

电力市场运营系统现货结算

功能指南

(试行)

目 录

1 适用范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总体要求.....	3
5 电力市场运营系统现货结算功能总体框架.....	4
5.1 结算基础数据.....	4
5.2 结算核心业务.....	5
5.3 结算账单及发布.....	5
5.4 信用金管理.....	5
5.5 结算数据交互.....	6
5.6 其他要求.....	6
6 各子系统功能指南.....	6
6.1 基础模型.....	6
6.1.1 市场成员.....	6
6.1.2 结算主体.....	7
6.1.3 计量关口.....	9
6.2 参数配置.....	9
6.2.1 结算参数管理.....	9
6.2.2 计量关系配置.....	9
6.2.3 结算规则配置.....	9
6.3 基础数据获取.....	9
6.3.1 关口计量数据.....	9
6.3.2 合约分解数据.....	10
6.3.3 交易出清数据.....	10
6.3.4 生产运行数据.....	10
6.4 电能结算.....	10
6.4.1 合约电能结算.....	10
6.4.2 日前电能结算.....	10
6.4.3 日内电能结算.....	11
6.4.4 实时电能结算.....	11
6.5 辅助服务结算.....	12
6.5.1 调频结算.....	12
6.5.2 备用结算.....	12
6.5.3 其他补偿与考核.....	12

6.6 需求侧响应结算.....	13
6.6.1 需求响应类型.....	13
6.6.2 需求响应结算.....	13
6.7 偏差结算.....	13
6.7.1 电能交易偏差.....	13
6.7.2 辅助服务交易偏差.....	14
6.7.3 调度偏差.....	14
6.8 成本补偿结算.....	14
6.8.1 日前市场成本补偿.....	15
6.8.2 实时市场成本补偿.....	15
6.8.3 辅助服务机会成本补偿.....	15
6.8.4 总市场成本补偿.....	15
6.9 盈余平衡结算.....	15
6.9.1 电能偏差费用及分配.....	16
6.9.2 阻塞盈余费用及分配.....	16
6.9.3 网损盈余费用及分配.....	16
6.9.4 结余管理费用及分配.....	16
6.9.5 考核罚款费用及分配.....	16
6.9.6 辅助服务费用及分摊.....	17
6.9.7 需求响应费用及分摊.....	17
6.9.8 成本补偿费用及分摊.....	17
6.10 输配电费结算.....	17
6.10.1 输配电价管理.....	17
6.10.2 输配电费结算.....	17
6.11 容量市场结算.....	17
6.11.1 容量义务管理.....	17
6.11.2 容量价格管理.....	17
6.11.3 容量费用结算.....	18
6.12 管理费及附加费.....	18
6.12.1 会员费.....	18
6.12.2 交易佣金.....	18
6.12.3 市场管理服务费.....	18
6.12.4 政府基金及附加费.....	18
6.13 结算账单与对账.....	18
6.13.1 账单要素.....	18
6.13.2 账单科目.....	19
6.13.3 结算对账.....	20
6.14 流程与发布.....	20
6.14.1 计量与结算.....	20
6.14.2 追补清算.....	21
6.14.3 结算发布.....	21
6.14.4 争议及处理.....	22
6.15 信用金管理.....	23

6.15.1 信用评价结果.....	23
6.15.2 信用金计算.....	23
6.15.3 信用金管理.....	24
6.15.4 支付风险管理.....	24
6.16 与外系统交互.....	24
6.16.1 交互要求.....	24
6.16.2 校验与锁定.....	24
6.16.3 与横向系统交互.....	24
6.16.4 与其他市场交互.....	25
6.17 其他指南.....	25
6.17.1 数据指南.....	25
6.17.2 性能指南.....	26
6.17.3 安全性指南.....	26
6.17.4 可靠性指南.....	26
6.17.5 人机界面设计指南.....	26

1 适用范围

本指南规定了电力市场运营系统现货结算的基本功能和业务要求，涵盖了分散式电力市场和集中式电力市场两种市场模式的结算业务，6.4 电能结算章节对两种市场模式作了区分，其他部分同时适用于两种市场模式。本指南不包括售电公司代理的零售结算。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本指南的引用而构成本指南的条款。凡是注明日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误内容）或修订版均不适用于本指南，然而，鼓励根据本指南达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注明日期的引用文件，其最新版本适用于本指南。

《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 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）

《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）

《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）

《中华人民共和国网络安全法》

《电力监控系统安全防护规定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第14号）

《电力行业网络与信息安全管理办法》（国能安全〔2014〕317号）

《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318号）

《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36号）

3 术语和定义

3.1 电力批发市场 Wholesale Electricity Market

发电商和大用户/售电商之间进行大宗电力交易的市场。

3.2 电力零售市场 Retail Electricity Market

指允许电力零售商进入市场，中小电力用户有权自主选择供电商的售电侧市场形态。

3.3 电能量市场 Electric Energy Market

以电能为交易标的物的市场。

3.4 实物合同 Physical Contract

合约双方根据实际供需情况自行签订，并要求按照合同条款以电力或电量而非现金交割执行的合同。

3.5 金融合同 Financial Contract

市场参与者以电力及其衍生品为标的，进行购买、出售、出借、互换或回购等交易的协议，交易形式包括差价、远期、期货、期权和互换等。电力金融合同仅约定财务交割责任，不作为市场主体发用电计划制定依据。

3.6 差价合同 Contract for Difference (CfD)

根据事先约定的合约价格以及合约交割对应的市场价格（如现货价格）之差进行结算的一种金融合同。

3.7 市场成员 Market Member

电力批发市场的参与者和利益攸关方。市场成员包括市场主体、电网运营企业和市场运营机构三类。其中，市场主体包括各类发电企业、售电企业、电力用户和独立的辅助服务提供商等。

3.8 中长期交易 Medium and Long-term Transaction

对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间尺度。中长期交易合同包括物理合同和金融合同。

3.9 电力现货市场 Electricity Spot Market

通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。现货市场交易标的物包括电能量、调频服务、备用服务等。

3.10 辅助服务市场 Ancillary Service Market

为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的市场化辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

3.11 节点边际电价 Location Marginal Price (LMP)

在现货电能交易中，为满足某一电气节点增加单位负荷导致的系统总电能供给成本的增加量。节点边际电价由系统边际电价、阻塞价格和边际网损价格三部分构成。

3.12 日前市场 Day-ahead Market

运行日提前一天（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）机组组合状态和发电计划的电能交易市场。

3.13 日内市场 Intra-day Market

运行日（D 日）滚动进行的决定运行日（D 日）未来数小时调度机组组合状态和发电计划的电能交易市场。

3.14 实时市场 Real Time Market

运行日（D 日）进行的决定运行日（D 日）未来 15 分钟（或 5 分钟）至 2 小时（时间可设置）最终调度资源分配状态和计划的电能交易市场。

3.15 市场结算 Market Settlement

基于交易出清、市场量测、运行控制等相关结果参数，根据市场规则对市场成员保证金、盈亏、手续费、交割货款和其他有关款项进行的计算、划拨。

3.16 阻塞管理 Congestion Management

市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力和负荷用电曲线，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

3.17 网损 Transmission Loss

电能量输送过程中以热能形式散发的功率损失，即为电阻、电导产生的电能损耗。

3.18 调频服务 Frequency Regulation Service

当电力系统频率偏离目标频率时，发电企业、电力用户和独立辅助服务提供商等在短时间内调整有功出力跟踪负荷变化，以维持电力系统频率稳定所提供的服务。调频服务分为一次调频、二次调频、三次调频。

3.19 备用服务 Capacity Reserve Service

在电力系统运行状态发生变化时，为确保电力供需平衡，发电侧或负荷侧保留容量备用所提供的服务。

3.20 黑启动服务 Black Start Service

发电机组在系统大停电时，在无外来电源情况下进行自启动，为恢复系统供电而向电力系统提供的辅助服务。

4 总体要求

4.1 电力市场运营系统现货结算子系统适用省（区、市）电力现货市场结算要求。

4.2 电力市场运营系统现货结算子系统应充分考虑未来发展趋势，统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级，满足市场全周期全品种结算要求，为市场安全有序运转提供支撑。

4.3 电力市场运营系统现货结算子系统应支持与交易系统、计量系统、营销系统、调度系统等进行数据集成，同时也支持与其他市场进行数据交换与业务衔接。

4.4 电力市场运营系统现货结算子系统面向发电企业、电力用户、售电公司、电网运营企业、需求响应主体及独立辅助服务提供商，支持中长期分时曲线、日前交易、日内交易、实时交易等全周期结算，覆盖电能结算、辅助服务结算、容量结算以及输配电费、服务费、信用金等全品种结算业务，并且满足数据、性能、安全性、可靠性、人机界面等其他要求。

5 电力市场运营系统现货结算功能总体框架

电力市场运营系统现货结算子系统支持对电能费、辅助服务费、偏差电量费、输配电费、服务费、政府基金及附加费等结算，同时包括涉及各结算品种的盈余平衡结算与追补清算，以及帐单发布、基础模型、参数配置等。此外，包括与其他相关系统以及其他市场技术支持系统的接口。

总体功能架构如图 1 所示。

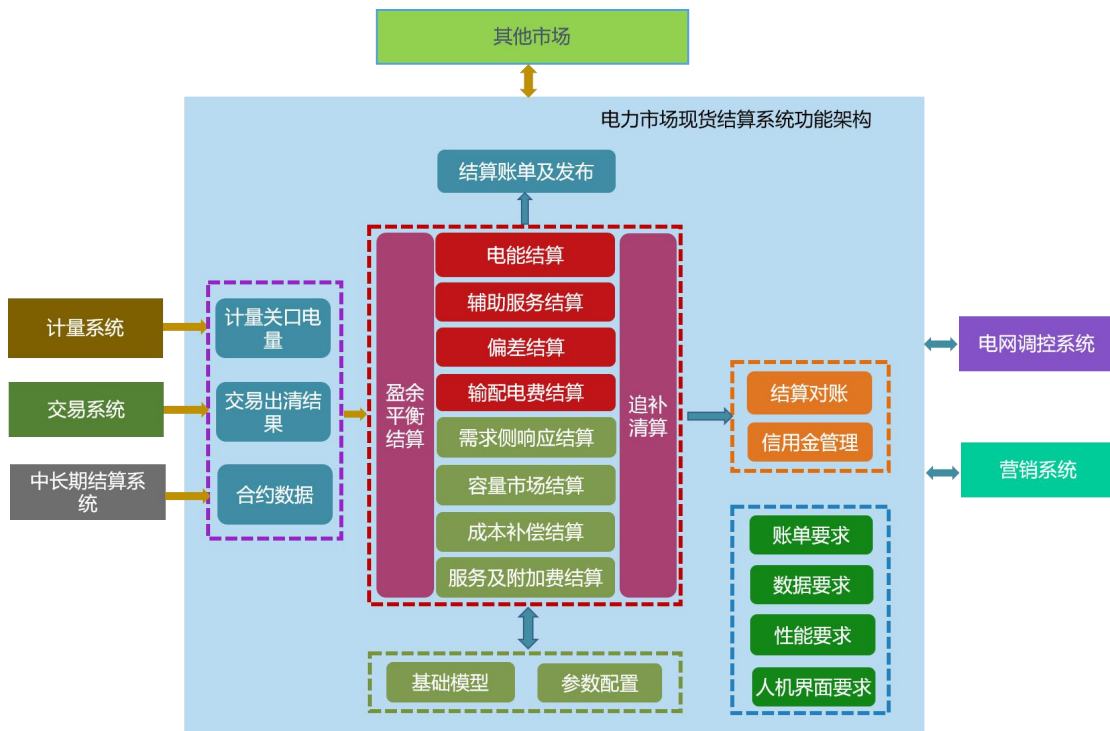


图 1 电力市场运营系统现货结算功能逻辑结构示意图

电力市场运营系统现货结算功能指南分为基础模型、参数配置、计量关口电量、电能结算等共 17 个章节，分别从结算基础数据、结算核心业务、结算账单及发布、信用金管理、数据交互和其他要求等方面进行了阐述。

5.1 结算基础数据

第 6.1-6.3 章节为结算基础数据，包括基础模型、参数配置及基础数据获取。这三类数据为结算的基础输入数据。

1) **基础模型**。描述结算所需要的发电企业、电力用户、售电公司、电网运

营企业、需求响应主体及独立辅助服务提供商等基础模型注册信息，为结算业务提供模型支撑；

- 2) **参数配置**。描述结算参数，规则配置信息管理等管理功能；
- 3) **基础数据获取**。描述计量关口电量、合约分解数据、交易出清结果以及运行数据等基础数据接入功能，为结算提供基础数据支撑。

5.2 结算核心业务

第 6.4-6.12 章节为结算核心业务，包括电能结算、辅助服务结算、需求侧响应结算、偏差结算、考核补偿结算、盈余平衡结算、追补清算、输配电价结算及容量市场结算、服务费及附加费结算等，作为结算的主要业务功能。

- 1) **电能结算**。描述合约分解曲线、日前电能交易、日内电能交易、实时电能交易等电能类结算功能指南；
- 2) **辅助服务结算**。描述调频、备用等辅助服务结算功能，另外在过渡阶段为了与现行的“两个细则”进行衔接，引用并保留了发电厂辅助服务管理与并网运行管理实施细则中的有关考核与补偿的内容；
- 3) **需求侧响应结算**。描述参与需求侧响应的市场主体的功能指南；
- 4) **偏差结算**。描述电能类偏差、辅助服务类的执行偏差结算功能指南；
- 5) **成本补偿结算**。描述成本补偿条件、补偿类型和补偿依据等功能指南；
- 6) **盈余平衡结算**。描述盈余平衡资金的计算、规则管理及分配计算等功能指南；
- 7) **输配电费结算**。描述输配电费结算功能指南；
- 8) **容量市场结算**。描述了容量市场结算的功能指南；
- 9) **管理费及附加费**。描述市场成员的会员费、交易佣金、市场管理服务费及附加费等结算功能指南。

5.3 结算账单及发布

第 6.13-6.14 章节为结算数据形成之后的对账、账单出具及账单发布。包括追补清算在流程中的处理。

- 1) **结算账单与对账**。结算数据产生之后，为保证数据准确，对结算结果数据进行对账处理，包括总费用对账以及电能、辅助服务等各个分类对账。对账结果满足要求后，再进入账单出具与发布流程；结算账单描述了账单组成要素与账单科目分类的功能指南；
- 2) **流程与发布**。描述结算的业务流程，包括追补清算的处理以及账单的发布与争议反馈。

5.4 信用金管理

第 6.15 章节为信用金的管理，描述了信用金的标准、额度计算与差额风险等方面的功能指南。

5.5 结算数据交互

第 6.16 章节为与外系统数据的交互，包括与调度、营销、交易等横向系统的交互以及与其他市场的数据交互。

与外系统交互。首先对交互的周期、对象、范围等方面的要求进行了描述，交互后的数据需进行校验与锁定，交互有两类数据：一是横向数据交互，为结算提供计量、交易结果等输入数据；二是与其他市场数据交互，实现与省间市场的衔接。

5.6 其他要求

第 6.17 章节为电力市场运营系统现货结算的其他要求，包括数据要求、性能要求、安全性要求、可靠性要求、人机界面要求。

- 1) **数据要求。**描述了结算数据的状态标志、数据存储要求和数据备份方面的要求；
- 2) **性能要求。**描述了结算系统的查询性能、计算性能和计算数据支撑规模方面的要求；
- 3) **安全性要求。**描述了结算系统的数据安全、信息安全和运行安全等方面的要求；
- 4) **可靠性要求。**描述了结算系统的可用率、故障率等方面的要求；
- 5) **人机界面要求。**描述了结算系统设计所需要遵循的原则。

6 各子系统功能指南

电力市场运营系统现货结算部分功能包括结算基础模型、数据交互、结算周期、结算品种、结算发布等方面。

6.1 基础模型

结算基础模型为电力现货结算中所有的结算主体，包括发电侧的发电机组；用电侧的直接交易用户、售电公司（包括售电公司和拥有配电网运营权的售电公司）、参与需求响应的市场主体；独立辅助服务提供商和电网运营企业等。

基础模型的注册、变更、注销、退市等模型生命周期的行为，应经过审核后才可正式生效。基础模型发生变更、注销、退市等行为时，原基础模型的模型数据记录及模型对应的业务数据记录仍需保存，不得删除。

6.1.1 市场成员

市场成员作为对其出具账单进行开票结算的法人单位，需具有独立法人资格，包括发电企业、电力用户、售电公司、电网运营企业、需求响应主体及独立辅助服务提供商等。市场成员管理功能包括市场成员的入市注册、信息变更、注销退市，支持模型的查询、编辑、上传附件、导出等功能。需记录模型发生变更的全部过程，查看历史变更记录。结算系统的市场成员模型应具备与交易平台模型的

同步功能，支持与交易、调度、财务、营销等平台之间的数据关联和映射。进入市场后的市场成员自身发生重组等变化后，需通过交易平台提交变更申请，经审核通过后更改注册信息，原注册信息须保留。成员模型信息需包括：

- 1) **账户信息**。包括市场成员编码、工商注册名称、法人代表、许可证号、许可证发证时间、许可证生效时间、开户银行、系统注册时间、系统失效时间、组织机构代码、企业性质、行业分类等；
- 2) **股权信息**。包括其控股的出资方及其控股比例；
- 3) **成员类型**。包括发电企业、独立辅助服务提供商、售电公司、电力用户、需求侧响应主体、电网运营企业等。

6.1.2 结算主体

结算主体为市场成员法人单位所下属的参与交易结算的最小单位，包括发电侧的发电机组；用电侧的直接交易用户、售电公司（包括售电公司和拥有配电网运营权的售电公司）、参与需求响应的市场主体；独立辅助服务提供商和电网运营企业等，实现对发电侧电能提供方、用电侧电能使用方、输配电侧电能输送方等的费用结算。结算主体具体包括：

1) 发电机组

包括发电机组的投运、调试、试运行及转商运直至退役、停产等全生命周期管理，支持机组模型的查询、编辑、上传附件、导出等功能。需记录机组模型发生变更的全部过程，查看历史变更记录。结算系统的发电机组模型应具备与交易平台模型的同步功能，支持与交易、调度、财务、营销等平台之间的数据关联和映射。进入市场后的机组自身发生增容、脱硫脱硝等变化后，需通过交易平台提交变更申请，经审核通过后更改注册信息，原注册信息须保留。机组模型信息需包括：

- **模型信息**。包括机组编码、名称、生效时间、失效时间、所属市场成员、装机容量、发电类型等；
- **机组类型**。包括火电、气电、核电、新能源与可再生能源发电等，其中光伏、风电、水电可为多台物理机组的组合。发电机组需与该机组所属的市场成员对应。

2) 电力用户

支持对参加批发市场的电力用户（或为电力用户下属的用电单元）进行查询、编辑、上传附件、查看变更记录等操作。包括电力用户的入市、退市等过程，需记录模型发生变更的全部过程并可查看历史变更记录。结算系统的电力用户模型应具备与交易平台模型的同步功能，支持与交易、调度、财务、营销等平台之间的数据关联和映射。进入市场后的模型发生变更时，需通过交易平台提交变更申请，经审核通过后更改注册

信息，原注册信息须保留。模型信息需包括：

- **模型信息**。包括编码、名称、所属市场成员编码、电压等级、行业类型、基本容量、生效时间等；
- **模型类型**。包括一般工商业用户、大工业用户等。电力用户结算单元需与所属的市场成员对应。

3) 售电公司

支持对参加批发市场的售电公司进行查询、编辑、上传附件、查看变更记录等操作。包括售电公司的入市、退市等过程，需记录模型发生变更的全部过程并可查看历史变更记录。结算系统的售电公司模型应具备与交易平台模型的同步功能，支持与交易、调度、财务、营销等平台之间的数据关联和映射。进入市场后的模型变更时，需通过交易平台提交变更申请，经审核通过后更改注册信息，原注册信息须保留。模型信息需包括：

- **模型信息**。包括编码、名称、所属市场成员编码、代理关系及代理负荷容量、生效时间等；
- **模型类型**。包括电网企业售电公司、配售电公司、独立售电公司等。

4) 电网运营企业

支持将电网运营企业作为结算主体进行输配电价管理与输配电费结算。需支持电网运营企业模型的查询、编辑、上传附件、查看变更记录等操作。需记录模型发生变更的全部过程并可查看历史变更记录。进入市场后的模型变更时，需通过交易平台提交变更申请，经审核通过后更改注册信息，原注册信息须保留。模型信息需包括：

- **模型信息**。包括编码、名称、所属市场成员编码等；
- **模型类型**。包括国家电网公司总部、分部及南方电网公司、省级电网公司、地方电网、增量配电网企业等。

5) 需求侧响应

支持对需求响应市场主体进行查询、编辑、上传附件、查看变更记录等操作。包括需求响应市场主体的入市、退市等过程，需记录模型发生变更的全部过程并可查看历史变更记录。结算系统的需求响应模型应具备与交易平台模型的同步功能，支持与交易、调度、财务、营销等平台之间的数据关联和映射。进入市场后的模型变更时，需通过交易平台提交变更申请，经审核通过后更改注册信息，原注册信息须保留。模型信息需包括：

- **模型信息**。包括编码、名称、所属市场成员编码、负荷类型、最大响应容量、生效时间、电压等级等；

- **模型类型。**包括电力用户参与需求响应的负荷以及售电公司代理参加需求响应的负荷。需求响应模型支持关联至电力用户或售电公司的市场成员。

6.1.3 计量关口

实现对已注册的计量关口进行查询、编辑、上传附件、查看变更记录等操作。计量关口支持关联至发电机组或电力用户等结算单元。

包括计量关口的编码、名称、倍率、关口类型、所属市场成员、对应发电机组或电力用户，生效时间等。支持计量关口模型的查询、编辑、上传附件、导出等功能。结算系统的计量关口模型应具备与交易平台模型的同步功能，支持与交易、调度、财务、营销等平台之间的数据关联和映射。当计量关口发生换表、换CT/PT或满码等情况时，需从计量采集系统同步模型事件的全部过程，支持查看历史变更记录。

对参与市场的所有主体应支持关口模型及数据接入。

6.2 参数配置

6.2.1 结算参数管理

支持对结算的规则参数、配置参数、状态标志等进行管理。

6.2.2 计量关系配置

发电侧、用电侧对关口表计与结算主体实际电量之间的计量关系配置，由计量数据采集系统负责，结算系统须支持计量关系的接入与同步；对条件不具备的地区，可依据实际业务职责划分，由结算系统进行计量关系配置。

6.2.3 结算规则配置

支持结算规则、清算规则的规则配置与定义。

6.3 基础数据获取

支持计量数据、合约分解数据、交易出清电量、出清价格以及机组运行出力等数据的接入，并支持对接入的数据进行数据质量校验。

6.3.1 关口计量数据

支持计量关口数据及表计事件数据的接入；关口计量数据采集和处理以及关口表计的旁路和换表、换CT/PT和满码等表计事件管理由计量数据采集系统负责。

支持结算主体实际电量的接入；结算主体实际电量由计量数据采集系统负责；对需要由结算系统自行维护计量关系的，须支持依据计量关系以及接入的关口表计数据，自行计算发电侧和用电侧等结算主体实际电量或应结电量。

6.3.2 合约分解数据

支持电力市场中长期结算系统数据接入；现货结算系统可依据结算主体签订的中长期合同，通过约定方式、典型曲线、滚动修正等方法，按照一定的时间粒度，分解得到合约分解数据。

6.3.3 交易出清数据

支持电能及辅助服务等交易出清电量、电价等数据接入；具体见“6.16.3 与横向系统交互”章节。

6.3.4 生产运行数据

支持机组出力等运行数据的接入；具体见“6.16.3 与横向系统交互”章节。

6.4 电能结算

支持依据关口计量数据、合约分解数据、交易分时数据，按结算规则进行计算，生成电能结算的结算结果。电能结算包括中长期合约分解曲线的结算、日前电能交易结算、日内电能交易结算与实时电能交易结算，其中的中长期合约结算有金融合约与物理合约两种情况。结算结果在数据粒度上须包括每笔电能交易最小价格周期（5分钟、15分钟或1小时）的电量、电价与电费。

6.4.1 合约电能结算

合约电能结算用于描述中长期合同的分解与结算。

- 1) **分散式和集中式电力市场下金融合约结算。**金融性合约包括政府授权合约与双边合约，应支持中长期合约按照约定方式、典型曲线、滚动修正等方法分解为合约曲线，支持合约电力电量、负荷曲线与价格的管理，支持依据合约分解曲线与现货市场交易出清结果，按合约规则进行合约交易结算；
- 2) **分散式电力市场下物理合约结算。**物理性合约包括政府授权合约与双边合约，应支持中长期合约按照约定方式、典型曲线、滚动修正等方法分解为合约曲线，支持合约电力电量、负荷曲线与价格的管理，支持依据合约分解曲线与现货交易结果、实际计量数据进行合约结算，作为物理执行的合约，物理合约须参与计算发用电偏差，具体在 6.7 偏差结算章节中处理。

6.4.2 日前电能结算

日前电能结算用于日前电能市场交易出清结果的结算，根据市场结算方式选择是否开展日前电能结算。

- 1) **日前电能交易结算价格。**支持对日前交易的分时中标价格或出清价格进行管理。日前电能交易结算价格可包括日前市场的系统电能出清价格、

阻塞价格与网损价格。具体如下：

- **日前系统电能价格。**电能市场的中标价格或出清价格；
 - **日前网损价格。**对于需要计算网损价格的，应依据网损价格的计算原则，进行网损价格计算；
 - **日前阻塞价格。**对于需要计算阻塞价格的，在发生阻塞时采用节点边际电价或分区电价进行结算时，应支持阻塞价格的计算或管理。
- 2) **日前电能交易电量电费结算。**支持对日前交易的分时出清电量进行管理，依据合约分解曲线、现货市场交易出清结果与结算价格，按市场规则进行日前电能交易电费结算。

6.4.3 日内电能结算

日内电能结算用于日内电能市场交易出清结果的结算，根据市场结算方式选择是否开展日内电能结算。

- 1) **日内电能交易结算价格。**支持对日内交易的分时中标价格或出清价格进行管理。日内电能交易结算价格可包括系统电能出清价格、阻塞价格与网损价格。具体如下：
- **日内系统电能价格。**日内电能市场的中标价格或出清价格；
 - **日内网损价格。**对于需要计算网损价格的，应依据网损价格的计算原则，进行网损价格计算；
 - **日内阻塞价格。**对于需要计算阻塞价格的，在发生阻塞时采用节点边际电价或分区电价进行结算时，应支持阻塞价格的计算或管理。
- 2) **日内电能交易电量电费结算。**支持对日内交易的分时出清电量进行管理，依据合约分解曲线、现货市场交易出清结果与结算价格，按市场规则进行日内电能交易电费结算。

6.4.4 实时电能结算

实时电能结算用于实时电能市场交易出清结果的结算。

- 1) **实时电能交易结算价格。**支持对实时交易的分时中标价格或出清价格进行管理。实时电能交易结算价格可包括实时市场的系统电能出清价格、阻塞价格与网损价格。具体如下：
- **实时系统电能价格。**实时电能市场的中标价格或出清价格；
 - **实时网损价格。**应依据网损价格的计算原则，进行网损价格的计算；
 - **实时阻塞价格。**对于需要考虑阻塞的，发生阻塞时采用节点边际电价或分区电价进行结算时，应支持阻塞价格的管理。
- 2) **实时电能交易电量电费结算。**支持对实时交易的分时出清电量进行管理，依据合约分解曲线、现货市场交易出清结果、实际计量电量与结算价格，按市场规则进行实时电能交易电费结算。

6.5 辅助服务结算

辅助服务结算对象包括发电侧、用电侧以及独立辅助服务提供商等能够在市场中提供调频、备用的市场成员，支持根据关口计量电量、电能市场出清数据，辅助服务市场出清数据、市场成员运行数据，按照辅助服务结算规则计算得到辅助服务的结算结果。结果包括每笔辅助服务出清结果的容量或电量、价格与费用，费用可为正值或负值。

6.5.1 调频结算

依据调频服务的出清结果、调频响应水平，按照调频结算规则进行调频费用的结算。对参与调频市场产生的机会成本及成本补偿费用详见 6.8 节成本补偿结算。

- 1) **调频出清费用。**依据实际调频容量与调频市场出清价格进行计算；
- 2) **调频性能费用。**根据实际调频在时间上的响应速率和在出力上的响应步长（调频里程），通过与下达的调频响应指令进行对比，计算得到调频性能费用；未按指令响应或响应严重不足的可按照规则进行惩罚，性能费用可为负值。
- 3) **调频结算费用。**依据调频出清费用、调频性能费用，计算参与调频市场的结算费用。

6.5.2 备用结算

按照备用的出清结果，依据备用的类别以及备用的响应效果，按照结算规则进行备用费用的结算。对参与备用市场产生的机会成本及成本补偿费用详见“6.8 成本补偿结算”章节。

- 1) **备用出清费用。**依据市场出清备用容量或实际备用容量与备用市场出清价格进行结算；
- 2) **备用性能费用。**通过将实际备用响应情况与下达的备用响应指令进行对比计算；未按指令响应或响应严重不足的可按照规则进行惩罚，性能费用可为负值。
- 3) **备用结算费用。**依据备用出清费用、备用性能费用，计算参与备用市场的结算费用。

6.5.3 其他补偿与考核

可以保留目前的并网运行管理规定或重新签订并网调度协议。依据检修、机组非停等并网规则或协议的考核与补偿要求，进行考核与补偿费用的结算，计算方法以实际执行的考核与补偿规则为准。可包括但不限于如下：

- 1) **无功调节补偿与考核；**
- 2) **黑启动补偿与考核；**

- 3) 一次调频考核;
- 4) 其他补偿与考核。

6.6 需求侧响应结算

6.6.1 需求响应类型

- 1) 需求响应参与方式。包括直接负荷控制、可中断负荷、负荷侧竞价以及紧急需求响应等;
- 2) 需求响应市场类型。包括电能市场需求响应、辅助服务市场需求响应以及容量市场需求响应。

6.6.2 需求响应结算

支持对需求响应的市场成员,依据需求响应的实际数据、响应规则进行需求响应费用的结算。

- 1) 需求响应结算主体。对经准入的参与需求响应的主体进行结算,对于负荷集成商(售电公司等)代理一家或多家负荷用户参与需求响应时,仅对负荷集成商进行结算;
- 2) 需求响应补偿规则。支持需求响应费用核算标准与计算规则的设置;
- 3) 需求响应违约规则。支持需求响应违约判定规则、惩罚费用计算规则的设置;
- 4) 需求响应数据。支持需求响应容量、响应持续时间、合同期内的响应次数等输入数据的接入与管理;
- 5) 需求响应结算。依据需求响应的输入数据、补偿规则、违约考核规则,计算每个需求响应市场成员的结算费用。

6.7 偏差结算

偏差结算是处理每个市场成员的执行偏差,对每台机组或每个电力用户等参与市场的单元,计算其实际电能、辅助服务与交易计划、调度指令之间产生的偏差及其费用。

本章节规定了对市场主体的偏差定价及偏差费用结算,对于由此引起的发、用电的全系统不平衡费用计算及分摊见 6.9.1 偏差平衡费用及分配章节。

6.7.1 电能交易偏差

- 1) 电能偏差电量。支持事前交易数据与事后计量数据之间的偏差结算,支持设定偏差允许范围。上网侧应支持对上网电量与电能交易总量之间的偏差电量进行计算;用电侧应支持用电量与实际交易总量之间的偏差电量的计算;
- 2) 电能偏差定价。上网侧与用电侧均应支持对实际电量与交易总量之间的偏差,按照激励相容的偏差定价规则,进行偏差价格的计算;对于超出

偏差允许范围的，可采用考核方式处理，具体见 6.9.5 考核罚款费用及分配章节。

- 3) **电能偏差费用。**依据电能偏差电量与电能偏差价格，进行电能偏差费用的计算。

本章规定的电能交易偏差可依据偏差定价方法，形成独立的偏差结算成分或将偏差定价包含在实时市场的事后出清价格中，后者将不再单独体现偏差结算成分。另外，偏差定价可视实际情况作简化处理，在允许范围内的偏差价格均与实时市场电能出清价格一致，允许范围之外的采用考核方式处理。

6.7.2 辅助服务交易偏差

- 1) **辅助服务响应偏差。**支持市场交易数据与测量数据之间的偏差计算以及响应时间偏差的计算，支持设定偏差允许范围；
- 2) **辅助服务偏差定价。**支持针对实际调节数据与交易数据之间的偏差，按照偏差定价规则，进行偏差价格的计算，见 6.5 辅助服务结算章节；对于超过偏差允许范围的，可采用考核方式处理，具体见 6.9.5 考核罚款费用及分配章节。
- 3) **辅助服务偏差费用。**依据偏差电量与偏差定价，进行辅助服务偏差费用的结算。

6.7.3 调度偏差

对于由紧急调度等引起的实际调度指令与实际机组出力偏离交易出清结果的情况，须支持电能交易偏差补偿费用的计算，可能发生的补偿费用见 6.8 章节。

须支持实际响应情况与调度指令之间的偏差对比，并设定偏差允许范围。对于偏差允许范围之内的，支持激励相容的偏差定价及其偏差结算；对于超出允许范围的，可采用考核方式处理，见 6.9.5 考核罚款费用及分配章节。

6.8 成本补偿结算

成本补偿包括日前、实时市场的成本补偿与参与调频、备用辅助服务市场的机会成本补偿。

日前、实时市场成本补偿是对于发电机组、需求响应单元、外部市场参与者以及储能设备等所有提供电能、辅助服务的市场参与者，当其在交易期间产生的总收入无法覆盖其报价成本（含启动成本、空载成本等固定成本）时，需分别计算日前市场、实时市场的成本补偿费用。若收入已覆盖其实际成本，则不计算成本补偿费用。

机会成本是发电机组为提供调频、备用辅助服务或响应调度紧急指令而可能减少的电能市场的收益，由市场出清或调度原因而导致的机组实际调度点低于市场价格对应的经济调度点时，通过机会成本对其可能减少的市场收益进行合理的

补偿。机会成本仅取正值，当电能市场的实时电价小于发电机组实际调度点报价时，对发电机组不计算机会成本补偿。

6.8.1 日前市场成本补偿

支持计算发电机组的日前市场收入与日前市场的成本（成本包括启动成本、空载成本与日前市场电能成本）。对于日前市场收入无法覆盖是日前市场成本的机组，需支持计算收入与成本的差额，作为日前市场的成本补偿费用。

6.8.2 实时市场成本补偿

支持计算发电机组的日前、实时电能市场和辅助服务市场的总收入以及实时市场的实际运行成本。对于总收入无法覆盖实时市场运行成本的机组，需支持计算收入与成本的差额，作为实时市场的成本补偿费用。

6.8.3 辅助服务机会成本补偿

机会成本补偿只限于参与调频、备用辅助服务市场产生的机会成本损失进行的费用补偿。

- 1) **机组范围**。支持设定可获得机会成本补偿的机组范围；
- 2) **补偿容量**。依据经济调度点与实际调度出力点，进行机会成本补偿容量的计算；
- 3) **补偿价格**。依据实时电能市场价格与机组实际出力点的边际成本的差值，计算机会成本补偿价格。
- 4) **补偿时间**。支持补偿区间判别标准的设置，依据调频、备用的响应情况与设置的判别标准，计算机会成本的补偿时间。
- 5) **补偿费用**。依据补偿容量、补偿价格与补偿时间，计算机会成本的补偿费用。

6.8.4 总市场成本补偿

支持计算市场参与者在日前、实时市场的总收益，当总收益低于日前市场收益时，根据总市场收益与日前市场收益的差值，对市场参与者进行总的市场成本补偿。

6.9 盈余平衡结算

包括阻塞盈余、网损盈余费用、管理费用的结余以及考核罚款费用的分配和辅助服务费用、需求响应费用的分摊等。需支持进账、收账的费用明细以及进收账之间的盈余明细费用管理和参加费用分摊的市场成员的范围管理。

需包括每个结算周期的费用明细，并且其变动情况在 2 年之内可追溯。分摊的结算费用作为结算账单的一部分，在月度结算账单中进行发布与费用结算。

6.9.1 电能偏差费用及分配

对于发电侧的实际电能偏离交易出清结果或调度指令且在允许范围内的,对其发电机组进行偏差电量及电能偏差定价结算后(见6.7.1 电能交易偏差章节),将支持计算发电与用电产生的全系统电能偏差不平衡费用。

支持对偏差不平衡费用进行分配或分摊,可由用电侧、发电侧或发电、用电两侧同时分配或分摊等方式来处理。

对超出允许范围的考核费用,另外采用考核方式处理,见6.9.5 考核罚款费用及分配章节,也可以将偏差允许范围内的偏差定价与超过范围的偏差考核合并处理,采用统一的偏差定价方法,此时将不再另外产生偏差考核费用;对于不采用偏差定价方法的,即偏差电量价格与实时市场出清价格一致的,将不会产生偏差不平衡费用,对此本章节不作要求。

6.9.2 阻塞盈余费用及分配

对于考虑阻塞并产生盈余费用的,需支持对阻塞产生的盈余费用的计算与管理。分配方式支持按规则分配与基于输电权的分配两种方式。对于按规则分配方式,需支持按照容量比例、交易电量比例、实际用电量比例或其他分配方式进行阻塞盈余的分配;对于按输电权方式分配,需要支持按照物理或金融输电权的交易结算规则进行阻塞盈余的计算与分配。

盈余费用可为正值或负值。当盈余费用为正时,表示向市场成员分配盈余费用;盈余费用为负时,为向市场成员征收差额费用。

对于参与市场竞价的发电侧与用电侧的放开比例不同而导致的由电网公司作为零售商(代理非市场用户)而承担的阻塞费用,可依据实际规则进行处理,这里不作规定。

6.9.3 网损盈余费用及分配

支持网损盈余费用的计算与管理,支持网损盈余费用分配规则的设定,支持按规则对市场主体需要承担或返回的网损盈余费用进行分配计算。

6.9.4 结余管理费用及分配

对市场管理费(交易服务费)的收取与实际支出的结余费用进行管理,结余费用可为正数或负数,正数表示费用有剩余,负数表示费用不足。支持将结余费用滚动至下一年度或对结余费用进行分摊清算。对于采用清算方式的,需支持分摊对象与分摊规则的配置,并计算应该向每个市场成员退回或追加的费用。

6.9.5 考核罚款费用及分配

对市场成员违反市场运行或影响调度指令等生产运行而产生的考核费用与罚款费用,支持考核罚款费用的管理,并支持设定考核罚款费用的分配对象与分

配规则，依据实际规则，支持分配给免受考核的其他成员或分配给按规则需要进行奖励的市场成员等方式。

6.9.6 辅助服务费用及分摊

支持辅助服务费用的计算与管理，需支持设定辅助服务费用的分摊对象与分摊规则，依据实际规则，支持由发电侧市场主体分摊、用电侧市场主体分摊或者发电、用电各占一定比例同时分摊等方式。

6.9.7 需求响应费用及分摊

支持需求响应支出费用的计算与管理，需支持设定需求响应费用的分摊对象与分摊规则，依据实际规则，支持由发电侧市场主体分摊、用电侧市场主体分摊或者发电、用电等所有市场主体同时分摊等方式。

6.9.8 成本补偿费用及分摊

支持成本补偿费用的计算与管理，并对用电侧需要承担成本补偿费用的市场主体，设定成本补偿费用的分摊对象与分摊规则，依据实际规则，支持按照用电侧的负荷比例等方式进行分摊计算，并向用电侧市场主体进行征收。

6.10 输配电费结算

支持根据合同约定的输电通道、输配电价等信息，计算电网运营企业提供接入系统、联网、电能输送服务的费用。支持计算配电网公司的配电服务费用。

6.10.1 输配电价管理

支持按电压等级或其他分类方法进行输配电价管理，支持对市场成员与输配电价的对应关系进行管理。

6.10.2 输配电费结算

支持依据输配电价与实际用电量进行输配电费结算。

6.11 容量市场结算

对于需要进行容量市场结算的，需支持按不同成员类别进行容量义务、容量价格的管理，支持根据容量市场价格及购买容量，进行容量市场结算。

6.11.1 容量义务管理

支持容量义务计算规则的配置，支持依据历史负荷情况按照计算规则定期计算每个售电公司或电力用户的容量义务；支持对市场成员容量义务与已获得容量进行对比，并对容量义务的余缺进行管理，对容量义务不足的成员需予以提示。

6.11.2 容量价格管理

支持容量按拍卖或义务购买等方式，进行容量价格的管理，容量购买价格与

市场成员对应，同时支持二级市场即容量双边市场的价格管理。

6.11.3 容量费用结算

支持按照负荷容量与容量价格进行容量费用的结算，支持按照年度、月度或根据市场约定的周期进行容量电费结算，并将容量电费的结果并入结算账单，对市场成员进行收费。

6.12 管理费及附加费

支持向市场主体收取各类管理服务费，以收回市场运行的规则管理、数据发布、市场运营、交易组织、费用结算、市场监测与监管、平台建设及成员培训等成本，针对不同的市场参与者需支持不同费率的设定；另外支持代收政府基金和附加费。

6.12.1 会员费

会员费为市场管理服务费的收取方式之一，依据实际规则，需支持会员费计费规则的配置，依据会员费计算规则，计算每个市场成员需要缴纳的会员费用，会员费可按年或其他约定的周期计费，费用列入结算账单中收取。

6.12.2 交易佣金

交易佣金为市场管理服务费的收取方式之一，按照交易电费与设定的费率来计算。需支持交易佣金的收取对象及计费规则的配置，依据交易佣金的计算规则，对需要缴纳交易佣金的每个市场成员，计算需要缴纳的交易费，交易费可列入结算账单中进行收取。

6.12.3 市场管理服务费

除会员费、交易佣金等收取方式外，依据实际需要可基于成本测算等方式对费用缺口部分（已收取的费用与实际支出费用的差额）进行市场管理费、交易服务费、结算服务等管理服务费用的收取。

需支持管理服务费的收取对象及计费规则的配置，依据交易电量与设定的收费标准计算市场成员需要缴纳的费用，管理服务费可列入结算账单中进行收取。

6.12.4 政府基金及附加费

依据实际规则，支持政府基金及附加费的收取对象及计费规则的配置，依据政府基金及附加费的计算规则，对需要缴纳政府基金及附加费的每个市场成员，计算需要缴纳的费用，政府基金及附加费可列入结算账单中进行收取。

6.13 结算账单与对账

6.13.1 账单要素

结算账单的数据要素包含发布对象、发布时间、计费周期、计费项目、计费

明细、收支方向等。具体包括如下内容：

- 1) **账单编号**。对需要发布的每份账单，编制唯一的账单编号；
- 2) **发布对象**。在账单上明确本账单发布的对象，每份账单只对应一个发布对象。发布对象可为发电企业、直接交易用户、售电公司、需求响应主体、独立辅助服务提供商、电网运营企业等；
- 3) **发布时间**。在账单上标明账单发布的具体时间，精确至某日某时某分；
- 4) **计费周期**。在账单上明确本账单计费的开始时间与结束时间，本账单费用是该发布对象在计费周期内发生的费用；
- 5) **计费项目**。明确每一笔费用的具体名目，详见“6.13.2 账单科目”章节；
- 6) **计费数据**。明确每一笔费用的电量（或容量）、价格以及费用等信息；
- 7) **清算追补**。如果发生历史账单数据的追补费用或清算费用，需在账单中明确追补或清算的历史账单编号和需要清算或追补的费用，费用可为正或负；
- 8) **单位与精度**。电量数据以兆瓦时为单位，精度保留 3 位小数；容量数据以兆瓦为单位，精度保留 3 位小数；电价数据以元/兆瓦时为单位，精度保留 3 位小数；电费以元为单位，精度保留 2 位小数；
- 9) **收支方向**。明确每一笔费用的收支方向，收取表示市场运营机构须向某成员收取的费用；支付表示机构交易须向某市场成员支付的费用；
- 10) **账单总费用**。表示对该成员，本账单内各项收支费用的代数和；
- 11) **账单签章**。最终确认的账单中需要盖章，视实际情况，签章可为传统盖章或电子签章，对于电子签章账单，须在政策准许、保证安全以及各市场主体认可的情况下，由权威的第三方电子签名机构提供；
- 12) **账单备注**。对账单数据需要进一步明确的，尤其对清算、追补以及退补等特殊情况需要说明的，在账单备注上进行说明。

6.13.2 账单科目

账单科目包括所有对市场成员需要进行收费或付款的结算品种，账单科目与账单中的计费项目对应，每笔费用需对应一个账单科目。包括如下：

- 1) **电能结算类**。包括中长期分解曲线的物理合约与金融合约、日前电能交易、日内电能交易、实时电能交易以及紧急电能交易等；
- 2) **辅助服务类**。包括调频、日前备用与实时备用结算，备用分为旋转备用、非旋转备用。此外还包括黑启动、无功等；
- 3) **输配电结算类**。包括输配电费、网络损耗费用等；
- 4) **阻塞结算类**。包括阻塞费用、输电权结算以及非计划输电结算费用等；
- 5) **偏差结算类**。包括电能执行偏差、辅助服务执行偏差等偏差费用；
- 6) **追补清算类**。对已支付的历史账单数据的修正，一般为需要追补或退补

的电费；

- 7) **考核补偿类**。包括发电计划考核、一次调频考核、AGC、AVC 考核等；
- 8) **盈余分摊类**。包括需要分配的阻塞盈余、网损盈余及其他需要分摊的费用等；
- 9) **容量结算类**。主要为容量电费结算；
- 10) **需求响应类**。包括电能类需求响应、辅助服务类需求响应以及容量需求响应等；
- 11) **会员服务类**。包括市场成员需要缴纳的会员费、交易佣金以及管理费等；
- 12) **政府基金及附加**。包括各类政府基金及附加费。

6.13.3 结算对账

支持对市场成员账单的应收与应付款项进行对账，保证结算结果的一致性、正确性，对所有市场成员总的应收账款与应付账款的偏差费用，需要检验盈余偏差的来源与合理性，并对需要分摊的偏差费用在盈余与分摊结算中进行处理。分摊后的费用收支应该平衡。

- 1) **交易标的类费用对账**。支持对电能、辅助服务及容量等交易标的物的购买者与提供者进行电量或容量、价格与费用的对账；
- 2) **盈余分摊类费用对账**。支持对阻塞盈余、网损、辅助服务、需求侧响应和考核罚款等需要分摊平衡的费用进行对账；
- 3) **清算类费用对账**。支持对需要清算的市场成员进行量价费清算数据的对账，若清算后对其他成员的费用产生影响并需要进行二次计算的，则需要对其他成员的量价费重新进行对账；
- 4) **服务费输电费对账**。支持对所有市场成员的服务费、交易费及附加费、输配电费等费用进行对账。

6.14 流程与发布

6.14.1 计量与结算

- 1) **分时数据采集与校验**。

在运行日结束之后的 24 小时内（或其他时间阈值），完成该运行日的分时交易出清数据、分时计量数据以及其他参与计算的接入数据的采集与校验；

- 2) **日滚动计算**

在运行日结束之后的 48 小时内（或其他时间阈值），依据结算规则，完成该日的每个价格周期（5 分钟、15 分钟或 1 小时等）数据的电量电费计算。交易品种上包括电能、辅助服务等，在时间成分上包括中长期合约分解、日前交易、日内交易及实时交易等。每日的数据须与该日各时段数据的累加一致；

3) 周统计

支持设定周统计的周期,在周期截止日之后的 72 小时内(或其他时间阈值),对前一周的每个价格周期内的分时计算结果数据进行统计。周统计数据须与周内每日数据的累加一致;

4) 月结算

支持按月生成结算账单,在月截止日之后的 5 个工作日内(或其他时间阈值),完成前一个月的账单生成。月账单可由月内各周的周统计数据累加获得,月账单数据须与月内各周数据的累加一致,生成的月度账单作为费用支付或费用收取的结算凭证。月账单包括结算月的计量数据、电能结算结果、辅助服务结算结果、其他附加费等;

5) 数据修正

对于该月结算周期内出现的计量误差、异常数据修正等,经过核对确认后,可对该数据进行修正,修正的日统计、周统计以及月度结算数据,均需要重新修正。月度结算账单以修正后的数据为准进行发布。

6.14.2 追补清算

对结算月之前已经发生的历史费用,包括历史帐单的计量数据、偏差结算费用、考核费用以及各类成分费用等,在需要对历史账单数据进行修正时,统一在清算中进行处理。清算数据可单独出具账单或与月度结算帐单合并,与月度账单一起下发。

1) 清算有效期

支持对历史 2 年之内账单数据进行争议与清算处理。2 年之内产生的差错数据、计算错误等需要追补或退补的费用,在发现异常后经核查需要清算的,应及时予以清算;

2) 清算处理周期

原则上确认后的清算数据须与下个月的月度结算账单一同发布,对于须按季度或按年度进行清算的费用,需支持按季度或年度进行集中清算处理。

3) 清算数据管理

须支持因计量误差、计算错误、价格变动、补贴清算等原因引起的清算管理,须完整记录清算前、清算后的电量、价格与费用等数据,并记录修正的时间、操作人及修正数据、修正原因等。

6.14.3 结算发布

1) 明细数据发布

结算数据最小粒度需与最小交易周期粒度一致,需提供与交易时段相一致的分钟级或小时级数据明细,支持分钟级、小时级的计量数据、交易结算数据的查

询。

此外需提供汇总账单数据，支持月度账单结果的查询，数据发布时间延迟不超过 72 小时。

- **数据粒度。**账单明细数据的颗粒度与最小交易周期一致，可支持查询分钟级或小时级的数据，包括每个最小交易价格周期的电量、电价以及费用。同时支持按开始与结束的时间周期进行汇总查询；
- **发布内容。**发布各个市场成员的明细数据，包括电能明细数据、辅助服务明细数据、清算明细、盈余分摊明细以及其他需要进行费用收支的明细数据等；
- **发布对象。**对所有结算对象进行发布，包括发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务提供商、需求响应主体及电网运营企业，但每个成员只能查询本成员的明细数据；
- **发布周期。**依据业务需要，支持按日或按周发布统计数据，按月发布结算数据。发布的明细数据需与结算账单的数据一致；
- **发布时效。**发布的明细数据保留时间为 13 个月以上。

2) 账单发布

应支持按月生成结算账单并进行账单的发布。生成的结算账单需下发给该账单对应的市场主体，包括发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务提供商、需求响应主体及电网运营企业。账单发布后，市场成员可登陆系统查询、下载结算单。

- **数据粒度。**数据粒度与电费结算的票据账单的数据粒度一致，具体明细可另外通过结算数据发布进行明细查询；
- **发布内容。**发布各个市场成员的电费账单，包括电能结算单、辅助服务结算单、清算单以及其他需要进行费用收支的账单等；
- **发布对象。**对所有结算对象进行发布，包括发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务提供商、需求响应主体及电网运营企业，但每个成员只能查询本成员的电费账单；
- **发布周期。**依据业务需要，支持按月进行结算账单发布。发布的账单作为电费结算的依据，需与正式开具的收费凭证的数据一致；
- **发布时效。**需在规定的账单发布时间及时对外发布，发布确认周期一般为 3 个工作日或以实际规定时间为准。

6.14.4 争议及处理

市场成员可登陆系统查询账单，并对结果进行确认，确认后将无法提交争议或再次确认。对有异议的部分，应支持市场主体在线提交争议，并支持对争议进行回复与处理，同时支持添加相关凭证等附件功能。支持对市场成员确认状态的

查询，其状态包括未确认、已确认及有争议 3 类，针对有争议的结算，交易平台将进行争议处理与回复。

- 1) **发布确认**。市场成员在规定的时间内，需在对结算账单进行在线确认，没有争议的情况下，可直接执行确认操作，超过设置的确认时限，系统默认为确认。对于确认后产生的争议，本结算周期可不作响应，提交至下个结算周期再进行处理；
- 2) **确认状态**。市场成员的确认状态包括未确认、已确认与有争议 3 类，其中对于有争议的，继续分为争议提交、争议处理、争议确认等情况；
- 3) **争议提交**。市场成员针对结算账单产生的争议，需在线提交争议内容，可上传相关附件。对于争议的市场成员，该成员的结算周期进行顺延，但不影响其他成员的结算进度；
- 4) **争议回复**。交易平台需在规定的时间内，对市场成员的争议进行处理，必要时需进行场外处理，并将处理结果通过网上进行回复，同时发布更新后的结算账单，市场成员在规定的时间内，再次进行确认。

6.15 信用金管理

6.15.1 信用评价结果

支持对各市场主体，主要是支付方（用电方或发电权交易中的受让方等）市场成员的信用等级评价结果进行管理，并支持根据信用等级，设定不同的信用金比例系数。

6.15.2 信用金计算

- 1) **结算周期信用金参考额度**。支持按历史最高、年内平均、最近三个月平均、当月交易额等多种方案，计算每个市场成员在一个结算周期的参考额度。该额度作为支付方在平均一个完整结算周期内需要支付的费用水平；
- 2) **信用金比例系数设定**。支持信用金比例系数的设定，即在结算周期信用参考额度的基础上，基于该额度进行调整，通过设定比例系数，确保具有足够的信用金来承担支付风险，信用金比例系数可统一设定或依据不同市场条件、不同市场成员的信用水平作分级管理；
- 3) **信用金应缴额度计算**。支持依据信用金参考额度、信用金比例系数计算信用金应缴额度，应缴额度应覆盖该市场成员在当月结算周期内的市场支付风险。同时需支持设定信用金应缴额度的计算周期，可按月、按季等周期进行应缴额度计算，并与已缴纳的额度进行对比，计算信用金的余缺。

6.15.3 信用金管理

信用金须涵盖市场交易出清费用及差价合约等金融合同的全部支付风险。

需具备信用保证类型的设定，包括现金、保函以及无抵押信用（以银行或第三方权威评价为准）等方式。

对于已有信用金额度少于需具备的信用金额度时，须给予明确的告知，并设定交纳期限。对于超出交纳时限的情况，可依据规则计算违约金或罚款，同时对违约金进行记账管理。

6.15.4 支付风险管理

对于无法按期支付追加信用保证（抵押品或支付罚款）时，需支持违约损失风险的计算，违约损失风险为结算账单中须支付的款项与已缴纳的信用金之间的差额部分，并附加滞纳金等其他款项。

当出现市场成员无法支付或无法全额支付当月结算款项时，需计算产生的缺口费用。缺口费用可由其它市场成员（发电侧市场成员、用电侧无违约责任的其他市场成员或全体市场成员）按照设定的规则进行分摊，分摊规则以实际规则为准，须缺口费用的分摊计算，并对分摊规则与分摊结果进行公布。

6.16 与外系统交互

6.16.1 交互要求

- 1) **数据周期。**应支持分钟级、小时级、日、周、月度、年度等各类周期数据的接入；
- 2) **交互周期。**应支持以小时、日、周以及月为周期进行数据交互；
- 3) **数据主体。**数据交互的主体范围应包括发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务提供商、需求响应主体及电网运营企业等；
- 4) **交互方式。**应支持自动定时推送、按条件推送、连续滚动推送及手动触发推送 4 种方式；
- 5) **模型对接。**支持与其他系统进行模型映射与对接。

6.16.2 校验与锁定

对于接入至电力市场运营系统的数据，应支持对接入数据的准确性、一致性、及时性、合理性和完整性的校验；应支持校验规则的设置，当校验结果超出标准值时，系统应提示或告警；应支持数据锁定与解锁，对锁定后的数据不允许修改与再次接入。

6.16.3 与横向系统交互

- 1) **交互对象。**应支持与交易、调度、财务、营销等系统进行数据交互。
- 2) **输入数据**

- **上网关口表计底码**。包括关口表计编号、数据采集时间、关口表计正向底码、关口表计反向底码等属性；
 - **上网关口表计电量**。包括关口表计编号、数据开始时间、数据结束时间、关口表计正向电量、关口表计反向电量等属性；
 - **机组实时出力**。包括机组编号、机组名称、数据采集时间、机组出力数据等属性；
 - **机组发电量**。包括机组编号、机组名称、数据开始时间、数据结束时间、发电量等属性；
 - **机组上网电量**。包括机组编号、机组名称、数据开始时间、数据结束时间、上网电量等属性；
 - **电力用户用电量**。包括用户编号、用户名称、数据开始时间、数据结束时间、用电量等属性；
 - **合同分解曲线**。包括合同编号、合同条款、合同执行周期、电量曲线、电价曲线等属性；
 - **交易出清结果**。包括交易编号、交易时段、日前、日内和实时电能市场及辅助服务市场的出清电量、电价曲线等属性；
- 3) **输出数据**。支持输出结算单元的结算结果及其明细数据。

6.16.4 与其他市场交互

- 1) **交互对象**。应支持与其他电力市场交易平台之间进行数据交互。
- 2) **输入数据**
 - **交易出清数据**。参与其他市场的交易出清结果的电量、电价数据；
 - **结算账单数据**。发布的结算账单及其明细数据。包括市场主体编号、名称、合同交易编号、结算时段、电费数据类型、结算电量、电价、电费等属性。
- 3) **输出数据**。应支持输出本省各结算单元的结算账单数据及其明细数据。

6.17 其他指南

6.17.1 数据指南

- 1) **数据状态**。应具备数据状态的标志管理，校验状态包括未校验、校验未通过、校验通过；质量状态包括质量合格、不合格、待验证。
- 2) **数据存储**。分钟级与小时级明细数据须保留 3 个月以上；日数据须保留 6 个月以上；周数据及月数据须保留 13 个月以上；追补清算数据须保留 2 年以上。对于已发布的历史结算账单数据、清算账单数据、争议处理记录、数据修正记录、特殊事件记录及操作日志数据须永久保留。有条件的可对上述所有历史数据做永久保留。

3) 数据备份

- **增量备份。**分钟级与小时级明细数据需按日增量备份；日统计数据、周统计数据需按周增量备份；月结算数据需按月增量备份；争议数据、数据修正、价格调整、关口表计变更等事件及相关附件可视情况按月或其他周期进行增量备份；
- **全量备份。**每月对结算数据库进行一次全量备份。

6.17.2 性能指南

1) 查询指南

- **简单数据查询性能指南。**简单数据查询界面响应时间不超过 2 秒；
- **复杂数据查询性能指南。**复杂数据查询界面响应时间不超过 5 秒。

2) 计算指南

- **按日计算性能指南。**对于每日计算的数据，单次响应时间不超过 3 分钟；
- **按周计算性能指南。**对于每周计算的数据，单次响应时间不超过 5 分钟；
- **按月计算性能指南。**对于每月计算的数据，单次响应时间不超过 10 分钟。

3) 计算规模

- **成员数量规模指南。**结算计算支持的成员数量不低于 1 万个；
- **计算数据规模指南。**结算计算支持数据量不低于 1000 万条。

6.17.3 安全性指南

须按照信息安全、数据安全、生产运行安全等有关规定，满足结算系统的安全性要求。

6.17.4 可靠性指南

系统须有 1 个以上备用节点，结算执行期内，单个系统节点（或主节点）的运行可用率应不低于 99%，并且在 1 年内不超过 2 次以上故障；多个节点同时在线运行时，其系统总的可用率应不低于 99.99%，且在 1 年内不超过 1 次以上的全系统故障，恢复时间要求在 1 个小时以内。

6.17.5 人机界面设计指南

人机界面总体上应以用户为中心，遵循逻辑性、结构性、一致性、友好性等原则。

1) 逻辑性原则

按照业务的处理顺序、访问查看顺序，合理设计界面的层次结构，操作的逻

辑性强，满足操作有序、逐层深入的顺序原则。应考虑业务顺序、使用习惯、信息重要性、操作频度等方面，综合考虑与设计人机界面。

2) 结构性原则

界面设计遵循结构化设计，减少操作复杂度，与业务逻辑相适应。各模块之间逻辑清晰、结构合理，系统具有逻辑性较强的层次结构。

3) 一致性原则

界面设计在核心元素上保持风格一致，界面图标、控件、配色以及字体等保持一致。系统须具有较强的整体性，操作方式一致。

4) 友好性原则

界面需具备友好的交互性，操作便捷，设计合理。具有较强的可操作性、健壮性、易学习性及可扩展性。同时人机界面设计围绕用户为中心，基于用户的业务需求，提供直观便捷的使用场景。