

江苏省电力现货交易规则

(征求意见稿)

江苏能源监管办

2021年11月

江苏省电力现货交易规则

(征求意见稿)

江苏能源监管办

2021年11月

目 录

第一章 总则	1
第二章 术语定义	4
第三章 市场成员	9
第一节 市场成员定义	9
第二节 市场成员权利义务	9
第三节 市场成员准入	14
第四节 市场成员信息变更	16
第五节 市场成员退出	19
第四章 日前市场运行	21
第一节 组织方式与交易时间	21
第二节 机组参数	22
第三节 机组运行状态	24
第四节 日前市场运行边界条件	27
第五节 日前市场交易申报	28
第六节 市场异常行为检测以及处理方法	32
第七节 日前市场出清机制	33
第八节 日前市场价格机制	35
第九节 日前市场结果校核	36
第十节 日前市场结果发布	37
第五章 实时市场运行	39

第一节	组织方式与交易时间	39
第二节	机组参数	40
第三节	机组运行状态	40
第四节	实时市场运行边界条件	42
第五节	实时市场交易申报	43
第六节	市场力监测以及缓解	45
第七节	实时市场的出清机制	45
第八节	实时市场价格机制	47
第九节	实时市场结果校核	48
第十节	实时市场结果发布	49
第十一节	滚动机组组合	50
第十二节	必开必停机组处理方式	55
第十三节	机组非故障停运	56
第十四节	实时运行调整	57
第六章	辅助服务市场	60
第一节	辅助服务类别	60
第二节	非旋转备用辅助服务	61
第三节	旋转备用辅助服务	63
第四节	调频辅助服务	65
第五节	黑启动辅助服务	65
第六节	辅助服务转让	67
第七节	辅助服务资格中止	70
第七章	中长期市场与现货市场的衔接	71

江苏省电力现货交易规则

第一节	市场衔接原则	71
第二节	中长期合约调整机制	72
第三节	中长期合约缺额考核	73
第八章	计量和结算	74
第一节	市场计量及抄表	74
第二节	结算原则	75
第三节	结算流程	78
第四节	退补管理	81
第九章	信息披露	83
第一节	信息披露内容	83
第二节	信息披露变更	90
第三节	信息披露方式及时间	91
第四节	监督管理	91
第五节	保密责任	92
第六节	信息封存	93
第七节	其他	94
第十章	风险防范	96
第一节	职责分工	96
第二节	风险分类	96
第三节	工作要求和程序	97
第十一章	信用管理	101
第一节	职责分工	101
第二节	信用等级评价	102

第三节	市场履约风险	103
第四节	信用预警	105
第五节	履约保函	107
第六节	履约风险防范	112
第十二章	市场监管	114
附录一	日前市场数学模型	115
第一节	包含辅助服务出清的安全约束机组组合（SCUC）数学模型	115
第二节	安全约束经济调度（SCED）数学模型	126
第三节	日前市场节点、分区电价计算模型	134
第四节	日前市场辅助服务价格计算模型	136
第五节	调频辅助服务市场申报补充说明	137
附录二	实时市场数学模型	140
第一节	安全约束经济调度（SCED）数学模型（一阶段）	140
第二节	安全约束经济调度（SCED）数学模型（二阶段）	148
第三节	实时市场节点、分区电价计算模型	156
第四节	容量电价数学模型	159
第五节	滚动机组组合（RRUC）数学模型	160
附录三	市场异常行为及市场力的判定与处理方法	168
第一节	市场异常行为的定义	168
第二节	市场异常行为检测指标	171
第三节	市场异常行为的处理方法	176
附录四	现货市场结算公式明细	179

第一节	现货市场结算和辅助服务资金分摊	179
第二节	电能量及辅助服务偏差量考核度量方法	185
第三节	不平衡资金结算	187
附录五	市场主体报价信息	199
第一节	日前市场发电侧申报表	199
第二节	日前市场用户侧申报表	200
第三节	实时市场发电侧申报表	200
第四节	实时市场用户侧申报表	200
第五节	非旋转备用辅助服务申报表	201

第一章 总则

第1条 为规范江苏电力现货市场运营和管理，依法维护市场成员合法权益，保障电力现货市场安全、高效运营，促进可再生能源消纳，制定《江苏省电力现货交易规则》(以下简称“本规则”)

第2条 依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》、《电力监管条例》(国务院令 第 432 号)、《电力市场运营基本规则》(电监会令 第 10 号)、《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9 号)及其配套文件、《国家发展改革委、国家能源局<关于深化电力现货市场建设试点工作的意见>的通知》(发改办能源规〔2019〕828 号)、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于<关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知>》(发改办体改〔2021〕339 号)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439 号)、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(发改办价格〔2021〕809 号)、《省发展改革委关于进一步做好深化燃煤发电上网电价市场化改革工作的通知》(苏发改价格发〔2021〕1008 号)、《江苏电力现货市场建设方案》等文件和有关法律、法规，结合江苏电网实际情况，制定

本规则。

第3条 本规则编制遵循的主要原则：

市场导向。在国家发改委、国家能源局指导下，充分考虑电力工业发展规律和各市场主体合法权益，通过建立完善电力现货交易机制，进一步发挥市场机制作用，以市场价格信号引导电力生产和消费，实现资源优化配置，实现电力行业健康稳定发展。

安全第一。尊重电力生产超前组织和实时平衡的物理属性，以及电力作为商品的普遍属性，完善建立电力现货市场，保证电力系统长期安全稳定运行和实时平衡。

积极稳妥。按照总体规划、有序推进的原则，坚持市场化方向，积极推进电力现货市场建设。根据江苏省情、网情，逐步扩大市场主体，不断完善价格机制，持续加强交易体系，稳妥开展电力现货市场建设。

因地制宜。统筹今后电力行业供给侧、消费侧结构性变化，立足当前煤电装机比重大、可再生能源装机及区外受电占比高等客观情况，因地制宜、实事求是的构建符合江苏特点、主体多元、竞争有序的电力现货市场体系。

清洁低碳。通过现货市场价格信号，充分挖掘系统调节潜力，着力构建适应大规模清洁能源消纳需要的市场机制，提升新能源消纳能力，促进能源清洁低碳发展。

科学监管。加强电力现货市场监督管理，完善监管措施和

手段，提高科学监管水平，保证电力现货市场平稳、规范、有序运营。

第4条 本规则适用于江苏电力现货电能量市场以及辅助服务市场的运营、管理与结算。

第5条 各电力市场成员必须严格遵守市场规则，自觉自律，不得以任何形式操纵市场、篡改市场交易和结算结果、行使市场力、损害其他市场成员的合法权益。

第6条 **XXX、XXX、XXX** 根据职能依法履行江苏电力现货市场的监管职责。

第二章 术语定义

第7条 A类旋转备用：发电机组或其他辅助服务单元提供的辅助服务。发电机组/辅助服务单元能够在XX分钟以内将出力增加到一定水平，并维持一定时间。

第8条 B类旋转备用：发电机组或其他辅助服务单元提供的辅助服务。发电机组/辅助服务单元能够在XX分钟以内将出力增加到一定水平，并维持一定时间。

第9条 D-1日：指日前市场出清日，一般情况下为运行日前一个法定工作日。

第10条 D日：指运行日，实时市场出清以及实时运行的自然日。

第11条 T时：指实时运行开始的时间点。

第12条 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。

第13条 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，

以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组启停计划。

第14条 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，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

第15条 必开机组、必停机组：由于对外供热等民生需要、供电保障、电压支撑、保障电网安全运行等原因，由电力调度机构设置为运行或停运状态的机组或机组群。

第16条 电力现货市场：包括电能量市场以及辅助服务市场。

第17条 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

第18条 调频辅助服务：为解决负荷侧的用电波动，通过发电机自动装置实时调整发电出力，维持电网频率在 50 赫兹，满足发电侧出力和用户侧负荷的实时平衡，其调节效果通过一段时间内发电出力调整量来衡量。

第19条 二类用户：指经售电公司代理参与市场交易的电力用户。

第20条 非计划停运：设备不可用但又不是计划停运状态。非计划停运分为 4 类：第一类指必须立即从可用状态改变为不可用状态；第二类指设备虽不需立即停运，但不能延至 24h 以后停运的；第三类指设备可延至 24h 以后停运的；第四类指计划停运的设备超过计划停运时间不能按期恢复可用状态的。

第21条 新能源机组：指以风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等非传统能源作为一次能源的机组。

第22条 非旋转备用：是指处于停机状态的机组（1）可以在1小时内并网并提升至最小稳定技术出力，并且（2）有能力在未来至少3个小时内稳定运行的辅助服务形式。非旋转备用也可由可控负荷或者虚拟电厂提供，但仍需要满足稳定运行的条件。

第23条 分区电价：将电网分成若干价区，并按相同原则形成不同价区的电能量价格。

第24条 负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。

第25条 黑启动：是指在重大系统故障或全系统范围停电的情况下，在没有电网支持的情况下重启无自启动能力的发电机组，逐渐扩大系统恢复范围，最终实现整个系统的恢复。

第26条 黑启动测试：是指由电力调度机构组织，发电机组在规定时间内，在不依赖外来电源的条件下，完成对没有自启动能力的发电机组的重启。

第27条 节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类设备的运行特性的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能量价格与阻塞价格两

部分构成，不包括辅助服务等费用。

第28条 可控负荷：指在电力市场中，可以通过增加、限制或中断用电一段时间来提供辅助服务的特定用户的负荷。

第29条 可再生能源机组：指以风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源作为一次能源的机组。

第30条 偏差考核：现货市场中，对电量或辅助服务的偏差进行的经济处罚。

第31条 区域控制偏差（Area Control Error, ACE）：指考虑频率误差的情况下，电网中某一控制区域内的计划与实际功率偏差。

第32条 日前电能量市场：运行日提前1日（D-1日）进行的决定运行日（D日）资源组合状态和计划的电能量交易市场。

第33条 上网电量：指发电企业的主网架接入点的计量的电量，即发电企业送入电网的电量。

第34条 实时电能量市场：运行日（D日）进行的决定（D日）未来15分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

第35条 市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

第36条 市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

第37条 无气停机：指燃气发电机组由于一次能源供应短缺而处于非故障停机的状态。

第38条 下网电量：指从电网获得的电量，即消耗的电量。

第39条 虚拟电厂：指在电力系统中，通过聚合分布式电源、储能系统、电动汽车等分散式能源资源，在一段时间内提供或消耗电能量来提供辅助服务的电力单元。

第40条 一类用户：指直接参与批发市场交易的电力大用户。

第41条 有序用电：指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

第42条 自动发电控制系统(Automatic Generation Control, AGC)：通过自动增加或减少发电机组的出力，以响应不断变化的系统负荷需求。

第三章 市场成员

第一节 市场成员定义

第43条 江苏电力现货市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

第44条 市场主体包括发电企业、一类用户以及售电公司。

第45条 电网企业指国家电网江苏省电力有限公司。

第46条 市场运营机构包括江苏电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）、江苏电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）。

第二节 市场成员权利义务

第47条 发电企业的基本权利义务：

- (1) 按规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；
- (2) 与参与现货交易的一类用户、售电公司或电网企业（代理优用用户）签订和履行市场化交易形成的电力合约；
- (3) 获得公平的输电服务和电网接入服务；
- (4) 按规定披露和提供信息，配合市场运营机构确认市场化交易形成的电力合约，按照要求向市场运营机构提供相关运行参数等；

- (5) 获得市场交易相关信息，并承担保密义务；
- (6) 执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；
- (7) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第48条 电力用户的基本权利义务：

- (1) 按规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；
- (2) 与参与现货交易的发电企业、售电公司或电网企业（代理优发机组）签订和履行市场化交易形成的电力合约；
- (3) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加、承担交叉补贴等费用；
- (4) 按规定披露和提供信息，配合市场运营机构（一类用户）、售电公司（二类用户）提供市场化交易形成的电力合约；
- (5) 获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不得泄露市场信息；
- (6) 遵守电力调度机构的调度相关规程；
- (7) 在系统特殊运行状况下（如事故、电力供应紧张等），执行有序用电；
- (8) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第49条 售电公司的基本权利义务:

- (1) 按规则参与现货交易, 执行现货市场出清结果;
- (2) 与参与现货交易的发电企业、其他售电公司、一类用户签订和履行市场化交易形成的电力合约;
- (3) 与参与现货交易的二类用户签订和履行相关协议, 明确职责义务、电力合约、现货市场分成比例等;
- (4) 为参与现货交易的二类用户提供现货市场履约担保;
- (5) 按规定披露和提供信息, 向市场运营机构提供二类用户电力合约、分成比例等信息, 并负责做好代理用户的相关信息确认工作;
- (6) 获得市场交易和输配电服务等相关信息, 并承担保密义务, 不得泄露市场信息;
- (7) 在系统特殊运行状况下(如事故、电力供应紧张等), 协助安排用户有序用电;
- (8) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第50条 电网企业的基本权利义务:

- (1) 保障输配电设施的安全稳定运行;
- (2) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务;
- (3) 按照规定向市场主体提供报装、结算、计量、抄表、

收催缴电费、维修等各类供电服务；

- (4) 负责配合实施有序用电管理；
- (5) 与优先发电（不含燃煤发电）机组签订中长期购电合约，用于保障居民、农业用户用电；
- (6) 为未直接参与市场交易的工商业用户提供代理购电服务，并与其签订零售电力合约；
- (7) 为居民、农业等优用用户提供代理购电的服务，并与其签订零售电力合约；
- (8) 配合电力调度机构，督促用户执行现货市场（辅助服务）交易结果；
- (9) 配合电力调度机构开展现货市场交易，提供其代理用户的分时分区电力电量、需求侧管理情况等用电信息（按照工商业、居民、农业用户用电量单独预测）；
- (10) 负责市场主体各类交易合同结算资金的核算、收取和支付；
- (11) 按规定披露和提供信息，承担保密义务，不得泄露市场信息；
- (12) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第51条 电力调度机构的基本权利义务：

- (1) 保障电力系统的实时运行安全，并按照《江苏电力

- 系统调度规程》以及本规则相关规定实施调度管理；
- (2) 与电力交易机构共同负责建设、运维电力现货市场技术支持系统，拟定相关技术标准；
 - (3) 负责开展现货市场交易及配套的辅助服务市场交易组织、出清、结算和执行；
 - (4) 组织安排包括辅助服务需求量计算以及系统充裕度分析等任务；
 - (5) 按照本规则及时披露和发布市场信息；承担保密义务，不得违规泄露市场信息；
 - (6) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第52条 电力交易机构的基本权利义务：

- (1) 负责市场主体的注册和管理；
- (2) 与电力调度机构共同负责建设、运维电力现货市场技术支持系统，拟定相关技术标准；
- (3) 为市场主体提供备选的中长期电量合同的标准分解曲线；
- (4) 配合电力调度机构开展现货市场交易及配套的辅助服务市场交易组织、出清、结算和执行；
- (5) 归口年、月、月内市场成员的电力合约；组织发电企业确认一类用户、售电公司现货合约；组织售电公司申报二类用户现货合约分解、分成比例等；

(6) 按照规定披露和发布市场信息，承担保密义务；

(7) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第三节 市场成员准入

第53条 参与电力现货市场的市场主体应递交注册申请，经电力交易机构批准审核通过后方可成为市场成员。

第54条 市场成员的注册必须向电力交易机构提交如下信息：

(1) 市场成员的名称、地址、联系人与联系方式；

(2) 市场成员的结算单的邮寄地址；

(3) 市场成员的结算相关的银行账户信息；

(4) 其他相关注册信息。

第55条 市场成员的注册必须满足以下条件：

(1) 符合相关法律法规；

(2) 遵守市场规则规定的相关义务；

(3) 提交第54条规定的市场成员相关注册信息；

(4) 提交注册申请并缴纳相关费用；

(5) 满足第十二章所规定的信用管理要求；

(6) 其他市场成员准入的补充说明。

第56条 电力交易机构可在收到市场成员注册申请的10个工作日内要求(1)申请方按照规定补充完善注册信息，以及(2)要求市场主体对于电力交易机构提出的具体问题作出解释说明。

第57条 如果申请方未在收到电力交易机构反馈后15个工作日内提供第56条中电力交易机构要求的补充信息或解释说明，则视为自动撤销申请，注册流程终止。申请方可与电力交易机构协商延长此期限，原则上应允许申请方在未对市场运行造成重大影响的情况下延长最多30个工作日。

第58条 电力交易机构应在收到申请方注册申请或申请方根据第57条补充材料后的15个工作日内完成材料审核，并依照准入要求做出如下决定之一：（1）通过注册申请，申请者在入市申请规定的日期正式成为市场成员；（2）拒绝其注册申请并给出解释。

第59条 10kV及以上的工商业用户原则上应全部参与市场交易（注册为一类或二类用户）。对于暂无法直接参与市场交易的，应当由电网企业代理购电。已参与市场交易、在无正当理由情况下改为电网企业代理购电的工商业用户，其价格按电网企业代理其他用户购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加价格组成。

第60条 对于10kV以下的工商业用户鼓励其直接参与市场交易（注册为一类或二类用户）；未直接参与市场交易的用戶应由电网企业代理购电。

第61条 尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上应直接参与市场交易，尚未参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理其他用户购电价格的1.5倍、输配电价、

政府性基金及附加价格组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易。

第62条 电网企业首次代理工商业用户购电时，应至少提前1个月通知用户，期间应积极履行告知义务，与电力用户签订代理购电合同。在规定时限内未注册为一类/二类用户，也未与电网企业签订代理购电合同的用户，默认由电网企业代理购电。

第63条 居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业代理购电，其售电价格为现行目录销售电价。

第四节 市场成员信息变更

第64条 市场主体注册信息发生变化时，应及时向电力交易机构申请注册信息变更，并抄送电力调度机构。电力交易机构以及电力调度机构应当在15个工作日内完成信息变更材料审核后，注册信息变更生效。

第65条 市场成员应当在电力交易机构注册其所拥有/代理的发电机组/用户参与电力批发市场的交易。

第66条 市场主体可以在提交入市申请时同时提交其拥有/代理的发电机组/用户的注册申请，也可以在成为市场成员之后提交新的发电机组/用户的注册申请。

第67条 原则上市场成员应当提交如下发电机组/负荷的详

细信息便于电力交易机构完成注册：

- (1) 发电机组/用户的所有方以及运营方名称；
- (2) 发电机组/用户所属的市场成员的相关信息；
- (3) 发电机组/用户开始投入运行，以及拟参与市场交易的日期；
- (4) 发电机组应提交其燃料类型、机组所处的节点位置、机组与电网之间的计量电表的编号、机组与电网企业的并网协议副本、以及提供或使用各项电力服务（包括辅助服务）的相关数据。
- (5) 用户应提交其所处的节点位置，与电网之间的计量电表编号、与电网企业的并网协议副本、以及提供或使用各项电力服务的相关数据。
- (6) 电力交易机构以及电力调度机构合理要求的其他数据与信息；
- (7) 第 71 条至第 73 条所规定优发机组及优用用户合同的补充要求；
- (8) 依据其他相关的政府条例以及补充说明所要求的其他信息。

第68条 市场主体应将发电机组/用户注册申请表提交至电力交易机构，并抄送电力调度机构。电力交易机构根据电力调度机构的技术评估反馈，结合发电机组/用户准入要求，在 15 个工作日内可（1）要求申请方按照规定补充相关信息，或（2）

对于电力交易机构提出的问题作出解释。

第69条 若申请方未在 15 个工作日内提供第 68 条中电力交易机构要求的补充信息，视为自动撤销申请。申请方可与电力交易机构协商延长此期限，原则上在没有对于市场运行造成重大影响的情况下可延长最多 30 个工作日。

第70条 电力交易机构在收到注册申请或者申请方根据第 69 条提交的补充信息的 15 个工作日内完成对于申请材料的审核，并依照准入要求作出如下决定：（1）同意其注册申请，明确其注册生效日期；（2）拒绝其注册申请，（3）将其申请批准延期至最多 12 个月，要求申请方提交相关材料直到其满足注册要求。

第71条 市场成员拟注册的发电机组若为新能源机组，原则上鼓励其以直接交易方式参与电力市场，与一类用户或售电公司签订中长期合约，并参与现货市场出清。否则，该机组应与电网企业签订保障购电合约。

第72条 市场成员拟注册的新能源机组，若选择与电网企业签订保障购电合约，该合约在结算上视为中长期合约，合约价格为政府确定的保障收购价格。每个月的分时段合约电量由电网企业根据自身用户负荷预测，在最迟上一个月 15 日前与新能源机组协商确定。交易时段的日前申报出力与保障购电合约偏差部分按照日前市场价格结算。

第73条 拟注册的发电机组/用户若涉及中长期电量合约，

则需要由签约双方自行约定该电量合约的分解方式，或委托电力交易机构按照相关规则，标准化分解该电量合约。合约的分解方式需经签约双方同意之后作为修订条款写入原中长期合约并生效执行。

第74条 市场成员申请其所属发电机组/用户注销，应至少在拟注销日期前45天向电力交易机构提出申请，同时抄送电力调度机构。

第75条 电力调度机构应当收到注销申请起的10个工作日内对该机组/用户注销资格对电网的安全性与可靠性带来的影响进行初步技术评估，并结合市场规定作出如下决定之一：（1）同意其注销资格，注销日期起该机组/用户停止参与电力批发市场，并停止使用相关服务；（2）不同意其注销资格，将与其协商继续运行条件，期间不得继续申请注销；（3）进行进一步的技术评估，并在最多45个工作日内做出决定（1）或者决定（2）。

第五节 市场成员退出

第76条 参与现货电能量市场的一类用户和售电公司原则上在一个自然年内不得退出市场。参与现货市场满一年后，可自愿提交退出现货市场申请，申请经市场运营机构审核后生效。

第77条 电网企业、市场运营机构原则上不允许退出现货市场。

第78条 市场成员如需退出现货市场，应明确其拟退出市

场日期,并至少在该日期前90天向电力交易机构提出退出申请,同时抄送电力调度机构。

第79条 市场成员如果退出市场,除非特殊说明,一律视为其名下所有的发电机组/用户一并注销。

第80条 电力调度机构应当在提交退出申请的10个工作日内评估该市场成员名下所有机组/负荷注销对电网的安全性与可靠性带来的影响,以及市场成员应收应付款项状况以及违约补救情况,并结合市场相关规定做出如下决定之一:(1)同意其注销资格,该市场成员从拟停止市场交易日期起停止参与电力批发市场,并停止使用相关电力服务;(2)不同意其注销资格,与该市场成员协商其名下发电机组/负荷的转让、注销,以及各种款项处理等内容,在协商过程中该市场主体仍具有市场成员资格,具有市场成员的权利和义务;(3)进行进一步的技术评估,在最多45个工作日内做出决定(1)或决定(2)。

第四章 日前市场运行

第一节 组织方式与交易时间

第81条 日前市场采用全电量竞争、电能量与辅助服务共同出清的模式进行组织交易。

第82条 D-1日，参与现货市场的发电侧与用电侧市场成员（一类用户与售电商）在日前市场中申报D日的电能量市场以及辅助服务（旋转备用以及调频服务）的量价信息。电网企业代理政府采购合约用户在日前市场中不报价，申报的用电量由电力调度机构对于其D日的用电需求曲线代替。

第83条 各市场主体申报的日前电能量市场量、价信息，均指计量点上网、下网电量，以及对应的上网、下网度电电能量价格（含税，不含辅助服务费用、容量补偿费用、不平衡资金分摊、输配电价、政府基金及附加等）。

第84条 电力调度机构综合考虑系统负荷预测、市场主体的报价信息（包括电网公司对其代理用户的分类负荷预测）、区外来电情况、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）进行集中优化计算，多市场共同出清得到D日的机组开机组合、分时发电出力曲线、

节点电价、分区电价以及辅助服务市场出清结果。

第85条 每个法定工作日（以下称 D-1 日）开展运行日（以下称 D 日）日前市场交易，交易对象为下一个自然日至下一个工作日的发用电量及辅助服务容量。每个自然日含有 96 个交易出清时段。

第二节 机组参数

第86条 参与现货市场交易的发电机组必须向电力调度机构提交机组的运行参数。发电企业如需变更，应通过运行参数变更管理流程申请更改。机组的运行参数包括：

- (1) 发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；
- (2) 发电机组最小稳定技术出力，单位为 MW；
- (3) 发电机组有功功率调节速率（包括上爬坡以及下爬坡的调节速率），单位为 MW/分钟；
- (4) 发电机组厂用电率，单位为百分数；
- (5) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；
- (6) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(7) 最小连续开机时间，表示机组开机后距离下次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；

(8) 最小连续停机时间，表示机组停机后距离下次开机至少需要连续停机的时间，单位为小时；

(9) 电力调度机构所需的其他参数。

第87条 参与现货市场交易的发电机组应向电力调度机构提交机组的缺省申报参数。若发电机组在现货市场的各时段中处于可参与市场状态且未提交报价，电力调度机构可采用机组提交的缺省申报参数进行申报出清。缺省申报参数包括：

(1) 机组的启动成本与停机成本，单位为元；

(2) 机组在最小稳定技术出力处的发电成本，单位为元/小时；

(3) 机组的典型电能量报价曲线，可最多申报 10 段，每段区间需申报发电出力的起点功率（MW）、终点功率（MW）以及区间内的报价（元/MWh）。第 1 段报价曲线的起点功率应为该机组的最小稳定技术出力；最后一段报价曲线的终点功率应为该机组的发电容量上限。前一段报价曲线的终点功率应当等于后一段报价曲线的起点功率，且各段报价应当为随出力增加单调非递减。每个报价段的首末点功率之差不能低于机组额定有功功率与最小稳定技术出力之差的 XX%，每段报价的电能量价格均不

超过申报价格的上、下限。

第88条 若参与现货市场交易的发电机组未及时提交缺省申报参数，则由电力调度机构根据机组的类别以及机组的容量范围，结合机组的运行参数确定该机组的（1）启动成本与停机成本，（2）最小稳定技术出力处的发电成本，以及（3）机组的典型电能量报价曲线（共1段）。

第89条 电力调度机构应当及时通知发电机组提交缺省申报参数；各台发电机组的缺省申报参数原则上一年可提交或变更X次，由发电企业向电力调度机构提出申请。

第三节 机组运行状态

第90条 电力调度机构应根据机组检修批复情况，在 D-1 日上午 9:00 前发布 D 日调管范围内机组的 96 点状态，各发电企业应在 09:30 前在现货市场技术支持系统中进行确认，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的机组状态。

机组状态包括可参与市场、不可参与市场两大类。

（1）可参与市场状态：包括运行、旋转备用及调试。

运行状态是指机组在线并产生电能量的状态。处于该状态的机组可在日前市场中参与电能量市场，旋转备用及调频辅助服务市场。

旋转备用状态特指快速启停机组处于停机状态。处于该状态的机组在日前市场中只可参与旋转备用辅助服务市

场，不可参与日前电能量及调频辅助服务市场。

调试状态是指已向电力调度机构报送D日的运行计划发电机组。处于调试状态的机组在日前电能量市场由电力交易机构代为报价，且无法参与日前辅助服务市场。

(2) 不可参与市场状态：包括非旋转备用、必开/必停、机组检修（计划、临检）、非计划停运、无气停机等情况。

非旋转备用状态是指该机组在非旋转备用市场的该运行时段已经中标。处于非旋转备用状态的机组无法参与该时段电能量市场及其他辅助服务市场。

必开/必停机组是指为了保障电力系统的安全运行，或是对外供热等民生需要，由电力调度机构指定运行状态的发电机组。

机组检修、非计划停运、无气停机状态下的机组均无法参与日前电能量市场及辅助服务市场。

第91条 发电机组的计划运行状态与电力调度机构发布的情况存在偏差时：

- (1) 发电机组可在满足机组启停约束的条件下自由在“运行”以及“旋转备用”状态之间变更；
- (2) 除非电力调度机构公布的运行状态与机组非旋转备用市场中标状态相矛盾，或是非旋转备用中标的发电机组出现故障/无气停机从而无法继续提供备

用，否则机组不能将“非旋转备用”状态变更为其它状态，或是从其它状态变更为“非旋转备用状态”。

满足以上变更条件的发电机组在变更状态前需向电力调度机构说明变更的原因，并得到电力调度机构的批准。

- (3) 发电机组实际发电计划与电力调度机构发布的情况存在偏差的，若偏差在两小时之内，发电机组可以自行更改该时间段内的机组状态。若存在较大时间段内偏差，发电企业需要与电力调度机构进行协商处理，或者办理改期、延期等手续。

第92条 D-1日 09:30前，各电厂通过现货市场技术支持系统申报机组在D日各运行时段出力上下限及受限原因。如未申报，默认机组出力上下限为该机组申报运行参数中的额定有功功率及最小稳定技术出力。

第93条 D-1日 14:00前，经电力调度机构同意于D日试验（调试）机组，应通过现货市场技术支持系统报送D日调试时段中每15分钟的调试出力计划，交电力调度机构审核。

第94条 日前市场出清后确定机组是否为不可定价机组。不可定价机组包括：

- (1) 日前市场中确定的必开机组：必开机组在必开时段内的机组状态为必开状态，则机组不参与市场定价。必开机组在必开时段内自行将机组状态调整为运行状态，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；若必开机组的必开最小出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组最小出力之上的发电量可参与市场定价。

(2) 调试机组：申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为运行，且为不可定价机组。

(3) 热电联产机组：申报了运行日供热计划的热电联产机组，在供热时段内的机组状态为运行，且为可定价机组。

(4) 处于开/停机过程中的机组：处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与市场定价。

(5) 最小连续开机时间内机组：发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

第四节 日前市场运行边界条件

第95条 日前市场的边界条件包括：日前负荷预测，辅助服务市场（旋转备用、调频服务）需求量、非旋转备用的出清结果、电力调度机构已经确定的必开/必停机组、输变电设备的检修计划、输变电设备投产和退役计划、电网安全约束等。

第96条 电力调度机构应依据电网备用管理要求及系统长

期安全运行需要，考虑气象变化、用电趋势、发输变电设备检修、发输变电设备状况、电力保供、可再生能源预测、可再生能源消纳等情况，合理确定 D 日全网、分区运行旋转备用与调频服务需求量作为日前电能量市场出清边界条件。

第97条 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 D 日的输变电设备检修计划，作为日前电能量市场出清边界条件。

第98条 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 D 日的输变电设备投产与退役计划，作为日前电能量市场出清边界条件。

第99条 电力调度机构基于所掌握的 D 日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，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，并作为日前电能量市场优化出清的边界条件。

第五节 日前市场交易申报

第100条 综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力、一次能源供应价格，由 XX、XX 设置日前市场电能量、辅助服务申报价格上下限、以及出清节点价格上下限。

第101条 10 个自然日至 D-1 日 10:00 前，电力交易机构提取中长期合约电量曲线分解信息，与相关市场主体确认无误后

封存，作为日前市场结算的依据。

第102条 10个自然日至日前市场申报关闸前，处于可参与市场状态的发电机组、售电公司及一类用户可通过现货市场技术支持系统向电力调度机构提交日前电能量及辅助服务市场申报信息。

第103条 无论是否参与日前市场，风电、太阳能、水电等机组均应向电力调度机构申报次日发电预测曲线(15分钟区间，96点预测曲线)。

第104条 发电机组在日前电能量市场申报信息包括：

- (1) 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。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。
- (2) 最小稳定技术出力运行费用：是指机组运行在最小稳定技术出力处的电能量成本，单位为元/小时。该费用不包括机组的启停费用。
- (3) 报价曲线：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，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)。最小稳定技术出力不为零的发

发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小稳定技术出力，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为上一个报价段的出力终点。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与最小稳定技术出力之差的 XX%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。

第105条 符合条件的发电机组可以在特定的辅助服务市场（旋转备用、调频服务）中进行信息申报。申报信息的要求参照第六章的相关规定。

第106条 发电机组在其处于调试运行的状态时间段内，不参与市场定价，作为价格接受者参与市场；非调试运行时段内，应在市场中报量报价，参与出清和定价。

第107条 政府间协议、国家跨省区分电计划以及省间市场化交易送电等省间传输电量，由省内在跨省区市场上的购电/售电方进行市场申报，以跨省区市场上的出清电量为申报电量，作为价格接受者参与日前市场的出清。联络线向省内输入电量时作为发电侧主体参与市场，出清价格为其输入节点的发电侧边际电价；联络线输出电量时作为用电侧主体参与市场，出清价格为其输出节点所在区域的分区电价。同一时段、同一条联络线上，每个市场主体只能选择输入/输出中的一种方式参与市场。

第108条 用户侧市场主体在日前电能量市场中的申报信

息如下：

- (1) 售电公司在电力市场交易系统中申报其不同价区内代理用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时平均用电负荷，处于不同价区内的用户应分别申报，报价规则见本条第（3）小节；
- (2) 一类用户在电力市场交易系统中申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时平均用电负荷，报价规则见本条第（3）小节；
- (3) 一类用户和售电公司的报价：在不同电力负荷需求区间时单位电能量的价格，可最多申报 10 段，每段需申报负荷需求区间起点（MW）、负荷需求区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。第一段负荷需求报价起点为最小负荷需求，最后一段负荷需求报价终点为最大负荷需求。每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递增。每段报价段的长度不能低于最高负荷和最低负荷之差的 XX%。每段报价的电能价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。
- (4) 由电网企业代理购电的居民、农业等优用用户由电网企业统一代为申报。电网企业在每个时段需申报所有其代理购电的用户（包括工商业、居民、农业）

在该时段的各节点的分类别分区域的负荷量预测值。由电网企业代理购电的用户由电网企业代为报价。

第109条 电网企业代理购电的用户由电网企业根据用户分类（工商业、居民、农业）预测该时段各区域内该类用户总负荷，作为价格接受者参与日前市场申报与出清。

第110条 市场主体的申报信息、数据由现货市场技术支持系统按规则自动审核，通过后方可生效。在日前市场申报关闸后，未及时、正确申报信息的机组，默认采用缺省报价作为申报信息。

第六节 市场异常行为检测以及处理方法

第111条 市场异常行为包括行使市场力、市场串谋、市场操纵行为等。市场运营机构应依照附录四的相关标准对市场主体进行市场异常行为检测，保障系统的运行安全，维持市场秩序。必要时，市场运营机构可以通过电话和书面函询的方式要求市场主体或者其他相关方进行解释说明。

第112条 政府相关部门应在 XX 个工作日内对依照第 111 条及附录四认定具有市场异常行为的市场主体进行发电成本审核。审核结束后，确定其核定成本曲线（10 段的单调非递减报价，格式参照第 87 条）。机组在发电成本产生较大变化时，应及时通知电力调度机构进行重新审核，更新其核定成本曲线。

第113条 对于认定具有市场异常行为的机组，市场运营机构应参考附件四的相关内容进行处理。处理的方式包括但不限于：

- (1) 按照市场规则对市场主体未来一段时间内的报价及其他参数进行相应调整；
- (2) 当对涉事市场主体予以警告、对于市场主体及有关人员采取市场内部纪律措施；
- (3) 将违法违规线索移交电力监管机构调查处理。

第七节 日前市场出清机制

第114条 D-1日 15:30后，电力调度机构基于市场主体申报信息以及D日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）与辅助服务市场相结合，以社会福利最大化为目标，共同出清得到日前市场的交易结果，包括：

- (1) 机组开机组合；
- (2) 机组是否为不可定价机组；
- (3) 分时发电出力曲线；
- (4) 售电公司、一类用户的中标电量；
- (5) 旋转备用（A类与B类）的出清结果；
- (6) 调频服务（上调频与下调频）的出清结果；
- (7) 节点价格与分区价格；

(8) 新增的必开/必停机组信息。

第115条 日前市场的出清过程如下：

- (1) 采用包含辅助服务市场出清的安全约束机组组合 (SCUC) 程序, 计算 D 日的 96 点机组开机组合(包括运行状态机组和旋转备用状态机组)、旋转备用出清量价、调频服务出清量价;
- (2) 在运行日机组开机组合的基础上, 采用安全约束经济调度 (SCED) 程序计算 D 日 96 点的机组出力曲线、节点及分区电价、省间联络线的传输量;
- (3) 电力运营机构依照本章第八节的相关规定对 D 日日前市场的出清结果进行校核。校核通过后得到日前电能市场、旋转备用和调频辅助服务市场的出清结果。若校核不通过, 则需按照相关规定进行调整后重新运行步骤 (1) - (3);
- (4) D-1 日 17:00 前, 电力调度机构应向市场成员公布日前市场的出清结果。

第116条 若日前市场由于系统错误等原因无法在规定时间内 (D-1 日 17:00 前) 完成出清或出清结果始终无法通过安全校核, 电力调度机构可根据具体情况选择:

- (1) 日前市场出清结果的公布时间向后推迟, 滚动机组组合分析依日前市场出清结果公布时间向后顺延;
- (2) 电力调度机构参考日前市场 SCUC 的运行结果, 指

定必开机组，指定运行日各时段的发电机组运行状态以及机组的建议出力曲线；指定发电机组承担各类辅助服务，各类辅助服务市场的价格为边际机组的报价。日前市场不产生具有结算意义的电能量价格（包括节点及分区电价）。

第八节 日前市场价格机制

第117条 日前电能量市场采用节点电价定价机制。根据日前市场中的 SCED 模型的优化结果，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，从而计算出每个节点每 15 分钟的节点电价。

第118条 对于全省各个区域，以区域内每个节点的负荷为权重，计算区域内的所有节点的加权平均节点电价，得到该区域每 15 分钟区域电价。

第119条 根据日前市场中的辅助服务（旋转备用、调频）中标结果，对于全省各个区域，以区域内边际机组的中标价格作为该区域的辅助服务价格。

第120条 发电机组的日前市场电能偏差量根据该发电机组所在的节点电价进行结算。

第121条 售电公司和一类用户的日前市场电能偏差量根据该用户所在的区域电价进行结算。

第122条 发电机组的辅助服务市场中标量（旋转备用、调

频)根据该时段发电机组所在区域的辅助服务的价格进行结算。

第九节 日前市场结果校核

第123条 电力运营机构负责日前市场结果的校核。电力交易机构负责出清量价的校核，电力调度机构负责电力平衡校核与安全稳定校核。

第124条 出清量价校核指发电机组/用户在日前市场中每个时段的出清量价是否满足一定的耦合约束。这些约束包括但不限于：

- (1) 不可参与市场状态的发电机组不能中标电能量、旋转备用与调频服务；
- (2) 旋转备用状态的发电机组不能中标电能量与调频服务；
- (3) 调试状态的发电机组不能中标旋转备用与调频服务；
- (4) 必开/必停机组不能中标旋转备用与调频服务；
- (5) 发电机组各时段中标的电能量、旋转备用、上调频服务之和不超过机组的额定容量；
- (6) 发电机组各时段中标的电能量减去下调频服务容量不低于机组的最小技术出力；
- (7) 发电机组在各时段中标的电能量满足机组的最小开机/停机时间以及有功调节速率约束。

第125条 电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、增加必开/必停机组、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126条 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/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。若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、增加必开/必停机组、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。

第十节 日前市场结果发布

第127条 D-1日 17:30 前，电力调度机构通过现货市场技术支持系统发布D日的日前电能量市场交易出清结果。包括：

- (1) D日系统负荷预测（公开信息）；
- (2) D日新能源发电预测（公开信息）；
- (3) D日跨省区受电计划（公开信息）；

- (4) D日重大设备检修计划（公开信息）；
- (5) D日机组组合结果（私有信息）；
- (6) D日旋转与调频辅助服务价格（公开信息）；
- (7) D日节点及分区日前电能量价格情况(公开信息)；
- (8) D日发电机组的中标电能量以及辅助服务量（私有信息）；
- (9) D日参与日前市场的售电公司与一类用户的中标电量（私有信息）；
- (10) D日必开/必停机组信息（公开信息）。

第五章 实时市场运行

第一节 组织方式与交易时间

第128条 实时市场采用全电量申报，集中优化出清方式进行组织交易。

第129条 从日前市场结果发布至运行时段开始前30分钟，参与现货市场的发电企业在现货市场支持系统中申报实时市场的量价信息，用户侧市场成员申报用电量信息。电网企业代理政府采购合约用户在实时市场中作为价格接受者，申报的用电量由电力调度机构对于其D日的用电需求曲线代替。

第130条 各市场主体申报的实时电能量市场量、价信息，均指计量点上网、下网电力，以及对应的上网、下网度电电能量价格（含税，不含辅助服务费用、容量补偿费用、不平衡资金分摊、输配电价、政府基金及附加等）。

第131条 电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、区外来电情况、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，根据最近一次滚动机组组合在该时段的结果，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到该时段的实时发电出力曲线、节点及分区电价。

第132条 电力调度机构在每个自然日开展实时市场交易，交易对象原则上为运行日每个运行时段（整15分钟）的发用电量。实时市场的出清采用安全约束经济调度模型（SCED），一共分为两个阶段。实时市场的出清电量为第二阶段的出清电量，出清价格为由此计算出的节点与区域电价。

第二节 机组参数

第133条 参与实时市场交易的发电机组必须向电力调度机构提交机组运行参数。发电企业如需变更，应通过电力现货市场支持系统申请更改。运行参数申报要求与日前市场章节中第86条一致。

第134条 参与实时市场交易的发电机组应向电力调度机构提交机组的缺省申报参数。具体要求与与日前市场章节中第87条至第89条一致。

第三节 机组运行状态

第135条 电力调度机构应每两小时发布最新的滚动机组组合结果，结果包括滚动机组组合开始时间节点后1小时至运行日24时的机组组合，作为实时市场机组状态的参考。若发电机组实际/计划运行状态与滚动机组组合计划有较大差别，发电企业需及时通过现货市场支持系统进行报送。电力调度机构审核批准后，在实时电能量市场出清程序中对机组对应时段的运

行状态做出修改。机组的运行状态包括：

- (1) 可参与市场状态：运行、旋转备用及调试；
- (2) 不可参与市场状态：包括非旋转备用、必开/必停、机组检修（计划、临检）、非计划停运、无气停机。

第136条 若发电机组的实时运行参数与日前市场/滚动机组组合中申报/更新的参数发生较大变化（如：设备故障、临时检修、燃料供应不足、环保限制、供热量变化、突发天气状况等），发电企业需及时通过现货市场支持系统报送，电力调度机构审核批准后，在实时市场出清程序中对相应的运行参数进行修改。发电机组的运行参数主要包含以下信息：

- (1) 机组开机过程中每15分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；
- (2) 机组停机过程中每15分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；
- (3) 最新的预计并网/解列时间；
- (4) 机组出力上/下限变化情况；
- (5) 调试（试验）机组出力变化情况；
- (6) 机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况；
- (7) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的机组参数变化情况。

第137条 经电力调度机构同意于运行日试验（调试）机组，

若有调试出力计划的变更或机组状态变更，需及时通过现货市场支持系统报送，电力调度机构审核批准后，在实时市场出清程序中对相应的运行参数进行修改。

第138条 实时市场运行第一阶段SCED后确定机组是否为可定价机组。具体规则与第94条一致。

第四节 实时市场运行边界条件

第139条 电力调度机构负责开展超短期系统负荷预测和超短期母线负荷预测。

第140条 滚动更新的输变电设备检修情况，结合电网实际运行状态，作为实时市场出清的边界条件。

第141条 非旋转备用市场中的机组中标结果、日前市场中的旋转备用（30 min 与 10 min）以及调频服务（上调频与下调频）中标容量，以及在实时市场之前电力调度机构确定的必开/必停机组状态均作为实时市场出清的边界条件。

第142条 电力调度机构基于所掌握的实时基础边界条件，提出全网或区域范围内的电网安全约束，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，并作为实时市场优化出清的边界条件。

第五节 实时市场交易申报

第143条 综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，由 XX、XX 设置实时市场申报价格上下限、出清价格上下限。

第144条 从日前市场结果发布（D-1 日 19:00）至实时市场关闸前（运行时段开始前 45 分钟），处于可参与市场状态的发电企业、售电公司及一类用户可通过现货市场技术支持系统向电力调度机构提交实时电能量市场申报信息。

第145条 发电机组申报信息：发电机组的初始申报信息为其在日前市场中该时段的电能量报价，由现货市场支持系统自动提取。实时市场关闸前，发电机组可自行在系统中更新报价，报价规则与日前市场章节第 104 条（3）一致。发电机组在其处于调试运行的状态时间段内由电力交易机构根据其调试运营计划在实时市场中代为报量报价。

第146条 上级电力调度机构基于日前省间联络线计划，结合日内省间交易结果并综合考虑实时运行情况，滚动下发日内省间联络线计划。电力调度机构根据更新后的传输计划曲线，在实时市场中代为报量报价。

第147条 用户侧市场主体在实时市场中的申报信息如下：

- （1）售电公司与一类用户初始申报信息为现货市场支持系统自动提取的日前市场申报数据。售电公司与一类用户可以在实时市场关闸前按实际用电预测

曲线更新每 15 分钟运行时段的平均用电负荷。具体报价规则与日前市场章节第 108 条（3）一致。

（2）由电网企业代理购电的工商业、居民、农业等用户由电网企业统一代为申报，初始申报信息为现货市场支持系统自动提取的日前市场申报数据。电网企业可在实时市场关闸前更新其代理购电用户在该时段各节点的负荷量预测值。

第148条 政府间协议、国家跨省区分电计划以及省间市场化交易送电等省间传输电量，由省内在跨省区市场上的购电/售电方进行市场申报，以日前市场上的出清电量或者最新更新的省间传输计划电量（以后者为优先）为申报电量，作为价格接受者参与实时市场的出清。联络线向省内输入电量时作为发电侧主体参与市场，出清价格为其输入节点的发电侧边际电价；联络线输出电量时作为用电侧主体参与市场，出清价格为其输出节点所在区域的分区电价。同一时段、同一条联络线上，每个市场主体只能选择输入/输出中的一种方式参与市场。

第149条 电网企业代理购电的用户由电网企业根据用户分类（工商业、居民、农业）预测该时段各区域内该类用户总负荷，作为价格接受者参与实时市场申报与出清。

第150条 市场主体的申报信息、数据由现货市场技术支持系统按规则自动审核，通过后方可生效。在实时市场申报关闸后，未及时、正确申报信息的市场主体，默认采用其在实时市

场的初始申报信息进行出清与结算。

第六节 市场力监测以及缓解

第151条 实时市场中市场力监测以及缓解措施与日前市场第111条至第113条一致。

第七节 实时市场的出清机制

第152条 实时市场中，电力调度机构基于最新的电网运行状态、发电侧及用电侧市场主体的申报信息、超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，基于最近一次滚动机组组合在该运行时段的机组组合结果，以社会福利最大化为目标，采用两阶段 SCED 算法（详见附件二），确定机组在该运行时段的

- (1) 机组分时发电出力曲线；
- (2) 售电公司、一类用户的中标电量；
- (3) 节点和分区电价。

第153条 实时市场的出清过程如下：

- (1) 运行时段开始前 15 分钟（T-15min）开始，根据最新一次滚动机组组合形成的机组组合、辅助服务市场的出清结果，结合最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息、系统约束条件等，采用 SCED 算法（一阶段），确定所有机组在运行时段的出力点、

- 售电公司与一类用户的中标量、是否可参与定价；
- (2) 将 SCED 算法（一阶段）形成的机组出力点、是否可参与定价、售电公司与一类用户的中标量作为输入条件，采用 SCED 算法（二阶段），确定节点和分区电价；
- (3) 电力运营机构依照本章第九节对实时市场的出清结果进行校核，校核通过后得到实时市场的出清结果。若校核不通过，则需按照相关规定进行调整后重新运行步骤（1）至（3）；
- (4) 运行时段开始前 5 分钟（T-5min），电力调度机构应向市场成员公布该运行时段的实时市场的出清结果。

第154条 若电力系统的实时运行中出现系统边际条件发生较大变化的突发情况（详见第 184 条），电力调度机构有权组织额外的实时市场的出清流程，更新并向对应的市场主体发布发电机组及用户的运行点，保障电力系统的运行安全。额外的实时市场出清以电力调度机构向市场主体发布运行点起生效，直至该时段的整 15min 时刻、或下一次额外的实时市场出清结果发布为止。

第155条 若实时市场由于系统错误等原因出现无法在规定时间内（T-5 min 前）完成出清、出清结果始终无法通过安全校核、出清结果无法及时通知市场主体等情况，电力调度机构

应根据从上到下的优先度采取如下措施保障实时市场的有序出清及电网的运行安全：

- (1) 参考上个运行时段的实时市场出清结果，原则上保持大多数机组与上个运行时段的出清结果不变，制定下一个运行时段的机组出力曲线。
- (2) 调整运行时段的机组组合结果。原则上电力调度机构应优先调用该时段中标的旋转备用机组（包括运行与快速启停机组），再考虑将其它可参与市场状态的机组设为必开/必停机组，并设置这些机组提升至最小出力后最多两个运行时段的出力曲线。电力调度机构调整机组组合结果的时候应在现货市场技术支持系统中调整对应时段机组的运行状态。
- (3) 调整特定发电机组在下一个运行时段的出力曲线以保障实时运行安全。
- (4) 电力调度机构认为有效的其他手段。

第八节 实时市场价格机制

第156条 实时市场采用节点电价定价机制。根据实时市场中的第二阶段 SCED 模型的优化结果，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，得到每个时段的节点电价。通过各时段节点电价加权，计算出每个节点每 15 分钟的节点结算电价。

第157条 对于全省各个区域，以区域内每个节点的负荷为权重，计算每个时段内该区域的分区电价。通过对于各时段的分区电价加权，计算出该区域每15分钟分区结算电价。

第158条 实时市场的容量附加价格（RTORPA）由市场在此时段的运营储备曲线（ORDC）结合市场实时的容量裕度所确定。运营储备曲线的定义以及容量附加价格的求解方式详见附录二第四节。

第159条 发电机组的实时市场偏差量根据该发电机组所在的节点结算电价进行结算。

第160条 售电公司和一类用户的实时市场偏差量根据该用户所在的分区结算电价进行结算。

第九节 实时市场结果校核

第161条 电力运营机构负责实时市场结果的校核。电力交易机构负责出清量价的校核，电力调度机构负责电力平衡校核与安全稳定校核。

第162条 出清量价校核指发电机组/用户在实时市场中每个时段的出清量价是否满足一定的耦合约束。这些约束包括但不限于：

- (1) 不可参与市场状态、旋转备用状态的发电机组不能中标实时市场电能量；
- (2) 发电机组在实时市场各时段中标的电能量与该机

组日前市场已中标的旋转备用、上调频服务容量之和不超过机组的额定容量；

(3) 发电机组在实时市场各时段中标的电能量减去下调频服务容量不低于机组的最小技术出力；

(4) 发电机组在实时市场各时段中标的电能量满足机组的最小开机/停机时间以及有功调节速率约束。

第163条 实时市场的安全校核包括电力平衡校核和安全稳定校核,与日前市场章节中第123条至第126条相关规定一致。

第十节 实时市场结果发布

第164条 运行时段开始前5分钟,电力调度机构将实时电能量市场出清的发电计划通过现货市场支持系统下发至各发电机组。信息包括:

(1) 运行时段的机组状态更新(私有信息);

(2) 运行时段的发电机组的出力点(私有信息);

(3) 发电机组所在节点价格(私有信息);

第165条 实时电能量市场价格以小时为单位发布,实时运行中每小时发布实时市场的临时结果。结果包括该小时内四个运行时段的:

(1) 系统负荷(公开信息);

(2) 新能源发电量(公开信息);

(3) 跨省区受电量(公开信息);

(4) 重大设备检修执行情况（公开信息）；

(5) 实时市场分区结算电价（公开信息）；

第166条 运行日次日（D+1）发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。包括：

(1) D日系统负荷曲线（公开信息）；

(2) D日跨省区受电曲线（公开信息）；

(3) D日重大设备检修执行情况（公开信息）；

(4) D日稳定限额（公开信息）；

(5) D日机组状态（私有信息）；

(6) D日机组上下限和受阻情况（私有信息）；

(7) D日实时市场节点电价、节点结算电价（私有信息）；

(8) D日实时市场分区电价、分区结算电价（公开信息）；

(9) D日发电机组实时出力曲线（私有信息）；

(10) D日机组报价情况，以及基于出清电价的对比情况（私有信息）；

(11) D日必开必停机组信息（公开信息）。

第十一节 滚动机组组合

第167条 滚动机组组合是指电力调度机构在日前市场出清完成后，每两小时运行一次滚动机组组合 SCUC，涵盖的时间段为未来1小时至D日24:00。电力调度机构根据SCUC的结果在必要时确定新的必开/必停机组，保障系统安全稳定运行。

第168条 滚动机组组合的组织方式与开展时间:

- (1) 滚动机组组合采用集中优化的方式开展。日前市场出清结果发布后,某机组若因自身原因或突发事件不能按时开机的,必须在半小时内向电力调度机构进行反馈,调度按照反馈结果修正机组组合结果。电力调度机构需要根据更新的负荷预测、系统约束条件和机组状态,结合发电机组在实时市场中的报价情况,执行滚动机组组合分析。
- (2) 电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、区外来电情况、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素,以社会福利最大化为优化目标,采用安全约束机组组合(SCUC)算法进行集中优化计算,每15分钟为一个出清时段,出清得到D日目标时段至D日最后出清时段的机组组合。
- (3) 在D-1日日前市场出清结果发布后,电力调度机构按每两小时一次运行滚动机组组合。在计算得到滚动机组组合结果后,结合电力系统阻塞情况、区域负荷情况等因素,通知必开必停机组,保障系统安全稳定运行。

第169条 滚动机组组合与实时市场的衔接：

- (1) 所有参与现货市场的发电机组须依照实时市场前最后一次滚动机组组合的结果确定机组运行状态。若机组因自身原因无法履行滚动机组组合结果，必须尽快通知电力调度机构。电力调度机构可通过调用备用机组等手段，保持电力系统安全稳定运行，产生的费用由该责任机组承担；
- (2) 所有参与现货市场的发电机组在满足滚动机组组合确定的机组运行状态前提下，可参考滚动机组组合结果安排机组出力曲线；
- (3) 由电力调度机构根据滚动机组组合指定的必开/必停机组原则上必须在必开/必停时段依照电力调度机构提供的调度计划运行。

第170条 滚动机组组合的机组运行边界条件：

- (1) 机组状态。机组状态包括可调用和不可调用两大类。可调用状态的机组包括运行、调试以及旋转备用，在可参与市场时段参与机组组合；不可调用状态包括非旋转备用、机组检修（计划、临检）、非计划停运、无气停机等情况，在不可参与市场时段不参与机组组合。
- (2) 各电厂通过现货市场技术支持系统申报机组出力

上下限及受限原因。如未申报，默认机组出力上下限为该机组的额定有功功率、最小稳定技术出力。

- (3) 调试状态下机组需报送调试时段出力计划，电网依据相关规则代为申报量价曲线。

第171条 滚动机组组合的电网运行边界条件：

- (1) 负荷预测信息，包括系统负荷预测和母线负荷预测信息；
- (2) 跨省跨区联络线的日前市场出清结果；
- (3) 全网正负备用需求；
- (4) 输变电设备检修计划；
- (5) 电网安全约束，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。

第172条 滚动机组组合的运行流程：

- (1) 滚动机组组合每两小时执行一次。首次滚动机组组合开始时间为 D-1 日 21: 00，至交易日结束前 3 小时（D 日 21: 00）每两小时滚动运行一次；
- (2) 电力调度机构基于最近一次滚动机组组合的计算结果、发电机组的检修与运行计划变更、滚动更新的预测数据、滚动更新的系统运行约束、滚动更新

的系统备用情况，已有的必开必停机组状态信息、机组实时市场报价等信息，采用安全约束机组组合（SCUC）优化模型，以每15分钟为一个出清时段，计算机组组合开始时间2小时后至运行日结束的机组组合。

(3) 滚动机组组合开始之后，市场成员如有发电机组检修计划、运行计划变更，须尽快向电力调度机构反馈。

(4) 电力调度机构基于滚动机组组合的运行结果，结合系统安全运行的相关要求指定新的必开/必停机组，确定其运行时段和出力上下限范围；对于已有的必开机组，可以调整其必开时段的机组出力上下限范围。

第173条 电力调度机构在每次滚动机组组合分析结束之后应及时发布滚动机组组合的结果，内容包括：

- (1) 系统负荷预测情况（公开信息）
- (2) 外来电预测情况（公开信息）
- (3) 清洁能源机组出力预测情况（公开信息）
- (4) 所有必开/必停机组信息（公开信息）
- (5) 机组建议出力曲线（私有信息）

第十二节 必开必停机组处理方式

第174条 电力调度机构必须在日前市场关闸前一小时确定机组和系统状态，若可能出现系统可靠性问题，可选择特定机组在特定时段，并将其归为必开机组，来保障系统的安全稳定运行（应优先选择为中标旋转/非旋转备用的机组）。

第175条 为确保电力系统的安全稳定运行，电力调度机构在滚动机组组合分析时，可参考 SCUC 的运行推荐的开机/停机机组清单，选择特定机组在特定时段归为必开机组/必停机组。若必开机组在该时段为计划停运机组，该指令提前时间必须超过该机组从开机达到最小必开出力的时间；若必停机组在该时段为计划开机机组，该指令提前时间必须超过该机组从最小必开出力至完全停机所需的时间。

第176条 电力调度机构可以基于安全稳定运行要求或上级电力调度机构要求，在 SCUC 推荐的开机机组之外指定必开机组，或者在 SCUC 推荐的停机机组之外指定必停机组。电力调度机构根据本条所确定的必开/必停机组需要在运行日志中备注原因。

第175条 电力调度机构在通知必开机组时，必须告知必开机组在每个必开时段的最大、最小出力；必开机组应在收到电力调度机构通知后及时提交或更新其启停成本、启动时间、爬坡速率等信息，并在指定时段按调度通知要求运行。

第176条 必开机组可以根据自身意愿，可以选择在原指定

必开时段按必开机组或按实时电价结算。必开机组若选择按实时电价结算，应当在指定开机时段前至少一个小时通知电力调度机构，并在实时市场中提交报价，依照实时市场的相应规则运行结算；否则按照必开机组结算。必开机组每次开机的同一连续时段只能选择一种结算方式。

第177条 必停机组应在收到电力调度机构通知后及时提交或更新其启停成本、爬坡速率等信息，并在指定时段按调度通知要求运行。

第十三节 机组非故障停运

第178条 若日前市场中标机组需要在中标/必开时段出现非故障停运，必须提前向电力调度机构提出申请并说明原因。电力调度机构应分析该机组在申请时段非故障停运可能对电力系统安全稳定状态产生的影响，原则上应结合该机组的停机时间等因素，在申请停运时段开始前至少一个小时决定是否批准该机组停运，并将结果告知该机组并抄送电力交易机构。若电力调度机构未能在申请停运时段之前作出反馈，则视为不批准停运。

第179条 电力调度机构原则上不应批准必开机组在包含必开时段的非故障停运申请。

第180条 若机组的非故障停运申请获得电力调度机构批准，机组可按照计划再申请时段内停运。机组由于非故障停运

产生的启停费用，以及停运时段内产生的各种其他费用由机组自行承担。

第181条 机组在已获得电力调度机构批准的非故障停运的时间段内，仍可以参与实时市场的报价。若机组在实时市场中中标，该机组仍可以启动上线参与实时运行，但机组的启动成本、最小运行成本等费用在结算中需要由电力交易机构进行回收。

第182条 若机组未提交非故障停运申请，或者该机组的非故障停运申请未获得电力调度机构批准，机组应按运行计划在该时段保持运行，不得进行非故障停运。若机组擅自进行非故障停运，市场运营机构有权利根据由此产生的后果对依照相关规定对其进行处罚，处罚结果将通知该机组，并依照信息公开的相关规则向社会公开。

第十四节 实时运行调整

第183条 电网实时运行应按照电力系统运行有关规定，动态更新电力系统调频、调压、备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

第184条 发生下列情况之一且市场未中止时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (1) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；

- (2) 系统频率或电压超过规定范围时；
- (3) 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；
- (4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- (5) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- (6) 重要设备检修计划延期或调整时；
- (7) 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；
- (8) 发生突发性的社会事件、气候异常、自然灾害或节假日等原因，可能对电网安全造成影响时；
- (9) 政府部门有特殊管控要求时；
- (10) 上级调度机构相关要求；
- (11) 出现可能影响电网安全的其他情况时。

第185条 在发生第184条所述情况之一时，电力调度机构可采取以下一种或多种措施（按优先度排序）：

- (1) 根据需要更新系统的边界条件、释放机组的备用容量后，组织额外的实时市场的出清流程，更新并向对应的市场主体发布发电机组及用户的运行点；
- (2) 改变机组的发电计划，包括指定出力、改变机组出力上下限等；
- (3) 让发电机组投入或者退出运行；

- (4) 调整电网运行方式，包括设备停复役计划；
- (5) 调整设备和断面限额，设置临时断面，更新约束条件；
- (6) 向上级电力调度机构申请支援，参与华东调峰、备用辅助服务市场，参与省间现货市场，调整省间联络线的送受电计划；
- (7) 采取需求响应、有序用电、事故拉限电等方式控制负荷；
- (8) 暂停实时电能量市场交易；
- (9) 其他的必要手段。

第186条 电网实时运行中，当系统发生重大事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。事后应将有关情况及时报送政府主管部门，量、价处理方式由 XX 另行明确。处置结束后，受影响的发电机组由电力调度机构安排恢复参与实时电能量市场，以当前的出力点为基准参与下一个时段市场出清计算。电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过现货市场技术支持系统向市场主体发布。

第六章 辅助服务市场

第一节 辅助服务类别

第187条 电力现货市场提供的辅助服务包括以下几种：非旋转备用辅助服务（下文简称“非旋转备用”）、旋转备用辅助服务（下文简称“旋转备用”）、调频辅助服务（下文简称“调频服务”）、黑启动辅助服务（下文简称“黑启动服务”）。

第188条 非旋转备用、黑启动服务应组织单独的市场进行集中竞价、出清；旋转备用及调频服务在日前市场中与电能量同时出清。

第189条 参与辅助服务市场及提供辅助服务的发电机组/用户应当通过相关的测试，满足对应辅助服务所需的性能指标要求。

第190条 电力调度机构应当制定相应标准，通过技术分析计算电力现货市场每个时间段内的辅助服务总需求量，以满足电网安全稳定运行的要求。

第191条 电力调度机构负责组织辅助服务的集中竞价、出清、结算，以及辅助服务资金的疏导过程。

第192条 辅助服务资金的缴纳者包括（1）容量30MW及以上的风力发电厂（2）10kV及以上的集中式光伏电站（3）容量为2MW/0.5小时及以上的电化学储能电站（4）以为目标的

省间市场化送电(5)参与电力现货市场的电力用户,以及(6)其他需要缴纳资金的市场主体。

第193条 当发生潜在的影响电网稳定运行的突发事件,电力调度机构可(1)重新对于各项辅助服务的总需求量进行技术评估,(2)指定机组/用户在特定时间段内承担特定的辅助服务,或(3)调整辅助服务在机组/用户之间的分配方式。

第二节 非旋转备用辅助服务

第194条 电力调度机构应制定相关规则,并依照规则审核并确保申请非旋转备用的机组/负荷/虚拟电厂满足非旋转备用的性能指标要求。

第195条 电力调度机构在 W-1 需要确定 W 周(1)工作日的峰时段、平时段、谷时段,以及(2)周末/节假日的峰时段、平时段、谷时段,总共 6 个时段的非旋转备用需求量。

第196条 非旋转备用为单段量价申报,原则上申报量为机组在该时段最小技术出力,申报价格不得超过非旋转备用价格上限。当机组未提交申报量时,默认申报量为电力调度机构备案的该机组最小稳定技术出力。当机组的申报量与电力调度机构掌握的最小稳定技术出力不相同,机组应(1)向电力调度机构说明原因,或(2)更新其相关机组运行参数与缺省申报参数。

第197条 电力调度机构依据如下规则进行非旋转备用的

市场出清：对于每个投标时段，将所有的机组报价按照价格由低到高的顺序排列，并依序选择所有的中标机组，直到中标机组的总申报量超过该时段的非旋转备用需求量为止。出清的总量为所有中标机组的申报量之和，出清价格为边际机组的申报价格。

第198条 当优化结果中出现某个投标时段内有多个机组报价相同的情况，将按照机组申报量由大到小的顺序，优先出清申报量较高的机组。

第199条 非旋转备用市场的运行流程：

- (1) W-1周周三12:00，电力调度机构向市场主体发布W周的各时段非旋转备用需求量；市场主体可以在周五10:00前向电力交易机构提交各时段的报价信息。
- (2) W-1周周三12:00至周五10:00前，电力调度机构需要依照相关标准检查所有提交报价的机组是否满足辅助服务性能指标要求。对于不满足要求的机组，电力调度机构可通知其补充相关证明材料直至满足要求为止，或者拒绝其报价。
- (3) W-1周周三12:00至周五10:00前，电力交易机构需要检查所有报价是否满足第196条所规定的的报价规则。对于不满足要求的机组，电力交易机构可要求其作出解释，修改报价，或者拒绝其报价。
- (4) W-1周周五10:00，电力交易机构基于第197条规定

的集中出清方式，运行W周的6个时段的非旋转备用市场，获得各个时段的机组出清量价信息。

(5) 非旋转备用市场运行开始后，市场主体如有检修计划、运行计划变更影响到非旋转备用提供能力，须在半小时内向电力调度机构反馈。

(6) W-1周周五10:30，电力调度机构对于出清结果进行校核，确认所有中标机组均有能力在W周提供对应时段的非旋转备用。校核通过后，电力调度机构向电力交易机构反馈结果，电力交易机构向社会发布非旋转备用机组的中标名单。

(7) 若校核未通过，电力调度机构应向电力交易机构反馈校核未通过的原因。电力交易机构采用更新的信息，对于校核未通过的时段进行重新出清，直到校核通过。

第三节 旋转备用辅助服务

第200条 旋转备用是指（1）处于停机状态的发电机组能够在指定的时间内并网并提升至最小稳定技术出力，并且有能力在未来至少1个小时内稳定运行的辅助服务形式，或是（2）处于运行状态的发电机组能够在指定时间内提升其一定的出力，并且在未来至少1个小时内稳定运行的辅助服务形式。旋转备用视情况也可由满足条件的可控负荷或虚拟电厂提供。

第201条 旋转备用分为两类：A类以及B类旋转备用，代表第200条中机组并网或提升出力的时间限制。A类以及B类的旋转备用需要发电机组进行独立申报。

第202条 电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、区外来电计划、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、新能源出力预测等因素，以15min为时间尺度，分别计算D日各时段A类以及B类旋转备用的需求量。

第203条 旋转备用为单段量价申报。

- (1) 对于D日对应时段拟处于停机状态的快速启停机组，原则上该机组申报量为机组在该时段的最小技术出力，申报价格不得超过旋转备用价格上限。当机组未提交申报量时，由电力调度机构依据机组申报运行参数对申报信息进行补充。
- (2) 对于D日对应时段拟处于运行状态的机组，机组的申报量的上限与该机组的有功功率调节速率以及旋转备用的种类相关。
- (3) 机组旋转备用的申报价格不得超过该种类旋转备用市场价格上下限。
- (4) 旋转备用在日前市场中与调频服务、电能量作为不同的服务项目同步出清。旋转备用市场的出清方式以及市场运行流程详见第四章相关章节。

第四节 调频辅助服务

第204条 调频服务是指为了保障发电负荷的实时平衡，以及满足区域控制偏差（ACE）的要求，处于运行状态的发电机组配备的自动发电控制系统（AGC）按照一定调节速率实时调整有功功率的辅助服务。提供调频服务的发电机组在实时市场调用调频开始后必须具有连续运行 XX 分钟的能力。

第205条 调频服务分为两大类别：上调频与下调频，分别代表机组在规定时间内（XX 分钟）提升/下降其有功功率的能力。上调频与下调频为不同的辅助服务项目，需要发电机组进行独立申报。

第206条 电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、区外来电计划、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、新能源出力预测等因素，以 15 min 为时间尺度计算 D 日各时段的上调频与下调频的需求量。

第207条 调频服务为单段量价申报。

- (1) 调频容量申报上下限与发电机组实际调节速率、运行参数以及发电单元容量等因素相关。
- (2) 机组申报的调频服务价格不得高于调频服务价格上限。

第五节 黑启动辅助服务

第208条 电力交易机构代表电网企业采购黑启动辅助服

务。黑启动辅助服务的合约期限为 5 年。

第209条 电力交易机构将定期公布黑启动服务的采购招标信息。有意向投标的发电机组可在规定的截止日期前进行投标，投标书应包括但不限于以下信息：

- (1) 发电机组的基本信息；
- (2) 发电机组的运行参数；
- (3) 与黑启动相关的性能指标；
- (4) 提供黑启动服务的价格；

第210条 电力调度机构应当对于所有投标的发电机组做资格审核与技术评估，综合考虑确定黑启动服务的中标机组。

技术评估的内容包括但不限于：

- (1) 黑启动方案中对于重要的用户电力恢复供应能力；
- (2) 黑启动方案的技术可行性，包括线路潮流热稳限额、黑启动路径的动态稳定等；
- (3) 黑启动方案的报价。

第211条 电力交易机构应当与所有中标的黑启动机组签订黑启动服务合同。签订黑启动服务合同日期不得晚于合同开始前 12 个月。黑启动服务的费用按月支付给提供服务的机组。

第212条 电力调度机构应于黑启动合同开始前 12 个月内安排至少 1 次黑启动测试。在黑启动合同期限内，每一个自然年至少安排 1 次黑启动测试。机组若未通过某年的黑启动测试及补测，则机组无法获得从测试月份起至该年年底剩余月份的

服务费用；年内已获得的黑启动服务费用需要退还给电力交易机构。

第213条 电力调度机构可根据黑启动合同期限内的中标机组黑启动测试/补测的情况以及中标机组合同中止情况，通知电力交易机构进行黑启动服务补充投标。补充投标的竞标内容参考第 209 条，合同的年限原则上与同期其它黑启动机组的合同结束时间相同。

第六节 辅助服务转让

第214条 在辅助服务市场中中标的发电机组，根据辅助服务的种类，在满足一定条件的情况下可将其辅助服务中标量转让给满足条件的其它机组。

第215条 非旋转备用的中标机组在 W-1 周周五日前市场开市前，可将 W 周已中标的非旋转备用服务转让给其它发电机组。非旋转备用的转让应满足以下条件：

- (1) 转让机组须将其在W周中标的所有非旋转备用时段全部转让给受转让机组；
- (2) 受转让机组在转让机组中标的所有时段均需提供不低于原机组的非旋转备用容量，以及通过电力调度机构对于非旋转备用机组的性能指标考核；
- (3) 受转让机组在在辅助服务市场结算时按照非旋转备用的出清价格获得收益。

第216条 发电机组可将 D 日已中标的旋转备用服务转让给其它发电机组。依照受转让发电机组与原发电机组的从属关系，转让规定如下：

(1) 若受转让发电机组与原发电机组由同一家发电企业注册，则转让可在中标时段前2小时完成。中标发电机组可将不同时段的中旋转备用部分或全部转让给同一家发电企业下的不同机组。电力调度机构须对所有受转让机组进行资格审核，并参考日前市场出清或最近一次滚动机组组合的结果，确保所有受转让机组在中标机组转让的时段可提供不低于转让的同类旋转备用容量。

(2) 若受转让发电机组与原发电机组由不同发电企业注册，则转让必须在D-1日10:00前完成。转让机组须将其在运行日（D日）中标的所有旋转备用时段全部转让给受转让机组。电力调度机构须对受转让机组进行资格审核，并参考日前市场或最近一次滚动机组组合的结果，确保受转让机组在原发电机组中标的全部时段均需提供不低于原机组中标的同类旋转备用容量。

(3) 受转让机组在在辅助服务市场结算时按照日前市场中该时段旋转备用的出清价格获得收益。

第217条 发电机组可将 D 日已中标的调频服务转让给其

它发电机组。依照受转让发电机组与原发电机组的从属关系，转让规定如下：

(1) 若受转让发电机组与原发电机组由同一家发电企业注册，则转让可在中标时段前2小时完成。中标发电机组可将不同时段的中调频服务部分或全部转让给同一家发电企业下的不同机组。电力调度机构须对所有受转让机组进行资格审核，并参考日前市场或最近一次滚动机组组合的结果，确保所有受转让机组在中标机组转让的时段可提供不低于转让的同类旋转备用容量。

(2) 若受转让发电机组与原发电机组由不同发电企业注册，则转让必须在D-1日10:00前完成。转让机组须将其在运行日（D日）中标的所有的调频服务时段全部转让给受转让机组。电力调度机构须对受转让机组进行资格审核，并参考日前市场或最近一次滚动机组组合的结果，确保受转让机组在原发电机组中标的全部时段均需提供不低于原机组中标的同类旋转备用容量。

(3) 受转让机组在在辅助服务市场结算时按照日前市场中该时段调频服务的出清价格获得收益。

第218条 黑启动服务中标的机组，应当保证在合约期间内履行合同规定的权利及义务，黑启动辅助服务的资格不能进行

转让。

第219条 当机组因检修、故障以及市场资格注销等原因无法完成已中标的非旋转备用/旋转备用/调频辅助服务时，且无法在规定时间内转让已中标的辅助服务，则应及时通知电力调度机构。电力调度机构可考辅助服务市场中的申报信息及安全运行相关标准选择其他机组代替其承担该辅助服务。

第七节 辅助服务资格中止

第220条 当机组的注销申请被电力调度机构批准时，机组的辅助服务权限同时取消。机组从注销生效日起不再参与辅助服务市场的申报与运行。

第221条 当中标机组因为检修、故障以及注销等原因无法在合同剩余年限内提供黑启动服务时，应向电力交易机构申请合同中止。若合同中止日期当年机组未进行/未通过黑启动测试及补测，则该机组应向电力交易机构全额退还年内已获得的黑启动服务费用。

第七章 中长期市场与现货市场的衔接

第一节 市场衔接原则

第222条 为保障“中长期+现货”电力市场平稳、有序、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（发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号），《关于进一步做好电力现货市场试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号），《江苏省电力中长期交易规则》等文件，结合省电力市场特点，制定本章节。

第223条 中长期市场应建立场内集中交易、挂牌交易与场外双边协商交易互补，典型合约曲线与自定义合约曲线相结合的中长期合约市场，提供多频次组织的年度、月度、月内等合约交易，实现与电力现货市场的有效衔接。

第224条 中长期市场应设计灵活的合约曲线调整机制，为市场主体不断调整中长期合约曲线与实际发用电曲线偏差提供手段，并能够充分发挥现货市场下中长期合约的规避风险作用。

第225条 省内市场交易的中长期合约为差价合约，合约电量不做物理执行。日前市场出清电量与合约电量的偏差电量部分，依据日前市场出清价格进行结算。

第226条 现货市场起步阶段需由电网企业为市场主体及

优先发电企业、优先购电用户签订代理购售电合约。

第227条 随现货市场的稳步推进，政府保障购电合约电量占全省发、用电量的比重应逐渐降低。

第228条 电力市场运营机构需动态跟踪市场主体中长期及现货交易盈亏情况，及时发布风险预警，按规定采取风险管理措施，防范中长期合约履约风险、规避交易电费欠费风险。

第二节 中长期合约调整机制

第229条 现货市场运行期间，按照年度、月度、月内交易次序，增加中长期合约交易频次、缩短交易周期，满足因供需平衡变化、新能源出力波动、现货市场不断释放价格信号等因素产生的交易需求，便于市场主体能够及时灵活调整合约，降低现货市场风险。

第230条 现货市场运行期间，中长期交易合约设立调整条款，或市场规则明确相关机制，允许市场主体自主完成交易合约的调整，以便市场主体能够及时响应新能源预测曲线以及供需时段性紧张等特殊情况下的调整需求。

第231条 为与现货市场平稳对接，以运行日为标的的中长期合约交易及调整必须在运行日的 D-2 日之前完成。新能源可考虑在 D-1 日之前完成合约预测曲线调整。

第232条 电网企业与新能源企业签订的购电保障合约不能通过市场化手段再次转入、转出、调整合约曲线。

第233条 电网企业授权电力调度机构结合市场供需、天气等客观情况，可定期对购电保障合约曲线进行调整，公开披露信息。

第234条 中长期合约交易成交量、电价等数据作为现货结算依据由 XX 机构在运行日的 D-2 日，通过 XX 平台向 XX 机构传递。

第三节 中长期合约缺额考核

第235条 为充分发挥中长期合约的“压舱石”作用，售电公司、一类用户的年度中长期合约电量不应低于其年预测用电量的 X%。

第236条 售电公司、一类用户的月度中长期合约电量（含年度合约月度分解电量、月度、月内合约成交量）应不小于其月度实际用电量的 X%，允许负偏差 X%范围内的偏差电量不进行考核，对允许负偏差外的电量部分，以月度为周期，按度电偏差考核价格进行结算。

第八章 计量和结算

第一节 市场计量及抄表

第237条 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448-2016）等有关计量管理规定，为市场主体安装电能计量装置。

第238条 贸易结算用的电能计量装置原则上应设置在供电设施的产权分界点，当不安装在产权分界处时，线路与变压器均须由产权所有者承担。

第239条 计量周期和自动抄表频次应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第240条 I类电能计量装置、计量单机容量100MW及以上发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置，宜配置型号、准确度等级相同的主副两只电能表。

第241条 贸易结算主副表应有明确标识，运行中主副电能表不得随意调换，当主表超差而副表不超差时，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第242条 发电企业内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拆分共用计量点的上网电量。处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，则按照机组调试期的发电量等比例拆分

共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第243条 电网企业应按照现货市场结算要求准时将发电企业或机组、电力用户的计量数据传送给电力调度机构，作为清算基础。

第244条 当出现电量、电力数据缺失时，结算电量由电网企业按照数据拟合机制进行计算。当计量装置发生故障时，电网企业根据相关规则出具电量更正报告，出错电量按照退补原则进行处理。

第二节 结算原则

第245条 居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。10千伏及以上用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电），暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；未直接参与市场交易的其他工商业用户、已直接参与市场交易又退出的用户由电网企业代理购电。

第246条 电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用等）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。代理购电产生的偏差电量，按照现货市场价

格结算。已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易，仍按目录销售电价执行的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

第247条 每 15 分钟为现货市场一个计量、结算时段。

第248条 中长期合约作为电能量差价合约，按日清算，按月结算。

第249条 日前电能量、调频辅助服务和旋转备用辅助服务以日为周期在日前市场同时进行清算，以月度为周期进行结算。

第250条 实时电能量以日为周期清算，以月度为周期进行结算。

第251条 非旋转辅助服务以周为周期进行清算，以月度为周期进行结算，跨越两个月的清算结果分配到两个月度进行结算。

第252条 黑启动辅助服务费用以年度为周期进行清算，平

均分配到各月进行结算。

第253条 不平衡资金，包括机组启动及最小机组技术出力补偿费用、偏差考核费用，以及优先用电、优先发电、阻塞盈余造成的不平衡资金，以日为周期清算，以月度为周期进行分摊和结算。

第254条 日前市场全电量出清，按照中长期合约结算曲线与日前市场出清曲线的差值做偏差结算，电源侧结算价格采用节点电价，用户侧结算价格采用分区电价。

第255条 实时市场根据实际上网电量、实际下网电量与日前市场出清电量的差值做偏差结算，电源侧结算价格采用节点电价，用户侧结算价格采用分区电价。

第256条 电网企业每季度与暂未放开的优先发电（不含燃煤发电）签订购电合同，用电曲线按照代理的工商业用户典型用电曲线、居民和农业用户典型用电曲线确定，偏差电量按照现货价格结算。

第257条 跨省跨区电源可自主选择参加受端省内市场交易或由电网企业代理购电。跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算。上网电价按照受端地区交易电价倒推形成。

第258条 辅助服务市场根据提供辅助服务的类型和数量，按照市场出清价格结算。辅助服务采购费用由非优用用户根据实际上网/下网电网等比例分摊。调用调频备用、旋转备用或非

旋转备用产生的费用在实时市场结算。调用黑启动辅助服务产生的费用按照黑启动服务合同执行。

第259条 补偿类资金，包括机组启动及最小机组技术出力补偿，由非优用市场主体根据实际上网/下网电量等比例分摊。

第260条 优先用电造成的不平衡资金向所有非优用用户根据实际上网/下网电量等比例疏导；与电网企业签订售电合同的暂未放开的优先发电（不含燃煤发电）造成的不平衡资金向电网企业代理的非优用用户根据实际下网电量等比例疏导；阻塞盈余造成的不平衡资金向所有非优用市场主体根据实际上网/下网电量等比例疏导；偏差考核费用向非优用负荷侧和未被考核的电源侧根据实际上网/下网电量等比例疏导。

第三节 结算流程

第261条 结算数据准备：

- (1) 市场主体中长期结算分时电量和电价。
- (2) 发电侧日前机组组合安排、必开必停机组信息等。
- (3) 发电侧的节点日前电能量市场、实时市场上网电量、出清价格。
- (4) 调频、备用辅助服务市场机组出清辅助服务量、辅助服务价格。
- (5) 用户侧日前市场、实时市场中标电量、出清价格。
- (6) 黑启动辅助服务合约。

第262条 日清算：

- (1) D-1 日完成日前电能量市场和调频、旋转辅助服务市场出清，D 日完成实时市场出清。D 日获取当日的日前电能量市场和调频、旋转辅助服务市场交易结果，以及当日实时市场交易结果。
- (2) 电力交易机构在获取 D 日的日前电能量市场及实时市场出清数据后，按照相应的规则形成日前电能量市场和实时市场发用电两侧分时结算电价。
- (3) D+2 日，电网企业以机组和计量点为最小单位，向电力交易机构提供 D 日机组、电力用户的分时计量数据。分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算。
- (4) D+3 日，电力交易机构计算市场主体运行日临时清算结果；D+4 日，经审核后发布日临时清算结果。具体包括：发电侧当日日前电能量市场和实时市场分时结算电价、电量、电费；用户侧当日日前电能量市场和实时市场分时结算电价、电量、电费；当日调频、旋转辅助服务市场结算辅助服务量、辅助服务价格、分摊费用；不平衡资金。
- (5) 市场主体查询确认日临时清算结果，如有异议在 2 日内反馈，逾期则视同无异议。电力交易机构根据反馈意见，对需调整的日临时清算结算进行重算，

并重新发布已重算的日临时清算结果。

第263条 周清算：

- (1) W-1周完成非旋转备用辅助服务市场出清，电力交易机构获取 W 周的非旋转备用辅助服务市场交易结果，包括各个时段的机组出清量价信息。
- (2) W周周一，电力交易机构计算市场主体运行周临时清算结果；W周周二，经审核后发布周临时清算结果。具体包括：当周非旋转辅助服务市场结算辅助服务量、辅助服务价格、分摊费用。非旋转备用调用时产生的费用在实时市场进行清算。
- (3) 市场主体查询确认周临时清算结果，如有异议在 2 日内反馈，逾期则视同无异议。电力交易机构根据反馈意见，对需调整的周临时清算结算进行重算，并重新发布已重算的周临时清算结果。

第264条 年清算：

- (1) 电力交易机构按黑启动辅助服务合约，计算市场主体运行年临时清算结果；经审核后发布年临时清算结果。具体包括：当年黑启动辅助服务市场结算辅助服务量、辅助服务价格、月度服务费和月度分摊费用。
- (2) 市场主体查询确认年临时清算结果，如有异议在 2 日内反馈，逾期则视同无异议。电力交易机构根据

反馈意见，对需调整的年临时清算结算进行重算，并重新发布已重算的年临时清算结果。

第265条 月结算：

- (1) 每月7日，电力交易机构根据上月日临时清算结果、周临时清算结果、黑启动月度服务费和月度分摊费用、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度清算临时结算结果，并发布市场主体查询确认。具体包括各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核费用，分摊、返还等费用明细。
- (2) 电力交易机构发布月度清算临时结算结果，由市场主体确定，市场主体如有异议在1日内反馈，逾期则视同无异议。每月8日，电力交易机构形成上月月度结算正式结果，发布至电网企业和市场主体。
- (3) 电网企业每月15日，形成上月结算通知单并向市场主体发布。
- (4) 收到电费通知单后，市场运营机构和市场主体在15日内完成电费收支。

第四节 退补管理

第266条 由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据电网企业推送的修正电量

等数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月。

第267条 月度结算前发生的当月电量差错退补，根据电网企业推送的修正电量，重新计算后并入当月结算依据。

第268条 对于跨月电量或电价差错退补事项，在月底结算时对相关用户或机组差错电量按照实时市场月度加权平均电价进行偏差结算，对应的发电侧或用电侧作联动调整。

第269条 用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后 3 个工作日内发起退补工单，电力交易机构应按照规定开展退补结算。

第270条 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，按照具体规则及政策开展电费退补。原则上每半年开展一次集中计算和分摊。

第九章 信息披露

第一节 信息披露内容

第271条 信息披露应遵循及时、真实、准确、完整原则。信息披露主体应当根据法律法规、政策性文件的要求，配合提供相关数据和信息，并对信息披露的真实性、准确性、完整性负责，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。

第272条 披露的信息按照保密要求和披露对象范围分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众披露的信息，公开信息是指向全体市场成员披露的信息，私有信息是指向特定的市场成员或能源监管机构、政府部门披露的信息。

第273条 发电企业应当披露的信息包括：

(1) 基本信息

(a) 企业全称、企业性质、所属发电集团、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、电源类型、装机容量、所在地区等。（公众信息）

(b) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。（公众信息）

(c) 发电机组信息，包括电厂调度名称、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数及编号、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级；单机最大出力、核定最低技术出力、核定深调极限出力；机组出力受限的技术类型，如流化床、高背压供热等。（公开信息）

(d) 发电机组爬坡速率、调频、调压等性能参数。（私有信息）

(2) 运营信息

(a) 机组出力受限情况、机组检修及设备改造计划等。（公开信息）

(b) 机组运行情况，包括出力及发电量等。（公开信息）

(c) 发电企业燃料供应情况、存储情况、燃料供应风险等。（私有信息）

(d) 中长期交易结算曲线、电力现货市场申报电能量价格曲线、上下调报价、机组启动费用、机组空载费用、辅助服务报价信息等。（私有信息）

(e) 新能源发电企业日前、实时发电预测。（私有信息）

第274条 售电公司应当披露的信息包括：

(1) 基本信息

(a) 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、营业执照、统一社会信用代码、

法定代表人、联系方式、信用承诺书、资产总额、股权结构等。（公众信息）

(b) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。（公众信息）

(c) 企业资产证明、从业人员相关证明材料、资产总额验资报告等。（公众信息）

(d) 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。（公开信息）

(2) 运营信息

(a) 中长期交易结算曲线、电力市场申报电能量价格曲线。（私有信息）

(b) 与代理电力用户签订的售电合同、与发电企业签订的交易合同信息等。（私有信息）

第275条 电力用户应当披露的信息包括：

(1) 基本信息

(a) 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别（一类用户或二类用户）、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、主营业务、所属行业等。（公众信息）

(b) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散

及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。（公众信息）

(c) 企业用电电压等级、用电类别、接入地区、供电方式、自备电源（如有）、最大变压器容量等。（公开信息）

(d) 电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、用电性质以及计量点信息等。（私有信息）

(2) 运营信息

(a) 中长期交易结算曲线、一类用户电力市场申报电能量价格曲线。（私有信息）

(b) 可参与系统调节的响应能力和响应方式。（私有信息）

第276条 电网企业应当披露的信息包括：

(1) 基本信息

(a) 企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、供电区域、政府核定的输配电线损率等。（公众信息）

(b) 政府定价类信息，包括输配电价、各类政府性基金等。（公众信息）

(c) 电网主要网络通道示意图。（公众信息）

(d) 电力业务许可证（输电类）、电力业务许可证（供电类）编号。（公开信息）

(2) 运营信息

(a) 代理购电工商业用户分时段用电量及典型负荷曲线；保障居民（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）、农业用户的用电量规模预测。（公开信息）

(b) 代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平。（公开信息）

(c) 电网企业代理购电用户电价，包括代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加。（公众信息）

(d) 各类型发电机组装机总体情况，各类型发用电负荷总体情况等。（公开信息）

(e) 电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况等。（公开信息）

(f) 全社会用电量、重点行业用电量等。（公开信息）

(g) 市场结算收付费总体情况及市场主体欠费情况。（公开信息）

第277条 市场运营机构应当披露的信息包括：

(1) 基本信息

(a) 机构全称、机构性质、工商注册时间、股权结构、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、办公地址、网站网址、组织机构、业务流程、服务指南等。（公众信息）

(b) 电力市场规则类信息，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。（公众信息）

(2) 运营信息

(a) 信用评价类信息，包括市场主体电力交易信用信息、售电公司违约情况等。（公众信息）

(b) 交易公告，包括交易品种、交易主体、交易规模、交易方式、交易准入条件、交易时间安排、交易操作说明、其他准备信息等。（公开信息）

(c) 交易计划及其实际执行情况等。（公开信息）

(d) 参与现货市场机组分电源类型中长期合约占比、合约平均价格、总上网电量等。（公开信息）

(e) 合约交易结果，包括各交易品种差价合约的成交总量、成交均价、最高、最低成交价等。（公开信息）

(f) 交易结果，包括参与中长期市场、现货市场和辅助服务市场交易的主体数量、交易总申报电量、成交的主体数量、最终成交电量、成交均价等。（公开信息）

(g) 市场参数信息，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。（公开信息）

(h) 市场边界信息,包括电网安全运行的主要约束条件、输电通道可用容量、关键输电断面及线路传输限额、必开必停机组组合及原因、非市场机组出力曲线、备用及调频等辅助服务需求、抽蓄电站蓄水水位等。

(公开信息)

(i) 交易约束信息,包括市场交易对申报电量、电价的约束条件,以及其他约束信息。(公开信息)

(j) 电力系统运行预测信息,包括系统负荷预测、外来(外送)电交易计划、可再生能源出力预测、优先发电出力曲线预测、水电发电计划预测等,任何预测类信息都应当在实际运行后一日内发布对应的实际值。(公开信息)

(k) 电力系统运行实际信息,包括实际负荷、实时频率、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及其影子价格情况、联络线潮流,输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况,非市场机组实际出力曲线等。(公开信息)

(l) 市场出清类信息,包括各时段出清电价(节点边际电价市场应当披露所有节点的节点边际电价以及各节点边际电价的电能量、阻塞和网损等各分量价格)、出清电量,调频容量价格和调频里程价格,

备用总量、备用价格，输电断面约束及阻塞情况，各电压等级计算网损等。（公开信息）

(m) 市场干预原始日志，包括干预时间、干预原因、干预操作、负责人等。（公开信息）

(n) 每个交易时段的分类结算情况，不平衡资金明细及每项不平衡资金的分摊方式等。（公开信息）

(o) 中长期结算曲线、分时段中长期交易结算电量及结算电价，日前中标出力及日前节点边际电价，实时中标出力及实时节点边际电价。（私有信息）

(p) 市场主体日结算清单、月结算清单、电费结算依据。（私有信息）

(q) 第 127 条、第 164 条、第 165 条和第 166 条要求披露的信息。

第二节 信息披露变更

第278条 发现披露信息有误或需要变更的，信息披露主体应在 X 个工作日内进行勘误或变更。

第279条 信息披露主体变更已披露信息，市场运营机构对该变更行为进行评估。若评估认定该变更行为对市场交易未造成实际影响的，该变更行为经市场运营机构确认后生效。若评估认定该变更行为对市场交易正常开展产生较大影响的，由市场运营机构报 XXX 处理。

第三节 信息披露方式及时间

第280条 电力交易机构总体负责电力现货市场信息披露的实施，创造良好的信息披露条件，制定信息披露标准格式，开放数据接口。电力交易机构应当设立信息披露平台，信息披露平台原则上以电力交易机构现有信息平台为基础。

第281条 信息披露主体按照标准格式通过信息披露平台向电力交易机构提供信息，由电力交易机构通过信息披露平台发布信息。

第282条 信息披露主体应按以下时间节点完成信息披露工作：

(1) 基本信息

原则上，市场成员的基本信息应在市场注册完成同步披露。基本信息发生变更的，市场成员应当自变更之日起 XX 个工作日内更新。

(2) 运营信息

根据市场规则中各交易品种有关规定，市场成员分别在交易事前、事中、事后各环节披露各交易信息。在次月前 XX 个工作日内披露结算信息。

第四节 监督管理

第283条 市场主体未按要求及时披露、变更或者披露虚假

信息的，电力交易机构可要求其出具书面解释，并将相关情形通过信息披露平台公开通报。市场主体一年之内出现上述情形两次以上的，由电力交易机构将相关情形上报 XXX 处理。相关情况记入市场主体信用记录。

第284条 市场主体对披露的市场信息有异议或疑问，可向电力交易机构提出，由电力交易机构组织信息披露义务人予以解释。电力交易机构有权要求信息提供方进行配合，不予配合的上报 XXX 处理。

第五节 保密责任

第285条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。其他市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

- (1) 公开信息向全体市场成员提供，市场成员有义务保守获取的信息，不向市场以外的单位或个人透露。
- (2) 私有信息向特定市场成员提供。市场成员应对私有信息承担保密义务，不得向第三方提供。
- (3) 双边协商的交易结果提交电力交易机构确认或备案的，电力交易机构应对有关信息进行保密，未经交易主体同意不得向第三方提供。
- (4) 集中交易涉及的申报信息和最终成交明细等私有

信息的保密期限为XX个月；保密期满后，市场运营机构可将市场主体申报信息采用匿名的形式向市场成员公开。

第286条 信息泄露影响电力市场正常运行的，相关市场主体通过法律途径追究泄密责任。涉及以下情形的，不认定为信息泄露：

- (1) 应监察、公安、司法、仲裁、审计等相关部门要求透露、使用或者提供相关信息的。
- (2) 应XXX履行市场监管职责要求透露、使用或者提供相关信息的。
- (3) 市场信息超过保密期限的。
- (4) 市场主体自行将其私有信息提供给他人的。

第六节 信息封存

第287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（指执行日前电力市场交易计划，保证实时电力平衡的自然日）情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

- (1) 运行日市场出清模型信息。
- (2) 市场申报量价信息。
- (3) 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。

(4) 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、干预人员、干预操作、干预原因、受影响主体以及影响程度信息等。

(5) 实时运行数据，包括机组状态及机组出力曲线、电网实时频率等。

(6) 市场结算数据、计量数据。

第288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 XXX 备案，XXX 可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289条 封存的信息应当以易于访问的形式存档，并且存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

第290条 信息的封存期限为 X 年，特殊情形除外。

第七节 其他

第291条 市场成员可向 XXX 报送，申请披露特定信息。

申请人发起申请，经 XXX 审核通过并承诺履行保密责任后方可获取相关信息。申请人需书面向试点地区第一责任单位提交申请，申请内容至少包括申请人姓名、申请人单位、申请信息内

容、申请理由、联系方式等。

第292条 电力交易机构应当定期向市场主体出具信息披露报告，内容应当包含但不限于电网概况、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、市场干预情况等方面。

第293条 征得电力用户同意后，电网企业和市场运营机构应当允许售电公司和发电企业获取电力用户历史分时用电数据、用电信息等有关信息，并约定信息开放内容、频率、时效性，以满足市场主体参与现货交易的要求。

第十章 风险防范

第一节 职责分工

第294条 电力市场运营机构按照“谁运营，谁防范”的原则，落实电力市场整体风险防范的主体责任。负责建立并落实风险防范相关工作制度，编制市场风险防范预案，并按照有关程序处理市场风险。

第295条 市场主体应当做好自身市场风险防范，严格遵守电力市场风险管理有关工作制度，配合电力市场运营机构编制市场风险防范预案并按照预案处理有关风险。

第296条 XXX负责电力市场风险防范落实情况监管。

第二节 风险分类

第297条 电力市场风险是指发生危害事件或不利影响的可能性，与随之引发的影响电力市场化交易活动正常开展，乃至危及电力市场正常运营的组合。

第298条 电力市场风险包括但不限于：

- (1) 市场价格异常风险。由于燃料价格大幅变化、电力供应和需求大幅波动、输电能力发生重大改变等，导致电力批发市场价格持续偏高、偏低、频繁大幅波动等明显超出正常变化范围的风险。

(2) 技术支持系统风险。由于支撑电力市场运营的各类技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、计量自动化系统等）处于不可用状态，影响有效进行市场申报、市场出清、出清结果执行、计量统计等环节工作正常开展的风险。

(3) 网络安全风险。是指当市场技术支持系统及其信息受到严重攻击侵害，直接或间接影响电力市场正常运营，甚至影响电力系统安全稳定运行的风险。

(4) 市场履约风险。市场主体签订中长期合约、零售合约，由于市场主体失信、存在争议或不可抗力等原因导致不能正常履行，影响市场电量电费结算工作正常开展的风险。

(5) 不可抗力风险。由于不可抗力，严重影响电力系统运行安全，市场运营机构需实行市场干预或市场中止的风险。

(6) 其他风险。

第三节 工作要求和程序

第299条 电力市场风险防范是指职责主体通过电力市场风险监测辨识、评估分析、预警处置并持续改进这一动态过程的总称。

第300条 电力市场运营机构在开展电力市场风险防范时，

应当遵循以下工作要求：

- (1) 建立市场风险防范机制。建立电力市场风险防范相关工作制度，从源头上规避可能发生的市场风险。
- (2) 编制市场风险防范预案。对于每一类风险，有针对性地编制相应的风险防范预案，明确具体的风险源、风险级别、防范措施、各方职责和处置程序等内容。根据实际，滚动修编市场风险防范预案，改进完善风险防范措施，提升风险防范能力。市场风险防范预案上报监管部门。
- (3) 做好市场风险动态监测。充分利用信息化手段和大数据技术，加强对电力市场各类交易活动和风险防范有关工作制度执行情况的监测，提高市场风险处置效率。
- (4) 明确市场风险防范工作程序。电力市场风险分为风险辨识、风险分析、风险预警、风险处置等主要工作环节。电力市场风险防范要与电网安全风险管控、电力系统监管系统网络安全防护工作等有机衔接。
- (5) 建立第三方机构风险评估机制。电力市场运营机构应根据电力市场运行情况，定期或专项开展第三方机构的风险评估工作，形成风险评估报告，及时发现问题，提出并上报意见建议。
- (6) 加强信息披露和报告制度。电力市场运营机构按照

有关预案进行市场风险处置后，定期披露风险处置情况。对于电力市场运营规则中需要政府部门、监管机构进行决定采取市场中止的有关情形，电力市场运营机构应当做好风险预警并及时报告。

第301条 市场风险辨识是动态发现、筛选并记录各类市场风险的过程。电力市场运营机构充分利用市场监测掌握的数据信息，找出电力市场所面临的和潜在的风险源。

第302条 市场风险评估分析是在风险辨识的基础上，对风险进行确认、归类、分级并判断风险特征和风险源头的过程。电力市场运营机构选择适用的定性、定量或定性定量相结合等方法，对风险发生的可能性和后果严重性进行估计和预测，根据市场风险点与可能引发的后果间的关联性进行判断，并依据市场风险可造成后果的不同严重程度对风险进行分级，为风险预警和处置提供支持。电力市场风险等级从高到低划分为重大风险、较大风险、一般风险和低风险四个级别。

第303条 电力市场风险预警是依据风险分析确定风险等级，对可能发生的风险进行预警的过程。电力市场运营机构根据市场风险等级，对可能发生的市场风险进行预警，提醒市场主体事先采取必要的防范措施。

第304条 电力市场风险处置是依据风险评价确定的风险等级，按照有关预案处置市场风险的过程。电力市场运营机构针对已经发生的市场风险，根据其风险特点和等级，按照事前

制定的有关预案在事中或事后环节采取相应措施，及时应急处置，尽可能减轻或消除风险造成的后果。

(1) 当市场价格异常风险发生时，市场运营机构应及时提出处置建议，由XXX开展具有市场力主体的报价行为、出清计算及执行结果的监管工作，根据核查结果，按照第111条至第113条和第151条进行风险处置。

(2) 当发生市场履约风险，按照第333条和第334条进行风险处置。

(3) 当发生电力市场技术支持系统风险、网络安全风险或不可抗力风险，必要时可实施市场干预乃至市场中止，以保障电力系统安全运行。市场运营机构应上报并向电力市场成员公布中止原因。市场干预和市场中止的预案由市场运营机构制定。

第十一章 信用管理

第一节 职责分工

第305条 电力交易机构协助政府部门进行电力市场信用评价和管理，根据市场主体信用评价结果和市场运营情况，建立市场主体信用管理机制。

第306条 信用管理内容包括：市场主体信用等级评价、市场履约风险、信用预警、履约保函、履约风险防范等。

第307条 电力交易机构职责：

- (1) 组织制定电力市场信用管理制度和办法。
- (2) 对信用管理对象进行信用评价、信用额度计算、信用预警、履约担保管理、履约风险防范等。

第308条 市场主体职责：

- (1) 遵守电力市场信用管理的制度和办法，主动配合开展信用评价。
- (2) 按照信用管理结果及时足额提交履约担保。
- (3) 配合落实信用预警和履约风险防范措施。

第309条 电网企业职责：

- (1) 按有关程序使用市场主体提交的履约担保。
- (2) 其中市场主体的结算电费缴费信息及欠费信息由电网企业系统自动推送至交易系统。

第310条 监管单位职责：

XX和XX按职能履行信用管理监管职责。

第二节 信用等级评价

第311条 市场主体信用评价，由电力交易机构或第三方机构按照电力交易机构主体信用评价标准，定期对已获得市场准入、完成注册登记流程并参与市场交易的市场主体进行评价。根据信用评价得分确定市场主体信用等级，相关市场主体须按要求及时、完整提交真实材料，配合开展相关评价。

第312条 经政府部门审核后，向市场主体披露信用评价报告及信用评级结果。信用评价报告及信用评级结果通过XX网站、相关政府网站等向全社会发布，并供查询。同时，电力交易机构在电力交易平台中标明市场主体的信用评级情况。

第313条 对市场主体信用状况进行不定期抽查。若市场主体发生失信行为的，及时核实，根据核实结果确定是否调整信用评级。

第314条 电力交易机构根据年度信用评价结果，对市场主体的信用情况在政府部门进行信用备案。在信用评价周期内，市场主体发生重大失信等行为，经核实后及时在政府部门进行不定期备案。

第315条 电力企业信用评价等级分为三类九级，依次分别为AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。其中C类市

市场主体强制退出市场，直接列入“黑名单”。

售电公司办理履约保函时，电力交易机构可根据信用等级调整其保函额度。在信用评价期内的市场交易中，AAA、AA级信用等级的售电公司分别可免交50%、30%银行履约保函额度，BB、B级信用等级的售电公司分别增加30%、50%银行履约保函额度。

第三节 市场履约风险

第316条 市场履约风险分为交易履约风险和结算履约风险两类。

第317条 交易履约风险按以下公式计算：

交易履约风险=Σ 单品种持有合约交易履约风险

单品种持有合约交易履约风险=单品种持有合约成本-单品种持有合约价值×(1-Q%)

单品种持有合约成本=Σ(买入合约量×买入合约价)-
Σ(卖出合约量×卖出合约价)

单品种持有合约价值=单品种T日综合价格×单品种T日净合约量

其中,Q%为下一个交易日该交易标的价格的涨跌幅限额绝对值。

第318条 市场主体的结算履约风险由市场主体的历史欠费、未到期账单费用、已清算交易费用、未清算交易费用四部

分组成，计算公式如下：

T 日的结算风险=历史欠费+未到期账单费用+已清算交易费用+未清算交易费用

- (1) 历史欠费：市场主体的历史欠费，是指电力交易机构或电网企业已经出具结算单据，但市场主体超过付款期限，截至 T 日尚未支付的款项。
- (2) 未到期账单费用：市场主体的未到期账单费用，是指电力交易机构或电网企业已出具正式结算账单，市场主体在付款期限内截至 T 日尚未完成支付的款项。市场主体已结算并出具账单但未到期的现货市场结算款项和中长期合约分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的未到期账单费用。
- (3) 已清算交易费用：市场主体的已清算费用，是指市场主体已经完成交易，电力交易机构已开展清算、但尚未完成结算、未出具正式结算账单的款项。市场主体已交易并开展日清算、但尚未完成结算流程的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的已清算交易费用。
- (4) 未清算交易费用：市场主体的未清算费用，是指市场主体已经完成交易，但电力交易机构尚未完成日清算的款项。市场主体已交易但未开展日清算的现

货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的未清算交易费用。

第四节 信用预警

第319条 信用管理机构通过市场主体的信用等级、资产情况以及提交的履约担保，计算该市场主体的无担保信用、担保信用，进而确定该市场主体在某类市场的信用额度，以及该市场主体的信用额度总额。

(1) 市场主体的无担保信用主要由市场主体的有形净资产以及信用评价等级对应的有形净资产比率确定。无担保信用额度仅可用于日前市场、实时市场等现货市场。

(2) 市场主体在现货市场的信用额度，由市场主体的无担保信用和担保信用共同构成；市场主体在中长期电能量市场的信用额度，仅限于市场主体的担保信用。

第320条 信用额度要求：

(1) 信用管理对象参与中长期市场交易，交易信用额度须大于或等于交易履约风险。

(2) 信用管理对象参与电力市场结算，结算信用额度须大于或等于结算履约风险。

第321条 信用占用度：

电力交易机构通过交易信用占用度和结算信用占用度来对市场主体的信用额度进行信用预警管理，并及时通知市场主体通过适当的手段满足市场交易信用要求。

(1) 交易信用占用度=交易履约风险/交易信用额度；

(2) 结算信用占用度=结算履约风险/结算信用额度。

第322条 信用预警措施：

电力交易机构定期对市场主体的信用占用度进行跟踪监控，并结合监控结果采取警示措施：

(1) 当市场主体任何一类信用占用度达到70%时，对市场主体进行信用额度预警通知。

(2) 当市场主体任何一类信用占用度达到90%时，对市场主体进行信用额度告警通知。

(3) 若市场主体的交易信用占用度等于或大于100%时，暂停其在中长期市场的市场交易资格，并对其中长期电能量市场典型曲线合约进行强制处理。

(4) 若市场主体的结算市场信用占用度等于或大于100%，则暂停其所持有的交割月的年、月、周等中长期合约、现货市场成交结果以及相关零售合约的结算资格。

第323条 当市场主体收到信用额度预警及告警通知后，为了保证交易和结算的正常进行，可以采取降低信用占用度。

现阶段，降低交易信用占用度的措施主要是：

提交有效期覆盖至下一次收取日的交易履约保函。

现阶段，降低结算信用占用度的措施主要是：

(1) 提交有效期覆盖至下一次保函收取日的结算履约保函，从而提升结算信用额度；

(2) 交清历史欠费，或支付未到期账单费用，从而减少结算风险。

第324条 信用信息披露：

市场主体的交易信用额度、交易履约风险、交易信用占用度、单品种持有合约交易履约风险、结算信用额度、结算履约风险、结算信用占用度等信用管理相关信息，均在 XXX 进行信息披露。

第五节 履约保函

第325条 参与电力市场交易的市场主体，应结合交易的实际需要，按照相关规定要求向电力交易机构提交履约担保。履约担保主要采用履约保函形式，市场主体不能在规定时间内提交相应履约保函的，可以用现金担保形式补齐应缴额度。以现金担保形式缴纳部分，在补齐对应金额履约保函后，现金担保部分予以退还。在此过程中所提交现金担保产生的孳息不予返还。

第326条 履约保函的基本要求：

(1) 企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具履约保函。

(2) 电力交易机构建立履约保函管理工作制度，明确保函的计算、开立、接收、执行、退还等情况记录和通报程序。

(3) 市场主体需按照公开发布的标准在规定时间内足额缴纳保函额度。未能按时足额缴纳的，电力交易机构有权根据相关规定对其采取暂停交易资格等风险防范措施。

(4) 当市场主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求市场主体追加履约保函额度。

第327条 履约保函额度：

履约保函额度以50万元为单位，售电公司提供的履约保函额度应为50万元的整数倍。

提供50万元履约保函额度的，履约保函有效期内可参与市场化交易电量月度规模上限为1亿千瓦时；履约保函额度每增加50万元，履约保函有效期内电量月度规模上限增加1亿千瓦时；提供保函额度达到或超过2000万元的，履约保函有效期内电量月度规模不受限制。

当依据售电公司提供的履约保函额度确定的电量规模与依据其资产总额确定的允许售电量规模不一致时，按两者中较小者确定其可参与市场化交易电量规模限额。

第328条 交易履约保函：

- (1) 现阶段，交易履约保函提交主体为售电公司，受益人为电力交易机构。
- (2) 电力交易机构在每个中长期集中交易日闭市后，计算市场主体应缴纳的交易履约担保额度。
- (3) 售电公司所提交的交易履约保函有效期至少应覆盖至下一个履约保函计算日。
- (4) 交易履约保函覆盖范围为中长期集中竞价交易合约。

第329条 结算履约保函：

- (1) 现阶段，结算履约保函提交主体为售电公司，受益人为国网公司。
- (2) 电力交易机构应在每日现货市场结算后，计算市场主体应缴纳结算履约担保额度。
- (3) 结算履约保函有效期至少应覆盖至下一个月度结算缴费截止日。
- (4) 结算履约担保额度覆盖范围为进入结算周期的中长期交易市场合约、现货市场成交合约以及相关的零售合约。

第330条 履约保函开立：

市场主体以自愿为原则，在银行或本企业集团财务公司开立履约保函。

第331条 履约保函接收:

- (1) 履约保函提交人需向电力交易机构提交履约保函原件及承诺书。承诺书需市场主体法定代表人签字并加盖市场主体单位公章。
- (2) 为补足信用额度而重新开立履约保函的市场主体,或原履约保函已过期需重新开立履约保函的市场主体,应当将重新开立的履约保函原件及承诺书一并提交至电力交易机构。
- (3) 电力交易机构收到市场主体提交的履约保函后, X个工作日内向市场主体开具履约保函接收证明。

第332条 电力交易机构应将履约保函收取、执行情况等相关信息及时上报XXX。

第333条 履约保函执行:

- (1) 交易履约保函执行: 市场主体持有的中长期典型曲线交易合约被强制处理后出现亏损的, 电力交易机构可使用履约保函, 并向履约保函开立单位出具履约保函原件, 要求支付款项, 同时向相关市场主体发出执行告知书。
- (2) 结算履约保函执行: 市场主体未缴纳或未足额缴纳相关结算费用的, 电网企业可向电力交易机构提出使用履约保函, 并向履约保函开立单位出具履约保函原件, 要求支付款项, 同时向相关市场主体发出

执行告知书。

(3) 电网企业应于结算履约保函执行前5个工作日内，向电力交易机构提出借用履约保函原件的申请，在做好借用记录后，由电力交易机构将履约保函原件交电网企业。电网企业完成履约保函执行工作后，应于执行完毕之日起5个工作日内将履约保函原件交还电力交易机构，并做好交还记录。

(4) 对履约保函执行事宜有异议的市场主体，需于执行告知书发出之日起10个工作日内向电网企业、电力交易机构提出异议。经核实市场主体无欠费或欠费金额计算错误的，已通过履约保函支付的欠款将在30个工作日内退还。

第334条 履约保函退还：

(1) 市场主体可向电力交易机构申请退还履约保函。

(2) 市场主体申请退还履约保函需向电力交易机构提供以下材料：电网企业对于该市场主体已完成费用结算的相关依据；申请退还履约保函的书面申请，须加盖单位公章；履约保函领取人的授权委托书、身份证，须由市场主体法定代表人签字，加盖单位公章。

(3) 电力交易机构在收到市场主体申请后，对相关材料的完备性进行核验，在核验确认无误后及时退还相

应的履约保函。

第六节 履约风险防范

第335条 根据国家发改委、国家能源局《关于加强和规范涉电领域失信惩戒对象名单管理工作的实施意见》（发改运行规〔2018〕233号）规定进行失信名单管理。

第336条 为防范市场履约风险，电力交易机构可采取暂停交易资格、要求追加履约保函等强制措施。

（1） 暂停交易资格

市场主体需在规定时间内足额缴纳保函。未能按时足额缴纳的，电力交易机构有权根据相关规定对其采取限制交易规模直至暂停交易资格等风险防范措施：

（a） 对于不满足交易信用要求的市场主体，暂停其在中长期市场的交易资格，或实施临时的净合约量限制和累计交易量限制，在下一个交易日开始针对其所持有合约实施强制处置，直至满足履约保函要求为止。

（b） 对于不满足结算信用要求的市场主体，暂停其在现货市场的交易和结算资格，对其所持有的已进入交割的中长期合约进行强制处理，售电公司持有的零售合约不再作为结算依据，其所代理的零售用户转由保底售电公司代理。

(2) 追加履约保函

当市场主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求市场主体追加履约保函。

售电公司预计交易电量规模发生变化，导致超过其提交履约保函额度对应的电量规模时，售电公司应及时追加履约保函额度，在追加前限制其交易电量规模，由此引起交易相关方的损失，由售电公司全额承担。

第十二章 市场监管

第337条 XXX、XXX对现货市场运营进行监督管理，具体内容遵循《江苏电力市场监管实施办法（试行）》。

附录一 日前市场数学模型

第一节 包含辅助服务出清的安全约束机组组合 (SCUC) 数学模型

1. 目标函数

日前安全约束机组组合数学模型的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T & [u_{i,t} C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25 + \alpha_{i,t} C_{i,t}^{SU} + u_{i,t} C_{i,t}^{ME} \\
 & + (\beta_{i,t}^{F+} C_{i,t}^{F+} Q_{i,t}^{F+} + \beta_{i,t}^{F-} C_{i,t}^{F-} Q_{i,t}^{F-} + \beta_{i,t}^{SRa} C_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRa} \\
 & + \beta_{i,t}^{SRb} C_{i,t}^{SRb} Q_{i,t}^{SRb})] + \sum_{j=1}^{NT} \sum_{t=1}^T C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25 \\
 & + \sum_{k=0}^K \left[\sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_{l,k} (SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^-) \right. \\
 & \left. + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_{s,k} (SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^-) \right] \\
 & - \sum_{y=1}^Y \sum_{t=1}^T B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25 \\
 & - \sum_{j=1}^{NT} \sum_{t=1}^T C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25
 \end{aligned}$$

其中:

T 表示所考虑的时段总数，在日前安全约束机组组合出清模型中为运行日的全部 96 个时段，每 15 分钟一个时段；

N 表示机组总台数； NT 表示省间联络线的总数； NL 表示需要考虑的传输线总数； NS 表示断面总数； Y 表示售电公司、一类用户以及其他用户依照节点聚合后的用户总数； A 表示电网的辅助服务区域总数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从停机到开机的过程中（其余情况为 0）；参量 $\beta_{i,t}^{F+}$ 、 $\beta_{i,t}^{F-}$ 、 $\beta_{i,t}^{SRa}$ 、 $\beta_{i,t}^{SRb} \in \{0,1\}$ 分别表征机组是否对于调频、下调频、A 类旋转备用、B 类旋转备用辅助服务的进行报价的 0-1 变量。

$C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25$ 、 $C_{i,t}^{SU}$ 、 $C_{i,t}^{ME}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小技术出力运行费用，0.25 表示 15 分钟为一个时段，其中 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组 i 在 t 时段申报的在最小技术出力之上各段出力区间和对应能量价格有关的多段阶梯型函数。

$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的输入费用， $C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多段线性函数； $C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的输出费用， $C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

$B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25$ 是用户 y 在时段 t 的需求量产生的费用，

$B_{y,t}(D_{y,t})$ 表示用户 y 在 t 时段申报的各段需求量区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

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

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

$$P_{i,t,m-1}^{\max} = P_{i,t,m}^{\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$P_{i,t,1}^{\min} = P_{i,t}^{\min}, P_{i,t,NM}^{\max} = P_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,t,m}^{\max}$ 、 $P_{i,t,m}^{\min}$ 分别为机组 i 在 t 时段申报的第 m 个出力区间上、下限， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在 t 时段的最小技术出力， $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在 t 时段的额定功率。

机组运行费用表达式：

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

$$C_{i,t,m-1} \leq C_{i,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{i,t,1} \geq Cg_{i,t}^{\min}, C_{i,t,NM} \leq Cg_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cg_{i,t}^{\min}$ 、 $Cg_{i,t}^{\max}$ 为机组报价的下限与上限。

$$\alpha_{i,t} = \max \{u_{i,t} - u_{i,t-1}, 0\}$$

$$\eta_{i,t} = \max \{u_{i,t-1} - u_{i,t}, 0\}$$

其中 $\eta_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从开机到停机的过程中（其余情况为 0）， $u_{i,t} \in \{0,1\}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $u_{i,t} = 0$ 表示机组处于停机状态， $u_{i,t} = 1$ 表示机组处于开机状态。

$C_{i,t}^{SU}$ 为机组 i 的启动成本。

联络线输入功率表达式：

$$T_{j,t}^{in} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{in}$$

$$T_{j,t,m}^{in,min} \leq T_{j,t,m}^{in} \leq T_{j,t,m}^{in,max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{in,max} = T_{j,t,m}^{in,min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{in,min} = 0, T_{j,t,NM}^{in,max} = T_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数（ $NM \leq 10$ ）， $T_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力（输入）， $T_{j,t,m}^{in,max}$ 、 $T_{j,t,m}^{in,min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输出功率表达式：

$$T_{j,t}^{out} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{out}$$

$$T_{j,t,m}^{out,min} \leq T_{j,t,m}^{out} \leq T_{j,t,m}^{out,max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{out,max} = T_{j,t,m}^{out,min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{out,min} = 0, T_{j,t,NM}^{out,max} = T_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $T_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力 (输入)， $T_{j,t,m}^{out,max}$ 、 $T_{j,t,m}^{out,min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输入费用表达式：

$$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{in} T_{j,t,m}^{in}$$

$$C_{j,t,m-1}^{in} \leq C_{j,t,m}^{in}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{in} \geq Ct_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{in} \leq Ct_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Ct_{j,t}^{max}$ 、 $Ct_{j,t}^{min}$ 为联络线报价的上限与下限。

联络线输出费用表达式：

$$C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{out} T_{j,t,m}^{out}$$

$$C_{j,t,m-1}^{out} \leq C_{j,t,m}^{out}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{out} \geq Ct_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{out} \leq Ct_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间 (输出) 对应的能量价格。 $Ct_{j,t}^{max}$ 、 $Ct_{j,t}^{min}$ 为联络线报价的上限与下限。

用户用电功率表达式：

$$D_{y,t} = \sum_{m=1}^{NM} D_{y,t,m}$$

$$D_{y,t,m-1}^{max} = D_{y,t,m}^{min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$D_{y,t,1}^{min} = 0, D_{y,t,NM}^{max} = D_{y,t}^{max}$$

其中， NM 为用户报价总段数 ($NM \leq 10$)， $D_{y,t,m}$ 为用户 y 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $D_{y,t,m}^{max}$ 、 $D_{y,t,m}^{min}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力用电量上、下限， $D_{y,t}^{max}$ 为用户 y 在 t 时段的最大用电功率。

用户的用电费用表达式：

$$B_{y,t}(D_{y,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{y,t,m} D_{y,t,m}$$

$$C_{y,t,m-1} \leq C_{y,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{y,t,m-1} \geq 0, C_{y,t,NM} \leq Cd_{y,t}^{max}$$

其中， NM 为用户报价总段数， $C_{y,t,m}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cd_{y,t}^{min}$ 、 $Cd_{y,t}^{max}$ 为用户报价的下限与上限。

K 为 SCUC 的 N-1 故障集中的场景数量， k 表示第 k 个场景， $k=0$ 表示为无故障场景； $M_{l,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子； $M_{s,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

$SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为线路 l 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

$C_{i,t}^{F+}$ 、 $C_{i,t}^{F-}$ 分别为上、下调频的报价； $Q_{i,t}^{F+}$ 、 $Q_{i,t}^{F-}$ 分别为上、下调频的中标量； $C_{i,t}^{SRa}$ 、 $C_{i,t}^{SRb}$ 分别为 A 类和 B 类旋转备用的费用； $Q_{i,t}^{SRa}$ 、 $Q_{i,t}^{SRb}$ 分别为 A 类和 B 类旋转备用的中标量。

2. 约束条件

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{in} = \sum_{y=1}^Y D_{y,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{out}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}^{in}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输入电网的功率， $T_{j,t}^{out}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输出电网的功率， $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 内的电力需求量。

(2) 系统正负备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

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

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t}^{max} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{in} \geq \sum_{y=1}^Y D_{y,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{out} + R_t^U$$

$P_{i,t}^{max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t}^{min} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{in} \leq \sum_{y=1}^Y D_{y,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{out} - R_t^D$$

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

(3) 系统旋转备用约束

在每个辅助服务分区 a 内，各个时段机组中标的 A、B 类旋转备用需满足实际运行的旋转备用要求。

$$\sum_{i \in a} \beta_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRb} \geq \Delta SRa_{a,t}^D, a = 1, 2, \dots, A$$

$$\sum_{i \in a} \beta_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRb} \geq \Delta SRb_{a,t}^D, a = 1, 2, \dots, A$$

其中， $\Delta SRa_{a,t}^D$ 、 $\Delta SRb_{a,t}^D$ 分别为时段 t 内 a 区域所需的 A、B 类旋转备用总需求。

(4) 系统上、下调频约束

在每个分区内，各个时段机组中标的上、下调频需满足实际运行的调频要求。

$$\sum_{i=1}^N \beta_{i,t}^{F+} Q_{i,t}^{F+} \geq \Delta FC_t^{F+}$$

$$\sum_{i=1}^N \beta_{i,t}^{F-} Q_{i,t}^{F-} \geq \Delta FC_t^{F-}$$

其中， ΔFC_t^{F+} 、 ΔFC_t^{F-} 分别为时段 t 内全网上、下调频需求量。

(5) 特殊机组状态约束

确定为必开机组的，应处于开机状态；确定为必停机组的，应处于关机状态：

$$u_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}(t)$$

$$u_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}(t)$$

其中， $I_{s1}(t)$ 指的是在 t 时段必开机组的全集； $I_{s2}(t)$ 指的是在 t 时段必停机组的全集。

(6) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

其中， ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 为机组 i 在 15 分钟时间段内的最大上、下爬坡速率。

(7) 机组最小连续开机、停机时间约束

由于火发电机组的物理属性及实际运行需要，要求火发电机组满足最小连续停机时间。最小连续停机时间约束可以描述为：

$$\sum_{\tau=t-T_U}^{t-1} u_{i,\tau} - (u_{i,t-1} - u_{i,t})T_U \geq 0$$

$$\sum_{\tau=t-T_D}^{t-1} (1 - u_{i,\tau}) - (u_{i,t} - u_{i,t-1})T_D \geq 0$$

其中， $u_{i,\tau}$ 为机组 i 在 τ 时段的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机、停机时间。

(8) 机组启停次数约束

$$\sum_{i=1}^T \alpha_{i,t} \leq \alpha_i^{max}$$

$$\sum_{i=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{max}$$

其中， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从停机到开机的过程中（其余情况为 0）， $\eta_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从开机到停机的过程中（其余情况为 0）

(9) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{max} &\leq \sum_{i=1}^N G_{k,l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{k,l-j} T_{j,t} - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,l-p} D_{p,t} - SL_{l,t,k}^+ \\ &+ SL_{l,t,k}^- \leq P_l^{max}, k = 0, 1, 2, \dots, K \end{aligned}$$

其中， P_l^{max} 为线路 l 的潮流传输极限； $G_{k,l-i}$ 为在故障 k 条件下机组 i 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子； $G_{k,s-j}$ 为故障 k 情况下省间联络线 j 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子； $G_{k,l-y}$ 为故障 k 条件下用户 y 对线路 l 的输出功率转移分布因子。 $SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为故障 k 条件下线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(10) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{min} \leq \sum_{i=1}^N G_{k,s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{k,s-j} T_{j,t}^{in} - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,s-p} D_{p,t} - \sum_{j=1}^{NT} G_{k,s-j} T_{j,t}^{out} - SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^- \leq P_s^{max}, k = 0,1,2, \dots, K$$

其中， P_s^{min} 、 P_s^{max} 分别为断面 s 的潮流传输上下极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子； $G_{k,s-j}$ 为故障 k 情况下省间联络线 j 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子； G_{s-y} 为用户 y 对断面 s 的输出功率转移分布因子。 $SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(11) 机组的出清耦合约束

对于非必开机组，机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} + \beta_{i,t}^{F+} Q_{i,t}^{F+} + \max(\beta_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRa}, \beta_{i,t}^{SRb} Q_{i,t}^{SRb}) \leq P_{i,t}^{\max}$$

$$P_{i,t} - \beta_{i,t}^{F-} Q_{i,t}^{F-} \geq P_{i,t}^{\min}$$

(11) 联络线出清约束

$$0 \leq T_{j,t}^{in} \leq T_{j,t}^{\max}, 0 \leq T_{j,t}^{out} \leq T_{j,t}^{\max}$$

$$T_{j,t}^{in} \times T_{j,t}^{out} = 0$$

其中, $T_{j,t}^{\max}$ 为联络线 j 在 t 时段内的最大传输容量。

第二节 安全约束经济调度 (SCED) 数学模型

1. 目标函数

日前安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i \in AP(t)} \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25] + \sum_{j \in TA^+(t)} \sum_{t=1}^T [C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25] \\ & + \sum_{k=0}^K \left[\sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_{l,k} (SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^-) \right. \\ & \left. + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_{s,k} (SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^-) \right] \\ & - \sum_{y=1}^Y \sum_{t=1}^T [B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25] \\ & - \sum_{j \in TA^-(t)} \sum_{t=1}^T [C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25] \end{aligned}$$

T 表示所考虑的时段总数, 在日前安全约束经济调度出清

模型中为运行日的全部 96 个时段，每 15 分钟一个时段；

N 表示机组总台数； NL 表示需要考虑的传输线总数； NS 表示断面总数； Y 表示售电公司、一类用户以及其他用户依照节点聚合后的用户总数；

$AP(t)$ 表示在日前 SCUC 中 t 时段所有中标机组中可定价的机组集合； $NP(t)$ 表示在日前 SCUC 中 t 时段所有中标机组中不可定价机组的集合； $TA^+(t)$ 表示日前 SCUC 中 t 时段所有中标不为 0 的省间联络线输入； $TA^-(t)$ 表示日前 SCUC 中 t 时段所有中标不为 0 的省间联络线输出；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力； $T_{j,t}^{in}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输入电网的功率， $T_{j,t}^{out}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输出电网的功率； $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 的电力需求量；

$C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25$ 为可定价机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段阶梯型函数。

$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的输入费用， $C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多段线性函数； $C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的输出费用， $C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多阶梯型函数。

$B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25$ 是用户 y 在时段 t 的需求量产生的费用，

$B_{y,t}(D_{y,t})$ 表示用户 y 在 t 时段申报的各段需求量区间和对应能量价格有关的多段阶梯型函数。

机组出力表达式：

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

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

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{max}$ 、 $P_{i,m}^{min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下限。

可定价机组运行费用表达式：

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

$$C_{i,t,m-1} \leq C_{i,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{i,t,1} \geq Cg_{i,t}^{min}, C_{i,t,NM} \leq Cg_{i,t}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cg_{i,t}^{min}$ 、 $Cg_{i,t}^{max}$ 为机组报价的下限与上限。

联络线输入功率表达式：

$$T_{j,t}^{in} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{in}$$

$$T_{j,t,m}^{in,min} \leq T_{j,t,m}^{in} \leq T_{j,t,m}^{in,max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{in,max} = T_{j,t,m}^{in,min}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{in,min} = 0, T_{j,t,NM}^{in,max} = T_{j,t}^{max}$$

其中，NM 为机组报价总段数 (NM≤10)， $T_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力(输入)， $T_{j,t,m}^{in,max}$ 、 $T_{j,t,m}^{in,min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输出功率表达式：

$$T_{j,t}^{out} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{out}$$

$$T_{j,t,m}^{out,min} \leq T_{j,t,m}^{out} \leq T_{j,t,m}^{out,max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{out,max} = T_{j,t,m}^{out,min}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{out,min} = 0, T_{j,t,NM}^{out,max} = T_{j,t}^{max}$$

其中，NM 为机组报价总段数 (NM≤10)， $T_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力 (输入)， $T_{j,t,m}^{out,max}$ 、 $T_{j,t,m}^{out,min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输入费用表达式：

$$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{in} T_{j,t,m}^{in}$$

$$C_{j,t,m-1}^{in} \leq C_{j,t,m}^{in}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{in} \geq C_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{in} \leq C_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $C_{j,t}^{max}, C_{j,t}^{min}$ 为联络线报价的上限与下限。

联络线输出费用表达式：

$$C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{out} T_{j,t,m}$$

$$C_{j,t,m-1}^{out} \leq C_{j,t,m}^{out}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{out} \geq C_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{out} \leq C_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间（输出）对应的能量价格。 $C_{j,t}^{max}, C_{j,t}^{min}$ 为联络线报价的上限与下限。

用户用电功率表达式：

$$D_{y,t} = \sum_{m=1}^{NM} D_{y,t,m}$$

$$D_{y,t,m-1}^{max} = D_{y,t,m}^{min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$D_{y,t,1}^{min} = 0, D_{y,t,NM}^{max} = D_{y,t}^{max}$$

其中， NM 为用户报价总段数（ $NM \leq 10$ ）， $D_{y,t,m}$ 为用户 y 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $D_{y,t,m}^{max}, D_{y,t,m}^{min}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力用电量上、下限， $D_{y,t}^{max}$ 为用户 y 在 t 时段的最大用电功率。

用户的用电费用表达式：

$$B_{y,t}(D_{y,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{y,t,m} D_{y,t,m}$$

$$C_{y,t,m-1} \leq C_{y,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{y,t,m-1} \geq 0, C_{y,t,NM} \leq Cd_{y,t}^{max}$$

其中， NM 为用户 y 报价总段数， $C_{y,t,m}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cd_{y,t}^{min}, Cd_{y,t}^{max}$ 为联络线报价的下限与上限。

K 为 SCUC 的 N-1 故障集中的场景数量， k 表示第 k 个场景； $M_{l,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子； $M_{s,k}$ 表示在故障场景 k 中对于断面 s 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

$SL_{l,t,k}^+, SL_{l,t,k}^-$ 分别为线路 l 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t,k}^+, SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

2. 约束条件

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\begin{aligned} \sum_{i \in AP(t)} P_{i,t} + \sum_{j \in TA^+(t)} T_{j,t}^{in} \\ = \sum_{y=1}^Y D_{y,t} + \sum_{j \in TA^-(t)} T_{j,t}^{out} - \sum_{w \in NP(t)} P_{w,t}^* \end{aligned}$$

其中, $P_{i,t}(i \in AP(t))$ 表示可定价机组 i 在时段 t 的出力, $T_{j,t}$ 表示省间联络线 j 在时段 t 的出力, $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 内的电力需求量, $P_{i,t}^*(i \in NP(t))$ 表示不可定价机组 w 在时段 t 的出力, 其数值为该不可定价机组在日前 SCUC 中的出清电量。

(2) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时, 均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为:

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

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

其中, ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 为机组 i 在 15 分钟时间段内的最大上、下爬坡速率。

(3) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$\begin{aligned} -P_l^{max} - \sum_{w \in NP(t)} G_{k,l-w} P_{w,t}^* \\ \leq \sum_{i \in AP(t)} G_{k,l-i} P_{i,t} + \sum_{j \in TA^+(t)} G_{k,l-j} T_{j,t}^{in} - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,l-p} D_{p,t} \\ - \sum_{j \in TA^-(t)} G_{k,l-j} T_{j,t}^{out} - SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^- \\ \leq P_l^{max} - \sum_{w \in NP(t)} G_{k,l-w} P_{w,t}^*, k = 0, 1, 2, \dots, K \end{aligned}$$

其中, P_l^{max} 为线路 l 的潮流传输极限; $G_{k,l-i}$ 为在故障 k 条件下可定价机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布

因子； $G_{k,l-y}$ 为故障 k 条件下节点 y 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{y,t}$ 为故障 k 条件下节点 y 在时段 t 的母线负荷值； $G_{k,l-w}$ 为故障 k 条件下不可定价机组 w 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为故障 k 条件下线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(4) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 P_s^{min} - \sum_{w \in NP(t)} G_{s,l-w} P_{w,t}^* & \leq \sum_{i \in AP(t)} G_{k,s-i} P_{i,t} + \sum_{j \in TA^+(t)} G_{k,s-j} T_{j,t}^{in} \\
 & - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,s-p} D_{p,t} - \sum_{j \in TA^-(t)} G_{k,s-j} T_{j,t}^{out} - SL_{s,t,k}^+ \\
 + SL_{s,t,k}^- & \leq P_s^{max} - \sum_{w \in NP(t)} G_{k,s-w} P_{w,t}^*, k \\
 & = 0, 1, 2, \dots, K
 \end{aligned}$$

其中， P_s^{min} 、 P_s^{max} 分别为断面 s 的潮流传输上下极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-y} 为节点 y 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； $G_{k,s-w}$ 为故障 k 条件下不可定价机组 w 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(5) 机组的出清耦合约束

对于可定价机组，若 $u_{i,t} = 1$ ，则机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{min} \leq P_{i,t} + \beta_{i,t}^{F+} Q_{i,t}^{F+*} + \max(\beta_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRa*}, \beta_{i,t}^{SRb} Q_{i,t}^{SRb*}) \leq P_{i,t}^{max}$$

$$P_{i,t} - \beta_{i,t}^{F-} Q_{i,t}^{F-*} \geq P_{i,t}^{min}$$

其中， $P_{i,t}^{min}$ 为机组 i 在 t 时段内的最小技术出力； $P_{i,t}^{max}$ 为机组 i 在 t 时段内的额定功率。 $Q_{i,t}^{F+*}$ 、 $Q_{i,t}^{F-*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRa*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRb*}$ 分别代表在日前安全约束机组组合中，机组 i 在 t 时段上调频、下调频、A类旋转备用、B类旋转备用的已中标量。

对于不可定价机组，其在日前SCUC中出清的结果 $P_{w,t}^*$ 应作为日前SCED优化的边界条件。

(6) 联络线出清约束

$$0 \leq T_{j,t}^{in} \leq T_{j,t}^{max}, 0 \leq T_{j,t}^{out} \leq T_{j,t}^{max}$$

$$T_{j,t}^{in} \times T_{j,t}^{out} = 0$$

其中， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段内的最大传输容量。

第三节 日前市场节点、分区电价计算模型

日前电能量市场在发电侧采用节点电价的定价机制，在用电侧采用分区电价的定价机制。日前市场中的节点电价与分区电价每个时段均为15分钟，运行日中一共有96个时段。

1. 节点电价计算模型

日前电能量市场的节点电价通过日前市场SCED的结果计

算得到。求解 SCED 优化模型可以得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子。节点 p 在时段 t 的节点电价 (LMP) 可以表示为

$$LMP_{p,t} = \lambda_t - \sum_{k=0}^K \sum_{l=1}^L (\mu_{k,l,t}^+ - \mu_{k,l,t}^-) G_{k,l-p,t} - \sum_{k=0}^K \sum_{l=1}^L (\mu_{k,s,t}^+ - \mu_{k,s,t}^-) G_{k,s-p,t} + \lambda_t \left(\frac{1}{P_f} - 1 \right)$$

其中:

λ_t : 时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

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

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

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

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

$G_{k,l-p,t}$: 当发生故障 k 时节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子;

$G_{k,s-p,t}$: 当发生故障 k 时节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

Pf : 表征节点 p 处潮流输入/输出对于系统损耗影响的边际损耗因子。

2. 分区电价计算模型

日前市场中的分区电价由各个区域内的节点电价以节点的负荷量作为权重计算得到。分区电价的计算公式如下:

$$ZP_{a,t} = \sum_{p \in a} [LMP_{p,t} \times \sum_{y \in p} D_{y,t}] / (\sum_{y \in a} D_{y,t})$$

其中, $ZP_{a,t}$ 表示 t 时段的 a 区域的分区电价; $LMP_{p,t}$ 表示 t 时段节点 p 的节点电价; $\sum_{y \in p} D_{y,t}$ 表示所有处于节点 p 的负荷量之和, $\sum_{y \in a} D_{y,t}$ 表示区域 a 内所有的负荷量之和。

第四节 日前市场辅助服务价格计算模型

日前市场中的辅助服务共有四种: 上调频, 下调频, A 类以及 B 类旋转备用。以上的辅助服务市场在日前市场的 SCUC 中出清。

1. 上调频辅助服务价格计算模型

上调频辅助服务的价格为

$$ASP_{a,t}^+ = -\mu_{a,t}^+$$

其中， $ASP_{a,t}^+$ 表示区域 a 的上调频辅助服务出清价格； $\mu_{a,t}^+$ 表示区域 a 的上调频容量约束的拉格朗日乘子。

2. 下调频辅助服务价格计算模型

下调频辅助服务的价格为

$$ASP_{a,t}^- = -\mu_{a,t}^-$$

其中， $ASP_{a,t}^-$ 表示区域 a 的下调频辅助服务出清价格； $\mu_{a,t}^-$ 表示区域 a 的下调频容量约束的拉格朗日乘子。

3. A 类旋转备用价格计算模型

A 类旋转备用的价格为

$$ASP_{a,t}^{SRa} = -\mu_{a,t}^{SRa}$$

其中， $ASP_{a,t}^{SRa}$ 表示区域 a 的 A 类旋转备用出清价格； $\mu_{a,t}^{SRa}$ 表示区域 a 的 A 类旋转备用容量约束的拉格朗日乘子。

4. B 类旋转备用价格计算模型

B 类旋转备用的价格为

$$ASP_{a,t}^{SRb} = -\mu_{a,t}^{SRb}$$

其中， $ASP_{a,t}^{SRb}$ 表示区域 a 的 B 类旋转备用出清价格； $\mu_{a,t}^{SRb}$ 表示区域 a 的 B 类旋转备用容量约束的拉格朗日乘子。

第五节 调频辅助服务市场申报补充说明

1. 调频容量申报

电力调度机构根据系统实际运行情况，组织日前交易前向

市场主体发布各分区调频容量需求值。发电机组申报调频容量，为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行，规定单个电厂的中标发电单元调频容量之和不超过控制区调频容量需求值的 20%。

发电企业在日前申报次日的调频里程价格(单位:元/兆瓦),申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。申报价格不能超过报价上下限。

发电单元申报调频容量范围的计算公式如下:

调频容量申报上限= \min (发电单元最近8个中标时段实测调节速率 \times 3分钟,发电单元容量 \times 15%,控制区调频容量需求值的20%/全厂申报发电单元数)

调频容量申报下限= \min (发电单元最近8个中标时段实测调节速率 \times 1分钟,发电单元可调节容量 \times 3%)

其中,水电机组发电单元容量按当前水头对应的最大出力计算。发电单元可调节容量为具备AGC的发电单元可调节最大出力与最小出力的差值。

独立第三方辅助服务提供者以其额定功率进行市场调频容量申报。

2. 报价调整

为便于横向比较发电单元间性能差异,每天组织交易前将发电单元最近8个中标时段的综合调频性能指标平均值进行归

一化处理。设第*i*台发电单元的综合调频性能指标为 k_i ，其所属的调频资源分布区内所有发电单元的综合调频性能指标中最大值为 k_{max} ，归一化之后的综合调频性能指标用 P_i 表示，归一化公式：

$$P_i = \frac{k_i}{k_{max}}$$

归一化之后，性能指标最大值为1。

以归一化后的发电单元综合调频性能指标 P_i 将各发电单元的调频里程报价进行调整，作为调频里程排序价格。调频里程排序价格计算公式为：

$$\text{调频里程排序价格} = \text{调频里程报价} / P_i$$

附录二 实时市场数学模型

第一节 安全约束经济调度 (SCED) 数学模型 (一阶段)

1. 目标函数

实时市场时段 t 的安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^N [C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25] + \sum_{j=1}^{NT} C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25 \\ & + \sum_{k=0}^K \left[\sum_{l=1}^{NL} M_{l,k}(SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^-) \right. \\ & \left. + \sum_{s=1}^{NS} M_{s,k}(SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^-) \right] - \sum_{y=1}^Y [B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25] \\ & - \sum_{j=1}^{NT} C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25 \end{aligned}$$

N 表示机组总台数; NP 表示不可定价机组的总数 (包括必开机组、保供机组等); NT 表示省间联络线的总数; NL 表示需要考虑的传输线总数; NS 表示断面总数; Y 表示售电公司、一类用户以及其他用户依照节点聚合后的用户总数;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力; $T_{j,t}$ 表示省间联络线 j 在 t 时段的传输功率; $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 的电力需求量;

$C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25$ 为可定价机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

$C_{j,t}(P_{i,t}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的传输费用， $C_{j,t}(T_{j,t})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

$B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25$ 是用户 y 在时段 t 的需求量产生的费用， $B_{y,t}(D_{y,t})$ 表示用户 y 在 t 时段申报的各段需求量区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

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

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

$$P_{i,t,m-1}^{\max} = P_{i,t,m}^{\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$P_{i,t,1}^{\min} = P_{i,t}^{\min}, P_{i,t,NM}^{\max} = P_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下限， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在 t 时段的最小技术出力， $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在 t 时段的额定功率。

机组运行费用表达式：

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

$$C_{i,t,m-1} \leq C_{i,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{i,t,1} \geq Cg_{i,t}^{\min}, C_{i,t,NM} \leq Cg_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cg_{i,t}^{\min}, Cg_{i,t}^{\max}$ 为机组报价的下限与上限。

联络线输入功率表达式：

$$T_{j,t}^{in} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{in}$$

$$T_{j,t,m}^{in,\min} \leq T_{j,t,m}^{in} \leq T_{j,t,m}^{in,\max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{in,\max} = T_{j,t,m}^{in,\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{in,\min} = 0, T_{j,t,NM}^{in,\max} = T_{j,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $T_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力(输入)， $T_{j,t,m}^{in,\max}, T_{j,t,m}^{in,\min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{\max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输出功率表达式：

$$T_{j,t}^{out} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{out}$$

$$T_{j,t,m}^{out,\min} \leq T_{j,t,m}^{out} \leq T_{j,t,m}^{out,\max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{out,max} = T_{j,t,m}^{out,min}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{out,min} = 0, T_{j,t,NM}^{out,max} = T_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $T_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力 (输入)， $T_{j,t,m}^{out,max}$ 、 $T_{j,t,m}^{out,min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输入费用表达式：

$$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{in} T_{j,t,m}$$

$$C_{j,t,m-1}^{in} \leq C_{j,t,m}^{in}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{in} \geq Ct_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{in} \leq Ct_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Ct_{j,t}^{max}$ 、 $Ct_{j,t}^{min}$ 为联络线报价的上限与下限。

联络线输出费用表达式：

$$C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{out} T_{j,t,m}$$

$$C_{j,t,m-1}^{out} \leq C_{j,t,m}^{out}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{out} \geq Ct_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{out} \leq Ct_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间 (输出) 对应的能量价格。 $Ct_{j,t}^{max}$ 、 $Ct_{j,t}^{min}$ 为联

络线报价的上限与下限。

用户用电功率表达式:

$$D_{y,t} = \sum_{m=1}^{NM} D_{y,t,m}$$

$$D_{y,t,m-1}^{\max} = D_{y,t,m}^{\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$D_{y,t,1}^{\min} = 0, D_{y,t,NM}^{\max} = D_{y,t}^{\max}$$

其中, NM 为用户报价总段数 ($NM \leq 10$), $D_{y,t,m}$ 为用户 y 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $D_{y,t,m}^{\max}$ 、 $D_{y,t,m}^{\min}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力用电量上、下限, $D_{y,t}^{\max}$ 为用户 y 在 t 时段的最大用电功率。

用户的用电费用表达式:

$$B_{y,t}(D_{y,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{y,t,m} D_{y,t,m}$$

$$C_{y,t,m-1} \leq C_{y,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{y,t,m-1} \geq 0, C_{y,t,NM} \leq Cd_{y,t}^{\max}$$

其中, NM 为用户 y 报价总段数, $C_{y,t,m}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cd_{y,t}^{\min}$ 、 $Cd_{y,t}^{\max}$ 为联络线报价的下限与上限。

K 为 SCUC 的 N-1 故障集中的场景数量, k 表示第 k 个场景, $k=0$ 表示为无故障场景; $M_{l,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子; $M_{s,k}$ 表示在故障

场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

$SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为线路 l 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

2. 约束条件

(1) 系统负荷平衡约束

时段 t 的负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{in} = \sum_{y=1}^Y D_{y,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}^{out}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}^{in}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输入电网的功率， $T_{j,t}^{out}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输出电网的功率， $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 内的电力需求量。

(2) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

其中， ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 为机组 i 在 15 分钟时间段内的最大上、下爬坡速率。

(3) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 -P_l^{max} &\leq \sum_{i=1}^N G_{k,l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{k,l-j} T_{j,t}^{in} - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,l-p} D_{p,t} \\
 &\quad - \sum_{j=1}^{NT} G_{k,l-j} T_{j,t}^{out} - SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^- \leq P_l^{max}, k \\
 &= 0, 1, 2, \dots, K
 \end{aligned}$$

其中， P_l^{max} 为线路 l 的潮流传输极限； $G_{k,l-i}$ 为在故障 k 条件下机组 i 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子； $G_{k,s-j}$ 为故障 k 情况下省间联络线 j 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子； $G_{k,l-y}$ 为故障 k 条件下用户 y 对线路 l 的输出功率转移分布因子； $D_{p,t}$ 为故障 k 条件下节点 p 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为故障 k 条件下线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(4) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 P_s^{min} &\leq \sum_{i=1}^N G_{k,s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{k,s-j} T_{j,t}^{in} - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,s-p} D_{p,t} \\
 &\quad - \sum_{j=1}^{NT} G_{k,s-j} T_{j,t}^{out} - SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^- \leq P_s^{max}, k \\
 &= 0, 2, \dots, K
 \end{aligned}$$

其中， P_s^{max} 、 P_s^{min} 分别为断面 s 的潮流传输上下极限； G_{s-i}

为机组 i 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子; $G_{k,s-j}$ 为故障 k 情况下省间联络线 j 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子; G_{s-y} 为用户 y 对断面 s 的输出功率转移分布因子。 $SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(5) 机组的容量约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} + \beta_{i,t}^{F+} Q_{i,t}^{F+*} + \max(\beta_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRa*}, \beta_{i,t}^{SRb} Q_{i,t}^{SRb*}) \leq P_{i,t}^{\max}$$

$$P_{i,t} - \beta_{i,t}^{F-} Q_{i,t}^{F-*} \geq P_{i,t}^{\min}$$

其中, $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在 t 时段内的最小技术出力; $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在 t 时段内的额定功率。 $Q_{i,t}^{F+*}$ 、 $Q_{i,t}^{F-*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRa*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRb*}$ 分别代表在日前安全约束机组组合或是滚动机组组合中, 机组 i 在 t 时段上调频、下调频、A 类旋转备用、B 类旋转备用的已中标量 (以最近一次滚动机组组合中确定的量为准)。

(6) 联络线出清约束

$$0 \leq T_{j,t}^{\text{in}} \leq T_{j,t}^{\max}, 0 \leq T_{j,t}^{\text{out}} \leq T_{j,t}^{\max}$$

$$T_{j,t}^{\text{in}} \times T_{j,t}^{\text{out}} = 0$$

其中, $T_{j,t}^{\max}$ 为联络线 j 在 t 时段内的最大传输容量。

第二节 安全约束经济调度 (SCED) 数学模型 (二阶段)

1. 目标函数

实时市场 t 时段的安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i \in AP(t)} [C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25] + \sum_{j \in TA^+(t)} C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25 \\ & + \sum_{k=0}^K \left[\sum_{l=1}^{NL} M_{l,k} (SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^-) \right. \\ & \left. + \sum_{s=1}^{NS} M_{s,k} (SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^-) \right] - \sum_{y=1}^Y [B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25] \\ & - \sum_{j \in TA^-(t)} C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25 \end{aligned}$$

N 表示机组总台数; NL 表示需要考虑的传输线总数; NS 表示断面总数; Y 表示售电公司、一类用户以及其他用户依照节点聚合后的用户总数;

$AP(t)$ 表示在日前 SCUC 中 t 时段所有中标机组中可定价的机组集合; $NP(t)$ 表示在日前 SCUC 中 t 时段所有中标机组中不可定价机组的集合; $TA^+(t)$ 表示日前 SCUC 中 t 时段所有中标不为 0 的省间联络线输入; $TA^-(t)$ 表示日前 SCUC 中 t 时段所有中标不为 0 的省间联络线输出;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力; $T_{j,t}^{in}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输入电网的功率, $T_{j,t}^{out}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输出

电网的功率； $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 的电力需求量；

$C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25$ 为可定价机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的输入费用， $C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多段线性函数； $C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) \times 0.25$ 是省间联络线 j 在时段 t 的输出费用， $C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out})$ 是联络线 j 在 t 时段申报的各段传输容量区间和对应能量价格有关的多阶梯型函数。

$B_{y,t}(D_{y,t}) \times 0.25$ 是用户 y 在时段 t 的需求量产生的费用， $B_{y,t}(D_{y,t})$ 表示用户 y 在 t 时段申报的各段需求量区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

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

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

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{max}$ 、 $P_{i,m}^{min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下限。

可定价机组运行费用表达式：

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

$$C_{i,t,m-1} \leq C_{i,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{i,t,1} \geq Cg_{i,t}^{\min}, C_{i,t,NM} \leq Cg_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cg_{i,t}^{\min}, Cg_{i,t}^{\max}$ 为机组报价的下限与上限。

联络线输入功率表达式：

$$T_{j,t}^{in} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{in}$$

$$T_{j,t,m}^{in,\min} \leq T_{j,t,m}^{in} \leq T_{j,t,m}^{in,\max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{in,\max} = T_{j,t,m}^{in,\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{in,\min} = 0, T_{j,t,NM}^{in,\max} = T_{j,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $T_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力(输入)， $T_{j,t,m}^{in,\max}, T_{j,t,m}^{in,\min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{\max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输出功率表达式：

$$T_{j,t}^{out} = \sum_{m=1}^{NM} T_{j,t,m}^{out}$$

$$T_{j,t,m}^{out,\min} \leq T_{j,t,m}^{out} \leq T_{j,t,m}^{out,\max}$$

$$T_{j,t,m-1}^{out,max} = T_{j,t,m}^{out,min}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$T_{j,t,1}^{out,min} = 0, T_{j,t,NM}^{out,max} = T_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $T_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力 (输入)， $T_{j,t,m}^{out,max}$ 、 $T_{j,t,m}^{out,min}$ 为联络线 j 申报输入功率的第 m 个出力区间上、下限， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段的额定功率。

联络线输入费用表达式：

$$C_{j,t}^{in}(T_{j,t}^{in}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{in} T_{j,t,m}$$

$$C_{j,t,m-1}^{in} \leq C_{j,t,m}^{in}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{in} \geq Ct_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{in} \leq Ct_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{in}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Ct_{j,t}^{max}$ 、 $Ct_{j,t}^{min}$ 为联络线报价的上限与下限。

联络线输出费用表达式：

$$C_{j,t}^{out}(T_{j,t}^{out}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{j,t,m}^{out} T_{j,t,m}$$

$$C_{j,t,m-1}^{out} \leq C_{j,t,m}^{out}, m = 2,3, \dots, NM$$

$$C_{j,t,1}^{out} \geq Ct_{j,t}^{min}, C_{j,t,NM}^{out} \leq Ct_{j,t}^{max}$$

其中， NM 为联络线报价总段数， $C_{j,t,m}^{out}$ 为联络线 j 申报的第 m 个出力区间 (输出) 对应的能量价格。 $Ct_{j,t}^{max}$ 、 $Ct_{j,t}^{min}$ 为联

络线报价的上限与下限。

用户用电功率表达式:

$$D_{y,t} = \sum_{m=1}^{NM} D_{y,t,m}$$

$$D_{y,t,m-1}^{\max} = D_{y,t,m}^{\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$D_{y,t,1}^{\min} = 0, D_{y,t,NM}^{\max} = D_{y,t}^{\max}$$

其中, NM 为用户报价总段数 ($NM \leq 10$), $D_{y,t,m}$ 为用户 y 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $D_{y,t,m}^{\max}$ 、 $D_{y,t,m}^{\min}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力用电量上、下限, $D_{y,t}^{\max}$ 为用户 y 在 t 时段的最大用电功率。

用户的用电费用表达式:

$$B_{y,t}(D_{y,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{y,t,m} D_{y,t,m}$$

$$C_{y,t,m-1} \leq C_{y,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{y,t,m-1} \geq 0, C_{y,t,NM} \leq Cd_{y,t}^{\max}$$

其中, NM 为用户 y 报价总段数, $C_{y,t,m}$ 为用户 y 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cd_{y,t}^{\min}$ 、 $Cd_{y,t}^{\max}$ 为联络线报价的下限与上限。

K 为 SCUC 的 N-1 故障集中的场景数量, k 表示第 k 个场景;

$M_{l,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子; $M_{s,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市

场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

$SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为线路 l 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

2. 约束条件

(1) 系统负荷平衡约束

时段 t 的负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i \in AP(t)} P_{i,t} + \sum_{j \in TA^+(t)} T_{j,t}^{in} = \sum_{y=1}^Y D_{y,t} + \sum_{j \in TA^-(t)} T_{j,t}^{out} - \sum_{i \in NP(t)} P_{i,t}^*$$

其中， $P_{i,t}$ ($i \in AP(t)$) 表示可定价机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示省间联络线 j 在时段 t 的出力， $D_{y,t}$ 表示用户 y 在时段 t 内的电力需求量， $P_{i,t}^*$ ($i \in NP(t)$) 表示不可定价机组 w 在时段 t 的出力，其数值为该不可定价机组在实时 SCED 第一阶段的出清电量。

(2) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

其中， ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 为机组 i 在 15 分钟时间段内的最大上、

下坡速率。

(3) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 & -P_l^{\max} - \sum_{w \in NP(t)} G_{k,l-w} P_{w,t}^* \\
 & \leq \sum_{i \in AP(t)} G_{k,l-i} P_{i,t} + \sum_{j \in TA^+(t)} G_{k,l-j} T_{j,t}^{in} - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,l-p} D_{p,t} \\
 & \quad - \sum_{j \in TA^-(t)} G_{k,l-j} T_{j,t}^{out} - SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^- \\
 & \leq P_l^{\max} - \sum_{w \in NP(t)} G_{k,l-w} P_{w,t}^*, k = 0, 1, 2, \dots, K
 \end{aligned}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； $G_{k,l-i}$ 为在故障 k 条件下可定价机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $G_{k,l-y}$ 为故障 k 条件下节点 y 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{y,t}$ 为故障 k 条件下节点 y 在时段 t 的母线负荷值； $G_{k,l-w}$ 为故障 k 条件下不可定价机组 w 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为故障 k 条件下线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(4) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
& p_s^{\min} - \sum_{w \in NP(t)} G_{s,l-w} P_{w,t}^* \\
& \leq \sum_{i \in AP(t)} G_{k,s-i} P_{i,t} + \sum_{j \in TA^+(t)} G_{k,s-j} T_{j,t}^{\text{in}} \\
& \quad - \sum_{p=1}^{NC} G_{k,s-p} D_{p,t} - \sum_{j \in TA^-(t)} G_{k,s-j} T_{j,t}^{\text{out}} - SL_{s,t,k}^+ \\
& \quad + SL_{s,t,k}^- \leq p_s^{\max} - \sum_{w \in NP(t)} G_{k,s-w} P_{w,t}^*, k \\
& = 0, 1, 2, \dots, K
\end{aligned}$$

其中， p_s^{\min} 、 p_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输上下极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-y} 为节点 y 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； $G_{k,s-w}$ 为故障 k 条件下不可定价机组 w 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(5) 机组的容量约束

对于可定价机组，若 $u_{i,t} = 1$ ，则机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\begin{aligned}
P_{i,t}^{\min} & \leq P_{i,t} + \beta_{i,t}^{F+} Q_{i,t}^{F+*} + \max(\beta_{i,t}^{SRa} Q_{i,t}^{SRa*}, \beta_{i,t}^{SRb} Q_{i,t}^{SRb*}) \leq P_{i,t}^{\max} \\
P_{i,t} & - \beta_{i,t}^{F-} Q_{i,t}^{F-*} \geq P_{i,t}^{\min}
\end{aligned}$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在 t 时段内的最小技术出力； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在 t 时段内的额定功率。 $Q_{i,t}^{F+*}$ 、 $Q_{i,t}^{F-*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRa*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRb*}$ 分别代表在日前安全约束机组组合或是日前市场中，机组 i 在 t

时段上调频、下调频、A 类旋转备用、B 类旋转备用的已中标量。

对于不可定价机组，其在实时市场中的 SCED 一阶段出清电量 $P_{w,t}^*$ 应作为实时 SCED 优化的边界条件。

(6) 联络线出清约束

$$0 \leq T_{j,t}^{in} \leq T_{j,t}^{max}, 0 \leq T_{j,t}^{out} \leq T_{j,t}^{max}$$

$$T_{j,t}^{in} \times T_{j,t}^{out} = 0$$

其中， $T_{j,t}^{max}$ 为联络线 j 在 t 时段内的最大传输容量。

第三节 实时市场节点、分区电价计算模型

日前电能量市场在发电侧采用节点电价的定价机制，在用电侧采用分区电价的定价机制。实时市场中所有节点、分区电价均基于 SCED（二阶段）的结果进行计算。

1. 节点电价（LMP）计算模型

实时市场的节点电价通过实时市场 SCED 的结果计算得到。求解 SCED 优化模型可以得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子。节点 p 在时段 t 的节点电价（LMP）可以表示为

$$LMP_{p,t} = \lambda_t - \sum_{k=0}^K \sum_{l=1}^L (\mu_{k,l,t}^+ - \mu_{k,l,t}^-) G_{k,l-p,t}$$

$$- \sum_{k=0}^K \sum_{l=1}^L (\mu_{k,s,t}^+ - \mu_{k,s,t}^-) G_{k,s-p,t} + \lambda_t \left(\frac{1}{P_f} - 1 \right)$$

其中:

λ_t : 时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

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

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

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

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

$G_{k,l-p,t}$: 当发生故障 k 时节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子;

$G_{k,s-p,t}$: 当发生故障 k 时节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

采用分区内各节点边际电价的加权平均值作为该分区的分区电价。

Pf : 表征节点 p 处潮流输入/输出对于系统损耗影响的边际

损耗因子。

2. 分区电价 (ZP) 计算模型

实时市场中的分区电价由各个区域内的节点电价以节点的负荷量作为权重计算得到。分区电价的计算公式如下：

$$ZP_{a,t} = \sum_{p \in a} [LMP_{p,t} \times \sum_{y \in p} D_{y,t}] / (\sum_{y \in a} D_{y,t})$$

其中， $ZP_{a,t}$ 表示 t 时段的 a 区域的分区电价； $LMP_{p,t}$ 表示 t 时段节点 p 的节点电价； $\sum_{y \in p} D_{y,t}$ 表示所有处于节点 p 的负荷量之和， $\sum_{y \in a} D_{y,t}$ 表示区域 a 内所有的负荷量之和。

3. 节点结算电价 (STLLMP) 计算模型

节点 p 在实时市场中的节点结算电价定义为在 15 分钟时段 τ 内该节点所有 SCED 节点电价的加权平均值与该节点所在分区的容量附加价格之和。

$$STLLMP_{p,\tau} = \frac{\sum_{t \in \tau} \delta_t(\tau) \cdot LMP_{p,t}}{900} + RTORPA_{a,\tau}$$

其中， $STLLMP_{p,\tau}$ 表示 15 分钟时段 τ 内节点 p 的节点结算电价； $\delta_t(\tau)$ 表示 t 时段的 SCED 包含的时间范围落在该 15 分钟时段 τ 的时间长度，定义为 SCED 有效的起止时间之间的差值，单位为秒； $LMP_{p,t}$ 表示 t 时段节点 p 的节点电价； $RTORPA_{a,\tau}$ 表示该节点所在分区在 15 分钟时段 τ 的容量附加价格。

对于实时市场中常规的 SCED，SCED 的有效开始时间为其研究的 15 分钟的开始时间，截止时间为下一个 SCED 的有效开

始时间；对于临时增设的 SCED，其有效开始时间为电力调度机构向市场参与者发布 SCED 运行结果的时间，截止时间为下一个 SCED 的有效开始时间。

4. 分区结算电价（STLZP）计算模型

区域 a 在实时市场中的分区结算电价定义为在 15 分钟时段 τ 内该分区所有 SCED 分区电价的加权平均值与该 15 分钟的容量电价之和。

$$STLZP_{a,\tau} = \frac{\sum_{t \in \tau} \delta_t(\tau) \cdot ZP_{a,t}}{900} + RTORPA_{a,\tau}$$

其中， $STLZP_{a,\tau}$ 表示 15 分钟时段 τ 内区域 a 的分区结算电价； $\delta_t(\tau)$ 表示 t 时段的 SCED 包含的时间范围落在该 15 分钟时段 τ 的时间长度，定义为 SCED 有效的起止时间之间的差值，单位为秒； $ZP_{a,t}$ 表示 t 时段的 a 区域的分区电价； $RTORPA_{a,\tau}$ 表示该节点所在分区在 15 分钟时段 τ 的容量附加价格。

第四节 容量电价数学模型

1. 运营储备曲线（ORDC）数学模型

待补充

2. 容量电价计算方法

待补充

第五节 滚动机组组合 (RRUC) 数学模型

1. 目标函数

滚动机组组合数学模型的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i \in AP(t)} \sum_{t=1}^T [u_{i,t} C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25 + \alpha_{i,t} C_{i,t}^{SU} + u_{i,t} C_{i,t}^{ME}] \\ & + \sum_{k=0}^K \left[\sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_{l,k} (SL_{l,t,k}^+ + SL_{l,t,k}^-) \right. \\ & \left. + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_{s,k} (SL_{s,t,k}^+ + SL_{s,t,k}^-) \right] \end{aligned}$$

其中:

T 表示所考虑的时段总数。在滚动机组组合中, 机组组合分析时段为滚动机组组合运行时间节点后 1 小时至运行日最后出清时段, 每 15 分钟为一个时段。

N 表示机组总台数; NT 表示省间联络线的总数; NL 表示需要考虑的传输线总数; NS 表示断面总数; Y 表示售电公司、一类用户以及其他用户依照节点聚合后的用户总数;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力; $T_{j,t}^{in}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输入电网的功率, $T_{j,t}^{out}$ 表示省间联络线 j 在 t 时刻的输出电网的功率;

$\alpha_{i,t} \in \{0,1\}$ 表示机组在 i 时段的开机状态, $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从停机到开机的过程中;

$C_{i,t}(P_{i,t}) \times 0.25$ 、 $C_{i,t}^{SU}$ 、 $C_{i,t}^{ME}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小技术出力运行费用，其中 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组 i 在 t 时段申报的在最小技术出力之上各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

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

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

$$P_{i,t,m-1}^{\max} = P_{i,t,m}^{\min}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$P_{i,t,1}^{\min} = P_{i,t}^{\min}, P_{i,t,NM}^{\max} = P_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数 ($NM \leq 10$)， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,t,m}^{\max}$ 、 $P_{i,t,m}^{\min}$ 分别为机组 i 在 t 时段申报的第 m 个出力区间上、下限， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在 t 时段的最小技术出力， $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在 t 时段的额定功率。

机组运行费用表达式：

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

$$C_{i,t,m-1} \leq C_{i,t,m}, m = 2, 3, \dots, NM$$

$$C_{i,t,m-1} \geq Cg_{i,t}^{\min}, C_{i,t,NM} \leq Cg_{i,t}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。 $Cg_{i,t}^{\min}$ 、 $Cg_{i,t}^{\max}$ 为机组报价的下限

与上限。

$$\alpha_{i,t} = \max \{u_{i,t} - u_{i,t-1}, 0\}$$

$$\eta_{i,t} = \max \{u_{i,t-1} - u_{i,t}, 0\}$$

其中 $\eta_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从开机到停机的过程中（其余情况为 0）， $u_{i,t} \in \{0,1\}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $u_{i,t} = 0$ 表示机组处于停机状态， $u_{i,t} = 1$ 表示机组处于开机状态。 C_i^{SU} 为机组 i 的启动成本。

K 为 SCUC 的 N-1 故障集中的场景数量， k 表示第 k 个场景， $k=0$ 表示为无故障场景； $M_{l,t,k}$ 表示在故障场景 k 中对于线路 l 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子； $M_{s,t,k}$ 表示在故障场景 k 中对于断面 s 用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

$SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为线路 l 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 在 t 时段场景 k 下的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

2. 约束条件

(1) 系统负荷平衡约束

时段 t 的负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} \tilde{T}_{j,t}^{in} = \tilde{D}_t + \sum_{j=1}^{NT} \tilde{T}_{j,t}^{out}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， \tilde{D}_t 表示 t 时段的全网负荷预测值（根据具体情况选择短期或者中期负荷预测值）， $\tilde{T}_{j,t}^{in}$ 、 $\tilde{T}_{j,t}^{out}$ 表示省间联络线的中长期合约计划输入、输出电量，或是之后更新的省间联络线计划输电量。

(2) 系统正负备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

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

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t}^{max} + \sum_{j=1}^{NT} \tilde{T}_{j,t}^{in} \geq \tilde{D}_t + \sum_{j=1}^{NT} \tilde{T}_{j,t}^{out} + R_t^U$$

$P_{i,t}^{max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{min} + \sum_{j=1}^{NT} \tilde{T}_{j,t}^{in} \leq \tilde{D}_t + \sum_{j=1}^{NT} \tilde{T}_{j,t}^{out} - R_t^D$$

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

(3) 辅助服务中标状态约束

若机组 i 在 t 时段内中标调频辅助服务或旋转备用，则机组

在 t 时段状态为开机。

$$u_{i,t} = 1 \quad i \in F^+(t)$$

$$u_{i,t} = 1 \quad i \in F^-(t)$$

$$u_{i,t} = 1 \quad i \in SRa(t)$$

$$u_{i,t} = 1 \quad i \in SRb(t)$$

$F^+(t)$ 、 $F^-(t)$ 、 $SRa(t)$ 、 $i \in SRb(t)$ 分别为上调频、下调频、A 类旋转备用、B 类旋转备用辅助服务在 t 时刻的中标量不为 0 的机组集合。

(4) 特殊机组状态约束

确定为必开机组的，应处于开机状态；确定为必停机组的，应处于关机状态：

$$u_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}(t)$$

$$u_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}(t)$$

其中， $I_{s1}(t)$ 指的是在 t 时段必开机组的全集； $I_{s2}(t)$ 指的是在 t 时段必停机组的全集。

(5) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

其中， ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 为机组 i 在 15 分钟时间段内的最大上、

下爬坡速率。

(6) 机组最小连续开机、停机时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续停机时间。最小连续停机时间约束可以描述为：

$$\sum_{\tau=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,\tau} - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U \geq 0$$

$$\sum_{\tau=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,\tau}) - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,\tau}$ 为机组 i 在 τ 时段的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机、停机时间。

(7) 机组启停次数约束

$$\sum_{i=1}^T \alpha_{i,t} \leq \alpha_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{\max}$$

其中， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从停机到开机的过程中（其余情况为 0）， $\eta_{i,t} = 1$ 表示机组在 i 时段处于从开机到停机的过程中（其余情况为 0）

(8) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{max} &\leq \sum_{i=1}^N G_{k,l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{k,l-j} T_{j,t}^* - \sum_{p=1}^P G_{k,l-p} \tilde{D}_{p,t} - SL_{l,t,k}^+ \\
&\quad + SL_{l,t,k}^- \leq P_l^{max}, k = 0, 1, 2, \dots, K
\end{aligned}$$

其中, P_l^{max} 为线路 l 的潮流传输极限; $G_{k,l-i}$ 为在故障 k 条件下机组 i 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子; $G_{k,s-j}$ 为故障 k 情况下省间联络线 j 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子; $G_{k,l-p}$ 为故障 k 条件下负荷所在节点 p 对线路 l 的输出功率转移分布因子; $\tilde{D}_{p,t}$ 为节点 p 的所有负荷在 t 时段的负荷总量预测值。 $SL_{l,t,k}^+$ 、 $SL_{l,t,k}^-$ 分别为故障 k 条件下线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(9) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束, 该约束可以描述为:

$$\begin{aligned}
P_s^{min} &\leq \sum_{i=1}^N G_{k,s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{k,s-j} T_{j,t}^* - \sum_{p=1}^P G_{k,s-p} \tilde{D}_{p,t} - SL_{s,t,k}^+ \\
&\quad + SL_{s,t,k}^- \leq P_s^{max}
\end{aligned}$$

其中, P_s^{min} 、 P_s^{max} 分别为断面 s 的潮流传输上下极限; $G_{k,s-i}$ 为故障 k 情况下机组 i 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子; $G_{k,s-j}$ 为故障 k 情况下省间联络线 j 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子; $G_{k,s-y}$ 为故障 k 情况下用户 y 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; $SL_{s,t,k}^+$ 、 $SL_{s,t,k}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(10) 机组的容量约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{min} \leq P_{i,t} + \beta_{i,t}^{F+*} Q_{i,t}^{F+*} + \max(\beta_{i,t}^{SRA*} Q_{i,t}^{SRA*}, \beta_{i,t}^{SRb*} Q_{i,t}^{SRb*}) \leq P_{i,t}^{max}$$

$$P_{i,t} - \beta_{i,t}^{F-*} Q_{i,t}^{F-*} \geq P_{i,t}^{min}$$

其中， $P_{i,t}^{min}$ 为机组 i 在 t 时段内的最小技术出力； $P_{i,t}^{max}$ 为机组 i 在 t 时段内的额定功率。 $Q_{i,t}^{F+*}$ 、 $Q_{i,t}^{F-*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRA*}$ 、 $Q_{i,t}^{SRb*}$ 分别代表在日前安全约束机组组合或是日前市场中，机组 i 在 t 时段上调频、下调频、A 类旋转备用、B 类旋转备用的已中标量。

附录三 市场异常行为及市场力的判定与处理方法

第一节 市场异常行为的定义

1. 市场异常行为包括行使市场力、市场串谋、市场操纵行为等。三种市场异常行为的定义与检测方式参见本节第2至第4条。

2. 行使市场力的行为检测：

行使市场力是指市场主体通过物理滞留和经济滞留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。

其中，物理滞留指市场主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济滞留指市场主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的市场主体整体收益。

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构应启动行使市场力行为检测。

- (1) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- (2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- (3) 无故降低机组出力的，使其频繁低于该机组在实时市场中出清的运行点；

(4) 频繁以超过同类型机组和自身历史报价水平进行市场申报;

(5) 频繁以低于同类型机组和自身历史报价水平或频繁以低于发电成本的价格进行市场申报, 通过恶性竞争抢占市场份额的;

(6) 年度市场集中度指标高于 X 或高于去年水平 XX% 时 (市场集中度指标计算见第二节第 1 条);

(7) 市场年度累计利润指数高于 XX 时;

(8) 待补充的其他涉嫌行使市场力的情形。

3. 市场串谋的行为检测

市场串谋是指两个及以上不具有实际控制关系的市场主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系, 从而使双方共同利润最大化的行为。

在市场监测中发现以下情形的, 电力市场运营机构应启动行使串谋行为检测。

(1) 不具有实际控制关系的市场主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的;

(2) 不具有实际控制关系的市场主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的;

(3) 不具有实际控制关系的市场主体频繁出现关联性申报

行为的（以申报关联度指标衡量，参见本附录第二节第2条）；

（4）待补充的其他涉嫌市场串谋行为的情形。

4. 市场操纵的行为检测

市场操纵是指市场主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构应启动市场操纵行为检测。

（1）发电企业频繁提交申请改变其名下发电机组的运行参数；

（2）发电机组实际运行关键参数与机组市场申报信息存在较大偏差的；

（3）发电机组出力高于实时市场中该机组的出清运行点，且导致输电阻塞，并使得阻塞线路所处的区域内实时区域电价高于 **XX** 元/MWh 时（发电机组对线路阻塞贡献度检测与判别计算方法见本附录第二节第3条）；

（4）发电机组无故退出机组 AGC 功能，增加调频辅助服务市场运行成本的；

（5）发电企业频繁以低于同类型机组和自身历史报价水平进行市场申报，造成网络阻塞从而增加市场运行成本的；

(6) 市场主体发布虚假或者不应当公开的市场信息引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；

(7) 待补充的其他涉嫌市场操纵行为的情形。

第二节 市场异常行为检测指标

1. 年度市场集中度指标

年度市场集中度指标采用 HHI (Herfindahl-Hirschman Index) 指数，以年为单位对电力市场进行整体考核。

$$HHI = \sum_{i=1}^N \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^2$$

式中， Q_i 为发电企业 i 在该年的总发电量， Q 为全省年度总用电量， N 为发电企业总数。

HHI 指标范围	指标意义
$HHI < 1000$	良好的市场竞争环境
$1000 \leq HHI \leq 1800$	市场力较为集中
$1800 < HHI < 10000$	市场力集中较为严重
$HHI = 10000$	垄断

2. 市场申报关联度指标

(1) 申报相似性

机组 i 与机组 j 的报价一致性情况，计算方式为：

$$R_{i,j,t}^{price} = \frac{Cov(P_{i,t}, P_{j,t})}{\sqrt{Var[P_{i,t}]Var[P_{j,t}]}}$$

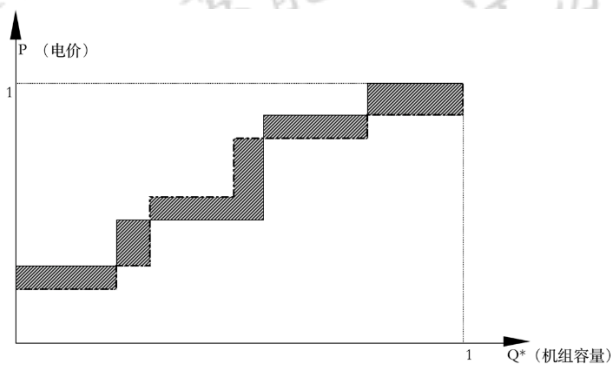
$R_{i,j,t}^{price}$ 表示机组 i 和机组 j 的在某一交易时段 t 的报价一致性, $Cov(P_{i,t}, P_{j,t})$ 为报价序列 $P_{i,t}$ 与 $P_{j,t}$ 的协方差, $Var[P_{i,t}]$ 和 $Var[P_{j,t}]$ 表示 $P_{i,t}$ 和 $P_{j,t}$ 的方差。 $R_{i,j,t}^{price}$ 越大表示报价一致性越大, 机组串谋可能性越大。 $P_{i,t} = \{p_{i,1,t}, \dots, p_{i,n,t}\}$, $P_j = \{p_{j,1,t}, \dots, p_{j,n,t}\}$, $n=5$ 。

机组 i 与机组 j 的报量一致性情况, 计算方式为:

$$R_{i,j,t}^{quantity} = \frac{Cov(Q_{i,t}^*, Q_{j,t}^*)}{\sqrt{Var[Q_{i,t}^*]Var[Q_{j,t}^*]}}$$

$R_{i,j,t}^{quantity}$ 表示机组 i 和机组 j 的某一交易时段 t 的报量一致性, $Cov(Q_{i,t}^*, Q_{j,t}^*)$ 为报量标么值序列 $Q_{i,t}^*$ 与 $Q_{j,t}^*$ 的协方差, $Var[Q_{i,t}^*]$ 和 $Var[Q_{j,t}^*]$ 表示 $Q_{i,t}^*$ 和 $Q_{j,t}^*$ 的方差。 $R_{i,j,t}^{quantity}$ 越大表示报价一致性越大, 机组串谋可能性越大。 $Q_{i,t}^* = \{q_{i,1,t}, \dots, q_{i,n,t}\}$, $Q_{j,t}^* = \{q_{j,1,t}, \dots, q_{j,n,t}\}$, $n=5$ 。

机组 i 与机组 j 的曲线一致性, 用 $R_{i,j,t}^{curve}$ 表示, $R_{i,j,t}^{curve}$ 为 $(P_{i,t}, Q_{i,t}^*)$ 与 $(P_{j,t}, Q_{j,t}^*)$ 序列在报价-报量图中, 不重合部分的总面积, 如下图所示。



(2) 申报变化相似性

机组 i 与机组 j 的报价变化一致性，计算方式为：

$$\Delta P_{i,t} = \{p_{i,1,t} - p_{i,1,t-1}, \dots, p_{i,n,t} - p_{i,n,t-1}\}$$

$$\Delta P_{j,t} = \{p_{j,1,t} - p_{j,1,t-1}, \dots, p_{j,n,t} - p_{j,n,t-1}\}$$

$$R_{i,j,t}^{pricediff} = \frac{Cov(\Delta P_{i,t}, \Delta P_{j,t})}{\sqrt{Var[\Delta P_{i,t}]Var[\Delta P_{j,t}]}}$$

式中， $R_{i,j,t}^{pricediff}$ 表示报价变化一致性， $\Delta P_{i,t}$ 和 $\Delta P_{j,t}$ 表示机组 i 和机组 j 在某一交易时段 t 的报价变化序列。 Cov 和 Var 分别表示协方差与方差。 $R_{i,j,t}^{pricediff}$ 越大表示报价变化一致性越大，机组串谋可能性越大。

机组 i 与机组 j 的报量变化一致性，计算方式为：

$$\Delta Q_{i,t}^* = \{q_{i,1,t} - q_{i,1,t-1}, \dots, q_{i,n,t} - q_{i,n,t-1}\}$$

$$\Delta Q_{j,t}^* = \{q_{j,1,t} - q_{j,1,t-1}, \dots, q_{j,n,t} - q_{j,n,t-1}\}$$

$$R_{i,j,t}^{quantitydiff} = \frac{Cov(\Delta Q_{i,t}^*, \Delta Q_{j,t}^*)}{\sqrt{Var[\Delta Q_{i,t}^*]Var[\Delta Q_{j,t}^*]}}$$

式中， $R_{i,j,t}^{quantitydiff}$ 表示报量变化一致性， $\Delta Q_{i,t}^*$ 和 $\Delta Q_{j,t}^*$ 表示机组 i 和机组 j 在某一交易时段 t 的报量标么值变化序列。 Cov 和 Var 分别表示协方差与方差。 $R_{i,j,t}^{quantitydiff}$ 越大表示报价变化一致性越大，机组串谋可能性越大。

3. 发电机组对线路/断面阻塞贡献度检测与判别方法

(1) 对于实时市场中特定的故障 k 场景下，发电机组 i 对于某线路 l 的潮流约束在某一段时间内的贡献度指数可以由下式得到：

$$NCLI_{k,i,l} = \frac{\sum_{t=1}^T \varepsilon_{k,l,t} \tau_{k,l,t} G_{k,l-t}}{\sum_{t=1}^T \varepsilon_{k,l,t} \tau_{k,l,t}}$$

其中， $\varepsilon_{k,l,t}$ 为实时市场中 t 时段的 SCED 所覆盖的时间长度； $\tau_{k,l,t}$ ：实时市场 SCED 中，当发生故障 k 时线路 l 指定方向线路潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子； $G_{k,l-i}$ 为在故障 k 条件下机组 i 所在节点对线路 l 的输出功率转移分布因子。

当 $NCLI_{k,i,l}$ 大于 0.05 时，可以认定该发电机组对于指定线路潮流约束具有重要影响；市场运营机构应对机组 i 进行市场异常行为检测。

(2) 对于实时市场中特定的故障 k 场景下，发电机组 i 对

于某断面潮流约束 s 在某一段时间内的贡献度指数可以由下式得到:

$$NCSI_{k,i,l} = \frac{\sum_{t=1}^T \varepsilon_{k,s,t} \tau_{k,s,t} G_{k,s-t}}{\sum_{t=1}^T \varepsilon_{k,s,t} \tau_{k,s,t}}$$

其中, $\varepsilon_{k,s,t}$ 为实时市场中 t 时段的 SCED 所覆盖的时间长度; $\tau_{k,s,t}$: 实时市场 SCED 中, 当发生故障 k 时断面 s 潮流约束的拉格朗日乘子, 当断面潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子; $G_{k,s-i}$ 为在故障 k 条件下机组 i 所在节点对断面 s 的输出功率转移分布因子。

当 $NCSI_{k,i,l}$ 大于 0.05 时, 可以认定该发电机组对于指定断面潮流约束具有重要影响; 市场运营机构应对机组 i 进行市场异常行为检测。

4. 市场年度累计利润指数

第 Y 年的市场年度累计利润指数 $MACPI_Y$ 由该年度每一个自然日的市场利润指数 $MCPI_D$ 累加求和得到:

$$MACPI_Y = \sum_{D \in Y} MCPI_D$$

每一个自然日的市场利润指数 $MCPI_D$ 定义为该自然日实时市场平均出清结算点价格曲线与煤电价格指数所围成的面积:

$$CPI_D = \sum_{t=1}^{96} \max(STLP_t - CoPI_D, 0)$$

其中， $STLP_t$ 表示时段 t 的 15min 全网结算均价，每天有 96 个时段，单位为元/MWh； $CoPI_D$ 表示指定的煤电价格指数在 D 日当日的值通过折合计算得到燃煤发电成本，单位为元/MWh。

第三节 市场异常行为的处理方法

1. 市场运营机构应当充分利用市场监测相关指标对市场主体行为进行深入分析，按照市场监测有关工作程序要求，遵循专业标准和职业道德，结合电力行业经验与系统中发生的具体情况判定市场主体是否采取了扰乱市场秩序的市场异常行为。必要时，市场运营机构可以通过电话和书面函询的方式要求市场主体或者其他相关方进行解释说明。

2. 市场运营机构判定市场主体不存在异常交易行为的，应当将有关情况存档管理，并对相关市场主体予以短期重点监测。

3. 市场运营机构判定市场主体存在以下涉嫌异常交易行为时，市场运营机构为维护市场公共利益，对其予以一定期间的重点监测，并可以按照市场规则对其未来一段时间内的报价及其他参数进行相应调整：

(1) 对于年度市场集中度指标超过 XX 的情况，所有市场占有率超过 $XX\%$ 的发电企业名下的所有的煤电与燃气机组在下一年峰时段报价不得超过该机组核定成本上浮 $XX\%$ ；

(2) 对于市场申报关联度指标超过 XX 的所有发电机组，

其在判定生效之日起30天内峰时段报价不得超过该机组核定成本上浮XX%；

(3) 对于判定对于实时运行中线路阻塞以及区域电价具有较大影响的发电机组，其在线路阻塞出现的对应时段（以1小时为单位）报价不得超过该机组核定成本上浮XX%；当对应的线路阻塞在连续7天内的累计阻塞时间少于30min时，取消对应机组的报价限制；

(4) 对于年度累计利润指数超过XX时，从第二天至该自然年年底，市场中所有的煤电与燃气机组的报价均不得超过该机组核定成本上浮XX%；

4. 市场运营机构判定市场主体涉嫌本节第3条以外的其它异常交易行为时，市场运营机构应当对涉事市场主体予以警告、对其提出整改建议并对其保持一定期间的重点监测。对于在监测期内市场主体仍未进行改正，市场运营机构有权根据市场自律管理有关要求，对相关市场主体及其有关人员采取市场内部纪律措施，市场管理委员会成员中涉及当事方的应当回避。

5. 对于判定为涉嫌行使市场力行为、涉嫌市场串谋行为、市场操纵行为，符合以下情形之一的，电力市场运营机构应当将违法违规线索移交电力监管机构调查处理：

(1) 相关异常交易行为造成影响较小，但经电力市场运营机构多次提醒后仍不纠正的；

(2) 相关异常交易行为对市场造成较大影响的；

(3) 相关市场主体通过异常交易行为获得较大数额的不当得利的；

(4) 相关异常交易行为造成其它恶劣社会影响的；

(5) 当事人曾经因存在异常交易行为被电力监管机构采取行政监管措施或行政处罚的。

附录四 现货市场结算公式明细

第一节 现货市场结算和辅助服务资金分摊

1. 市场应付费用包括中长期市场的电能量费用，日前市场的电能量偏差费用、调频采购费用、旋转备用采购费用，实时市场的电能量偏差费用，非旋转备用的采购费用以及黑启动辅助服务费用。

(1) 在中长期市场，市场应付根据中长期合同的电量和电价计算，公式为：

$$C_{\text{中长期}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t, \text{中长期}} \times P_{\text{中长期}}$$

其中：

- ◆ $C_{\text{中长期}}$ 表示中长期市场应付费用；
- ◆ $Q_{t, \text{中长期}}$ 表示电源侧中长期合同分解的电力曲线在 t 时刻的电量；
- ◆ $P_{\text{中长期}}$ 表示中长期合同规定的电能量价格。

(2) 在日前市场，电能量与 A 类旋转备用、B 类旋转备用同时出清。

(a) 电能量根据节点电价做偏差结算，公式为：

$$C_{\text{日前}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t, \text{日前}} - Q_{t, \text{中长期}}) \times LMP_{t, \text{日前}}^{\text{节点}}$$

其中：

- ◆ $C_{\text{日前}}$ 表示日前市场应付电能量费用；
- ◆ $Q_{t,\text{日前}}$ 表示日前市场出清的 t 时刻中标电量；
- ◆ $Q_{t,\text{中长期}}$ 表示中长期合同分解的电力曲线在 t 时刻的电量；
- ◆ $LMP_{t,\text{日前}}^{\text{节点}}$ 表示日前市场出清的 t 时刻节点电能量价格。

(b) 市场应付调频采购费用计算公式为：

$$C_{\text{调频}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t,\text{调频}} \times P_{t,\text{调频}}$$

其中：

- ◆ $C_{\text{调频}}$ 表示日前市场应付的调频采购费用；
- ◆ $Q_{t,\text{调频}}$ 表示日前市场 t 时刻调频中标容量；
- ◆ $P_{t,\text{调频}}^{\text{分区}}$ 表示日前市场出清的 t 时刻调频价格。

(c) 市场应付 A 类旋转备用采购费用计算公式为：

$$C_{\text{A类旋转备用}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t,\text{A类旋转备用}} \times P_{t,\text{A类旋转备用}}^{\text{分区}}$$

其中：

- ◆ $C_{\text{A类旋转备用}}$ 表示日前市场应付 A 类旋转备用采购费用；
- ◆ $Q_{t,\text{A类旋转备用}}$ 表示日前市场 t 时刻 A 类旋转备用中标

容量；

- ◆ $P_{t,A\text{类旋转备用}}^{\text{分区}}$ 表示日前市场出清的 t 时刻 A 类旋转备用价格。

(d) 市场应付 B 类旋转备用采购费用计算公式为：

$$C_{B\text{类旋转备用}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t,B\text{类旋转备用}} \times P_{t,B\text{类旋转备用}}^{\text{分区}}$$

其中：

- ◆ $C_{B\text{类旋转备用}}$ 表示日前市场应付 B 类旋转备用采购费用；
- ◆ $Q_{B\text{类旋转备用}}$ 表示日前市场 t 时刻 B 类旋转备用中标容量；
- ◆ $P_{t,B\text{类旋转备用}}^{\text{分区}}$ 表示日前市场出清的 t 时刻 B 类旋转备用价格。

(3) 实时市场应付费用根据上网电量和日前市场中标电量按照实时节点电价做偏差结算。当机组处于运行状态时，同时清算调频备用、A 类旋转备用、B 类旋转备用和非旋转备用产生的电能量费用。启动和最小技术出力成本补偿费用另行计算。计算公式为：

$$C_{\text{实时}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t,\text{上网}} - Q_{t,\text{日前}}) \times LMP_{t,\text{实时}}^{\text{节点}}$$

其中：

◆ $C_{\text{实时}}$ 表示实时市场应付电能量费用；

◆ $Q_{t,\text{上网}}$ 表示 t 时刻的上网电量；

◆ $Q_{t,\text{日前}}$ 表示日前市场 t 时刻中标电量；

◆ $LMP_{t,\text{实时}}^{\text{节点}}$ 表示实时市场出清的 t 时刻节点电能量价格。

(4) 非旋转备用单独组织市场进行采购，采购费用计算公式为：

$$C_{\text{非旋转备用}} = Q_{\text{非旋转备用}} \times P_{\text{非旋转备用}}$$

其中：

◆ $C_{\text{非旋转备用}}$ 表示非旋转备用采购费用；

◆ $Q_{\text{非旋转备用}}$ 表示非旋转备用采购容量；

◆ $P_{\text{非旋转备用}}$ 表示非旋转备用出清价格。

(5) 黑启动辅助服务单独组织竞标，其采购费用和调用费用依照合同规定计算：

$$C_{\text{黑启动}} = C_{\text{黑启动采购}} + C_{\text{黑启动调用}}$$

2. 市场应收费用包括中长期市场的电能量费用，日前市场的电能量偏差费用和实时市场的电能量偏差费用。

(1) 在中长期市场，市场应收根据中长期合同的电量和电价计算：

$$R_{\text{中长期}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t,\text{中长期}} \times P_{\text{中长期}}$$

◆ $R_{\text{中长期}}$ 表示中长期市场应收费用；

◆ $Q_{t,\text{中长期}}$ 表示用户侧中长期合同分解的电力曲线在 t 时刻的电量；

◆ $P_{\text{中长期}}$ 表示中长期合同规定的电能量价格。

(2) 日前市场电能量根据分区电价做偏差结算，公式为：

$$R_{\text{日前}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t,\text{日前}} - Q_{t,\text{中长期}}) \times LMP_{t,\text{日前}}^{\text{分区}}$$

其中：

◆ $R_{\text{日前}}$ 表示日前市场应收电能量费用；

◆ $Q_{t,\text{日前}}$ 表示日前市场用户侧 t 时刻中标电量；

◆ $Q_{t,\text{中长期}}$ 表示用户侧中长期合同分解的电力曲线在 t 时刻的电量；

◆ $LMP_{t,\text{日前}}^{\text{分区}}$ 表示日前市场 t 时刻分区电能量价格。

(3) 实时市场应收根据下网电量和日前市场中标电量按照实时分区电价做偏差结算，公式为：

$$R_{\text{实时}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t,\text{下网}} - Q_{t,\text{日前}}) \times LMP_{t,\text{实时}}^{\text{分区}}$$

其中：

◆ $R_{\text{实时}}$ 表示实时市场应收电能量费用；

◆ $Q_{t,\text{下网}}$ 表示 t 时刻的下网电量；

◆ $Q_{t,\text{日前}}$ 表示日前市场 t 时刻中标电量；

◆ $LMP_{t,实时}^{分区}$ 表示实时市场 t 时刻分区电能量价格。

3. 辅助服务费用是市场应付的费用，包括采购调频备用、A类旋转备用、B类旋转备用、非旋转备用的费用，以及采购和调用黑启动辅助服务的费用。计算公式为：

$$C_{\text{辅助服务}} = C_{\text{调频}} + C_{\text{A类旋转备用}} + C_{\text{B类旋转备用}} + C_{\text{非旋转备用}} + C_{\text{黑启动}}$$

其中：

◆ $C_{\text{辅助服务}}$ 表示市场总应付辅助服务费用；

◆ $C_{\text{调频}}$ 表示调频采购费用；

◆ $C_{\text{A类旋转备用}}$ 表示A类旋转备用采购费用；

◆ $C_{\text{B类旋转备用}}$ 表示B类旋转备用采购费用；

◆ $C_{\text{非旋转备用}}$ 表示非旋转备用采购费用；

◆ $C_{\text{黑启动}}$ 表示黑启动采购和调用费用。

辅助服务费用根据分区，分摊到非优用用户 i ，市场应收（非优用用户 i 应付）计算公式为：

$$R_{i, \text{辅助服务}} = C_{\text{辅助服务}} \times \frac{\sum_{t \in T} Q_{i,t, \text{下网}}^{\text{非优用用户}}}{\sum_{t \in T} Q_{t, \text{下网}}^{\text{非优用用户}}}$$

其中：

◆ $R_{i, \text{辅助服务}}$ 表示市场从非优用用户 i 应收的辅助服务费用；

◆ $C_{\text{辅助服务}}$ 表示市场总应付辅助服务费用；

◆ $Q_{i,t,\text{下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻非优用用户 i 实际下网电量；

◆ $Q_{t,\text{下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻所有非优用用户实际下网电量。

第二节 电能量及辅助服务偏差量考核度量方法

1. 电能量、A 类旋转备用、B 类旋转备用和非旋转备用根据实际上网电量与实时市场出清和备用调用指令的偏差一起进行考核。若根据电网频率判断，偏差方向有利于系统平衡，则免除考核；若偏差低于 X%，也免除考核。计算公式为：

$$R_{\text{电能量+备用}}^{\text{考核}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} \alpha_1 \times |Q_{t,\text{实时}} + Q_{t,\text{备用调用}} - Q_{t,\text{上网}}| \times LMP_{t,\text{实时}}^{\text{节点}} \times B_t$$

其中：

◆ $R_{\text{电能量+备用}}^{\text{考核}}$ 表示市场对电能量、A 类旋转备用、B 类旋转备用和非旋转备用应收的考核费用；

◆ α_1 表示考核系数；

◆ $Q_{t,\text{实时}}$ 表示实时市场 $t-1$ 时刻出清的 t 电量，包含了在 t 时刻释放的备用容量；

◆ $Q_{t,备用调用}$ 表示 $t-1$ 时刻到 t 时刻之间调用 A 类旋转备用、B 类旋转备用和非旋转备的电量;

◆ $LMP_{t,实时}^{节点}$ 表示实时市场在 t 时刻的节点电价;

◆ $B_t \in \{0,1\}$, 表示该时刻是否需要考核, 若 $|Q_{t,实时} + Q_{t,备用调用} - Q_{t,上网}| \leq Q_{t,上网} \times X\%$, 或者偏差方向有利于系统平衡, 则 $B_t = 0$; 反之 $B_t = 1$

2. 若 t 至 $t+1$ 时间段内 15 分钟调频性能指标低于 $X\%$, 则收回 t 时刻应付的采购费用作为考核费用, 计算公式为:

$$R_{考核}^{调频} = \sum_{t \in T} C_{t,调频} \times B_t$$

其中:

◆ $B_t \in \{0,1\}$, 表示该时刻是否低于性能指标, 如是则 $B_t = 1$; 反之 $B_t = 0$ 。

性能指标反映调频响应的精度, 计算公式为:

$$性能指标_{10秒} = 1 - \frac{|\text{调频响应值} - \text{调频信号值}|}{15 \text{分钟平均}|\text{调频信号值}|}$$

$$性能指标_{15分钟} = 1 - \frac{\sum 性能指标_{10秒}}{90}$$

3. 新能源根据实际出力与实时市场出清量的偏差进行考核, 若偏差低于 $X\%$, 免除考核。计算公式为:

$$R_{\text{新能源}}^{\text{考核}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} \alpha_2 \times |Q_{t, \text{实时}} - Q_{t, \text{上网}}| \times LMP_{t, \text{实时}}^{\text{节点}} \times B_t$$

其中：

- ◆ $R_{\text{新能源}}^{\text{考核}}$ 表示市场对新能源的应收的考核费用；
- ◆ α_2 表示考核系数；
- ◆ $Q_{t, \text{日前}}$ 表示日前市场出清的 t 时刻电量；
- ◆ $Q_{t, \text{上网}}$ 表示 t 时刻上网电量；
- ◆ $LMP_{t, \text{实时}}^{\text{节点}}$ 表示实时市场出清的 t 时刻的节点电价；
- ◆ $B_t \in \{0, 1\}$ ，表示 t 时刻是否需要考核，若 $|Q_{t, \text{实时}} - Q_{t, \text{上网}}| \leq Q_{t, \text{上网}} \times X\%$ ，则 $B_t = 0$ ，反之 $B_t = 1$

第三节 不平衡资金结算

1. 电网企业每季度与暂未放开的优先发电(不含燃煤发电)签订购电合同，用电曲线按照代理的工商业用户典型用电曲线、居民和农业用户典型用电曲线确定，偏差电量按照现货价格结算，由此造成的不平衡资金，由电网企业代理的非优用用户按照实际下网电量按月进行分摊。

(1) 根据电网企业与优发签订的中长期购电合同，电网企业应付：

$$C_{\text{中长期}}^{\text{优发}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t, \text{典型曲线}}^{\text{优发}} \times P_{\text{中长期}}$$

其中：

◆ $C_{\text{中长期}}^{\text{优发}}$ 表示电网企业与优发发电的购售电合同计算的应付；

◆ $Q_{t,\text{典型曲线}}^{\text{优发}}$ 表示电网企业代理的工商业用户典型用电曲线、居民和农业用户典型用电曲线 t 时刻电量；

◆ $P_{\text{中长期}}$ 表示电网企业与优发发电的购售电合同规定的电价。

(2) 优先发电在日前市场的偏差量根据日前节点电价计算，对于优发日前市场应付：

$$C_{\text{日前}}^{\text{优发}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t,\text{日前}}^{\text{优发}} - Q_{t,\text{典型曲线}}^{\text{优发}}) \times LMP_{t,\text{日前}}^{\text{节点}}$$

其中：

◆ $C_{\text{日前}}^{\text{优发}}$ 表示日前市场按照日前节点电价计算的对优发发电的应付；

◆ $Q_{t,\text{日前}}^{\text{优发}}$ 表示日前市场 t 时刻优发中标量；

◆ $LMP_{t,\text{日前}}^{\text{节点}}$ 表示日前市场 t 时刻节点电价。

(3) 按照实时市场价格计算，对于优发实时市场应付：

$$C_{\text{实时}}^{\text{优发}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t,\text{上网}}^{\text{优发}} - Q_{t,\text{日前}}^{\text{优发}}) \times LMP_{t,\text{实时}}^{\text{节点}}$$

其中：

◆ $C_{\text{实时}}^{\text{优发}}$ 表示实时市场按照实时节点电价计算的优发发电的应付；

◆ $Q_{t,\text{上网}}^{\text{优发}}$ 表示优发 t 时刻实际上网电量；

◆ $LMP_{t,\text{实时}}^{\text{节点}}$ 表示实时市场 t 时刻节点电价。

(3) 不平衡资金由电网企业代理的非优用用户按照实际下网电量按月进行分摊：

$$R_{i,\text{补贴}}^{\text{优发}} = (C_{\text{日前}}^{\text{优发}} + C_{\text{实时}}^{\text{优发}}) \times \frac{\sum_{t \in T} Q_{i,t,\text{下网}}^{\text{代理非优用}}}{\sum_{t \in T} Q_{t,\text{下网}}^{\text{代理非优用}}}$$

其中：

◆ $R_{i,\text{补贴}}^{\text{优发}}$ 表示从用户 i 应收优发不平衡资金费用；

◆ $Q_{i,t,\text{下网}}^{\text{代理非优用}}$ 表示 t 时刻电网公司代理的非优用 i 实际下网电量；

◆ $Q_{t,\text{下网}}^{\text{代理非优用}}$ 表示 t 时刻所有电网公司代理的非优用实际下网电量。

2. 优先用电造成的不平衡资金属于补贴，由所有非优用市场主体按照实际上网/下网电量进行分摊。该补贴在日前和实时市场分别清算，最后再减去电网公司输配电价中已核定的补贴和由代理用户带来的新增收益，为了计算该补贴，首先计算市

场应收，然后按照目录电价计算应收。

(1)若按照市场价格结算，对于优先用电，日前市场应收：

$$R_{\text{日前}}^{\text{优用}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t, \text{日前}}^{\text{优用}} \times LMP_{t, \text{日前}}^{\text{分区}}$$

其中：

◆ $R_{\text{日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场对于优先用电收取的费用；

◆ $Q_{t, \text{日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场 t 时刻优先用电中标量；

◆ $LMP_{t, \text{日前}}^{\text{分区}}$ 表示日前市场 t 时刻分区电价。

按照目录电价结算，日前市场对优先用电应收：

$$R_{\text{目录电价, 日前}}^{\text{优用}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} Q_{t, \text{日前}}^{\text{优用}} \times P_{\text{目录电价}}^{\text{优用}}$$

其中：

◆ $R_{\text{目录电价, 日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场按照目录电价计算的优先用电的应收；

◆ $Q_{t, \text{日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场 t 时刻优先用电中标电量；

◆ $P_{\text{目录电价}}^{\text{优用}}$ 表示目录电价。

日前市场应付的补贴计算公式为：

$$C_{\text{补贴, 日前}}^{\text{优用}} = R_{\text{日前}}^{\text{优用}} - R_{\text{目录电价, 日前}}^{\text{优用}}$$

其中：

◆ $R_{\text{目录电价,日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场按照目录电价计算的对于优先用电的应收;

◆ $R_{\text{日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场按照市场价格对于优先用电收取的费用。

日前市场对优先用电的补贴由所有非优用用户按照实际下网电量进行分摊, 市场应收 (非优用用户 i 应付):

$$R_{i,\text{补贴,日前}}^{\text{优用}} = C_{\text{补贴,日前}}^{\text{优用}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i,t,\text{下网}}^{\text{非优用用户}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t,\text{下网}}^{\text{非优用用户}}}$$

其中:

◆ $R_{i,\text{补贴,日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场应收非优用用户 i 优先用电补贴费用;

◆ $C_{\text{补贴,日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场总应付优先用电补贴费用;

◆ $Q_{i,t,\text{下网}}^{\text{非优用用户}}$ 表示 t 时刻非优用用户 i 实际下网电量;

◆ $Q_{t,\text{下网}}^{\text{非优用用户}}$ 表示 t 时刻所有非优用用户实际下网电量。

(2) 若按照市场价格结算, 对于优先用电, 实时市场应收:

$$R_{\text{实时}}^{\text{优用}} = 0.25 \times \sum_{t \in \mathcal{T}} (Q_{t,\text{下网}}^{\text{优用}} - Q_{t,\text{日前}}^{\text{优用}}) \times LMP_{t,\text{实时}}^{\text{分区}}$$

其中:

◆ $R_{\text{实时}}^{\text{优用}}$ 表示实时市场对于优先用电收取的费用；

◆ $Q_{t, \text{下网}}^{\text{优用}}$ 表示 t 时刻优先用电实际用电量；

◆ $Q_{t, \text{日前}}^{\text{优用}}$ 表示日前市场 t 时刻优先用电中标量；

◆ $LMP_{t, \text{实时}}^{\text{分区}}$ 表示实时市场 t 时刻分区电价。

按照目录电价结算，实时市场对优先用电应收：

$$R_{\text{目录电价, 实时}}^{\text{优用}} = 0.25 \times \sum_{t \in T} (Q_{t, \text{下网}}^{\text{优用}} - Q_{t, \text{日前}}^{\text{优用}}) \times P_{\text{目录电价}}^{\text{优用}}$$

其中：

◆ $R_{\text{目录电价, 实时}}^{\text{优用}}$ 表示实时市场按照目录电价计算的优先用电的应收。

实时市场应付的补贴计算公式为：

$$C_{\text{补贴, 实时}}^{\text{优用}} = R_{\text{实时}}^{\text{优用}} - R_{\text{目录电价, 实时}}^{\text{优用}}$$

其中：

◆ $R_{\text{实时}}^{\text{优用}}$ 表示实时市场按照市场价格对于优先用电收取的费用。

实时市场对优先用电的补贴根据所有非优用用户按照实际下网电量分摊，市场应收（非优用用户 i 应付）

$$R_{i, \text{补贴, 实时}}^{\text{优用}} = C_{\text{补贴, 实时}}^{\text{优用}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i, t, \text{下网}}^{\text{非优用}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t, \text{下网}}^{\text{非优用}}}$$

其中：

◆ $R_{i, \text{补贴, 实时}}^{\text{优用}}$ 表示实时市场应收非优用用户 i 优先用电补贴费用；

◆ $C_{\text{补贴, 实时}}^{\text{优用}}$ 表示实时市场总应付优先用电补贴费用；

◆ $Q_{i, t, \text{下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻非优用市场主体 i 实际下网电量；

$Q_{t, \text{下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻所有非优用市场主体实际下网电量。

3. 在电能量市场中，节点电价和分区电价造成的市场应收和市场应付不匹配会形成阻塞盈余，阻塞盈余日前、实时市场分开清算，并向所有非优用市场主体根据实际上网/下网电量等比例疏导。

(1) 日前市场阻塞盈余的计算公式为：

$$R_{\text{阻塞盈余, 日前}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} R_{t, \text{日前}} - \sum_{t \in \mathcal{T}} C_{t, \text{日前}}$$

其中：

◆ $R_{t, \text{日前}}$ 表示日前市场 t 时刻应收电能量费用，包括优先用电；

- ◆ $C_{t, \text{日前}}$ 表示日前市场 t 时刻应付电能量费用，包括省间市场化电量和新能源优先发电。
根据市场化电量分摊到主体 i

$$C_{i, \text{阻塞盈余, 日前}} = R_{\text{阻塞盈余, 日前}} \times \frac{\sum_{t \in T} Q_{i, t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}}{\sum_{t \in T} Q_{t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}}$$

其中：

- ◆ $C_{i, \text{阻塞盈余, 日前}}$ 表示日前市场应付给主体 i 的阻塞盈余；
- ◆ $R_{\text{阻塞盈余, 日前}}$ 表示日前市场形成的阻塞盈余；
- ◆ $Q_{i, t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻非优用市场主体 i 实际上网/下网电量；
- ◆ $Q_{t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻所有非优用市场主体实际上网/下网电量。

(2) 实时市场阻塞盈余的计算公式为：

$$R_{\text{阻塞盈余, 实时}} = \sum_{t \in T} R_{t, \text{实时}} - \sum_{t \in T} C_{t, \text{实时}}$$

其中：

- ◆ $R_{t, \text{实时}}$ 表示实时市场 t 时刻应收电能量费用，包括优先用电；
- ◆ $C_{t, \text{实时}}$ 表示实时市场 t 时刻应付电能量费用，包括优先发电；

根据实际上网/下网电量分摊到非优用市场主体*i*

$$C_{i, \text{阻塞盈余, 实时}} = R_{\text{阻塞盈余, 实时}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i, t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}}$$

其中：

◆ $R_{i, \text{阻塞盈余}}$ 表示实时市场应付给主体*i*的阻塞盈余；

◆ $R_{\text{阻塞盈余, 实时}}$ 表示实时市场形成的阻塞盈余；

◆ $Q_{i, t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}$ 表示*t*时刻非优用市场主体*i*实际上网/下网电量；

◆ $Q_{t, \text{上网/下网}}^{\text{非优用}}$ 表示*t*时刻所有非优用市场主体实际上网/下网电量。

4. 根据第二节计算的偏差考核费用，分类向非优用负荷侧和未考核的电源侧按照实际上网/下网比例疏导。

(1) 电能量和备用偏差考核费用：

$$C_i^{\text{考核}} = 0.25 \times \sum_{t \in \mathcal{T}} R_{t, \text{电能量+备用}}^{\text{考核}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i, t, \text{上网}}^{\text{非优用和未考核}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t, \text{上网}}^{\text{非优用和未考核}}}$$

其中：

◆ $C_i^{\text{考核}}$ 表示市场付给非优用和未超越偏差范围的非新能源发电企业*i*的偏差考核补贴费用；

- ◆ $Q_{i,t\text{上网}}^{\text{非优用和未考核}}$ 表示非优用和所有未超越偏差范围的
非新能源发电企业 t 时刻上网电量。

(2) 调频性能考核费用:

$$C_i^{\text{考核}} = 0.25 \times \sum_{t \in \mathcal{T}} R_{t,\text{调频}}^{\text{考核}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i,t,\text{调频}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t,\text{调频}}}$$

其中:

- ◆ $C_i^{\text{考核}}$ 表示市场付给调频性能合格的发电企业 i 的补贴
费用;
- ◆ $Q_{t,\text{调频}}^{\text{分区}}$ 表示所有未超越偏差范围的发电企业 t 时刻调
频备用中标量。

(3) 新能源偏差考核费用:

$$C_i^{\text{考核}} = 0.25 \times \sum_{t \in \mathcal{T}} R_{t,\text{新能源}}^{\text{考核}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i,t\text{上网}}^{\text{非优用和未考核}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t,\text{上网}}^{\text{非优用和未考核}}}$$

其中:

- ◆ $C_i^{\text{考核}}$ 表示市场付给非优用和未超越偏差范围的新能
源发电企业 i 的偏差考核补贴费用;
- ◆ $Q_{t,\text{上网}}^{\text{新能源}}$ 表示所有非优用和未超越偏差范围的新能源
发电企业 t 时刻上网电量。

5. 补偿类资金造成的不平衡资金向所有非优用市场主体按照实际上网/下网电量按比例进行分摊。补偿类资金包括机组启动费用和最小机组技术出力补偿费用，该补贴在实时市场清算。

(1) 根据机组冷温热态开机计算机组启动费用，市场应付：

$$C_{启动,j} = P_{启动,j} \times N_{启动,j}$$

其中：

- ◆ $C_{启动,j}$ 表示机组 j 启动的市场应付；
- ◆ $P_{启动,j}$ 表示机组 j 的冷态/温态/热态启动费用；
- ◆ $N_{启动,j}$ 表示机组 j 的启动次数。

(2) 对于最小机组技术出力补偿费用市场应付：

$$C_{最小机组技术出力,j} = \sum_{t \in T_{最小机组技术出力,j}} \left(LMP_{t,实时}^{节点} - P_{最小机组技术出力电能量成本,j} \right) \times Q_{最小机组技术出力,j}$$

若 $C_{最小机组技术出力,j} > 0$ ，则不需要补偿。

其中：

- ◆ $C_{最小机组技术出力,j}$ 表示机组 j 最小技术出力补偿费用的市场应付；
- ◆ $LMP_{t,实时}^{节点}$ 表示实时市场 t 时刻节点电价；
- ◆ $P_{最小机组技术出力电能量成本,j}$ 表示机组 j 最小技术出力电

能量成本;

- ◆ $Q_{\text{最小机组技术出力},j}$ 表示机组 j 最小技术出力;
- ◆ $\mathcal{T}_{\text{最小机组技术出力},j}$ 表示机组 j 最小技术出力时间集合。

(3) 市场应付的总补偿类资金计算公式为:

$$C_{\text{补偿}} = \sum C_{\text{启动},j} + \sum C_{\text{最小机组技术出力},j}$$

(4) 根据非优用市场主体上网/下网电量分摊, 市场应收(市场主体 i 应付)

$$R_{i,\text{补偿}} = C_{\text{补偿}} \times \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i,t,\text{上网/下网}}^{\text{非优用}}}{\sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{t,\text{上网/下网}}^{\text{非优用}}}$$

其中:

- ◆ $R_{i,\text{补偿}}$ 表示市场从用户侧主体 i 应收补偿类资金补贴费用;
- ◆ $C_{\text{补偿}}$ 表示市场应付的总补偿类资金;
- ◆ $Q_{i,t,\text{上网/下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻非优用市场主体 i 实际上网/下网电量;
- ◆ $Q_{t,\text{上网/下网}}^{\text{非优用}}$ 表示 t 时刻所有非优用市场主体实际上网/下网电量。

附录五 市场主体报价信息

第一节 日前市场发电侧申报表单

电厂名称	机组编号	启动费用 (元)	最小稳定技术 出力运行费用 (元/h)	第一段报价			第 N 段报价	
				出力 P1 (MW)	报价 C1 (元/MWh)	……	出力 PN (MW)	报价 CN (元/MWh)
XX 电厂	#1 机组							
XX 电厂	#2 机组							
XX 电厂								
XX 电厂	#N 机组							

1. 发电机组报价的第一段出力 P1 应不高于发电机组向电力调度机构提交的机组运行参数中的最小稳定技术出力；
2. 发电机组报价的最后一段出力 PN 应等于发电机组向电力调度机构提交的机组运行参数中的额定有功功率；
3. 随着出力增加，发电机组市场报价应单调非递减，即 $C1 \leq C2 \leq \dots \leq CN$ ；
4. 发电机组各段报价不可超过申报价格的上、下限限制；
5. 每连续两段的长度不能低于机组额定有功功率与最小稳定技术出力之差的 XX%；
6. 报价段数 $N \leq 10$ 。

第二节 日前市场用户侧申报表单

用户名称	用户编号	第一段报价			第 N 段报价	
		负荷 P1 (MW)	报价 C1 (元/MWh)	负荷 PN (MW)	报价 CN (元/MWh)

1. 第一段负荷需求报价起点为最小负荷需求，最后一段负荷需求报价终点为最大负荷需求。
2. 随着负荷增加，用户侧市场报价应单调非递增，即 $C_N \leq \dots \leq C_2 \leq C_1$;
3. 每连续两段的长度不能低于最大负荷与最小负荷的 XX%;
4. 报价段数 $N \leq 10$ 。

第三节 实时市场发电侧申报表单

发电机组的初始申报信息为其在日前市场中该时段的电能报价，由现货市场支持系统自动提取。实时市场关闸前，发电机组可自行在系统中更新报价，报价规则与日前市场第 104 条 章节 (3) 一致，采用表单与第二节表单一致。

第四节 实时市场用户侧申报表单

售电公司与一类用户可以在实时市场关闸前按实际用电预

测曲线更新每 15 分钟运行时段的平均用电负荷。具体报价规则与日前市场章节第 108 条（3）一致，采用表单与第三节表单一致。

第五节 非旋转备用辅助服务申报表单

电厂名称	机组编号	最小技术出力 P (MW)	报价 C (元/MW)
XX 电厂	#1 机组		
XX 电厂	#2 机组		
XX 电厂			
XX 电厂	#N 机组		

1. 非旋转备用为单段量价申报；
2. 申报价格不得超过非旋转备用价格上限。