未及时申报调整数据来源时，沿用当前数据来源。独立新型储能电站充放电出力上限约束原则上与日前预出清一致。

**第五十五条** [发电机组故障而要求的出力计划调整]机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行，作为固定出力机组参与市场。

**第五十六条** [发电机组调试及试验计划执行]原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，并做好记录。包括但不限于以下情况：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求等。

**第五十七条** [独立储能电站充放电计划编制]现阶段，独立

储能设施充放电计划应按照日前预出清计划执行，当出现危及电网安全运行、电力可靠供应等极端情况时，电力调度机构在保证设备安全的情况下，可对充放电计划进行临时调整，不受单日全容量充电次数限制。独立储能实时出清结果与实际出力的偏差，自动纳入下一周期现货市场出清计算。逐步推动独立储能电站参与实时市场优化（报量报价模式下）及实时市场校核（报量不报价模式下）。

**第五十八条** [非市场机组发电计划]实时交易中自备机组、水电机组、抽蓄电站以实际出力作为市场出清的边界条件。

### **第三节 实时电网运行边界条件准备**

**第五十九条** [超短期负荷预测]超短期负荷预测：

#### **（一）超短期直调负荷预测**

电力调度机构开展全网超短期直调负荷需求预测（自实时运行时刻至未来 2 小时），可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、政治保电、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日、社会大事件影响等情况。

#### **（二）超短期母线负荷预测**

电力调度机构开展全网 220kV 母线节点超短期负荷需求预测（自实时运行时刻至未来 2 小时）。

**第六十条** [省间日前及日内现货交易结果]省间日前及日内现货交易结果体现为跨省区联络线计划调整，作为实时交易出清的边界条件。

**第六十一条** [电网拓扑模型]当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

**第六十二条** [发电机组及输变电设备检修执行]电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

**第六十三条** [运行备用]电力调度机构根据相关规定，充分考虑电网负荷、新能源规模、事故备用等运行需求，以及相关政策、规范、标准等项相关要求，确定备用容量。电网实时运行应满足每日下达的运行备用容量要求，若发生变化，需以更新后的备用要求作为边界条件进行滚动计算。当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（一）若系统备用容量无法满足要求（包括将来一段时间内系统备用容量无法满足要求），可立即采取包括增减开机、参加省间现货交易、向华北网调申请应急调度等措施。

（二）若系统备用容量仍无法满足要求，可执行需求侧响应、有序用电等措施。

(三) 发生机组跳闸等故障后, 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在规定范围内。

**第六十四条** [电网安全约束]实时交易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。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, 须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上, 按照在断面限值基础上扣除 3%-5%后的限值作为实时控制要求。特殊情况, 按以下要求执行:

(一) 当实时断面潮流发生一次越限(超过断面控制限制的 100%)时, 后续按照该断面限值 90%进行实时市场出清, 若仍不满足控制要求, 按照该断面限值 70%-90%进行实时市场出清, 直至满足控制要求。

(二) 山火、冰灾、大风、雷雨、沙尘等恶劣天气预警期间, 预警区域内按照断面限值的 80%作为实时控制要求, 调度机构视恶劣天气严重情况可对断面限值进行调整。

(三) 上级调度机构对断面提出严格控制要求时, 按照 80%-90%严格控制该断面。当上级调度机构对断面限额有具体要求时, 按上级调度机构要求执行。

## 第四节 实时交易出清

**第六十五条** 实时交易出清计算过程如下：

（一）电力调度机构根据 T 时刻超短期负荷预测，最新联络线计划，新能源超短期预测、实时断面限额、设备及机组状态等信息，在可靠性机组组合基础上，考虑机组实际开停机状态和调频市场正式出清结果，以发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行实时交易集中优化出清，形成 T 至 T+60 分钟各发电机组实时发电计划和实时节点电价，确保系统平衡、实施阻塞管理。

（二）实时交易出清采用的优化算法数学模型及节点电价计算模型参见本实施细则附录 13、14。

**第六十六条** [特殊机组的出清机制]其中必开机组、调试（试验）机组出清机制同可靠性机组组合及日前预出清一致。不同类型特殊机组与调频中标机组在出清过程中的优先级顺序为：固定出力机组（包括因电网安全或机组故障需固定出力机组、处于开/停机状态机组等）>调试（试验）机组>调频中标机组>优先执行中长期曲线机组，详见附录 9。

**第六十七条** [安全校核]实时交易安全校核与可靠性机组组合及日前预出清安全校核方法、原则一致。

**第六十八条** [出清价格]实时出清形成每 15 分钟的实时节

点电价，计为该节点的节点电价。因电网事故、设备检修、涉网实验等原因，出现局部电网与主网拓扑解列运行的特殊方式时，局部电网内节点价格按照“与临近主网拓扑带电设备一致”的原则确定。

## 第五节 实时运行调整

**第六十九条** [市场调整]电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定，保留合理的调频、调压及备用容量，以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网安全运行及电力保供要求。

电网实时运行中，发生下列情况之一时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时交易出清计算，电力调度机构应做好记录，按规定进行信息披露。

- (一) 电力系统发生故障影响电网安全时；
- (二) 系统频率或电压超过规定范围时；
- (三) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- (四) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- (五) 继电保护及安全自动装置故障或异常、电网缺陷、电网临时方式调整时；
- (六) 气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时；

(七) 电力设备缺陷影响电网安全时；

(八) 电网上、下旋备紧张，影响电力实时平衡时；

(九) 风光新能源预测、负荷预测与实际偏差较大，影响电力实时平衡时；

(十) 为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；

(十一) 上级调度机构为保证电网安全而下达调度指令时；

(十二) 电力保供困难或预计未来电力保供困难时；

(十三) 区域控制偏差(ACE)剧烈波动或存在越限风险时；

(十四) 调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

**第七十条** [市场调整措施]在出现上一条所述情况时，电力调度机构可视情况采取以下措施调整运行方式，并详细记录调整时间、调整对象、调整人员、调整原因等。机组启停计划发生调整时，按照调整后的结果计算启动补偿费用。

(一) 发电机组投入或退出运行；

(二) 调整发电机组投入或退出运行时间；

(三) 改变机组的发电计划；

(四) 改变机组有功功率控制模式；

(五) 安排储能设施（包括独立储能及新能源配建储能）充放电或调整储能设施充放电计划；

- (六) 调整断面限额，设置临时断面；
- (七) 调整电网运行方式，包括调整设备停复役计划；
- (八) 调整省间联络线的送受电计划；
- (九) 采取有序用电措施；
- (十) 调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组、电力用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，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经济考核，严重情况可建议内蒙古自治区能源局对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、电力用户自行承担。

## 第六章 市场管理

**第七十一条** [机组非计划停运]当机组出现非计划停运时，按照“两个细则”相关规定考核。次日 24 点前，具备恢复并网条件的机组，经电力调度机构同意可恢复并网，无启动补偿费用。次日 24 点后，机组需重新参与可靠性机组组合优化确定开机方式。必开机组非计划停运超出次日 24 点后，确需并网运行且未参与可靠性机组组合优化的机组，可由电力调度机构安排机组开机方式。

**第七十二条** [机组未按照规定时间并网]机组偏离规定并网时间超过 1 小时视为未按照规定时间并网，偏离时间大于 1 小时

小于等于 6 小时，启机补偿费用按照 50% 结算；大于 6 小时，无启机补偿费用；大于 12 小时，电力调度机构有权根据电网实际情况取消机组开机方式。

**第七十三条** [机组长时间执行偏差过大]实时市场运行过程中，为保障全网电力电量平衡，对于长时间不跟踪市场出清结果、执行偏差过大的机组，电力调度机构可按照机组上月运行情况，降低其调节速率，待机组执行市场出清结果情况良好后，恢复其标准调节速率。

**第七十四条** [调峰能力测试]实时市场运行阶段，若机组不跟踪市场出清结果或 AGC 指令，为真实了解火电机组顶峰运行及深调能力情况，电力调度机构可对火电机组进行调峰能力测试，此时机组作为市场价格接受者，参与优化出清，相关损失由对应经营主体承担。若机组无法在规定时间内达到调度下达的出力指令要求，则视为调用测试失败，并纳入“两个细则”调峰考核。

**第七十五条** [容量电费考核]为保障煤电容量电价政策有效执行，验证火电机组实际发电能力，对纳入容量电价适用名单的机组开展发电能力考核，考核分为随机抽查与实际运行考核两种模式。

#### （一）随机抽查考核模式

各火电厂于 D 日 16 时 30 分在技术支持系统中查看被抽查机组，并于 17 时前结合自身机组爬坡速率，自行申报 18 时 15

分至 21 时的计划发电曲线，该时段为考核时段。申报曲线应连续、平滑，且只允许设置连续 2 个点(共 30 分钟)为最大申报发电能力。考核时段，现货市场按照机组申报曲线出清，被考核机组作为价格接受者参与市场。考核时段后由现货市场统一优化出清。18 时 15 分对应的申报出力应参考该时刻现货市场最近一次出清值，合理衔接机组实时运行情况。

## （二）实际运行考核模式

为满足电网实时电力平衡及运行安全需要，电力调度机构可在 T-105 分钟通过技术支持系统发起火电机组发电能力抽查。被抽查火电厂于 T-60 分钟前结合自身机组爬坡速率，自行申报 T+15 分钟至 T+120 分钟的计划发电曲线。曲线申报要求、出清规则及起始点参考要求与随机抽查模式一致。

（三）电力调度机构仅负责确定抽查机组数量及抽查时段安排，具体被抽查机组名单由技术支持系统按照既定规则随机抽取。

## （四）考核期特殊规定

容量电价考核执行期间，被抽查机组在考核时段内原则上不承担调频任务，并应严格跟踪现货市场出清结果，以确保考核的严肃性与准确性。

考核期间，若发生或预计可能发生断面过载、频率异常等危及电网安全运行的情况，调度机构可基于电网安全运行需要，随时中止相关机组的考核过程，并做好系统记录。考核中止后，相

关机组发电计划由现货市场统一优化出清，被中止机组本次不计入容量电费不达标考核。

## 第七章 特殊情况处理机制

**第七十六条** [新能源富余发电空间转移] 因新能源出力波动或预测偏差等原因造成新能源场站实际出力低于出清结果时，系统自动将富余发电空间转移至仍有发电能力的新能源场站。为应对新能源出力波动，保障全网电力平衡，全网新能源场站执行偏差自动纳入下一周期现货市场出清计算，对应电量接受实时现货市场价格。

**第七十七条** [新型储能应急调度方式] 在发生危及电力系统安全事故（事件）及其他必要情况时，所有调管范围内的新型储能应接受电力调度机构统一直接调用，直接调用期间按照独立储能充放电价格机制执行。场站风电或光伏单元继续执行现货市场出清结果。

**第七十八条** [自然灾害影响期处理机制] 冰灾、雪灾、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、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

**第七十九条** [系统异常处理机制] 现货技术支持系统及调度

相关技术支持系统（包括负荷预测、新能源预测、SCADA 实时量测等系统）发生故障、异常，边界条件准备有误，可采取如下处置方式：

（一）事前披露信息有误，影响经营主体正常申报

向经营主体发布通知公告，组织经营主体重新申报或延迟申报时间。

（二）可靠性机组组合及日前预出清结果出现差错

重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向经营主体发布。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。

（三）实时交易出清结果出现差错

实时交易边界数据发生异常突变或出清程序异常时，电力调度机构可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，基于实际的电网运行状态与负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。对于技术支持系统故障异常期间对应的结算时段，事后基于经营主体日前报价，更正各类边界条件，重新开展实时交易出清，出清价格作为市场结算依据。

## **第八十条 [价格异常处理机制]**

（一）因局部区域供需形势失衡，造成局部市场价格失真，

市场机制无法正常发挥作用时，经市场管理委员会审议通过，报内蒙古自治区发改委、内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定同意后，可采取二级限价、临时限价、报价替代、延长报价周期等临时管控手段，防范市场重大风险，保障市场平稳运行，待相关风险因素消除后，可解除临时管控手段。

（二）供热机组在供热期设置为必开机组。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，经市场管理委员会审议通过，报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定同意后，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电能量市场平均价格进行结算。

**第八十一条** [有序用电期]现货市场运行期间，市场化用户依据有序用电方案被安排有序用电时，按照实际用电量参与市场结算，产生的盈亏由市场化用户承担。

**第八十二条** [实时市场熔断机制]在电网和相关技术支持系统出现异常情况时，为及时有效消除异常情况对电网及现货电能量市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止启动前，增加实时交易熔断机制。当出现技术支持系统异常短时难以恢复，雪灾、地震等重大自然灾害、突发事件可能影响电力供应或电网安全，重大电源或电网故障，电力供不应求等情况时，触发市场熔断机制，及时向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时。若上述情况在规定时间内未解除，市场运营机

构及时向内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局汇报有关情况，经授权后，实施市场中止措施。

在市场熔断期间，不开展实时交易出清，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，以日前预出清相应时段的现货价格作为实时交易结算价格。

**第八十三条** [政府市场干预]现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制、调整报价频次等措施，并委托市场运营机构实施市场干预。

（一）电力供应严重不足时；

（二）电力市场未按照规则运行和管理时；

（三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；

（四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

**第八十四条** [市场运营机构市场干预]当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告内蒙古自

治区能源局、国家能源局华北监管局。

（一）电力系统出力不足，无法保证电力市场正常运行时；

（二）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时；

（三）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

（四）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

（五）其他认为需要进行市场干预的情形。

**第八十五条** [市场中止]当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局做出是否中止市场的决定并发布。

（一）日前预出清中止措施

日前预出清中止时，电力调度机构基于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，综合考虑运行日直调负荷预测、新能源预测、联络线计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果

以及实时交易价格作为运行日的日前预出清结果。

## （二）实时交易中止措施

实时交易中止时，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，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以日前预出清或最近一个同类型交易日相同时段的实时交易价格作为实时交易价格。当市场长时间中止时，按照政府主管部门及市场监管机构指定方式进行结算。

**第八十六条** [市场恢复]当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

**第八十七条** [风险处置]市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局。市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局审定后执行。市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

## 第八章 信息保密和封存

**第八十八条** [信息保密]任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

**第八十九条** [信息封存]信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日当日情况的关键信息应记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预主体、干预操作、干预原因等。

（五）实时运行数据，包括机组状态、实际负荷等。

（六）市场结算数据、计量数据。

信息的封存期限为5年，特殊情形除外。

## 第九章 免责条款

**第九十条** [不可抗力]当出现自然灾害、重大电源或电网故障、电网安全约束等不可抗力时，电网企业为保障电网安全运行及电力有序供应而采取相关措施，导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

**第九十一条** [技术支持系统故障]由于通信系统繁忙、通信通道检修、现货技术支持系统故障、数据采集与监视控制系统故障等原因导致调度指令传达出现延迟、中断或数据错误，或电力调度机构无法按规则执行电力现货市场出清结果，由此造成的市场风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

**第九十二条** [系统外部攻击]由于黑客攻击、病毒破坏、非法登录等风险，给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

**第九十三条** [政策调整]由于国家有关法律、法规、规章、政策、规则的改变、紧急措施的出台等导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

## 第十章 附 则

**第九十四条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第九十五条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

## 附录 1 术语定义

(一) 直调负荷：指电力调度机构直调发电负荷。

(二) 母线负荷：指内蒙古电网 220kV 变电站的母线下网负荷。

(三) 负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、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或时段的负荷需求进行预测的行为。

(四) 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、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

(五) 机组最小开机方式：指为保障电力系统安全稳定运行，满足电网电压支撑、惯量供给、频率调节及故障应急响应等核心稳定支持能力需求，科学确定的某一交易时段内电网必须维持的最低机组开机组合及对应容量配置。该参数可由政府主管部门、电网调度机构、电力科研机构单独或联合确定。

(六) 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，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

(七) 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，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

(八) 运行日(D日)：为实际执行可靠性机组组合及日前预出清交易计划的自然日。

(九) 竞价日(D-1日)：为运行日前一日，即为对运行日(D)日市场开展首次机组组合和预出清的当天。

(十) 申报日：为申报运行日量价信息的自然日，按政府主管部门要求进行设置和调整,默认为竞价日当天。

(十一) 市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

(十二) 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。现货电能量市场交易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政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

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

（十四）优先执行中长期曲线机组：指在日前申报阶段，自主选择在实时市场出清过程中尽可能执行中长期交易结果的火电机组。当机组实时出清严格执行中长期交易结果对电力平衡、电网安全、新能源消纳产生影响时，机组按照规则参与市场统一优化调整。

（十五）调度控制单元（AGC 单元）：指电力调度机构进行有功出力控制的最小单位。

（十六）基准最小可调出力：发电机组正常运行时应达到的最小出力。火电机组基准最小可调出力按照“两个细则”基本调峰标准执行，灵活性改造机组按照改造后最小技术出力执行，供热机组以及工业抽汽机组按照国家能源局华北监管局核准的最小运行方式执行。

（十七）申报最小可调出力：发电机组在不影响机组安全运行、民生供热的前提下，自主申报的最小出力，应小于等于基准最小可调出力。若经营主体申报最小可调出力大于基准最小可调出力，则申报最小可调出力修正为基准最小可调出力。

（十八）可靠性机组组合：指省内现货市场在日前依据市场申报信息和未来三日市场边界条件，以系统发电成本最小为目标，确定省内现货市场运行日机组组合及参与省间日前现货市场的依据。

（十九）日前预出清：基于可靠性机组组合结果，更新省间日前现货市场中标联络线计划，考虑调频市场预出清结果，依据市场申报信息及次日市场运行边界条件，确定省内现货市场运行日发电预计划和节点价格。

## 附录 2 经营主体参与现货市场方式

(一) [发电企业参与方式]各类型市场化发电企业按照如下方式参与现货市场：

### 1.火电企业

完成市场注册，且具备 AGC 控制条件的省调直调机组以 AGC 单元为单位按照报量报价的方式参与现货市场；符合国家标准按照“以热定电”方式运行的热电联产机组等不具备自主参与电网调节（AGC 控制条件）的省调直调机组按照报量不报价的方式，作为价格接受者参与现货市场。

完成市场注册的地调机组，具备 AGC 控制条件，可选择报量报价参与现货市场；其他情况下，按照不报量不报价方式，作为价格接受者参与现货市场。

### 2.新能源企业

集中式风电、光伏新能源发电企业以交易单元为单位按照报量报价的方式参与现货市场。对于不具备独立控制条件的交易单元，按照调度控制单元参与现货市场申报出清，第一期交易单元申报的量价曲线等比例拉伸至调度单元对应全容量段。

分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光热发电等新能源项目根据技术条件情况，可选择报量报价参与现货市场或不报量不报价，接受市场价格的方式参与现货市场。

### 3.市场化消纳新能源项目

工业园区绿色供电项目根据项目中新能源与用电负荷接入电网情况，分类确定现货市场参与方式：对于与配套负荷接入同一公网变电站的新能源，或与配套负荷接入相邻公网变电站新能源，变电站联络线仅用于项目新能源消纳的情况。新能源企业以不报量不报价的方式参与现货市场，接受现货交易价格，新能源所发电量全部由工业园区内新增负荷消纳，实时出力上限不超过配套负荷实时用电电力。对于其他方式接入的新能源，或出现工业园区绿电供电项目新能源与其他新能源项目共用变电设备或输电通道时，新能源企业以报量报价方式参与现货市场，新能源所发电量全部对应工业园区内新增负荷，实时出力上限不超过配套负荷实时用电电力。

并网型风光制氢一体化项目，配套新能源场站上网部分以不报量不报价方式参与现货市场，接受现货市场价格。

燃煤自备电厂可再生能源替代工程、全额自发自用项目如因安全稳定运行等原因需通过公网输送的参照工业园区绿色供电项目执行。

（二）[独立新型储能设施参与方式]独立新型储能设施参与现货市场方式：

1.独立新型储能按月通过电力现货市场技术支持系统自主选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。电力调度机构可根据市场发展情况及主体意愿，调整申报周期并对外

披露，经营主体在截止时间前未及时申报调整参与模式时，沿用当前选择模式。在电力供应紧张、调峰或断面调控困难等时段，电力调度机构可根据系统运行需要，要求独立新型储能按照“报量报价”方式参与，并对外披露相关信息。

当独立新型储能选择“报量报价”方式时，需自主申报充放电曲线，经日前预出清集中优化形成出力计划。现阶段，实时市场执行日前预出清形成的充放电计划，接受实时市场价格，后续根据市场发展情况，逐步参与实时市场出清。

当独立新型储能选择“报量不报价”方式时，调度机构基于申报阶段预校核结果，综合考虑电网安全约束、电力供需平衡、独立储能电站调节速率及荷电状态等，在满足新能源优先消纳的前提下，对独立储能进行赋价处理并开展电站充放电曲线校核，形成日前预出清计划。现阶段，实时市场原则上执行日前预出清计划，接受实时市场价格，后续根据市场发展情况，逐步开展实时市场校核，实时市场校核方法与日前市场一致。

2.配建储能电站与所属新能源场站整体作为一个市场主体，参与现货市场。

3.当出现危及电网安全运行、电力可靠供应等极端情况时，在常规市场化调整手段用尽后，若独立新型储能设施仍有调节能力，在保证设备安全的情况下，可强制调用消除电网风险。

## 附录3 机组运行参数

### 常规机组运行参数

(一) 发电机组额定有功功率(水电、新能源场站为全厂额定有功功率), 单位为 **MW**, 应与《并网调度协议》一致。

(二) 发电机组有功调节速率, 单位为 **MW/分钟**。火电机组可根据自身调节能力自主申报, 申报有功调节速率应不低于“两个细则”标准调节速率。技术条件具备后, 火电机组可根据负荷率分段申报有功调节速率。新能源场站暂定为每分钟装机容量的 **5%**。

(三) 综合厂用电负荷, 单位为 **MW**。综合厂用电负荷设定为机组(新能源以场站为单位)综合厂用电率与装机容量的乘积, 综合厂用电率由经营主体自主申报。

(四) 机组启动通知时间, 即机组处于备用情况下开机需要提前通知的时间, 单位为小时。

(五) 典型开机曲线, 即机组在开机过程中, 从并网至额定有功功率期间的升功率曲线, 时间间隔为 **15** 分钟。

(六) 典型停机曲线, 即机组在停机过程中, 从额定有功功率至解列期间的降功率曲线, 时间间隔为 **15** 分钟。

(七) 火电最小连续开机时间, 即机组竞价启动后, 距离下一次停机至少需要连续运行的时间, 单位为小时, 暂定为 **1-48** 小时。允许经营主体按日更新。

(八) 火电最小连续停机时间,即机组竞价停机后,距离下一次开机至少需要连续停运的时间,单位为小时,暂定为 1-24 小时。允许经营主体按日更新。

(九) 基准最小可调出力,发电机组正常运行时应达到的最小出力。火电机组基准最小可调出力按照“两个细则”基本调峰标准执行,灵活性改造机组按照改造后验收最小技术出力执行,供热机组以及工业抽汽机组按照国家能源局华北监管局核准的最小运行方式执行。

(十) 申报最小可调出力,发电机组在不影响机组安全运行、民生供热的前提下,自主申报的最小出力,应小于等于基准最小可调出力,大于等于经具有国家认证资质的机构测试认定且调度机构审核通过后的发电机组最低技术出力。若经营主体申报最小可调出力大于基准最小可调出力或小于审核认定的最低技术出力,则申报最小可调出力修正为基准最小可调出力。

(十一) 电力调度机构所需的其他参数。

独立新型储能电站运行参数

(一) 额定能量:单位为 MWh,应与并网调度协议保持一致。

(二) 额定充电、放电功率:单位为 MW,应与并网调度协议一致。

(三) 有功调节速率,单位为 MW/分钟,暂定为装机容量的 3.3%,根据网内储能电站规模及电网运行实际调整。

(四) 最大、最小允许荷电状态:荷电状态,指储能存储电量占额定容量的比值,最大允许荷电状态应在经营主体荷电状态的 90%~100%之间,最小允许荷电状态应在经营主体荷电状态的 0-10%之间。

(五) 充、放电能量转换效率:一定周期内经营主体放电量与充电量的比值。

(六) 综合厂用电负荷:单位 MW。综合厂用电负荷设定为独立新型储能场站综合厂用电率与装机容量的乘积,综合厂用电率由经营主体自主申报。

(七) 电力调度机构所需的其他参数。

## 附录 4 默认申报参数

### 常规机组默认申报参数

| 序号 | 参数名称                      | 取值                                 |
|----|---------------------------|------------------------------------|
| 1  | 火电机组/新能源场站电<br>能量市场默认报价曲线 | 取对应类型申报价格下限，出力范<br>围从零覆盖至机组额定有功功率。 |
| 2  | 机组冷态、温态、热态启<br>动费用        | 取该类型机组冷态、温态、热态启<br>动费用上限。          |
| 3  | 机组开机/停机曲线                 | 取该机组典型开机/停机曲线。                     |
| 4  | 机组出力上限                    | 取机组额定有功功率。                         |
| 5  | 机组出力下限                    | 取机组基准最小可调出力。                       |
| 6  | 机组最小连续开机时间                | 取允许申报范围最大值。                        |
| 7  | 机组最小连续停机时间                | 取允许申报范围最大值。                        |
| 8  | 机组最小可调出力成本                | 取最小可调出力成本参考值。                      |
| 9  | 机组启动通知时间                  | 取零。                                |

### 独立新型储能电站默认申报参数

| 序号 | 参数名称            | 取值   |
|----|-----------------|--|
| 1  | 电能量市场默认报价<br>曲线 | 充电申报价格取现货市场申报价格<br>下限，充电出力取额定充电功率；放<br>电申报价格取现货市场申报价格上<br>限，放电出力取额定放电功率。 |
| 2  | 放电功率上限          | 额定最大放电功率   |
| 3  | 充电功率上限          | 额定最大充电功率   |

## 附录 5 市场核定参数

| 序号 | 参数名称       | 取值  |
|----|------------|---|
| 1  | 机组启动费用     | 机组启动费用启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为万元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用>温态启动费用>热态启动费用。机组额定容量级别在 350MW 及以下时，冷态启动上限为 40 万元/次、温态启动上限为 32 万元/次、热态启动上限为 24 万元/次；机组额定容量级别在 600MW 至 660MW 时，冷态启动上限为 60 万元/次、温态启动上限为 48 万元/次、热态启动上限为 36 万元/次；机组额定容量级别在 660MW 以上时，冷态启动上限为 80 万元/次、温态启动上限为 64 万元/次、热态启动上限为 48 万元/次。 |
| 2  | 最小可调出力成本   | 是指发电机组维持最小可调出力运行需要的成本，单位为元/MWh。由发电企业基于最小可调出力成本参考值，在一定范围内自主申报：申报范围为各机组最小可调出力成本参考值的 80%-120%。最小可调出力成本参考值分机组类型确定并按周更新。调节系数 K 暂定为 1。  |
| 3  | 煤炭指数       | 煤炭指数暂定为秦皇岛煤炭网公布的 5500 大卡动力煤环渤海动力煤价格指数。每周三滚动更新最近一次公布的指数，遇节假日顺延。  |
| 4  | 现货市场申报价格限值 | 现货市场申报价格限值单位为元/MWh，综合考虑边际机组成本、电力供需情况、能源绿色转型等因素，申报价格下限为-50 元/MWh，申报价格上限为 1500 元/MWh。   |
| 5  | 现货市场出清价格限值 | 单位为元/MWh，按照 2023 年内蒙古自治区度电生产总值 5.106 元（以 2023 年国家统计局公布的   |

| 序号 | 参数名称             | 取值   |
|----|------------------|--|
|    |                  | 内蒙古自治区地区生产总值和内蒙古自治区电力消费量计算)设置现货市场出清价格上限为 5106 元/MWh。考虑内蒙古电网新能源装机占比高及新能源发电变动成本,设置现货市场出清价格下限为-100 元/MWh。   |
| 6  | 二级价格限值           | 单位为元/MWh,当满足触发条件时,现货市场出清节点电价高于二级价格限值时,节点电价等于二级价格限值。二级限价仅适用于现货市场实时交易。二级限价触发条件及限值由内蒙古自治区发改委会同国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局共同研究确定。<br>暂不开展二级限价,若市场运行过程中出现较长时间、较大幅度价格严重失真的情况,适时增加相关约束性机制。 |
| 7  | 日前交易电力平衡约束松弛罚因子  | 单位为元/MWh。SCUC 或 SCED 中罚因子为 5e7,节点电价计算模型中罚因子为 1500。   |
| 8  | 日前交易断面潮流约束松弛罚因子  | 单位为元/MWh。SCUC 或 SCED 中罚因子为 5e5。节点电价计算模型中惩罚因子为 1000。  |
| 9  | 日前交易支路潮流约束松弛罚因子  | 单位为元/MWh。SCUC 或 SCED 中罚因子为 5e5。节点价格计算中 SCED 中惩罚因子为 1000。   |
| 10 | 实时交易电力平衡约束松弛罚因子  | 单位为元/MWh。SCED 中罚因子为 5e7,节点电价计算模型中惩罚因子为 1500。   |
| 11 | 实时交易断面潮流约束松弛惩罚因子 | 单位为元/MWh。SCED 中惩罚因子为 5e5。节点电价计算模型中惩罚因子为 1000。  |
| 12 | 实时交易支路潮流约束松弛惩罚因子 | 单位为元/MWh。SCED 中惩罚因子为 5e5。节点电价计算模型中惩罚因子为 1000。  |

| 序号 | 参数名称                       | 取值    |
|----|----------------------------|-------|
| 13 | 独立储能电站单日充放电循环次数上限（用于报量报价）  | 1.5 次 |
| 14 | 独立储能最小连续充放电时长（用于报量报价）      | 30 分钟 |
| 15 | 独立储能电站单日全容量充电次数上限（用于报量不报价） | 1.5 次 |

## 附录 6 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）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线路极限功率、断面极限功率：

1.因系统安全约束，需要将线路、变压器、断面潮流及电压控制在指定值以内；

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

3.其他保障电网安全、电力可靠供应需要将线路、变压器、断面潮流及电压控制在指定值以内。

### （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、上级调度机构或政府部门要求，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，或电力调度机构批复同意进行试验的机组；

4.根据电网安全运行要求在运行日某些时段固定出力的机组；

5.其他保障电网安全运行，电力可靠供应需要开机运行的机组。

对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件选择发电成本最小的机组作为必开机组。

电力调度机构在竞价日（D-1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，明确相应的必开时段，必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日（D日）能够正常开机运行。

### （三）发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- 1.因系统安全约束需要停机的机组；
- 2.不具备并网条件的机组；
- 3.已纳入政府当年关停计划的机组；
- 4.国家能源局华北监管局、政府部门下达的停机要求；
- 5.处于计划检修、临时检修、缺煤停机或经营不善等状态的

机组。

电力调度机构在竞价日(D-1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,明确相应的必停时段。接到停机指令的机组,应做好停机准备,按时安全停机。

#### (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(群);
- 2.因保供电、保供热、保民生或政府要求,需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组(群);
- 3.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组(群);
- 4.其他保障电网安全、电力可靠供应需要限制出力上下限的发电机组(群)。

## 附录7 火电机组申报信息及方式

(一) 电能量报价曲线，单位为元/MWh：竞价日（D-1日）09:30前，所有市场化火电机组申报运行日（D日）的现货市场电能量价格。电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报10段，电力最小单位是1MW，申报电价的最小单位是10元/MWh。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）。第一段出力区间起点为机组的申报最小可调出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力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报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组额定有功功率的5%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格限值。未申报主体采用默认报价作为运行日（D日）申报信息。

(二) 机组启动费用，单位为万元/次：竞价日（D-1日）09:30前，所有市场化火电机组申报运行日（D日）机组启动费用。包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。

燃煤机组的启动工况标准定义如下：自机组最近一次非调试解列至电力调度机构最终确定的计划并网时间，10小时以内为

热态启动，10小时（含）至72小时（含）为温态启动，72小时以上为冷态启动。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。未申报主体采用默认值作为运行日（D日）申报信息。

（三）最小可调出力成本，单位为元/MWh：竞价日（D-1日）09:30前，所有市场化火电机组基于最小可调出力成本参考值，在一定范围内自主申报运行日（D日）机组最小可调出力成本。未申报主体采用默认值作为运行日（D日）申报信息。

最小可调出力成本参考值分机组类型确定并按周更新，机组分类及供电煤耗标准参照内蒙古自治区能源局关于印发《内蒙古自治区煤电节能降耗及灵活性改造行动计划（2021-2023年）》的通知（内能电力字〔2021〕372号）有关内容执行。

各类型机组供电煤耗表

| 非循环流化床机组                                 |                 |                  |                 |
|--|-----------------|------------------|-----------------|
| 机组额定容量级别<br>(MW)                         | 供电煤耗<br>(g/KWh) | 机组额定容量级别<br>(MW) | 供电煤耗<br>(g/KWh) |
| 30万千瓦级超临界                                | 308             | 20万千瓦及以下超高压      | 352             |
| 60万千瓦级超临界                                | 300             | 30万千瓦级亚临界        | 323             |
| 60万千瓦级超超临界                               | 293             | 60万千瓦级亚临界        | 314             |
| 100万千瓦级超超临界                              | 285             |                  |                 |
| 注：空冷机组在此基础上增加12克/千瓦时，褐煤机组在以上基础上增加3克/千瓦时。 |                 |                  |                 |

| 循环流化床低热值煤发电机组    |                 |                  |                 |
|------------------|-----------------|------------------|-----------------|
| 机组额定容量级别<br>(MW) | 供电煤耗<br>(g/KWh) | 机组额定容量级别<br>(MW) | 供电煤耗<br>(g/KWh) |
| 30 万千瓦级湿冷        | 318             | 60 万千瓦级湿冷        | 306             |
| 30 万千瓦级空冷        | 338             | 60 万千瓦级空冷        | 325             |

$C_{\text{最小可调出力成本参考值}, i} = B_{\text{供电煤耗}, i} \times P_{\text{煤炭价格}} \times K \div 1000$

$P_{\text{煤炭价格}} = (7000 \div 5500) \times P_{\text{煤炭指数}}$

$C_{\text{最小可调出力费用基准}, i}$  为机组  $i$  的最小可调出力成本参考值；

$B_{\text{供电煤耗}, i}$  为机组  $i$  的供电煤耗；

$P_{\text{煤炭价格}}$  为按 5500 大卡折算的标煤价格；

$K$  为调节系数。

对于不在上表(各类型机组供电煤耗表)范围内的发电机组,最小可调出力成本上限等于表中各类型机组最小可调出力成本上限的最大值,下限值等于表中各类型机组最小可调出力成本下限的最小值,经营主体根据煤耗、煤价等实际情况,进行自主申报。最小可调出力成本参考值等于最小可调出力成本上限与下限的平均值。

(四) 机组出力上限和申报最小可调出力。竞价日(D-1日)08:00前,所有市场化火电机组通过调度技术支持系统和现货技术支持系统滚动申报未来三天出力上限和申报最小可调出力。未申报则默认使用最近一次申报的限额。机组申报出力上限小于机

组基准最小可调出力时，机组出力上限按照装机容量处理。

（五）机组开机/停机曲线。竞价日（D-1日）08:00前，经营主体根据实际情况在现货技术支持系统更新机组开机/停机曲线，未更新则默认使用最近一次更新的开机/停机曲线。现货技术支持系统于竞价日（D-1日）09:00前读取机组开机/停机曲线用于运行日（D日）出清。

（六）机组检修结束预计最早可并网时间。经营主体根据检修票批复情况，结合自身实际，于竞价日前一日（D-2日）22:00前在调度技术支持系统申报/更新运行日（D日）及以后时间范围机组预计最早可并网时间。未申报主体默认最早可并网时间为检修票批复计划结束时间加12小时。

（七）机组启动通知时间。经营主体根据自身实际，于竞价日前一日（D-2日）22:00前在调度技术支持系统申报/更新运行日（D日）及以后时间范围机组启动通知时间。未更新则默认使用最近一次更新的启动通知时间。

（八）最小连续开机/停机时间。竞价日（D-1日）08:00前，经营主体根据实际情况在调度技术支持系统更新机组最小连续开机/停机时间，未更新则默认使用最近一次更新的最小连续开机/停机时间。

（九）市场出清方式。每月申报次月是否作为优先执行中长期曲线机组参与市场出清。未申报主体默认按照价格信息参与市

场集中优化。

（十）电厂机组不全停约束情况。市场初期，默认各电厂的机组不全停约束生效，经营主体根据实际情况，于竞价日（D-1）日 08:00 前，更新该约束的生效情况，未更新则默认采用最近一次更新的约束生效情况。约束取消后，电厂内机组在满足电网安全约束的条件下，可能因市场经济性原因出现机组全停情况。

## 附录 8 可靠性机组组合及日前预出清特殊机组出清机制

### （一）必开机组

必开机组不参与机组组合计算优化，最小必开出力曲线以下保障优先出清。最小必开出力曲线未作特别说明时，取机组基准最小可调出力。某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价，最小必开出力曲线之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清和市场定价。

供热必开机组不纳入必开机组成本补偿范围，必开机组成本补偿仅限因电网安全原因必开的机组。

### （二）调试（试验）机组

调试阶段的新建机组按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，视为非市场机组，不参与现货市场的定价与结算。调试（试验）的在运机组，调试时段机组出力不参与优化，作为价格接受者优先安排出清，非调试时段按照其电能量报价信息正常参与市场出清。

### （三）优先执行中长期曲线机组

为保证新能源最大化消纳，可靠性机组组合及日前预出清时不考虑优先执行中长期曲线机组。依据全部经营主体申报信息，考虑电力平衡及约束条件，以发电成本最小为目标，确定机组组合及发电预计划。

#### （四）最小连续开机、停机时间内机组

发电机组开机运行或停机解列后，在其申报最小连续开机时间或最小连续停机时间内，原则上安排其机组状态满足相关时间要求，按照其申报价格参与优化出清，确定发电出力。

#### （五）处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至出力下限期间，发电出力为其申报的开机曲线，不参与优化，接受市场价格。处于停机过程中的发电机组，在机组从出力下限降功率至与电网解列期间，发电出力为其申报的停机曲线，不参与优化，接受市场价格。

## 附录 9 实时交易特殊机组出清机制

### （一）处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至出力下限期间，发电出力计划为机组实际出力，不参与优化。接受市场价格。机组达到出力下限后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时交易优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从出力下限降功率至与电网解列期间，发电出力计划为机组实际出力，不参与优化，接受市场价格。

### （二）优先执行中长期曲线机组

申报优先执行中长期曲线且实时市场开机运行，未中标调频市场的火电机组作为优先执行中长期曲线机组参与实时市场出清。优先执行中长期曲线机组目标出力计划为机组运行日中长期交易曲线，当机组中长期交易曲线低于机组出力下限或高于机组出力上限时，目标出力计划修正为机组出力上下限。

出清机制：将优先执行中长期曲线机组目标出力曲线以下出力对应的价格设置为市场最低价，目标出力曲线以上出力对应的价格设置为市场最高价，参与市场优化出清；当机组优先执行中长期曲线影响电网新能源消纳时，机组按照申报价格参与市场统一优化出清。

定价机制：实时交易定价阶段，优先执行中长期曲线机组按固定出力处理，作为价格接受者不参与市场定价。

### （三）因故障需调整出力计划的机组

机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电企业可向调度机构申请，经调度机构许可后进行出力计划调整。故障处理时段内机组出力固定为经调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组优先出清，接受市场价格。故障处理结束后，发电企业需及时向调度机构申请恢复，调度机构许可后解除机组固定出力，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时交易优化出清。

## 附录 10 安全约束机组组合 (SCUC) 数学模型

### 一、目标函数

最小化机组发电成本和各种松弛成本。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{\text{startup}} + (u_{i,t} c_{i,t}^{\text{minpower}} + c_{i,t}^{\text{energy}}) \Delta t) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L1} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) \Delta t + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M1} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) \Delta t + \sum_{t=1}^T \gamma^1 (s_t^+ + s_t^-) \Delta t + \sum_{\gamma=1}^T \sum_{e5,f=1} (c_{e5,f}^{\text{dis}} + c_{e5,f}^{\text{ch}}) \Delta t \quad (1)$$

其中，

$T$ 表示所考虑的时段总数；

$I$ 表示机组总台数；

$ES$ 表示独立新型储能交易单元的总数量；

$\Delta t$ 表示计算周期；

$c_{i,t}^{\text{startup}}$ 表示机组*i*在时段*t*的启动成本；

$c_{i,t}^{\text{minpower}}$ 表示机组*i*在时段*t*的最小可调出力成本；

$c_{i,t}^{\text{energy}}$ 表示机组*i*在时段*t*的电能量成本，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；

$u_{i,t}$ 表示机组启停状态， $u_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $u_{i,t} = 1$ 表示机组开机；

$\gamma^{L1}$ 表示 SCUC 支路潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^{M1}$ 表示 SCUC 断面潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^1$ 表示 SCUC 电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示  $t$  时刻线路  $l$  的正、反向潮流约束松弛变量；

$L$ 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示  $t$  时刻断面  $m$  的正、反向潮流约束松弛变量；

$M$ 表示断面总数；

$s_t^+$ 、 $s_t^-$ 表示  $t$  时刻电力平衡正、反向松弛变量；

$c_{es}^{\text{dis}}$ 、 $c_{es}^{\text{ch}}$ 分别表示独立新型储能  $es$  申报的充电、放电成本；

其中，独立新型储能充放电成本：

$$c_{es,t}^{\text{ch}} = \sum_{s=1}^S C_{es,t,s}^{\text{ch}} P_{es,t,s}^{\text{ch}} \quad (2)$$

$$c_{es,t}^{\text{dis}} = \sum_{s=1}^S C_{es,t,s}^{\text{dis}} p_{es,t,s}^{\text{dis}} \quad (3)$$

式中， $c_{es,t}^{\text{dis}}$ 、 $c_{es,t}^{\text{ch}}$ 分别为储能机组  $es$  时段  $t$  申报的第  $s$  个报价区间对应的充放电价格。

### 1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (4)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + u_{i,t} P_{i,t}^{\text{min}} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (5)$$

其中， $I^F$ 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段

$t$  的出力； $P_{i,t}^F$  表示机组  $i$  在时段  $t$  的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$  表示机组  $i$  在时段  $t$  的启动曲线和停机曲线； $u_{i,t}$  表示机组  $i$  在时段  $t$  的启停状态， $u_{i,t} = 0$  表示机组停机， $u_{i,t} = 1$  表示机组开机； $P_{i,t}^{min}$  表示机组  $i$  在时段  $t$  的最小可调出力。

### 2) 机组电能量成本

$$C_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (6)$$

其中， $BU$  表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$  表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$  表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的电能量报价段。 $I^V$  表示所有竞价机组集合。

### 3) 机组启动成本

$$C_{i,t}^{startup} = \begin{cases} y_{i,t} C_{i,t,1}^{ST} & \text{如果在 } t \text{ 时段的停机时间在热态启动时间范围} \\ y_{i,t} C_{i,t,2}^{ST} & \text{如果在 } t \text{ 时段的停机时间在温态启动时间范围} \\ y_{i,t} C_{i,t,3}^{ST} & \text{如果在 } t \text{ 时段的停机时间在冷态启动时间范围} \end{cases} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $C_{i,t,g}^{ST}$  表示机组启动成本， $g=1$  表示热态启机成本， $g=2$  表示温态启机成本， $g=3$  表示冷态开机成本； $y_{i,t}$  表示机组启动 0-1 变量。

#### 4) 最小可调出力成本

$$C_{i,t}^{minpower} = C_i^{MP} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (8)$$

其中， $C_i^{MP}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最小可调出力成本申报费用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最小可调出力。

## 二、约束条件

### 1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (9)$$

其中， $J$ 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线  $j$  在时段  $t$  的计划功率（受入为正，送出为负）， $D_t$ 表示时段  $t$  的系统负荷。

### 2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^I r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (10)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (11)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段  $t$  的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最大出力。

### 3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^I r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段  $t$  的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq u_{i,t}RD_i + z_{i,t}P_{i,t}^{\min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (14)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq u_{i,t-1}RU_i + y_{i,t}P_{i,t}^{\min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (15)$$

其中， $RD_i$ 表示机组  $i$  的下爬坡限制； $RU_i$ 表示机组  $i$  的上爬坡限制。

5) 机组最小连续开/停机时间约束

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} = y_{i,t} - z_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (16)$$

$$u_{i,t} = u_{i,0} \quad \forall i \in I^V, \forall t \in [1, NT_i^{\text{begin}}] \quad (17)$$

$$\sum_{t' \leq t - T^{\text{min\_on}} + 1} y_{i,t'} \leq u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \in (NT_i^{\text{begin}}, T] \quad (18)$$

$$\sum_{t' \leq t - T^{\text{min\_off}} + 1} z_{i,t'} \leq 1 - u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \in (NT_i^{\text{begin}}, T] \quad (19)$$

其中， $y_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的启动 0-1 变量； $z_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的停机 0-1 变量； $u_{i,0}$ 表示机组  $i$  的初始状态； $NT_i^{\text{begin}}$ 表示机组  $i$  的初始状态还需要持续的时间； $T^{\text{min\_on}}$ 表示机组最小连续运行时间；其中， $T^{\text{min\_off}}$ 表示机组最小连续停运时间。

6) 机组开机需要提前通知的时间约束

$$u_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I^V, \forall t \in [1, T_i^B] \quad (20)$$

其中， $T_i^B$ 表示机组  $i$  的需要提前通知的时间。

#### 7) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (21)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面  $m$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子。

#### 8) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (22)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子。

9) 机组群约束

$$U_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IU_q} u_{i,t} \leq U_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (23)$$

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (24)$$

其中， $IU_q$ 表示状态受限电厂群数量； $U_{p,t}^{min}$ ， $U_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群  $p$  在时段  $t$  的最少运行机组数目和最多运行机组数目； $IL_q$ 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群  $p$  在时段  $t$  的最大出力和最小出力。

10) 全厂不能全停约束

$$\sum_{i=1}^{IU_v} u_{i,t} \geq 1 \quad i \in v, \forall t \quad (25)$$

其中， $IU_v$ 分别表示电厂群数量。

初期，为保证电力系统安全稳定，增加火电厂不全停约束条件。

11) 独立新型储能充放电功率约束

独立新型储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$a_{es,t} P_{es}^{min dis} \leq P_{es}^{dis} \leq a_{es,t} P_{es}^{max dis} \quad (26)$$

$$\beta_{es,t} P_{es}^{min ch} \leq P_{es}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{max ch} \quad (27)$$

$$0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \quad (28)$$

式中， $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  的充电、放电功率； $P_{es}^{min dis}$ 、 $P_{es}^{max dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的放电功

率上下限； $P_{es}^{min\ ch}$ 、 $P_{es}^{max\ ch}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的充电功率上下限； $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  的充放电状态 0-1 变量。

### 12) 独立新型储能荷电状态约束

独立新型储能 在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} + \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t - P_{es}^{dis} \Delta t / \eta_{es}^{dis} \quad (29)$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t} \quad (30)$$

式中， $E_{es,t}$ 表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  结束时的荷电状态； $\eta_{es}^{ch}$ 、 $\eta_{es}^{dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根； $\Delta t$ 表示时段长度； $E_{es}$ 表示独立新型储能  $es$  的额定容量； $\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  结束时的荷电状态上下限。

### 13) 独立新型储能运行日起始与结束荷电状态约束

独立新型储能 在本运行日起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值。独立新型储能 在本运行日结束时刻的荷电状态，等于其申报的日末荷电状态期望值(如申报)。

$$E_{es,0} = E_{es}^{ini} \quad (31)$$

$$E_{es,T-2} = E_{es}^{fin} \quad (32)$$

式中， $E_{es,0}$ 、 $E_{es,T-2}$ 分别表示独立新型储能  $es$  本运行日初始时

刻、结束时刻的荷电状态； $E_{es}^{mi}$  表示独立新型储能 es 上一运行日结束时刻的荷电状态； $E_{es}^{fm}$  表示独立新型储能 es 申报的本运行日结束时刻荷电状态期望值。

#### 14) 独立新型储能充放电循环次数约束

独立新型储能每日充放电循环次数约束由电力调度机构统一设置，起步阶段暂按不超过循环次数上限  $N_{es,circle}$  设置。

$$\frac{\sum_{t=1}^T (\eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} + P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle} \quad (33)$$

式中， $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$  分别代表 t 时刻独立新型储能放电功率和充电功率； $\eta_{es}^{dis}$ 、 $\eta_{es}^{ch}$  分别代表独立新型储能放电效率和充电效率； $E_{es}$  代表独立新型储能的额定容量； $\Delta t$  代表计算周期，目前设定为 15 分钟； $N_{es,circle}$  代表独立新型储能申报每日充放电循环次数上限。

#### 15) 独立储能最小充放电时间约束

储能充放电时间应该满足 30 分钟最小连续充放电时间。

$$T_{es,t}^c = \sum_{k=t-T_U^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{es,k}^c \quad (34)$$

$$T_{es,t}^d = \sum_{k=t-T_U^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{es,k}^d \quad (35)$$

$$T_{es,t}^c - (\alpha_{es,t-1}^c - \alpha_{es,t}^c) T_U^{c,\min} \geq 0 \quad (36)$$

$$T_{es,t}^d - (\alpha_{es,t-1}^d - \alpha_{es,t}^d) T_U^{d,\min} \geq 0 \quad (37)$$

其中,  $T_U^{c,\min}$ 、 $T_U^{d,\min}$  分别为储能机组的最小连续充放电时间;  $T_{es,t}^c$ 、 $T_{es,t}^d$  分别为储能机组 es 时段 t 时已经连续充放电的时间。

#### 16) 机组最小开机方式约束

机组组合开机容量应大于等于机组最小开机方式。

## 附录 11 日前预出清安全约束经济调度 (SCED) 数学模型

### 一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{\text{energy}}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L2} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M2} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \gamma^2 (s_t^+ + s_t^-) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{e_s=1}^{\text{ES}} (c_{es,t}^{\text{dis}} + c_{es,t}^{\text{ch}}) \quad (1) \end{aligned}$$

其中，

$T$ 表示所考虑的时段总数；

$I$ 表示机组总台数；

$ES$ 表示独立新型储能交易单元的总数量；

$c_{i,t}^{\text{energy}}$ 表示机组*i*在时段*t*的电能量成本，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；

$\gamma^{L2}$ 表示 SCED 支路潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^{M2}$ 表示 SCED 断面潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^2$ 表示 SCED 电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示  $t$ 时刻线路  $l$ 的正、反向路潮流约束松弛变量；

$L$ 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示  $t$ 时刻断面  $m$ 的正、反向潮流约束松弛变量；

$M$ 表示断面总数；

$s_t^+$ 、 $s_t^-$ 表示  $t$  时刻电力平衡正、反向松弛变量。

$c_{es}^{\text{dis}}$ 、 $c_{es}^{\text{ch}}$ 分别表示独立新型储能  $es$  申报的充电、放电成本；

其中，独立新型储能充放电成本：

$$c_{es,t}^{\text{ch}} = \sum_{s=1}^S C_{es,t,s}^{\text{ch}} P_{es,t,s}^{\text{ch}} \quad (2)$$

$$c_{es,t}^{\text{dis}} = \sum_{s=1}^S C_{es,t,s}^{\text{dis}} p_{es,t,s}^{\text{dis}} \quad (3)$$

式中， $c_{es,t}^{\text{dis}}$ 、 $c_{es,t}^{\text{ch}}$ 分别为储能机组  $es$  时段  $t$  申报的第  $s$  个报价区间对应的充放电价格。

### 1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (4)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{\text{min}} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (5)$$

其中， $I^F$ 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的启动曲线和停机曲线； $U_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组运行/停运 0-1 状态。

### 2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{\text{energy}} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (6)$$

其中， $BU$ 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区

间的电能报价段。 $I^V$ 表示所有竞价机组集合。

## 二、约束条件

### 17) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (7)$$

其中， $J$ 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线 $j$ 在时段 $t$ 的计划功率（受入为正，送出为负）， $D_t$ 表示时段 $t$ 的系统负荷。

### 18) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (8)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (9)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段 $t$ 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的最大出力。

### 19) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (10)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (11)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段 $t$ 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的最小出力。

### 20) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t} RD_i + Z_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1}RU_i + Y_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， $RD_i$ 表示机组下爬坡限制； $RU_i$ 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

### 21) 断面潮流约束

$$F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- \leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} \leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \quad (14)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面  $m$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子。

### 22) 支路潮流约束

$$F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- \leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} \leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \quad (15)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $K$ 表示

母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子。

### 23) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (16)$$

其中， $IL_q$ 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群  $p$  在时段  $t$  最大出力和最小出力。

### 24) 独立新型储能充放电功率约束

独立新型储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$a_{es,t} P_{es}^{min dis} \leq P_{es}^{dis} \leq a_{es,t} P_{es}^{max dis} \quad (17)$$

$$\beta_{es,t} P_{es}^{min ch} \leq P_{es}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{max ch} \quad (18)$$

$$0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \quad (19)$$

式中， $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  的充电、放电功率； $P_{es}^{min dis}$ 、 $P_{es}^{max dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的放电功率上下限； $P_{es}^{min ch}$ 、 $P_{es}^{max ch}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的充电功率上下限； $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  的充放电状态 0-1 变量。

### 25) 独立新型储能荷电状态约束

独立新型储能充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} + \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t - P_{es}^{dis} \Delta t / \eta_{es}^{dis} \quad (20)$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t} \quad (21)$$

式中,  $E_{es,t}$  表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  结束时的荷电状态;  $\eta_{es}^{ch}$ 、 $\eta_{es}^{dis}$  分别表示独立新型储能  $es$  的充放电效率, 充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根;  $\Delta t$  表示时段长度;  $E_{es}$  表示独立新型储能  $es$  的额定容量;  $\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$  分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  结束时的荷电状态上下限。

#### 26) 独立新型储能运行日起始与结束荷电状态约束

独立新型储能在本运行日起始时刻的荷电状态, 等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值。独立新型储能在本运行日结束时刻的荷电状态, 等于其申报的日末荷电状态期望值(如申报)。

$$E_{es,0} = E_{es}^{ini} \quad (22)$$

$$E_{es,T-2} = E_{es}^{fin} \quad (23)$$

式中,  $E_{es,0}$ 、 $E_{es,T-2}$  分别表示独立新型储能  $es$  本运行日初始时刻、结束时刻的荷电状态;  $E_{es}^{ini}$  表示独立新型储能  $es$  上一运行日结束时刻的荷电状态;  $E_{es}^{fin}$  表示独立新型储能  $es$  申报的本运行日结束时刻荷电状态期望值。

#### 27) 独立新型储能充放电循环次数约束

独立新型储能每日充放电循环次数约束由电力调度机构统一设置, 起步阶段暂按不超过循环次数上限  $N_{es,circle}$  设置。

$$\frac{\sum_{t=1}^T (\eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} + P_{es}^{dis} / \eta_{es}^{dis}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle} \quad (24)$$

式中， $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$  分别代表  $t$  时刻独立新型储能放电功率和充电功率； $\eta_{es}^{dis}$ 、 $\eta_{es}^{ch}$  分别代表独立新型储能放电效率和充电效率； $E_{es}$  代表独立新型储能的额定容量； $\Delta t$  代表计算周期，目前设定为 15 分钟； $N_{es,circle}$  代表独立新型储能申报每日充放电循环次数上限。

## 28) 独立储能最小充放电时间约束

储能充放电时间应该满足 30 分钟最小连续充放电时间。

$$T_{es,t}^c = \sum_{k=t-T_U^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{es,k}^c \quad (25)$$

$$T_{es,t}^d = \sum_{k=t-T_U^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{es,k}^d \quad (26)$$

$$T_{es,t}^c - (\alpha_{es,t-1}^c - \alpha_{es,t}^c) T_U^{c,\min} \geq 0 \quad (27)$$

$$T_{es,t}^d - (\alpha_{es,t-1}^d - \alpha_{es,t}^d) T_U^{d,\min} \geq 0 \quad (28)$$

其中， $T_U^{c,\min}$ 、 $T_U^{d,\min}$  分别为储能机组的最小连续充放电时间； $T_{es,t}^c$ 、 $T_{es,t}^d$  分别为储能机组  $es$  时段  $t$  时已经连续充放电的时间。

## 附录 12 日前预出清节点电价 (LMP) 计算模型

### 一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{energy}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L3} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M3} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \gamma^3 (s_t^+ + s_t^-) \quad (1)$$

其中，

$T$ 表示所考虑的时段总数；

$I$ 表示机组总台数；

$c_{i,t}^{energy}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的电能量成本，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；

$\gamma^{L3}$ 表示节点电价计算的支路潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^{M3}$ 表示节点电价计算的断面潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^3$ 表示节点电价计算的电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 $t$ 时刻线路 $l$ 的正、反向路潮流约束松弛变量；

$L$ 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 $t$ 时刻断面 $m$ 的正、反向潮流约束松弛变量；

$M$ 表示断面总数；

$s_t^+$ 、 $s_t^-$ 表示 $t$ 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

#### 1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， $I^F$ 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的启动曲线和停机曲线； $U_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组运行/停运 0-1 状态。

## 2) 机组电能量成本

$$C_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， $BU$ 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的电能量报价段。 $I^V$ 表示所有竞价机组集合。

## 二、约束条件

### 1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (5)$$

其中， $J$ 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线  $j$  在时段  $t$  的计划功率（受入为正，送出为负）， $D_t$ 表示时段  $t$  的系统负荷。

### 2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (6)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段  $t$  的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最大出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{max}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力  $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{max} = \min \{ (1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{max})^{SCED} \} \quad (8)$$

其中， $\delta$ 表示节点电价模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{max})^{SCED}$ 表示日前 SCED 模型中的机组最大出力。

### 3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (9)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (10)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段  $t$  的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最小出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{min}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力  $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{min}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{min} = \max \{ (1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{min})^{SCED} \} \quad (11)$$

其中， $\delta$ 表示节点电价模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{min})^{SCED}$ 表示日前 SCED 模型中的机组最小出力。

### 4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t}RD_i + Z_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1}RU_i + Y_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， $RD_i$ 表示机组下爬坡限制； $RU_i$ 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

#### 5) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (14)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面  $m$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子。

#### 6) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (15)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $K$ 表示

母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子。

### 7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (16)$$

其中， $IL_q$ 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群最大出力和最小出力。

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、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点  $n$  在时段  $t$  的节点电价为：

$$LMP_{n,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L SF_{l,n,t} (\bar{\pi}_{l,t} - \underline{\pi}_{l,t}) - \sum_{m=1}^M SF_{m,n,t} (\bar{\pi}_{m,t} - \underline{\pi}_{m,t}) \quad (17)$$

其中：

$\lambda_t$ 表示时段  $t$  系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\bar{\pi}_{l,t}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子；

$\underline{\pi}_{l,t}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子；

$\pi_{m,t}$ 表示断面  $s$  在时段  $t$  的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为断面潮流约束松弛罚因子。

## 附录 13 实时交易安全约束经济调度 (SCED) 数学模型

### 一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\begin{aligned} \min & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{energy}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L2} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M2} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \gamma^2 (s_t^+ + s_t^-) + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{es=1}^{ES} (c_{es,t}^{dis} + c_{es,t}^{ch}) \end{aligned} \quad (1)$$

其中，

$T$ 表示所考虑的时段总数；

$I$ 表示机组总台数；

$ES$ 表示独立新型储能交易单元的总数量；

$c_{i,t}^{energy}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的电能量成本，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；

$\gamma^{L2}$ 表示 SCED 支路潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^{M2}$ 表示 SCED 断面潮流约束松弛罚因子；

$\gamma^2$ 表示 SCED 电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示  $t$  时刻线路  $l$  的正、反向路潮流约束松弛变量；

$L$ 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示  $t$  时刻断面  $m$  的正、反向潮流约束松弛变量；

$M$ 表示断面总数；

$s_t^+$ 、 $s_t^-$ 表示  $t$  时刻电力平衡正、反向松弛变量；

其中，独立新型储能充放电成本：

$$c_{es,t}^{ch} = \sum_{s=1}^S C_{es,t,s}^{ch} p_{es,t,s}^{ch} \quad (2)$$

$$c_{es,t}^{dis} = \sum_{s=1}^S C_{es,t,s}^{dis} p_{es,t,s}^{dis} \quad (3)$$

式中， $c_{es,t}^{dis}$ 、 $c_{es,t}^{ch}$ 分别为储能机组  $es$  时段  $t$  申报的第  $s$  个报价区间对应的充放电价格。

### 1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (4)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (5)$$

其中， $I^F$ 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的启动曲线和停机曲线。

### 2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (6)$$

其中， $BU$ 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的电能量报价段。 $I^V$ 表示所有竞价机组集合。

## 二、约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (7)$$

其中， $J$ 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线 $j$ 在时段 $t$ 的计划功率（受入为正，送出为负）， $D_t$ 表示时段 $t$ 的系统负荷。

2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (8)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (9)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段 $t$ 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的最大出力。

3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (10)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (11)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段 $t$ 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t} R D_i + Z_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1} R U_i + Y_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， $RD_i$ 表示机组下爬坡限制； $RU_i$ 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

#### 5) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (14)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面  $m$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子。

#### 6) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (15)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子。

7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (16)$$

其中， $IL_q$ 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群  $p$  在时段  $t$  最大出力和最小出力。

8) 独立新型储能充放电功率约束

独立新型储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\alpha_{es,t} P_{es}^{min dis} \leq P_{es}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{max dis} \quad (17)$$

$$\beta_{es,t} P_{es}^{min ch} \leq P_{es}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{max ch} \quad (18)$$

$$0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \quad (19)$$

$$P_{es}^{min ch} < 0, P_{es}^{max ch} < 0 \quad (20)$$

式中， $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  的充电、放电功率； $P_{es}^{min dis}$ 、 $P_{es}^{max dis}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的放电功率上下限； $P_{es}^{min ch}$ 、 $P_{es}^{max ch}$ 分别表示独立新型储能  $es$  的充电功率上下限； $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  的充放电状态 0-1 变量。

9) 独立新型储能荷电状态约束

独立新型储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} + \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t - P_{es}^{dis} \Delta t / \eta_{es}^{dis} \quad (21)$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t} \quad (22)$$

式中,  $E_{es,t}$  表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  结束时的荷电状态;  $\eta_{es}^{ch}$ 、 $\eta_{es}^{dis}$  分别表示独立新型储能  $es$  的充放电效率, 充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根;  $\Delta t$  表示时段长度;  $E_{es}$  表示独立新型储能  $es$  的额定容量;  $\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$  分别表示独立新型储能  $es$  在时段  $t$  结束时的荷电状态上下限。

#### 10) 独立储能最小充放电时间约束

储能充放电时间应该满足 30 分钟最小连续充放电时间。

$$T_{es,t}^c = \sum_{k=t-T_U^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{es,k}^c \quad (23)$$

$$T_{es,t}^d = \sum_{k=t-T_U^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{es,k}^d \quad (24)$$

$$T_{es,t}^c - (\alpha_{es,t-1}^c - \alpha_{es,t}^c) T_U^{c,\min} \geq 0, \alpha_{es,0}^c = 1, t \leq \min(T_U^{c,\min} - T_{es,t}^{c,0}, 0) \quad (25)$$

$$T_{es,t}^d - (\alpha_{es,t-1}^d - \alpha_{es,t}^d) T_U^{d,\min} \geq 0, \alpha_{es,0}^d = 1, t \leq \min(T_U^{d,\min} - T_{es,t}^{d,0}, 0) \quad (26)$$

其中,  $T_U^{c,\min}$ 、 $T_U^{d,\min}$  分别为储能机组的最小连续充放电时间;  $T_{es,t}^c$ 、 $T_{es,t}^d$  分别为储能机组  $es$  时段  $t$  时已经连续充放电的时间。  $T_{es,t}^{c,0}$ 、 $T_{es,t}^{d,0}$  分别为储能机组  $es$  在初始点已需持续充放电时间。

#### 11) 独立新型储能实时出清荷电状态约束

$$E_{es,4n}^{RT} = E_{es,4n}^{DA}, n \in [1, 24] \quad (27)$$

式中,  $E_{es,4n}^{RT}$ 、 $E_{es,4n}^{DA}$  分别表示独立新型储能  $es$  在整点时刻  $4n$  的日前、实时电能量市场出清荷电状态。

## 附录 14 实时交易节点电价 (LMP) 计算模型

### 一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{energy}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L3} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M3} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \gamma^3 (s_t^+ + s_t^-) \quad (1)$$

其中,

$T$ 表示所考虑的时段总数;

$I$ 表示机组总台数;

$c_{i,t}^{energy}$ 表示机组 $i$ 在时段 $t$ 的电能量成本,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;

$\gamma^{L3}$ 表示节点电价计算的支路潮流约束松弛罚因子;

$\gamma^{M3}$ 表示节点电价计算的断面潮流约束松弛罚因子;

$\gamma^3$ 表示节点电价计算的电力平衡约束松弛罚因子;

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 $t$ 时刻线路 $l$ 的正、反向路潮流约束松弛变量;

$L$ 表示线路总数;

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 $t$ 时刻断面 $m$ 的正、反向潮流约束松弛变量;

$M$ 表示断面总数;

$s_t^+$ 、 $s_t^-$ 表示 $t$ 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

#### 1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， $I^F$ 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的启动曲线和停机曲线。

## 2) 机组电能量成本

$$C_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， $BU$ 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  第  $b$  个出力区间的电能量报价段。 $I^V$ 表示所有竞价机组集合。

## 二、约束条件

### 1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (5)$$

其中， $J$ 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线  $j$  在时段  $t$  的计划功率（受入为正，送出为负）， $D_t$ 表示时段  $t$  的系统负荷。

### 2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (6)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段  $t$  的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最大出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{max}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{max} = \min \{ (1 + \delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{max})^{SCED} \} \quad (8)$$

其中， $\delta$ 表示节点电价模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{max})^{SCED}$ 表示实时 SCED 模型中的机组最大出力。

### 3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (9)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (10)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段  $t$  的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组  $i$  在时段  $t$  的最小出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{min}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{min}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{min} = \max \{ (1 - \delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{min})^{SCED} \} \quad (11)$$

其中， $\delta$ 表示节点电价模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{min})^{SCED}$ 表示实时 SCED 模型中的机组最小出力。

### 4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t} R D_i + Z_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1} R U_i + Y_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， $RD_i$ 表示机组下爬坡限制； $RU_i$ 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

#### 5) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (14)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面  $m$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对断面  $s$  的潮流转移因子。

#### 6) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (15)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组  $i$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线  $j$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子； $K$ 表示母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷  $k$  所在节点在时段  $t$  对支路  $l$  的潮流转移因子。

7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (16)$$

其中， $IL_q$ 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群最大出力和最小出力。

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、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点  $n$  在时段  $t$  的节点电价为：

$$LMP_{n,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L SF_{l,n,t} (\bar{\pi}_{l,t} - \underline{\pi}_{l,t}) - \sum_{m=1}^M SF_{m,n,t} (\bar{\pi}_{m,t} - \underline{\pi}_{m,t}) \quad (17)$$

其中：

$\lambda_t$ 表示时段  $t$  系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\bar{\pi}_{l,t}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子；

$\underline{\pi}_{l,t}$ 表示支路  $l$  在时段  $t$  的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子；

$\underline{\pi}_{m,t}$ 表示断面  $s$  在时段  $t$  的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为断面潮流约束松弛罚因子。

# 内蒙古电力多边交易市场 结算实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                       |           |
|-----------------------|-----------|
| 第一章 总 则.....          | 1         |
| 第二章 结算管理.....         | 2         |
| 第一节 结算原则.....         | 2         |
| 第二节 市场结算流程.....       | 3         |
| 第三节 电费追补管理.....       | 7         |
| 第三章 电能量电费计算.....      | 8         |
| 第一节 发电侧电能量电费.....     | 8         |
| 第二节 用户侧电能量电费.....     | 9         |
| 第四章 中长期合约偏差及调整结算..... | 13        |
| 第五章 绿电交易结算.....       | 13        |
| 第六章 省间购电交易结算.....     | 错误！未定义书签。 |
| 第七章 机制电量差价结算.....     | 19        |
| 第八章 市场费用计算.....       | 24        |
| 第一节 发电侧月度市场费用.....    | 24        |
| 第二节 用户侧月度市场费用.....    | 25        |
| 第九章 结算问询及调整.....      | 25        |
| 第十章 附 则.....          | 27        |
| 附录 1：市场运行调整费用计算.....  | 28        |
| 附录 2：术语定义.....        | 62        |

## 第一章 总 则

**第一条** [依据]为指导、规范、明确内蒙古电力多边交易市场结算工作，提升结算服务水平，构建规范、高效、透明的结算服务体系，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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《跨省跨区电力应急调度管理办法》（发改运行规〔2025〕1193号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合内蒙古电力多边交易市场实际情况，制定本细则。

**第二条** [适用范围]本细则主要适用于内蒙古电力市场结算，适用于电能量电费、市场运行调整费用、纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量（以下简称机制电量）差价结算费用等的清算和结算工作。本细则所称市场成员包括经营主体、电网企业和电力市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电企业、市场化并网消纳新能源项目主体和新型经营主体（含负荷聚合商、独立储能和虚拟电厂等）；电力市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

## 第二章 结算管理

### 第一节 结算原则

**第三条** [结算周期及数据拟合] 市场结算周期采用“日清月结”的模式。初期，电网企业代理购电用户、直接参与市场交易的低压用户等计量表计不具备分时计量条件的经营主体，按照典型曲线拟合分时计量数据。因经营主体计量点无法拆分等原因无法分别结算的，可按照额定容量对计量电量分劈或按结算单元进行数据拟合。

**第四条** [市场清算时段] 初期，市场化用户根据计量设备情况明确清算时段，市场化机组以 15 分钟为清算时段。

#### **第五条** [差价合约结算参考点及电价]

（一）初期，发用双方的差价合约结算参考点统一设置，待市场成熟后允许自主选取结算参考点。

（二）发电企业现货市场电价：发电企业现货结算电价为机组（场站）所在电气节点的节点电价。

（三）电力用户现货市场电价：电力用户、居民农业用户现货结算电价为设置的结算参考点电价。

（四）通过综合考虑发电企业运营、电力用户电价承受能力等因素设置市场结算价格上下限。

(五)多现货节点的经营主体现货市场电价为各节点现货价格算术平均值。

## 第二节 市场结算流程

**第六条** [数据准备]电力交易机构在竞价日(D-1日)24:00前提取运行日(D日)及当月剩余日的中长期合约数据。

电力调度机构在竞价日(D-1日)向电力交易机构提供D日日前机组组合安排、日前出清结果、必开、必停等特殊机组标签、省间现货日前出清结果、日前需求响应出清结果;在运行日后第1天(D+1日)提供实时交易发电侧所有节点每15分钟出清电力、出清价格和每1小时结算参考点电价、限价后的出清价格、省间现货日内出清结果,紧急需求响应出清结果;

电网企业(电力调度机构)在运行日后第1日24:00前,以交易单元为计量单位,提供市场化用户(不含电网企业代理购电用户和不满足计量条件的用户)每清分时段计量数据,提供发电侧每15分钟的上网计量数据、省间购电交易及应急调度执行结果、D日机组组合实际启停状态、机组非计划停运起止时间等,因经营主体计量点无法拆分等原因无法分别结算的,提供按照额定容量拆分的计量数据。

相关数据提供方应对数据准确性及时效性负责,初期,设置

数据缺省值为 0。

**第七条** [日清分]运行日后第 2 日 8:00 前，电力交易机构发布临时日清分结果，具体包括：各经营主体 D 日清分数据及需求响应费用等。

经营主体在临时日清分结果发布后，对清算数据进行确认，在运行日第 2 日 12:00 前反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

运行日第 2 日 24:00 前，根据经营主体反馈意见，电力市场运营机构及电网企业修正相关结算基础数据，包括但不限于电力调度机构提供发电侧每 15 分钟的上网计量数据，修正市场出清结果，电网企业提供市场化用户每小时计量数据等。

电力交易机构根据各方处理意见，运行后第 3 日 12:00 前对运行日临时日清分结果进行重新计算，并发布正式日清分结果。

**第八条** [月度清算]次月（M+1 月）第 1 日 24:00 前，电网企业将 M 月电网企业代理购电用户与独立参与市场但无法分时计量的低压侧用户、分布式分散式发电等全月分时计量数据发送至电力交易机构，电力交易机构按照数据清算相关账目。

**第九条** [月度结算]电网企业（电力调度机构）在次月（M+1 月）第 1 个工作日 24:00 前完成 M 月月度市场化用户电量及月度

上网电量、深调电量、历史差错电量等信息推送，电力调度机构在次月（M+1月）第3个工作日24:00前，完成M-1月“两个细则”及辅助服务结算等结果推送，电力交易机构次月第5个工作日24:00前根据上月日清分结果以及历史月份的退补结算结果，出具M月结算依据（核对版），并发布给经营主体查询确认。市场经营主体、相关电网企业应在第6个工作日24:00前完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在第7个工作日12:00前组织市场经营主体、电网企业、电力调度机构进行核实，达成一致的，对相关月度计量数据进行更新。因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。电力交易机构应在第7个工作日24:00前完成结算依据（核对版）修正，市场经营主体应在第8个工作日12:00前对修正后的结算依据（核对版）再次进行核对和确认，逾期视为已确认。确认后，电力交易机构应在第8个工作日24:00前，向市场经营主体、电网企业发布上月正式结算依据，电网企业按照正式结算依据同经营主体进行电费结算。

在日清、月结结果确认过程中，电力交易机构负责对经营主体结算电费异常进行处理，电网企业（电力调度机构）负责对电

量异常进行处理。

**第十条** [发电侧电费计算]发电企业的电费包括电能量电费、市场运行调整费用等。其中：电能量电费包括现货全电量电能量电费与中长期差价合约电能量电费；市场运行调整费用包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。发电企业的电费结算顺序按照按电能量电费、成本补偿类费用、市场平衡类费用、用户侧风险防范费用、签约比例考核费用、新能源风险防范费用、保底结算费用、非计划停运补偿结算费用、曲线偏差结算费用、新能源平衡补偿费用、日前需求侧响应分摊费用、紧急需求侧响应分摊费用、中长期合约偏差费用、中长期合约转让费用、回购费用、省间购电费用等依次进行。

**第十一条** [用户侧电费计算]电力用户到户电费包含用户电能量电费支出、市场运行调整费用、输配电费、功率因数调整电费、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等。其中，电能量电费包括现货全电量电能量电费与中长期差价合约电能量电费；市场运行调整费用包含成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。外送电电能量电费按照用户电能量电费计算原则进行计算。电力用户的电费结算顺序按照电能量电费、用户侧风险防范费用、签约比例考核费用、保底结算费用、非计

划停运补偿结算费用、曲线偏差结算费用、成本补偿类费用、市场平衡类费用、日前需求侧响应分摊费用、紧急需求侧响应分摊费用、中长期合约偏差费用、中长期合约转让费用、回购费用、省间购电费用等依次进行。

**第十二条** [售电企业与虚拟电厂费用计算]售电企业费用按照不同代理协议模式分别计算：其中使用“代理服务费模式”的协议，售电企业费用为约定的代理服务费用，现货市场产生所有损益由代理用户承担；使用“差价模式”的协议，售电企业费用为电力市场购、售电费差额，现货市场产生的所有损益由售电企业承担。售电企业与代理用户双方本着自愿原则同意调整当月代理服务费的，可由双方共同向电力交易机构提交书面申请，电力交易机构审核后及时予以处理。

虚拟电厂参与市场后，按照聚合资源交易单元进行结算。虚拟电厂费用按照虚拟电厂资源聚合协议签订的结算方式及偏差约定执行。

### **第三节 电费追补管理**

#### **第十三条** [电费追补原则]

（一）由于历史发用电量计量差错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基础数据，计算有关

经营主体的退补结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月，差错电量以及差错电费纳入计量平衡费用处理。

(二) 若因经营主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

### 第三章 电能量电费计算

#### 第一节 发电侧电能量电费

**第十四条** [发电侧电能量电费] 现货运行期间，市场化机组的电能量电费包括现货全电量电能量电费、中长期差价合约电能量电费。其中：现货全电量电能量电费为机组 t 时段的上网电量与所在节点电价的乘积；中长期差价合约电能量电费为 t 时段中长期合约电价减去用户侧结算参考点电价后与合约电量的乘积。省间现货售电中标电量按照中标电价与送出节点的结算参考点电价的差价进行结算。

现货运行期间，市场化机组电能量电费：

$$R_{\text{发电}, i} = \sum_{t=0}^T \left[ Q_{\text{上网}, i}^t \times P_{\text{节点}, i}^t + \sum_{j=0}^M Q_{\text{合约}, i, j}^t \times (P_{\text{合约}, i, j}^t - P_{\text{结算参考点}}^t) \right]$$

其中：

$R_{\text{发电}, i}$  为市场化机组 i 结算的电能量电费；

$P_{\text{节点}, i}^t$  为 t 时段，市场化机组 i 所处节点的实时市场出清电价，

全部上网电量为机制电量且未主动在交易平台注册并参与市场交易的户用分布式光伏项目的现货价格按相关文件要求执行；

$P_{\text{结算参考点}}^t$  为 t 时段，中长期签约市场化用户的结算参考点电价，外送中长期合约、省间现货售电中标合约按照送出节点的结算参考点结算，电网企业代理购电用户和市场化居民农业合约按照设置的结算参考点结算。

$Q_{\text{上网, } i}^t$  为市场化机组 i 在 t 时段上网电量。

$Q_{\text{合约, } i, j}^t$  为 t 时段市场化机组 i 与市场化用户 j 签订的中长期合约电量。

$P_{\text{合约, } i, j}^t$  为 t 时段市场化机组 i 与市场化用户 j 签订的中长期合约价格。

## 第二节 用户侧电能量电费

**第十五条** [用户侧电能量电费] 现货运行期间，市场化用户电能量电费包含现货全电量电能量电费、中长期差价合约电能量电费。其中：现货全电量电能量电费为 t 时段实际用电量与结算参考点电价的乘积，中长期差价合约电能量电费为合约电价减去结算参考点电价后与合约电量的乘积。不参与中长期交易的独立储能充电电量、工业园区绿色供电项目与新能源对应的用电量电

能量电费为 t 时段实际用电量与其现货价格的乘积。

现货运行期间，市场化用户电能量电费：

$$R_{\text{用户}, j} = \sum_{t=0}^T \left[ Q_{\text{用}, j}^t \times P_{\text{结算参考点}}^t + \sum_{j=0}^M Q_{\text{合约}, i, j}^t \times (P_{\text{合约}, i, j}^t - P_{\text{结算参考点}}^t) \right]$$

$R_{\text{用户}, j}$  为市场化用户 j 结算的电能量电费；

$Q_{\text{用}, j}^t$  为市场化用户 j 在 t 时段的实际用电量。

**第十六条** [电网企业代理购电用户和居民农业用户结算模式] 电网企业代理购电用户与居民农业用户参与市场结算。电网企业代理购电用户不具备分时计量条件期间，按照电量拟合办法将月实际用电量拟合至清分时段，拟合结果作为现货市场结算计量数据。电网企业代理购电用户中长期曲线按照历史数据确定典型曲线，拟合的计量曲线形状与中长期交易曲线形状保持一致。

居民农业用户中长期曲线采用典型曲线进行分解，计量曲线由全网市场化发电机组（场站）计量曲线减去市场化用户计量曲线形成。

**第十七条** [省间现货售电交易结算模式] 省间现货售电交易结算按照省内发电侧省间现货售电交易中标总曲线、中标加权均价作为东送华北联络线的省间现货售电交易日清数据；月结时，按照省内发电侧省间现货售电交易中标总电量、加权均价作为东

送华北联络线月结数据。

**第十八条** [新型经营主体电能量电费结算方式]新型经营主体放电 t 时段的上网电量与所在节点电价的乘积作为 t 时段的电能量电费收入，充电 t 时段的实际用电量与其现货价格的乘积作为 t 时段的电能量电费支出。独立储能参与电力中长期交易后，发电单元参照燃煤发电、用电单元参照一般行业用户进行结算。

**第十九条** [市场化并网消纳新能源项目、绿电直连项目结算方式]工业园区绿色供电项目新能源与对应用户的结算电量，根据发、用类型分别拟合为结算单元进行结算。新能源消纳部分发电与用电计量电量为新能源分时计量曲线与用户分时计量曲线重合部分。如发、用两侧市场清分时段不一致，则将各清分时段计量曲线拟合至双方匹配后，根据拟合后的分时计量曲线确定各时段新能源消纳部分结算电量。多个主体为同一工业园区的，发、用两侧各时段新能源消纳部分结算电量根据新能源消纳部分总结算电量按各自实际电量占比进行分劈。现货交易部分不同节点间的节点价差损益纳入全网阻塞盈余费用，不参与市场运行调整费用等的分摊。场外协议部分，发、用主体可以自行结算，也可以通过签订委托协议，委托电力交易机构提供结算服务，委托协议需明确委托结算方式、偏差处理方式等。购网部分计量电量

为用电侧分时计量曲线减去发电侧分时计量曲线，与购网交易合同对应执行用户侧结算模式。当因电网非正常运行等发用双方出现非自主原因导致新能源额外上网情况时，建立临时结算单元，参照结算问询流程应急处理。园区内相关发用电企业可以自行约定场外协议偏差责任承担方式，可自行结算或委托电力交易机构开展。

燃煤自备电厂可再生能源替代工程、全额自发自用项目如因安全稳定运行等原因需通过公网输送的可参照工业园区绿色供电项目结算。

风光制氢项目的发、用电量分别参照同类型发、用电项目市场规则进行结算。企业上网电量按年度进行校核，对于已经结算的超额电量按照该风光制氢项目年度结算均价进行追退费用，相关费用纳入不平衡费用处理。风光制氢醇项目参照风光制氢一体化项目模式执行。

源网荷储一体化项目购网电量参照用电企业市场结算规则进行结算。

并网型绿电直连项目，项目电源和负荷为同一投资主体参照用电企业市场结算规则进行结算；项目电源和负荷不是同一投资主体的，参照工业园区绿色供电项目市场结算规则进行结算。并

网型氢基绿色燃料绿电直连项目上网电量参照风光制氢项目市场结算规则进行结算。

#### **第四章 中长期合约偏差及调整结算**

**第二十条** [中长期合约偏差结算]月度中长期合约（含年度合约月分解、月度交易及月内交易）签约比例未达到要求的经营主体，对实际签约电量和满足签约比例电量之间的差额进行偏差结算。居民农业、独立储能暂不参与中长期合约偏差结算。暂停交易的经营主体，中长期合约偏差电费暂时不予发行，待经营主体恢复交易后进行汇总发行清算。

偏差结算费用按照发电侧（区分燃煤机组、各类新能源）、用电侧分别设立账目。发电侧偏差结算费用按照用电企业交易电量比例进行分配，用电侧偏差结算费用按照发电企业单位装机交易电量比例进行分配。鼓励经营主体积极参与市场化交易，提高市场活力。

**第二十一条** [中长期合约调整结算]中长期合约转让、回购费用按转让、回购电量和转让、回购价格开展结算。

#### **第五章 绿电交易结算**

**第二十二条** [绿电交易结算]绿电交易的合约电量及电能量价格按照本细则规定的中长期合约结算方式开展结算。绿电交

易的环境价值费用按绿电交易结算电量和绿电交易环境价值开展结算。如结算时跨省跨区绿电交易区外主体实际上网、用电量未获取，暂按跨省跨区绿电交易结果和区内主体实际上网、用电量按照“二者取小”原则开展绿电交易结算。在后续结算周期，依据区外主体实际上网、用电量按照“三者取小”原则进行调整或者依据区外主体“三者取小”结果进行调整，调整结果在下一个结算周期纳入结算调整项目。

**第二十三条** [绿电交易结算电量的确定]绿色电力环境价值以发电企业非机制上网电量、电力用户用电量、绿色电力合约电量或场外协议的最小值确定结算电量，结算电量单位为“兆瓦时”，保留整数位。跨省跨区绿电交易结算电量按照国家相关规定确定。具体核算方式如下：

（一）发电企业非机制上网电量和电力用户/售电企业用电量均大于绿电交易合约电量时，按合约电量结算。

（二）合约一方实际非机制上网电量或用电量小于绿电交易合约电量时，按电量较低一方的实际非机制上网电量或用电量结算，具体为：

1. 同一电力用户/售电企业与多个发电企业签约，总用电量低于总合约电量时，该电力用户/售电企业对应用于各发电企业的用电量按总用电量占总合约电量比重等比例分配。

2. 同一发电企业与多个电力用户/售电企业签约，非机制上网电量低于总合约电量时，该发电企业对应用于各电力用户/售电企业的上网电量按非机制上网电量占总合约电量比重等比例分配。

**第二十四条** [绿电交易偏差结算]绿色电力环境价值偏差电量按照合约明确的绿色电力环境价值偏差补偿条款，由违约方向合约对手方支付补偿费用。跨省跨区绿电交易暂不开展绿电交易偏差结算，如交易双方存在约定，可按照交易双方约定方式进行偏差处理或按相关文件执行。

## 第六章 省间购电交易结算

**第二十五条** [东送盈余费用]是指省间交易与省内现货市场运行后东送用户结算费用的差值，东送盈余费用优先用于省间购电费用的疏导，疏导后剩余部分在发电侧与用户侧分配，发电侧与用户侧按照非机制上网电量和实际用电量比例分配，按月执行。若东送盈余费用不足以全额疏导省间购电费用，按省间现货购电费用、中长期购电费用、应急调度费用比例疏导。由电力应

急调度产生的受入方和送出方之间的电费差额，按照国家有关规定执行。因不同经营区域市场结算时序不一致导致东送盈余费用在正式结算依据中无法兑现的，在后续结算周期纳入结算调整项目。

**第二十六条** [省间现货购电费用]省间现货购电费用为省间现货购电交易开展 t 时间段，省间现货购电中标电量与中标电价的乘积。

$$R_{\text{现货购电}} = \sum_{t=0}^T \left( Q_{\text{现货购电}}^t \times P_{\text{省间现货中标}}^t \right)$$

$Q_{\text{现货购电}}^t$  为省间现货购电交易时间段中标电量；

$P_{\text{省间现货中标}}^t$  为省间现货购电交易时间段中标电价。

**第二十七条** [省间中长期购电费用]省间中长期购电费用为省间中长期购电交易开展 t 时间段，省间中长期购电成交电量与成交电价的乘积。

$$R_{\text{中长期购电}} = \sum_{t=0}^T \left( Q_{\text{中长期购电}}^t \times P_{\text{省间中长期成交}}^t \right)$$

$Q_{\text{中长期购电}}^t$  为省间中长期购电交易时间段成交电量；

$P_{\text{省间中长期成交}}^t$  为省间中长期购电交易时间段成交电价。

**第二十八条** [应急调度费用]应急调度费用为跨省跨区电

力应急调度开展 t 时间段，应急调度电量与电价的乘积。

$$R_{\text{应急调度}} = \sum_{t=0}^T (Q_{\text{应急调度}}^t \times P_{\text{应急调度}}^t)$$

$Q_{\text{应急调度}}^t$  为应急调度时间段应急调度电量；

$P_{\text{应急调度}}^t$  为应急调度时间段应急调度电价。

**第二十九条** [东送电量调平]省间购电交易开展期间，东送用户实时计量电量和月度发行电量核增省间交易中标电量、应急调度电量，正常日清月结，并在东送用户月结算总费用中扣除省间交易购电费用及应急调度费用。

$$R_{\text{电能量, 东送}} = \sum_{t=0}^T \left[ \left( Q_{\text{计量, 东送}}^t + Q_{\text{现货购电}}^t + Q_{\text{中长期购电}}^t + Q_{\text{应急调度}}^t \right) \times P_{\text{结算参考点}}^t + Q_{\text{东送合约}}^t \times \left( P_{\text{东送合约}}^t - P_{\text{结算参考点}}^t \right) \right]$$

$$R_{\text{总, 东送}} = R_{\text{电能量, 东送}} + R_{\text{市场运行调整费用, 东送}} - R_{\text{现货购电}} - R_{\text{中长期购电}} - R_{\text{应急调度}}$$

$Q_{\text{计量, 东送}}^t$  为省间购电交易时间段 t，东送用户的实时计量电量；

$P_{\text{结算参考点}}^t$  为省间购电交易时间段 t，东送用户的结算参考点电

价；

$Q_{\text{东送合约}}^t$  为省间购电交易时间段 t，东送用户的合约电量；

$P_{\text{东送合约}}^t$  为省间购电交易时间段 t，东送用户的合约电价。

**第三十条** [居民农业电量调平]居民农业实时计量电量和月度发行电量核减省间中长期购电电量、省间现货购电电量、应急调度电量，正常日清月结。

$$R_{\text{电能量, 居民农业}} = \sum_{t=0}^T \left[ \left( Q_{\text{居民农业实际}}^t - Q_{\text{中长期购电}}^t - Q_{\text{现货购电}}^t - Q_{\text{应急调度}}^t \right) \times P_{\text{全网统一}}^t + Q_{\text{合约}}^t \times \left( P_{\text{合约}}^t - P_{\text{全网统一}}^t \right) \right]$$

$Q_{\text{居民农业实际}}^t$  为居民农业用户 t 时段实际用电量；

**第三十一条** [省间中长期及现货购电费用分摊]省间中长期及现货购电费用在除不参与中长期交易的新型经营主体、工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分、东送用户外的市场化用户间，按实际用电量比例分摊。

$$R_l = \left( R_{\text{中长期购电}} + R_{\text{现货购电}} \right) \times \frac{E_{\text{分摊}l}}{E_{\text{总市场主体}}}$$

$R_l$  为第 l 个市场化用户需要承担的省间中长期购电分摊费用；

$E_{\text{分摊}l}$  为第 l 个市场化用户的实际用电量；

$E_{\text{总市场主体}}$  为除不参与中长期交易的新型经营主体、工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分、东送用户外的市场化用户总实际用电量。

**第三十二条** [应急调度费用分摊]受入的应急调度费用在

除不参与中长期交易的新型经营主体、工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分、东送用户外的市场化用户间，按月度发行电量比例分摊。送出的应急调度费用在除不参与中长期交易的新型经营主体、工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分、东送用户外的市场化发电、用户间按上网电量或实际用电量比例分摊。

$$R_y = R_{\text{应急调度}} \times \frac{E_{\text{分摊}y}}{E_{\text{总市场主体}}}$$

$R_y$  为第  $y$  个分摊主体需要承担的应急调度费用；

$E_{\text{分摊}y}$  为第  $y$  个分摊主体的上网电量或实际用电量。

## 第七章 机制电量差价结算

**第三十三条** [机制电量差价电费] 新能源发电企业机制电量按照机制电价与市场交易均价的差值开展机制差价电费结算。

$$P_{\text{市场交易均价}} = \frac{\sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I Q_{\text{机制}, i}^t \times P_{\text{节点}, i}^t}{\sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^I Q_{\text{机制}, i}^t}$$

$$R_{\text{机制差价}, i} = Q_{\text{机制}, i} \times (P_{\text{机制}, i} - P_{\text{市场交易均价}})$$

$P_{\text{市场交易均价}}$  为月度发电侧同类项目（区分风电、光伏、光热）

机制电量实时市场加权平均价格。

$P_{\text{机制}, i}$  为市场化机组  $i$  的机制电价。

$R_{\text{机制差价}, i}$  为市场化机组  $i$  当月机制电量的差价结算电费。

新能源发电企业机制电量部分不参与除调平费用外其他市场费用分摊，各月实际上网电量低于当月分解机制电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。机制电量的差价结算电费纳入系统运行费用，由全体工商业用户分享或分摊。

## 第八章 需求响应费用结算

### 第一节 需求侧响应补偿费用

**第三十四条** [需求响应补偿结算原则]经营主体的补偿费用单独记账、单独结算。

**第三十五条** [响应执行比例]单个用户实际响应电量除以中标电量为需求侧响应执行比例。

日前需求侧响应，如果用户申报总容量大于等于电网需求总容量时，单个用户执行上限设定为 120%，如果用户申报总容量小于电网需求总容量时，上限设定为（电网需求容量除以申报总容量\*100%）；

初期日前和紧急需求侧响应执行比例下限设定为 80%，低于下限值时，不进行补偿。不低于下限值时评价为合格。对于紧急

需求侧响应单个用户评价为合格的用户暂不设执行上限，取实际响应电量。

**第三十六条** [需求响应补偿费用计算]日前或紧急需求侧响应补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{补偿}(j, k)} = Q_{\text{实际响应}(j, k)} \times C_{\text{出清}(j, k)}$$

其中：

$C_{\text{出清}(j, k)}$ 为用户第  $j$  日  $k$  时段日前需求侧响应基于现货节点出清价格或日内紧急需求侧响应出清价格；

$Q_{\text{实际响应}(j, k)}$ 日前需求侧响应中标用户低于响应执行比例下限时，取 0 值；高于响应执行比例上限时，取上限值。紧急需求侧响应中标用户低于响应执行比例下限时，取 0 值；高于响应执行比例上限时，取实际响应值。

**第三十七条** [获利回收]中标用户在参与需求侧响应过程中，仅获得评价为合格时段的需求侧响应费用收益，对评价为合格的需求侧响应时段内的市场日清算获利部分进行回收，回收费用首先用于冲抵日前需求侧响应补偿费。评价为不合格的需求侧响应时段不进行补偿，日清算获利部分按未参与需求侧响应结算方法进行计算。

**第三十八条** [响应取消]对于日前需求侧响应，电网企业可根据日内供需情况，提前大于8小时取消响应时，对中标用户不进行补偿；小于等于8小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量乘以0.5系数进行补偿；小于等于6小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量乘以0.8系数进行补偿；小于等于4小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量进行补偿。因电网取消响应而响应不合格的用户不进行考核。

## 第二节 需求侧响应考核费用

**第三十九条** [响应考核]用户实际响应电量除以中标电量为需求侧响应执行比例，初期响应执行比例下限设定为80%，低于下限值时考核，对该时段用户需求侧响应缺额电量按需求侧响应出清价格的M倍进行考核。

**第四十条** [考核费用计算]考核费用计算公式如下：

$$R_{考核(j, k)} = (Q_{中标电量(j, k)} \times 0.8 - Q_{实际响应(j, k)}) \times C_{出清(j, k)} \times M$$

其中：

$R_{考核(j, k)}$ 为第j日k时段参与需求侧响应的用户未完全按中标电量执行所产生的考核费用；

$Q_{中标电量(j, k)}$ 为第j日k时段用户需求响应的中标电量。

$M$  为考核调整系数,视市场运行情况更改,随着需求侧响应执行比例下降,逐步增大,对应关系如下表:

| 需求侧响应执行比例          | $M$     |
|--------------------|---------|
| $<80\%, \geq 70\%$ | $M=0.1$ |
| $<70\%, \geq 60\%$ | $M=0.2$ |
| $<60\%, \geq 50\%$ | $M=0.3$ |
| $<50\%, \geq 40\%$ | $M=0.4$ |
| $<40\%, \geq 30\%$ | $M=0.5$ |
| $<30\%, \geq 20\%$ | $M=0.6$ |
| $<20\%, \geq 10\%$ | $M=0.7$ |
| $<10\%, \geq 0\%$  | $M=0.8$ |

### 第三节 费用分摊

**第四十一条** [费用分摊原则]日前和紧急需求侧响应补偿费用首先由考核费用及需求侧响应用户市场日清算获利回收费用进行冲抵,冲抵后还有剩余费用向除居民农业用户及独立储能外的市场化发电企业以及市场化电力用户按照月度实际上网电量

及用电量占比进行分摊或返还。

**第四十二条** [费用分摊方式]第  $l$  个分摊主体需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_l = R_{\text{响应费用}} \times \frac{Q_{\text{分摊}l}}{Q_{\text{市场主体}}}$$

其中：

$R_l$  为第  $l$  个分摊主体需要承担的需求侧响应分摊费用；

$R_{\text{响应费用}}$  为日前或紧急需求侧响应补偿的费用；

$Q_{\text{分摊}l}$  为第  $l$  个除居民农业用户及独立储能外的市场化发电企业或市场化电力用户的月度实际上网电量或用电量；

$Q_{\text{市场主体}}$  为除居民农业用户及独立储能外的所有市场化发电企业或市场化电力用户的月度实际上网电量及用电量。

## 第九章 市场费用计算

### 第一节 发电侧月度市场费用

**第四十三条** [发电侧月度市场费用]发电企业的月度结算总费用包括电能量电费、市场运行调整费用、中长期合约偏差费用、合约转让费用、回购费用、绿电结算费用、机制电量差价结算费用、不平衡费用等。无机制电量且未主动注册的户用式分布

式光伏全部上网电量对应居民农业市场化采购电量，按照直接参与市场的无补贴光伏结算均价（含环境价值）进行结算，不与其他市场费用分摊。

**第四十四条** [调试运行期机组及非市场化机组费用]发电机组和独立新型储能调试运行期内及满足直接参与电力市场交易条件前的上网电量，采用同类型机组当月代理购电市场化采购均价结算。

非市场化机组上网电量按照批复价格结算。

## 第二节 用户侧月度市场费用

**第四十五条** [用户侧月度市场费用]电力用户的月度结算总费用包括电能量电费、市场运行调整费用、中长期合约偏差费用、合约转让费用、回购费用、绿电结算费用、不平衡费用等。

## 第十章 结算问询及调整

**第四十六条** [结算问询及调整]结算问询与调整流程具体如下：

结算依据发布后，如市场经营主体存在异议，可在15个工作日内向电力交易机构提出结算问询。经营主体需提供正式证明材料，证明材料内容应包括但不限于具体调整请求、事实及理由等，相关证明材料应加盖单位公章。电力交易机构在收到问询后，

5个工作日内确认和评估问询是否属实，可要求经营主体追加信息，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

针对因市场经营主体原因或结算基础数据异常导致结算依据异常的，或在结算风险评估中发现结算依据异常的，经电力交易机构核查属实后开展追退补。对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补追溯期原则上不超过12个月。

针对因政策或规则调整等原因导致结算依据异常的，经电力交易机构核查属实后开展清算。对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构重新进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整。若结算错误影响个别经营主体且已超出结算细则规定的结算反馈时限的，电力交易机构按照追退补或清算原则进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整；无法在最近一次结算周期内完成调整的，调整金额在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。由追退补或清算产生的市场差额费用纳入市场不平衡费用处理。

开展追退补或清算时，经营主体结算依据可按照调整月同行业、同类型经营主体合约均价或结算均价结算，或按照结算实施细则相关条款据实开展日清分、月结算。据实结算时，为减少费用分摊对其他经营主体结算依据的影响，相关市场运行调整费用可不进行调整。当清算周期较长或由于市场规则变化较大难以据实核算时，可按照近期清算后的结算均价对历史费用进行核算。

电力交易机构完成结算问询调整后，需及时将相关情况上报电力监管机构和内蒙古电力市场主管部门，如电力监管机构和电力市场主管部门对调整结果存在异议，再次根据相关意见进行结算依据计算。

## 第十一章 附 则

**第三十八条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第三十九条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

## 附录 1：市场运行调整费用计算

### 第一节 市场平衡类费用

**第一条** [阻塞盈余费用] 阻塞盈余具体计算公式如下：

#### 1. 计算方式

$$R_{\text{阻塞盈余}} = \sum_{t=0}^T \left\{ \begin{aligned} & \sum_{j=1}^M (Q'_{\text{用}, j} \times P'_{\text{结算参考点}}) + \sum_{s=1}^S (Q'_{\text{储能充电}, s} \times P'_{\text{节点}, s}) \\ & + \sum_{l=1}^L (Q'_{\text{工业园区用电}, l} \times P'_{\text{节点}, l}) + (Q'_{\text{居民农业实际}} \times P'_{\text{全网统一}}) \\ & - \sum_{i=1}^N (Q'_{\text{上网}, i} \times P'_{\text{节点}, i}) \end{aligned} \right\}$$

$R_{\text{阻塞盈余}}$  为当月所有时段的阻塞盈余费用合计；

$Q'_{\text{居民农业实际}}$  为全网居民农业用户 t 时段实际总用电量；

$P'_{\text{全网统一}}$  为现货市场 t 时段的全网统一结算参考点电价。

#### 2. 分摊返还方式

总费用返还方式：阻塞盈余总费用按高耗能、一般行业（不含参与单边竞价优先成交行业）用户日清分电能量均价除以中长期合约均价（不含环境价值）核算的费用分配比例系数  $\mu$ ，确定阻塞盈余费用分配比例及分配方式。

市场化机组返还方式：按照全网统一结算参考点电价与市场化机组（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）所在节点电价的价差和非机制

上网电量乘积的比例，并考虑调节系数后进行返还。市场化机组（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）所在节点电价高于全网统一结算参考点电价的不进行返还，按照清算时段进行分摊清算。

$$R_{\text{阻塞盈余}, i}^t = R_{\text{阻塞盈余}, \text{发电}} \times \frac{\sum_{i=0}^T \left[ (Q_{\text{上网}, i}^t - Q_{\text{机制}, i}^t) \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, i}^t) \times \theta_i \right]}{\sum_{i=1}^N \left\{ \sum_{i=0}^T \left[ (Q_{\text{上网}, i}^t - Q_{\text{机制}, i}^t) \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, i}^t) \right] \times \theta_i \right\}}$$

市场化用户返还方式：按照费用分配比例系数  $\mu$ ，确定费用分配方式。

方式一：按照实际用电量比例分配。

方式二：按照全网统一结算参考点电价与市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）所在节点电价的价差和实际用电量乘积的比例，并考虑调节系数后进行返还。市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）所在节点电价高于全网统一结算参考点电价的不进行返还。按照清算时段进行分摊清算。

$$R_{\text{阻塞盈余}, j}^t = R_{\text{阻塞盈余}, \text{用户}} \times \frac{\sum_{i=0}^T \left[ Q_{\text{用}, j}^t \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, j}^t) \times \theta_j \right]}{\sum_{j=1}^M \left\{ \sum_{i=0}^T \left[ Q_{\text{用}, j}^t \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, j}^t) \right] \times \theta_j \right\}}$$

其中：

$R_{\text{阻塞盈余}, i}^t$  为 t 时段市场化机组 i 返还的阻塞盈余费用；

$R_{\text{阻塞盈余}, j}^t$  为 t 时段市场化用户 j 返还的阻塞盈余费用；

$P_{\text{节点}, j}^t$  为市场化用户 j 在 t 时段所处节点的实时市场出清电价。

$Q_{\text{机制}, i}^t$  为市场化机组 i 在 t 时段拟合的机制电量，按机组 i 上网电量曲线形状拟合。

$\theta_i, \theta_j$  分别为市场化机组 i 和市场化用户 j 的阻塞盈余费用调节系数。

**第二条** [市场结构平衡费用] 市场结构平衡费用是指因电网企业预测居民农业用户用电量时存在偏差产生的费用。工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体不参与市场结构平衡费用的分摊与返还。具体计算公式如下：

### 1. 计算方式

$$R_{\text{结构平衡}}^t = (Q_{\text{居民农业预测}}^t - Q_{\text{居民农业实际}}^t) \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{全网统一}}^t)$$

其中：

$Q_{\text{居民农业预测}}^t$  为 M-1 月预测的 M 月每日 t 时段全网居民农业用电量；

$P_{\text{基准}}$  为自治区价格主管部门发布的燃煤机组基准价；

## 2. 分摊返还方式

因电网企业预测居民农业电量偏差产生的费用，由全体市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）按实际用电量比例分摊或返还，按照清分时段进行清分。

$$R_{\text{工商业}, j}^t = R_{\text{结构平衡}}^t \times \frac{Q_{\text{工商业}, j}^t}{\sum_{j=1}^M Q_{\text{工商业}, j}^t}$$

其中：

$R_{\text{工商业}, j}^t$  为市场化用户 j 在 t 时段需分摊或返还的费用。

**第三条** [计量平衡费用] 因计算精度和四舍五入造成的叠加总电量与月度总电量之间的偏差电量，发电企业（含自治区相关政策明确纳入机制的新能源）按照月度现货加权均价平衡，电力用户按照月度结算参考点电价加权均价平衡。差错电量计入计量平衡费用处理，发电（含自治区相关政策明确纳入机制的新能源）

差错按发电侧月度现货加权均价平衡，用电差错按用户侧月度现货加权均价平衡。

1. 计算公式如下：

$$Q_{\text{发电调平}, i} = Q_{\text{上网}, i} - \sum_{t=0}^T Q_{\text{上网}, i}^t$$

$$R_{\text{发电调平}, i} = Q_{\text{发电调平}, i} \times P_{\text{节点月度加权}, i}$$

$$Q_{\text{用户调平}, j} = Q_{\text{用}, j} - \sum_{t=0}^T Q_{\text{用}, j}^t$$

$$R_{\text{用户调平}, j} = Q_{\text{用户调平}, j} \times P_{\text{月度参考点加权}, j}$$

$$R_{\text{差错}} = Q_{\text{发电差错}} \times P_{\text{发电差错}} - Q_{\text{用电差错}} \times P_{\text{用电差错}}$$

$$R_{\text{计量}} = R_{\text{用户调平}, i} - R_{\text{发电调平}, i} - R_{\text{差错}}$$

$Q_{\text{发电调平}, i}$  为市场化机组 i 月度上网电量与按时段累计上网电量之差；

$Q_{\text{用户调平}, j}$  为市场化用户 j 月度结算电量与按时段累计实际用电量之差；

$Q_{\text{发电差错}}$  为发电侧历史差错电量，多记电量为负，少计电量为正；

$Q_{\text{用电差错}}$  为用电侧历史差错电量，多记电量为负，少计电量为正；

$P_{\text{节点月度加权, i}}$  为市场化机组  $i$  所在节点现货市场月度加权均价。

$P_{\text{月度参考点加权, j}}$  为市场化用户  $j$  所在结算参考点现货市场月度加权均价。

$P_{\text{发电差错}}$  为发电侧月度现货加权均价。

$P_{\text{用电差错}}$  为用户侧月度现货加权均价。

$R_{\text{差错}}$  为发电侧和用户侧历史差错电费总和。

## 2. 分摊返还方式

分摊返还方式：市场化机组（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）以及市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）以月度非机制上网电量及月度实际用电量占比进行分摊或返还。

## 第二节 成本补偿类费用

**第四条** [燃煤机组启动补偿费用] 燃煤机组启动补偿费用补

偿范围为现货市场机组组合优化启动的机组以及为保障电网安全、电力可靠供应日前调整或增开、日内临时调起的机组，开机启动时间需满足相关要求。

### 1. 计算方式

$$R_{\text{启动费用}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{启动报价}, i}$$

其中： $P_{\text{启动报价}, i}$  为机组启动报价；N 为机组启动台数；

### 2. 分摊方式

总费用分摊方式：日前开机优化调整部分，由市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）承担。实时开机优化调整部分，由新能源场站（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分）承担。

个体分摊方式：市场化用户间（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）按实际用电量比例分摊，新能源发电企业按照非机制上网电量比例分摊，每日进行一次分摊清算。

**第五条** [必开机组补偿费用] 电力调度机构确定的必开机组最小必开出力超出中长期合约总量的部分，按照核定的补偿成本

与该时段现货节点电价的价差进行补偿，中长期合约曲线高出最小必开出力的时段不进行补偿。供热必开机组不纳入必开机组成本补偿范围，工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体不参与必开机组补偿费用的计算与返还。具体计算公式如下：

### 1. 计算公式

$$Q_{\text{必开}, i}^t = Q_{\text{最小必开出力}, i}^t - Q_{\text{合约总}, i}^t$$

$$R_{\text{必开机组}}^t = \sum_{i=1}^N \left[ Q_{\text{必开}, i}^t \times (P_{\text{必开}, i} - P_{\text{现货}, i}^t) \right]$$

其中：

$Q_{\text{必开}, i}^t$  为必开机组  $i$  在  $t$  时段的应补偿电量；

$Q_{\text{最小必开出力}, i}^t$  为电力调度机构确定的必开机组  $i$  在  $t$  时段的最小必开出力；因保障电网安全或电力平衡，导致市场出清和定价环节边际机组发生变化，造成机组节点电价低于对应出力申报价格时，机组在该时段的出清结果视同为必开机组最小必开出力。

$P_{\text{必开}, i}$  为核定的必开机组  $i$  的成本补偿价格；

$P_{\text{现货}, i}^t$  为  $t$  时段必开机组  $i$  的节点电价。

### 2. 分摊方式

总费用分摊方式：由新能源场站按当月总机制电量占总上网电量比例承担必开机组补偿费用，剩余必开机组补偿费用由市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）承担。

个体分摊方式：新能源场站按非机制上网电量比例分摊；市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）按实际用电量比例分摊，按清算时段进行分摊清算。

### 第三节 市场调节类费用

**第六条** [新能源保底结算费用] 当新能源开展保底结算前结算价格低于保底结算价格时，对新能源开展保底结算。

#### 1. 计算方式

当  $P_{\text{新能源结算均价, 月, } i} < P_{\text{新能源保底结算价格}}$  时，

$$R_{\text{新能源保底费用, } i} = (Q_{\text{新能源侧全月上网电量, } i} - Q_{\text{机制, } i}) \times (P_{\text{新能源保底结算价格}} - P_{\text{新能源结算均价, 月, } i}) \times \Delta_{\text{保底结算}}$$

$$R_{\text{新能源保底费用}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{新能源保底费用, } i}$$

其中：

$R_{\text{新能源保底费用}, i}$  为运行月需要对  $i$  场站补偿的费用；

$\Delta_{\text{保底结算}}$  为新能源保底结算费用系数；

$P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i}$  为  $i$  场站全月保底结算前的结算均价，计算方法为  $i$  场站保底结算前的总电费（不含机制电量对应的现货电能量电费）除以全月累计非机制上网电量；

$P_{\text{新能源保底结算价格}}$  为新能源保底结算价格；

## 2. 分摊方式

该项费用在除工业园区绿色供电项目和不参与中长期交易的新型经营主体外的市场化用户间，按新能源保底结算分摊系数进行分摊。

**第七条** [非计划停运补偿结算费用] 对非计划停运燃煤发电机组开展补偿结算，在非计划停运机组结算费用中扣减补偿结算费用。非计划停运时间结算时段为 1 小时，包括非计划停运时间点所在时段及非计划停运结束（机组并网或转检修/备用）时间点所在时段。

$$R_{\text{非停}, i}^t = Q_{\text{非停}, i}^t \times P_{\text{全网统一}}^t \times \Delta_{\text{非计划停运}}$$

$$R_{\text{非停}, i} = \sum_{t=0}^T R_{\text{非停}, i}^t$$

$$R_{\text{非停}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{非停}, i}$$

其中：

$Q'_{\text{非停}, i}$  为按燃煤发电机组  $i$  非计划停运前 3 小时内平均出力折算的该时段非停电量。

$R'_{\text{非停}, i}$  为燃煤发电机组  $i$  在非计划停运时段的补偿结算费用。

$R_{\text{非停}, i}$  为燃煤发电机组  $i$  当月全部非计划停运补偿结算费用。

$R_{\text{非停}}$  为全部燃煤发电机组当月非计划停运补偿结算费用。

$\Delta_{\text{非计划停运}}$  为非计划停运补偿结算费用系数。

非计划停运补偿结算费用在市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目和不参与中长期交易的新型经营主体）间按实际用电量占比分享。

**第八条** [曲线偏差结算费用] 为鼓励发用两侧签订中长期合约，合理按照签订曲线进行生产经营，稳定市场价格，对发用两侧中长期交易电量不满足规定比例的部分进行曲线偏差结算。工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型主体不参与曲线偏差结算的计算与返还。暂停交易的经营主体，曲线偏差结算费用暂时不予发行，待企业恢复交易后进行

汇总发行清算。

### 1. 发电侧曲线偏差下限结算

计算公式为：

当  $(Q_{\text{上网}, i}^t - Q_{\text{机制}, i}^t) \times \lambda_1 \geq Q_{\text{合约}, i}^t$  且  $P_{\text{节点}, i}^t > P_{\text{发电中长期均价}}^t$  时，

$$R_{\text{曲线下限}, i}^t = \left[ (Q_{\text{上网}, i}^t - Q_{\text{机制}, i}^t) \times \lambda_1 - Q_{\text{合约}, i}^t \right] \\ \times (P_{\text{节点}, i}^t \times \sigma_{\text{系数1}}^t - P_{\text{发电中长期均价}}^t)$$

$$R_{\text{曲线下限}, i} = \sum_{t=0}^T R_{\text{曲线下限}, i}^t$$

$$R_{\text{发电曲线下限}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{曲线下限}, i}$$

$P_{\text{发电中长期均价}}^t$  为同类型市场化机组 t 时段中长期合约均价；（按

燃煤机组、无补贴新能源、补贴新能源区分）

$\lambda_1$  为发电曲线偏差结算允许下限值，视市场运行情况进行调整；

$\sigma_{\text{系数1}}^t$  为 t 时段发电曲线偏差结算低于下限要求的系数，视市场运行情况进行调整。

$P_{\text{节点}, i}^t$  为 i 机组，t 时段节点现货价格。

$R_{\text{曲线下限}, i}^t$  为市场化机组 i 在 t 时刻发电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算费用；

$R_{\text{曲线下限}, i}$  为市场化机组  $i$  全月发电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算总费用;

$R_{\text{发电曲线下限}}$  为全网市场化机组全月发电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算总费用。

费用返还：按照市场化用户合约执行情况进行返还。

$$k_j = \frac{Q_{\text{合约}, j}}{Q_{\text{用电}, j}} \times 100\%$$

$$M_j = 1 - |1 - k_j|$$

$$R_{\text{曲线下限返还}, j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电}, j}}{\sum_{j=1}^M [(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电}, j}]} \times R_{\text{发电曲线下限}}$$

$k_j$  为用户中长期合约签约率;

$M_j$  为中间系数，当  $M_j - 0.5 \leq 0$  时不进行返还;

$R_{\text{曲线下限返还}, j}$  为市场化用户  $j$  的曲线偏差下限结算的返还费用。

## 2. 用电侧曲线偏差下限结算

计算公式为:

当  $Q'_{\text{用电}, j} \times \lambda_2 \geq Q'_{\text{合约}, j}$  且  $P'_{\text{中长期均价}, j} > P'_{\text{结算参考点}}$  时,

$$R_{\text{曲线下限}, j}^t = \left[ Q_{\text{用电}, j}^t \times \lambda_2 - Q_{\text{合约}, j}^t - Q_{\text{上调节}, j}^t \right] \\ \times \left( P_{\text{用电中长期均价}}^t \times \sigma_{\text{系数}2}^t - P_{\text{结算参考点}}^t \right)$$

$$R_{\text{曲线下限}, j} = \sum_{t=0}^T R_{\text{曲线下限}, j}^t$$

$$R_{\text{发电曲线下限}} = \sum_{j=1}^M R_{\text{曲线下限}, j}$$

$Q_{\text{上调节}, j}^t$  为市场化用户  $j$ ,  $t$  时段上调节电量, 当  $P_{\text{结算参考点}}^t$  小于等于 50 元/兆瓦时时,  $Q_{\text{上调节}, j}^t = Q_{\text{用电}, j}^t - Q_{\text{平均}, j}^t$ ,  $Q_{\text{平均}, j}^t$  为市场化用户  $j$  在清分日前 3 个自然日 (去除需求侧响应、电网原因、政策原因、不可抗力等因素造成的负荷下降日)  $t$  时段的平均用电量; 当  $P_{\text{结算参考点}}^t$  大于 50 元/兆瓦时时,  $Q_{\text{上调节}, j}^t$  为 0。

$P_{\text{中长期均价}, j}^t$  为市场化用户  $j$  在  $t$  时段中长期合约价格, 当  $Q_{\text{合约}, j}^t / Q_{\text{用电}, j}^t$  小于用电侧曲线偏差下限结算签约率要求时, 取全网同行业中长期合约加权均价;

$P_{\text{用电中长期均价}}^t$  为市场化用户  $j$  所在行业在  $t$  时刻的中长期合约均价, 行业按照高耗能、一般行业等相近行业分类。

$\lambda_2$  为用电曲线偏差结算允许下限值, 视市场运行情况进行调整;

$\sigma_{\text{系数}2}^t$  为 t 时段用电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算系数，视市场运行情况进行调整。

$R_{\text{曲线下限}, j}^t$  为市场化用户 j 在 t 时刻用电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算费用，该费用小于 0 时，取 0；

$R_{\text{曲线下限}, j}$  为市场化用户 j 全月用电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算总费用；

$R_{\text{用电曲线下限}}$  为全网市场化用户用电曲线偏差结算低于下限要求的偏差结算总费用。

费用返还：按照市场化机组合约执行情况进行返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约}, i}}{Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{曲线下限返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})}{\sum_{i=1}^N [(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})]} \times R_{\text{用电曲线下限}}$$

$R_{\text{曲线下限返还}, i}$  为市场化机组 i 的曲线偏差下限结算的返还费用。

### 3. 发电侧曲线偏差上限结算

计算公式为：

当  $Q_{\text{合约}, i}^t - Q_{\text{深调}, i}^t - (Q_{\text{上网}, i}^t - Q_{\text{机制}, i}^t) \times \lambda_3 \geq 0$  且  $P_{\text{发电中长期均价}, i}^t > P_{\text{全网统一结算参考点}}^t$  时,

$$R_{\text{曲线上限}, i}^t = \left[ Q_{\text{合约}, i}^t - Q_{\text{深调}, i}^t - (Q_{\text{上网}, i}^t - Q_{\text{机制}, i}^t) \times \lambda_3 \right] \\ \times (P_{\text{发电中长期均价}, i}^t \times \sigma_{\text{系数3}}^t - P_{\text{全网统一结算参考点}}^t)$$

$$R_{\text{曲线上限}, i} = \sum_{t=0}^T R_{\text{曲线上限}, i}^t$$

$$R_{\text{发电曲线上限}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{曲线上限}, i}$$

$P_{\text{发电中长期均价}, i}^t$  为市场化机组  $i$ ,  $t$  时段合约价格;

$Q_{\text{深调}, i}^t$  为市场化机组  $i$ ,  $t$  时段深调电量, 计算方式为燃煤机组基于最小技术出力折算的上网电量(厂用电率按照调度机构统计数据计算)与各时段实际上网电量的差, 当差值为正数时, 为该机组的深调电量;

$\lambda_3$  为发电曲线偏差结算允许上限值, 视市场运行情况进行调整;

$\sigma_{\text{系数3}}^t$  为  $t$  时段发电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算系数, 视市场运行情况进行调整。

$R_{\text{曲线上限}, i}^t$  为市场化机组  $i$  在  $t$  时刻发电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算费用;

$R_{\text{曲线上限}, i}$  为市场化机组  $i$  全月发电曲线偏差结算高于上限要

求的偏差结算总费用；

$R_{\text{发电曲线上限}}$  为全月发电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算总费用。

费用返还：按照市场化用户合约执行情况进行返还。

$$k_j = \frac{Q_{\text{合约},j}}{Q_{\text{用电},j}} \times 100\%$$

$$M_j = 1 - |1 - k_j|$$

$$R_{\text{曲线上限返还},j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j=1}^M [(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电},j}]} \times R_{\text{发电曲线上限}}$$

$R_{\text{曲线上限返还},j}$  为市场化 j 的曲线偏差上限结算的返还费用。

#### 4. 用电侧曲线偏差上限结算

计算公式为：

当  $Q_{\text{合约},j}^t \geq Q_{\text{用电},j}^t \times \lambda_4$  且  $P_{\text{结算参考点}}^t > P_{\text{中长期均价},j}^t$  时，

$$R_{\text{曲线上限},j}^t = [Q_{\text{合约},j}^t - Q_{\text{用电},j}^t \times \lambda_4 - Q_{\text{下调节},j}^t] \times (P_{\text{结算参考点}}^t \times \sigma_{\text{系数4}}^t - P_{\text{用电中长期均价}}^t)$$

$$R_{\text{曲线上限},j} = \sum_{t=0}^T R_{\text{曲线上限},j}^t$$

$$R_{\text{用电曲线上限}} = \sum_{j=1}^M R_{\text{曲线上限},j}$$

$Q'_{\text{下调节}, j}$  为市场化用户  $j$ ,  $t$  时段下调节电量, 当  $P'_{\text{结算参考点}}$  大于等于 1000 元/兆瓦时时,  $Q'_{\text{下调节}, j} = Q'_{\text{平均}, j} - Q'_{\text{用电}, j}$ , 当  $P'_{\text{结算参考点}}$  小于 1000 元/兆瓦时时,  $Q'_{\text{下调节}, j}$  为 0。

$\lambda_4$  为用电曲线偏差结算允许上限值, 视市场运行情况进行调整;

$\sigma'_{\text{系数4}, t}$  为  $t$  时段用电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算系数, 视市场运行情况进行调整。

$R'_{\text{曲线上限}, j}$  为市场化用户  $j$  在  $t$  时刻用电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算费用, 该费用小于 0 时, 取 0;

$R_{\text{曲线上限}, j}$  为市场化用户  $j$  全月用电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算总费用;

$R_{\text{用电曲线上限}}$  为全网市场化用户用电曲线偏差结算高于上限要求的偏差结算总费用。

费用返还: 按照市场化机组合约执行情况进行返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约}, i}}{Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{曲线上限返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})}{\sum_{i=1}^N [(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})]} \times R_{\text{用电曲线上限}}$$

**第九条** [用户侧风险防范补偿费用]初期，参与市场结算后，对除工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体外的电力用户每月风险防范前结算均价超出中长期合约均价允许偏差的部分进行补偿，纳入市场调节类费用处理。结合市场情况，逐步放宽用户侧风险防范补偿比例，并与月度曲线合理度联动调整。具体放宽时间和比例由电力市场管理委员会提出，报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定后执行。电力用户合约签约率大于150%，同时触发风险防范补偿机制时，不再对该电力用户执行当月风险防范补偿。

1. 计算方式具体如下：

当  $P_{\text{用户结算均价}, j} > P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户补偿允许偏差比例}}$ ，且该用户满足风险防范时；

$$R_{\text{用户补偿费用}, j} = Q_{\text{用}, j} \times (P_{\text{用户结算均价}, j} - P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户补偿允许偏差比例}});$$

其中：

$R_{\text{用户补偿费用}, j}$  为运行月需要对电力用户  $j$  补偿的费用；

$P_{\text{用户结算均价}, j}$  为运行月电力用户  $j$  全月风险防范前结算均价，

即该电力用户全月风险防范前的所有电费除以全月用电量；

$\lambda_{\text{用户补偿允许偏差比例}}$ 为用户侧风险防范补偿比例，视市场运行情况设定；

## 2. 分摊方式

该项费用由不执行风险防范的发电机组承担，总费用以月为周期在所有不执行风险防范的发电机组间按非机制上网电量比例分摊。

**第十条** [用户侧风险防范回收费用]初期，参与市场结算后，对用户侧每月风险防范前结算电价低于规定偏差范围的部分进行回收，纳入市场调节费用处理。当市场化用户全月无累计用电量时，回收其电能量电费获利部分。由联动机制确定的关联用户不进行风险防范回收。工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体不参与用户侧风险防范回收费用的计算与返还。结合市场情况，逐步放宽用户侧风险防范回收比例，并与月度曲线合理度联动调整。具体放宽时间和比例由电力市场管理委员会提出，报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定后执行。

## 1. 计算方式

具体如下：

当  $P_{\text{用户结算均价, 月, } j} < P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户回收允许偏差比例}}$  时；

$$R_{\text{用户回收费用}, j} = Q_{\text{用}, j} \times (P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户回收允许偏差比例}} - P_{\text{用户结算均价}, \text{月}, j});$$

其中:

$R_{\text{用户回收费用}, j}$  为运行月需要对电力用户  $j$  回收的费用;

$\lambda_{\text{用户回收允许偏差比例}}$  为用户风险防范回收比例, 视市场运行情况设定;

## 2. 返还方式

该项费用向不执行风险防范的发电机组返还, 总费用以月为周期在所有不执行风险防范的发电机组间按照非机制上网电量比例进行返还。

**第十一条** [新能源风险防范补偿费用]初期, 除工业园区绿色供电项目以外的新能源参与市场结算后, 对新能源场站风险防范前的结算均价低于允许负偏差范围的部分进行补偿, 纳入市场运行调整费用处理。结合市场情况, 逐步放宽新能源风险防范补偿比例, 并与月度曲线合理度联动调整。具体放宽时间和比例由电力市场管理委员会提出, 报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定后执行。

### 1. 计算方式

当  $P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i} < P_{\text{新能源防范基准价}} \times \lambda_{\text{新能源补偿允许偏差比例}}$ , 且该场站满足新能源风险防范启动条件时;

$$R_{\text{新能源补偿费用, } i} = (Q_{\text{新能源侧全月上网电量, } i} - Q_{\text{机制, } i}) \times (P_{\text{新能源防范基准价}} \times \lambda_{\text{新能源补偿允许偏差比例}} - P_{\text{新能源结算均价, 月, } i})$$

$$R_{\text{新能源补偿费用}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{新能源补偿费用, } i}$$

其中：

$R_{\text{新能源侧补偿费用, } i}$  为运行月需要对  $i$  场站补偿的费用；

$P_{\text{新能源结算均价, 月, } i}$  为  $i$  场站全月风险防范前的结算均价，计算方法为  $i$  场站全月风险防范前的总电费（不含机制电量对应的现货电能量电费）除以全月累计非机制上网电量；

$P_{\text{新能源防范基准价}}$  为新能源风险防范基准价格；

$\lambda_{\text{新能源补偿允许偏差比例}}$  为新能源风险防范补偿比例，视市场运行情况进行调整。

## 2. 分摊方式

该项费用由所有燃煤机组承担，以月为周期在燃煤机组间按修正电费占比分摊。

**第十二条** [新能源平衡补偿费用] 新能源平衡补偿费用根据新能源中长期合约电费乘以新能源平衡补偿费用规模比例确定，由燃煤机组按上网电量比例承担，在参与日前出清的燃煤机组间，按照调节新能源贡献度进行返还。调节新能源贡献度根据全网新

能源实际上网电量和日前出清结果偏差情况，在各清算时段对燃煤机组实际上网电量与日前出清结果正负偏差分别累计，同时考虑厂用电率后确定。

**第十三条** [新能源风险防范回收费用]初期，除工业园区绿色供电项目以外的新能源参与市场结算后，对新能源每月风险防范前的结算均价超出规定偏差范围的部分进行回收，纳入市场调整费用处理。结合市场情况，逐步放宽新能源风险防范回收比例，并与月度曲线合理度联动调整。具体放宽时间和比例由电力市场管理委员会提出，报内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局审定后执行。

### 1. 计算方式

当  $P_{\text{新能源结算均价, 月, } i} > P_{\text{新能源防范基准价}} \times \lambda_{\text{新能源回收允许偏差比例}}$ ，且该场站满足新能源风险防范启动条件时；

$$R_{\text{新能源回收费用, } i} = (Q_{\text{新能源侧全月上网电量, } i} - Q_{\text{机制, } i}) \times (P_{\text{新能源结算均价, 月, } i} - P_{\text{新能源防范基准价}} \times \lambda_{\text{新能源回收允许偏差比例}})$$

其中：

$R_{\text{新能源侧回收费用, } i}$  为运行月需要对  $i$  场站回收的费用；

$\lambda_{\text{新能源回收允许偏差比例}}$  为新能源风险防范回收比例，视市场运行情况进行调整。

## 2. 返还方式

该项费用以月为周期在燃煤机组间按月度上网电量占比返还。

**第十四条** [月度签约比例下限考核]为鼓励发用两侧签订中长期合约，稳定市场价格，对发用两侧中长期交易电量不满足规定比例的部分进行考核。工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体不参与月度签约比例下限考核的计算与返还。暂停交易的经营主体，月度签约比例下限考核暂时不予发行，待企业恢复交易后进行汇总发行清算。

1. 发电侧月度签约比例下限考核：市场化机组月度中长期合约电量除以月度非机制上网电量为中长期签约比例，视市场运行情况设定签约比例下限值为  $\lambda_1$ 。对中长期签约比例低于下限值的主体进行考核，费用为负时不考核。

计算公式为：

当  $(Q_{\text{上网},i} - Q_{\text{机制},i}) \times \lambda_1 > Q_{\text{合约总量},i}$  且  $P_{\text{节点月度加权},i} > P_{\text{发电区域中长期月度加权}1}$  时，

$$R_{\text{月度签约比例下限考核},i} = \left[ (Q_{\text{上网},i} - Q_{\text{机制},i}) \times \lambda_1 - Q_{\text{合约总量},i} \right] \times (P_{\text{节点月度加权},i} \times \sigma_{\text{发电签约比例考核下限系数}} - P_{\text{发电区域中长期月度加权}1})$$

$$R_{\text{发电侧月度签约比例下限考核}} = \sum R_{\text{月度签约比例下限考核, } i}$$

$P_{\text{发电区域中长期月度加权}}$  为市场化机组月度中长期合约均价，其中燃煤机组按照燃煤机组中长期非煤炭、非高耗能电力用户月度加权平均值计算；新能源场站按照新能源场站同类型（区分补贴和无补贴新能源）中长期月度加权平均值计算；

$Q_{\text{合约总量, } i}$  为市场化机组  $i$  月度中长期合约总量，新能源合约总量包括自愿不参与居民农业电量合约；

$R_{\text{月度签约比例下限考核, } i}$  为市场化机组  $i$  月度签约比例低于下限要求的考核费用；

$R_{\text{发电侧月度签约比例下限考核}}$  为全网市场化机组月度签约比例低于下限要求的考核总费用；

$\lambda_i$  为发电侧月度签约比例考核允许下限值，视市场运行情况进行调整；

$\sigma_{\text{发电签约比例下限系数}}$  为发电侧月度签约比例低于下限要求的考核系数，视市场运行情况进行调整。

费用返还：按照市场化机组合约执行情况向市场化机组返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总量}, i}}{Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{下限考核返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})]} \times R_{\text{发电侧月度签约比例考核}}$$

$k_i$  为发电侧中长期合约签约率；

$M_i$  为中间系数，当  $M_i - 0.5 \leq 0$  时不进行返还；

$R_{\text{下限考核返还}, i}$  为市场化机组  $i$  的月度签约比例下限考核的返还费用。

2. 用户侧月度签约比例下限考核：市场化用户月度中长期合约电量除以月度实际用电量为中长期签约比例，视市场运行情况设定签约比例下限值  $\lambda_2$ 。对中长期签约比例低于下限值的市场化用户进行考核，费用为负时不考核。

计算公式为：

当  $Q_{\text{用}, j} \times \lambda_2 > Q_{\text{合约总量}, j}$  且  $P_{\text{中长期月度加权}, j} > P_{\text{现货月度加权}}$  时，

$$R_{\text{月度签约比例下限考核}, j} = (Q_{\text{用}, j} \times \lambda_2 - Q_{\text{合约总量}, j}) \times (P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \sigma_{\text{用户签约比例考核下限系数}} - P_{\text{现货月度加权}})$$

$$R_{\text{用户侧月度签约比例下限考核}} = \sum R_{\text{月度签约比例下限考核}, j}$$

$Q_{\text{合约总量}, j}$  为市场化用户  $j$  签订的月度中长期合约总量;

$P_{\text{用户中长期月度加权}}$  为本行业月度中长期交易加权均价;

$P_{\text{区域现货月度加权}}$  为市场化用户结算参考点现货市场月度加权均价;

$P_{\text{中长期月度加权}, j}$  为市场化用户  $j$  月度中长期合约均价, 当月度中长期签约比例为 0 时, 取同行业中长期合约加权均价;

$R_{\text{月度签约比例下限考核}, j}$  为市场化用户  $j$  月度签约比例低于下限要求的考核费用;

$R_{\text{用户侧月度签约比例下限考核}}$  为全网用户侧月度签约比例低于下限要求的考核总费用;

$\lambda_2$  为用户侧签约比例考核允许下限值, 视市场运行情况进行调整;

$\sigma_{\text{用户签约比例下限系数}}$  为用户侧月度签约比例低于下限要求的考核系数, 视市场运行情况进行调整。

费用分摊: 按照市场化用户 (不含由联动机制确定的关联用户) 合约执行情况返还。

$$k_j = \frac{Q_{\text{合约总量}, j}}{Q_{\text{用}, j}} \times 100\%$$

$$M_j = 1 - |1 - k_j|$$

$$R_{\text{下限考核返还}, j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}}{\sum_{i=1}^n [(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}]} \times R_{\text{用户侧月度签约比例下限考核}}$$

$k_j$ 为用户侧中长期合约签约率；

$M_j$ 为中间系数，当  $M_j - 0.5 \leq 0$  时不进行返还；

$R_{\text{下限考核返还}, j}$ 为市场化用户  $j$  的月度签约比例下限考核的返还费用。

**第十五条** [月度签约比例上限考核]为规范发用两侧按照预测上网电量、用电量合理签订中长期合约，对中长期签约比例上限超出规定比例的部分进行考核。工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体不参与月度签约比例上限考核费用的计算与返还。暂停交易的经营主体，月度签约比例上限考核暂时不予发行，待企业恢复交易后进行汇总发行清算。

1、发电侧月度签约比例上限考核：市场化机组月度中长期合约电量除以月度非机制上网电量为中长期签约比例，视市场运

行情况设定签约比例上限值  $\lambda_3$ 。对中长期签约比例高于上限值的市场化机组进行考核，费用为负时不考核。

计算公式为：

$$\text{当 } Q_{\text{合约总量},i} - Q_{\text{深调电量}} - (Q_{\text{上网},i} - Q_{\text{机制},i}) \times \lambda_3 > 0$$

且  $P_{\text{中长期月度加权},i} > P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}}$  时，

$$R_{\text{月度签约比例上限考核},i} = \left[ Q_{\text{合约总量},i} - Q_{\text{深调电量},i} - (Q_{\text{上网},i} - Q_{\text{机制},i}) \times \lambda_3 \right] \times (P_{\text{中长期月度加权},i} \times \sigma_{\text{发电签约比例考核上限系数}} - P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}})$$

$$R_{\text{发电侧月度签约比例上限考核}} = \sum R_{\text{月度签约比例上限考核},i}$$

$P_{\text{中长期月度加权},i}$  为市场化机组  $i$  月度中长期加权均价，其中新能源场站中长期月度加权平均值为燃煤发电机组基准价；

$P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}}$  为全网统一结算参考点月度加权均价；

$R_{\text{月度签约比例上限考核},i}$  为市场化机组  $i$  月度签约比例高于上限要求的考核费用；

$R_{\text{发电侧月度签约比例上限考核}}$  为全网市场化机组月度签约比例高于上限要求的考核总费用；

$\lambda_3$  为发电侧月度签约比例考核允许上限值，视市场运行情况

进行调整；

$Q_{\text{深调电量}, i}$  为燃煤机组基于最小技术出力折算的上网电量(厂用电率按照调度机构统计数据计算)与各时段实际上网电量的差,当差值为正数时,计入该机组的深调电量。具体计算公式如下:

$$Q_{\text{深调电量}, i} = \sum Q_{\text{深调电量}, i}^t$$

$\sigma_{\text{发电签约比例考核上限系数}}$  为发电侧月度签约比例高于上限要求的考核系数,视市场运行情况进行调整。

费用分摊:按照市场化机组合约执行情况向市场化机组返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量}, i}}{Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{上限考核返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times (Q_{\text{上网}, i} - Q_{\text{机制}, i})]} \times R_{\text{发电侧月度签约比例上限考核}}$$

$R_{\text{上限考核返还}, i}$  为市场化机组  $i$  的月度签约比例上限考核的返还费用。

2、用户侧月度签约比例上限考核:市场化用户月度中长期合约电量除以月度用电量为中长期签约比例,视市场运行情况设

定签约比例上限值为  $\lambda_4$ 。对中长期签约比例高于上限值的市场化用户进行考核，费用为负时不考核。

计算公式为：

$$\text{当 } Q_{\text{合约总量}, j} > Q_{\text{用}, j} \times \lambda_4 \text{ 且 } P_{\text{区域现货月度加权}} \times \sigma_{\text{用户签约比例考核上限系数}} > P_{\text{中长期月度加权}, j}$$

时，

$$R_{\text{月度签约比例上限考核}, j} = (Q_{\text{合约总量}, j} - Q_{\text{用}, j} \times \lambda_4) \times (P_{\text{区域现货月度加权}} \times \sigma_{\text{用户签约比例考核上限系数}} - P_{\text{用户侧中长期月度加权}})$$

$$R_{\text{用户侧月度签约比例上限考核}} = \sum R_{\text{月度签约比例上限考核}, j}$$

$R_{\text{月度签约比例上限考核}, j}$  为市场化用户  $j$  月度签约比例高于上限要求的考核费用；

$R_{\text{用户侧月度签约比例上限考核}}$  为全网市场化用户月度签约比例高于上限要求的考核总费用；

$\lambda_4$  为用户侧月度签约比例考核允许上限值，视市场运行情况进行调整；

$\sigma_{\text{用户签约比例考核上限系数}}$  为用户侧月度签约比例高于上限要求的考核系数，视市场运行情况进行调整。

费用分摊：按照市场化用户合约执行情况返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量}, i}}{Q_{\text{用}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{上限考核返还}, j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}}{\sum_{j=1}^n [(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}]} \times R_{\text{用户侧月度签约比例上限考核}}$$

$R_{\text{上限考核返还}, j}$  为市场化用户  $j$  的月度签约比例上限考核的返还费用。

**第十六条** [中长期分时考核费用] 为引导市场主体贴近实际发电、用电情况签订中长期合约，进一步发挥中长期合约规避风险、稳定预期作用，在分时签约考核时段开展中长期分时考核。分时签约考核时段、发电侧、用户侧分时考核上下限比例视市场运行情况进行调整。分时段中长期签约考核费用与月度中长期签约考核费用不重复收取，按分时段中长期签约考核费用总和与月度中长期签约考核费用两者间较大值结算。发电侧按分时段中长期签约考核费用收取的部分在用电侧按签约不享受可再生能源补贴的新能源合约电量占比分享。用电侧按分时段中长期签约考核费用收取的部分在发电侧按合约执行情况分享。

**第十七条** [燃煤机组顶峰能力调节费用] 为提升燃煤机组发电积极性，引导燃煤机组在电网供需紧张时段顶峰发电，进一步

降低燃煤机组发电受阻容量，充分发挥市场保供作用，结合内蒙古电力市场实际，在非调频燃煤机组范围内开展燃煤机组顶峰能力调节，以 15 分钟为周期进行计算和返还。供热机组在供热期按照华北能监局核定的上限执行，对于确因电网、自然灾害等原因需降低顶峰能力考核上限的情况，经营主体应按市场规则及时向电力交易机构提交反馈材料，由电力交易机构审核通过后，按修订后的上限开展燃煤机组顶峰能力考核相关工作，并报告政府主管部门和监管部门。

（一）计算方式：

燃煤机组顶峰能力调节费用计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤顶峰考核}, i}^t = Q_{\text{上网}, i}^t \times P_{\text{现货}, i}^t \times (1 - \varepsilon_i^t)$$

其中， $\varepsilon_i^t$  为燃煤机组  $i$  在  $t$  时刻顶峰能力调节系数。

（二）返还方式

所有机组考核费用总和在燃煤机组间，按照燃煤机组上网电量与  $\varepsilon_i^t$  的乘积比例进行返还。

**第十八条** [曲线匹配调节费用]为促进新能源出力主动匹配负荷需求，根据新能源与负荷曲线匹配程度开展曲线匹配调节费用结算。按照新能源中长期合约电费乘以新能源曲线匹配调节费

用规模比例确定曲线匹配调节费用规模，由新能源按上网电量比例承担，并按照新能源曲线匹配度和新能源上网电量的乘积比例在新能源发电企业间进行返还。

## 附录 2：术语定义

（一）市场化机组：纳入市场范畴的所有机组（场站），包含放电状态下的新型经营主体。

（二）市场化用户：除居民农业以外的所有电力用户，包含售电企业和充电状态下的新型经营主体。

（三）结算基础数据：包括但不限于市场经营主体档案数据、合同数据（包括中长期、零售等合同的量、价信息）、市场出清及调度执行数据、关口设置及电量计量数据、相关政府电价政策、考核豁免文件及其佐证申请资料，以及其他需电力交易机构合并出具交易结算依据的数据等。

（四）电能量电费：指经营主体的现货全电量电能量电费、中长期差价合约电能量电费之和。

（五）全网统一结算参考点电价：是指对应时段全网用户侧各交易位置（节点）电价按照用电侧实际下网电量的加权平均值。

（六）区域结算参考点电价：用户侧以呼包断面为界，分为东部区与西部区（根据市场运行情况以及电网阻塞情况适时调整）。区域结算参考点电价等于对应时段所属分区内用户侧各交易位置（节点）电价按照用电侧实际下网电量的加权平均值。

（七）不平衡费用：发电企业与电力用户总电费差额形成的

不平衡费用，由发用双方按照非机制上网电量及实际用电量比例分摊或返还（工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体不参与不平衡费用分摊或返还）。

（八）结算单元：因结算基础数据、政策调整等原因无法按交易单元开展结算时，按实际情况分劈或拟合结算基础数据形成的用于市场结算的单元。

（九）结算依据：电力交易机构根据市场成交及实际运行情况，向经营主体出具的包含结算电量、电价、电费等信息的结算凭证。

（十）结算问询：指经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出的问询或异议反馈。

（十一）结算调整：指电力交易机构收到查询并确认有效或针对市场运营评估过程中发现的市场风险或考核豁免，根据实施细则采取的调整结算依据的行为。

（十二）非机制上网电量：新能源实际上网电量剔除机制电量部分的剩余上网电量，当月机制电量按照全网新能源上一年当月上网电量占比进行分解，当月实际上网电量低于分解电量的部分，纳入后续月份重新分解。

# 内蒙古电力多边交易市场 计量管理实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                    |    |
|--------------------|----|
| 第一章 总 则 .....      | 1  |
| 第二章 基本要求 .....     | 3  |
| 第三章 电能计量装置管理 ..... | 7  |
| 第四章 封印管理 .....     | 9  |
| 第五章 计量数据管理 .....   | 9  |
| 第六章 监督与考核 .....    | 12 |
| 第七章 附 则 .....      | 13 |

## 第一章 总 则

### 第一条 总 述

为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，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，规范内蒙古电网用于市场交易、市场结算和考核的关口电能计量装置运行管理工作，明确管理职责和范围，确保电能计量量值的准确统一和装置的安全可靠运行，促进蒙西电力市场有序开展，特编制本实施细则。

### 第二条 适用范围

本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）经营主体间的关口电能计量装置的安装、运行、维护、管理等。

### 第三条 引用文件

《中华人民共和国电力法》（中华人民共和国主席令 1995 年第 60 号）

《中华人民共和国计量法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第六次会议《关于修改〈中华人民共和国野生动物保护法〉等十五部法律的决定》）

《中华人民共和国电力供应与使用条例》（中华人民共和国国务院令 2016 年第 666 号）

《中华人民共和国计量法实施细则》（中华人民共和国国务

院令 2022 年第 752 号)

《供电营业规则》(中华人民共和国发展和改革委员会 2024 年第 14 号令)

《电能计量装置技术管理规程》(DL/T 448-2016)

《中华人民共和国合同法》(中华人民共和国国务院令 1999 年第 15 号)

#### **第四条 术语定义**

电能计量点：各市场成员间包括电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间、电网企业与(配)售电公司之间、(配)售电公司与其供电范围内电力用户之间、发电企业发电单元之间进行电能量结算的计量点。

电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器(或专用二次绕组)、电流互感器(或专用二次绕组)及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜(箱、屏)、各类电能量采集终端。电能量采集终端是安装在电能计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

采集成功：电能计量点电能表电能示值(包括日电量示值和曲线电量示值)正常传输至电能计量采集管理信息系统，且数据完整、准确。

采集异常：电能计量点电能表电能示值(包括日电量示值和曲线电量示值)采集正常，但与现场电能表计量示值不一致，或

者曲线不完整的。

采集失败：电能计量点电能表、采集终端对电能计量采集管理信息系统命令无响应的。

示值追溯：当某电能计量点因采集异常或失败需要追溯电能示值时，电能计量采集管理信息系统自采集异常或失败当日起向前追溯一年（自然年），并按最后一个采集成功的示值进行补全。否则，按“零”示值补全。

## 第二章 基本要求

### 第五条 电能计量装置管理目的

电能计量装置管理目的是保证电能量值的准确性、溯源性，保障电能计量装置安全可靠运行，为内蒙古电力市场有序规范、公平公正开展，保障市场成员合法权益提供支撑。

### 第六条 电能计量装置管理要求

电能计量装置管理以电网企业、发电企业、电力用户、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础，以统一归口管理为原则开展。

（1）电网企业应建立电能计量技术管理体系，负责所辖电网电能计量装置监督和管理的工作。电网企业应设置所属电网计量装置的技术管理机构，负责电网企业所有贸易结算用计量点的技术管理。

（2）发电企业、电力用户负责管理本企业内部考核用电能

计量装置的日常维护，并配合电网企业管理与本企业有关的市场结算用电能计量装置。

(3) 拥有配电网运营权的售电公司负责所辖电力用户电能计量及采集装置的日常运维工作，并配合内蒙古电网开展本企业所辖电力用户结算电量的信息采集、传输、存储。

### **第七条 电能计量采集管理信息系统管理要求**

为适应内蒙古电力市场等深化建设需要，全面推行自动化、信息化、智能化等现代科技成果在电能计量装置管理中的应用，内蒙古电网应建立规范的电能计量采集管理信息系统。系统应满足以下要求：

(1) 电能计量采集管理信息系统采集范围应涵盖所有涉及市场结算的计量装置。采集数据应满足现货市场交易结算数据需求。

(2) 电能计量采集管理信息系统应保证数据的唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置。原始计量数据不得修改。

(3) 电能计量采集管理信息系统应具有完善的数据校验功能。

(4) 电能计量采集管理信息系统应具有稳定可靠的数据传输通道，包括计量装置与电能计量采集管理信息系统之间、电能计量采集管理信息系统与外部系统传输接口之间。

(5) 电能计量采集管理信息系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

**第八条** 电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖电力用户电能计量及采集装置的日常运维，按照电力市场结算要求，定期将电力用户电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负责将发电企业、电力用户、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

### **第九条 电网企业**

(1) 贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施。

(2) 组织制定所辖电网电能计量标准建设规划及电能计量标准的管理。

(3) 组织制定市场结算及考核电力系统经济技术指标计量点的电能计量装置的配置、更新与发展规划。

(4) 组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审查、并网验收等工作。

(5) 组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量装置现场检验及抽检工作。

(6) 负责电能计量采集管理信息系统的建设、运行与管理。

(7) 组织对电能计量装置运行质量的监督、对电量计量故障、差错和窃电案件的调查与处理。

(8) 组织对所辖电网电能计量业务管理的统计、分析、报表等工作。

### **第十条 发电企业、电力用户**

(1) 负责本企业电能计量装置的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业电能计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

### **第十一条 拥有配电网运营权的售电公司**

(1) 拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖电力用户电能计量装置的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业及所辖电力用户电能计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

## 第三章 电能计量装置管理

### 第十二条 电能计量点设置

结算使用的电能计量点原则上设置在产权分界处，出现穿越功率引起计量不确定或产权分界处不适宜安装等情况的，由双方或多方协商。火电、水电机组在主变高压侧或发电机端增加设置关口计量点，风电、光伏按照项目分期增加设置关口计量点，作为分机组（分期）电量分劈计量点，发电厂站单机或分期按分劈计量点所计量电量占结算电量的比例计算。多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照各项目核准容量比例计算各自上网电量。新增或变更计量点时，由经营主体向电网企业提交相关设计方案，并完成施工，经电网企业验收合格并重新签订购售电合同、供用电合同后方可投运。

### 第十三条 电能计量装置配置要求

发电企业，I、II类电力用户和III类重要电力用户的关口计量点，应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套，主副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。其他电力用户关口计量点至少安装一具符合技术要求的电能计量装置。

电能计量装置精度的选择以供电容量及被计量对象的重要程度为基础，按照 DL448-2016 规程及内蒙古电力（集团）有限责任公司相关规定要求配置。现场计量装置时钟以北斗或 GPS 标准时钟为基准，实现自动对时。

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据，最小冻结间隔不大于 15 分钟。冻结内容及标识应符合 DL/T645-2007、DL/T698 及其备案文件要求。存储的电能量数据至少保存 10 年。

#### **第十四条 电能计量装置运行管理**

新建、改（扩）建电能计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建电能计量装置应在投运后 1 个月内，进行关口电能计量系统首次运行核验（投运时间以首次抄见电量时间为准）。

现场电能电能计量装置由相关责任部门和人员负责日常维护，保证其封印、接线、外观结构完好，不受人为损坏。发现异常时应及时报送产权单位和运维单位进行消缺处理。

电能计量装置产权单位应定期开展电能计量装置配置情况、修调前检验及监督抽检结果、故障差错情况等统计分析，评价电能计量装置配置水平和运行质量，为制定、实施电能计量装置改造计划提供依据。

经营主体对电能计量装置计量电量有异议时，可向电能计量装置产权单位提出申请，由产权单位组织相关方共同向有资质的计量检定机构提出检验申请。如果检定合格，检定费用由提出单

位承担；如果检定存在误差，由产权单位承担检定费用，差错电量按检定结果进行更正。

## 第四章 封印管理

**第十五条** 电能计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监督管理局相关要求订制及管理。电能点计量装置变更时，在现场工作结束后应对电能计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。相关各方均应做好电能计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印，确保封印完好。

## 第五章 计量数据管理

### 第十六条 计量数据异常处理

电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。市场结算使用的电能计量数据，原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集。自动采集数据不完整或明显异常时，由电能计量采集管理信息系统根据下述拟合方法补全。

### 第十七条 不具备自动采集条件的市场化发电企业、电力用户计量数据补录

对于暂不具备实现自动采集条件的市场化发电企业、电力用户，按照市场规则要求的周期，由所属供电公司赴现场抄读电能计量数据。相关发电企业、电力用户应在不多于一个电费结算周期内完成计量装置的改造，实现计量数据的自动采集。

## **第十八条 入市、退市电力用户电能示值的确认**

新进入准入目录的电力用户应在办理注册环节时，与代理售电公司（如有）、电网企业共同对该电力用户下所有参与交易的电能计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算起始电能示值的参考值录入电能计量采集管理信息系统。

申请退出交易的电力用户，应在提交市场注销申请时，与代理售电公司（如有）、电网企业共同对该电力用户下所有参与交易的电能计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算终止电能示值的参考值录入算费系统。

## **第十九条 发电侧电能示值采集补全算法**

对于参与市场的发电厂站，截至数据出具日零点电能计量采集管理信息系统仍无法采集或补录到其电表数据，则由电能计量采集管理信息系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算。拟合方法约定如下：

（1）当发电侧关口点主表采集数据不完整或明显异常时，则相关时段采用该关口点备表数据进行替代，若主备表均采集失败，则采用对端副计量点关口表计数据核减线损后进行替代。若上述表计均采集不完整或明显异常时，则继续使用下一条拟合方法。具体线损参照电网公司年度测算。

（2）当某关口计量点采集不完整或明显异常，且点数小于等于2个点时，按该计量点区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

(3) 当某关口计量点采集不完整或明显异常时点数大于 2 个且未超过数据出具日零点时, 根据恢复正常采集后第一点电能示值, 按该计量点最近 7 日的示值曲线平均值对该部分进行拟合。

(4) 当某关口计量点不完整或明显异常超过数据出具日零点仍未恢复时, 按该计量点前 7 日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。

## **第二十条 用电侧计量数据拟合格则**

市场运行初期, 电网公司代理购电的一般工商业, 居民、农业, 直接参与市场交易的低压电力用户等计量表计不具备分时计量条件时, 按照典型曲线拟合分时计量数据。电网代理购电中长期曲线按照历史数据确定典型曲线, 拟合的计量曲线形状与中长期交易曲线形状保持一致。

## **第二十一条 市场化电力用户电能示值采集补全算法**

对于市场化电力用户, 截至 D+3 日零点电能计量采集管理信息系统仍无法采集或补录到其电表数据, 则由电能量信息采集与监控系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算。拟合方法约定如下:

(1) 当用电侧计量点主表采集数据不完整或明显异常时, 则相关时段采用该计量点备表数据进行替代, 若主备表均采集失败, 则采用对端副计量点计量表计数据核减线损后进行替代。若上述表计均采集不完整或明显异常时, 则继续使用下一条拟合方法。

(2) 当电力用户在无副表、无考核计量点参考，且断点数据小于1天时，系统将按断点区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

(3) 当电力用户在无副表、无考核计量点参考，且断点数据大于1天小于2天时，可采用系统主动召测的形式召回D日0点的日冻结能示值，根据两个日冻结能示值做差计算出日电量，并平均计算出各点电量。

(4) 当电力用户断点数据大于1天小于2天且无法采用系统主动召测D日0点的日冻结能示值时，系统在D+1日触发告警，由人工赴现场进行核查并抄读数据。

## **第二十二条 调平机制**

以月度电量为准，每个月用月度电量对发电企业15分钟电量合计值进行调平，相关不平衡量依据《内蒙古电力多边交易市场结算实施细则》进行结算。

## **第二十三条 差错电量处理**

经营主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行市场电费调整的，由电网企业组织相关经营主体确认后，由电力交易机构根据结算实施细则进行处理。

# **第六章 监督与考核**

**第二十四条** 电网企业按其管辖范围对经营主体电能计量装置及采集设备开展技术指导和管理工作。发电侧电量采集装置考核管理参照“两个细则”执行，电力用户侧考核规则如下：

(1) 经营主体如未经允许启、停电能计量装置或数据采集设备，每发生一次按照当月用网电费的 0.25%考核。

(2) 经营主体如未经允许开启电能计量装置或数据采集设备封印，但未改变用电数据信息，每发生一次按照当月用网电费的 0.25%考核。

(3) 经营主体如因维护不当造成电能计量装置或数据采集设备无法正常运行，每发生一次按照当月用网电费的 0.5%考核。

(4) 经营主体如未经允许改变表码、变比等用电数据信息，每发生一次按照当月用网电费的 1%考核，如涉及其他违规违法行为，再按照相应政策进行处理。

(5) 经营主体的计量方式如需发生变化，需要报请电网企业审核并通过，电网企业完成相关业务流程变更。如未经允许私自变更计量方式，每发生一次按照当月用网电费的 1%考核，如涉及其他违规违法行为，再按照相应政策进行处理。

(6) 总考核费用按市场化电力用户当月用网电量比例进行返还。

## 第七章 附 则

**第二十五条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第二十六条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

# 内蒙古电力多边交易市场 信息披露实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                              |    |
|------------------------------|----|
| 第一章 总 则 .....                | 1  |
| 第二章 信息披露原则和方式 .....          | 2  |
| 第三章 信息披露内容 .....             | 2  |
| 第一节 发电企业 .....               | 3  |
| 第二节 售电公司 .....               | 4  |
| 第三节 电力用户 .....               | 6  |
| 第四节 新型主体 .....               | 7  |
| 第五节 电网企业 .....               | 8  |
| 第六节 市场运营机构 .....             | 9  |
| 第四章 披露信息调整 .....             | 13 |
| 第五章 信息保密和封存 .....            | 14 |
| 第六章 监督管理 .....               | 15 |
| 第七章 附 则 .....                | 16 |
| 附表 电力市场信息披露内容（公众、公开部分） ..... | 17 |

## 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，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，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，依据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令第432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）《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等有关规定，结合电力市场实践，制定本细则。

**第二条** 本细则所称电力市场包含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

**第三条** 本细则所称信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（独立储能等）、电网企业和市场运营机构。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

**第四条** 本细则所称信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力市场相关信息的行为。

**第五条** 根据电力市场运营情况，若存在无法满足本细则要求的信息披露内容，有关信息披露主体应向国家能源局华北监管局书面报备。

## 第二章 信息披露原则和方式

**第六条** 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

**第七条** 信息披露主体应严格按照本细则要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

**第八条** 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好华北能源监管局、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。

**第九条** 信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用PDF等文件格式。

**第十条** 电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会、交易机构官方公众号等渠道发布。

**第十一条** 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露。预测类信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。

**第十二条** 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据本细则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

## 第三章 信息披露内容

**第十三条** 按照信息公开范围,电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

(一) 公众信息:是指向社会公众披露的信息。

(二) 公开信息:是指向有关市场成员披露的信息。

(三) 特定信息:是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

### 第一节 发电企业

**第十四条** 发电企业应当披露的公众信息包括:

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

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

(三) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

**第十五条** 发电企业应当披露的公开信息包括:

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

- (二) 配建储能信息。
- (三) 机组出力受限情况。
- (四) 机组检修及设备改造计划。

**第十六条** 发电企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

- (一) 市场交易申报信息、合同信息。
- (二) 核定（设计）最低技术出力，核定（设计）深调极限出力，机组爬坡速率，机组边际能耗曲线，机组最小开停机时间，机组预计并网和解列时间，机组启停出力曲线，机组调试计划曲线，调频、调压、日内允许启停次数，厂用电率，热电联产机组供热信息等机组性能参数。
- (三) 机组实际出力和发电量、上网电量、计量点信息等。
- (四) 发电企业燃料供应情况、燃料采购价格、存储情况、供应风险等。
- (五) 发电企业批发市场月度售电量、售电均价。
- (六) 水电、新能源机组发电出力预测。

## 第二节 售电公司

**第十七条** 售电公司应当披露的公众信息包括：

- (一) 企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式、营业场所地址、信用承诺书等。
- (二) 企业资产信息，包括资产证明方式、资产证明出具机

构、报告文号（编号）、报告日期、资产总额、实收资本总额等。

（三）从业人员信息，包括从业人员数量、职称及社保缴纳人数等。

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

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

（六）售电公司零售套餐产品信息（如有）。

（七）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（八）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

**第十八条** 售电公司应当披露的公开信息包括：

（一）履约保函、保险缴纳金额、有效期等信息。

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

（三）财务审计报告（如有）。

**第十九条** 售电公司应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息。

（二）与代理用户签订的购售电合同信息或者协议信息。

- (三) 与发电企业签订的交易合同信息。
- (四) 售电公司批发侧月度结算电量、结算均价。
- (五) 可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

### 第三节 电力用户

**第二十条** 电力用户应当披露的公众信息包括：

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

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

(三) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

**第二十一条** 电力用户应当披露的公开信息包括：

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

(二) 配建储能信息（如有）。

**第二十二条** 电力用户应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

(一) 市场交易申报信息。

(二) 与发电企业、售电公司签订的购售电合同信息或协议信息。

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

(四) 可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

(五) 用电需求信息, 包括月度、季度、年度的用电需求安排。

(六) 大型电力用户计划检修信息。

#### 第四节 新型主体

**第二十三条** 独立储能应当披露的公众信息包括:

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

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

(三) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

**第二十四条** 独立储能应当披露的公开信息包括:

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

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

**第二十五条** 独立储能应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息、合同信息。

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

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

**第二十六条** 虚拟电厂、负荷聚合商等其他新型主体信息披露要求根据市场发展需要另行明确。

## 第五节 电网企业

**第二十七条** 电网企业应当披露的公众信息包括：

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

（二）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

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

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

（五）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

**第二十八条** 电网企业应当披露的公开信息包括：

（一）电力业务许可证（输电类、供电类）编号。

- (二) 发电机组装机、电量及分类构成(含独立储能)情况。
- (三) 年度发用电负荷实际情况。
- (四) 全社会用电量及分产业用电量信息(转载披露)。
- (五) 年度电力电量供需平衡预测及实际情况。
- (六) 输变电设备建设、投产情况。
- (七) 市场经营主体电费违约总体情况。
- (八) 需求响应执行情况。

**第二十九条** 电网企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括:

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

## 第六节 市场运营机构

**第三十条** 市场运营机构应当披露的公众信息包括:

- (一) 电力交易机构全称、工商注册时间、股权结构、统一社会信用代码、法定代表人、服务电话、办公地址、网站网址等。
- (二) 电力市场公开适用的法律法规、政策文件、规则细则类信息,包括交易规则、交易相关收费标准,制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档等。
- (三) 业务标准规范,包括注册流程、争议解决流程、负荷预测方法和流程、辅助服务需求计算方法、电网安全校核规范、电力市场服务指南、数据通讯格式规范等。

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

（五）电力市场运行情况，包括市场注册、交易总体情况。

（六）强制或自愿退出且公示生效后的市场经营主体名单。

（七）市场结构情况，可采用 HHI、Top-m 等指标。

（八）市场暂停、中止、重新启动等情况。

（九）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

### **第三十一条** 市场运营机构应当披露的公开信息包括：

（一）报告信息，包括信息披露报告等定期报告、经国家能源局华北监管局或者内蒙古自治区能源局认定的违规行为通报、市场干预情况、电力现货市场第三方校验报告、经审计的收支总体情况（收费的电力交易机构披露）等。

（二）交易日历，包括多年、年、月、周、多日、日各类交易安排。

（三）电网主要网络通道示意图。

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

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

（六）预测信息，包括系统负荷预测、电力电量供需平衡预

测、省间联络线输电曲线预测、发电总出力预测、非市场机组总出力预测、新能源（分电源类型）总出力预测、水电（含抽蓄）出力预测等。

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

（八）交易公告，包括交易品种、经营主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等必要信息。

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

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

（十一）省间月度交易计划。

（十二）现货、辅助服务市场申报出清信息，包括各时段出清总量及分类电源中标台数和电量、出清电价、输电断面约束及阻塞情况等。

（十三）运行信息，包括机组状态、实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况、省间联络线潮流、重要线路与变压器平均潮流，发输变电设备检修计

划执行情况、重要线路非计划停运情况、发电机组非计划停运情况，非市场机组实际出力曲线，月度发用电负荷总体情况等。

（十四）市场结算总体情况，包括结算总量、均价及分类构成情况，绿电交易结算情况，省间交易结算情况，不平衡资金构成、分摊和分享情况，偏差考核情况等。

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

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

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

（十八）交易总体情况，包括年度、月度、月内、现货交易成交均价及电量。

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

（二十）到期未取得电力业务许可证的市场经营主体名单。

（二十一）市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预主体、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事事故处理情形除外。

**第三十二条** 市场运营机构应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）成交信息，包括各类交易成交量价信息。

（二）日前省内机组预计划。

（三）月度交易计划。

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

（五）争议解决结果。

#### **第四章 披露信息调整**

**第三十三条** 信息调整是指市场成员扩增或变更本细则规定披露的信息，包括新增披露信息，变更披露内容、披露范围、披露周期等。

**第三十四条** 市场成员可申请扩增或变更信息，申请人应当将申请发送至电力交易机构，内容应包括扩增或变更信息内容、披露范围、披露周期、必要性描述、申请主体名称、联系方式等。

**第三十五条** 电力交易机构收到扩增或变更信息披露申请后在交易平台发布相关信息，征求市场成员意见。受影响的市场成员在信息发布后7个工作日反馈意见，电力交易机构汇总各市场成员的反馈意见并形成初步审核建议，报国家能源局华北监管局审核，审核结果通过信息披露平台公示。

**第三十六条** 申请审核通过后，电力交易机构组织相关信息

披露主体开展披露工作。

**第三十七条** 现货市场信息如有变更应及时发布变更说明。

## 第五章 信息保密和封存

**第三十八条** 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

**第三十九条** 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

**第四十条** 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预主体、

干预操作、干预原因等。

(五) 实时运行数据, 包括机组状态、实际负荷等。

(六) 市场结算数据、计量数据。

**第四十一条** 市场运营机构应当建立市场干预记录管理机制, 明确记录保存方式。任何单位或者个人不得违法违规更改已封存信息。市场干预记录应当报国家能源局华北监管局备案, 国家能源局华北监管局定期对市场干预行为进行监管, 保证市场干预行为的公平性。

**第四十二条** 封存的信息应当以易于访问的形式存档, 存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

**第四十三条** 信息的封存期限为 5 年, 特殊情形除外。

## 第六章 监督管理

**第四十四条** 国家能源局华北监管局对市场成员的信息披露工作进行监管。

**第四十五条** 电力交易机构配合国家能源局华北监管局开展信息披露监管工作, 对未按本细则披露信息的信息披露主体, 采取提醒信息披露主体、报送国家能源局华北监管局等方式进行管理。

**第四十六条** 市场成员应按照本细则要求, 做好电力市场信息披露工作, 不得出现以下行为:

(一) 信息披露不及时、不准确、不完整的。

(二) 制造传播虚假信息的。

(三) 发布误导性信息的。

(四) 其他违反信息披露有关规定的行为。

**第四十七条** 对于出现以上行为的市场成员，纳入电力交易信用评价，国家能源局华北监管局可依法依规将其纳入失信管理，采取有关监管措施，并根据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

**第四十八条** 国家能源局华北监管局组织电力交易机构对各市场成员披露信息的及时性、完整性、准确性等情况作出评价，评价结果向所有市场成员公布。

## 第七章 附 则

**第四十九条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第五十条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

## 附表

# 电力市场信息披露内容（公众、公开部分）

## 一、发电企业

| 编号  | 信息名称        | 信息内容   | 披露时间或周期      | 披露范围 | 备注               |
|-----|-------------|--|--------------|------|------------------|
| 1.1 | 基本信息        | 企业全称、所属集团、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、法定代表人、电源类型、装机容量、联系方式等   | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   | 股权结构只披露直接股东及股份占比 |
| 1.2 | 变更情况        | 包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息                                      | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   |                  |
| 1.3 | 关联信息        | 直接或间接控股其他企业 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的  | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   |                  |
| 1.4 | 电厂机组信息      | 包括电厂调度名称、所在地市、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级、单机最大出力、机组出力受限的技术类型（如流化床、高背压供热）等 | 注册生效后披露，及时更新 | 公开   |                  |
| 1.5 | 抽蓄机组信息      | 包括最大发电能力、正常最小发电出力、最大抽水充电能力、正常最小抽水充电能力、静止到满载发电最小时间、静止到满载抽水最小时间、机组解列到重新并网最小间隔时间等                   | 注册生效后披露，及时更新 | 公开   |                  |
| 1.6 | 配建储能信息（如有）  | 额定充（放）电功率、最大调节容量、最大充（放）电功率、额定充（放）电时间、最大持续充（放）电时间   | 注册生效后披露，及时更新 | 公开   |                  |
| 1.7 | 机组出力受限情况    |  | 及时披露         | 公开   |                  |
| 1.8 | 机组检修及设备改造计划 |  | 年            | 公开   |                  |

## 二、售电公司

| 编号   | 信息名称          | 信息内容  | 披露时间或周期      | 披露范围 | 备注               |
|------|---------------|---|--------------|------|------------------|
| 2.1  | 基本信息          | 企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式、营业场所地址、信用承诺书等 | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   | 股权结构只披露直接股东及股份占比 |
| 2.2  | 变更情况          | 包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息，配电网运营资质变化等  | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   |                  |
| 2.3  | 关联信息          | 直接或间接控股 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的   | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   |                  |
| 2.4  | 资产信息          | 包括资产证明方式、资产证明出具机构、报告文号（编号）、报告日期、资产总额、实收资本总额等                              | 年            | 公众   |                  |
| 2.5  | 从业人员信息        | 从业人员数量、职称及社保缴纳人数  | 年            | 公众   |                  |
| 2.6  | 售电公司年报        | 企业基本情况、持续满足市场准入条件情况、财务情况、经营状况、业务范围、履约情况、重大事项，信用信息、竞争力等                    | 年            | 公众   |                  |
| 2.7  | 零售套餐产品信息（如有）  |   | 及时披露         | 公众   |                  |
| 2.8  | 履约保函、保险信息（如有） | 各省履约保函（保险）缴纳金额、有效期等   | 及时披露         | 公开   |                  |
| 2.9  | 配电网运营有关信息（如有） | 电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等   | 及时披露         | 公开   |                  |
| 2.10 | 财务审计报告（如有）    |   | 年            | 公开   |                  |

### 三、电力用户

| 编号  | 信息名称   | 信息内容  | 披露时间或周期      | 披露范围 | 备注 |
|-----|--------|---|--------------|------|----|
| 3.1 | 基本信息   | 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、经营范围、所属行业等   | 注册生效后披露,及时更新 | 公众   |    |
| 3.2 | 变更情况   | 包括企业更名或法定代表人变更,企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定,依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息 | 注册生效后披露,及时更新 | 公众   |    |
| 3.3 | 关联信息   | 直接或间接控股 25%以上的,双方被同一股东控股 50%以上的                             | 注册生效后披露,及时更新 | 公众   |    |
| 3.4 | 用电信息   | 用电类别、接入地市、自备电源(如有)、变压器报装容量以及最大需量等                           | 注册生效后披露,及时更新 | 公开   |    |
| 3.5 | 配建储能信息 | 额定充(放)电功率、最大调节容量、最大充(放)电功率、额定充(放)电时间、最大持续充(放)电时间            | 注册生效后披露,及时更新 | 公开   |    |

#### 四、新型主体

| 编号  | 信息名称   | 信息内容  | 披露时间或周期          | 披露范围 | 备注                       |
|-----|--------|---|------------------|------|--------------------------|
| 4.1 | 基本信息   | 企业全称、企业性质、额定容量、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式等        | 注册生效后披露，<br>及时更新 | 公众   | 股权结构只披露<br>直接股东及股份<br>占比 |
| 4.2 | 变更情况   | 包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息 | 注册生效后披露，<br>及时更新 | 公众   |                          |
| 4.3 | 关联信息   | 直接或间接控股 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的                             | 注册生效后披露，<br>及时更新 | 公众   |                          |
| 4.4 | 储能设备信息 | 调度名称、调度管辖关系、投运日期、接入电压等级、机组技术类型（电化学、压缩空气等）、所在地市              | 注册生效后披露，<br>及时更新 | 公开   |                          |
| 4.5 | 技术参数   | 额定充（放）电功率、最大调节容量、最大充（放）电功率、额定充（放）电时间、最大持续充（放）电时间            | 注册生效后披露，<br>及时更新 | 公开   |                          |

## 五、电网企业

| 编号   | 信息名称          | 信息内容  | 披露时间或周期       | 披露范围 | 披露市场  | 备注   |
|------|---------------|---|---------------|------|-------|------|
| 5.1  | 基本信息          | 企业全称、企业性质、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、供电区域等              | 注册生效后披露，及时更新  | 公众   | 省间、省内 |      |
| 5.2  | 关联信息          | 直接或间接控股 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的                         | 注册生效后披露，及时更新  | 公众   | 省间、省内 |      |
| 5.3  | 政府定价信息        | 政府印发的电价政策相关文件、输配电价、政府核定的输配电线路损率、政府性基金及附加等               | 收到文件后 5 个工作日内 | 公众   | 省间、省内 |      |
| 5.4  | 代理购电信息        | 代理购电量及构成、代理购电价及构成（含上网环节线损折价，系统运行费用折价等）、代理购电用户分电压等级电价及构成 | 月             | 公众   | 省内    |      |
| 5.5  | 电力业务许可证       | 电力业务许可证（输电类、供电类）编号                                      | 注册生效后披露，及时更新  | 公开   | 省间、省内 |      |
| 5.6  | 发电机组装机及发电总体情况 | 各类型电源（含独立储能）的装机容量、投产及退役容量、发电量等                          | 月             | 公开   | 省间、省内 |      |
| 5.7  | 全社会以及分产业用电量信息 |   | 月             | 公开   | 省间、省内 | 转载披露 |
| 5.8  | 年度供需实际情况      | 电网最高负荷、负荷变化和供需情况  | 年             | 公开   | 省间、省内 |      |
| 5.9  | 年度电力电量供需预测    | 次年度供需预测情况（最高负荷、供需形势分析）                                  | 年             | 公开   | 省间、省内 |      |
| 5.10 | 输变电设备建设、投产情况  | 220kV 及以上输变电设备年度建设投产规模                                  | 年             | 公开   | 省内    |      |
| 5.11 |               | 220 千伏及以上电源送出工程建设投产计划                                   | 年             | 公开   | 省内    |      |
| 5.12 |               | 省间联络线工程建设投产计划   | 年             | 公开   | 省间    |      |

| 编号   | 信息名称           | 信息内容 | 披露时间或周期     | 披露范围 | 披露市场 | 备注 |
|------|----------------|------|-------------|------|------|----|
| 5.13 | 市场经营主体电费违约总体情况 |      | 月           | 公开   | 省内   |    |
| 5.14 | 需求响应执行情况       |      | 地方政府发布后及时更新 | 公开   | 省内   |    |

## 六、市场运营机构

| 编号   | 信息名称            | 信息内容  | 披露时间或周期      | 披露范围 | 披露市场  | 提供方    | 备注                  |
|------|-----------------|---|--------------|------|-------|--------|---------------------|
| 6.1  | 交易机构基本信息        | 机构全称、工商注册时间、股权结构、统一社会信用代码、法定代表人、服务电话、办公地址、网站网址等 | 注册生效后披露，及时更新 | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 | 股权结构披露<br>直接股东及股份占比 |
| 6.2  | 法律法规、政策文件、规则及细则 | 电力市场公开适用的法律法规、政策文件                              | 收到文件后5个工作日内  | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.3  |                 | 可公开的电力市场规则细则类信息，包括交易规则，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档等    | 文件印发后5个工作日内  | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.4  |                 | 交易收费标准（如有）                                      | 收到文件后5个工作日内  | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.5  | 业务标准规范          | 负荷预测方法和流程                                       | 及时更新         | 公众   | 省内    | 电力调度机构 |                     |
| 6.6  |                 | 辅助服务需求计算方法                                      | 及时更新         | 公众   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.7  |                 | 电网安全校核规范  | 及时更新         | 公众   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.8  |                 | 市场经营主体注册流程                                      | 制定后及时披露      | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.9  |                 | 争议解决流程  | 制定后及时披露      | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.10 |                 | 电力市场服务指南  | 制定后及时披露      | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.11 |                 | 数据通讯格式规范  | 制定后及时披露      | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.12 | 信用信息            | 经政府同意的市场经营主体电力交易信用信息                            | 年            | 公众   |       | 电力交易机构 |                     |
| 6.13 |                 | 售电公司违约情况  | 发生后及时披露      | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.14 | 电力市场运行情况        | 截至上一年度各类市场经营主体注册情况，上一年度交易结算总量、均价情况              | 年            | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.15 | 退市市场经营主体名单      | 强制或自愿退出且公示生效后的市场经营主体名单                          | 及时更新         | 公众   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |

| 编号   | 信息名称            | 信息内容   | 披露时间或周期       | 披露范围 | 披露市场  | 提供方              | 备注                        |
|------|-----------------|--|---------------|------|-------|------------------|---------------------------|
| 6.16 | 市场结构情况          | HHI、Top-m 指标   | 年             | 公众   | 省内    | 电力交易机构           |                           |
| 6.17 | 市场暂停、中止、重新启动等情况 |  | 发生后及时披露       | 公众   | 省间、省内 | 电力调度机构<br>电力交易机构 |                           |
| 6.18 | 市场信息披露报告        | 市场信息披露报告,包括电网概况、电力供需及预测情况、市场准入、市场交易、市场结算、市场建设、违规情况、市场干预情况等 | 季、月           | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构           | 交易机构牵头编制报告,其他信息披露主体提供相关信息 |
| 6.19 | 违规行为通报及市场干预情况   | 经国家能源局华北监管局或者地方政府电力管理部门认定的违规行为通报、市场干预情况                    | 收到文件后5个工作日内   | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构           |                           |
| 6.20 | 电力现货市场第三方校验报告   |  | 按照市场管理委员会要求时间 | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                           |
| 6.21 | 交易机构经审计的收支总体情况  |  | 年             | 公开   | ——    | 电力交易机构           | 向市场经营主体收费的电力交易机构披露        |
| 6.22 | 交易日历            | 多年、年、月、周、多日、日各类交易安排  | 年             | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构           |                           |
| 6.23 | 电网主要网络通道示意图     | 500kV 电压等级及以上  | 年             | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                           |
| 6.24 | 约束信息            | 发输变电设备投产、退役计划  | 年、月           | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                           |
| 6.25 |                 | 发输变电设备检修计划   | 年、月、日         | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                           |
| 6.26 |                 | 省间联络线输电可用容量(考虑所有已知影响)                                      | 年、月、周         | 公开   | 省间    | 电力调度机构           | 月度分周按峰平谷时段披露,周按交易时间单元披露   |
| 6.27 |                 | 省内关键输电断面可用容量(考虑所有已知影响)                                     | 年、月、周         | 公开   | 省内    | 电力调度机构           |                           |
| 6.28 |                 | 必开必停机组名单及总容量   | 日             | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                           |
| 6.29 |                 | 开停机不满最小约束时间机   | 日             | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                           |

| 编号   | 信息名称 | 信息内容           | 披露时间或周期     | 披露范围  | 披露市场  | 提供方    | 备注                        |           |
|------|------|----------------|-------------|-------|-------|--------|---------------------------|-----------|
|      |      | 组名单            |             |       |       |        |                           |           |
| 6.30 | 参数信息 | 市场出清模块算法及运行参数  | 及时更新        | 公开    | 省间、省内 | 电力调度机构 |                           |           |
| 6.31 |      | 价格限值           | 及时更新        | 公开    | 省间、省内 | 电力调度机构 |                           |           |
| 6.32 |      | 约束松弛惩罚因子       | 及时更新        | 公开    | 省间、省内 | 电力调度机构 |                           |           |
| 6.33 |      | 节点分配因子         | 日           | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 以每两小时为单位披露，适用于节点边际电价市场    |           |
| 6.34 |      | 节点分配因子确定方法     | 及时更新        | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 适用于节点边际电价市场               |           |
| 6.35 |      | 节点及分区划分依据和详细数据 | 及时更新        | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 适用于节点边际电价市场               |           |
| 6.36 | 预测信息 | 系统负荷预测         | 月           | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 月最大负荷                     |           |
| 6.37 |      |                | 周、日         | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 按交易时间单元披露                 |           |
| 6.38 |      | 电力电量供需平衡预测     | 月           | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 供需形势分析                    |           |
| 6.39 |      |                | 日           | 公开    | 省内    | 电力调度机构 | 按交易时间单元披露供需差额             |           |
| 6.40 |      |                | 各电网电力平衡预测   | 月     | 公开    | 省间     | 电力调度机构                    |           |
| 6.41 |      |                | 省间联络线输电曲线预测 | 日前、日内 | 公开    | 省内     | 电力调度机构                    | 按交易时间单元披露 |
| 6.42 |      | 发电总出力预测        | 日           | 公开    | 省间、省内 | 电力调度机构 | 按交易时间单元披露，分区边际电价市场需发布分区预测 |           |
| 6.43 |      | 非市场机组总出力预测     | 日           | 公开    | 省间、省内 | 电力调度机构 | 按交易时间单                    |           |

| 编号   | 信息名称         | 信息内容  | 披露时间或周期   | 披露范围 | 披露市场  | 提供方    | 备注             |
|------|--------------|---|-----------|------|-------|--------|----------------|
|      |              |   |           |      |       |        | 元披露            |
| 6.44 |              | 新能源总出力预测  | 周、日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 | 分电源类型按交易时间单元披露 |
| 6.45 |              | 水电（含抽蓄）总出力预测  | 周、日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 按交易时间单元披露      |
| 6.46 | 辅助服务需求信息     | 各类辅助服务需求总量  | 日         | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 按交易时间单元披露      |
| 6.47 |              | 具备参与辅助服务市场的机组台数及容量、用户及售电公司个数等   | 日         | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 按交易时间单元披露      |
| 6.48 | 交易公告         | 包括交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等 | 交易组织前及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                |
| 6.49 | 中长期交易申报及成交情况 | 包括交易参与的主体数量、申报情况、成交的主体数量、成交总量及分电源类型电量、成交均价及分电源类型均价等                     | 交易出清后及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                |
| 6.50 | 中长期交易安全校核及原因 |   | 交易出清后及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                |
| 6.51 | 绿电交易申报及成交情况  | 包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量、成交均价                                      | 交易出清后及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                |

| 编号   | 信息名称                   | 信息内容   | 披露时间或周期 | 披露范围 | 披露市场  | 提供方    | 备注   |
|------|------------------------|--|---------|------|-------|--------|--|
| 6.52 | 现货市场申报、出清信息            | 日前、日内平均申报电价，日前、日内各时段出清电量及各类电源电量和台数，日前、日内平均出清电价 | 出清后及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 节点边际电价市场应当披露交易时间单元所有节点的节点边际电价以及各节点边际电价的电能、阻塞等各分量价格 |
| 6.53 | 辅助服务市场申报、出清信息          | 各类辅助服务市场申报总电量及平均价格，各时段出清电量及各类电源电量和台数、平均中标价格    | 出清后及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 出清按交易时间单元披露，其他按日披露                                 |
| 6.54 | 日前、实时市场各时段出清的断面约束及阻塞情况 |  | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 运行结束按交易时间单元披露，适用节点边际电价市场                           |
| 6.55 | 省间交易计划                 |  | 月       | 公开   | 省间    | 电力交易机构 |  |
| 6.56 | 运行信息                   | 机组状态   | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 | 运行日次日按交易时间单元披露                                     |
| 6.57 |                        | 发电总出力  | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |  |
| 6.58 |                        | 非市场机组总出力                                       | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |  |
| 6.59 |                        | 新能源总出力   | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 |  |
| 6.60 |                        | 水电（含抽蓄）总出力                                     | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |  |
| 6.61 |                        | 实际负荷   | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 |  |
| 6.62 |                        | 系统备用信息   | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 |  |
| 6.63 |                        | 重要通道实际输电情况                                     | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 |  |
| 6.64 |                        | 实际运行输电断面约束情况                                   | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 |  |

| 编号   | 信息名称             | 信息内容                                      | 披露时间或周期 | 披露范围 | 披露市场  | 提供方    | 备注                  |
|------|------------------|---|---------|------|-------|--------|---------------------|
| 6.65 |                  | 省间联络线输电情况                                 | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.66 |                  | 重要线路与变压器平均潮流                              | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 |                     |
| 6.67 |                  | 发输变电设备投产、退役、检修、改造等计划执行情况                  | 月、日     | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.68 |                  | 重要线路实际停运情况                                | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.69 |                  | 发电机组非停情况                                  | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.70 |                  | 电网负荷总体情况                                  | 月       | 公开   | 省内    | 电力调度机构 | 最高最低负荷和负荷变化情况       |
| 6.71 | 电力并网运行管理考核和返还明细  | 各并网主体分考核种类考核费用、返还费用、免考核情况等                | 月       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.72 | 电力辅助服务考核、补偿和分摊明细 | 各市场经营主体分辅助服务品种的电量/容量、补偿费用、考核费用、分摊比例、分摊费用等 | 月       | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构 |                     |
| 6.73 | 结算情况             | 结算总体情况及分类构成情况                             | 月       | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.74 |                  |   | 日       | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.75 |                  | 绿电交易结算情况                                  | 月       | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.76 |                  | 省间交易结算情况                                  | 月       | 公开   | 省间    | 电力交易机构 |                     |
| 6.77 |                  | 不平衡资金构成、分摊和分享情况                           | 月       | 公开   | 省内    | 电力交易机构 | 不平衡资金分项计列           |
| 6.78 |                  | 偏差考核情况                                    | 月       | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构 |                     |
| 6.79 | 售电公司结算总体情况       | 售电公司代理电量，批发侧、零售侧结算均价                      | 月       | 公开   | 省内    | 电力交易机构 | 零售侧结算均价不含输配电价及基金附加等 |
| 6.80 | 售电公司履约保障凭证情况     | 各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况，结合资产总额                 | 月       | 公开   | 省内    | 电力交易机构 |                     |

| 编号   | 信息名称                  | 信息内容                   | 披露时间或周期 | 披露范围 | 披露市场  | 提供方              | 备注              |
|------|-----------------------|------------------------|---------|------|-------|------------------|-----------------|
|      |                       | 确定的售电量规模限额             |         |      |       |                  |                 |
| 6.81 | 交易总体情况                | 年度、月度、月内、现货交易成交均价及电量   | 月       | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构           | 中长期交易分电源类型披露    |
| 6.82 | 发电机组转商情况              | 发电机组、独立储能完成整套设备启动试运行时间 | 及时更新    | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构           |                 |
| 6.83 | 到期未取得电力业务许可证的市场经营主体名单 |                        | 及时更新    | 公开   | 省间、省内 | 电力交易机构           |                 |
| 6.84 | 市场干预情况原始日志            | 干预时间、干预主体、干预操作、干预原因    | 发生后及时披露 | 公开   | 省间、省内 | 电力调度机构<br>电力交易机构 |                 |
| 6.85 | 省间联络线输电容量分配结果         |                        | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构           | 适用于分区边<br>际电价市场 |
| 6.86 | 省间联络线输电容量预留           |                        | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构           |                 |
| 6.87 | 平衡市场交易电量、价格           |                        | 日       | 公开   | 省内    | 电力调度机构           |                 |
| 6.88 | 再调度费用及明细              |                        | 季       | 公开   | 省内    | 电力调度机构           |                 |

**内蒙古电力多边交易市场  
经营主体交易行为及  
信用评价实施细则  
(征求意见稿)**

二〇二六年二月

# 目 录

|     |            |    |
|-----|------------|----|
| 第一章 | 总 则 .....  | 1  |
| 第二章 | 评价机制 ..... | 2  |
| 第三章 | 评价指标 ..... | 3  |
| 第四章 | 等级评价 ..... | 7  |
| 第五章 | 评价流程 ..... | 8  |
| 第六章 | 结果应用 ..... | 9  |
| 第七章 | 信用修复 ..... | 10 |
| 第八章 | 附 则 .....  | 12 |

## 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，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，按照《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》、《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）、《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》（发改体改〔2020〕234号）、《关于推进社会信用体系建设高质量发展促进形成新发展格局的意见》《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定等文件要求，结合内蒙古自治区实际，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。信用评价工作全流程接受内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局管理与监督。本细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）内已完成注册登记流程、获得电力市场交易资质并参与电力交易的经营主体，包括但不限于发电企业、电力用户、售电企业以及新型经营主体等。

**第三条** 电力市场信用评价是通过科学、标准的评价体系对电力经营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。

**第四条** 内蒙古电力市场信用管理由内蒙古电力交易中心有限责任公司（以下简称“电力交易机构”）负责。电力交易机构进行电力市场信用评价和管理，根据经营主体信用评价结果和市场运营情况，建立经营主体信用管理机制，对能够客观反映经营主体交易行为和履约表现(包括但不限于注册、交易、结算、信息管理、合同履行以及费用缴纳等)的数据和信息，进行收集、记录与评估计算，生成信用评价结果，并进行发布和应用等系列工作。现阶段暂由电力交易机构负责经营主体信用体系的建设管理工作。

## 第二章 评价机制

**第五条** 电力交易机构按照内蒙古自治区能源局管理指导，建立健全市场信用评价体系，负责电力经营主体信用评价工作具体实施，采集信用信息、做好信息公开、建设信用档案、培育市场诚信，防范交易业务违约风险；及时将评价结果报内蒙古自治区能源局，依规发布评价结果；根据评价结果提交名单建议，建立信用评价“黑红名单”制度；充分利用信用评价结果，按需开展信息核验、保函跟踪、市场培训等联合奖惩工作；履行保密义务，接受政府监管。

**第七条** 电网企业、调度机构按照评价工作需要，及时提供经营主体调度纪律遵守情况、电费缴纳、合同履行情况等，对其真实性、有效性负责。

**第八条** 经营主体应按照评价工作需要，按时向电力交易机构提交有关数据并提供支撑材料，对其真实性、有效性负责。

**第九条** 市场初期，信用评价工作按季度开展。其中场外指标资料按年进行收集，场内指标按季度进行统计测算评分。原则上，新入市经营主体自参与交易后下一季度开展评价工作。

**第十条** 电力交易机构定期将经营主体评价结果报国家能源局华北监管局及内蒙古自治区能源局，共享至相关信用管理平台，并做好评价结果联动应用。

### 第三章 评价指标

**第十一条** 按照内蒙古电力多边交易经营主体信用评价指标对经营主体开展交易行为信用评价，内蒙古电力多边交易经营主体信用评价指标根据市场方案与运行情况动态调整。

**第十二条** 评价指标主要由基础指标、奖励指标、惩罚指标三部分组成。根据数据获取渠道和信用表征范围不同，基础指标分为场内指标和场外指标。场内评价主要评价经营主体在市场交易中的表现和行为，涉及市场化市场管理、合同管理、运行管理、信息公开等方面的评价；场外评价主要评价市场主体的财务状况、社会信用以及获奖状况等。

信用评价总得分=基础指标评分+奖励指标评分+惩罚指标扣除分

### **第十三条 基础指标**

基础指标总分为 1000 分。其中，场内指标权重 800 分，场外指标权重 200 分。

#### **（一）售电企业基础指标**

##### **1.场外指标**

（1）财务状况 120 分，包括偿债能力、盈利能力等；

（2）社会信用 80 分，包括管理人员信用、企业信用等。

##### **2.场内指标**

（1）市场管理 420 分，包括售电业务、用户优势、信息管理、交易管理、结算管理、社会责任、市场交互等；

（2）合同管理 140 分、包括履约保函、合同签订、合同执行等；

（3）运行管理 120 分，包括市场满意度、负荷预测、代理用户等；

（4）交易系统操作 60 分，包括操作规范性、账号密码管理、系统软件漏洞等；

（5）信息公开 60 分，包括信息公开规范性、信息公开及时性等。

#### **（二）电力用户基础指标**

##### **1.场外指标**

(1) 信用情况 160 分，包括法定代表人、社会信用记录、相关认证信用等级等；

(2) 奖励情况 40 分，包括企业获得科技创新、质量管理、先进评选等各项荣誉、奖项情况等。

## 2.场内指标

(1) 市场管理 490 分，包括市场交易能力、信息管理、交易管理、结算管理、社会责任、市场交互等；

(2) 运行管理 120 分，包括用电行为、市场满意度、负荷预测等；

(3) 交易系统操作 90 分，包括操作规范性、账号密码管理、系统软件漏洞等；

(4) 信息公开 100 分，包括信息公开规范性、信息公开及时性等。

## (三) 发电企业基础指标

### 1.场外指标

(1) 信用情况 160 分，包括法定代表人、社会信用记录、相关认证信用等级等；

(2) 奖励情况 40 分，包括企业获得科技创新、质量管理、先进评选等各项荣誉、奖项情况等。

### 2.场内指标

(1) 市场管理 530 分，包括市场交易能力、信息管理、交易管理、结算管理、社会责任、市场交互等；

(2) 运行管理 80 分，包括市场满意度、负荷预测等；

(3) 交易系统操作 90 分，包括操作规范性、账号密码管理、系统软件漏洞等；

(4) 信息公开 100 分，包括信息公开规范性、信息公开及时性等。

#### **第十四条 奖励指标**

奖励指标是对经营主体积极促进电力市场规范运行行为的激励，最高不超过 100 分。

(一) 售电企业奖励指标，包括主动建议、投诉举报、交易系统软件漏洞上报、企业诚信文化建设等。

(二) 电力用户奖励指标，包括主动建议、投诉举报、电力需求侧响应、交易系统软件漏洞上报、企业诚信文化建设等。

(三) 发电企业奖励指标，包括主动建议、投诉举报、能源清洁低碳高效利用、交易系统软件漏洞上报、企业诚信文化建设等。

#### **第十五条 惩罚指标**

惩罚指标是对经营主体在电力交易过程中违法违规等失信行为的惩戒，分数扣完为止。

(一) 售电企业惩罚指标，包括虚假信息、不履行交易结果、不正当竞争等。

(二) 电力用户惩罚指标，包括虚假信息、不履行交易结果、不正当竞争等、不当行为等。

(三)发电企业惩罚指标,包括虚假信息、不履行交易结果、不正当竞争等。

## 第四章 等级评价

**第十六条** 电力交易机构按照经营主体信用评价指标,定期进行等级评价。评价结果在内蒙古电力交易平台定期公布。

**第十七条** 信用评价结果采用“四等六级制”划分等级,分为A、B、C、D四等,下设AAA、AA、A、B、C、D六级。必要时,可根据评分通过“+”、“-”对企业信用等级进行微调,以区分相同等级下信用优劣。发生(较)严重的失信行为时,信用等级可直接降为“C”或“D”等级。

信用评价得分与信用等级对应关系

| 信用评价等级 | 信用评价分数区间 | 信用评价情况 |
|--------|----------|--------|
| AAA    | 900分及以上  | 优秀     |
| AA     | 800-899分 | 优良     |
| A      | 700-799分 | 良好     |
| B      | 500-699分 | 一般     |
| C      | 300-499分 | 较差     |
| D      | 299分及以下  | 差      |

AAA级表示经营主体信用记录优秀,交易、履约能力强,不确定因素对其经营和发展的影响极小。

AA 级表示经营主体信用记录优良，交易、履约能力强，不确定因素对其经营和发展影响很小。

A 级表示经营主体信用记录良好，交易、履约能力较强，不确定因素对其经营和发展影响较小。

B 级表示经营主体履约能力不稳定，交易能力一般，目前对合同的履行尚属适应，但未来经营与发展容易受内外部不确定因素的影响，履约能力会产生波动。

C 级表示经营主体履约能力不稳定，交易能力较差，有较多不良信用记录。

D 级表示经营主体履约能力差，交易能力很差，有较多不良信用记录。

**第十八条** 为强化市场培育，在未发生惩罚性事项的情况下，新入市经营主体注册生效后首次信用评价结果按 A 级评定。如发生惩罚性事项的，按照惩罚指标自 700 分向下扣，以实际得分对应等级作为最终评定结果。

## 第五章 评价流程

**第十九条** 各经营主体交易行为信用评价工作按照如下步骤开展：

（一）参评材料提交。经营主体根据信用评价工作安排，于每年一季度信用评价启动 1 个月内通过系统平台等方式及时录

入相关信息并提交信用相关证明资料。未按要求及时提供的，涉及的评价指标以零分记。

（二）信用评分计算。电力交易机构每季度结束后开始归集评价样本数据，以交易单元为单位分指标计算信用评分。

（三）评分结果公示。电力交易机构将形成的评价结果通过电力交易平台等渠道对经营主体公示，公示时间为5个工作日。

（四）评分异议申诉。对评分结果存异议的经营主体，可在公示期内以书面形式向电力交易机构提出异议申诉，说明理由并提交相关证明材料。公示期满后视为无异议，不再接受异议申诉。评价指标与评分标准不在异议范围内。

（五）评价结果发布。电力交易机构按季度及时发布各经营主体评价结果，通过系统平台向经营主体及社会发布，并将评价结果报送内蒙古自治区能源局与国家能源局华北监管局。

**第二十条** 经营主体在上一个评价周期完成后，如发生重大市场问题，经内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局认定后，动态调整相关主体信用评价等级。

**第二十一条** 电力交易机构根据需要适时向经营主体颁发信用等级评价证书。

## 第六章 结果应用

**第二十二条** 市场初期，以售电主体起步，将信用评价结果与市场注册、退出，信息核验管理，市场交易行为，信息获取，

市场培训等环节建立联合奖惩机制。适时将评价结果推送至“信用中国”的等政府指定网站。

**第二十三条** 信用评价结果按照奖优罚劣原则，可以但不限于以下应用：

- （一）履约保函（保险）额度调整；
- （二）信息核验管理；
- （三）中长期合同交易优先级；
- （四）市场培训与认证；
- （五）保底售电公司管理；
- （六）交易行为信用黑红名单；
- （七）信用风险预警；
- （八）联合惩戒；
- （九）其他政策法规规定的情况。

## 第七章 信用修复

**第二十四条** 为深入推进信用体系建设,建立贯穿事前、事中、事后全过程机制,鼓励和引导失信主体主动纠正失信行为,消除不良影响,维护失信主体合法权益,开展信用修复工作。

### **第二十五条** 修复流程

（一）除法律、法规和相关政策文件明确不可修复的情形外，C级及以下经营主体纠正失信行为、消除失信不良影响后可在信用评价结果发布30日内向电力交易机构书面提交信用修复申请

及相关材料。

（二）收到申请后，电力交易机构对资料进行核查，对未达修复条件的申请予以驳回，对符合修复条件的经营主体情况通过系统平台向经营主体公示，公示期 5 个工作日。

（三）若市场相关方有异议的，应在公示期内以书面方式实名向电力交易机构提出异议，说明理由并提交相应证明材料，逾期视为无异议。

（四）电力交易机构核实后，修正修复结果或驳回异议。

（五）公示期满且无异议，电力交易机构将修复情况同步报送内蒙古自治区能源局、国家能源局华北监管局，经其批准后停止相应惩戒措施。

## **第二十六条 修复限制**

（一）被处以吊销许可证件、责令退市、永久限制开展生产经营活动、终身限制从业的，不得申请信用修复。

（二）经营主体负面行为修复或评价等级提升后，售电公司停牌、暂停交易资格按照最新评级与记分执行，失信行为曝光不予撤销。

（三）经营主体被移出电力行业严重违法失信“黑名单”的，在满足内蒙古电力市场相关规则的条件下，可重新申请注册。

## 第八章 附 则

**第二十七条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第二十八条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

附表

# 内蒙古电力多边交易市场主体信用评价指标体系

## 售电公司评价指标体系

(一) 场外指标

| 一级指标 |     | 二级指标 |    | 三级指标  |    | 指标内容/计算公式                                    | 评分标准   | 依据     |
|------|-----|------|----|-------|----|--|--|--------|
| 名称   | 分数  | 名称   | 分数 | 名称    | 分数 |  |  |        |
| 财务状况 | 120 | 偿债能力 | 60 | 资产总额  | 20 | 资产总额   | 资产总额 $\geq$ 行业良好值, 20分;<br>行业一般值 $\leq$ 资产总额 $<$ 行业良好值, 15分;<br>资产总额 $<$ 行业一般值, 10分;<br>不提供数据的, 得分为0。<br>(参评企业的资产总额由高到低排序, 前30%的水平值为行业良好值; 后30%的水平值为行业一般值)     | 企业审计报告 |
|      |     |      |    | 资产负债率 | 20 | 资产负债率=负债总额/资产总额 $\times$ 100%(来自于市场主体的资产负债表) | 资产负债率 $\leq$ 行业良好值, 20分;<br>行业良好值 $<$ 资产负债率 $\leq$ 行业一般值, 15分;<br>资产负债率 $>$ 行业一般值, 10分。<br>不提供数据的, 得分为0。<br>(参评企业的资产负债率从低到高排序, 前30%的水平值为行业良好值; 后30%的水平值为行业一般值) | 企业审计报告 |
|      |     |      |    | 营业收入  | 20 | 营业收入   | 营业收入 $\geq$ 行业良好值, 20分;<br>行业一般值 $\leq$ 营业收入 $<$ 行业良好值, 15分;<br>营业收入 $<$ 行业一般值, 10分。   | 企业审计报告 |

|      |    |        |    |           |    |   |  |        |
|------|----|--------|----|-----------|----|---|--|--------|
|      |    |        |    |           |    | 不提供数据的, 得分为 0。<br>(参评企业的营业收入由高到低排序, 前 30%的水平值为行业良好值; 后 30%的水平值为行业一般值) |  |        |
|      |    | 盈利能力   | 60 | 净利润       | 20 | 净利润   | 净利润 ≥ 行业良好值, 20 分;<br>行业一般值 ≤ 净利润 < 行业良好值, 15 分;<br>净利润 < 行业一般值, 10 分。<br>不提供数据的, 得分为 0。<br>(参评企业净利润由高到低排序, 前 30%的水平值为行业良好值; 后 30%的水平值为行业一般值)                                    | 企业审计报告 |
|      |    |        |    | 净资产收益率    | 20 | 净资产收益率=净利润/期末净资产×100%,<br>其中净资产=资产总额-<br>负债总额                         | 营业收入 ≥ 行业良好值, 20 分;<br>行业一般值 ≤ 营业收入 < 行业良好值, 15 分;<br>营业收入 < 行业一般值, 10 分。<br>不提供数据的, 得分为 0。<br>(参评企业的营业收入由高到低排序, 前 30%的水平值为行业良好值; 后 30%的水平值为行业一般值)                               | 企业审计报告 |
|      |    |        |    | 净利润增长率    | 20 | 净利润增长率=(本期净利润-上期净利润)/上期净利润×100%                                       | 净资产收益率 ≥ 行业良好值, 20 分;<br>行业一般值 ≤ 净资产收益率 < 行业良好值, 15 分;<br>净资产收益率 < 行业一般值, 10 分。<br>净资产为 0 或为负数, 得 0 分。<br>不提供数据的, 得分为 0。<br>(参评企业净资产收益率由高到低排序, 前 30%的水平值为行业良好值; 后 30%的水平值为行业一般值) | 企业审计报告 |
| 社会信用 | 80 | 管理人员信用 | 40 | 企业法定代表人信用 | 40 | 依据为个人征信报告(来自于中国人民银行)  | 没有不良记录, 40 分;<br>有不良记录, 0 分;<br>未能提供企业法定代表人信用证明, 0 分。  | 中国人民银行 |

|      |     |      |     |        |     |   |   |        |
|------|-----|------|-----|--------|-----|---|---|--------|
|      |     |      | 记录  |        |     |   |   |        |
|      |     | 企业信用 | 40  | 企业信用记录 | 40  | 依据为中国人民银行征信中心提供的《企业信用报告》（自助查询版）；企业被政府、相关监管机构处罚或通报批评；列入“国家企业信用信息公示网”经营异常名录；“信用中国网站”记录的行政处罚、司法判决、列入黑名单情况。 | 无不良信用记录，并按照规定要求提供信用报告、作出信用承诺的，40分；被信用中国纳入“黑名单”的，直接列为D级，不得参与电力市场化交易；被信用中国纳入“重点关注名单”的，0分，并在总分中再扣100分；其他不良信用记录，0分；未承诺无不良记录的，0分。不良记录指不良信贷记录、民事判决或强制执行记录等。 | 中国人民银行 |
| 分数合计 | 200 |      | 200 |        | 200 |   |   |        |

(二) 场内指标

| 一级指标 |    | 二级指标 |    | 三级指标     |    | 指标内容/计算公式   | 评分标准                        | 依据   |
|------|----|------|----|----------|----|-------------|-----------------------------|------|
| 名称   | 分数 | 名称   | 分数 | 名称       | 分数 |             |                             |      |
|      |    | 售电业务 | 90 | 售电业务开展情况 | 90 | 是否实质性开展售电业务 | 开展实质性交易的，得90分；未开展实质性交易的得0分。 | 交易系统 |

|      |     |      |     |       |    |  |  |      |
|------|-----|------|-----|-------|----|--|--|------|
| 市场管理 | 420 | 用户优势 | 60  | 代理用户数 | 40 | 售电公司代理用户数量（户）                              | 售电能力 $\geq$ 行业良好值，40分；<br>行业一般值 $\leq$ 售电能力 $<$ 行业良好值，10分；<br>0 $<$ 售电能力 $<$ 行业一般值，5分。<br>(参评企业代理用户数量从高到低排序，前30%的水平为行业良好值，后30%的水平值为行业一般值为行业一般值)  | 交易系统 |
|      |     |      |     | 市场占有率 | 20 | 市场化交易中，该企业的累计结算电量/行业总交易结算电量 $\times 100\%$ | 未参与市场化交易，0分。<br>市场占有率 $\geq$ 行业优秀值，20分；<br>行业良好值 $\leq$ 市场占有率 $<$ 行业优秀，15分；<br>行业一般值 $\leq$ 市场占有率 $<$ 行业良好，10分；<br>0 $<$ 市场占有率 $<$ 行业一般值，5分。<br>(参评企业蒙西地区结算电量从高到低排序，前30%（含本数）的水平为行业优秀值，前30%-50%（含本数）的水平为行业良好值，前50%-70%（含本数）为行业一般值) | 交易系统 |
|      |     | 信息管理 | 130 | 信息完整性 | 50 | 按照售电公司管理办法，市场主体关键注册信息完整、无缺失                | 完整提交注册备案信息，50分；未按要求维护信息，一般信息（电话、地址）、每缺失一项扣1分，关键注册（股东、法人、资产总额）信息每缺失一项扣5分，扣完为止。  | 交易系统 |
|      |     |      |     | 信息准确性 | 20 | 按照售电公司管理办法，市场主体关键信息准确、无误                   | 备案信息准确无误，更新及时，20分；<br>每发现信息不准确的，每有一项扣5分，扣完为止。  | 交易系统 |

|  |  |      |    |                   |    |   |  |      |
|--|--|------|----|-------------------|----|---|--|------|
|  |  |      |    |                   | 30 | 中、高级职称专业管理人员数量情况  | 中、高级职称专业管理人员数量满足“一高三中”要求，30分，不满足，0分；<br>每增加一名高级职称人员加5分；<br>每增加一名中级职称人员加3分；上限30分。             | 职称证书 |
|  |  |      |    | 人员管理              | 30 | 交易人员管理规范，人员实名认证，变更及时，授权委托真实有效。                              | 交易员管理规范，信息真实、更新及时有效，得30分；<br>交易员基本信息不完整，联系方式与身份信息、授权委托与法人证书等信息不一致或未及时更新的，每发现一项扣10分，扣完为止。     | 交易系统 |
|  |  | 交易管理 | 80 | 高耗能行业年度市场交易合同电量比例 | 10 | 本年度截止当前评价时间的市场化交易中，该企业高耗能行业市场化年度合同电量/该企业总的高耗能行业市场化合同电量×100% | 年度市场交易合同比例≥N%，10分；<br>M%≤年度市场交易合同比例<N%，5分。<br>(M、N参考市场年度方案内容，按照市场主管部门要求动态调整，企业涉及多行业取电量加权平均值) | 交易系统 |
|  |  |      |    | 一般行业年度市场交易合同电量比例  |    | 本年度截止当前评价时间的市场化交易中，该企业一般行业市场化年度合同电量/该企业总的一般行业市场化合同电量×100%   | 年度市场交易合同比例≥Q%，10分；<br>P%≤年度市场交易合同比例<Q%，5分。<br>(P、Q参考市场年度方案内容，按照市场主管部门要求动态调整，企业涉及多行业取电量加权平均值) | 交易系统 |

|      |     |      |    |               |    |                                   |  |      |
|------|-----|------|----|---------------|----|-----------------------------------|--|------|
|      |     |      |    | 交易参与情况        | 60 | 该企业参与市场化交易次数/组织交易次数×100%          | 计算各售电公司成功参与蒙西地区市场化交易次数平均值 C: (每个交易序列成交一笔以上, 按一次统计, 售电公司内部置换不计入) 本售电公司成功参与市场化交易次数为 $C_i$ ;<br>$C_i > 120\%C$ , 60 分;<br>$120\%C \geq C_i > 80\%C$ , 15 分;<br>$C_i < 80\%C$ , 10 分;<br>交易参与率=0, 0 分。 | 交易系统 |
|      |     | 社会责任 | 10 | 可再生能源电力消纳责任权重 | 10 | 该企业可再生能源电力消纳总量(含绿证购买)/电力消纳总量×100% | 总量消纳责任权重≥最低消纳责任权重, 5 分;<br>通过主动参与绿电交易等方式提升企业自身消纳责任权重的, 得 8 分;<br>完成消纳责任权重激励指标(1.1 倍最低消纳责任权重)的, 得 10 分。   | 交易系统 |
| 合同管理 | 140 | 履约保函 | 60 | 递交及时性         | 20 | 及时递交或补缴履约保函                       | 及时提交或补缴履约保函, 20 分;<br>未及时提交或补缴履约保函, 0 分。   | 交易系统 |
|      |     |      |    | 保函管理能力        | 40 | 能够合理规划年度代理电量, 足额缴纳保函              | 未发生补缴得 40 分;<br>发生补缴不得分。   | 交易系统 |
|      |     | 合同签订 | 40 | 不超交易能力代理电力用户  | 20 | 售电公司与电厂、代理用户合同匹配, 不超交易能力代理电量      | 不超交易能力上限代理电量, 得 20 分;<br>超交易能力上限代理电量, 0 分。   | 交易系统 |
|      |     |      |    | 合同签订规范性       | 20 | 按模板规范签订合同                         | 按要求签订合同条款, 得 20 分;<br>出现合同签订不规范、填报合同信息不准确, 每出现一次扣 5 分, 扣完为止。   | 交易系统 |
|      |     | 合同   | 60 | 合同履行          | 40 | 中途协商或被强制解                         | 代理期间未发生代理合同解除的, 得 40 分; 在  | 交易系统 |

|        |     |        |    |        |    |  |  |          |
|--------|-----|--------|----|--------|----|--|--|----------|
|        |     | 执行     |    | 情况     |    | 除代理合同  | 代理合同有效期内，每发生一次双方协商解除代理合同扣 5 分；<br>每发生一次被强制解除代理合同，扣 10 分，扣完为止。                    |          |
|        |     |        |    | 合同变更   | 20 | 中途变更代理合同                                     | 在年度代理周期内，发生合同变更一次以上（市场政策原因除外），每变更一次，扣 5 分，扣完为止。                                  | 交易系统     |
| 运行管理   | 120 | 市场满意度  | 40 | 纠纷与投诉  | 40 | 与其他市场成员发生纠纷，被投诉且确定为售电公司负主要责任的次数（严重的情况进入惩罚指标） | 无纠纷、无投诉，40 分；<br>无法确定责任的纠纷，双方各扣 20 分，扣完为止；<br>确定为责任方的投诉举报，得 0 分。                 | 电力交易公司认定 |
|        |     | 负荷预测   | 80 | 需求申报   | 80 | 用户在年度、月度交易需求申报电量与实际购买电量的偏差。（年度、月度偏差，二者取偏差大值） | 需求申报偏差在±7%以内，得 80 分；<br>需求申报偏差超出±7%，每次扣 10 分，扣完为止。                               | 交易系统     |
| 交易系统操作 | 80  | 操作规范性  | 60 | 操作规范性  | 60 | 市场成员在交易系统操作记录                                | 规范使用交易系统，60 分；<br>在使用交易系统时发生不按要求操作系统，违规使用外挂软件、插件、爬虫或其他第三方软件等行为，每发生一次扣 5 分，扣完为止。  | 交易系统     |
|        |     | 账号密码管理 |    | 账号密码管理 | 20 | 市场成员在交易系统登录、操作记录                             | 规范保存、使用交易账号密码，得 20 分；<br>如发生非交易员或管理员本人登录使用交易系统等行为，或将交易账号密码泄露给他人，每发生一次扣 5 分，扣完为止。 | 交易系统     |

|      |     |        |     |         |     |                           |  |      |
|------|-----|--------|-----|---------|-----|---------------------------|--|------|
| 信息公开 | 70  | 信息公开情况 | 70  | 信息公开规范性 | 70  | 按照信息公开、披露管理办法要求,规范、准确公开信息 | 信息公开规范,70分;公开信息不规范、不准确、不按照要求公开、报送信息的,每发生一次扣10分,扣完为止。 | 交易系统 |
| 分数合计 | 800 |        | 800 |         | 800 |                           |  |      |

### (三) 奖惩指标

| 一级指标 | 二级指标 | 三级指标       | 指标内容/计算公式                | 评分标准   | 依据             |
|------|------|------------|--------------------------|--|----------------|
| 奖励指标 | 主动参与 | 主动建议       | 发现交易规则漏洞、系统漏洞,主动上报,并被采纳。 | 发现规则漏洞上报后被确认的,每发生一次,加10分;针对交易规则的漏洞不足提出合理化建议并被采纳的,每发生一次,加20。                      | 电力交易公司认定       |
|      |      | 投诉举报       | 主动检举揭发不良交易行为。            | 若情况属实,每发生一次,加10分。  | 电力交易公司认定       |
|      |      | 交易系统软件漏洞上报 | 主动上报发现的交易系统软件漏洞          | 若情况属实,每发生一次,加5分。   | 交易系统、电力交易公司认定  |
|      |      | 企业诚信文化建设   | 企业诚信文化建设情况               | 建立符合国家法律法规管理制度并体现诚信管理内容,如制定信用管理制度、岗位制度、合同管理制度、财务管理制度、客户管理制度、失信行为责任追究制度。每有一项,得5分。 | 印发相关制度、获奖文件或证书 |

|      |         |        |  |   |                  |
|------|---------|--------|--|---|------------------|
|      |         |        |  | 三年内每获得一次社会层面获得诚信类奖项，加 5 分。                              |                  |
| 惩罚指标 | 虚假信息    | 虚假信息申报 | 提交材料具有虚假信息，包括但不限于：资质造假；伪造、编造许可证件；提供虚假财务状况或业绩；提供虚假人员清单、社保证明、职称材料或劳动关系证明；提供虚假信用或资信等证明；提供虚假信息免考核；其他弄虚作假行为等。 | 出现一次，扣 50 分或降一级；出现两次或不满足准入条件，降为 D 级；性质严重的，直接降为 D 级。     | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      |         | 虚假信息宣传 | 企业在对外宣传时，对企业资质、企业规模、股权结构等信息进行虚假宣传并造成不良影响；  | 对企业信息进行虚假宣传，每发生一次，扣 50 分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。  | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      |         |        | 冒用他人名义进行虚假宣传，造成不良影响。   | 冒用他人名义进行虚假宣传，每发生一次，扣 50 分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。 | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      |         |        | 编制、发布或传播谣言，造成不良影响，扰乱市场秩序。  | 每发生一次，扣 50 分，若对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。                     | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      | 不履行交易结果 | 拒绝签订合同 | 无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同。   | 出现一次，扣 100 分；出现两次，降为 C 级。                               | 交易系统、电力交易公司认定    |

|  |       |           |   |  |                   |
|--|-------|-----------|---|--|-------------------|
|  |       | 拒绝执行合同    | 无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同。                             | 出现一次，扣 100 分；<br>出现两次，降为 C 级。                                | 交易系统、电力交易公司认定     |
|  |       | 动用履约保函    | 因自身经营问题造成运行偏差，不能及时缴纳相关费用而启用履约保函（险）              | 出现一次，扣 100 分；<br>出现两次，降为 C 级。                                | 交易系统、启用保函申请及流程    |
|  | 不正当竞争 | 未规范开展售电代理 | 未在交易平台备案，私下绑定电力用户<br>冒用他人账号参与市场交易               | 出现一次，降为 C 级；<br>出现两次，降为 D 级。                                 | 举报、核查<br>电力交易公司认定 |
|  |       | 串谋        | 交易中利用串谋行为谋取不法利益（由政府认定的扣分）                       | 直接降为 D 级。  | 举报，主管、监管部门认定      |
|  |       | 窃密        | 窃取其他成员保密信息                                      | 直接降为 D 级。  | 举报，主管、监管部门认定      |
|  |       | 市场干扰      | 采用非法手段影响其他成员正常交易；<br>市场主体遇到需要协调的问题，未按规定程序反映和申诉。 | 出现一次，扣 100 分或降一级；出现<br>两次或不满足准入条件，降为 D 级；<br>性质严重的，直接降为 D 级。 | 举报，主管、监管部门认定      |
|  |       | 其他不正当竞争行为 | 由政府或交易机构认定的其他不符合交易规则的行为，如拒绝参加交易，并导致交易无法正常开展。    | 直接降为 D 级。  | 举报，主管、监管部门认定      |
|  |       |           |   |  |                   |

备注：奖励指标最多 100 分。

## 电力用户评价指标体系

### （一）场外指标

| 一级指标 |     | 二级指标   |     | 三级指标     |     | 指标内容/计算公式   | 评分标准  | 依据       |
|------|-----|--------|-----|----------|-----|---|---|----------|
| 名称   | 分数  | 名称     | 分数  | 名称       | 分数  |   |   |          |
| 信用情况 | 160 | 企业信用   | 160 | 法定代表人    | 70  | 依据为个人征信报告（来自于中国人民银行）  | 没有不良记录，70分；<br>有不良记录，0分；<br>未能提供企业法定代表人信用证明，0分。                                     | 中国人民银行   |
|      |     |        |     | 社会信用记录   | 70  | 企业被政府、相关监管机构处罚或通报批评；列入“国家企业信用信息公示网”经营异常名录；“信用中国网站”记录的行政处罚、司法判决、列入黑名单情况。 | 没有不良记录，70分；<br>被列入政府多部门联合印发联合惩戒文件的，直接列为C级；<br>被信用中国纳入“重点关注名单”的，0分；<br>未承诺无不良记录的，0分。 | 信用中国网站等  |
|      |     |        |     | 相关认证信用等级 | 20  | 企业获得相关认证情况和相关行业信用等级情况企业获得其他资质认证情况。                                      | 包括ISO管理体系认证、安全生产标准化、标准化良好行为确认和相关行业信用等级情况。每获得一项得2分，最高20分。无，0分。                       | 企业提供相关证明 |
| 奖励情况 | 40  | 科技管理创新 | 40  | 荣誉奖励     | 40  | 企业获得科技创新、质量管理、先进评选等各项荣誉、奖项情况。   | 获得省部级荣誉奖项，每项计10分；<br>获得地市级荣誉奖项每项计5分；<br>各项分值累加得分，最高40分。                             | 获奖证书或文件  |
| 分数合计 | 200 |        | 200 |          | 200 |   |   |          |

### （二）场内指标

| 一级指标 |     | 二级指标   |     | 三级指标   |    | 指标内容/计算公式  | 评分标准  | 依据          |
|------|-----|--------|-----|--------|----|--|---|-------------|
| 名称   | 分数  | 名称     | 分数  | 名称     | 分数 |  |   |             |
| 市场管理 | 520 | 市场交易能力 | 130 | 用电增速   | 80 | $(\text{用户本期结算电量} / \text{上一周期结算电量}) \times 100\% - 100\%$ | 用电增速 $\geq 5\%$ ，80分；<br>$5\% > \text{用电增速} \geq 2\%$ ，50分；<br>用电增速 $\pm 2\%$ 以内，40分；<br>$-2\% > \text{用电增速} \geq -5\%$ ，30分；<br>用电增速 $< -5\%$ ，20分。<br>首次参与市场化交易的电力用户，30分。   | 交易系统        |
|      |     |        |     | 市场占有率  | 50 | 市场化交易中，该企业的累计结算电量/行业（某一行业还是主体类型？）总交易结算电量 $\times 100\%$    | 未参与市场化交易，0分。<br>市场占有率 $\geq$ 行业优秀值，50分；<br>行业良好值 $\leq$ 市场占有率 $<$ 行业优秀，20分；<br>行业一般值 $\leq$ 市场占有率 $<$ 行业良好，10分；<br>$0 < \text{市场占有率} <$ 行业一般值，5分。<br>（参评企业蒙西地区结算电量从高到低排序，前30%（含本数）的水平为行业优秀值，前30%-50%（含本数）的水平为行业良好值，前50%-70%（含本数）为行业一般值） | 交易系统        |
|      |     | 信息管理   | 150 | 信息完整性  | 50 | 按照市场规则与成员管理办法，市场主体关键注册信息完整无缺失。                             | 完整提交注册备案信息，50分；未按要求维护信息，一般信息每缺失一项扣5分，关键注册信息每缺失一项扣10分，扣完为止。  | 交易系统        |
|      |     |        |     | 信息准确性  | 20 | 提交的市场主体注册信息准确无误。   | 备案信息准确无误，更新及时，20分；<br>每发现信息不准确的，每有一项扣5分，扣完为止。   | 交易系统        |
|      |     |        |     | 设备计量管理 | 30 | 用户存在多行业并行交易情况下，满足分户、分表等计量条件。                               | 满足分户、分表计量条件，得30分；<br>满足分表计量条件，不满足分户要求，得15分；<br>不满足分户、分表计量条件，不得分。<br>不存在多行业交易的用户不参与本项评分，得满分。   | 电力交易公司、供电公司 |

|      |              |      |     |   |  |   |  |               |
|------|--------------|------|-----|---|--|---|--|---------------|
|      |              |      |     | 人员管理  | 50   | 交易人员管理规范，人员实名认证，变更及时，授权委托真实有效。  | 交易员管理规范，信息真实、更新及时有效，得 50 分；<br>交易员基本信息不完整，联系方式与身份信息、授权委托与法人证书等信息不一致或未及时更新的，每发现一项扣 10 分，扣完为止。                 | 交易系统          |
|      |              | 交易管理 | 70  | 高耗能行业年度合同电量比例   | 20   | 本年度截止当前评价时间的市场化交易中，该企业高耗能行业市场化年度合同电量/该企业总的高耗能行业市场化合同电量×100%   | 年度市场交易合同比例≥N%，20 分；<br>M%≤年度市场交易合同比例<N%，15 分。<br>(M、N 参考市场年度方案内容，按照市场主管部门要求动态调整，企业涉及多行业取电量加权平均值)             | 交易系统          |
|      | 一般行业年度合同电量比例 |      |     | 本年度截止当前评价时间的市场化交易中，该企业一般行业市场化年度合同电量/该企业总的一般行业市场化合同电量×100% |  | 年度市场交易合同比例≥Q%，20 分；<br>P%≤年度市场交易合同比例<Q%，15 分。<br>(P、Q 参考市场年度方案内容，按照市场主管部门要求动态调整，企业涉及多行业取电量加权平均值)                                  | 交易系统   |               |
|      | 交易规范性        |      |     | 30  | 规范参与电力市场交易的能力  | 规范参与市场 30 分；<br>在参与市场交易时发生不按要求申报、错误申报、不按要求提交资料等行为，每发生一次扣 10 分，扣完为止。   | 交易系统   |               |
|      |              | 结算管理 | 100 | 中长期超缺额回收  | 30   | 控制该用户市场风险，提高负荷预测精度，交易电量签约与实际结算电量偏差较大，触发超缺额回收机制。   | 未发生回收的得 30 分；<br>触发回收机制，一次扣 10 分，扣完为止。   | 交易系统          |
|      | 信息反馈及时性      |      |     | 30  | 及时反馈确认日清算、月结算结果。   | 及时反馈结算信息，得 30 分；<br>未及时反馈结算异议，造成结算问题的，每发生一次扣 10 分，扣完为止。   | 交易系统   |               |
|      | 资金结算及时性      |      |     | 40  | 结算费用缴纳是否及时，未及时缴纳指超过规定缴纳期限但不违约欠费                                | 及时缴纳电费、市场运行调整费用，得 40 分；<br>未及时缴纳，每发生一次扣 10 分，扣完为止。  | 交易系统、<br>供电分公司   |               |
|      |              | 社会责任 | 40  | 新能源配额完成率  | 20   | 该企业可再生能源电力消纳总量(含绿证购买)/电力消纳总量×100%   | 总量消纳责任权重≥最低消纳责任权重，10 分；<br>通过购买绿证、参与绿电交易、绿电替代等方式提升企业自身消纳责任权重，得 15 分；<br>完成消纳责任权重激励指标(1.1 倍最低消纳责任权重)的，得 20 分。 | 交易系统、<br>企业证明 |
|      | 资源综合利用       |      |     | 10  | 评价周期内，该企业配套建设有余热余气、大宗工业固废利用项目(简单用于原料烘干的除外)。                    | 集团内配套建设完整的(二醇、乙二醇、甲醇)化工项目、球团加工项目、焦化项目、保温材料加工项目、石灰加工项目、配套碳素加工项目、烧结项目、炉渣回收利用项目等，每项得 5 分，上限 10 分。<br>加满为止，无资源综合利用项目不加分。<br>(以立项批复为准) | 企业提供<br>相关证明   |               |
|      | 能耗方面         |      |     | 10  | 通过碳资产开发、碳资产项目管理，进行减排量的核算，通过碳交易平台买入或卖出碳排放额度，提升企业能源利用效率，优化能源消费结构 | 参与碳排放交易卖出的，得 10 分；<br>未参与碳排放交易的，得 5 分；<br>参与碳排放交易买入的，不得分。   | 碳排放交易记录  |               |
| 运行管理 | 220          | 用电行为 | 80  | 违规用电  | 80   | 评价周期内，该用户运行过程中是否有用报不符、超容、超功、非法移动计量、给电力市场有序运营造成影响的违规行为。  | 无违规用电行为，80 分；<br>出现违规用电，0 分。<br>情节特别严重的，采取降级措施。  | 电力交易公司认定      |

|      |     |        |     |         |     |  |  |      |
|------|-----|--------|-----|---------|-----|--|--|------|
|      |     | 负荷预测   | 80  | 需求申报    | 80  | 用户在年度、月度交易需求申报电量与实际购买电量的偏差。（年度、月度偏差，二者取偏差大值） | 需求申报偏差在±7%以内，得80分；需求申报偏差超出±7%，每次扣10分，扣完为止。                               | 交易系统 |
|      |     | 账号密码管理 | 60  | 账号密码管理  | 60  | 市场成员在交易系统登录、操作记录                             | 规范保存、使用交易账号密码，得60分；如发生非交易员或管理员本人登录使用交易系统等行为，或将交易账号密码泄露给他人，每发生一次扣5分，扣完为止。 | 交易系统 |
| 信息公开 | 90  | 信息公开情况 | 90  | 信息公开规范性 | 90  | 按照信息公开、披露管理办法要求，规范、准确公开信息                    | 信息公开规范，90分；公开信息不规范、不准确、不按照要求公开、报送信息的，每发生一次扣10分，扣完为止。                     | 交易系统 |
| 分数合计 | 800 |        | 800 |         | 800 |  |  |      |

(三) 奖惩指标

| 一级指标 | 二级指标    | 三级指标                      | 指标内容/计算公式   | 评分标准  | 依据               |
|------|---------|---------------------------|---|---|------------------|
| 奖励指标 | 主动参与    | 主动建议                      | 发现交易规则漏洞，主动上报并提交相应书面材料，并经监管机构认定后采纳。   | 发现规则漏洞上报后被采纳的，每发生一次，加10分；针对交易规则的漏洞不足提出合理化建议并被采纳的，每发生一次，加20分。  | 交易系统             |
|      |         | 投诉举报                      | 主动检举揭发不良交易行为。   | 若情况属实，每发生一次，加10分。   | 交易系统             |
|      |         | 电力需求侧响应                   | 优化电力资源配置，深化电力负荷管理，保障电力安全稳定供应，用户自愿参与电力公司组织的电力需求侧响应工作，按照“需求响应优先、有序用电保底”原则执行到位。                                  | 用户按照“容量优先、时间优先”原则，安全可靠响应时段下调能力<br>具备响应条件的电力用户，考核期内响应每一次得5分，不响应得0分。  | 电力交易公司、营销服务公司    |
|      |         | 交易系统软件漏洞上报                | 主动上报发现的交易系统软件漏洞   | 若情况属实，每发生一次，加5分。  | 交易系统、电力交易公司认定    |
|      |         | 企业诚信文化建设                  | 企业诚信文化建设情况  | 建立符合国家法律法规管理制度并体现诚信管理内容，如制定信用管理岗位制度、合同管理制度、财务管理制度、客户管理制度、失信行为责任追究制度。每有一项，得5分。<br>三年内每获得一次社会层面获得诚信类奖项，加5分。 | 印发相关制度、获奖文件或证书   |
| 惩罚指标 | 虚假信息    | 虚假信息申报                    | 市场主体隐瞒情况或提供虚假材料，包括但不限于：资质造假；伪造、编造许可证件；提供虚假财务状况或业绩；提供虚假项目负责人或主要技术人员建立、劳动关系证明；提供虚假信用或资信等证明；提供虚假信息免考核；其他弄虚作假行为等。 | 出现一次，扣100分；<br>出现两次或不满足准入条件，降为C级；<br>性质严重的，直接降为D级。  | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      |         | 虚假信息宣传                    | 企业在对外宣传时，对企业资质、企业规模、股权结构等信息进行虚假宣传并造成不良影响；   | 对企业信息进行虚假宣传，每发生一次，扣50分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。  | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      |         |                           | 冒用他人名义进行虚假宣传，造成不良影响。  | 冒用他人名义进行虚假宣传，每发生一次，扣50分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。   | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|      | 虚假信息宣传  | 编制、发布或传播谣言，造成不良影响，扰乱市场秩序。 | 每发生一次，扣50分，若对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。   | 举报、交易系统、电力交易公司认定  |                  |
|      | 不履行交易结果 | 拒绝签订合同                    | 无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同。  | 出现一次，扣100分；<br>出现两次，降为C级。   | 交易系统、电力交易公司认定    |

|  |       |               |  |   |                       |
|--|-------|---------------|--|---|-----------------------|
|  |       | 拒绝执行合<br>同    | 无正当理由，在签订合同后<br>拒绝执行合同。  | 出现一次，扣 100 分；<br>出现两次，降为 C 级。                                 | 交易系统、<br>电力交易<br>公司认定 |
|  |       | 一户多签          | 违反交易规则，在同一个结<br>算周期内一家电力用户与两<br>家及以上售电公司签订电力<br>零售市场交易意向协议。                                  | 出现一次，扣 100 分；<br>出现两次，降为 C 级。                                 | 交易系统、<br>电力交易<br>公司认定 |
|  |       | 恶意欠费          | 恶意欠缴电费，且拒不整改。  | 出现一次（月），扣 100 分；<br>出现两次，降为 C 级。                              | 电网公司、<br>电力交易<br>公司认定 |
|  | 不正当竞争 | 串谋            | 交易中利用串谋行为谋取不<br>法利益  | 直接降为 D 级。   | 举报，主<br>管、监管部<br>门认定  |
|  |       | 窃密            | 窃取其他成员保密信息   | 直接降为 D 级。   | 举报，主<br>管、监管部<br>门认定  |
|  |       | 市场干扰          | 采用非法手段影响其他成员<br>正常交易；市场主体遇到需<br>要协调的问题，未按规定程<br>序反映和申诉。                                      | 出现一次，扣 100 分或降一级；出现两<br>次或不满足准 入条件，降为 D 级；性质<br>严重的，直接降为 D 级。 | 举报，主<br>管、监管部<br>门认定  |
|  |       | 其他不正当<br>竞争行为 | 由政府或交易机构认定的其<br>他不正当竞争行为。  | 直接降为 D 级。   | 举报，主<br>管、监管部<br>门认定  |
|  | 不当行为  | 不当行为          | 在各级政府组织的电力需求<br>响应和有序用电工作中，发<br>生经政府认定的不履行电力<br>需求响应协议（或履行不到<br>位）、不执行有序用电要求<br>（或执行不到位）的行为。 | 出现一次，扣 100 分或降一级；<br>出现两次或不满足准入条件，降为 D 级；<br>性质严重的，直接降为 D 级。  | 举报，主<br>管、监管部<br>门认定  |

备注：奖励指标最多 100 分。

## 发电企业评价指标体系

### （一）场外指标

| 一级指标 |     | 二级指标 |     | 三级指标     |     | 指标内容/计算公式   | 评分标准  | 依据           |
|------|-----|------|-----|----------|-----|---|---|--------------|
| 名称   | 分数  | 名称   | 分数  | 名称       | 分数  |   |   |              |
| 信用情况 | 160 | 企业信用 | 160 | 法定代表人    | 70  | 依据为个人征信报告（来自于中国人民银行）  | 没有不良记录，70分；<br>有不良记录，0分；<br>未能提供企业法定代表人信用证明，0分。                                     | 中国人民<br>银行   |
|      |     |      |     | 社会信用记录   | 70  | 企业被政府、相关监管机构处罚或通报批评；列入“国家企业信用信息公示网”经营异常名录；“信用中国网站”记录的行政处罚、司法判决、列入黑名单情况。 | 没有不良记录，70分；<br>被列入政府多部门联合印发联合惩戒文件的，直接列为C级；<br>被信用中国纳入“重点关注名单”的，0分；<br>未承诺无不良记录的，0分。 | 信用中国<br>网站   |
|      |     |      |     | 相关认证信用等级 | 20  | 企业获得相关认证情况和相关行业信用等级情况企业获得其他资质认证情况。                                      | 包括ISO管理体系认证、安全生产标准化、标准化良好行为确认和相关行业信用等级情况。每获得一项得2分，最高20分。无，0分。                       | 企业提供<br>相关证明 |
| 奖励情况 | 40  | 科技创新 | 40  | 荣誉奖励     | 40  | 企业获得科技创新、质量管理、先进评选等各项荣誉、奖项情况。   | 获得省部级荣誉奖项，每项计10分；<br>获得地市级荣誉奖项每项计5分。<br>各项分值累加得分，最高40分。                             | 获奖证书<br>或文件  |
| 分数   | 200 |      | 200 |          | 200 |   |   |              |

|    |  |  |  |  |  |  |  |
|----|--|--|--|--|--|--|--|
| 合计 |  |  |  |  |  |  |  |
|----|--|--|--|--|--|--|--|

(二) 场内指标

| 一级指标 |     | 二级指标   |     | 三级指标    |    | 指标内容/计算公式  | 评分标准   | 依据   |
|------|-----|--------|-----|---------|----|--|--|------|
| 名称   | 分数  | 名称     | 分数  | 名称      | 分数 |  |  |      |
| 市场管理 | 560 | 市场交易能力 | 150 | 市场化交易能力 | 90 | 单位机组容量完成的的市场化交易小时数： $h_i$ 市场化结算交易量/机组容量<br>当一个市场主体具有多个机组类型时，分机组类型计算得分后，按照容量取加权平均值。 | 计算蒙西地区单位机组最近自然年完成的的市场化交易小时数 $h$ （固定为1）（风、光、火等类别）；<br>本厂的单位机组容量市场化交易小时数 $h_i$ ；<br>$h_i > 120\%h$ ，90分；<br>$80\%h \leq h_i \leq 120\%h$ ，40分；<br>$h_i < 80\%h$ ，20分；<br>每个电厂计算一个值 $h_i$ ，为避免对水电等企业造成不利影响，取上年度周期值计算。<br>注：按照火电、风电、水电、太阳能、核电等分别取单位机组容量完成的的市场化交易量。 | 交易系统 |
|      |     |        |     | 市场占有率   | 60 | 市场化交易中，该企业的累计结算电量/行业总交易结算电量 $\times 100\%$   | 未参与市场化交易，0分。<br>市场占有率 $\geq$ 行业优秀值，60分；<br>行业良好值 $\leq$ 市场占有率 $<$ 行业优秀，20分；<br>行业一般值 $\leq$ 市场占有率 $<$ 行业良好，10分；  | 交易系统 |

|  |    |      |     |        |            |   |  |             |
|--|----|------|-----|--------|------------|---|--|-------------|
|  |    |      |     |        |            | 0<市场占有率<行业一般值，5分。<br>(参评企业蒙西地区结算电量从高到低排序，前30%(含本数)的水平为行业优秀值，前30%-50%(含本数)的水平为行业良好值，前50%-70%(含本数)为行业一般值) |  |             |
|  |    | 信息管理 | 120 | 信息完整性  | 30         | 按照市场规则与成员管理办法，市场主体关键注册信息完整无缺失。  | 完整提交注册备案信息，30分；未按要求维护信息，一般信息每缺失一项扣5分，关键注册信息每缺失一项扣10分，扣完为止。   | 交易系统        |
|  |    |      |     | 信息准确性  | 20         | 提交的市场主体注册信息准确无误   | 提交的注册信息准确无误，20分；关键注册信息不准确，每发现一项扣10分，扣完为止。  | 交易系统        |
|  |    |      |     | 计量控制管理 | 30         | 机组/场站能够满足交易单元分别计量条件，能够接受电网调度AGC控制。  | 满足机组、场站分组、期计量条件，能够分别接受调度控制，得30分；<br>满足机组、场站分组、期计量条件，无法分别接受调度控制，得20分；<br>满足调度控制条件，不满足分别计量条件，得20分。<br>计量、控制条件均不满足，得0分。 | 电力交易公司、调控公司 |
|  |    |      |     | 人员管理   | 40         | 交易人员管理规范，人员实名认证，变更及时，授权委托真实有效。  | 交易员管理规范，信息真实、更新及时有效，得40分；<br>交易员基本信息不完整，联系方式与身份信息、授权委托与法人证书等信息不一致或未及时更新的，每发现一项扣10分，扣完为止。                             | 交易系统        |
|  | 交易 | 170  | 交易参 | 70     | 该企业参与市场化交易 | 本发电企业参与市场化交易次数≥行  | 交易系统   |             |

|  |  |      |    |             |    |  |   |      |
|--|--|------|----|-------------|----|--|---|------|
|  |  | 管理   |    | 与率          |    | 次数   | 业良好值, 70分;<br>行业一般值 $\leq$ 本发电企业参与市场化交易次数 $<$ 行业良好值, 20分;<br>本发电企业参与市场化交易次数 $<$ 行业一般值, 10分;<br>未参与市场化交易的, 得分为0。<br>(参评企业交易次数由高到低排序, 前30%的水平值为行业良好值; 后30%的水平值为行业一般值) |      |
|  |  |      |    | 年度市场化交易合同比例 | 50 | 最近自然年的市场化交易中, 该企业年度市场化交易合同电量/该企业总的市场化交易合同电量 $\times 100\%$ | 年度市场交易合同比例 $\geq L\%$ , 50分;<br>$M\% \leq$ 年度市场交易合同比例 $< L\%$ , 20分;<br>$N\% \leq$ 年度市场交易合同比例 $< M\%$ , 10分;<br>(L、M、N参考市场年度方案内容, 按照市场主管部门要求动态调整, 企业涉及交易单元取电量加权平均值) | 交易系统 |
|  |  |      |    | 交易规范性       | 50 | 规范参与电力市场交易的能力  | 规范参与市场 50分;<br>在参与市场交易时发生不按要求申报、错误申报、不按要求提交资料等行为, 每发生一次扣5分, 扣完为止。   | 交易系统 |
|  |  | 结算管理 | 50 | 中长期超缺额回收    | 50 | 控制该用户市场风险, 提高负荷预测精度, 交易电量签约与实际结算电量偏差较大, 触发超缺额回收机制。         | 未发生回收的得50分;<br>触发回收机制, 一次扣10分, 扣完为止。  | 交易系统 |

|        |      |       |      |            |  |  |  |           |
|--------|------|-------|------|------------|--|--|--|-----------|
|        |      | 社会责任  | 70   | 绿色市场       | 30   | 主动参与绿电交易，并成功出清结算的。   | 主动参与绿电交易，通过绿电替代、风火替代等方式促进可再生能源消纳，得30分。                                   | 交易系统、企业证明 |
|        |      |       |      | 能耗方面       | 10   | 通过碳资产开发、碳资产项目管理，进行减排量的核算，通过碳交易平台买入或卖出碳排放额度，提升企业能源利用效率，优化能源消费结构                                   | 参与碳排放交易卖出的，得10分；未参与碳排放交易的，得5分；参与碳排放交易买入的，不得分。                            | 碳排放交易记录   |
|        |      |       |      | 火电企业超低排放改造 | 30   | 机组超低排放改造情况   | 企业发电机组均完成超低排放改造，得30分；企业发电机组未完成超低排放改造，得0分。                                | 项目验收文件    |
| 80     | 负荷预测 | 80    | 需求申报 | 80         | 用户在年度、月度交易需求申报电量与实际购买电量的偏差。（年度、月度偏差，二者取偏差大值） | 同类型机组相比，发电企业合同运行完成率（申报-实际签约）与100%相差±10%（火电）或±15%（新能源）以内，80分；运行完成率偏差超出±10%（火电）或±15%的，每次扣10分，扣完为止。 | 交易系统   |           |
| 交易系统操作 | 70   | 操作规范性 | 40   | 操作规范性      | 40   | 市场成员在交易系统操作记录  | 规范使用交易系统，40分；在使用交易系统时发生不按要求操作系统，违规使用外挂软件、插件、爬虫或其他第三方软件等行为，每发生一次扣5分，扣完为止。 | 交易系统      |
|        |      | 账号密   | 30   | 账号密        | 30   | 市场成员在交易系统登   | 规范保存、使用交易账号密码，得30  | 交易系统      |

|      |     |        |     |         |     |                           |   |      |
|------|-----|--------|-----|---------|-----|---------------------------|---|------|
|      |     | 码管理    |     | 码管理     |     | 录、操作记录                    | 分；<br>如发生非交易员或管理员本人登录使用交易系统等行为，或将交易账号密码泄露给他人，每发生一次扣 5 分，扣完为止。 |      |
| 信息公开 | 90  | 信息公开情况 | 90  | 信息公开规范性 | 90  | 按照信息公开、披露管理办法要求，规范、准确公开信息 | 信息公开规范，90 分；<br>公开信息不规范、不准确、不按照要求公开、报送信息的，每发生一次扣 20 分，扣完为止。   | 交易系统 |
| 分数合计 | 800 |        | 800 |         | 800 |                           |   |      |

### （三）奖惩指标

| 一级指标 | 二级指标 | 三级指标 | 指标内容/计算公式                           | 评分标准   | 依据   |
|------|------|------|-------------------------------------|--|------|
| 奖励指标 | 主动参与 | 主动建议 | 发现交易规则漏洞，主动上报并提交相应书面材料，并经监管机构认定后采纳。 | 发现规则漏洞上报后被采纳的，每发生一次，加 10 分；针对交易规则的漏洞不足提出合理化建议并被采纳的，每发生一次，加 20 分。 | 交易系统 |
|      |      | 投诉举报 | 主动检举揭发不良交易行为。                       | 若情况属实，每发生一次，加 10 分。  | 交易系统 |

|      |      |            |  |   |                  |
|------|------|------------|--|---|------------------|
|      |      | 能源清洁低碳高效利用 | 适配新型电力系统需要，更好地发挥安全保供、灵活调节、电网支撑等关键作用  | 发电企业开展不仅限于工业供汽、固废综合利用、灵活性改造、荒漠固沙等能源综合利用项目，每多开展 1 项，加 10 分。  | 企业开展项目有关批复等文件    |
|      |      | 交易系统软件漏洞上报 | 主动上报发现的交易系统软件漏洞  | 若情况属实，每发生一次，加 5 分。  | 交易系统、电力交易公司认定    |
|      |      | 企业诚信文化建设   | 企业诚信文化建设情况   | 建立符合国家法律法规管理制度并体现诚信管理内容，如制定信用管理岗位制度、合同管理制度、财务管理制度、客户管理制度、失信行为责任追究制度。每有一项，得 5 分。<br>三年内每获得一次社会层面获得诚信类奖项，加 5 分。 | 印发相关制度、获奖文件或证书   |
| 惩罚指标 | 虚假信息 | 虚假信息申报     | 市场主体隐瞒情况或提供虚假材料，包括但不限于：资质造假；伪造、编造许可证件；提供虚假财务状况或业绩；提供虚假项目负责人或主要技术人员建立、劳动关系证明；提供虚假信用或资信等证明；提供虚假信息免 | 出现一次，扣 100 分；<br>出现两次或不满足准入条件，降为 C 级；<br>性质严重的，直接降为 D 级。  | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |

|         |        |  |   |   |                  |
|---------|--------|--|---|---|------------------|
|         |        |  | 考核；其他弄虚作假行为等。                             |   |                  |
|         | 虚假信息宣传 |  | 企业在对外宣传时，对企业资质、企业规模、股权结构等信息进行虚假宣传并造成不良影响； | 对企业信息进行虚假宣传，每发生一次，扣 50 分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。  | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|         |        |  | 冒用他人名义进行虚假宣传，造成不良影响。                      | 冒用他人名义进行虚假宣传，每发生一次，扣 50 分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。 | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
|         |        |  | 编制、发布或传播谣言，造成不良影响，扰乱市场秩序。                 | 每发生一次，扣 50 分，若对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。                     | 举报、交易系统、电力交易公司认定 |
| 不履行交易结果 | 拒绝签订合同 |  | 无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同。        | 出现一次，扣 100 分；出现两次，降为 C 级。                               | 交易系统、电力交易公司认定    |
|         | 拒绝执行合同 |  | 无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同。                       | 出现一次，扣 100 分；出现两次，降为 C 级。                               | 交易系统、电力交易公司认定    |
| 不正当竞争   | 串谋     |  | 交易中利用串谋行为谋取不法利益                           | 直接降为 D 级。   | 举报，主管、监管部门认定     |
|         | 窃密     |  | 窃取其他成员保密信息                                | 直接降为 D 级。   | 举报，主管、监管部门认定     |
|         | 市场干扰   |  | 采用非法手段影响其他成员                              | 出现一次，扣 100 分或降一级；出现两                                    | 举报，主             |

|  |  |           |                                 |                              |              |
|--|--|-----------|---------------------------------|------------------------------|--------------|
|  |  |           | 正常交易；市场主体遇到需要协调的问题，未按规定程序反映和申诉。 | 次或不满足准入条件，降为D级；性质严重的，直接降为D级。 | 管、监管部门认定     |
|  |  | 其他不正当竞争行为 | 由政府或交易机构认定的其他不正当竞争行为。           | 直接降为D级。                      | 举报，主管、监管部门认定 |

备注：奖励指标最多 100 分。

# 内蒙古电力多边交易市场需求侧 响应交易实施细则 (征求意见稿)

二〇二六年二月

# 目 录

|                              |    |
|------------------------------|----|
| 第一章 总 则 .....                | 1  |
| 第二章 交易主体 .....               | 2  |
| 第三章 交易方式与周期 .....            | 5  |
| 第四章 需求侧响应交易组织流程 .....        | 6  |
| 第一节 日前需求侧响应 .....            | 6  |
| 第二节 紧急需求侧响应 .....            | 8  |
| 第三节 响应效果评估 .....             | 10 |
| 第五章 费用结算 .....               | 12 |
| 第一节 需求侧响应补偿费用 .....          | 12 |
| 第二节 需求侧响应考核费用 .....          | 14 |
| 第三节 费用分摊 .....               | 15 |
| 第四节 需求侧响应分摊费用结算顺序 .....      | 16 |
| 第六章 其他事项 .....               | 16 |
| 附录 1 与现货衔接出清需求侧响应工作流程图 ..... | 18 |
| 附录 2 紧急需求侧响应工作流程图 .....      | 19 |

## 第一章 总 则

**第一条** [依据]为构建安全高效的新型电力系统，充分激发和释放用户侧灵活调节能力，发挥市场在资源配置中的决定性作用。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）、《电力需求侧管理办法(2023年版)》（发改运行规〔2023〕1283号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合内蒙古电力多边交易市场实际情况，制定本规则。

**第二条** [适用范围]本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）中开展的需求侧响应交易。

**第三条** [定义]电力需求侧响应是指应对短时的电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂运营商、电动汽车运营商等各类经营主体根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳。

**第四条** [市场原则]按照“公平公正、自愿参加、需求侧响应优先、有序用电保底”的原则，遵循“政府主导、统筹兼顾、安全稳定”的工作要求，推动经营主体参与电力需求侧响应，全力

构建清洁低碳、安全高效的新型电力系统。

## 第二章 交易主体

**第五条** [权利与义务] 电网企业负责用户需求侧响应的通知与紧急需求侧响应触发及执行资源库中的经营主体签订负荷直控协议，负责开展财务结算，需求侧响应执行，计量数据管理，紧急需求侧响应能力校核，按职责负责相关技术支持系统的建设运维，负责开展有序用电的管理工作等。

电力调度机构负责触发需求侧响应及相关信息发布，负责基于现货竞价的交易出清，安全校核，分析监测和相关技术支持系统的建设运维与数据交互等。

电力交易机构负责日前需求侧响应的组织申报、紧急需求侧响应组织申报与交易出清，出具结算依据，基线负荷计算，响应效果评估及相关技术支持系统的建设运维及信息披露等。

**第六条** [资源类型]需求侧响应资源包括工业负荷、商业负荷、虚拟电厂、电动汽车。

**第七条** [经营主体]需求侧响应经营主体包括内蒙古电力市场内的电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂、电动汽车运营商以及其他符合条件的新型主体等。参与主体应符合国家和内蒙古电力市场有关准入条件，满足参与市场交易的计量条件，满足按节点

进行申报、通信等技术条件，信用良好，未被列入失信联合惩戒黑名单，符合信用管理要求。

### （一）电力用户

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

2.具有内蒙古电力市场内独立电力营销户号，属于内蒙古电力市场交易用户，属于内蒙古电网区域范围内。

3.原则上单个需求侧响应用户按节点单次申报响应量不低于1兆瓦，市场初期，参与需求侧响应用户申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

4.具备独立采控计量条件。

### （二）负荷聚合商

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

2.代理参与需求侧响应的电力用户具备上述电力用户准入条件。

3.负荷聚合商应具有售电公司资质，并与代理用户签署需求侧响应协议。

4.负荷聚合商按被代理用户所在节点进行响应能力申报，节点申报能力不低于1兆瓦，市场初期，负荷聚合商可以作为虚拟电厂，参与需求侧响应负荷聚合商代理的用户申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

5.代理的用户属于内蒙古电网区域范围内，需具备独立电力营销户号，且具备按节点参与需求侧响应能力。

6.代理的用户具备独立采控计量条件。

### **(三) 虚拟电厂运营商**

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

2.虚拟电厂要求具备节点申报条件，节点申报能力不低于1兆瓦，市场初期，参与需求侧响应虚拟电厂聚合的用户申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

3.具备独立采控计量条件。

4.虚拟电厂应具备与内蒙古电力交易平台、新型负荷管理平台进行数据交互的技术支持系统，并满足系统接入的基本要求，功能包括负荷在线监测、负荷优化调控、分布式能源协同控制、合同管理、结果管理、系统管理等。

5.虚拟电厂运营商应与代理用户签署需求侧响应协议，代理用户需属于内蒙古电网区域范围内，且具备按节点参与需求侧响应能力。

#### **（四）电动汽车运营商**

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，且属于内蒙古电网区域范围内。

2.电动汽车聚合商代理的电动汽车充电桩应满足相关标准规范要求，符合电网安全运行相关技术要求。

3.电动汽车管理平台应满足与内蒙古电力交易平台、新型负荷管理平台系统接入的基本要求，电动汽车充换电站原则上应具备单独计量条件，且具备按节点参与需求侧响应能力。

4.电动汽车运营商要求具备节点申报条件，节点申报能力不低于1兆瓦，市场初期，参与需求侧响应电动汽车运营商申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

### **第三章 交易方式与周期**

**第八条** [交易分类]需求侧响应交易分为日前需求侧响应和紧急需求侧响应。

**第九条** [交易方式]采用与现货电能量交易“顺序衔接、独立

出清”的方式协同运行。

**第十条** [交易周期]日前需求侧响应以日为周期，按需开展交易；紧急需求侧响应以月为周期组织开展，根据运行日需要调用。

## 第四章 需求侧响应交易组织流程

### 第一节 日前需求侧响应

**第十一条** 若预计运行日出现供电能力不足、局部负荷过载或其他系统安全需要等情况时，则按需启动需求侧响应。电力调度机构将电力供需缺口、需求容量、需求时段等相关信息作为系统边界信息通过内蒙古电力交易平台向经营主体发布，并将信息发送电网公司。

**第十二条** 经营主体通过内蒙古电力交易平台申报响应容量、补偿价格、响应时段等信息，具有多个电力营销户号的经营主体，只能申报一个补偿价格。

**第十三条** 交易组织流程：为做好与现货衔接出清，经营主体在日前（D-1日）申报，根据电力交易机构发布的相关信息，结合自身实际情况，自主申报下调量报价曲线，电力交易机构将经营主体相关信息推送给电力调度机构，电力调度机构在现货市场日前出清后，经出清计算确定需求侧响应中标范围和中标结果，

并将出清结果推送给电力交易机构，电力交易机构向中标主体发布。

（一）日前（D-1日）15:00前，电力交易机构发布需求侧响应竞价信息，包括：响应容量、响应时段等。

（二）日前（D-1日）17:00前，经营主体根据电力交易机构发布的需求侧响应信息通过内蒙古电力交易平台申报运行日（D日）的响应时段、容量、价格等。申报响应容量最小单位为1MW。申报响应价格最小单位为10元/MWh，下限为100元/MWh，上限为1500元/MWh。市场初期，对于D日内连续的需求侧响应时段，参与响应经营主体只能进行一段报价；后期适时开放多段报价。

（三）日前（D-1日）18:00前，电力调度机构基于市场运行边界条件以及需求侧响应申报信息，按照现货市场出清原理开展计算出清，得到各经营主体的需求侧响应中标计划和节点出清价格（各节点的出清价格不高于当时全部经营主体申报最高价）。出清结果反馈给电力交易机构与电网企业，并对经营主体进行披露。

#### **第十四条 响应调整和中止**

（一）日前（D-1日）预计运行日（D日）出现联络线计划

曲线调整、机组非停或其他系统安全需要等边界条件重大变化时，电力调度机构可视电力供需实际情况调整需求容量及需求时段。调整后的需求容量和需求时段如未超出调整前的范围，直接按照调整后的需求进行出清；如超出调整前的范围，电力调度机构将电力供需缺口、需求容量、需求时段等调整信息通过内蒙古电力交易平台向经营主体发布，按照流程重新组织需求侧响应。

（二）电力调度机构可视电力供需实际情况中止或取消部分电力需求侧响应，取消部分响应时按照已中标用户价格从高到低的顺序按需取消，取消结果应及时上传至内蒙古电力交易平台，视具体情况对响应用户进行补偿。

## 第二节 紧急需求侧响应

**第十五条** 若预计日前需求侧响应能力不足、电网日内调峰能力不能适应峰谷差、可再生能源波动性及间歇性或其他不确定因素造成电力供应缺口等情况时，则按需启动紧急需求侧响应。参加紧急需求侧响应的用户需接入负荷控制系统，并与电网企业签订负荷直控协议。

**第十六条** 交易组织流程：

（一）电网企业按照“月度组织、日度备用、事后出清”的原则发布紧急需求侧响应容量需求。

(二) 每月倒数第 4 日 (M-4 日), 电力交易机构根据电网企业发布的次月紧急需求侧响应容量, 组织经营主体进行申报。经营主体根据自身实际情况申报响应容量、响应价格。响应容量最小单位为 1MW, 最低申报响应容量 3MW。响应价格最小单位 10 元/MWh, 下限为 100 元/MWh, 上限为 3000 元/MWh。市场初期, 参与响应经营主体只能对全月全部时段进行一段报价; 后期适时开放多段报价。

(三) 申报截止当日, 电力交易机构按照“价格优先、容量优先”的原则, 对申报用户依次排序, 价格相同时按申报容量由大到小依次排序, 直至达到用户申报容量规模, 形成紧急需求侧响应申报资源库, 并推送电网企业。

(四) 每月倒数第 2 日 (M-2 日), 电网企业根据紧急需求侧响应申报资源库对其中用户进行响应能力校核, 将响应能力不合格的用户从紧急需求侧响应申报资源库中剔除, 形成紧急需求侧响应执行资源库, 推送内蒙古电力交易平台向经营主体发布。

**第十七条** 电网企业根据电力供应缺口情况, 依次向紧急需求侧响应执行库中的交易单元下达全额响应指令, 直至达到需求容量规模; 执行日后第 2 日 (D+2 日) 24:00 前将实际执行结果上传至内蒙古电力交易平台。当月已列入紧急需求侧响应执行资

源库的交易单元，若在日前需求侧响应交易中标，则由电网企业从中标日的紧急需求侧响应执行库中剔除。

**第十八条** 电力交易机构收到实际执行结果后 1 个工作日内，出清并发布对应执行日的紧急需求侧响应价格，以当日实际执行紧急需求侧响应的最后一个交易单元申报价格作为统一出清价格。

### 第三节 响应效果评估

**第十九条** 电力交易机构以交易单元作为需求侧响应执行效果评价主体，采用“日清月结”的评价模式。初期，以一个小时为评价时段。在评价时段内，将用户中标容量和中标时间折算为中标电量，用户是否按照中标电量执行响应，通过基线电量和实际电量确定。实际响应电量计算方法如下：

$$Q_{\text{实际响应}(j,k)} = Q_{\text{基线电量}(j,k)} - Q_{\text{实际电量}(j,k)}$$

$Q_{\text{实际响应}(j,k)}$  为用户第  $j$  日  $k$  时段执行需求侧响应时的实际响应电量，当值为负时不予计算。

$Q_{\text{实际电量}(j,k)}$  为用户第  $j$  日  $k$  时段的实际电量；

$Q_{\text{基线电量}(j,k)}$  为用户第  $j$  日  $k$  时段的基线电量；

**第二十条** 电力交易机构根据用户需求侧响应中标电量和实

际响应电量开展需求侧响应效果评估，基线电量计算方法如下：

(一) 需求侧响应基线电量计算方法

$$Q_{\text{基线电量}(j,k)} = \frac{\sum_{d=1}^N Q_r(j-d,k)}{N}$$

式中：

$Q_{\text{基线电量}(j,k)}$  为用户第  $j$  日  $k$  时段的基线电量；

$Q_r(j-d,k)$  为用户第  $j$  日前  $d$  日  $k$  时段的实际负荷电量；

$N$  为最终评价日的总个数。

取需求侧响应信息发布日前 3 个自然日作为评价日，评价日应去除需求侧响应、电网原因、政策原因、不可抗力等因素造成的负荷下降日向前依次递推，直到选满符合要求的 3 个评价日。

(二) 负荷聚合商、虚拟电厂运营商、电动汽车运营商基线电量计算方法：

负荷聚合商、虚拟电厂运营商、电动汽车运营商的基线电量，按其聚合响应用户的交易单元分别计算，计算方法与电力用户基线电量计算方法一致。

(三) 针对评价日内，需求侧响应用户因配建储能或自备机组出力波动等原因，造成基线负荷偏离实际过大的问题，或通过

调整生产工艺等方式长期缓解电网供需压力的情况，基线负荷另行制定。

## 第五章 费用结算

### 第一节 需求侧响应补偿费用

**第二十一条** 经营主体的补偿费用单独记账、单独结算。

**第二十二条** 单个用户实际响应电量除以中标电量为需求侧响应执行比例。

日前需求侧响应，如果用户申报总容量大于等于电网需求总容量时，单个用户执行上限设定为 120%，如果用户申报总容量小于电网需求总容量时，上限设定为（电网需求容量除以申报总容量\*100%）；

初期日前和紧急需求侧响应执行比例下限设定为 80%，低于下限值时，不进行补偿。不低于下限值时评价为合格。对于紧急需求侧响应单个用户评价为合格的用户暂不设执行上限，取实际响应电量。

**第二十三条** 日前或紧急需求侧响应补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{补偿}(j,k)} = Q_{\text{实际响应}(j,k)} \times C_{\text{出清}(j,k)}$$

其中：

$C_{\text{出清}(j,k)}$ 为用户第  $j$  日  $k$  时段日前需求侧响应基于现货节点出清价格或日内紧急需求侧响应出清价格；

$Q_{\text{实际响应}(j,k)}$  日前需求侧响应中标用户低于响应执行比例下限时，取 0 值；高于响应执行比例上限时，取上限值。紧急需求侧响应中标用户低于响应执行比例下限时，取 0 值；高于响应执行比例上限时，取实际响应值。

**第二十四条** 中标用户在参与需求侧响应过程中，仅获得评价为合格时段的需求侧响应费用收益，对评价为合格的需求侧响应时段内的市场日清算获利部分进行回收，回收费用首先用于冲抵日前需求侧响应补偿费。评价为不合格的需求侧响应时段不进行补偿，日清算获利部分按未参与需求侧响应结算方法进行计算。

**第二十五条** 对于日前需求侧响应，电网企业可根据日内供需情况，提前大于 8 小时取消响应时，对中标用户不进行补偿；小于等于 8 小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量乘以 0.5 系数进行补偿；小于等于 6 小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量乘以 0.8 系数进行补偿；小于等于 4 小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量进行补偿。因电网取消响应而响应不合格的用户不进行考核。

## 第二节 需求侧响应考核费用

**第二十六条** 用户实际响应电量除以中标电量为需求侧响应执行比例，初期响应执行比例下限设定为 80%，低于下限值时考核，对该时段用户需求侧响应缺额电量按需求侧响应出清价格的  $M$  倍进行考核。

**第二十七条** 考核费用计算公式如下：

$$R_{\text{考核}(j,k)} = (Q_{\text{中标电量}(j,k)} \times 0.8 - Q_{\text{实际响应}(j,k)}) \times C_{\text{出清}(j,k)} \times M$$

其中：

$R_{\text{考核}(j,k)}$  为第  $j$  日  $k$  时段参与需求侧响应的用户未完全按中标电量执行所产生的考核费用；

$Q_{\text{实际响应}(j,k)}$  为第  $j$  日  $k$  时段用户执行需求侧响应时的实际响应电量。

$Q_{\text{中标电量}(j,k)}$  为第  $j$  日  $k$  时段用户需求响应的中标电量。

$M$  为考核调整系数,视市场运行情况更改，随着需求侧响应执行比例下降，逐步增大，对应关系如下表：

| 需求侧响应执行比例  | M     |
|------------|-------|
| <80%, ≥70% | M=0.1 |
| <70%, ≥60% | M=0.2 |
| <60%, ≥50% | M=0.3 |
| <50%, ≥40% | M=0.4 |
| <40%, ≥30% | M=0.5 |
| <30%, ≥20% | M=0.6 |
| <20%, ≥10% | M=0.7 |
| <10%, ≥0%  | M=0.8 |

### 第三节 费用分摊

**第二十八条** 日前和紧急需求侧响应补偿费用首先由考核费用及需求侧响应用户市场日清算获利回收费用进行冲抵，冲抵后还有剩余费用向除居民农业用户及独立储能外的市场化发电企业以及市场化电力用户按照月度实际上网电量及用电量占比进行分摊或返还。

**第二十九条** 第  $l$  个分摊主体需要承担的分摊费用计算公式

为：

$$R_l = R_{\text{响应费用}} \times \frac{Q_{\text{分摊}l}}{Q_{\text{市场主体}}}$$

其中：

$R_l$ 为第  $l$  个分摊主体需要承担的需求侧响应分摊费用；

$R_{\text{响应费用}}$ 为日前或紧急需求侧响应补偿的费用；

$Q_{\text{分摊}l}$ 为第  $l$  个除居民农业用户及独立储能外的市场化发电企业或市场化电力用户的月度实际上网电量或用电量；

$Q_{\text{市场主体}}$ 为除居民农业用户及独立储能外的所有市场化发电企业或市场化电力用户的月度实际上网电量及用电量；

#### 第四节 需求侧响应分摊费用结算顺序

**第三十条** 市场初期，经营主体日前需求侧响应分摊费用和紧急需求侧响应分摊费用的电费结算顺序设置在市场运行调整费用之后，同时可根据实际运行情况及时调整费用分摊方式。

### 第六章 其他事项

**第三十一条** 开展有序用电前，优先开展电力需求侧响应。若电力需求侧响应资源用尽后仍存在电力供应缺口或主要断面

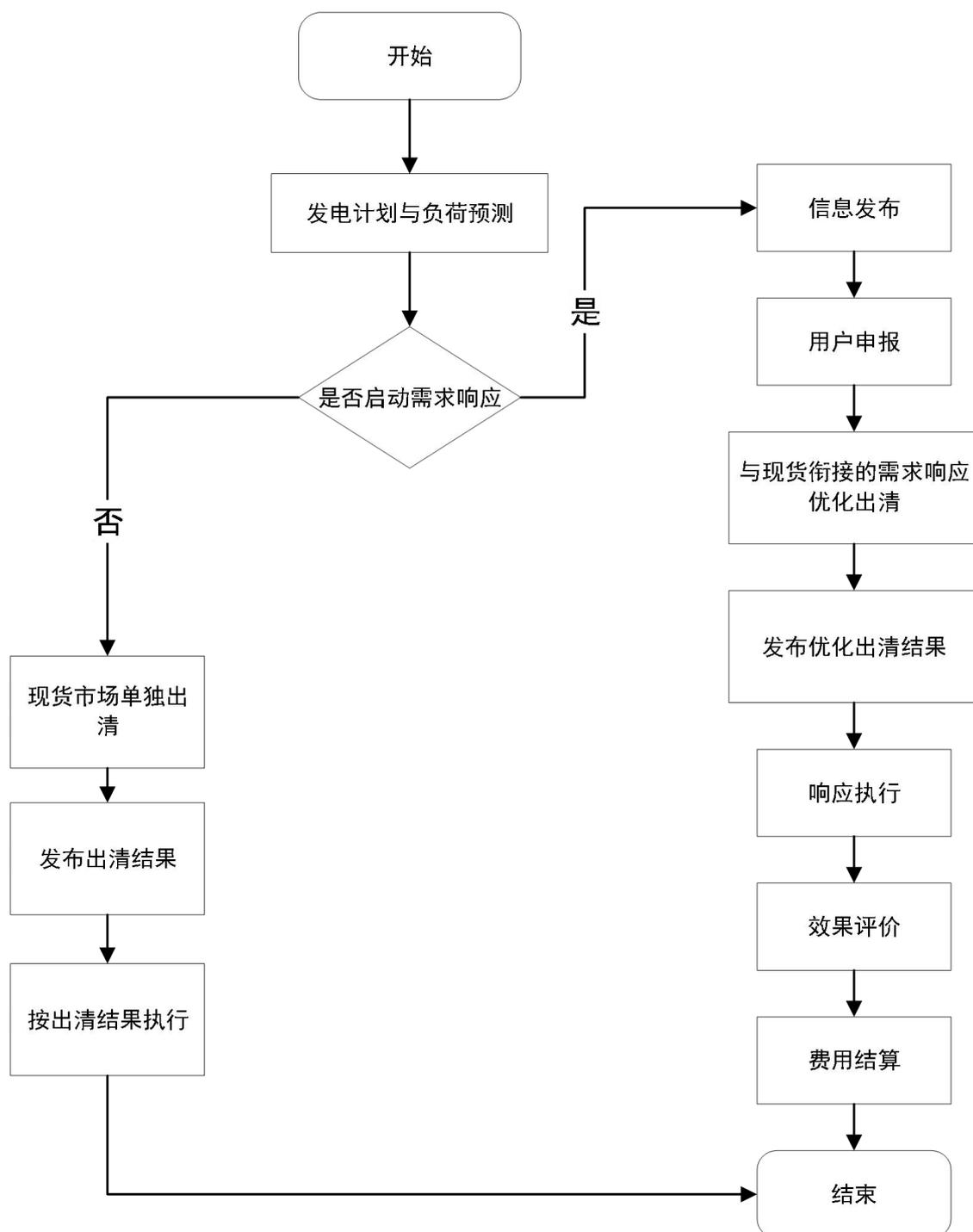
过载风险等情况时，按照内蒙古自治区有序用电方案开展相关工作。

**第三十二条** 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局华北监管局制定并解释。

**第三十三条** 本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

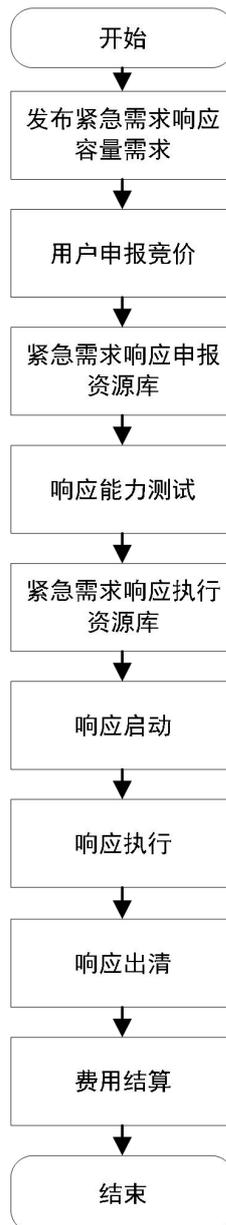
附录 1

### 与现货衔接出清需求侧响应工作流程图



## 附录 2

### 紧急需求侧响应工作流程图



# 内蒙古电力多边市场运行 参数（试行） （征求意见稿）

二〇二六年二月

## 内蒙古电力多边市场运行参数（试行）

| 编号 | 关键参数   | 取值   |
|----|--|--|
| 1  | 中长期合同交割点<br>(结算参考点)                          | 电网代理购电用户、居民农业用户中长期合同交割点为全网统一结算参考点。其他电力用户中长期合同交割点为该用户所在区域结算参考点。市场初期，其他电力用户直接交易合同的交割点为合同最后持有电力用户所在区域结算参考点。 |
| 2  | 全部上网电量为机制电量且未主动在交易平台注册并参与市场交易的户用分布式光伏项目的现货价格 | 月度发电侧实时市场光伏项目加权平均价格  |
| 3  | 不参与中长期交易的独立储能充电电量现货价格                        | 所在节点的实时市场出清电价  |
| 4  | 工业园区绿色供电项目与新能源对应的用电量现货价格                     | 所在节点的实时市场出清电价  |

| 编号 | 关键参数               | 取值  |
|----|--------------------|---|
| 5  | 发电机组当月代理购电市场化采购平均价 | 全网同类型电源结算均价（不含环境价值），类型按燃煤火电、平价风电、平价光伏区分       |
| 6  | 独立储能当月代理购电市场化采购平均价 | 全网发电侧结算均价                                     |
| 7  | 阻塞盈余费用调节系数         | 经营主体曲线合理度                                     |
| 8  | 曲线合理度              | 按照全月各日清分时段中长期合约与实际计量（剔除机制电量）取小值之和与取均值之和的比值计算。 |

| 编号 | 关键参数                         | 取值   |
|----|------------------------------|--|
| 9  | 新能源风险防范启动条件                  | 新能源风险防范触发条件为“该场站当月区内协商、挂牌成交加权均价不高于基准价或该场站未参与区内协商、挂牌交易，其中无补贴新能源场站的基准价为燃煤发电基准价，享受中央政府补贴新能源场站的基准价为补贴新能源竞价交易价格下限”。区内协商、挂牌成交加权均价由电能量均价和全部环境价值构成，计算电能量均价时剔除电网企业代理购电用户、居民农业新能源交易电量。 |
| 10 | 用户侧风险防范回收、签约比例考核、曲线偏差结算费用的上限 | $(\text{月累计发行电量} \times \text{同行业同区域中长期均价} \times 1.1 - \text{电能量电费}) \times 1.1$  |
| 11 | 新能源平衡补偿费用燃煤机组厂用电率            | 10%  |
| 12 | 新能源平衡补偿费用新能源场站厂用电率           | 2%   |
| 13 | 启动费用补偿要求                     | 机组偏离规定并网时间超过1小时视为未按照规定时间并网，偏离时间大于1小时小于等于6小时，启机补偿费用按照50%结算；大于6小时，无启机补偿费用；大于12小时，电力调度机构有权根据电网实际情况取消机组开机方式。   |
| 14 | 发电侧中长期月度签约比例考核下限             | 90%  |
| 15 | 发电侧中长期月度签约比例考核上限             | 110%   |
| 16 | 用户侧中长期月度签约比例考核上限             | 105%   |
| 17 | 用户侧中长期月度签约比例考核下限             | 90%  |

| 编号 | 关键参数                  | 取值   |
|----|-----------------------|--|
| 18 | 发电侧月度签约比例考核系数         | 发电侧月度签约比例下限考核系数为1.3, 月度签约比例上限考核系数为1.1  |
| 19 | 用户侧月度签约比例考核系数         | 1.1  |
| 20 | 顶峰能力调节系数              | 是指燃煤机组 <i>i</i> 在 <i>t</i> 时刻顶峰能力调节系数, 默认为1。当实时出清电力等于机组申报上限时, 等于燃煤机组实际出力除以额定装机容量(供热机组在供热期按照华北能监局核定的上限执行)。当实时出清电力未达到申报上限, 但大于等于装机容量的70%, 且机组实际出力低于实时出清电力超过机组容量的2%时, 等于燃煤机组实际出力除以实时出清电力。燃煤机组厂用电率按实际厂用电率折算。 |
| 21 | 绿电交易偏差结算              | 绿色电力环境价值偏差电量按照合约明确的绿色电力环境价值偏差补偿条款, 由违约方向合约对手方支付补偿费用。初期暂按全网环境价值均价的5%向购方、售方支付偏差补偿费用。   |
| 22 | 绿电交易环境价值              | 不得低于1元/兆瓦时, 不得高于31.5元/兆瓦时  |
| 23 | 煤炭指数                  | 煤炭指数暂定为秦皇岛煤炭网公布的5500大卡动力煤环渤海动力煤价格指数。每周三滚动更新最近一次公布的指数, 遇节假日顺延。  |
| 24 | 修正电费                  | 上网电量×(新能源风险防范补偿费用分摊前结算价格-燃煤基准价的×0.8)   |
| 25 | 市场化用户清分时段             | 根据计量设备情况, 目前市场化用户暂以1个小时为清分时段, 1小时内4个15分钟节点电价的算术平均值计为所在节点的节点电价  |
| 26 | 用电企业、新能源企业风险防范比例上下限幅度 | 用户0~∞(战新0~∞)、新能源0~∞  |

| 编号 | 关键参数                   | 取值  |
|----|------------------------|---|
| 27 | 曲线合理度限值                | 用电企业70%、风电企业60%、光伏企业80%   |
| 28 | 曲线合理度联动风险防范调整部分        | 按实际曲线合理度降低数值的50%调整风险防范比例上下限   |
| 29 | $P_{\text{新能源防范基准}}$   | 新能源场站自身当月中长期电能量合约加权均价；新入市且未做中长期交易的新能源发电企业电能量合约加权均价为当月全网新能源中长期电能量合约均价。 |
| 30 | $P_{\text{新能源保底结算价格}}$ | 50元/兆瓦时   |
| 31 | 分时签约考核时段               | 光伏大发时段（10-16时）  |
| 32 | 发电侧分时签约比例考核下限          | 90%   |
| 33 | 发电侧分时签约比例考核上限          | 130%  |
| 34 | 用户侧分时签约比例考核上限          | 105%  |
| 35 | 用户侧分时签约比例考核下限          | 80%   |

| 编号 | 关键参数                     | 取值   |
|----|--------------------------|--|
| 36 | 发电曲线偏差<br>结算允许下限<br>值    | 风电80%，光伏90%，火电95%（不执行时设为0），当全网统一现货结算均价大于等于1000元/兆瓦时时，如火电签约负荷率（该时刻合约量*4/装机容量）高于85%，火电曲线偏差结算允许下限值为50%。   |
| 37 | 发电曲线偏差<br>结算允许上限<br>值    | 风电120%，光伏110%，火电105%（不执行时设为∞），当全网统一现货结算均价小于等于50元/兆瓦时时，如火电签约负荷率（该时刻合约量*4/装机容量）低于35%，火电曲线偏差结算允许上限值为150%。 |
| 38 | 用电曲线偏差<br>结算允许下限<br>值    | 80%  |
| 39 | 用电曲线偏差<br>结算允许上限<br>值    | 120%   |
| 40 | 发电曲线偏差<br>下限结算偏差<br>结算系数 | 1.2，调频中标机组中标时段为1.0   |
| 41 | 发电曲线偏差<br>结算上限偏差<br>结算系数 | 1.2，调频中标机组中标时段为1.0   |
| 42 | 用电曲线偏差<br>结算下限偏差<br>结算系数 | 1.2  |
| 43 | 用电曲线偏差<br>结算上限偏差<br>结算系数 | 1.2  |
| 44 | 用电侧曲线偏<br>差下限结算签<br>约率要求 | 0.3  |

| 编号 | 关键参数                   | 取值   |
|----|------------------------|--|
| 45 | 新能源保底结算费用系数            | 0  |
| 46 | 新能源保底结算分摊系数            | 电力用户实际用电量  |
| 47 | 非计划停运补偿结算费用系数          | 0  |
| 48 | 新能源平衡补偿费用规模比例          | 10%  |
| 49 | $P_{\text{用户中长期月度加权}}$ | 本行业月度中长期交易加权均价比例，当电力用户全月中长期合约均价高于同行业月度中长期交易加权均价时，采用该电力用户的全月中长期合约均价。  |
| 50 | 阻塞盈余分配比例               | 当 $\mu \geq 1$ 时，按照发电侧0%、用户侧100%分配；<br>当 $1 > \mu \geq 0.97$ ，按照发电侧30%、用户侧70%分配；<br>当 $0.97 > \mu \geq 0.9$ 时，按照市场化机组（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）非机制上网电量总和与市场化用户（不包含工业园区绿色供电项目对应新能源消纳部分和不参与中长期交易的新型经营主体）实际用电量总和和比例分配；<br>当 $0.9 > \mu \geq 0.8$ 时，按照发电侧70%，用户侧30%分配；<br>当 $\mu < 0.8$ 时，按照发电侧100%、用户侧0%分配。 |
| 51 | 用户侧阻塞盈余分配方式            | 当 $\mu \geq 0.97$ 时，用户侧总费用的50%按照方式一分配，其余按方式二分配；<br>当 $\mu < 0.97$ 时，按方式二分配。  |
| 52 | 曲线匹配调节费用规模比例           | 5%   |

| 编号 | 关键参数     | 取值   |
|----|----------|--|
| 53 | 新能源曲线匹配度 | 按 $0.5 * (1 - \text{幅度距离指标}) + 0.5 * (1 - \text{形态距离指标})$ 核算，其中，幅度距离指标为新能源场站出力曲线标么值和全网用电负荷曲线标么值的欧氏距离经无量纲归一化处理的指标，形态距离指标为新能源场站基于标么值曲线计算的出力斜率序列和全网用电负荷基于标么值曲线计算的负荷斜率序列的欧氏距离经无量纲归一化处理的指标。 |

注：以上参数条款术语均与内蒙古电力多边交易市场规则相配套。市场参数修订建议可由电力市场管理委员会提出，按国家要求报相关部门审定后执行。