

辽宁省电力市场运营规则 及配套实施细则

(试行 4.0 版征求意见稿)

2025 年 月

目 录

辽宁省电力市场运营规则	1
第一章 总则	1
第二章 市场成员	3
第三章 市场构成与价格	8
第一节 电力市场架构	8
第二节 市场限价	9
第四章 市场概述	9
第一节 中长期市场	9
第二节 现货市场	10
第三节 调频辅助服务市场	11
第四节 零售市场	12
第五章 市场衔接机制	12
第六章 市场计量数据管理	13
第七章 市场结算	14
第一节 市场结算管理	14
第二节 结算依据与流程	14
第八章 风险防控	15
第九章 信息披露	17
第十章 市场干预	18
第十一章 争议处理	21
第十二章 附则	23
名词解释	24
辽宁省电力市场中长期交易衔接实施细则	28
第一章 总则	28
第二章 交易模式	28
第一节 交易品种	28
第二节 交易周期	30
第三节 交易方式	30
第四节 价格约束	31
第三章 交易组织	31
第四章 交易电量约束	36
第一节 月度净合约量约束	36
第二节 月度累计交易量约束	38
第三节 分时电量约束	39
第四节 可申报电量约束	40
第五节 中长期合约缺额约束	41
第五章 合约要素	41
第六章 电量校核	43
第七章 合约管理	43
第八章 附则	44
名称解释	45

中长期市场运行参数表	46
辽宁省现货电能量市场交易实施细则	47
第一章 总则	47
第一节 总述	47
第二节 经营主体范围	47
第二章 市场衔接方式	52
第三章 日前市场	54
第一节 缺省参数与核定参数	54
第二节 日前经营主体运行边界条件	55
第三节 日前电网运行边界条件	64
第四节 事前信息发布	68
第五节 交易申报	68
第六节 市场力检测及缓解	74
第七节 日前市场出清	80
第八节 日前出清交易结果发布	83
第九节 日前特殊情况调整	83
第四章 实时市场	84
第一节 交易申报	84
第二节 实时机组运行边界条件	84
第三节 实时电网运行边界条件	85
第四节 实时市场出清	87
第五节 实时市场出清结果发布	88
第六节 实时运行调整	89
第五章 发电侧补偿费用处理机制	91
第一节 启动补偿	91
第二节 必开机组补偿	91
第三节 干预机组补偿	93
第六章 发电侧获利回收与考核机制	95
第一节 新能源功率预测偏差考核	95
第二节 执行偏差获利回收	99
第七章 市场干预	103
第一节 政府干预	103
第二节 市场运营机构干预	104
第三节 市场中止	106
第四节 市场恢复	107
名词解释	108
发电机组缺省参数	112
现货电能量市场运行参数表	117
新能源综合厂用电率	119
220 千伏及以上电压等级燃煤火电综合厂用电率	120
核电综合厂用电率	123
按公用电厂管理的自备电厂综合厂用电率	124
备压机组综合厂用电率	125
66 千伏电压等级燃煤火电综合厂用电率	126

220 千伏电压等级常规水电综合厂用电率	129
日前安全约束机组组合数学模型	130
日前安全约束经济调度数学模型	146
日前节点电价数学模型	158
实时安全约束经济调度数学模型	172
实时节点电价数学模型	176
辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则	182
第一章 总则	182
第二章 调频经营主体	182
第一节 调频辅助服务提供者	182
第二节 调频辅助服务费用分摊者	184
第三章 交易组织	185
第一节 组织方式	185
第二节 调频容量需求	185
第三节 市场申报	185
第四节 机组排序及市场出清	188
第四章 结果执行与考核	189
第一节 结果执行	189
第二节 市场考核	190
第五章 计量与结算	191
第六章 市场干预	192
第七章 信息披露	193
第八章 争议裁决	193
名词解释	194
辅助服务（调频）市场运行参数表	197
机组性能指标相关参数计算公式	198
机组调频性能指标计算场景	201
辽宁省电力市场结算实施细则	207
第一章 总则	207
第二章 结算原则	207
第一节 结算模式	207
第二节 结算周期	210
第三节 结算电量	211
第三章 结算流程	211
第四章 电能量电费	218
第一节 发电企业电能量电费	218
第二节 电化学储能电能量电费	224
第三节 批发市场用户和热储能电能量电费	226
第五章 市场运营不平衡费用	230
第一节 成本补偿类费用	230
第二节 结构平衡类费用	234
第三节 市场调节类费用	240
第六章 总电费计算	244
第七章 退补管理	253

第一节 清算管理	253
第二节 退补管理	253
第八章 收付款管理	257
第九章 其他结算事项	258
名词解释	259
电力市场结算参数表	262
辽宁省电力市场注册管理实施细则	263
第一章 总则	263
第二章 总体要求	263
第三章 注册基本条件	264
第四章 市场注册要求和流程	270
第五章 注册信息变更	278
第六章 市场注销	284
第七章 停、复牌	291
第八章 异议处理	293
名词解释	294
辽宁省电力市场计量管理实施细则	296
第一章 总则	296
第二章 计量点设置	296
第三章 计量及采集装置配置	298
第四章 计量及采集装置运行管理	299
第一节 计量装置运行管理	299
第二节 采集终端运行管理	301
第五章 申校仲裁管理	301
第六章 计量数据管理	302
第七章 数据补全拟合规则	303
名词解释	305
辽宁省电力市场零售市场管理实施细则	306
第一章 总则	306
第二章 零售市场成员权责	306
第三章 零售服务关系	309
第四章 零售合同管理	310
第五章 零售套餐管理	311
第六章 零售市场结算	314
第七章 履约保障凭证管理	317
名词解释	319

辽宁省电力市场运营规则

(试行 4.0 版征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范辽宁电力市场的运营及管理，构建安全、合理、高效的体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进辽宁电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，制订本规则。

第二条 辽宁电力市场规则体系包括基本规则和相关实施细则。以本规则为基础，制定相关实施细则。

第三条 本规则依据有关现行法律法规和《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、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）等文件精神，结合辽宁现货市场试点要求和电网实际情况进行编制。

第四条 电力市场运营遵循的主要原则：

（一）坚持市场化方向，遵循市场经济基本规律和电力系统运行规律。

（二）坚持安全第一，积极、稳妥、有序的推进辽宁电力市场建设，确保电力供应安全、系统运行安全、市场改革安全。

（三）以“碳达峰、碳中和”战略目标为指引，构建以新能源为主体的新型电力系统及与之相适应的市场体系。

（四）坚持问题导向，统筹推进中长期市场、现货市场、辅助服务市场的机制设计、品种设置。

（五）兼顾市场成熟和主体培育的过程化进程，稳步有序放开发用电计划，合理设置市场限价机制，推动市场平稳起步。

第五条 本规则适用于辽宁省电力市场运营及管理。

第六条 电力市场成员应当自觉维护社会主义市场经济秩序，严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和管理制度，自觉自律，不得操纵市场、损害社会公共利益和其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第七条 辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局根据职能依法履行辽宁电力市场管理职责，对经营主体行使市场力、公平竞争、电网

公平开放、交易行为等情况实施管理，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施管理。

第二章 市场成员

第八条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

经营主体包括满足准入条件的各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含新型储能和虚拟电厂等）。

市场运营机构包括电力调度机构（国网辽宁电力调度控制中心）和电力交易机构（辽宁电力交易中心有限公司）。

第九条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，其中参与批发电能量交易的用戶，可以按照规则进行跨省跨区购电和省内购电。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。

（三）依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务。

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求侧响应服务。

（五）按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。

（二）按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求、获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信

息，承担用户信息保密义务。

（三）获得电网企业的电费结算服务。

（四）具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十三条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构统一调度。

（五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支持现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

（七）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)、农业用电供应,执行现行目录销售电价政策;单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

(八)向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

(九)法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务主要包括:

(一)组织电力现货交易,负责安全校核、市场监测和风险控制,按照调度规程实施电力调度,保障电网安全稳定运行。

(二)合理安排电网运行方式,保障电力市场正常运行;

(三)按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统(下文简称“现货技术支持系统”)。

(四)按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息,提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据,按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互,承担保密义务。

(五)配合辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局开展市场分析和运营监控,履行相应市场风险防范职责,依法依规实施市场干预,并向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告,按照规则规定实施的市场干

预予以免责。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

（二）负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布。

（三）提供电力交易结算依据及相关服务。

（四）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口。

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场构成与价格

第一节 电力市场架构

第十六条 辽宁省电力市场交易体系包括电能量市场和辅助服务市场。

第十七条 辽宁电能量市场包括批发市场和零售市场。其中批发市场包括中长期市场和现货市场。

第十八条 中长期市场是指发电企业与批发用户、售电公司和电网代理购电，通过双边协商、集中竞价、挂牌摘牌等市场化方式，开展多时间交易周期的电能量交易。由发电企业与电网企业签订的优先发电计划和其他政府授权合同，纳入中长期交易管理范畴。

第十九条 现货市场是指经营主体在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电能量交易活动。本规则中，现货市场包括日前市场和实时市场。

第二十条 电力辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。现阶段，电力辅助服务市场指并网主体通过自动功率控制技术，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的二次调频辅助服务市场（下文简称“调频市场”）

第二十一条 建立零售市场与批发市场价格传导机制，参见零售市场相关管理规定。

第二十二条 电力市场用户是指参与电力市场交易的用户，可直接参与批发市场、在零售市场向单一售电公司购电或通过电网企业代理购电，在同一时期只能以一种方式购电。直接参与批发市场的电力用户称为批发用户；参与零售市场的电力用户称为零售用户；通过电网企业代理购电的电力用户称为电网代理用户。直接参与批发市场的电力用户、售电公司和电网企业（代理购电）统称为批发市场用户（下同）。

第二节 市场限价

第二十三条 现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长或市场日出清均价达到某一限定值后，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

第四章 市场概述

第一节 中长期市场

第二十四条 中长期交易主要包括省间中长期交易和省内中长期交易。

第二十五条 省间中长期交易结果作为省间现货交易的

基础，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，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第二十六条 省内中长期交易以年、多月、月、月内（旬）、日为周期组织开展，交易品种包括直接交易（常规交易、分时段交易）、合约转让交易、绿色电力交易。交易方式包括双边协商、集中竞价、挂牌、滚动撮合，交易双方带曲线开展交易。

第二十七条 交易电量约束。对中长期合约设置交易电量约束，包括月度净合约量约束、时段电量约束等。

第二十八条 现货市场运行时，中长期交易合约作为结算依据，不作为调度执行依据。

第二十九条 中长期合约要素主要包括合约起止时间、合约电量、交易价格、交易曲线等。

第二节 现货市场

第三十条 现货电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。

日前电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序开展日前市场出清，形成运行日现货交易结果。

实时电力调度机构基于经营主体的日前交易申报信息、

日前开停机计划以及实时最新的机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束经济调度（SCED）程序滚动开展实时市场出清，形成各时段现货交易结果。

第三十一条 现货电能量市场采用分时节点电价机制。

第三十二条 现货市场开市前，对各类发电机组、新型经营主体设置相应的缺省参数，经电力调度机构审核批准后生效，作为日前市场机组运行边界条件；现货市场可依据市场模式设置需要逐日申报物理运行参数，若迟报、漏报或未进行申报，采用相关缺省参数替代。

第三节 调频辅助服务市场

第三十三条 调频经营主体包括调频服务提供者、调频费用分摊者。调频服务提供者为电力调度机构调管的满足技术条件的经营主体，按照调频市场出清结果和调频指令提供调频服务，获得调频补偿费用；调频费用分摊者为按照“谁收益、谁承担”原则承担调频补偿费用的经营主体。

第三十四条 调频市场由电力调度机构组织集中开展，与现货市场分开独立运行，确定系统运行需要的总需求，采用日前报价、日内正式集中出清的模式。对调频辅助服务提供者的合格调频服务进行经济补偿。

第三十五条 调频市场费用包括调频补偿费用和调频分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式计算。

第四节 零售市场

第三十六条 零售市场要素包括零售服务关系、零售合同、电费结算协议。

（一）零售服务关系。售电公司与电力用户在电力交易平台建立零售服务关系。经售电公司与电力用户双方协商一致，在确立服务关系期限内，任何一方均可在电力交易平台中发起零售服务关系确立，由双方法定代表人（授权代理人）在电力交易平台中确认。

（二）零售合同。售电公司和零售用户在确立服务关系后，可签订零售合同，用于明确双方合同关系、合同期限、交易电量、零售电价、零售用户的用电信息，以及市场化交易相关的权利和义务等。零售合同的签订、变更和终止，均由售电公司与零售用户自行完成，并向电力交易机构备案。

（三）电费结算协议。售电公司应与电网企业签订电费结算协议，由电网企业按月支付或收取售电公司电费，电费收付要求按照协议约定执行。

第五章 市场衔接机制

第三十七条 中长期与现货市场衔接。经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。市场运营机构应不断优化中长期与现货市场运营

衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。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，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第三十八条 代理购电与现货市场衔接。电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

第三十九条 辅助服务市场与现货市场衔接。调频市场由电力调度机构组织集中开展，与现货市场分开独立运行，组织方式为日前申报、日内以小时为周期出清。日内，在整点时刻前，电力调度机构开展调频市场出清，确定调频中标单元及其中标调频容量。

第四十条 容量补偿机制与现货市场衔接。发电侧容量电价机制参照国家及辽宁省有关规定执行。

第六章 市场计量数据管理

第四十一条 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计

量保证。

第四十二条 发、用经营主体各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

（一）若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定或约定方法分配获得。

（二）若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

第四十三条 经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。电网企业应根据市场运行和市场经营主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置。

第七章 市场结算

第一节 市场结算管理

第四十四条 现货市场采用“日清月结”的结算模式。

第四十五条 电力市场结算每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。

第二节 结算依据与流程

第四十六条 因保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等原因产生的补偿、考核、平衡

或调节等相关费用，应事前明确分摊返还方式，并主动向市场成员披露。

第四十七条 电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按核对一致后的正式结算依据编制电费账单。电网企业负责按照规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

第八章 风险防控

第四十八条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。市场运营机构在辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第四十九条 电力市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束

条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第五十条 风险防控与处置。市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局。

市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局审定后执行。

市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在

事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第五十一条 信用管理。电力交易机构秉承“统一体系、协同配合、全面覆盖、公开透明、守信激励、失信惩戒”原则，进行电力市场信用评价和管理，根据经营主体信用评价结果和市场运营情况，建立健全信用管理机制，维护经营主体合法权益，营造良好市场信用环境。

第五十二条 市场监测。市场运营机构负责对经营主体违反公平竞争原则、损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为进行市场监测和识别，开展市场力检测与缓解措施。根据市场运行需要和技术条件，市场力检测方法主要采用市场结构分析、行为测试和影响测试中的一项或多项，市场力缓解措施主要包括事前、事中、事后措施中的一项或多项。

第九章 信息披露

第五十三条 市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向所有市场成员披露的信息；特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第五十四条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。信息披露主体应严格按照本规则要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、

完整性、及时性负责。

第五十五条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会及经营主体、政府有关部门发布相关信息。经营主体、电网企业、电力调度机构应及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第五十六条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他经营主体通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力市场技术支持系统、电力交易机构网站安全等级应满足国家信息安全三级等级防护要求。

第五十七条 市场运营机构应当公平对待经营主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取特定信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第十章 市场干预

第五十八条 政府干预措施。现货市场运行过程中发生下列情形之一的，辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局，做出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价

格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- （一）电力供应严重不足时；
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- （四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；
- （五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；
- （六）其他干预情形。

其他单位可提出辽宁现货市场运营干预建议，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定。

第五十九条 市场运营机构干预。有下列情形之一的，为了保障电力系统稳定运行，市场运营机构按照“安全第一”的原则处理事故和安排电力系统运行，及时向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局和经营主体发布相关信息。

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏、电网被迫发生主备调切换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

（二）发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件，可能严重影响电力供应或系统安

全;

(三) 发生现货技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行, 日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清, 或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清;

(四) 其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

在灾害预警或故障解除后、系统安全供应风险可控受控的情况下, 市场运营机构可恢复现货市场交易并发布公告。

第六十条 市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、措施, 分析存在的问题, 形成方案建议向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志, 包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因, 涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》(中华人民共和国国务院令 599 号) 规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本(包含调用停机机组的启动成本), 应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第六十一条 市场中止与恢复。当短期异常干预等措施不足以将市场恢复到正常运行状态, 市场运营机构应向辽

辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告有关情况，研究评估市场影响及后续趋势，并采取应急措施。由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局视情况做出中止现货市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因，发布市场中止公告。

第六十二条 市场中止时采取如下的处理措施：

（一）电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对发电机组的实时发电计划进行调整。

（二）当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，市场运营机构应向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局提出恢复现货市场运行申请，经批准同意后，发布现货市场恢复公告并恢复市场运行。

第十一章 争议处理

第六十三条 本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

(一) 市场成员之间的纠纷包括但不限于合同纠纷、经济纠纷、隐私保密纠纷。

(二) 经营主体与市场运营机构、电网企业之间的纠纷包括但不限于经营主体对市场组织、交易执行、结算与事后认定等方面的行为进行质疑，或拒不执行市场运营机构指令等。

(三) 其他方面的争议。

第六十四条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力交易发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可提交辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局调解处理，调节不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第六十五条 经营主体应按照规定时间提出争议调解申请：

(一) 对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

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

(三) 对于其他争议，经营主体应在事件发生之日起 2

年内提出。

市场成员有义务为辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十二章 附则

第六十六条 本规则由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局负责解释。

附件

名词解释

1. 优先购电用户：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）、农业用户。

2. 电力批发市场（简称“批发市场”）：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易和现货电能量交易等。

3. 电力零售市场（简称“零售市场”）：在批发市场的基础上，由售电公司和电力用户自主开展交易的市场。

4. 电能量市场：以电能量为交易标的物的市场。

5. 电力辅助服务市场：为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

6. 电力现货市场：通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。辽宁现货市场以 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。

7. 日前电能量市场（简称“日前市场”）：运行日提前一天（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）机组组合状态和发电计划的电能量市场。

8.实时电能量市场（简称“实时市场”）：运行日（D日）进行的决定运行日（D日）未来5-15分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

9.中长期电能量市场（简称“中长期市场”）：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

10.调频辅助服务：指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频资源跟踪自动发电控制装置AGC指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅助服务。

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

12.统一结算点电价：各节点电价按照一定规则和条件进行加权平均计算的全网/区域统一结算价格，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

13.安全约束机组组合：（Security Constrained Unit Commitment, SCUC）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

14.安全约束经济调度（ Security Constrained Economic Dispatch, SCED）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化等为优化目标，制定多时段的机组发电计划。

15.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的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

16.市场监测：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

17.市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

18.信息发布：指向电力监管机构、市场成员（不含市场运营机构）及社会公众等发布电力市场相关信息的过程。

19.报价：经营主体向市场运营机构提交的包含量价信息的电子文档，包括简单报价、打包报价等报价类型。

20.风险防控：通过识别、衡量、分析现货市场风险，并在此基础上有效控制风险，将风险导致的各种不利后果减小到最低限度的科学管理控制手段。

21.信息披露：指向能源监管机构、市场成员（不含市场运营机构）及社会公众等发布电力市场相关信息的过程。

22.运行日（D日），为实际执行日前市场交易计划的自然日。

23.竞价日（D-1日）：为运行日的前一日。

辽宁省电力市场中长期交易衔接实施细则

(试行 4.0 版征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为实现中长期与现货市场的有效衔接，依据相关政策法规制定本细则。

第二条 本细则适用于辽宁电力现货结算试运行及正式运行期间。辽宁电力现货结算试运行期及正式运行期是指辽宁省内现货市场开展日清分并用于实际电费结算的时期。

第二章 交易模式

第一节 交易品种

第三条 电力中长期交易品种包括省间交易、省内电力直接交易、合同电量转让交易、绿色电力交易、电网企业代理工商业交易等。

第四条 省间交易。省间交易按照跨区跨省电力中长期交易实施细则，由北京电力交易中心组织安排，省内经营主体在全国统一电力交易平台参与交易。发电企业应在自身发电能力范围内，按照不超交易限额的原则进行申报。省间交易成交电量按交易公告发布的交易曲线或明确的分解方式进行曲线分解。

第五条 省内电力直接交易。省内电力直接交易在发电

企业、售电公司、批发用户、虚拟电厂、独立储能等之间开展，由辽宁电力交易中心组织。

省内电力直接交易分为典型曲线交易和分时段交易。典型曲线交易按照交易公告中公示的典型曲线进行分解。分时段交易将 24 小时分为若干时段，以每个时段的电量作为交易标的，由各个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。

第六条 合同电量转让交易。合同转让交易包括发电侧市场化合约电量转让交易和用电侧市场化合约电量转让交易。合约电量转让交易不关联原合约，按照分时段转让，可以转让 24 时段中任意一个或多个时段。同一交易单元在同一场交易中只可进行买入或卖出交易，不可同时进行买入和卖出交易。

第七条 绿色电力交易。绿色电力交易有关事项按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》和国家及辽宁省有关规定执行。

第八条 电网企业代理购电交易。

电网企业通过参与场内集中交易方式（不含滚动撮合交易）代理工商业用户购电，主要包括挂牌交易方式和集中竞价交易方式。

（一）参与挂牌交易方式

电网企业代理购电挂牌时，挂牌电量可按照典型全网

负荷曲线分解，或者按照分时段进行挂牌，由市场化发电企业摘牌。挂牌价格按照省价格主管部门有关政策执行。

（二）参与集中竞价交易方式

电网企业代理购电参与集中竞价交易的，以报量不报价的方式，作为价格接受者参与集中竞价交易出清。

第二节 交易周期

第九条 省间交易根据北京电力交易平台时间安排。省内中长期电力直接交易以多年、年度、多月、月度、月内（多日）、日为周期组织开展。电力现货市场运行期间，合约电量转让交易以多月、月度为周期组织开展。

第三节 交易方式

第十条 中长期交易方式主要包括双边协商、集中交易，其中，集中交易包括集中竞价、挂牌、滚动撮合交易等形式。

（一）双边交易是指经营主体之间自主协商形成交易结果的交易方式，由合约双方在规定时间节点前通过交易平台完成交易申报与确认，采用分时段交易方式。

（二）集中竞价交易是指经营主体在交易执行起止时间内，申报交易电量、交易价格，电力交易机构按照市场规则进行统一的市场出清。可采用标准交易曲线竞价和分时段竞价。

（三）挂牌交易是指购电方或售电方通过交易平台，

发布购电量或售电量、交易曲线、交易价格、交易执行时间等交易要约，由认可该要约的售电方或购电方自主摘牌，经交易机构交易校核购后形成交易结果。

（四）滚动撮合交易指经营主体在规定交易执行起止时间内，通过电力交易平台随时按时段提交购电或售电信息，电力交易平台即时自动撮合匹配成交，由各个时段的交易结果形成经营主体的中长期交易合约曲线。

第四节 价格约束

第十一条 年度交易价格约束参照燃煤基准价格上下浮动 20% 执行；月度、月内（含滚撮）交易价格约束参照现货市场出清价格上、下限执行。

第三章 交易组织

第十二条 双边协商交易以自然日为最小合约周期，采用自定义分解曲线。具体要求以交易公告为准。

第十三条 双边协商交易合同内容应包括合约周期、交易电量、交易价格、曲线分解、结算参考点等要素。

第十四条 双边协商交易的合同电量应满足双方交易电量约束，合同价格应满足最小变动价位约束。

第十五条 集中竞价交易，包括分时段和典型曲线交易方式，出清方法包括边际出清法和高低匹配法，目前暂采用边际出清法。具体以交易公告为准。

（一）边际出清法

1.当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

2.当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。

3.当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量。

（二）高低匹配法

1.电力用户（售电公司）按其分段申报电价从高到低排序，发电方按其分段申报电价从低到高排序。

2.按照双方申报价格的排序，计算电力用户（售电公司）与发电企业申报电价之间的价差。

3.双方按照价差从大到小的顺序匹配成交，直至价差为零。成交价格为电力用户申报电价与发电企业申报电价的平均价格。

4.报价相同的发电企业，且总量超过用户交易电量时，参照挂牌交易分配方式，在考虑容量及环保系数后按容量分配。

第十六条 集中竞价交易开市前 1 个工作日，电力交易机构通过电力交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

（一）交易时间、交易合约执行周期、曲线分解方式、结算参考点等信息。

（二）交易出清与结果发布。交易申报结束后交易机构进行出清并发布交易结果。

（三）电量分解。采用典型曲线交易的按照交易公告发布的典型曲线分解，采用分时段交易的按照每时段成交电量形成量价曲线，在电力交易平台发布，经营主体可查看自身相关信息。

第十七条 挂牌交易。经营主体在交易时段内申报挂牌信息，内容包括合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线和结算参考点等内容。摘牌方根据交易平台发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌信息。具体要求以交易公告为准。

第十八条 挂牌交易开市前 1 个工作日，电力交易机构通过电力交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

（一）交易时间、交易合约执行周期、曲线分解方式、结算参考点等信息。

（二）交易出清与结果发布。交易申报结束后交易机构进行出清并发布交易结果。

（三）电量分解。采用交易公告明确的曲线分解方式，

形成量价曲线，在电力交易平台发布，经营主体可查看自身相关信息。

第十九条 滚动撮合交易指经营主体在规定交易执行起止时间内，通过电力交易平台随时按时段申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则即时自动撮合匹配成交，由各个时段的交易结果形成经营主体的中长期合约曲线，以成交对中申报时间较早一方的价格，作为该成交对的成交价格，由交易中心即时发布。

（一）经营主体分交易标的申报电量和价格，允许多次提交和撤回。交易平台实时匿名显示各交易标的中尚未成交的卖方最低 10 档电价和对应的总申报量，以及买方最高 10 档电价和对应的总申报量。实时显示各交易标的中卖方已成交的总电量和加权平均价格，以及买方已成交的总电量和加权平均价格。

（二）经营主体提交申报后，交易平台按不同交易标的的进行即时自动匹配撮合。当买方申报价格大于等于卖方申报价格时允许成交。价格较高的买方申报、或价格较低的卖方申报可以优先成交；当买方或卖方申报价格相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

（三）在同一开市时间内（同一场交易中），经营主体对同一交易标的只能进行单向买入或卖出。

（四）在交易开市前，各经营主体可以通过交易平台

查看每个交易标的的可交易额度，价格上下限等信息。

第二十条 滚动撮合交易暂按日组织，D-2日交易标的物为D日至D+2日每个时段的电量（周一至周三均开展交易标的为D日至D+2日每个时段的电量，周四周五均开展交易标的为D日至D+3日每个时段的电量，如遇国家法定节假日，则做出相应调整）。

第二十一条 优先发电合同电量、省间交易合同电量不参与日滚动撮合交易。

第二十二条 对于定期开市交易，交易公告应提前至少1个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告和结果公告。

第二十三条 中长期交易结束后，电力交易机构通过辽宁电力交易平台发布中长期交易正式结果。在电力交易平台提交、确认交易结果视同为电子合同，作为结算依据。

第二十四条 电网公司代理购电合约确定方式。电网公司代理工商业用户所需电量主要来源为跨省交易购入电量、省间现货购入电量等。上述来源电量与电网代理工商业用户购电量不匹配时，由电网企业通过参与挂牌、集中竞价进行调整。

第二十五条 交易机构可根据市场实际情况，选择开展年度合约分月电量调整，在保持合约总电量不变的条件下，市场化合约双方经协商一致，可调整次月及以后数月的年

度合约分月、日电量。

第四章 交易电量约束

第二十六条 中长期交易电量约束包括月度净合约量约束、月度累计交易量约束、分时净合约电量约束、可申报电量约束、中长期合约缺额约束等。

第一节 月度净合约量约束

第二十七条 月度净合约电量是指单个经营主体所交易标的月合约电量的代数和。经营主体的月度净合约量约束根据发电能力和用电需求情况计算确定，计算公式如下：

发电侧月度净合约电量=累计卖出标的月合约电量-累计买入标的月合约电量；

用电侧月度净合约电量=累计买入标的月市场合约电量-累计卖出标的月市场合约电量。

第二十八条 发电侧月度净合约量上限根据参与市场交易的机组装机容量确定净合约量上限，具体计算方法如下：

发电机组月度净合约量上限=交易单元装机容量×月度可用发电小时数

另外，新能源（含分布式电源）交易单元月度净合约量上限=交易单元装机容量×月度可用发电小时数× β 。 β 为1扣减机制电量比例计算得到。

虚拟电厂（含新能源发电类）交易单元月度净合约量上限=交易单元装机容量×月度可用发电小时数× β 。 β 为1扣

减机制电量比例计算得到。虚拟电厂（含新能源发电类）交易单元机制电量比例按其包含新能源项目机制电量比例加权计算得到，虚拟电厂（含新能源发电类）交易单元月度可用发电小时数根据其包含的项目月度可用发电小时数加权计算得到。

独立储能、虚拟电厂（含储能类）交易单元发电侧或用电侧月度净合约量上限=交易单元装机容量×额定功率最大放/充电时长×当月天数。

市场化机组月度可用发电小时数由电力调度机构根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线、新能源发电情况以及电网约束折算得出，并提交电力交易机构。

第二十九条 批发用户根据供用电合同容量和月度理论运行小时数确定净合约量上限。售电公司净合约电量上限需满足资产总额和履约保函、保险额度限制。用电侧月度净合约量上限计算方法如下：

批发用户月度净合约量上限=供用电合同容量×24小时×标的月日历天数

售电公司月度净合约量上限= $\min\{$ （代理用户供用电合同容量×24小时×标的月日历天数），（售电公司资产总额允许代理电量额度），（保函、保险允许代理电量额度） $\}$

第三十条 电力调度机构通过电力交易平台及时发布或更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设

备) 限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息; 并根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线、新能源发电情况以及电网约束, 折算得出各市场化机组可用发电能力, 在中长期交易前, 提交电力交易机构。

第三十一条 电力交易机构根据交易开展情况, 定期计算发布经营主体月度净合约量上限。对已发布的净合约电量上限, 电力交易机构每月底根据售电公司与用户最新的代理关系进行重新计算并发布。因净合约量上限调整, 导致经营主体已持有月度合约量超过月度净合约量上限时, 由电力交易机构负责通知经营主体在规定时间内处理。其他因生产实际情况确需调整交易上限的, 由经营主体向电力交易机构提出申请。发电侧、用电侧净合约量下限均为零。

第二节 月度累计交易量约束

第三十二条 月度累计交易量是指单个经营主体买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和。具体计算公式如下:

发电侧月度累计交易量=累计卖出标的月市场合约电量+累计买入标的月市场合约电量;

用电侧月度累计交易量=累计买入标的月市场合约电量+累计卖出标的月市场合约电量。

第三十三条 对经营主体在标的月的累计交易量设置上限。月度累计交易量上限根据月度净合约量上限确定, 计

算方法如下:

发电侧月度累计交易量上限=发电侧月度净合约量上限
 $\times f_i$

用电侧月度累计交易量上限=用电侧月度净合约量上限
 $\times f_i$

第三十四条 电力交易机构根据交易开展情况,定期计算发布经营主体月度累计交易量上限。原则上,售电公司与用户代理关系每月底更新计算一次,并同步调整已发布经营主体月度累计交易量上限。其他因生产实际情况确需调整交易上限的,由经营主体向电力交易机构提出申请。

第三节 分时电量约束

第三十五条 发电侧、用电侧各时段净合约量应大于等于零。发电侧任一时段已持有净合约量与申报卖出量之和,不大于其装机容量,其中新能源、虚拟电厂(含新能源发电类)应不大于其装机容量扣减机制电量比例后的容量;用电侧任一时段已持有净合约量与申报买入量之和,不大于其报装容量(售电公司为所绑定用户报装容量之和)。

其中,光伏项目夜间不具备发电能力,不能进行电能量交易,本省光伏可交易时间为1、2、11、12月6:00-17:00,4、5、6、7、8月4:00-19:00,3、9、10月5:00-18:00。

第四节 可申报电量约束

第三十六条 可申报电量约束基本要求：

（一）经营主体在交易电量约束范围内参与中长期交易，可申报电量额度按交易标的分别计算。

（二）经营主体的可申报电量额度需同时满足月度净合约量约束、月度累计交易量约束、分时电量约束；售电公司交易申报电量额度，除满足以上条件外，还需满足履约保函额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。已申报未出清电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新。

第三十七条 经营主体中长期交易申报电量应满足分时电量约束外，还应满足如下公式：

（一）发电侧

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易前持有的月度净合约量}-\text{其他交易申报卖出的未出清电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易前持有的月度净合约量}-\text{其他交易申报买入的未出清电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

（二）用电侧

用电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易前持有的月度净合约量}-\text{其他交易申报买入的未出清}$

电量), (月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量) };

用电侧可申报卖出电量额度= $\min\{$ (本交易日前持有的月度净合约电量-其他交易申报卖出的未成交电量), (月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量) };

经营主体登录交易平台后可查看其月度净合约量上限、月度累计交易量上限、履约保函额度, 当任一项剩余额度不足 10%时, 交易机构均给出提醒预警。

第五节 中长期合约缺额约束

第三十八条 经营主体在当月中长期净合约电量应不低于上网电量或用电量的 BL%。对低于 BL%部分电量的获利, 按照中长期缺额回收规定进行费用回收与疏导。

第五章 合约要素

第三十九条 中长期合约要素至少应包括交易单元、合约周期、合约电量、分解曲线、交易价格和结算参考点等要素。其中, 绿色电力交易合同还应明确绿证价格等要素。

第四十条 中长期合约周期以小时为基本单位。

第四十一条 中长期合约电量是指合约周期内交易的总电量。

第四十二条 中长期合约电量的分解曲线, 用于合约电量的合约周期内的分解, 需分解至每日 24 小时, 每小时合约电量指合约周期内交易的总电量, 等比例分解至 15 分钟, 形成 96 时段电量曲线。

第四十三条 中长期合约分解至 96 时段曲线后，每时段电量为 0.001 兆瓦时整数倍（四舍五入），电价为 0.01 元/兆瓦时的整数倍（四舍五入）。

第四十四条 中长期合约电量的成交价格可以采用交易起止时间内统一电量价格，也可以采用分时电量价格。

第四十五条 中长期交易最小申报电量须为 0.001 兆瓦时的整数倍，申报电价精确到 0.01 元/兆瓦时。

第四十六条 中长期交易合同签订时需明确中长期结算参考点，市场初期，中长期结算参考点为实时市场发电侧统一结算点。

第四十七条 发用两侧交易曲线形成。以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线；以集中竞价和滚动撮合方式开展的直接交易，采用交易公告给出的典型交易曲线，或者通过分时段交易形成曲线；以挂牌交易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

第四十八条 日分时典型交易曲线根据辽宁电网负荷特性（调控中心提供）制定并于交易前发布，主要分为以下三种，具体采用哪一种应以交易公告为准。

曲线 D1：根据历史负荷曲线确定 24 时段曲线比例，每时段按照每十五分钟均分的原则，将日电量分解为 96 点电量曲线。

曲线 D2: 将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

曲线 D3: 将日电量平均分解至每日指定时段, 其余时段为零, 形成 24 点电量曲线。

第六章 电量校核

第四十九条 中长期交易结果不再进行调度安全校核。电力交易机构进行交易出清校核, 主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第七章 合约管理

第五十条 省内优先发电合约按电网企业与承担优先发电责任的发电企业之间签署的中长期合约管理。

第五十一条 中长期交易结束后, 电力交易机构通过电力交易平台发布中长期交易正式结果。在电力交易平台提交、确认的交易结果视为电子合同。合约要素包括但不限于交易单元、合约周期、合约曲线、交易价格、合约电量、结算参考点等, 中长期市场的成交双方不能为同一交易单元。

第五十二条 经营主体对交易结果有异议的, 应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出, 由电力交易机构在 1 个工作日内预计解释, 逾期未提出异议的, 视为无异议。

第五十三条 经营主体达成一条新的中长期合约, 及时在已有合约基础上进行同日同时段累加或者消减。

第八章 附则

第五十四条 本细则针对辽宁省电力现货市场试运行期间，中长期与现货交易衔接做出规定。其余与中长期市场单独运行期相同条款，参照《辽宁省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕1号）及其补充规定执行。

附件 1

名称解释

- 1.交易日：除节假日外的周一至周五。
- 2.运行日：为执行日前电能量市场交易计划的自然日。
- 3.交易曲线：一天 24 个时段电量的比例关系曲线。
- 4.交易单元：经营主体等在电力交易平台参与交易的基本单位，分为购方单元和售方单元。同一经营主体，可以在不同品种的交易中担任购方单元、售方单元的不同角色。
- 5.机制电价：纳入新能源可持续发展价格结算机制电量的电价水平。
- 6.机制电量：纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量。
- 7.交易序列：交易序列指的是由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

附件 2

中长期市场运行参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	f_i	月度累计交易电量调整系数	火电、核电、批发用户、售电公司为 2 风电、光伏、独立储能为 5
2	BL	中长期合约月度分解电量占 上网电量或用电量比例	火电、售电公司为 70 批发用户、核电、风电、光伏、独立储能 主体为 0

辽宁省现货电能量市场交易实施细则

(试行 4.0 版征求意见稿)

第一章 总则

第一节 总述

第一条 为指导、规范、明确辽宁省现货电能量市场（下文简称“现货市场”）组织工作，促进清洁能源消纳，保障经营主体合理权益，制定本细则。

第二条 本细则适用于辽宁现货市场的运营、管理、组织与实施。

第二节 经营主体范围

第三条 现货市场成员包括经营主体、市场运营机构和电网企业。

第四条 经营主体包括满足准入条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等。

参与现货市场交易的各类经营主体应符合国家和辽宁省有关准入条件，满足参与现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，接受政府主管部门及能源监管机构的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

各市场成员具体权责遵循《辽宁省电力市场运营基本规则》、《辽宁省电力中长期交易衔接实施细则》、《辽宁省电力市场计量管理实施细则》、《辽宁电力市场注册管理实施细则》。

第五条 发电企业

（一）公用燃煤、燃气机组。220千伏及以上公用燃煤、燃气机组（含绥中电厂一、二号机组，不含背压机组，下文简称竞价火电机组）通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价。220千伏及以上背压机组（依据项目建设核准文件）以“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。其他公用燃煤机组依据供热、供汽需求申报96段出力曲线，在现货市场中优先出清。

（二）按公用电厂管理的自备电厂。按公用电厂管理的自备电厂通过“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

（三）新能源场站。新能源场站（风电、太阳能发电）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

集中式风电、光伏以及按集中式管理的分散式风电、分布式光伏场站按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价，或“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

集中式风电、光伏以及按集中式管理的分散式风电、

分布式光伏场站应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能。由于历史原因暂不满足条件的，现阶段以“不报量不报价”的方式参与现货市场，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型场站确定（由电力调度机构提供功率预测曲线）。

分散式风电、分布式光伏场站按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价，或“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清，或“不报量不报价”的方式参与现货市场，作为市场出清的边界条件。

分散式风电、分布式光伏场站选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能。选择“不报量不报价”参与现货市场的，其市场出清条件由电力调度机构参考同类型场站确定（由电力调度机构提供功率预测曲线）。

（四）核电机组。核电机组按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价，或“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

第六条 市场用户。直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用户”）、售电公司与电网企业代理购电以“报量不报价”的方式参与现货市场，日前申报分时用电需求曲线作为其日前市场出清结果。

第七条 新型经营主体

新型经营主体包括新型储能（电化学储能、热储能）、虚拟电厂、并网型绿电直连项目，均需参与电力现货市场。

（一）新型储能

1. 电化学储能

电化学储能参与现货市场需具备独立分时计量和 AGC 功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格。

电化学储能应能够准确地向电力调度机构传输实时充放电功率、荷电状态等运行信息，可靠接收和连续执行调度机构 AGC 系统实时下达的指令，其额定功率应不低于准入值 P_{es}^{th} ，额定功率充放电持续响应时间不低于准入值 RT_{es}^{th} 。

电化学储能按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与日前现货市场竞价，或“报量不报价”的方式自主决策充放电功率曲线，在现货市场中优先出清。日前依据充放电功率曲线或优化结果形成充放电计划，实时市场中按照日前形成的充放电计划曲线优先出清。

电化学储能参与现货市场时，其申报、出清和调用曲线均为上网电力曲线。

2. 热储能

热储能是指具备独立分时计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份

接受电网统一调度管理并具有法人资格的储热装置。

参与现货市场的热储能其基础调节容量应不低于准入值 L_{al}^{th} ，基础调节容量持续响应时间不低于准入值 RT_{al}^{th} ，调节速率、响应时间、调节精度等参数满足相关要求，并具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件，反馈传输实时运行、可调节资源与第三方设备设施监测数据等信息。

具备全时段连续调节能力的热储能按自然年可自愿选择以“报量报价”的方式参与日前现货出清，或以“报量不报价”的方式在日前市场申报用电曲线。选择“报量报价”的热储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清形成的用电计划曲线，作为实时现货市场的边界条件。

无法全时段连续调节的热储能，日前市场以“报量不报价”的方式申报用电曲线。

（二）虚拟电厂

市场初期，虚拟电厂以“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

（三）并网型绿电直连项目

并网型绿电直连项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，以“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

第八条 市场运营机构包括辽宁省级电力调度机构和辽

宁省内电力交易机构。

第二章 市场衔接方式

第九条 中长期市场与现货市场的衔接。各类中长期交易合约应约定功率曲线或曲线形成方式。现货市场运行时，中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险，不作为调度执行依据。上级电力交易机构于 D-2 日提供 D 日省间政府合约、跨区跨省中长期交易合约分时量价信息至电力交易机构；电力交易机构汇总后并于 D+1 日提供 D 日含省内中长期交易合约的各类中长期合约分时量价信息，并推送至电力调度机构与电网企业。

第十条 调频市场与现货市场的衔接。调频市场组织方式为日前申报、日内以小时为周期出清。日内，在整点时刻前，电力调度机构开展调频市场出清，确定调频中标单元及其中标调频容量。

（一）竞价火电机组

调频市场中标的竞价火电机组调整相应时段的机组出力上下限，参与实时市场出清。

调整公式如下：

$$P_{\text{实时上限},t} = P_{\text{机组实时最大发电}} - P_{\text{调频中标容量},t}$$

$$P_{\text{实时下限},t} = P_{\text{机组实时最小发电}} + P_{\text{调频中标容量},t}$$

公式中， $P_{\text{实时上限},t}$ 为实时 t 时段机组出清出力上限， $P_{\text{机组实时最大发电}}$ 为机组实时最大发电能力， $P_{\text{调频中标容量},t}$ 为 t 时段

机组调频市场出清中标容量， $P_{\text{实时下限},t}$ 为实时 t 时段机组出清出力下限， $P_{\text{机组实时最小发电}}$ 为机组实时最小发电能力。

(二) 电化学储能

选择“报量不报价”参与现货市场的电化学储能（下文简称“非竞价电化学储能”），日前可选择调频时段参与调频市场，相应时段基准功率为零，日内参与调频市场出清。

(三) 热储能

选择“报量报价”参与现货市场的热储能（下文简称“竞价热储能”）参与调频市场，日前调整日分时负荷上下限，参与日前市场出清，调整公式如下：

$$P_{\text{日前上限},t} = P_{\text{日最大负荷},t} - P_{\text{标准调频容量},t}$$

$$P_{\text{日前下限},t} = P_{\text{日最小负荷},t} + P_{\text{标准调频容量},t}$$

$P_{\text{标准调频容量},t}$ 为 t 时段竞价热储能在调频容量申报比例范围 (D_2) 所计算的容量区间内申报标准调频容量，计算公式如下：

$$P_{\text{标准调频容量},t} = P_{\text{日调节容量},t} \times D_2$$

式中， $P_{\text{日前上限},t}$ 为日前 t 时段竞价热储能出清功率上限； $P_{\text{日最大负荷},t}$ 为 t 时段竞价热储能申报的日最大负荷； $P_{\text{日调节容量},t}$ 为 t 时段竞价热储能的调节容量； $P_{\text{日前下限},t}$ 为日前 t 时段竞价热储能出清功率下限； $P_{\text{日最小负荷},t}$ 为 t 时段竞价热储能申报的日最小负荷； D_2 为调频容量比例范围。

竞价热储能日内严格执行日前形成的用电计划和日内小时调频市场交易结果，日内未中标时段严格按基准负荷曲线进行用电。

参与调频辅助服务市场的经营主体与现货市场的详细衔接方式依据《辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则》执行。

第十一条 省间与省内现货市场的衔接。省间现货市场的交易组织与实施按照《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）执行。省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，省间现货市场依据省内现货市场预出清（日前发电计划）结果开展校核。省间电力现货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。

第三章 日前市场

第一节 缺省参数与核定参数

第十二条 现货市场开市前，经营主体申报缺省参数（见附件2）。

核定参数经能源监管机构和政府主管部门同意后执行：

- （一）竞价火电机组、核电机组启动费用上下限 R_1 。
- （二）经营主体电能量报价上下限 R_2 。
- （三）市场出清价格上下限 R_3 。

(四) 发电企业核定成本： $C_{\text{核定成本}}$ 由省级成本监审部门核定后执行；核定前暂按本细则附件 3 中 $C_{\text{核定成本}}$ 数值执行。

(五) 发电成本曲线 C_j ： C_j 按照省发展改革委核定执行。

(六) 各时段合理收益率 $\pi_{i,DA}$ ： $\pi_{i,DA}$ 按照省发展改革委核定执行。

(七) 剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} ： ρ_0^{RSI} 按照省发展改革委核定执行。

(八) 整体合理收益率 π_{DA} ： π_{DA} 按照省发展改革委核定执行。

第二节 日前经营主体运行边界条件

第十三条 机组需申报以下物理运行参数：

(一) 竞价火电机组用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1. 额定有功功率，单位为兆瓦。
2. 最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。
3. 综合厂用电率，单位为%。各电压等级的燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组分别设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率；新能源场站按照同类型电源平均综合厂用电率执行（见附件 4-9）。

4. 冷态启动通知时间（ E_l ），即机组处于冷态情况下（停机时间 72 小时及以上）从接到开机通知到机组并网所

需的时间，单位为小时。

5.热态启动通知时间 (E_2)，即机组处于热态情况下（停机时间 72 小时以内）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

6.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 50% 装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间范围为 E_3 小时，开机期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

7.最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化。

8.最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

9.最大发电能力（大于等于 50% 额定有功功率，小于等于额定有功功率）。即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。非供暖期，机组申报一个最大发电能力数值；供暖期，机组按每十五天为一个周期申报最大发电能力。电力调度机构根据历史数据进行评估并定期修正。

10.最小发电能力（大于等于 10% 额定有功功率，小于

50%额定有功功率)。即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦；发电机组申报最小发电能力要以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量。非供暖期，机组申报一个最小发电能力数值；供暖期，机组按每十五天为一个周期申报最小发电能力。

11. 停机偏好。机组自行申报停机偏好信息。

12. 电力调度机构所需的其他运行参数。

(二) 选择“报量报价”的核电机组(下文简称“竞价核电机组”)用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括:

1. 额定有功功率，单位为兆瓦。

2. 最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

3. 综合厂用电率，单位为%。各电压等级的燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组分别设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率；新能源场站按照同类型电源平均综合厂用电率执行(见附件 4-9)。

4. 启动通知时间(E_1)，单位为小时。

5. 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 50% 装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间范围为 E_3 小时，开机期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

6. 最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小

连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化。

7.最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

8.最大发电能力（大于等于50%额定有功功率，小于等于额定有功功率）。即D日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。非供暖期，机组申报一个最大发电能力数值；供暖期，机组按每十五天为一个周期申报最大发电能力。电力调度机构根据历史数据进行评估并定期修正。

9.最小发电能力（大于等于10%额定有功功率，小于50%额定有功功率）。即D日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦；发电机组申报最小发电能力要以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量。非供暖期，机组申报一个最小发电能力数值；供暖期，机组按每十五天为一个周期申报最小发电能力。

10.电力调度机构所需的其他运行参数。

第十四条 发电机组按照以下要求开展调试及试验计划：

（一）新建主体调试

新建火电、核电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，作为现货市场出清的边界条件。取得商运证明后，

次月起参与电力现货市场结算运行。

新建新能源场站在并网调试期间应按要求申报功率预测曲线，在并网至转商运的调试运行期间，参与现货市场的出清，接受实时市场现货价格。

（二）在运机组试验

D-2日 12:00 前，试验机组通过电网调度管理系统向电力调度机构报送 D 日试验时段内每 15 分钟的机组试验出力计划，D-2 日 17:30 前，电力调度机构返回审核结果。试验机组在试验时段内，出力为试验出力计划曲线；非试验时段内，原则上该台机组的发电出力为该机组申报的最小发电能力。试验机组全天各时段均不参与市场定价，作为价格接受者保障优先出清。

第十五条 机组状态。电力调度机构根据机组检修计划、试验计划、最早可并网时刻等信息，确定 D 日竞价火电机组、竞价核电机组的 96 点状态。

第十六条 最早可并网时刻。若竞价火电机组、竞价核电机组在 D-1 日处于停机状态且预计 D 日具备并网条件，按照开机通知时刻（ T_k ，见附件 3）往后顺延机组申报的冷态、热态启动通知时间，作为 D 日机组最早可并网时刻。

第十七条 竞价火电机组 D-1 日 08:15 前向电力调度机构申报 D 日机组状态。异常状态机组，向当班调度汇报机组恢复备用后，方可申报 D 日“可优化”状态；D-1 日 08:15

后异常状态的机组，D日机组状态以当班调度于D-1日09:45前确定状态为准。

第十八条 核电机组出力曲线。D-2日12:00前，选择“报量不报价”的核电机组（下文简称“非竞价核电机组”）向电力调度机构提交D日96段出力曲线，D-2日17:30前，电力调度机构返回审核结果。核电机组全天出力曲线，在现货市场中保障优先出清。核电机组申报的出力计划应与实际运行一致，保证信息披露的及时准确。未申报或存在申报偏差时，由调度机构平均分解曲线至在运核电机组。

第十九条 新能源场站短期功率预测。D-1日08:15前，新能源场站通过电力调度数据网安全二区的新能源功率预测系统申报D日96点短期功率预测曲线，选择“报量不报价”的新能源场站（下文简称“非竞价新能源场站”）视同申报下限价格，在日前市场优先出清。

新能源场站日前短期功率预测曲线需按照本细则“第七十一条”接受功率预测偏差考核。

对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站端数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清；并网发电的同时应在电力交易平台完成注册程序，并约定分劈原则后申报至电力交易平台，电力交易平台按照约定分劈比例进行出清结果的计算；若新能源场站未约

定分劈原则，则按照各场站注册的装机容量进行分劈计算，结算时造成的合约分配、结算偏差由相应新能源场站自行承担。

第二十条 220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、虚拟电厂出力（或用电）曲线。D-1 日 08:15 前，220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、虚拟电厂向电力调度机构提交 D 日 96 段出力（或用电）曲线，在现货市场中优先出清；迟报、漏报或不报的机组，申报数据置为前一日的申报出力曲线。

第二十一条 非竞价电化学储能充放电功率曲线。D-1 日 08:15 前，非竞价电化学储能向电力调度机构申报 D 日非调频时段充放电功率曲线与调频时段，充放电功率曲线在日前现货市场中优先出清，调频时段默认充放电基准功率为零。运行日时段末目标荷电状态由调频市场 AGC 指令或自主申报曲线实际执行后确定，作为 D+1 日初始时刻的荷电状态。若充放电功率曲线迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日无充放电计划。

第二十二条 66 千伏及以下公用燃煤机组、并网型绿电直连项目出力（或用电）曲线。D-2 日 12:00 前，66 千伏及以下公用燃煤机组、并网型绿电直连项目申报 D 日 96 段出力（或用电）曲线，在现货市场中优先出清。迟报、漏报或不报的机组，以缺省的相关值作为申报信息；若缺省参

数仍未申报，则申报数据置为 0。

第二十三条 电化学储能需申报物理运行参数。

(一) 电化学储能缺省参数如下：

1. 额定功率，单位为兆瓦，即额定充放电功率，应与并网调度协议保持一致。

2. 额定功率充放电持续响应时间，单位为小时；电化学储能依据额定功率与额定功率充放电持续响应时间计算的额定容量。

3. 充放电效率，单位为%，即电化学储能充放电时增加存储电量与输入电量的比值与放电时输出电量与减少存储电量的比值。

4. 日充放电转换次数，即电化学储能每日参与现货市场优化过程中的充放电状态转换允许次数约束；电化学储能在现货市场优化过程中充电、放电累计容量达到 200% 最大允许荷电状态记为一次日充放电转换。

(二) 选择“报量报价”参与现货市场的电化学储能（下文简称“竞价电化学储能”），需在 D-1 日 08:15 前向电力调度机构提供以下参数：

1. 最大、最小充放电功率，单位为兆瓦，即现货市场优化充放电功率上下限值；若迟报、漏报或不报，最大、最小充电功率默认分别为 0 和额定充电功率（以负值表示），最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率（以正值表

示)和0。

2.最大、最小允许荷电状态，单位为兆瓦时，即电化学储能依据电力调度机构批复的检修计划和申报的最大、最小充放电功率，申报D日的存储电量占额定容量的极限比值；若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为100%额定容量和0%额定容量。

第二十四条 热储能物理运行参数。热储能缺省参数如下：

(一)最大、最小用电负荷，单位为兆瓦，即热储能各时段所能调节到的最大负荷与最小负荷，应与并网测试值保持一致。

(二)基础调节容量，单位为兆瓦，即调节时间内分时段最大、最小用电负荷之差的加权平均值，应与测试值保持一致。

(三)基础调节容量持续响应时间，单位为小时，即按照基础调节容量要求，可持续参与调节的基础时长，应与测试值保持一致。

(四)调节速率，单位为兆瓦/分钟，即热储能不同负荷功率区间的调节到目标功率值正负允许偏差范围内所能达到的最大功率调节速度，应与测试值保持一致。

(五)具有用电时长约束特性的热储能，需申报与用电时长约束特性相关调节资源的缺省运行参数。

第三节 日前电网运行边界条件

第二十五条 时间安排。D-1 日 08:15 前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。

第二十六条 日前负荷预测包括 D 日 96 点系统负荷预测、96 点的母线负荷预测。

(一) 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟系统负荷需求（考虑虚拟电厂、电化学储能、并网型绿电直连项目等影响因素），每天共计 96 个点。每天首个时段为 00:00-00:15，标识为 00:15，下同。

(二) 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求（考虑虚拟电厂、电化学储能、并网型绿电直连项目等影响因素），每天共计 96 个点。

第二十七条 省间联络线预计划。D-2 日 17:00 前，上级电力调度机构下发省间联络线预计划。

第二十八条 备用约束。电力调度机构根据系统运行需要确定电网运行正备用、负备用需求。按电力系统技术导则要求：负荷备用容量为最大发电负荷的 2-5%；事故备用容量为最大发电负荷的 10%左右，但不小于系统一台最大机组或馈入最大容量直流的单极容量。辽宁最大发电负荷约 3000 万千瓦、直流单极容量 150 万千瓦，按此计算负荷

备用容量 60-150 万千瓦，事故备用容量 150-300 万千瓦，综合考虑负荷备用容量和事故备用容量，辽宁正备用容量约束可取 210-450 万千瓦。正常情况下，正备用容量约束按 300 万千瓦留取，迎峰度夏（冬）及其他保供特殊时期，按 400 万千瓦留取。结合新能源功率预测水平，电网负备用容量约束按 40-80 万千瓦留取。

正常情况下，风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例取 1。考虑新能源功率预测的不确定性，尖峰时段 10:00-12:00、14:00-16:00、19:00-21:00，光伏短期功率预测纳入日前平衡比例取 0.8，风电短期功率预测纳入日前平衡比例取 0.5-0.8，具体结合风电短期功率预测水平选取。极端天气时，全天风电、光伏短期功率预测纳入日前平衡比例均取 0.5。

第二十九条 输变电设备停电检修计划。电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第三十条 输变电设备投产与退役计划。电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第三十一条 电网安全约束。电力调度机构确定调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。现货市场日前出清时应考虑火电开机方式约束，由调度机

构每周结合负荷水平、设备检修等统筹提供火电开机方式约束及必开机组情况。电网安全约束包括但不限于断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）断面极限功率

为保障电网安全可靠运行，电力调度机构可根据电网实际运行需要、天气、保电要求、新能源消纳等情况设置断面极限功率。

（二）发电机组（群）必开约束。电力调度机构可将以下机组设置为必开机组（群）。

1.因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

2.因电压支撑要求，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

3.因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

4.因电网安全运行需要，经电力调度机构批复同意进行试验的机组；

5.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力曲线的机组；固定出力时段，机组的出力计划不参与优化，保障优先出清；

6.其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

（三）发电机组（群）必停约束。电力调度机构可将以下机组设置为必停机组（群）：

1.因系统安全约束，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

2.因保供电、保供热、保民生或政府要求，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

3.不满足环保要求，经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组；

4.处于计划检修、临时检修、缺煤停机、事故停机等状态的机组；

5.其他保障电网安全可靠供应需要停机的机组。

（四）经营主体（群）出力上下限约束。电力调度机构可设置以下经营主体（群）的出力上下限约束范围：

1.因系统安全约束，需要限制出力上下限的经营主体（群）；

2.因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的经营主体（群）；

3.根据电网安全运行要求或特殊情况新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的经营主体（群）；

4.其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的经营主体（群）。

第三十二条 非市场机组发电计划编制。暂不参与现货

市场的机组，由电力调度机构制定 D 日计划出力曲线，作为现货市场边界条件。

第四节 事前信息发布

第三十三条 D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布 D 日的边界条件信息：

（一）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。

（二）电网安全约束条件，包括运行方式安排、关键输电断面及线路传输限额等。

（三）必开、必停机组名单以及原因。

（四）开停机不满足最小约束时间机组名单。

（五）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。

（六）发电机组、新型储能检修计划。

（七）日前负荷预测。

（八）省间联络线预计划曲线。

（九）66 千伏及以下公用燃煤机组以及非市场机组发电出力计划。

（十）新能源（分电源类型）总出力预测。

（十一）核电总出力计划或总最小发电能力。

第五节 交易申报

第三十四条 申报要求。D-1 日 09:45 前，竞价火电机

组、竞价核电机组、选择“报量报价”的新能源场站（下文简称“竞价新能源场站”）、竞价电化学储能、竞价热储能、批发用户、售电公司、电网企业通过电力交易平台申报交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。迟报、漏报或不报者，对于竞价火电机组、竞价核电机组、竞价新能源场站、竞价电化学储能、竞价热储能采用缺省量价参数的相关值作为申报信息；对于批发用户、售电公司和电网企业，按照其 D 日所持有的中长期合约分时电量合计值作为申报信息。

批发用户（售电公司、电网企业）任意时段申报量不大于自身（或全部代理用户）理论最大用电能力（按合同容量或代理用户总合同容量 $\times 0.25$ 小时计）。

第三十五条 竞价申报的交易信息

（一）竞价火电机组

1.启动费用：启动费用包括热态启动费用、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，两者之间的大小关系为：冷态启动费用 $>$ 热态启动费用，不能超过事前规定的启动费用上、下限范围（ R_l ）；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.电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的 7 段量价曲线。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间

终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为额定有功功率。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于机组额定容量的 5%，申报价格最小单位为 10 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。燃煤机组电能量价格包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价）。

3.空载费用：根据成本特性情况申报空载费用，单位为元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府成本监审主管部门核定；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

（二）竞价新能源场站

1.对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站端数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清，同时满足上述条件的，可“报量报价”参与现货市场，新能源场站由于报价原因未中标电量不纳入新能源弃电量统计。

2.竞价新能源场站应申报的交易信息包括以下内容：

新能源场站电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的发电 7 段量价曲线。每段需申报出力区间起点

(兆瓦)、出力区间终点(兆瓦)以及该区间的能量价格(元/兆瓦时)。第一段出力区间起点为0,最后一段出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于机组额定容量的5%,申报价格最小单位为10元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围(R_2)。

(三) 竞价核电机组

1.启动费用:单位为元/次,启动费用不能超过事前规定的启动费用上、下限范围(R_1);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.电能量报价:电能量报价为全天一条单调非递减的发电7段量价曲线。每段需申报出力区间起点(兆瓦)、出力区间终点(兆瓦)以及该区间的能量价格(元/兆瓦时)。第一段出力区间起点为最小发电能力,最后一段出力区间终点为额定有功功率。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于机组额定容量的5%,申报价格最小单位为10元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围(R_2)。

3.空载费用:根据成本特性情况申报空载费用,单位为元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府成本监审主管

部门核定；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

第三十六条 市场用户交易信息。批发用户申报其 D 日的分时用电需求曲线，售电公司及电网企业申报其代理市场用户 D 日的分时用电需求曲线。

起步阶段，用户侧日前申报的分时用电需求曲线即为用户侧日前市场电力出清结果，由电力交易平台将申报的分时用电需求推送电力调度机构；电力调度机构将日前市场统一结算点电价推送至电力交易机构；由电力交易机构将用户侧日前分时用电需求曲线、统一结算点电价信息推送至电网企业，作为结算依据，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第三十七条 竞价电化学储能应申报的交易信息

（一）竞价电化学储能电能量报价：竞价电化学储能电能量充、放电报价分别不高于 7 段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。第一段出力区间起点为最大充电功率（负值），最后一段出力区间终点为最大放电功率（正值），每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单最小区间长度为 $\text{Max}\{$ （最大放电功率 - 最

大充电功率)×5%，1兆瓦}，且出力区间不得跨越充电、放电功率。每段报价的电能量价格均不得超过事前规定的申报价格的上、下限范围(R_2)。

(二)运行日时段末目标荷电状态，单位为兆瓦时；电化学储能能在D日初始时刻的荷电状态，等于其D-1日结束时刻的荷电状态出清值或AGC指令值，电化学储能能在D日结束时刻的荷电状态，等于其申报的目标值。若迟报、漏报或不报，则由现货市场优化确定。

第三十八条 热储能应申报的交易信息

(一)电能量报价：竞价热储能电能量报价可最多申报7段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。第一段出力区间起点与最后一段出力区间终点由竞价热储能按日选择，每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递增。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{缺省最大用电负荷} - \text{缺省最小用电负荷}) \times 5\%, 1 \text{兆瓦}\}$ 。每段报价的电能量价格均不得超过事前规定的申报价格的上、下限范围(R_2)。

(二)日最小负荷下限，单位为兆瓦，不低于报价第一段出力区间起点；当迟报、漏报或不报时，申报数据置

为缺省最小用电负荷。

第六节 市场力检测及缓解

第三十九条 报价检测。依据参考价格，对发电机组报价进行市场力检测。记录发电机组报价的市场力检测结果。

第四十条 市场力评估分析。开展市场力评估分析，在日前、实时现货市场出清完成后，计算四项市场力评估指标。

（一）*HHI* 指数

HHI 为市场中参与竞争的发电经营主体可用发电容量份额的平方和，发电经营主体具备的市场力与该指标正相关。*HHI* 的计算公式如下：

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

式中：

N 为电力现货市场中参与竞争的发电经营主体数目，单位为个。

S_i 为第 *i* 个参与竞争的发电经营主体的可用发电容量份额，%。

（二）*RSI* 指数

剩余供给指数（*RSI*）为市场总发电能力减去对应发电经营主体发电能力后与市场总需求的比值，发电经营主体剩余供给指数小于 1 时，具有市场力。*RSI* 的计算公式如下：

$$RSI = \frac{Q_{ALL} - Q_j}{D}$$

式中：

Q_{ALL} 为所有经营主体的发电能力，单位为兆瓦；

Q_j 为发电经营主体 i 的发电能力，单位为兆瓦；

D 为市场总需求，单位为兆瓦。

（三） MRR 指数

指某一时段为满足市场需求，某发电集团必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电集团的依赖程度。用公式表示如下：

$$MRR_i = \frac{P_{i,t}}{P_{k,t}}$$

其中， $P_{i,t}$ 为 t 时段发电集团 i 必须发电的出力， $P_{k,t}$ 为 t 时段发电集团 i 可发电容量。

（四） $Top-4$ 指数

反映的是前 4 大发电集团所占市场份额之和。用公式表示如下：

$$Top-4 = \sum_{i=1}^4 S_i^{LS}$$

其中， S_i^{LS} 为发电集团按照市场份额从大到小排序后，第 i 个发电企业的市场份额。

第四十一条 市场力缓解。辽宁省工业和信息化厅依据

报价检测结果和市场力评估分析结果，可以采取市场力缓解措施进行干预。市场力监管措施依据核定发电成本曲线、各时段合理收益率、剩余供给指数临界值以及整体合理收益率等参数开展，省政府主管部门核定后执行。

设置触发事前监管机制的基准电价 $P^{REF,DA}$ ，日前市场出清后，计算日前市场出清加权平均电价 \bar{P}^{DA} 是否高于基准电价。若高于基准电价，则触发监管条件，计算寡头具备潜在市场力的需求管制容量，将其对应管制机组报价替换为核定的成本报价。

各机组的核定成本报价为其核定发电成本（含税）叠加合理收益，合理收益率 n 随各时段的供需情况变化。其核定的成本报价为：

$$P_{t,j}^{REF, DA} = C_j \times (1 + \pi_{t,DA})$$

其中， $P_{t,j}^{REF, DA}$ 发电主体 j 在 t 时刻的核定成本报价， C_j 为发电主体 j 的核定发电成本（含税）， $\pi_{t,DA}$ 为 t 时段的合理收益率。

t 时段的合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 随供需比 r_t 的变化关系如下表所示，表中 $\pi_{t,DA}$ 和 r_t 的取值为默认参考值，后期视辽宁电力市场实际运行情况，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局予以调整。

表1市场供需比与合理收益率的变化关系

市场供需比 r_t	合理收益率 $\pi_{t,DA}$ (参考值)
$r_t \leq X$, X取值为1.1	2.0
$Y \geq r_t \geq X$, Y取值为1.15	1.0
$Z \geq r_t > Y$, Z取值为1.5	0.5
$r_t \gg Z$	0.2

注：合理收益率结合发改委核定参数另行调整。

触发事前监管机制的基准电价 $P^{REF,DA}$ 基于发电主体出清结果及其核定成本报价计算：

$$P^{REF, DA} = \frac{\sum_{t,j} Q_{t,j} \times P_{t,j}^{REF, DA}}{\sum_{t,j} Q_{t,j}}, \forall t, j$$

其中， $Q_{t,j}$ 为发电主体 j 在 t 时刻的出清出力值， $P_{t,j}^{REF, DA}$ 为发电主体 j 在 t 时刻出清出力值对应核定成本报价。

根据市场实际运行情况，事前监管机制可从单一发电主体监管扩展到多发电主体监管（发电主体数量 $N \geq 1$ ，初期可取为4）或部分地区监管，定义 N 个最大发电主体或部分地区的集合为一个新的“虚拟寡头”，计算其剩余供给指数并对其竞价容量进行监管。

事前监管机制的具体实施步骤如下（以单一发电主体为例）：

1. 计算每个发电主体（发电集团、部分地区）的剩余供给指数 ρ^{RSI}

$$\rho^{RSI} = \frac{S_0 - S_j}{D_0}$$

其中 ρ_j^{RSI} 为发电主体 j 的剩余供给指数, S_0 为所有准入发电主体的总发电容量, S_j 为发电主体 j 的发电容量, D_0 为目标交易时段的市场总需求。

2. 设置剩余供给指数临界值

剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} 参考值为 0.8-1.1, 后期视辽宁电力市场实际运行情况, 由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局予以调整。对于任一发电主体(发电集团、部分地区) j , 若 $\rho_j^{RSI} < \rho_0^{RSI}$, 则发电主体 j 的剩余供给指数超标; 相反, 若 $\rho_j^{RSI} > \rho_0^{RSI}$, 则发电主体 j 的剩余供给指数合格。

3. 计算超标临界容量与受管制容量

对剩余供给指数超标的发电主体(发电集团、部分地区), 计算其超标临界容量 S_j^{CBC} , 超出 S_j^{CBC} 的部分为受管制容量 S_j^{RBC} 。

$$S_j = S_j^{RBC} + S_j^{CBC}$$

其中:

$$S_j^{RBC} = S_j + D_0 \times \rho_0^{RSI} - S_0$$

4. 价格管制

对剩余供给指数超标的发电主体(发电集团、部分地区)的所有发电机组按照机组报价从高到低排序, 使用核定成

本报价对机组报价进行替换(合理收益率 π_{DA} 取值暂定为0.05-0.1, 后期视辽宁电力市场实际运行情况, 由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局予以调整), 直至满足管制容量需求。

5. 市场出清

基于受管制发电主体(发电集团、部分地区)替换后的机组报价, 重新进行日前市场出清。基于日前市场出清结果, 重新计算基准价 $P^{REF, DA}$ 和日前市场出清均价 \bar{P}^{DA} 。若 $\bar{P}^{DA} \leq P^{REF, DA}$, 则结束事前监管流程, 并将日前市场出清结果作为市场结算的执行依据; 若 $\bar{P}^{DA} > P^{REF, DA}$, 则进行虚拟寡头的事前监管。

6. 计算虚拟寡头剩余供给指数

虚拟寡头 x 的剩余供给指数为 $\rho_x^{RSI} = \frac{S_0 - S_x}{D_0}$ 。

其中 S_x 为虚拟寡头 x 的发电容量。若 $\rho_x^{RSI} < \rho_0^{RSI}$, 则虚拟寡头 x 的剩余供给指数超标; 相反, 若 $\rho_x^{RSI} > \rho_0^{RSI}$, 则虚拟寡头 x 的剩余供给指数合格。

7. 计算虚拟寡头的超标临界容量与受管制容量

对剩余供给指数超标的虚拟寡头, 计算其超标临界容量 S_x^{CBC} , 超出 S_x^{CBC} 的部分为受管制容量 S_x^{RBC} 。

$$S_x = S_x^{RBC} + S_x^{CBC}$$

其中:

$$S_x^{RBC} = S_x + D_0 \times \rho_0^{RSI} - S_0$$

8.虚拟寡头价格管制

对剩余供给指数超标的虚拟寡头的所有发电机组按照机组报价从高到低排序，使用核定成本报价对机组报价进行替换，直至满足管制容量需求。

9.市场出清

基于管制容量替换后的机组报价，重新进行日前市场出清，获得日前市场出清结果，作为市场结算的执行依据。日前市场触发价格管制后，实时市场采用日前市场管控后的机组报价进行出清。

10.发电成本曲线由价格主管部门会同国家能源局派出机构确定。

第七节 日前市场出清

第四十二条 日前市场出清数学模型如下：

- （一）日前安全约束机组组合（SCUC）模型（附件 10）
- （二）日前安全约束经济调度（SCED）模型（附件 11）
- （三）日前节点电价计算模型（附件 12）

第四十三条 日前市场预出清。日前市场预出清（可靠性机组组合环节）设置停机罚因子，单位为元/次。当机组未申报停机偏好时，停机罚因子为 C_1 （数值为正），当机组申报停机偏好时，停机罚因子为 C_2 （数值为负）。

D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于经营主体的交易申

报信息及日前市场边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算，开展日前市场预出清，并向经营主体发布预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度。

日前省内现货市场预出清后，电力调度机构适时对新增开机的机组进行启机预通知。

第四十四条 日前市场正式出清。D-1日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构继承日前省内现货市场预出清确定的机组组合，经安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算，形成D日现货交易结果，包括各节点每15分钟日前节点电价、每15分钟统一结算点电价、机组开停计划、各发电企业96点发电计划曲线、电化学储能充放电计划、热储能用电计划等，出清价格不能超过上、下限范围（ R_3 ）。

D日实际机组开停计划以省内正式出清交易结果发布为准。

第四十五条 新能源出清原则。新能源发电受限时，按照成本最优原则公平开展新能源出清。

对于“报量报价”的新能源场站，调峰原因受限时，按照价格由高到低依次调整，报价相同时按预测等比例调整；网架约束受限时，综合考虑灵敏度、厂用电率和报价水平以成本最优方式进行调整，以上均相同时按照预测等

比例调整。

对于“报量不报价”的新能源场站，调峰原因受限时，按预测等比例调整。网架约束受限时，综合考虑灵敏度、厂用电率以成本最优方式进行调整，以上均相同时按照预测等比例调整。

第四十六条 日前市场安全校核内容如下：

（一） 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险，包括正备用校核与负备用校核。

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、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。

（二） 交流安全校核

根据电网模型、检修计划、发电计划、省间联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展交流安全校核，包括基态潮流校核和静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路或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、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。

第八节 日前出清交易结果发布

第四十七条 日前出清交易结果发布。D-1日 17:30前，市场运营机构发布日前市场出清结果。其中，绥中电厂一、二号机组的出清交易结果由电力调度机构转发至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

（一）D日日前节点电价、日前统一结算点电价情况。

（二）D日机组中标出力与电量，包括机组与场站发电计划曲线、电化学储能充放电计划曲线、热储能用电计划曲线、虚拟电厂发（用）电计划、并网型绿电直连项目发（用）电计划。

第九节 日前特殊情况调整

第四十八条 日前特殊情况调整。一般情况下，日前市场的出清结果即为运行日的调度计划。若发生特殊情况，电力调度机构按照特殊情况处理机制对日前调度计划进行调整。

若电网运行日边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行，电力调度机构可根据日前市场机组启停排序和电网安全约束，调整运行日机组组合，对运行日的调

度计划（包含机组开机组合以及机组、发电企业出力计划、电化学储能充放电计划、热储能用电计划、虚拟电厂发（用）电计划、并网型绿电直连项目发（用）电计划）进行调整或重新出清市场，以保证电网安全运行，同时市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。日前市场形成的成交结果和价格不再进行调整。

第四章 实时市场

第一节 交易申报

第四十九条 发电企业、电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目沿用日前申报交易信息，不再重新申报，用户侧无需申报。

第二节 实时机组运行边界条件

第五十条 经营主体物理运行参数调整。当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，用于实时市场出清。

第五十一条 核电机组实时出力曲线。非竞价核电机组按照电力调度机构批复的出力曲线执行，在实时现货市场中优先出清。竞价核电机组全电量参与实时现货市场竞价。电力调度机构可根据电力系统安全稳定、清洁能源消纳需

要，在满足核电运行及调整约束前提下进行调整。

第五十二条 新能源超短期功率预测。新能源场站通过电力调度数据网安全二区的新能源功率预测系统滚动申报未来四小时的超短期预测出力曲线，非竞价新能源场站在实时市场优先出清，竞价新能源场站全电量参与实时现货市场竞争。

新能源场站日内超短期功率预测曲线需按照本细则“第七十一条”接受功率预测偏差考核。

第五十三条 应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节（本细则“第四十八条”）或实时运行调整环节（本细则“第六十七条”），由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组根据其电能量报价参与实时市场出清。

第三节 实时电网运行边界条件

第五十四条 超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来2小时系统负荷需求。超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来2小时220千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

第五十五条 运行备用变化。实时运行应满足每日运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展实时市场出清。

第五十六条 实时市场的电网安全约束条件与日前市场

的电网安全约束条件一致（本细则“第三十一条”）。如果电网安全约束条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新后用于实时市场出清。

第五十七条 电化学储能实时充放电计划。电化学储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清或“报量不报价”方式下自主决策形成的充放电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，具备条件时参与实时现货市场。电力调度机构可依据实时电网运行情况、新能源消纳情况、电化学储能充放电计划执行情况及荷电状态，调整电化学储能的实时充放电计划。

电化学储能实时充放电电量执行偏差超过实时充放电计划发电量的允许偏差率（ M_I ）时，执行电化学储能实时充放电计划执行偏差获利回收。

第五十八条 热储能实时用电计划。热储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清形成的用电计划曲线或“报量不报价”方式下自主决策形成的用电曲线，作为实时现货市场的边界条件，具备条件时参与实时现货市场。电力调度机构可依据实时电网运行情况、新能源消纳情况、热储能用电计划执行情况，调整热储能的实时用电计划。

热储能现货优化的时段实时用电量执行偏差超过实时用电计划用电量的允许偏差率（ M_I ）时，执行热储能实时

用电计划执行偏差获利回收。

第五十九条 虚拟电厂实时发（用）电计划。日前现货市场出清的虚拟电厂发用电结果为运行日虚拟电厂的发用电计划。电网发生紧急情况时，虚拟电厂应按要求执行调节指令。

第六十条 并网型绿电直连项目实时发（用）电计划。日前现货市场出清的并网型绿电直连项目发用电结果为运行日并网型绿电直连项目的发用电计划。电网发生紧急情况时，并网型绿电直连项目应按要求执行调节指令。

第六十一条 其他机组实时发电计划。220千伏及以上背压机组、按共用电厂管理的自备电厂、66千伏燃煤机组实时发电计划，原则上与日前发电计划保持一致，作为实时市场边界条件。暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时计划出力曲线，作为实时市场边界条件。

第六十二条 省间联络线终计划。T-30分钟前，获取上级电力调度机构下发的省间联络线终计划，作为实时市场出清的边界条件。

第四节 实时市场出清

第六十三条 实时市场出清的数学模型如下：

- （一）实时安全约束经济调度（SCED）模型（附件13）
- （二）实时节点电价计算模型（附件14）

第六十四条 实时市场出清机制。T-15分钟前，电力调

度机构根据最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算，形成 T 时刻实时市场交易结果，包括各发电机组实时发电计划、实时节点电价、实时统一结算点电价（参考）等信息。出清价格不能超过上、下限范围（ R_3 ）。当实时市场边界数据异常导致市场无法出清时，将异常数据替换为日前市场数据后继续出清。

实时市场滚动出清后，电力调度机构转发绥中电厂一、二号机组的出清交易结果至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

第六十五条 实时市场安全校核与本细则“第四十六条”一致。

第五节 实时市场出清结果发布

第六十六条 电力调度机构将实时市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时市场价格以 15 分钟为单位计算。实时市场发布的价格为指导价格，实际结算以《辽宁省电力市场电费结算实施细则》相关规定执行。D+1 日 17:30 前，发布 D 日各时段实时市场相关信息，包括：

- （一）新能源（分类型）总实时出力。
- （二）核电总实时出力。
- （三）水电总实时出力。

（四）实时运行信息，包括每个交易时间单元的实际负荷、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。

（五）输电断面约束及阻塞情况。

第六节 实时运行调整

第六十七条 实时运行调整。电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调压、备用容量以及各输变电断面潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

（一）在发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则处理，无需考虑经济性。

- 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.气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时。

7.电力设备缺陷影响电网安全时。

8.电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

（二）电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括但不限于以下措施：

1.改变经营主体的发用（充放）电计划。

2.令发电机组、电化学储能投入或者退出运行。

3.调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划。

4.采取负荷控制措施。

5.调整断面限额，设置临时断面。

6.电力调度机构认为有效的其他手段。

（三）处置结束后，受影响的经营主体以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台发布相关信息。

（四）实时运行过程中，经营主体出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对相应行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议能源监管机构、政府能源主管部门对相应经营主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

第五章 发电侧补偿费用处理机制

第一节 启动补偿

第六十八条 日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。补偿原则为：

启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，当停机时间 < 72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；当停机时间 ≥ 72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

机组启动费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第二节 必开机组补偿

第六十九条 除供热原因外，当必开机组在现货市场中收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本费用时，对其进行必开成本补偿。

必开机组成本补偿包括日前确定的必开机组、日内临时新增开机机组。日前确定的必开机组，在运行日内实际未启机的时段不能获得必开机组成本补偿。必开机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下：

（一）现货市场收益

日前市场结算时，必开机组 i 在 t 时段的现货市场收益

计算公式如下：

$$R_{\text{必开收益},i,t} = Q_{\text{日前必开},i,t} \times LMP_{\text{日前},i,t} + (Q_{\text{日内必开},i,t} - Q_{\text{日前必开},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t}$$

式中：

$Q_{\text{日前必开},i,t}$ 为机组 i 日前市场 t 时段的必开上网电量，其中开机过程的电量不作为必开上网电量；

$LMP_{\text{日前},i,t}$ 为机组 i 所在节点日前市场 t 时段的节点电价；

$Q_{\text{日内必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开电量；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为机组 i 所在节点实时市场 t 时段的节点电价。

日前市场不结算时，必开机组 i 在 t 时段的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{必开收益},i,t} = Q_{\text{必开},i,t} \times LMP_{\text{实时},i,t}$$

式中：

$Q_{\text{必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开电量；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为机组 i 所在节点实时市场 t 时段的节点电价。

（二）成本计算

1. 核定成本

必开机组 i 在 t 时段的核定成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开报价成本},i,t} = Q_{\text{日内必开},i,t} \times C_{\text{核定成本},i}$$

式中：

$C_{\text{核定成本},i}$ 为必开机组 i 的核定度电成本。

2. 报价成本

必开机组 i 在 t 时段的报价成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开报价成本},i,t} = \frac{1}{4}h \times (1 - d_i) \times \int_0^{P_{\text{日内必开},i,t}} C_i(P_{i,t}) dP$$

式中：

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$P_{\text{日内必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开出力；

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

3. 必开电量运行成本

必开机组 i 在 t 时段的运行成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开运行成本},i,t} = \text{Min}(M_{\text{必开核定成本},i,t}, M_{\text{必开报价成本},i,t})$$

(三) 日必开成本补偿

必开机组 i 运行日必开成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{必开补偿},i,D} = \text{Max} \left[\sum_{t=1}^{t \in D_{\text{必开时段},i}} (M_{\text{必开运行成本},i,t} - R_{\text{必开收益},i,t}), 0 \right]$$

式中：

$D_{\text{必开时段},i}$ 为必开机组 i 的必开时段集合。

(四) 分摊方式

必开机组补偿费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第三节 干预机组补偿

第七十条 实时市场运行阶段，因保障电网安全等原因人工调整火电机组出力偏离实时市场出清结果时（不含机

组启停)，相应时段对该机组进行补偿。干预机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下：

（一）现货市场收益

干预机组 i 在干预时段 t 的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{干预收益},i,t} = \frac{1}{4}h \times (1 - d_i) \times \left[(P_{\text{实测},i,t} - P_{\text{实时出清},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t} \right]$$

式中：

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$P_{\text{实测},i,t}$ 为干预机组 i 运行日干预时段 t 的实测出力；

$P_{\text{实时出清},i,t}$ 为干预机组 i 运行日干预时段 t 的出清电力；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为干预机组 i 所在节点实时市场干预时段 t 的节点电价。

（二）成本计算

1. 核定成本

干预机组 i 在 t 时段的核定成本计算公式如下：

$$M_{\text{干预核定成本},i,t} = \frac{1}{4}h \times (1 - d_i) \times (P_{\text{实测},i,t} - P_{\text{实时出清},i,t}) \times C_{\text{核定成本},i}$$

式中：

$M_{\text{干预核定成本},i,t}$ 为干预机组 i 在干预 t 时段的核定成本；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为干预机组 i 的核定度电成本。

2. 报价成本

干预机组 i 在干预时段 t 的报价成本计算公式如下：

$$M_{\text{干预报价成本},i,t} = \frac{1}{4}h \times (1-d_i) \times \int_{P_{\text{实时出清},i,t}}^{P_{\text{实测},i,t}} C_i(P_{i,t}) dP$$

式中：

$M_{\text{干预报价成本},i,t}$ 为干预机组 i 在干预 t 时段的报价成本；

$C_i(P_{i,t})$ 为干预机组 i 的电能量报价曲线。

3. 干预电量运行成本

干预机组 i 在干预时段 t 的运行成本计算公式如下：

$$M_{\text{干预运行成本},i,t} = \text{Min}(M_{\text{干预核定成本},i,t}, M_{\text{干预报价成本},i,t})$$

(三) 日干预机组成本补偿

干预机组 i 运行日干预成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{干预补偿},i,D} = \sum_{t \in D_{\text{干预时段},i}} \left\{ \max \left[(M_{\text{干预运行成本},i,t} - R_{\text{干预收益},i,t}), 0 \right] \right\}$$

式中：

$D_{\text{干预时段},i}$ 为干预机组 i 的日内干预时段集合。

(四) 分摊方式

机组干预补偿费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第六章 发电侧获利回收与考核机制

第一节 新能源功率预测偏差考核

第七十一条 新能源功率预测偏差考核。

(一) 短期功率预测偏差电量考核

风电场、光伏电站每日向电力调度机构上报未来 0-24 小时短期功率预测，预测步长为 15 分钟。遇节假日，应在

节前最后一个工作日预测节假日期间及节后第一个工作日的预测功率。新能源短期功率预测按照误差带方式纳入考核，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站短期功率预测（0-24小时）误差带以外平均偏差电量按日计算。

1.短期功率预测曲线的单侧误差带宽

$$P_{\text{单侧带宽},i,n} = \left| \frac{P_{\text{短期预测},i,n} - P_{\text{可用},i,n}}{P_{\text{短期预测},i,n}} \right| \times 100\%$$

式中：

$P_{\text{短期预测},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的短期预测功率；

$P_{\text{可用},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的可用发电功率，不限电时刻等于实发功率；

n 为日预测点数， $n=1,2,3,\dots,96$ 。

2.误差带以外偏差电量

$$Q_{\text{偏差电量},i} = \int \left| P_{\text{可用},i,n} - \left(1 \pm P_{\text{单侧带宽}(0)} \right) \times P_{\text{短期预测},i,n} \right| dt$$

式中：

$P_{\text{单侧带宽}(0)}$ 为短期功率预测曲线单侧误差带宽允许值，“±”中“+”表示正偏差，即实发功率超出预测曲线的上带宽“-”表示负偏差，即实发功率超出预测曲线的下带宽。带宽允许值根据预测技术的提高而逐步调整。运行初期，风电场短期功率预测曲线的误差带宽为 F_1 ，光伏电站短期功率预

测曲线的误差带宽为 G_l ，误差带以外的偏差电量为考核电量。

3.短期功率预测偏差考核费用

$$R_{\text{短期功率预测偏差考核},i} = Q_{\text{偏差电量},i} \times C_3$$

式中：

C_3 为新能源短期功率预测考核价格，单位为元/兆瓦时，见附件 3。

(二) 超短期功率预测考核

并网风电场、光伏电站的超短期功率预测未来 4 小时发电功率曲线，预测步长为 15 分钟，按月度考核。

1.超短期功率预测误差

$$P_{\text{超短期误差},i,n} = \left| \frac{P_{\text{超短期预测},i,n} - P_{\text{可用},i,n}}{P_{\text{超短期预测},i,n}} \right|$$

式中：

$P_{\text{超短期预测},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的超短期预测功率。

2.评价周期内准确率

$$A_{i,K} = \left(1 - \frac{1}{K} \sum_{n=1}^K P_{\text{超短期误差},i,n} \right) \times 100\%$$

式中： K 为评价周期内的总预报点数。

如果 $P_{\text{超短期误差},i,n} \geq 1$ ，则取 $P_{\text{超短期误差},i,n} = 1$ ；此时，超短期预测准确率 $A_{i,K} = 0$ 。

3.超短期功率预测偏差考核费用

风电场的超短期功率预测月度准确率不应低于 M_4 。

$$R_{\text{风电场超短期功率预测偏差考核},i} = (M_4 - A_{i,k}) \times 100 \times Cap_i \times C_4$$

光伏电站的超短期功率预测月度准确率不应低于 M_5 。

$$R_{\text{光伏电站超短期功率预测偏差考核},i} = (M_5 - A_{i,k}) \times 100 \times Cap_i \times C_4$$

式中：

Cap_i 为新能源场站 i 的运行装机容量；

C_4 为新能源超短期功率预测偏差考核价格，单位为元/兆瓦，见附件 3。

（三）考核分摊方式

新投产的新能源场站向电力调度机构提供相关数据后开展新能源功率预测偏差考核。新能源短期功率预测和超短期功率预测考核电量按日计算，按月统计考核费用，单个新能源短期功率预测月度考核结算总费用不超过 C_5 ，超短期功率预测月度考核结算总费用不超过 C_6 ，新能源功率预测偏差考核按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

（四）新能源功率预测偏差考核豁免

1. 当预测功率和实发功率都小于装机容量的 10%，对新能源功率预测结果免于考核。

2. 新能源场站限电时段及因报价原因未完全中标时段免于考核。

第二节 执行偏差获利回收

第七十二条 执行偏差。竞价火电机组、竞价新能源场站、电化学储能、热储能与 220 千伏及以上背压机组 i 在实时市场 t 时段的实时发电出力、用电功率执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \left| \frac{P_{\text{指令},i,t} - P_{\text{实际},i,t}}{P_{\text{指令},i,t}} \right|$$

式中：

t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{\text{指令},i,t}$ 为 t 时段电力调度机构向发电机组下达的出力指令（实时市场出清结果）；

$P_{\text{实际},i,t}$ 为 t 时段发电机组的实际出力。

当竞价火电机组、竞价新能源场站、电化学储能、热储能与 220 千伏及以上背压机组 i 在 t 时段的实时发（用）电量执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 超过实时中标出力发（用）电量的允许偏差率（ M_I ）时，该时段认定为执行偏差时段。若 $|P_{\text{指令},i,t}| \leq 1$ 兆瓦，机组 i 相应时段不进行执行偏差获利回收。

第七十三条 执行偏差获利计算方式如下：

（一）竞价火电机组、220 千伏及以上背压机组

$$R_{\text{执行偏差},i,t} = \text{MAX} \left[\left(Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t} \right) \times (1 - d_i) \times \left(LMP_{\text{实时},i,t} - C_{\text{成本},i,t} \right), 0 \right]$$

其中：

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{(P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1})}{2} \times \frac{1}{4}h$$

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2} \right) \right]$$

式中:

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价火电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 的实时测量出力发电量;

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价火电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 实时市场 t 时段的出清电量;

$P_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价火电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 的出清出力或功率;

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

(二) 竞价新能源场站

竞价新能源场站 i 在时段 t 的执行偏差超额获利计算公式如下:

$$R_{\text{新能源执行偏差},i,t} = |Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}| \times (1 - d_i) \times |LMP_{\text{实时},i,t}| \times M_2$$

式中:

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为竞价新能源场站 i 的 t 时段实时测量出力发电量;

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为竞价新能源场站 i 实时市场 t 时段的出清电量;

d_i 为竞价新能源场站 i 厂用电率;

M_2 为竞价新能源执行偏差回收系数。

（三）电化学储能

电化学储能 i 在实时市场 t 时段的实时充放电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{储能执行偏差},i,t} = |Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}| \times |LMP_{\text{实时},i,t}| \times M_3$$

式中：

M_3 为新型经营主体执行偏差回收系数。

（四）热储能

热储能 i 在参与现货市场优化 t 时段的实时用电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{热储能执行偏差},i,t} = |Q_{\text{实时},i,t} - Q_{\text{实测},i,t}| \times |LMP_{\text{实时统一},t}| \times M_3$$

发电企业、电化学储能、热储能 i 在执行偏差时段集合的执行偏差超额获利计算公式如下：

$$R_{\text{执行偏差},i} = \sum_{t \in D_{\text{执行偏差},i}} R_{\text{执行偏差},i,t}$$

执行偏差获利回收按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第七十四条 执行偏差回收豁免。竞价火电机组、竞价新能源场站、电化学储能、热储能与 220 千伏及以上背压机组有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收：

（一）竞价火电机组

1. 机组启动和停运过程中的偏差；

2.调频机组实际出力在实时市场计划叠加调频中标容量范围内（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）；

3.实时调度干预机组出力导致的偏差（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）。

（二）220 千伏及以上背压机组

1.机组启动和停运过程中的偏差；

2.实时调度干预机组出力导致的偏差（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）。

（三）竞价新能源场站

1.与配套储能作为联合主体的新能源场站；

2.调频机组实际出力在实时市场计划叠加调频中标容量范围内（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）；

3.实时调度干预出力导致的偏差（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）；

4.限电时段。

（四）电化学储能

1.调频机组实际出力在实时市场计划叠加调频中标容量范围内（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）；

2.实时调度干预充放电计划导致的偏差，包括因调频市

场荷电状态约束导致的需提前向电力调度机构申请恢复荷电状态的时段（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）。

（五）热储能

1.调频机组实际出力在实时市场计划叠加调频中标容量范围内（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）；

2.实时调度干预用计划导致的偏差（不包括因未执行调度指令进行发电出力调整而产生的偏差）。

第七章 市场干预

第一节 政府干预

第七十五条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

（一）电力供应严重不足时；

（二）电力市场未按照规则运行和管理时；

（三）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；

（四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；

（五）市场价格达到市场运行公告或其他规定的价格限制且出发管控条件时；

（六）其他干预情形。

其他单位可提出辽宁现货市场运营干预建议，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定。

第二节 市场运营机构干预

第七十六条 异常干预情况。当现货市场出现如下异常情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实时发用（充放）电计划管理等措施对市场进行干预，及时向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告。

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏、电网被迫发生主备调切换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

（二）发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件，可能严重影响电力供应或系统安全；

（三）发生现货技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清；

（四）其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场

正常组织的重大突发情况。

第七十七条 异常干预以下内容：

（一）日前电能量市场运行异常时，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

（二）实时电能量运行异常时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。若日前电能量市场正常运行，以日前相同时段出清结果作为调度执行依据，以日前相同时段价格作为实时市场价格。

（三）若日前和实时电能量市场均运行异常时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保

障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。在相应的时段内，以运行日实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日各结算时段统一结算点电价的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

（四）市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第三节 市场中止

第七十八条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场

运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按上述规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出是否中止市场的决定并发布。

第七十九条 市场中止时采取如下的处理措施：

（一）电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。

运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。

（二）电网企业按照政府主管部门相关规定，参照中长期交易结算原则对经营主体进行结算。

第四节 市场恢复

第八十条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

附件 1

名词解释

- 1.电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。
- 2.运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。
- 3.竞价日（D-1）：为运行日的前一日。
- 4.电力现货市场（简称“现货市场”）：通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。辽宁现货市场以 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。
- 5.日前电能量市场（简称“日前市场”）：运行日提前一天（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）机组组合状态和发电计划的电能量市场。
- 6.实时电能量市场（简称“实时市场”）：运行日（D 日）进行的决定运行日（D 日）未来 5-15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。
- 7.机组缺省参数：指参与现货市场的发电机组未按时在现货市场中进行申报时所采用的默认数据。
- 8.系统负荷：辽宁电网发受电负荷。
- 9.母线负荷：辽宁省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

10.负荷预测：根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻或时段的负荷需求进行预测的行为。

11.运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

12.安全约束机组组合（**Security-Constrained Unit Commitment, SCUC**）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

13.安全约束经济调度（**Security-Constrained Economic Dispatch, SCED**）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定多时段的经营主体发用（充放）电计划。

14.APC（**Automatic Power Control**）：借助信息通信和自动功率控制系统，电力调度机构向用户侧经营主体下达实时调节指令，实现对调控范围内源网荷储多环节资源的有功自动调节响应，满足电网实时安全平衡及允许偏差范围的频率调节需求。

15.市场出清：本细则指电力市场根据市场规则通过竞

争确定交易量、价。

16.安全校核：对检修计划、发用（充放）电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

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

18.节点边际电价（简称“节点电价”）：现货电能交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。辽宁节点电价指辽宁电网 220 千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

19.统一结算点电价：本细则指发电侧节点电价加权平均值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由核电机组、220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组、220 千伏及以上并网型绿电直连项目与 220 千伏及以上新能源场站的前日市场节点电价按照其前日出清上网电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）；

实时统一结算点电价由核电机组、220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组、220 千伏及以上并网型绿电直连项目与 220 千伏及以上新能源场站的实时市场节点电价按照其实际上网（计量）电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）。

20. 市场监测：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

21. 启动时间：机组从并网开始有功达到最小发电能力的时间，单位为小时。

附件 2

发电机组缺省参数

一、竞价火电机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1. 额定有功功率
2. 典型开机曲线
3. 典型停机曲线
4. 综合厂用电率
5. 最大发电能力
6. 最小发电能力
7. 最大爬坡速率
8. 冷态启动时间
9. 热态启动时间
10. 最小连续开机时间: 暂定为 24-72 小时, 由电力调度机构核定。
11. 最小连续停机时间: 暂定为 6-24 小时, 由电力调度机构核定。
12. 最小技术出力: 由政府主管部门或监管机构核定。
供热期, 暂按国家能源局东北监管局核定的最小方式执行;
非供热期, 暂按机组额定容量的 50% 执行。
13. 停机偏好

(二) 机组量价相关参数

1. 机组冷/热态启动费用
2. 电能量量-价曲线
3. 机组空载费用
4. 调频报价
5. 调频容量

二、220 千伏及以上背压机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1. 额定有功功率
2. 综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1. 功率曲线

三、按公用电厂管理的自备电厂应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1. 额定有功功率
2. 综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1. 功率曲线

四、66 千伏公用燃煤机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1. 额定有功功率
2. 综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.96 段出力曲线

2.调频报价

五、竞价核电机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.典型开机曲线

3.典型停机曲线

4.综合厂用电率

5.最大发电能力

6.最小发电能力

7.最大爬坡速率

8.启动时间

9.最小连续开机时间

10.最小连续停机时间

11.停机偏好

(二) 机组量价相关参数

1.机组启动费用

2.电能量量-价曲线

3.机组空载费用

六、非竞价核电机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.功率曲线

七、竞价新能源场站应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.装机容量

2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.电能量量-价曲线

八、非竞价新能源场站应申报的缺省运行参数

(一) 装机容量

(二) 综合厂用电率

九、新型经营主体应申报的缺省参数

(一) 竞价电化学储能应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

(1) 额定功率

(2) 额定功率充放电持续响应时间

(3) 充放电效率

(4) 日充放电转换次数

2.机组量价相关参数

(1) 电能量量-价曲线

(二) 非竞价电化学储能应申报的缺省参数

1. 机组运行相关参数

- (1) 额定功率
- (2) 额定功率充放电持续响应时间
- (3) 充放电效率
- (4) 日充放电转换次数
- (5) 缺省标准调频容量

2. 机组量价相关参数

- (1) 充放电功率曲线
- (2) 调频报价

(三) 竞价热储能应申报的缺省参数

1. 机组运行相关参数

- (1) 最大、最小用电负荷
- (2) 基础调节容量
- (3) 基础调节容量持续响应时间
- (4) 调节速率
- (5) 具有用电时长约束特性的热储能相关调节资源的

缺省运行参数

2. 机组量价相关参数

- (1) 电能量量-价曲线
- (2) 调频报价
- (3) 调频容量

附件 3

现货电能量市场运行参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	E_1	燃煤机组冷态启动通知时间上限	48 小时
2	E_2	燃煤机组热态启动通知时间上限	12 小时
3	E_3	燃煤机组开机时间范围	[2,4]小时
4	T_k	燃煤机组开机通知时刻	11:00
5	R_1	启动费用上下限范围	冷态启动：大于 60 万千瓦机组为 10-85 万元/次，30-60 万千瓦级为 10-85 万元/次，30 万千瓦为 10-75 万元/次，小于 30 万千瓦为 10-45 万元/次。 热态启动：大于 60 万千瓦机组为 5-50 万元/次，30-60 万千瓦级为 5-50 万元/次，30 万千瓦级为 5-40 万元/次，小于 30 万千瓦为 5-35 万元/次。
6	R_2	电能量报价上下限范围	[-0.1, 1.1]元/千瓦时
7	R_3	日前/实时市场出清价格上下限范围	[-0.1, 1.5]元/千瓦时
8	P_{es}^{th}	电化学储能额定功率准入值	6 兆瓦
9	RT_{es}^{th}	电化学储能额定功率充放电持续响应时间准入值	2 小时
10	L_{al}^{th}	热储能基础调节容量准入值	6 兆瓦
11	RT_{al}^{th}	热储能基础调节容量持续响应时间准入值	2 小时
12	M_1	执行偏差率允许值	燃煤机组、核电机组 2%，电化学储能、热储能 5%，新能源机组 10%
13	M_2	新能源执行偏差回收系数	1
14	M_3	新型经营主体执行偏差回收系数	1
15	M_4	风电场超短期功率预测月度准确率允许值	95%
16	M_5	光伏电站超短期功率预测月度准确率允许值	95%
17	F_1	风电场短期功率预测曲线误差带	$\pm 10\%$
18	G_1	光伏电站短期功率预测曲线误差带	$\pm 10\%$

序号	参数	参数说明	暂定数值
19	C _{核定成本}	核定成本	燃煤火电机组： 60万千瓦级：0.232元/千瓦时 30万千瓦级：0.242元/千瓦时 20万千瓦级：0.272元/千瓦时 10万千瓦级以下：0.289元/千瓦时
20	C ₁	未申报停机偏好时停机罚因子	100元/次
21	C ₂	申报停机偏好时停机罚因子	-100元/次
22	C ₃	新能源短期功率预测偏差考核价格	20元/兆瓦时
23	C ₄	新能源超短期功率预测偏差考核价格	20元/兆瓦
24	C ₅	单个新能源短期功率预测月度考核结算费用上限	500万元
25	C ₆	单个新能源超短期功率预测月度考核结算费用上限	500万元

附件 4

新能源综合厂用电率

序号	说明
1	辽宁集中式风电机组综合厂用电率均按 2.7%
2	辽宁集中式光伏机组综合厂用电率均按 2.1%

附件 5

220 千伏及以上电压等级燃煤火电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)					
			1 号	2 号			
1	葫芦岛热电厂						
		供暖期	8.110	8.430			
		非供暖期	6.340	6.520			
2	锦州热电厂		1 号	2 号			
		供暖期	12.290	13.300			
		非供暖期	10.270	9.800			
3	沈东热电厂		1 号	2 号			
		供暖期	7.630	7.790			
		非供暖期	7.230	6.920			
4	朝阳热电厂		1 号	2 号			
		供暖期	9.950	9.950			
		非供暖期	8.350	8.350			
5	大连开发区热电		1 号	2 号			
		供暖期	9.500	9.500			
		非供暖期	7.600	7.600			
6	庄河电厂		1 号	2 号			
		供暖期	8.000	8.000			
		非供暖期	6.300	6.300			
7	康平电厂		1 号	2 号			
		供暖期	7.250	7.250			
		非供暖期	7.250	7.250			
8	沈西热电厂		1 号	2 号			
		供暖期	9.500	9.300			
		非供暖期	8.100	7.900			
9	甘井子热电厂		1 号	2 号			
		供暖期	7.800	7.800			
		非供暖期	6.950	6.950			
10	泰山电厂		1 号	2 号			
		供暖期	14.430	14.430			
		非供暖期	10.980	10.980			
11	本溪热电厂		1 号	2 号			
		供暖期	12.050	12.250			
		非供暖期	6.630	6.880			
12	东方电厂		1 号	2 号			
		供暖期	10.000	10.000			
		非供暖期	9.000	9.000			
13	抚顺热电厂		1 号	2 号			

		供暖期	9.220	9.780				
		非供暖期	8.350	7.970				
14	燕山湖电厂		1号	2号				
		供暖期	9.000	9.000				
		非供暖期	9.500	9.500				
15	阜新电厂		1号	2号	3号	4号		
		供暖期	17.300	19.000	13.300	13.300		
		非供暖期	16.200	16.200	11.000	11.000		
16	清河电厂		1号	9号				
		供暖期	6.270	6.160				
		非供暖期	5.880	5.780				
17	丹东金山热电厂		1号	2号				
		供暖期	12.300	12.300				
		非供暖期	9.730	9.550				
18	苏家屯热电厂		1号	2号				
		供暖期	23.000	23.000				
		非供暖期	15.000	15.000				
19	铁岭电厂		1号	2号	3号	4号	5号	6号
		供暖期	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
		非供暖期	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
20	阜新金山电厂		2号	3号				
		供暖期	21.440	21.440				
		非供暖期	18.500	18.500				
21	大连湾厂		1号	2号	3号	4号		
		供暖期	7.070	7.070	7.070	7.070		
		非供暖期	6.240	6.240	6.240	6.240		
22	华能二热		3号	4号				
		供暖期	9.570	9.460				
		非供暖期	7.340	7.120				
23	丹东电厂		1号	2号				
		供暖期	8.360	8.360				
		非供暖期	8.430	8.430				
24	营口热电厂		1号	2号				
		供暖期	9.80	9.50				
		非供暖期	7.85	7.85				
25	营口电厂		1号	2号	3号	4号		
		供暖期	9.000	9.000	8.000	8.000		
		非供暖期	8.000	8.000	7.000	7.000		
26	锦州电厂		1号	2号				
		供暖期	5.100	5.100				
		非供暖期	4.5	4.5				
27	盘锦电厂		1号	2号				

		供暖期	8.000	8.000				
		非供暖期	8.000	8.000				
28	沈海电厂		1号	3号				
		供暖期	16.100	16.700				
		非供暖期	14.700	14.300				
29	抚矿中机 热电厂		1号	2号				
		供暖期	9.770	9.770				
		非供暖期	8.130	8.130				
30	红阳热电厂		1号	2号				
		供暖期	14.000	14.000				
		非供暖期	9.000	9.000				
31	调兵山电厂		1号	2号				
		供暖期	16.400	16.400				
		非供暖期	18.500	18.500				
32	阜新煤制气		1号	2号				
		供暖期	20.000	20.000				
		非供暖期	20.000	20.000				
33	绥中电厂		1号	2号				
		供暖期	6.950	6.950				
		非供暖期	6.510	6.510				
34	沈海热电 新厂		1号	2号				
		供暖期	13.300	13.300				
		非供暖期	13.300	13.300				

附件 5

核电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
			1号	2号	3号	4号	5号	6号
1	红沿河核电厂	供暖期	6.080	5.940	6.130	6.070	6.290	6.090
		非供暖期	6.360	6.180	6.590	6.330	6.700	6.250

附件 6

按公用电厂管理的自备电厂综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
			1号					
1	抚顺新钢厂							
		供暖期	6.000					
		非供暖期	6.000					

附件 7

备压机组综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)					
			1号	2号			
1	仙人岛热电厂		1号	2号			
		供暖期	17.440	17.440			
		非供暖期	63.220	63.220			
2	长兴岛热电厂		1号	2号	3号	4号	
		供暖期	35.000	35.000	35.000	35.000	
		非供暖期	35.000	35.000	35.000	35.000	
3	华孚热电		1号	2号			
		供暖期	12.000	12.000			
		非供暖期	0	0			
4	国成电厂		1号	2号			
		供暖期	24.000	24.000			
		非供暖期	45.000	45.000			

附件 8

66 千伏电压等级燃煤火电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
			1号	2号	3号			
1	北海热电厂		1号	2号	3号			
		供暖期	29.510	29.510	29.510			
		非供暖期	31.580	31.580	31.580			
2	北票电厂		2号	3号	4号			
		供暖期	53.760	—	53.760			
		非供暖期	-	—	—			
3	滨海热电		1号	2号				
		供暖期	27.500	26.000				
		非供暖期	—	47.500				
4	大孤山热电厂		1号	2号	3号			
		供暖期	53.800	0	0			
		非供暖期	64.900	0	0			
5	灯塔红阳电厂		1号	2号	3号	4号		
		供暖期	35.000	35.000	11.000	5.000		
		非供暖期		-	—	-		
6	东电热电		5号					
		供暖期	50.000					
		非供暖期	40.000					
7	丰源热电		1号					
		供暖期	60.120					
		非供暖期	81.280					
8	阜新矿热		1号	2号	3号	4号	5号	
		供暖期	0	0	0	34.280	34.280	
		非供暖期	0	0	0	—		
9	阜新盛明		1号	2号				
		供暖期	66.57	66.57				
		非供暖期	-					
10	阜新市热		1号	2号	3号	4号	5号	
		供暖期	0	0	0	0	0	
		非供暖期	0	0	0	0	0	
11	富腾电厂		1号	2号				
		供暖期	65.790	65.790				
		非供暖期	62.140	62.140				
12	国新电厂		1号					
		供暖期	30.000					
		非供暖期						
13	华能二热		1号	2号				

		供暖期	25.900	25.610			
		非供暖期	0	0			
14	桓仁金山		1号	2号			
		供暖期	52.250	52.250			
		非供暖期	68.240	68.240			
15	节能热电		1号	2号	3号		
		供暖期	30.970	30.970	30.970		
		非供暖期	27.700	—	27.700		
16	沈阳开发区热电		1号	2号	3号	4号	
		供暖期	—	30.700	30.700	30.700	
		非供暖期	35.840	27.900	27.390	27.390	
17	开原宏达热电		1号	2号	3号	4号	
		供暖期	19.000	19.000	19.000	19.000	
		非供暖期	0	0	0	0	
18	辽阳县宏达热电		1号				
		供暖期	17.800				
		非供暖期	—				
19	清原热电厂		1号	2号			
		供暖期	93.170	83.000			
		非供暖期	0	0			
20	皇姑热电		1号	2号	3号		
		供暖期	39.980	35.510	35.610		
		非供暖期	—	-	-		
21	沈阳热电		3号	4号			
		供暖期	30.000	50.000			
		非供暖期	40.000	30.000			
22	松木岛热电		1号	2号	3号		
		供暖期	0	0	0		
		非供暖期	0	0	0		
23	瓦房店热电		1号	2号	3号		
		供暖期	33.130	33.130	33.130		
		非供暖期	70.270	70.270	70.270		
24	万海能源		1号	2号			
		供暖期	18.130	18.270			
		非供暖期	-				
25	香海热电厂		1号	2号	3号	4号	
		供暖期	27.050	27.050	27.050	27.050	
		非供暖期	48.040	48.040	48.040	48.040	
26	金州电		1号	2号	3号		
		供暖期	33.330	33.330	33.330		
		非供暖期	49.870	49.870	49.870		
27	新北热电		1号	2号	3号		

		供暖期	28.800	10.600	19.800			
		非供暖期	45.000	—	7.900			
28	鸭绿江热 电		1号	2号	3号			
		供暖期	0	0	0			
		非供暖期	0	0	0			
29	彰武热电		1号	2号	3号			
		供暖期	0	0	0			
		非供暖期	0	0	0			
30	京鹏热电		1号					
		供暖期	65.220					
		非供暖期	65.220					
31	生态造纸		1号					
		供暖期	28.000					
		非供暖期	30.500					
32	抗生素厂		1号	2号				
		供暖期	退役	退役				
		非供暖期	退役	退役				
33	银珠热电		2号					
		供暖期	0					
		非供暖期						

附件 9

220 千伏电压等级常规水电综合厂用电率

序号	电厂	综合厂用电率(%)						
			1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	
1	桓仁水厂							
		供暖期	2.130	2.130	2.130	2.130	2.130	
		非供暖期	2.130	2.130	2.130	2.130	2.130	
2	回龙水厂		1 号	2 号				
		供暖期	0.760	0.760				
		非供暖期	0.760	0.760				
3	金哨水厂		1 号	2 号	3 号			
		供暖期	4.100	4.110	4.110			
		非供暖期	4.100	4.110	4.110			
4	双岭水厂		1 号	2 号				
		供暖期	4.110	4.110				
		非供暖期	4.110	4.110				
5	太平哨 水厂		1 号	2 号	3 号	4 号		
		供暖期	0.940	0.940	0.940	0.940		
		非供暖期	0.940	0.940	0.940	0.940		

日前安全约束机组组合数学模型

一、日前市场出清 SCUC 的目标函数

$$\begin{aligned}
\text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^N] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\
\sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] - \\
\sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] \\
\left. + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] \right\}
\end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

(二) T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^N$ 分别为发电企业 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、空载费用，其中运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$

是与发电企业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；启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与发电企业停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/热态）下的启动费用；空载费用 $C_{i,t}^N$ 是与发电企业并网运行时间有关的函数。

（五） M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

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

（七） SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

（八） ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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。

（九） AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

（十一） VPP 表示虚拟电厂的总数，是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

（十二） $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多

段线性函数。

(十三) 发电企业出力表达式:

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中, NM 为发电企业报价总段数, $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十四) 发电企业运行费用表达式:

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

其中, $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十五) 电化学储能出力表达式:

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中, NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数, $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力, $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界。

(十六) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十七) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中， NAL 表示热储能报价总段数， $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十八) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中， $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十九) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$

分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中, $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

(二十一) 并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数, $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十二) 并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中, $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCUC 的约束条件

(一) 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：

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} = D_t \end{aligned}$$

其中， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(二) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，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：

$$\sum_{i=1}^N (\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX} - P_{i,t}) \geq R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{MAX}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需同时满足 D+1 日最高负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用容量要求。

(三) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t} - \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN}) \geq R_t^D$$

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

(四) 特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、试验机组应处于开机状态：

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

其中， I_s 为必开机组、热电联产机组、试验机组的全集。

(五) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX}$$

1.对于不参加现货市场的机组，由电力调度机构安排计划出力，在其开机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为对应时段的机组计划出力；在其停机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

2.对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 取为对应时段的必开最低出力。

3.对于热电联产机组，在其热电联产运行时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 取为对应时段的供热最小技术出力， $P_{i,t}^{MAX}$ 取为对应时段的最大发电能力。

4.对于试验机组，在其试验时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为对应时段的机组试验计划出力。

5.对于新能源场站， $P_{i,t}^{MAX}$ 为当前时段新能源场站申报的功率预测值。

6.对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^{MIN} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right] + \sum_{tt=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-tt+1}$$

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^{MIN} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right] + \sum_{tt=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-tt+1}$$

机组出力上限建模为：

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-tt+1} + P_{i,t}^{MAX} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right]$$

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-tt+1} + P_{i,t}^{MAX} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} \right]$$

UD 为启动过程持续时间，计算到最小出力； DD 为停机过程持续时间，从最小出力开始计算； β 和 γ 分别是表示机组启动和停机的0-1变量。

（六）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

其中， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小

出力。

(七) 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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,t}^{MAX} \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} + RU_i \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right]$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX} \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt-1} + RD_i \left[\alpha_{i,t-1} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt-1} \right]$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(八) 机组最小连续开停时间约束

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

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

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

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

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

(九) 机组最大启停次数约束 (需要时启用)

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下:

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

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{MAX}$$

(十) 电厂电量约束 (需要时启用)

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

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

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

(十一) 电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{dis(MIN)} > 0, P_{es}^{dis(MAX)} > 0 \\ P_{es}^{ch(MIN)} > 0, P_{es}^{ch(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(十二) 电化学储能荷电状态约束

电化学储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电化学储能申报的参数。

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

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(十三) 电化学储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$\begin{aligned} E_{es}^0 &= E_{es}^{ini} \\ E_{es}^T &= E_{es}^{fin} \end{aligned}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(十四) 电化学储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(十五) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

(十六) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

$$\begin{aligned} P_{al,t} - P_{al,t-1} &\leq \Delta P_{al}^U \\ P_{al,t-1} - P_{al,t} &\leq \Delta P_{al}^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十七) 虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{el} \leq \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{ge} \leq \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \leq 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{vpp,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{vpp,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十八) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uge} \\ P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Dge} \\ P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uel} \\ P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十九) 并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{ggdc,t}$ 和

$\beta_{ggdc,t}$ 是控制并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{el} \leq \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{ge} \leq \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \leq 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(二十) 并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\ P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\ P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\ P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目

ggdc 发用电最大爬坡率。

(二十一) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 -P_l^{MAX} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
 & \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
 & \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}
 \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(二十二) 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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前安全约束经济调度数学模型

一、日前市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned}
\text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\
\sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] \\
+ \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] - \\
\left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] \right\}
\end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

(二) T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段； $D+1$ 日考虑竞价空间最高最低 2 个时段，故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是发电企业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。

(五) M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

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

(七) SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(八) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(九) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十) VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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。

(十一) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

(十二) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十三) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十四) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界。

(十五) 电化学储能运行费用表达式：

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充

放电出力区间对应的能量价格。

(十六) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十七) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十八) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数, $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(十九) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十) 并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数， $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十一) 并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCED 的约束条件

(一) 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:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} = D_t \end{aligned}$$

其中， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

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

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

（四）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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 电厂电量约束（需要时启用）

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

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

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

(六) 电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{dis(MIN)} > 0, P_{es}^{dis(MAX)} > 0 \\ P_{es}^{ch(MIN)} > 0, P_{es}^{ch(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(七) 电化学储能荷电状态约束

电化学储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电化学储能申报的参数。

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

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(八) 电化学储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(九) 电化学储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(十) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

(十一) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

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

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

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十二) 并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{ggdc,t}$ 和

$\beta_{ggdc,t}$ 是控制并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{el} \leq \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t}^{ge} \leq \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \leq 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} > 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十三) 并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\ P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\ P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\ P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

(十四) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
-P_l^{MAX} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十五) 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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络

线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对断面 s 的灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前节点电价数学模型

一、日前市场节点电价（LMP）计算模型目标函数

$$\begin{aligned}
\text{Min} & \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\
& \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] \\
& + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})] - \\
& \left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] + \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,t}(P_{vpp,t})] \right\}
\end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

（二） T 表示所考虑的总时段数，其中D日每15分钟一个时段，考虑96个时段；D+1日考虑竞价空间最高最低2个时段，故T为98。

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业*i*在时段*t*的出力。

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业*i*在时段*t*的运行费用，是发电企业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。

(五) M' 为用于节点电价计算的网络潮流约束松弛罚因子。

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

(七) SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(八) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(九) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十) VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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

(十一) $GGDC$ 表示并网型绿电直连项目的总数， $C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})$ 是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目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

(十二) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十三) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十四) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中， NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；

(十五) 电化学储能运行费用表达式：

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis} - \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch}$$

其中， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充

放电出力区间对应的能量价格。

(十六) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十七) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十八) 虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数, $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(十九) 虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(二十) 并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & (P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{el} \leq P_{ggdc,t}^{el(MAX)}) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & (P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \leq P_{ggdc,t,m}^{ge} \leq P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数， $P_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $P_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示并网型绿电直连项目 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界。

(二十一) 并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{ggdc,t,m}^{el} P_{ggdc,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{ggdc,t,m}^{ge} P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{ggdc,t,m}^{el}$ 、 $C_{ggdc,t,m}^{ge}$ 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 申报的 t 时段第 m 个发用电出力区间对应的能量价格。

二、节点电价计算模型的约束条件

(一) 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:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} \\ & + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{ggdc=1}^{NE} P_{ggdc,t}^{el} - \sum_{ggdc=1}^{NG} P_{ggdc,t}^{ge} = D_t \end{aligned}$$

其中， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

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

对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 取如下数值：

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{MIN} &= \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right] \\ P_{i,t}^{MAX} &= \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

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

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

(四) 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 电化学储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

$$\begin{aligned} P_{es,t}^{ch(MAX)} &= MAX \left[(1 - \delta) P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED} \right] \\ P_{es,t}^{ch(MIN)} &= MIN \left[(1 + \delta) P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

$$\begin{aligned} P_{es,t}^{dis(MIN)} &= MAX \left[(1 - \delta) P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED} \right] \\ P_{es,t}^{dis(MAX)} &= MIN \left[(1 + \delta) P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许电化学储能偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中电化学储能 es 的最大、最小充放电功率， $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 、 $P_{es,t}^{dis,SCED}$

为日前 SCED 的充放电功率结果。

(六) 电化学储能荷电状态约束

电化学储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电化学储能申报的参数。

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

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(七) 电化学储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(八) 电化学储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es, circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(九) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} = MAX \left[(1 - \delta) P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{al,t}^{MAX} = MIN \left[(1 + \delta) P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许热储能偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{al,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的热储能时段最小、最大出力。

(十) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

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

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

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十一) 虚拟电厂发用电功率约束

当虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{el(MAX)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{vpp,t}^{el, SCED}, (P_{vpp}^{el(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{vpp,t}^{el(MIN)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{vpp,t}^{el, SCED}, (P_{vpp}^{el(MIN)})^{SCED} \right]$$

当虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{ge(MIN)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{vpp,t}^{ge, SCED}, (P_{vpp}^{ge(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{vpp,t}^{ge(MAX)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{vpp,t}^{ge, SCED}, (P_{vpp}^{ge(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许虚拟电厂偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{vpp,t}^{el, SCED}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge, SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

(十二) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uel} 、 ΔP_{vpp}^{Uge} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Del} 、 ΔP_{vpp}^{Dge} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十三) 并网型绿电直连项目发用电功率约束

当并网型绿电直连项目处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{ggdc,t}^{el(MAX)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{ggdc,t}^{el, SCED}, (P_{ggdc}^{el(MAX)})^{SCED} \right]$$

$$P_{ggdc,t}^{el(MIN)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{ggdc,t}^{el, SCED}, (P_{ggdc}^{el(MIN)})^{SCED} \right]$$

当并网型绿电直连项目处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} = MAX \left[(1 - \delta) P_{ggdc,t}^{ge, SCED}, (P_{ggdc}^{ge(MIN)})^{SCED} \right]$$

$$P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} = MIN \left[(1 + \delta) P_{ggdc,t}^{ge, SCED}, (P_{ggdc}^{ge(MAX)})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许并网型绿电直连项目偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{ggdc,t}^{el,SCED}$ 、 $P_{ggdc,t}^{ge,SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

(十四) 并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uge} \\ P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Dge} \\ P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Uel} \\ P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} &\leq \Delta P_{ggdc}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{ggdc}^{Uge} 、 ΔP_{ggdc}^{Uel} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大上爬坡率， ΔP_{ggdc}^{Dge} 、 ΔP_{ggdc}^{Del} 为并网型绿电直连项目 $ggdc$ 发用电最大爬坡率。

(十五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} - G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\ &+ \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业

i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子; G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值; G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子; G_{l-a} 表示热负荷 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子; G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子; G_{l-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点 g 对线路 l 的发灵敏度因子; SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十六) 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:

$$\begin{aligned}
 P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
 & \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{el} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge}) \\
 & + \sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el} - G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
 \end{aligned}$$

其中, P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子; G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-g} 表示并网型绿电直连项目 $ggdc$ 所在节点

g 对断面 s 的灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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

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

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子。

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

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

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

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

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子。

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

实时安全约束经济调度数学模型

一、实时市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned} \text{MIN} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目；

（二） T 表示所考虑的总时段数，每 5 分钟一个时段，考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 个时段；

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是与发电企业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；

（五） M_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子。

（六） LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量；

(七) M_l 、 M_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子;

(八) $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; NL 为线路总数;

(九) $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量; NS 为断面总数。

(十) 发电企业出力表达式:

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

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中, NM 为发电企业报价总段数, $P_{i,t,m}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式:

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

其中, NM 为机组报价总段数, $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

二、实时市场出清 SCED 的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

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

其中, $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力, $T_{j,t}$ 表示联

络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于未来时段停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

（四）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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

实时节点电价数学模型

一、实时市场节点电价（LMP）计算目标函数

$$\begin{aligned} \text{MIN} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M'_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M'_l [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M'_s [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目。

（二） T 表示所考虑的总时段数，每 5 分钟一个时段，考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 个时段。

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是与发电企业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。

（五） M'_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子。

（六） LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量。

(七) M_l 、 M_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子。

(八) $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数。

(九) $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(十) 发电企业出力表达式：

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

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

二、实时节点电价计算模型的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

其中， $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{MIN} = \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{i,t}^{MAX} = \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为实时 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

其中， $P_{j,t}^{MIN}$ 、 $P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小

出力。

(四) 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络

线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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

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

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

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

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

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

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

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子;

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注: 所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则

（试行 4.0 版征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为进一步规范辽宁电网调频辅助服务运行，探索建立调频辅助服务市场化新机制，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障辽宁电网安全稳定运行，制定本细则。

第二条 本规则适用于现货电能量市场运行后的辽宁调频市场运营及管理。

第二章 调频经营主体

第一节 调频辅助服务提供者

第三条 调频辅助服务提供者（下文简称“调频单元”）包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）。提供电力辅助服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、新型经营主体等可调节资源。

其中，新型经营主体参与调频辅助服务市场要求如下：

（一）电化学储能

电化学储能是指具备独立分时计量和 AGC 功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的电化学储能电站或储能装置。

电化学储能应能够准确地向电力调度机构传输实时充放电功率、荷电状态等运行信息，可靠接收和连续执行调度机构 AGC 系统实时下达的指令，其额定功率应不低于准入值 P_{es}^h ，额定功率充放电持续响应时间不低于准入值 RT_{es}^{th} 。

电化学储能按自然年选择“报量不报价”参与现货市场的，日前可申报调频时段参与调频市场，相应时段在基准功率为零，日内参与调频市场出清。

（二）热储能

热储能是指具备独立分时计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的储热装置。

参与现货市场的热储能其基础调节容量应不低于准入值 L_{al}^{th} ，基础调节容量持续响应时间不低于准入值 RT_{al}^{th} ，调节速率、响应时间、调节精度等参数满足相关要求，并具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件，反馈传输实时运行、可调节资源与第三方设备设施监测数据等信息。

热储能按自然年选择“报量报价”参与现货市场的参

与调频市场。

第四条 调频单元应具备以下技术条件：

（一）具备 AGC/APC 功能，可靠接收和连续执行调度机构 AGC/APC 系统实时下达的指令，提供符合规定要求的调频响应，并实时将 AGC/APC 设备的运行参数传输到电力调度机构的主站系统。加装 AGC/APC 设备的调频单元应保证其正常运行，不得擅自退出 AGC/APC 功能。

（二）调频市场开市前，调频单元需要通过性能测试。测试结果作为调频单元初始性能参数。

在调频单元经过改造后或调频单元的综合调频性能发生显著变化时，也可以自愿向电力调度机构提交性能测试。测试期间调频单元应至少 12 小时投入调频模式；同时，若调频单元在最近 12 个中标小时内，调频单元未被调用，或者最近 30 天调频单元中标小时数小于 12 的，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标。

调频单元开展性能测试期间，不予支付调频补偿费用。

（三）调频单元综合调频性能指标平均值（ k_p^i ）不低于准入值 k_p^{th} 。

第二节 调频辅助服务费用分摊者

第五条 调频辅助服务费用分摊者。调频电力辅助服务费用由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担。

第三章 交易组织

第一节 组织方式

第六条 调频服务提供者在日前依据要求申报调频市场出清与优化参数，日前申报信息封存到运行日。电力调度机构在日内整点时刻前，以小时为周期集中出清，确定中标单元及其调频容量。

第二节 调频容量需求

第七条 竞价日（D-1）08:45 前，电力调度机构根据电网实际运行情况确定运行日（D）每个小时的调频容量需求。

第三节 市场申报

第八条 调频市场运行期间，各类调频单元按规定参与调频市场相关申报，迟报、漏报或不报者均采用缺省值作为申报信息。

第九条 调频单元需申报以下缺省值信息：

（一）缺省调频容量、缺省里程报价

现货市场开市前，对调频单元设置调频容量和调频里程报价缺省值。

（二）新型经营主体缺省运行参数

电化学储能、热储能需向电力调度机构提供缺省运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

电化学储能参与调频市场的缺省运行参数包括但不限

于：额定功率、额定功率充放电持续响应时间、充放电效率、日充放电转换次数、缺省标准调频容量。

热储能参与调频市场的缺省运行参数包括但不限于：最大最小用电负荷、基础调节容量、基础调节容量持续响应时间、调节速率、缺省标准调频容量、具有用电时长约束特性的热储能，需申报与用电时长约束特性相关调节资源的缺省运行参数。

第十条 新型经营主体参与方式如下：

（一）电化学储能

现货市场运行期间，按年选择“报量不报价”参与现货市场的电化学储能可选择调频时段参与调频市场，电化学储能应在 D-1 日 08:15 前向电力调度机构申报 D 日非调频时段充放电功率曲线和调频时段，调频时段日前充放电功率为零，非调频时段充放电功率曲线在日前现货市场优先出清；若充放电功率曲线迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日无充放电计划；若调频时段迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日不再参与调频市场。

D 日，电化学储能非调频时段原则上应严格执行日前充放电计划曲线，作为实时现货市场、日内调频市场的边界条件。电化学储能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻其基准功率应置为零，并严格执行充放电计划和日内调频市场交易结果。若提供调频辅助服务过程中频繁出

现电量充满或耗尽现象，导致无法恢复荷电状态参与调频，AGC 将依据电化学储能实际调频能力开展调频调用。运行日时段末目标荷电状态由调频市场 AGC 指令或自调度曲线实际执行后确定，作为 D+1 日初始时刻的荷电状态。

（二）热储能

选择“报量报价”的热储能（下文简称“竞价热储能”）参与调频市场，竞价热储能在 D-1 日 09:45 前向电力调度机构提供日最小负荷下限参数。日前调整日分时负荷上下限，参与日前市场出清。

D 日，竞价热储能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻其基准功率应置为日前调频时段用电计划，并严格执行用电计划和日内调频市场交易结果，APC 系统将依据实际竞价热储能用电功率与日内调频中标容量进行调频调用。日内未中标时段严格按基准功率曲线用电。

第十一条 各调频单元参与调频市场出清及调用的标准调频容量按照以下方式确定：

在限值范围（ D_1 ，见附件 2）区间内申报并网发电单元调频容量（兆瓦），最小单位为 1 兆瓦。

新型经营主体在 D-1 日 09:45 前，在调频容量申报比例范围（ D_2 、 D_3 ）所计算的容量区间内申报标准调频容量，最小单位为 1 兆瓦，竞价热储能标准调频容量申报范围为日调节容量 $\times D_2$ 。电化学储能标准调频容量申报范围为额

定功率 $\times D_3$ 。

第十二条 调频里程价格。D-1 日 09:45 前，调频单元申报调频里程价格。在上、下限范围 (R_4) 内申报运行日全天的调频里程价格 (元/兆瓦)，最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第四节 机组排序及市场出清

第十三条 综合调频性能指标平均值归一化处理。所有准入调频单元中，综合调频性能指标平均值 (k_p) 的最大值为 $k_{(MAX)}$ ，机组 i 归一化后的综合调频性能指标平均值为 K_i ，归一化公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(MAX)} \times \lambda}$$

式中：

λ 为调频市场性能排序因子。

第十四条 报价调整。调频单元 i 的调频里程排序价格：

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中：

C_i 为调频单元 i 申报的调频里程价格。

第十五条 机组排序。电力调度机构在调频市场出清前，按照调频单元调频里程排序价格由低到高对机组进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的机组优

先；当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，标准调频容量大的调频单元优先。

调频火电机组小时内调节范围小于一定阈值 δ 时，不再参与相应时段调频市场排序。调频火电机组小时内调节范围 = 日内最大发电能力 - 日内最小发电能力。

第十六条 调频分组。D日调频市场出清前，电力调度机构从调频服务提供者中排除 AGC 装置异常、试验、因系统安全约束固定出力、启停机过程中等情况下的调频单元后，将其他调频单元分为性能不足组和性能合格组。

当调频火电机组连续调频不合格时，划入性能不足组（连续不合格标准见本细则“第二十条”）；其他并网发电单元与新型经营主体暂不纳入性能不足组。

第十七条 市场出清。日内在整点时刻前，电力调度机构在满足安全校核的前提下，按照“性能合格组优先”的原则，依据调频单元排序，确定下一小时调频市场中标单元及其调频容量。所有中标调频单元的调频容量之和须满足电网调频容量需求。

第四章 结果执行与考核

第一节 结果执行

第十八条 调频市场正式出清后，AGC 系统在对应中标小时的起始时刻相应切换中标单元的控制模式。调频中标单元在中标小时内，依据滚动修正的调频需求，跟踪 AGC

指令提供调频服务。当调频中标单元因电网运行安全控制需要无法提供调频辅助服务时，应暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

若调频市场的出清结果或由于调频中标单元无法提供服务导致无法满足实际电网运行的调频需求时，电力调度机构按调频排序优先依次调用未中标且可提供服务的性能合格组调频单元；所有性能合格组资源用尽时，按调频排序依次调用未中标且可提供服务的性能不足组调频单元。

第二节 市场考核

第十九条 计算标准。AGC 系统实时计算调频单元每次响应 AGC 指令的综合调频性能指标和调频里程。

第二十条 调频不合格判定标准如下：

（一）小时不合格

若调频中标单元 i 响应第 n 个被调用小时的实际小时综合调频性能指标 $k_{hl}^{i,n}$ 低于合格标准阈值 α ，记为小时调频不合格。

（二）调频火电机组连续不合格

若某调频火电中标机组在历史 24 个调频市场组织周期内，滚动统计小时不合格次数，若存在累计 γ 次小时不合格，记为连续调频不合格。

第二十一条 市场考核方式如下：

（一）小时不合格的调频单元，取消该小时内调频里

程补偿收益；

(二) 连续不合格的调频火电机组从当前调频市场组织周期的整点时刻起 48 小时内纳入性能不合格组，若期间某调频市场组织周期实际调频调用时仍被记录为连续不合格，则纳入性能不合格组时间重新累计；

(三) 调频中标单元频繁无指令擅自调节或未按照调度指令频繁退出 AGC 装置的，经电力调度机构审核后退出调频市场，依据市场运行情况批准其重新准入，并向其他经营主体进行披露。

第五章 计量与结算

第二十二条 调频市场计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统、智能电网调度控制系统采集的实时数据等。

第二十三条 结算模式。按照收支平衡原则、以日清月结的方式进行调频补偿费用和调频分摊费用的计算。调频市场结算与当月电费结算同步完成。

第二十四条 调频里程补偿。某调频 i 的月度调频里程补偿费用为：

$$R_{\text{月度调频里程补偿},i} = \sum_{n=1}^N (C_{i,n} \times S_{i,n} \times k_{hl}^{i,n})$$

式中：

N 为调频单元 i 调频市场月度总调用小时数；

$C_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的调频市场报价；

$S_{i,n}$ 为调频单元*i*第*n*个被调用小时的累计调频里程；

$k_{hl}^{i,n}$ 为调频单元*i*第*n*个被调用小时的实际小时综合调频性能指标。

第二十五条 调频费用分摊。调频市场月度总补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{月度总调频补偿}} = \sum_{i=1}^I R_{\text{月度调频里程补偿},i}$$

调频市场月度总补偿费用由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，按月度上网电量及用电量比例进行分摊。

第六章 市场干预

第二十六条 发生以下情况或《辽宁省现货电能量市场实施细则》中的异常情况时，市场运营机构可对调频辅助服务市场进行干预，并尽快报告政府主管部门。

（一）电力系统或电力现货市场技术支持系统发生故障、电力现货市场技术支持系统技术升级，导致市场无法正常进行时；

（二）电网出现电力平衡紧张、调频困难、断面约束矛盾严重等其它必要情况；

（三）其他影响电网安全运行的重大突发情况。

市场干预的主要手段包括：

（一）临时修改调频容量需求；

- (二) 强制调用未在调频市场中标的调频单元;
- (三) 调整机组控制模式;
- (四) 重载断面关联机组可由当班调度设置部分时段不参与调频市场;
- (五) 电力调度机构认为有效的其他手段。

第七章 信息披露

第二十七条 按照《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)相关要求,披露调频容量需求、调频容量需求计算方法及采购流程、调频里程价格等信息。

第八章 争议裁决

第二十八条 因调频服务交易、调用、统计等情况存在争议的,提出争议方应在争议发生30天内向政府主管部门提出申请,由政府主管部门裁决。

附件 1

名词解释

1.调频辅助服务：指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频资源跟踪自动发电控制装置 AGC 指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅助服务。

2. APC (Automatic Power Control, 自动功率控制)：借助信息通信和自动功率控制系统，电力调度机构向用户侧经营主体下达实时调节指令，实现对调控范围内源网荷储多环节资源的有功自动调节响应，满足电网实时安全平衡及允许偏差范围的频率调节需求。

3.综合调频性能指标 (k)：用于衡量调频机组响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 k_1 、调节精度 k_2 和响应时间 k_3 三个指标因子（计算方式详见附件三、四）。

综合调频性能指标按次计算，调频机组 i 第 j 次 AGC 调节的综合调频性能指标为：

$$k^{i,j} = k_1^{i,j} \times k_2^{i,j} \times k_3^{i,j}$$

其中综合调频性能指标 (k) 最大值为 2。

4.小时综合调频性能指标 (k_h)：机组 i 第 m 个小时的小时综合调频性能指标 $k_h^{i,m}$ 计算公式为：

$$k_h^{i,m} = \frac{\sum_{j=1}^n k^{i,j}}{n}$$

式中， n 为调频单元 i 单中标小时内 AGC 调节的次数。

5.综合调频性能指标平均值 (k_p): 电力调度机构在日前市场开市前 (D-1 日 08:15 前), 以调频单元最近 12 个中标小时的 k_h 值计算 k_p 。机组 i 的 k_p 计算公式为:

$$k_p^i = \frac{\sum_{m=1}^{12} k_h^{i,m}}{12}$$

6.调频容量需求: 指为保持联络线功率及系统频率稳定, 由调频服务提供者所预留的总调频容量需求值, 由电力调度机构综合考虑负荷预测、系统实际运行情况等因素确定。

7.调频里程: 指机组有效响应 AGC 控制指令的调节出力, 单位为兆瓦。分以下四种情况:

(1) 单指令周期内, 若调频单元出力进入目标值调节死区范围内, 则该指令周期的调频里程为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值;

(2) 单指令周期内, 若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内, 当指令结束时的出力与指令目标值同向时, 则该指令周期的调频里程为指令结束时出力与动作初始值之差的绝对值;

(3) 单指令周期内, 若调频单元出力未进入目标值调

节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值反向时，则该指令周期的调频里程不予累计；

(4) 调频单元无指令擅自调节的调频里程不予累计。

附件 2

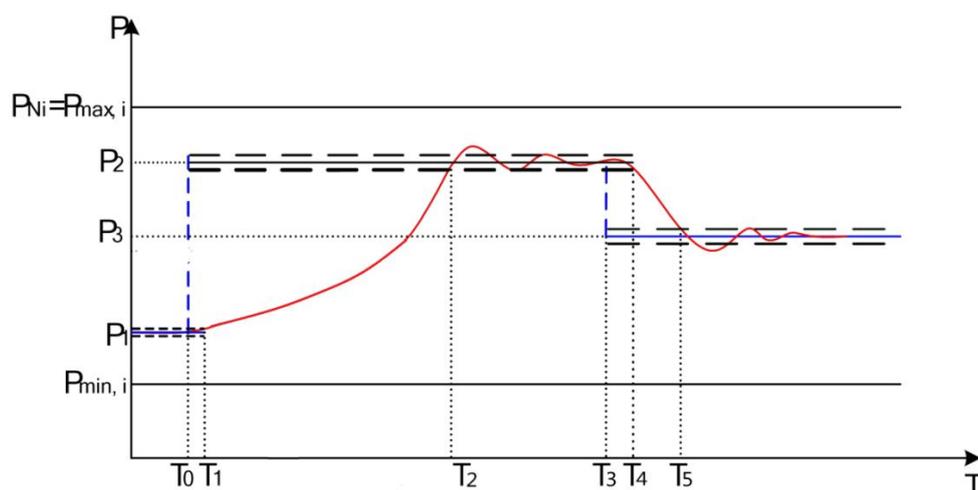
辅助服务（调频）市场运行参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	P_{es}^{th}	电化学储能额定容量准入值	6 兆瓦
2	RT_{es}^{th}	电化学储能额定容量充放电持续响应时间准入值	2 小时
3	L_{al}^{th}	热储能额定容量准入值	6 兆瓦
4	RT_{al}^{th}	热储能额定容量充放电持续响应时间准入值	2 小时
5	k_p^{th}	综合调频性能指标准入平均值	0.2
6	D_1	并网发电单元调频容量申报范围	并网发电单元额定容量的 10%-15%
7	D_2	竞价热储能调频容量比例范围	50%
8	D_3	电化学储能调频容量比例范围	50%
9	R_4	调频里程报价上下限	[0, 15]元/兆瓦
10	λ	调频市场性能排序因子	1
11	δ	小时内机组调节范围阈值	机组调频容量申报上限的 2 倍
12	α	小时调频合格标准阈值	0.2
13	γ	调频火电机组连续不合格阈值	12 小时

附件 3

机组性能指标相关参数计算公式

以AGC一个调节过程为例，如下图所示，具体情况如下：



T_0 时刻以前，机组稳定运行在 P_1 附近， T_0 时刻AGC下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻跨出 P_1 的调节死区。至 T_2 时刻，第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近。直至 T_3 时刻，AGC又下发功率为 P_3 的设点命令，机组又开始降出力过程， T_4 时刻跨出 P_2 的调节死区，至 T_5 时刻，进入 P_3 的调节死区。

一、调节时间

调节时间 $T_{\text{调节}}$ 为：

$$T_{\text{调节}} = T_2 - T_0$$

式中：

T_2 为机组进入调节死区时刻；

T_0 为指令下发时刻。

二、调节速率

向上调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为：

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_2} - P_{T_1}}{T_2 - T_1}$$

向下调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为：

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_1} - P_{T_2}}{T_2 - T_1}$$

式中：

P_{T_2} 为机组进入调节死区时刻的出力；

P_{T_1} 为机组出响应死区时刻出力；

T_1 为机组出响应死区时刻。

三、响应时间

响应时间 $T_{\text{响应}}$ 为：

$$T_{\text{响应}} = T_1 - T_0$$

四、调节量精度

如果进入调节死区，每个指令调节量精度的统计从出力进入调节死区开始，直至下一条指令下发为止。

调节量精度 ΔP 为：

$$\Delta P = \frac{\sum_{T_2}^T (|P_{T_2} - P_{\text{实际}}|) \times t_{\text{采集}}}{T - T_2}$$

式中：

T 为当前计算时刻；

$P_{\text{实际}}$ 为机组 T 时刻实际出力；

$t_{\text{采集}}$ 为现场数据的采集周期，暂定为 5 秒。

五、最大调节时间

最大调节时间 $T_{\text{调节(MAX)}}$ 为：

$$T_{\text{调节(MAX)}} = \frac{|P_2 - P_1|}{v_{\text{标准调节}}} \times 60s + T_{\text{标准响应}}$$

式中：

P_2 为指令值；

P_1 为指令开始时刻的机组出力；

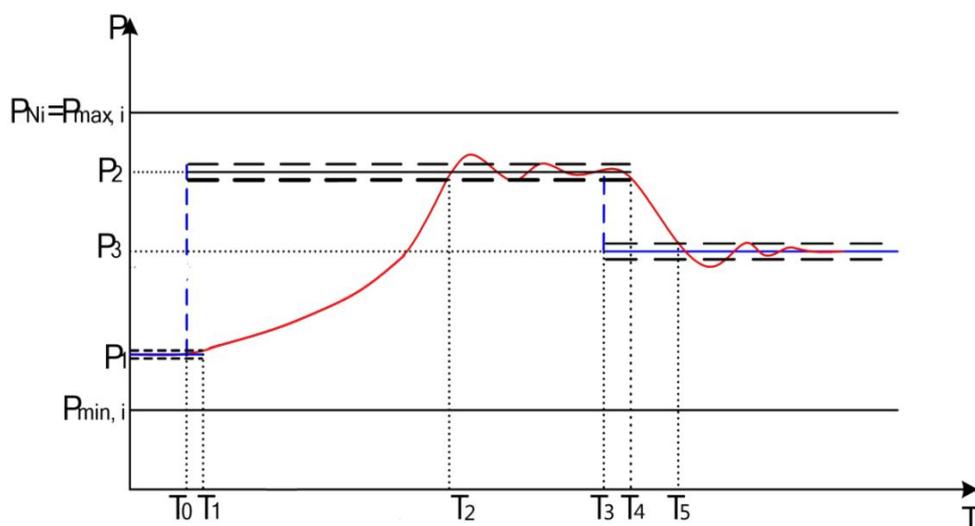
$v_{\text{标准调节}}$ 为标准调节速率；

$T_{\text{标准响应}}$ 为标准响应时间。

附件 4

机组调频性能指标计算场景

一、机组出响应死区一段时间后再进入调节死区



此种情况为正常调节过程，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_1|$$

调节速率指标因子 k_1 的计算方法为：

$$k_1 = 2 - \frac{v_{\text{标准调节}}}{v_{\text{调节}}}$$

当前阶段，各类型机组的标准调节速率 $v_{\text{标准调节}}$ 为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计标准速率，暂定为机组额定有功功率 $\times 1.26\%$ /分钟。

若 k_1 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

调节精度指标因子 k_2 的计算方法为：

$$k_2 = 2 - \frac{\Delta P}{Cap \times \mu}$$

式中：

Cap 为并网发电单元额定有功功率、电化学储能额定容量、热储能基础调节容量；

μ 为调节允许偏差系数。

当前阶段，各类型调频单元的调节允许偏差系数 μ 暂定为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计允许偏差系数，暂定为0.26%。

起步阶段，若 k_2 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

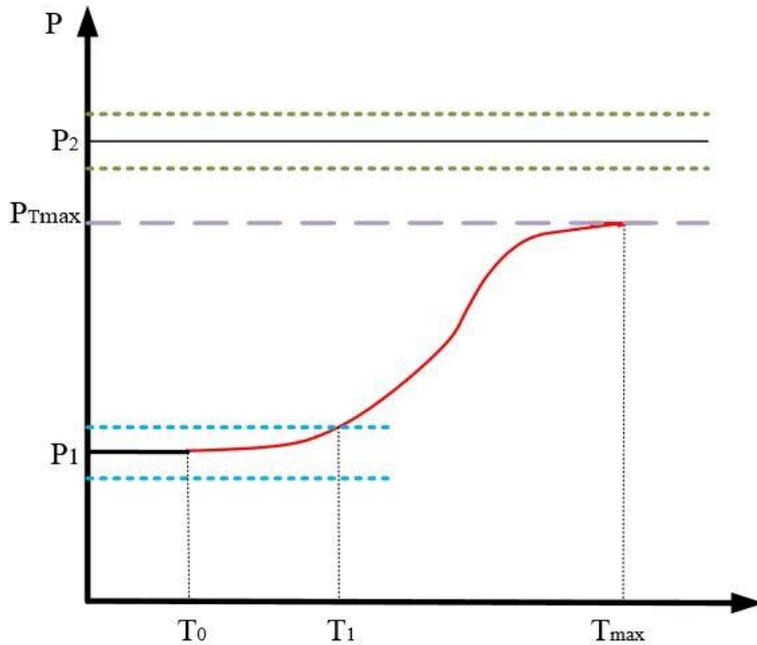
响应时间指标因子 k_3 的计算方法为：

$$k_3 = 2 - \frac{T_{\text{响应}}}{T_{\text{标准响应}}}$$

当前阶段，各类型机组的标准响应 $T_{\text{标准响应}}$ 时间暂定为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计标准响应时间，暂定为40秒。

若 k_3 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

二、机组出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方向与指令方向相同



由于机组出响应死区后并没有进入调节死区，故无法得到 T_2 及 P_2 ，此时在判断机组收到指令达到最大调节时间后，认为该调节过程结束，即认为达到最大调节时间时刻的出力 $P_{T_{MAX}}$ 为 P_{T_2} 。

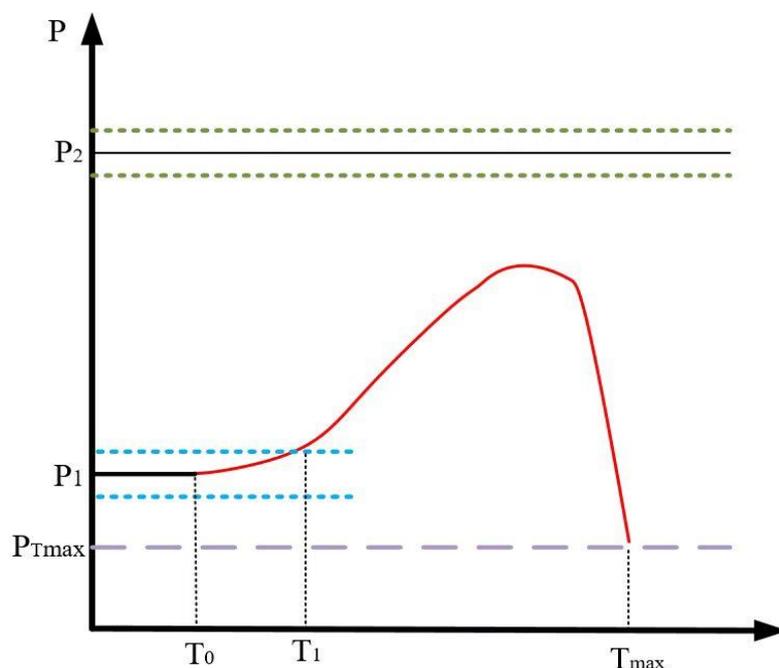
此种情况下， k_1 、 k_3 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_2 计算方法如下：

调频里程 S 为最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_{MAX}} - P_1|$$

此种情况下，因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。

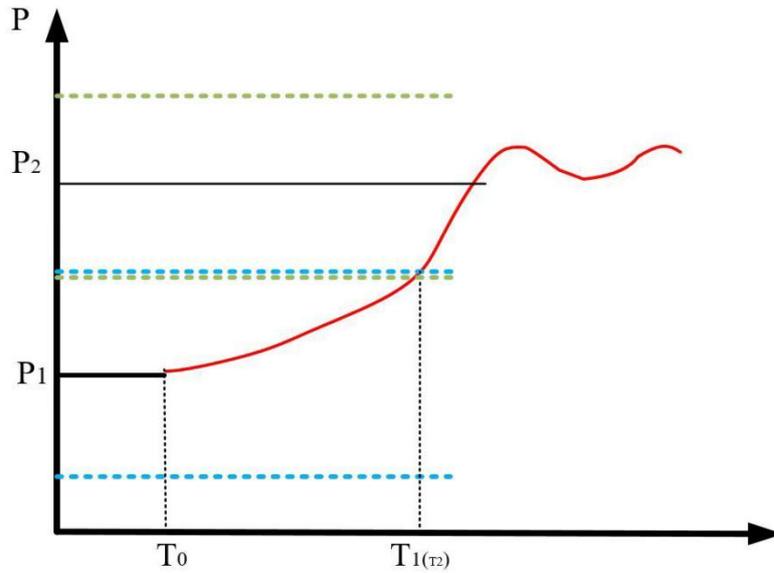
三、机组出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方向与指令方向相反



此种情况下， k_3 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 计算方法如下：

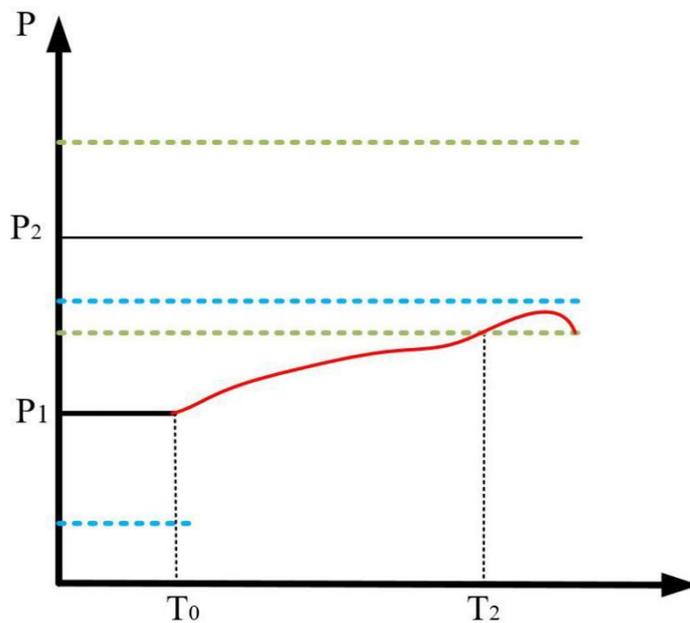
此种情况下，调频里程 S 为0。由于调节方向与指令方向相反，因此将 k_1 赋值为0.01。同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。

四、机组出响应死区的同时就进调节死区



此种情况下， T_2 与 T_1 时刻相同，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法与场景一相同。

五、机组没出响应死区但进入调节死区



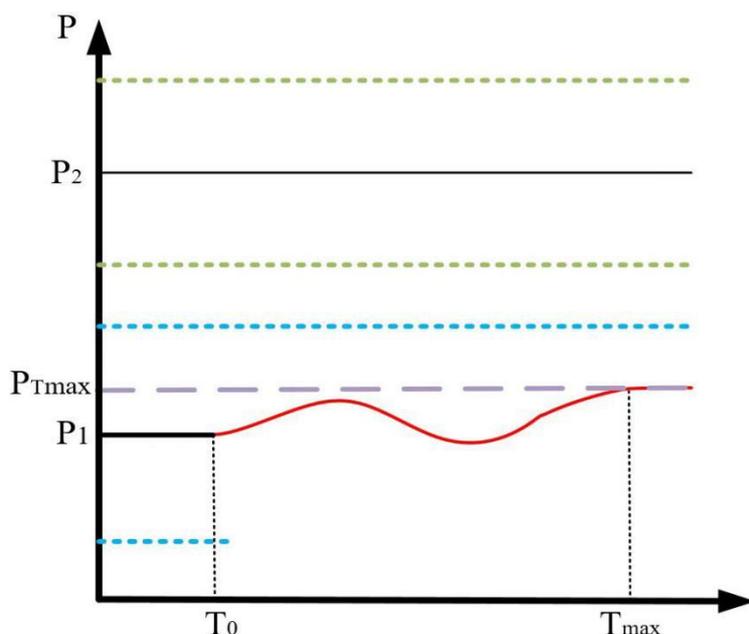
此种情况下， k_1 、 k_2 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_{T_0}|$$

此种情况下，受分配策略影响，机组没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为1。

(一) 机组没出响应死区也没进调节死区



此种情况下， k_1 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_{MAX}} - P_{T_0}|$$

此种情况下，同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。同时由于机组自身原因造成没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为0.01。

辽宁省电力市场结算实施细则

(试行4.0版征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为指导、规范、明确辽宁电力市场电费结算相关工作开展，维护电力交易各方合法权益和社会公众利益，构建安全、合理、高效的市场体系，制定本细则。

第二条 本实施细则适用于辽宁省电力市场电费结算工作，包括电能量市场和辅助服务市场。

第二章 结算原则

第一节 结算模式

第三条 辽宁电力中长期市场根据中长期合约分解电量(含省间合约分解电量)、合约价格、中长期结算参考点价格进行差价结算。结算参考点可选择为实时市场的用户侧(或发电侧)统一结算点(或机组所在节点)。市场初期，经营主体的中长期结算参考点价格即为现货市场实时统一结算点电价。日前市场正常组织，暂不开展日前市场电能量结算。若日前市场正常开展电能量结算时，具体结算方式由相关部门另行制定具体实施细则。

第四条 对于核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组、220千伏及以上

新能源场站，实际上网电量按实时市场节点电价进行结算。

对于66千伏及以下燃煤机组、新能源场站，实际上网电量按实时市场统一结算点电价进行结算。

燃煤自备电厂按照燃煤机组当月中长期交易加权均价的90%进行结算。

新能源场站纳入机制的电量（下文简称“机制电量”），市场交易均价低于或高于纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入系统运行费用。

新建火电机组、核电机组、新能源场站取得商运证明后，次月起参与电力现货市场结算。其中新建新能源场站在并网至取得商运证明期间，接受实时市场现货价格。

第五条 对于批发用户和售电公司，实际用电量按实时市场统一结算点电价进行结算。省间合约分解电量、合约价格、中长期结算参考点价格进行差价结算。

对于电网企业（代理购电），实际用电量按实时市场统一结算点电价进行结算。电网企业代理购电月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量的偏差部分为调平电量，按照实时市场统一结算点电价的月度加权价进行结算。

电网代理购电用户月度实际结算电量执行电网企业代理实际购电价格，电网企业代理工商业用户购电形成的偏差电费，向全体电网代理购电用户分摊或分享。电力用户

注册生效当月，按照电网企业代理工商业购电进行结算，次月起未签订电力中长期合同的，实际用电量按偏差电量结算处理。

第六条 电化学储能实际充电、放电上网电量（含选择“报量不报价”参与现货市场的电化学储能调频时段产生的充放电电量）按实时市场节点电价进行结算。

第七条 热储能实际用电量按实时市场统一结算点电价进行结算。

第八条 虚拟电厂应以聚合资源为交易单元直接参与电力批发市场结算。对于虚拟电厂实际上网（用）电量按实时市场统一结算点电价进行结算。虚拟电厂实际用电量参照批发市场用户计算电能量电费，同时参照批发市场用户参与各项市场运营费用的分摊（分享）；虚拟电厂实际上网电量参照发电企业计算电能量电费，同时参照发电企业参与各项市场运营费用的分摊（分享）。虚拟电厂及聚合资源结算按照合同明确的电能量价格和调节收益分配方式分别开展。

第九条 220 千伏及以上并网型绿电直连项目实际上网电量按实时市场节点电价进行结算；220 千伏及以上并网型绿电直连项目实际用电量、66 千伏及以下并网型绿电直连项目实际上网（用）电量按实时市场统一结算点电价进行结算。并网型绿电直连项目实际用电量参照批发市场用户

计算电能量电费，同时参照批发市场用户参与各项市场运营费用的分摊（分享）；并网型绿电直连项目实际上网电量参照发电企业计算电能量电费，同时参照发电企业参与各项市场运营费用的分摊（分享）。

第十条 辅助服务费用结算按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行。

第十一条 零售市场结算依据签订的零售合同执行。

第十二条 各经营主体“两个细则”考核、补偿以及相应的分摊或返还费用具体结算方式详见东北电网“两个细则”相关规定开展结算。

第十三条 电力现货市场全天统一结算点加权均价高于燃煤基准电价的 1.5 倍时，在结算环节将市场各时段节点电价等比例缩小，至全天统一结算点加权均价为 1.5 倍燃煤基准电价，开展实时市场结算。计算公式如下：

若 $P_{\text{实时全天统一结算点加权均价}} > 1.5 \times P_{\text{燃煤基准电价}}$ 则，

$$LMP'_{\text{新实时市场节点电价},t} = LMP_{\text{实时市场节点电价},t} \times \frac{1.5 \times P_{\text{燃煤基准电价}}}{P_{\text{实时全天统一结算点加权均价}}}$$

若 $P_{\text{实时全天统一结算点加权均价}} \leq 1.5 \times P_{\text{燃煤基准电价}}$ 则，

$$LMP'_{\text{新实时市场节点电价},t} = LMP_{\text{实时市场节点电价},t}$$

第二节 结算周期

第十四条 电力批发市场按照“日清月结”的模式开展结算。按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按

月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

电力零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

第十五条 批发市场以每 15 分钟为一个结算时段。

第三节 结算电量

第十六条 根据电网企业提供的计量数据，计算形成发电企业各机组各时段上网电量、用户各时段用电量，作为结算电量。

第三章 结算流程

第十七条 结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行收集汇总的过程。

第十八条 结算基础数据包括但不限于：市场经营主体档案数据、合同数据（含批发、零售等）、市场出清及调度执行数据、辅助服务计算结果、调试及商运时间、关口设置及电量计量数据、电价政策文件、考核豁免文件及其佐证申请资料，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。除政策规定外，结算环节不得改变结算基础数据。

（一）交易结算基础数据的提供方应对提供信息的准确性、完整性和及时性负责。其中电网企业、电力调度机

构应按本细则规定的时间、频度向电力交易机构提供档案、计量、出清、执行以及需合并出单的相关结算基础数据。

（二）档案数据是指注册并参与市场交易后需要开展交易结算的各市场经营主体名称、交易单元名称及编号、统一社会信用代码等交易结算所需的必要信息。现货运行时，档案数据管理需按日同步更新，更新后的数据次日生效。

（三）合同数据包括在电力市场交易形成的各类合同信息，交易组织完成后及时提供，包含分时段合同电量和电价、结算参考点、交易起止时间等内容。市场经营主体对各类合同中的交易价格、交易期限等合同要素进行调整时，应及时提交至电力交易平台形成变更后的电子合同，方可作为交易结算基础数据。

（四）调度执行类数据主要指由电力调度机构负责电力现货交易执行结果、辅助服务市场实际调用结果（涉及电量清分部分）、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等。

（五）关口设置及电量计量数据包括参与市场的发电企业、电力用户关口计量点信息、电量数据等，由电网企业按照交易结算要求提供，以分时段电量（或累加值）开展结算。

（六）电力辅助服务类数据包括电力辅助服务交易结

算相关的考核、补偿和分摊等结果数据，由电力调度机构按照交易结算要求提供。

（七）其他需电力交易机构合并出具交易结算单的数据主要包括两个细则、并网运行考核费用、煤电容量电费等信息。

第十九条 市场结算数据准备按以下要求执行：

（一）D-2日17:00前，上级电力交易机构将D日省间政府合约结算依据、跨区跨省电力中长期交易合约结算依据等信息推送至电力交易机构。

（二）D-1日17:30前，电力调度机构将市场出清类数据（包括电力现货市场日前市场出清结果、辅助服务市场出清结果（涉及电量清分部分）、必开机组等）推送至电力交易机构和电网企业，通过电力交易平台进行发布。

（三）D+1日17:30前，电力交易机构汇总省间结算依据、省内电力中长期交易合约结算依据等信息向电力调度机构和电网企业推送。

（四）D+1日17:30前，电力调度机构将调度执行类数据（包括中长期交易及电力现货市场执行结果、辅助服务市场实际调用结果（涉及电量清分部分）、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等）推送至电力交易机构和电网企业。

（五）D+1日21:00前，电力调度机构将D日跨省跨区输

电通道计量数据推送到电力交易机构。

(六) D+1日23:00前, 电网企业将D日发电企业(以结算单元维度)、分布式光伏用户(以计量点维度)上网和用户侧(以计量点维度)下网分时电量推送到电力交易机构。

(七) D+2日, 电力交易机构和电网企业获取D日市场用户和机组电量数据, 计算并推送实时统一结算点电价信息。电力交易机构将其他汇总结算基础数据传递给电网企业。

(八) 市场经营主体发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时, 电网企业应于运行月次月(M+1)1日前将运行月(M)上述变更情况、分段计量数据等推送至电力交易机构, 电力交易机构将根据用电信息变更情况, 对其进行分段结算。未及时更新、推送的, 电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

第二十条 市场按以下流程发布账单:

(一) 运行日后第3天(D+3日), 电力调度机构计算电力辅助服务相关费推送至电力交易机构和电网企业, 由电力交易机构合并出具结算依据。

(二) 运行日后第3天(D+3日), 电网企业完成结算依据核对, 并将核对结果反馈至电力交易机构, 完成结算依据一致性核对。

(三) 运行日后第4天(D+4日), 电力交易机构通过电力交易平台发布核对后的日清分预账单。经营主体在1日内进行核对、确认。若有异议, 提出反馈意见, 逾期未反馈的视为确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的, 电力交易机构应在1个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实, 达成一致的, 市场经营主体应对修正后的结算依据(核对版)在1个工作日内完成核对和确认。反馈意见经双方确认一致后, 形成日清分账单确认结果并推送给电网企业。因异议处理无法按时达成一致的, 在月度账单发布前达成一致的, 可以对当日清分账单重新确认, 并随月度账单共同结算, 月度账单发布前无法达成一致的, 纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算, 异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

(四) 运行日后第5天(D+5日), 电力交易机构通过电力交易平台发布与电网企业核对一致的日清分正式账单。

(五) 次月1日(M+1), 电网企业、电力调度机构提供跨省跨区输电通道和发电企业月度计量数据。电网企业原则上应于每月1日内将用户侧月度抄表电量提供至电力交易机构。

(六) 次月第2个工作日(M+2个工作日), 电力交易机构向电网企业提供上月市场注销的用户侧名单, 包括法人主体名称、统一社会信用代码、关联用电单元户号等信息。

(七) 次月第3个工作日 (M+3个工作日), 电力交易机构向电网企业传递全量结算基础数据和上月结算依据, 电网企业1个工作日内完成核对, 并将核对结果反馈给电力交易机构。

(八) 次月第5个工作日 (M+5个工作日), 电力交易机构向经营主体、相关电网企业出具核对一致的上月结算依据 (核对版), 发布后1个工作日内, 异议反馈 (若有) 和确认, 提出反馈意见, 逾期未反馈的视为确认。经营主体、相关电网企业提出异议的, 电力交易机构应在1个工作日内组织经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实, 达成一致的, 经营主体应对修正后的结算依据 (核对版) 在1个工作日内完成核对和确认。因异议处理无法按时达成一致的, 纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算, 异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

(九) 次月第8个工作日 (M+8个工作日), 电力交易机构通过电力交易平台向经营主体、相关电网企业发布与电网企业核对一致的上月正式结算依据。

(十) 次月第10个工作日 (M+10个工作日), 电网企业应向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。

第二十一条 批发市场按以下流程进行结算:

(一) 结算电量核对。电网企业按日以结算单元维度向交易中心推送分时结算数据, 每月第1个工作日17点前发

电企业通过交易平台对上月结算电量数据进行确认。

（二）结算依据获取。交易中心按照时限要求出具结算依据，并推送至电网企业。

（三）结算依据核对。电网企业每月将接收到的结算依据进行计算核对，按匹配好的政府批复电价和市场化交易形成的电价计算各类经营主体电费等。

（四）电费账单生成。电网企业依据核对一致的结算依据生成电费账单。

（五）结算依据单确认。结算依据发布后1个工作日内，经营主体对结算依据进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经相关经营主体确认一致后，形成正式结算依据，并在交易平台进行公布。

（六）电费结算单公布。电网企业依据核对一致的正式结算依据生成正式电费结算单，由电力交易机构经由平台发布正式结算依据至相关经营主体。电网企业和经营主体按照合约或法律法规的规定完成电费收支。

第二十二条 零售市场按以下流程进行结算：

（一）售电公司结算流程零售市场的日清分仅针对售电公司。售电公司结算流程参照本细则“第二十一条”批发市场结算流程。

（二）零售用户结算流程：

1.电力交易机构于运行月前一月（M-1）月底3日前，将运行月（M）参与市场结算的零售用户明细和绑定关系传递至电网企业。电网企业于（M-1）月月末日完成绑定关系审核。

2.电力交易机构于运行月月底3日前，将运行月（M）参与零售套餐参数等信息传递至电网企业。

3.电力交易机构和电网企业于运行次月（M+1）4日前，依据零售套餐完成运行月（M）零售交易套餐电费结算依据核对。

4.电力交易机构和电网企业于运行月次月（M+1）5日前，向零售用户发布运行月（M）月度核对一致的正式结算依据。具体包括：当月累计电量、电价、电费，分摊、返还，以及历史月份的结算调整电量电费等费用明细。

5.当售电公司日清分或月度调平电量结算等基础数据缺失、不可用，影响零售用户月度结算时，零售用户量价清分时间相应顺延，原则上不晚于运行月次月（M+1）5日。

第四章 电能量电费

第一节 发电企业电能量电费

第二十三条 发电企业电能量电费包含省间中长期差价合约电费、省间日前市场差价电能量电费、省间日内市场差价电能量电费、省内中长期差价合约电费、省内实时市场电能量电费、调平电费、发电侧价差调整费用分摊或返

还等。计算公式如下：

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省间差价合约},i} + R_{\text{省间日前差价},i} + R_{\text{省间日内差价},i} + R_{\text{省内差价合约},i} + R_{\text{省内实时},i} + R_{\text{发电侧价差调整分摊},i} + R_{\text{调平发电},i}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为发电企业*i*月度电能量电费；

$R_{\text{省间差价合约},i}$ 为发电企业*i*月度省间中长期差价合约电费；

$R_{\text{省间日前差价},i}$ 为发电企业*i*月度省间日前市场差价电能量电费；

$R_{\text{省间日内差价},i}$ 为发电企业*i*月度省间日内市场差价电能量电费；

$R_{\text{省内差价合约},i}$ 为发电企业*i*月度省内中长期差价合约电费；

$R_{\text{省内实时},i}$ 为发电企业*i*月度省内实时市场电能量电费；

$R_{\text{发电侧价差调整分摊},i}$ 为发电企业*i*月度发电侧价差调整费用分摊或返还；

$R_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业*i*月度调平费用。

第二十四条 省间中长期差价合约电费。根据发电企业分解至*t*时段的省间中长期合约电量与对应的合约电价、中长期结算参考点价格计算省间中长期差价合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间差价合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省间合约},i,t} \times (P_{\text{省间合约},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省间差价合约},i}$ 为发电企业*i*月度省间中长期差价合约电费；

$Q_{\text{省间合约},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省间中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省间合约},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省间中长期净合约价格；

$LMP_{\text{中长期合约结算参考点},t}$ 为*t*时段中长期合约结算参考点价格，市场初期，*t*时段中长期合约结算参考点价格为*t*时段省内实时市场统一结算点电价。

第二十五条 省间日前市场差价电能量电费。根据发电企业省间日前市场交易结算电量与省间日前市场节点电价、中长期结算参考点价格计算省间日前市场差价电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日前差价},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省间日前},i,t} \times (P_{\text{省间日前},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省间日前差价},i}$ 为发电企业*i*月度省间现货日前交易差价费用；

$Q_{\text{省间日前},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省间日前市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日前},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省间日前市场节点电价。

第二十六条 省间日内市场差价电能量电费。根据发电企业省间日内市场交易结算电量与省间日内市场节点电价、中长期结算参考点价格计算省间日内市场差价电能电费，

计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内差价},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省间日内},i,t} \times (P_{\text{省间日内},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省间日内差价},i}$ 为发电企业*i*月度省间日内市场差价电能量电费；

$Q_{\text{省间日内},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省间日内市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日内},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省间日内市场节点电价。

第二十七条 省内中长期差价合约电费。根据发电企业分解至*t*时段的省内中长期合约电量与对应的合约电价、中长期结算参考点价格计算省内中长期差价合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内差价合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省内合约},i,t} \times (P_{\text{省内合约},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省内差价合约},i}$ 为发电企业*i*月度省内中长期差价合约电费；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期净合约分解电量（含代理购电合约、省内优先发电合约）；

$P_{\text{省内合约},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期净合约电价。

第二十八条 省内实时市场电能量电费。根据发电企业省内实时市场上网电量与省内实时市场节点电价或统一结算点电价计算省内实时市场电能电费，计算公式如下：

对于核电机组、竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220千伏及以上新能源场站：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{日上网},i,t} \times LMP_{\text{省内实时},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内实时},i}$ 为发电企业*i*月度省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{日上网},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段日实际上网电量；

$LMP_{\text{省内实时},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省内实时市场节点电价；

$P_{\text{省内实时},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省内实时市场节点电价。

对于 66 千伏及以下燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{日上网},i,t} \times LMP_{\text{实时统一},t})$$

式中：

$LMP_{\text{实时统一},t}$ 为*t*时段省内实时市场统一结算点电价。

第二十九条 发电侧价差调整费用。发电侧价差调整费用指正式日结算依据发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，按照退补原则不再修改日结算依据结果时，统一结算点电价变化引起 66 千伏及以下的燃煤机组与新能源场站日前与实时电能量差费。

(一) 计算方式

$$R_{\text{发电侧价差调整}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{日上网},t} \times (LMP'_{\text{实时统一},t} - LMP_{\text{实时统一},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{发电侧价差调整}}$ 为月度发电侧价差调整费用；

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为 t 时段 66 千伏及以下的燃煤机组与新能源场站按照实时统一结算点电价结算的各类结算电量之和；

$LMP'_{\text{实时统一},t}$ 为结构变化后 t 时段实时市场统一结算点电价。

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，由 66 千伏及以下的燃煤机组与新能源场站按月度实际上网电量分摊或返还。

$$R_{\text{发电侧价差调整分摊},i} = \frac{Q_{\text{发电},i}}{\sum_i Q_{\text{发电},i}} \times R_{\text{发电侧价差调整}}$$

式中：

$R_{\text{发电侧价差调整分摊},i}$ 为 66 千伏及以下的燃煤机组与新能源场站 i 月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

第三十条 发电企业调平电费

计算公式如下：

$$R_{\text{调平发电},i} = Q_{\text{调平发电},i} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度发电侧调平费用；

$Q_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差。多个主体或同一主体不同价格的新

能源场站共用同一贸易关口计量点时，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电侧调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

第二节 电化学储能电能量电费

第三十一条 电化学储能电能量电费包含省内中长期差价合约电费、省内现货实时市场电能量电费、调平电费等。计算公式如下：

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省内差价合约},i} + R_{\text{省内实时},i} + R_{\text{调平储能},i}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为电化学储能*i*月度电能量电费；

$R_{\text{省内差价合约},i}$ 为电化学储能*i*月度省内中长期差价合约电费；

$R_{\text{省内实时},i}$ 为电化学储能*i*月度省内现货实时市场电能量电费；

$R_{\text{调平储能},i}$ 为电化学储能*i*月度调平费用。

第三十二条 省内中长期差价合约电费。根据电化学储能分解至 *t* 时段的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点价格计算省内中长期差价合约电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内差价合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{放电合约},i,t} \times (P_{\text{放电合约},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right] + \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{充电合约},i,t} \times (P_{\text{充电合约},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省内差价合约},i}$ 为电化学储能*i*月度省内中长期差价合约电费；

$Q_{\text{放电合约},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的省内放电中长期净合约分解电量； $Q_{\text{充电合约},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的省内充电中长期净合约分解电量（放电中长期合约电量记为正数，充电中长期合约电量记为负数）。

$P_{\text{放电合约},i,t}$ 、 $P_{\text{充电合约},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的省内放、充电中长期净合约电价。

第三十三条 省内现货实时电能量电费。根据电化学储能省内现货市场充电量、放电量与实时节点电价计算省内现货电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{实际充放电},i,t} \times LMP_{\text{省内实时},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内实时},i}$ 为电化学储能*i*月度省内现货实时市场电能量电费；

$Q_{\text{实际充放电},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的实际充电量、放

电量（放电电量计为正值，放电电量记为负值）。

第三十四条 电化学储能调平费用计算公式如下：

$$R_{\text{调平储能},i} = Q_{\text{调平储能},i} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平储能},i}$ 为电化学储能*i*月度调平费用（正数记为电费收入，负数记为电费支出）；

$Q_{\text{调平储能},i}$ 为电化学储能*i*月度实际充放电电量与现货、调频市场按时段合计充放电电量之差。

第三节 批发市场用户和热储能电能量电费

第三十五条 批发市场用户、热储能电能量电费包含省间中长期差价合约电费、省内中长期差价合约电费、省内实时市场电能量电费、调平电费、用电侧价差调整费用分摊或返还等。计算公式如下：

$$C_{\text{电能},j} = C_{\text{省间差价合约},j} + C_{\text{省内差价合约},j} + C_{\text{省内实时},j} + C_{\text{调平用电},j} + C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$$

式中：

$C_{\text{电能},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度电能量电费；

$C_{\text{省间差价合约},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度省间中长期差价合约电费；

$C_{\text{省内差价合约},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度省内中长期差价合约电费；

$C_{\text{省内实时},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度省内实时市场电

能量电费；

$C_{\text{用户侧价差调整分摊},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度用电侧价差调整费用分摊或返还；

$C_{\text{调平用电},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度用电侧调平电费。

第三十六条 省间中长期差价合约电能电费。根据批发市场用户、热储能分解至 t 时段的省间中长期合约电量与对应的合约电价、中长期结算参考点价格计算省间中长期差价合约电能电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间合约},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省间合约},j,t} \times (P_{\text{省间合约},j,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省间差价合约},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省间中长期差价合约电费；

$Q_{\text{省间合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段的省间中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省间合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段省间中长期净合约价格。

第三十七条 省内中长期差价合约电能电费。根据批发市场用户、热储能分解至 t 时段的省内中长期合约电量与对应的合约电价、中长期结算参考点价格计算省内中长期差价合约电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内合约},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省内合约},i,t} \times (P_{\text{省内合约},i,t} - P_{\text{中长期合约结算参考点},t}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省内合约},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省内中长期差价合约电费；

$Q_{\text{省内合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段的省内中长期净合约分解电量（电网企业代理购电为代理购电合约分解电量）；

$P_{\text{省内合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段的省内中长期净合约电价。

第三十八条 省内实时市场电能量电费。根据批发市场用户、热储能省内实时市场实际用电量与省内实时市场统一结算点电价计算省内实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内实时},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{日用电},j,t} \times LMP_{\text{实时统一},t})$$

式中：

$C_{\text{省内实时},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{日用电},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段日实际用电量。

第三十九条 用电侧价差调整费用。用电侧价差调整费

用指正式日结算依据发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，按照退补原则不再修改日结算依据结果时，统一结算点电价变化引起批发市场用户、热储能日前与实时电能量差费。

（一）计算方式

$$C_{\text{用电侧价差调整}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{日用电},j,t} \times \left(LMP'_{\text{实时统一},t} - LMP_{\text{实时统一},t} \right) \right]$$

式中：

$C_{\text{用电侧价差调整}}$ 为月度用电侧价差调整费用；

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为 t 时段批发市场用户、热储能按照实时统一结算点电价结算的各类结算电量之和；

$LMP'_{\text{实时统一},t}$ 为结构变化后 t 时段实时市场统一结算点电价。

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，由批发市场用户、热储能按月度实际用电量分摊或返还。

$$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times C_{\text{用电侧价差调整}}$$

式中：

$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

第四十条 用电侧调平电费计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电},j} = Q_{\text{调平用电},j} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度发电侧调平费用；

$Q_{\text{调平用电},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差。

第五章 市场运营不平衡费用

第一节 成本补偿类费用

第四十一条 启动补偿费用是指日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，对机组的启动进行补偿的费用，根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。

（一）计算方式

$$R_{\text{启动补偿},i} = \sum_x^X P_{\text{启动},i,x}$$

其中：

$R_{\text{启动补偿},i}$ 为机组 i 月度总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i,x}$ 为机组 i 月度第 x 次启动报价或核定价格。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，由新能源场站、核电机组、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊(发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

$$C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿分摊(发电),i}}$ 为发电企业*i*月度启动补偿费用分摊；

$C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}}$ 为批发市场用户*j*月度启动补偿费用分摊；

$R_{\text{启动补偿}}$ 为月度总启动补偿费用。

第四十二条 必开机组补偿费用是指因系统安全约束的必开机组在现货市场中的收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本，对其进行必开成本补偿的费用。

（一）计算方式

计算方式详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第六十九条”。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{必开补偿分摊(发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{必开补偿}}$$

$$C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{必开补偿}}$$

式中：

$R_{\text{必开补偿分摊(发电),i}}$ 为发电企业*i*月度必开机组补偿费用分摊；

$C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}}$ 为批发市场用户*j*月度必开机组补偿费用分摊；

$R_{\text{必开补偿}}$ 为月度总必开机组补偿费用。

第四十三条 实时市场运行阶段，因保障电网安全等原因人工调整机组出力偏离实时市场出清结果时，相应时段对该机组进行补偿。

（一）计算方式

计算方式详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十条”。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{干预补偿分摊(发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{干预补偿}}$$

$$C_{\text{干预补偿分摊(用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{干预补偿}}$$

式中：

$R_{\text{干预补偿分摊(发电), } i}$ 为发电企业 i 月度干预机组补偿费用分摊；

$C_{\text{干预补偿分摊(用电), } j}$ 为批发市场用户 j 月度干预机组补偿费用分摊；

$R_{\text{干预补偿}}$ 为月度总干预机组补偿费用。

第四十四条 新能源场站短期功率预测补偿费用。新能源场站短期功率预测补偿费用是指新能源场站短期功率预测准确率 $\geq M_6$ 时，对新能源场站进行补偿的费用，根据新能源场站短期功率预测偏差考核费用进行计算，计算方式如下。

当 $A_{i, \text{短期功率}} \geq M_6$ 时，

$$R_{\text{短期功率预测补偿}, i} = \frac{Q_{\text{月上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{月上网}, i}} \times R_{\text{新能源短期功率预测偏差考核返还}} \times \eta_1$$

式中：

$A_{i, \text{短期功率}}$ 为新能源场站 i 月度短期功率预测准确率；

η_1 为新能源短期功率预测偏差考核返还费用比例系数。

第四十五条 新能源场站超短期功率预测补偿费用。新能源场站超短期功率预测补偿费用是指新能源场站超短期功率预测准确率 $\geq M_7$ 时，对新能源场站进行补偿的费用，根据新能源场站超短期功率预测偏差考核费用进行计算，计算方式如下。

当 $A_{i, \text{超短期功率}} \geq M_7$ 时,

$$R_{\text{超短期功率预测补偿}, i} = \frac{Q_{\text{月上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{月上网}, i}} \times R_{\text{新能源超短期功率预测偏差考核返还}} \times \eta_2$$

式中:

$A_{i, \text{超短期功率}}$ 为新能源场站 i 月度超短期功率预测准确率;

η_2 为新能源超短期功率预测偏差考核返还费用比例系数。

第二节 结构平衡类费用

第四十六条 阻塞费用是指现货市场中，发电侧以所在节点的节点电价进行电能量电费结算，用电侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收费用和应付费用之间的偏差费用。

(一) 计算方式

$$R_{\text{阻塞}} = \sum_d^D \sum_i^I \sum_t^{96} \left[Q_{\text{日上网}, i, t} \times (LMP_{\text{省内实时}, i, t} - LMP_{\text{实时统一}, t}) \right]$$

式中:

$R_{\text{阻塞}}$ 为月度阻塞费用;

$Q_{\text{日上网}, i, t}$ 为发电企业 i 实时市场在 t 时段的实际上网电量。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计，由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{阻塞分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{阻塞}}$$

$$C_{\text{阻塞分摊(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{阻塞}}$$

式中：

$R_{\text{阻塞分摊(发电)},i}$ 为发电企业*i*月度阻塞费用分摊；

$C_{\text{阻塞分摊(用电)},j}$ 为批发市场用户*j*月度阻塞费用分摊。

第四十七条 优发优购曲线匹配偏差费用。指未参与电能市场交易的发电上网曲线（含省外来电，下同）超出居民、农业等保障性用电曲线（含线损，下同）产生的发电用电结算偏差费用。

（一）计算方式

$$R_{\text{曲线匹配}} = \sum_d^D \sum_t^{96} [Q_{\text{优发优购不匹配},t} \times (LMP_{\text{实时统一},t} - P_{\text{非市场发电},t})]$$

$$Q_{\text{优发优购不匹配},t} = \max [(Q_{\text{总市场用电},t} - Q_{\text{总市场发电},t}), 0]$$

其中：

$R_{\text{曲线匹配}}$ 为月度优发优购曲线匹配偏差费用；

$Q_{\text{优发优购不匹配},t}$ 为*t*时段未参与电能市场交易的上网曲线高于居民、农业等保障性用电曲线对应的电量；

$P_{\text{非市场发电},t}$ 为*t*时段未参与电能市场交易上网电量的结算价格（暂取当月结算均价）；

$Q_{\text{总市场用电},t}$ 为 t 时段用户侧主体结算电量（含退补市场电量，不含跨省跨区中长期合约）；

$Q_{\text{总市场发电},t}$ 为 t 时段发电侧主体总市场电量（含退补市场电量，不含跨省跨区中长期合约）。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{曲线匹配(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{曲线匹配}}$$

$$C_{\text{曲线匹配(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{曲线匹配}}$$

式中：

$R_{\text{曲线匹配(发电)},i}$ 为发电企业 i 月度曲线匹配费用分摊；

$C_{\text{曲线匹配(用电)},j}$ 为批发市场用户 j 月度曲线匹配费用分摊。

第四十八条 省间送出合约偏差损益费用。根据其签订的省间外送合约与合约执行的偏差电量和外送合约加权价格与省内现货实时市场统一结算点价格价格之差的乘积，计算损益费用。

（一）计算方式

$$R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送)}} = Q_{\text{省间合约偏差(外送)}} \times (P_{\text{省间合约月度加权(外送)}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

式中：

$R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送)}}$ 为省间送出合约偏差损益费用;

$Q_{\text{省间合约偏差(外送)}}$ 为外送省间交易月度实际执行电量与该交易月度合约总电量的偏差部分,正数为增加合约,负数为减少合约电量(含省间中长期、省间现货合约电量);

$P_{\text{省间合约月度加权(外送)}}$ 为外送省间交易合约月度加权均价;

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为用户侧实时结算价格的月度加权均价。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计,由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送)}}$$

$$C_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送)}}$$

式中:

$R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、发电),i}}$ 为发电企业*i*月度省间送出合约偏差损益费用分摊;

$C_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、用电),j}}$ 为批发市场用户*j*月度省间送出合约偏差损益费用分摊。

第四十九条 省间受入合约偏差损益费用,根据其签订的省间受入合约与合约执行的偏差电量和受入合约加权价格与省内现货实时市场统一结算点价格价格之差的乘积,计算损益费用。

（一）计算方式

$$R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入)}} = Q_{\text{省间合约偏差(受入)}} \times (P_{\text{省间合约月度加权(受入)}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

式中：

$R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入)}}$ 为省间受入合约偏差损益费用；

$Q_{\text{省间合约偏差(受入)}}$ 为受入省间交易月度实际执行电量与该交易月度合约总电量的偏差部分，正数为增加合约，负数为减少合约电量（含省间中长期、省间现货合约电量）；

$P_{\text{省间合约月度加权(受入)}}$ 为受入省间交易合约月度加权均价。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入)}}$$

$$C_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入)}}$$

式中：

$R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、发电),i}}$ 为发电企业*i*月度省间受入合约偏差损益费用分摊；

$C_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、用电),j}}$ 为批发市场用户*j*月度省间受入合约偏差损益费用分摊。

第五十条 省内市场化发用电不匹配费用。省内市场化发用电不匹配费用是指市场化发、用电侧按照实际上网、

用（充）电量结算时，考虑计量、结构平衡等影响的盈余或亏损。

（一）计算方式

$$R_{\text{省内市场化不平衡}} = C_{\text{月电能}} - R_{\text{月省内市场化电能}} - R_{\text{曲线匹配}} - R_{\text{保障购电}} - R_{\text{阻塞}}$$

式中：

$R_{\text{省内市场化不平衡}}$ 为月度省内市场化发用电不匹配费用；

$C_{\text{月电能}}$ 为全网批发市场用户月度省内电能量电费（含追退补，不含省间中长期差价合约电能电费）；

$R_{\text{月省内市场化电能}}$ 为省内市场化发电企业、电化学储能月度省内电能量电费（含追退补，不含省间中长期差价合约电费、省间日前市场电能量电费、省间日内市场电能量电费）；

$R_{\text{保障购电}}$ 为月度居民、农业等保障性用电总购电成本。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，由发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{省内市场化不平衡(发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{省内市场化不平衡}}$$

$$R_{\text{省内市场化不平衡(用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{省内市场化不平衡}}$$

式中：

$R_{\text{省内市场化不平衡(发电),i}}$ 为发电企业*i*月度省内市场化发用电不匹配费用分摊;

$C_{\text{省内市场化不平衡(用电),j}}$ 为批发市场用户*j*月度省内市场化发用电不匹配费用分摊。

第三节 市场调节类费用

第五十一条 执行偏差获利回收费用按以下原则执行:

(一) 计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十二条”。

(二) 返还方式

该项费用按月统计,按《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》明确执行偏差获利回收费用的经营主体月度实际上网电量或用(充)电量返还。

$$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)} = \frac{Q_{\text{上网(用电),i(j)}}}{\sum_{i(j) \in \text{执行偏差}} Q_{\text{上网(用电),i(j)}}} \times R_{\text{执行偏差}}$$

式中:

$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)}$ 为《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》明确执行偏差获利回收费用的经营主体*i(j)*月度执行偏差获利回收返还费用;

$R_{\text{执行偏差}}$ 为月度《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》明确执行偏差获利回收费用的经营主体执行偏差获利回收

总费用。

第五十二条 发电侧中长期缺额费用

若发电机组中长期月度合约总量低于月度实际上网电量 $BL_{发电}$ %，按照现货实时市场加权均价与中长期直接交易合约加权均价的正价差的 $L_{发电机组缺额}$ 倍进行费用疏导。

(一) 计算方式

$Q_{合约,i} < Q_{上网,i} \times BL_{发电}$ % 时：

$$R_{发电机组中长期缺额,i} = \text{MAX} \left[\left(\frac{(Q_{上网,i} \times BL_{发电} \% - Q_{合约,i}) \times L_{发电机组缺额}}{(P_{省内实时加权} - P_{中长期直接交易合约加权均价})} \right), 0 \right]$$

式中：

$R_{发电机组中长期缺额,i}$ 为发电机组 i 中长期缺额费用；

$Q_{合约,i}$ 为发电机组 i 中长期合约电量；

$P_{中长期直接交易合约加权均价}$ 为省内批发市场的中长期直接交易合约加权均价；

$L_{发电机组缺额}$ 为发电侧中长期缺额系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按中长期直接交易合约电量的比例返还至售电公司。

$$C_{发电机组中长期缺额疏导费用,j} = \frac{Q_{省内直接交易合约,j}}{\sum_j Q_{省内直接交易合约,j}} \times R_{发电机组中长期缺额}$$

式中：

$C_{\text{发电机组中长期缺额疏导费用},j}$ 为售电公司 j 月度发电侧中长期缺额考核返还费用；

$Q_{\text{省内直接交易合约},j}$ 为售电公司 j 省内中长期直接交易合约电量；

$R_{\text{发电机组中长期缺额}}$ 为总发电机组中长期缺额费用。

第五十三条 新能源功率预测偏差考核费用

（一）计算方式

暂参考《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十一条”的相关规定。

（二）返还方式

该项费用按月统计，由除新能源场站外的发电企业、批发市场用户按月度上网电量、用电量比例进行分摊。

当新能源短期（超短期）功率预测满足新能源场站短期（超短期）功率预测补偿标准时：

$$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还}} = R_{\text{新能源短期功率预测偏差考核返还}} \times (1 - \eta_1) + R_{\text{新能源超短期功率预测偏差考核返还}} \times (1 - \eta_2)$$

当新能源短期（超短期）功率预测未满足新能源场站短期（超短期）功率预测补偿标准时：

$$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还}} = R_{\text{新能源短期功率预测偏差考核返还}} + R_{\text{新能源超短期功率预测偏差考核返还}}$$

$$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times$$

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还}}$

$$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还(用电)},i} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_i Q_{\text{上网},i} + \sum_j Q_{\text{用电},j}} \times$$

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还}}$

式中：

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还(发电)},i}$ 为除新能源场站外的发电企业*i*月度新能源功率预测偏差考核返还费用；

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还(用电)},i}$ 为批发市场用户*j*月度新能源功率预测偏差考核返还费用。

第五十四条 用户侧中长期缺额考核费用

若批发市场用户中长期月度合约总量低于月度实际上网电量 $BL_{\text{用户}}\%$ ，按照现货实时市场加权均价与中长期直接交易合约加权均价的正价差的 $L_{\text{用户缺额}}$ 倍进行费用疏导。

(一) 计算方式

$Q_{\text{合约},j} < Q_{\text{用电},j} \times BL_{\text{用户}}\%$ 时：

$$C_{\text{用户侧中长期缺额},j} = \text{MAX} \left[\left[\left((Q_{\text{用电},j} \times BL_{\text{用户}}\% - Q_{\text{合约},j}) \times L_{\text{用户缺额}} \times \right) \right], 0 \right] \left[\left(P_{\text{中长期直接交易合约加权均价}} - P_{\text{省内实时加权}} \right) \right]$$

式中：

$C_{\text{用户侧中长期缺额},j}$ 为批发市场用户*j*中长期缺额考核费用；

$Q_{\text{合约},j}$ 为批发市场用户 j 中长期合约电量;

$P_{\text{中长期直接交易合约加权均价}}$ 为省内批发市场的中长期直接交易合约加权均价;

$L_{\text{用户缺额}}$ 为用户侧中长期缺额考核系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计,按月度中长期直接交易合约电量的比例返还至火电机组。

$$R_{\text{用户侧中长期缺额疏导费用},i} = \frac{Q_{\text{省内直接交易合约},i}}{\sum_i Q_{\text{省内直接交易合约},i}} \times C_{\text{用户侧中长期缺额}}$$

式中:

$R_{\text{用户侧中长期缺额疏导费用},i}$ 为火电机组 i 用户侧中长期缺额考核返还费用;

$Q_{\text{省内直接交易合约},i}$ 为火电机组 i 中长期直接交易合约电量;

$C_{\text{用户侧中长期缺额}}$ 为总用户侧中长期缺额考核费用。

第六章 总电费计算

第五十五条 发电企业总电费。发电企业 i 的总电费包括电能量电费、机制电量差价结算费用、辅助服务交易费用、系统运行费用(煤电容量电费等)、市场运营费用、“两个细则”费用等,计算公式如下:

$$R_{\text{发电企业总电费},i} = R_{\text{电能},i} + R_{\text{机制差价结算},i} + R_{\text{煤电容量},i} + R_{\text{辅助服务},i} + R_{\text{市场运营费用},i} + R_{\text{两个细则},i}$$

其中：

$R_{\text{辅助服务},i}$ 为发电企业 i 月度辅助服务费用，按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

$R_{\text{机制差价结算},i}$ 为发电企业 i 月度机制电量差价结算费用；按照国家及辽宁省有关规定执行；

$R_{\text{煤电容量},i}$ 为发电企业 i 月度煤电容量电费，按照国家及辽宁省有关规定执行；

$R_{\text{两个细则},i}$ 为发电企业 i 月度两个细则费用，按照东北电网两个细则有关规定执行。

$$R_{\text{机制差价结算},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{日上网},i,t} \times \mu_i \times (P_{\text{机制},t} - P_{\text{市场交易均价},t}) \right]$$

式中：

μ_i 为发电企业 i 机制电量比例系数，由省级价格主管部门确定；

$P_{\text{机制},t}$ 为发电企业 i 机制电价；

$P_{\text{市场交易均价},t}$ 为发电企业 i 市场交易均价。

$$\begin{aligned}
R_{\text{市场运营费用},i} = & R_{\text{阻塞分摊(发电),i}} + R_{\text{曲线匹配(发电),i}} + R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、发电),i}} + \\
& R_{\text{短期功率预测补偿},i} + R_{\text{超短期功率预测补偿},i} + \\
& R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、发电),i}} + R_{\text{省内市场化不平衡(发电),i}} + \\
& (R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电),i}}) + (R_{\text{必开补偿},i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电),i}}) + \\
& (R_{\text{干预补偿},i} - R_{\text{干预补偿分摊(发电),i}}) + R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还},i} + \\
& (R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还},i} - R_{\text{新能源功率预测偏差考核},i}) - \\
& R_{\text{发电侧中长期缺额考核},i} + (R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差},i})
\end{aligned}$$

第五十六条 批发用户总电费。批发用户参与市场后，
到户电费 $C_{\text{批发用户总电费},j}$ 包含电能量电费、上网环节线损费用 $C_{\text{线损},j}$ 、系统运行费用 $C_{\text{系统运行费用},j}$ 、市场运营费用 $C_{\text{市场运营费用},j}$ 、输配电费 $C_{\text{输配},j}$ 、力调电费 $C_{\text{力调},j}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{代征},j}$ ，计算公式如下：

$$\begin{aligned}
C_{\text{批发用户总电费},j} = & C_{\text{电能},j} + C_{\text{线损},j} + C_{\text{系统运行费用},j} + C_{\text{市场运营费用},j} + \\
& C_{\text{两个细则(批发用户)}} + C_{\text{输配},j} + C_{\text{力调},j} + C_{\text{代征},j}
\end{aligned}$$

其中：

上网环节线损费用、系统运行费用（含辅助服务交易费、机制电量差价电费等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照国家及辽宁省有关规定执行；辅助服务交易费用按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

$$\begin{aligned}
C_{\text{市场运营费用},j} = & -C_{\text{阻塞分摊(用电),j}} - C_{\text{曲线匹配(用电),j}} - C_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、用电),j}} - \\
& C_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、用电),j}} - C_{\text{省内市场化不平衡(用电),j}} + C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}} + \\
& C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}} + C_{\text{干预补偿分摊(用电),j}}
\end{aligned}$$

第五十七条 零售用户总电费。零售用户参与市场后，到户电费计算公式如下：

$$C_{\text{零售用户总电费}} = C_{\text{电能(零售)}} + C_{\text{线损(零售)}} + C_{\text{系统运行费用(零售)}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

其中：

$$C_{\text{电能(零售)}} = Q_{\text{用电(零售)}} \times P_{\text{结算(零售)}} + C_{\text{偏差电费}}$$

式中：

$C_{\text{零售用户总电费}}$ 为零售用户月度到户电费；

上网环节线损费用、系统运行费用（含辅助服务交易费、机制电量差价电费等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照国家及辽宁省有关规定执行；辅助服务交易费用按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

市场运营费用由售电公司承担，暂不分摊或返还至零售用户；

$Q_{\text{用电(零售)}}$ 为零售用户月度实际用电量；

$P_{\text{结算(零售)}}$ 为零售用户结算方案定价，即售电公司和零售用户在相关合同中共同确认的结算电价，详见《辽宁省电力市场零售市场管理实施细则》相关规定；

$C_{\text{偏差电费}}$ 为零售用户偏差电费，详见《辽宁省电力市场零售市场管理实施细则》相关规定。

第五十八条 代理购电工商业用户总电费。代理购电工商业用户由电网企业代理参与市场后，到户电费计算公式如下：

$$C_{\text{代理工商业购电用户总电费}} = Q_{\text{用电(代理购电)}} \times P_{\text{代理购电}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

式中：

$C_{\text{代理工商业购电用户总电费}}$ 为代理工商业购电用户月度到户电费；

$Q_{\text{用电(代理购电)}}$ 为代理工商业购电用户月度实际用电量；

$P_{\text{代理购电}}$ 为电网企业月度代理实际购电价格。

第五十九条 售电公司总电费。售电公司参与批发市场、零售市场后，月度总电费包含批发市场购电费、零售市场售电费、市场运营费用等，计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{售电公司总电费},j} &= C_{\text{售电费},j} - C_{\text{购电费},j} \\ &= \sum C_{\text{电能(零售)}} - C_{\text{电能},j} - C_{\text{市场运营费用},j} \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{售电公司总电费},j}$ 为售电公司月度总电费；

$C_{\text{电能},j}$ 按照本细则“第三十五条”的方法计算；

$\sum C_{\text{电能(零售)}}$ 为售电公司代理的所有零售用户的电能量电费，按照本细则“第五十六条”的方法计算。

$$\begin{aligned} C_{\text{市场运营费用},j} &= -C_{\text{阻塞分摊(用电)},j} - C_{\text{曲线匹配(用电)},j} - C_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、用电)},j} - \\ &C_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、用电)},j} - C_{\text{省内市场化不平衡(用电)},j} + C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + \\ &C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{干预补偿分摊(用电)},j} + \\ &C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j} - C_{\text{发电侧中长期缺额考核返还},j} \end{aligned}$$

第六十条 新型储能总电费。

新型储能总电费包括放电总电费和充电总电费。

$$R_{\text{储能总电费},i} = R_{\text{储能总电费(放电)},i} - C_{\text{储能充电总电费},j}$$

(一) 新型储能放电总电费。储能 i 放电月度总电费包括电能量电费、两个细则费用等，计算公式如下：

$$R_{\text{储能总电费(放电)},i} = R_{\text{电能},i} + R_{\text{两个细则},i}$$

其中：

$R_{\text{储能放电总电费},i}$ 为储能 i 月度放电总电费；

$R_{\text{电能},i}$ 为储能 i 月度电能量电费；

$R_{\text{两个细则},i}$ 为储能 i 月度两个细则费用，按照东北电网两个细则有关规定执行。

(二) 新型储能充电总电费。

1. 新型储能电站向电网送电的，当 $Q_{\text{实际充电},j} \leq Q_{\text{实际放电},j}$ 时，储能 j 充电电月度总电费包含电能量电费、上网环节线损费用、系统运行费用、执行偏差获利回收与返还费用、力调电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{储能充电总电费},j} = C_{\text{电能},j} + C_j + C_{\text{系统运行费用},j} + C_{\text{力调},j} \\ + (C_{\text{执行偏差获利回收返还},j} - C_{\text{执行偏差},j})$$

2. 新型储能电站向电网送电的，当 $Q_{\text{实际充电},j} > Q_{\text{实际放电},j}$ 时，储能 j 充电电月度总电费包含电能量电费、上网环节线损费用、系统运行费用、执行偏差获利回收与返还费用、力调

电费、充电电量与放电电量的差量部分收取输配电费和政府性基金及附加等，计算公式如下：

$$C_{\text{储能充电总电费},j} = C_{\text{电能},j} + C_{\text{线损},j} + C_{\text{系统运行费用},j} + C_{\text{输配},j} + C_{\text{力调},j} + C_{\text{代征},j} + (C_{\text{执行偏差获利回收返还},j} - C_{\text{执行偏差},j})$$

其中：

$C_{\text{储能充电总电费},j}$ 为储能 j 月度充电总电费；

$C_{\text{电能},j}$ 为储能 j 月度电能量电费；

$Q_{\text{实际充电},j}$ 为储能 j 月度实际充电量；

$Q_{\text{实际放电},j}$ 为储能 j 月度实际放电量；

$C_{\text{线损},j}$ 为储能 j 月度上网环节线损费用；

$C_{\text{系统运行费用},j}$ 为储能 j 月度系统运行费用（辅助服务交易费）；

$C_{\text{输配},j}$ 为储能 j 月度输配电费；

$C_{\text{力调},j}$ 为储能 j 月度力调电费；

$C_{\text{代征},j}$ 为储能 j 月度代征电费。

$C_{\text{执行偏差获利回收返还},j}$ 为储能 j 月度执行偏差获利回收返还总电费；

$C_{\text{执行偏差},j}$ 为储能 j 月度执行偏差总电费。

新型储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。市场初期，新型储能执行偏差获利回收与返还费用在新型储能充电总电费中进行计算。

第六十一条 虚拟电厂总电费

虚拟电厂月度总电费包含批发市场电能量电费、聚合资源购售电费、市场运营费用等，计算公式如下：

$$C_{\text{虚拟电厂总电费},j} = \sum C_{\text{电能(聚合资源)}} - C_{\text{电能},j} - C_{\text{市场运营费用},j}$$

虚拟电厂实际用电量需承担的市场运营费用包括：

$$C_{\text{市场运营费用},j} = -C_{\text{阻塞分摊(用电),j}} - C_{\text{曲线匹配(用电),j}} -$$

$$C_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、用电),j}} -$$

$$C_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、用电),j}} - C_{\text{省内市场化不平衡(用电),j}} +$$

$$C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}} + C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}} + C_{\text{干预补偿分摊(用电),j}}$$

虚拟电厂实际上网电量需承担的市场运营费用包括：

$$R_{\text{市场运营费用},i} = R_{\text{曲线匹配(发电),i}} + R_{\text{省间合约偏差损益电费(外送、发电),i}} +$$

$$R_{\text{省间合约偏差损益电费(受入、发电),i}} + R_{\text{省内市场化不平衡(发电),i}} + R_{\text{阻塞分摊(发电),i}} +$$

$$\left(R_{\text{必开补偿},i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电),i}} \right) + \left(R_{\text{干预补偿},i} - R_{\text{干预补偿分摊(发电),i}} \right)$$

第六十二条 虚拟电厂代理资源总电费

虚拟电厂需对不同类型聚合资源分别签订电费结算协议。按照负荷类电能量资源电费结算协议与发电类电能量资源电费结算协议分别开展代理资源的总电费结算。其中：

关于负荷类代理资源到户电费计算公式如下：

$$C_{\text{负荷类代理资源总电费}} = C_{\text{电能(负荷类代理资源)}} + C_{\text{线损(负荷类代理资源)}} + \\ C_{\text{系统运行费用(负荷类代理资源)}} + C_{\text{两个细则(负荷类代理资源)}} + \\ C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

其中：

$$C_{\text{电能(负荷类代理资源)}} = Q_{\text{用电(负荷类代理资源)}} \times P_{\text{结算(负荷类代理资源)}} - \\ C_{\text{调节电费(负荷类代理资源)}}$$

式中：

$C_{\text{负荷型虚拟电厂代理资源总电费}}$ 为负荷类代理资源月度到户电费；
上网环节线损费用、系统运行费用（含辅助服务交易费等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照国家及辽宁省有关规定执行；辅助服务交易费用按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

市场运营费用由虚拟电厂承担，暂不分摊或返还至聚合资源；

$Q_{\text{用电(负荷类代理资源)}}$ 为负荷类代理资源月度实际用电量；

$P_{\text{结算(负荷类代理资源)}}$ 为负荷类代理资源电费结算协议定价，即虚拟电厂和代理资源在电费结算协议中共同确认的结算电价，《辽宁电力市场虚拟电厂和负荷类电能量资源电费结算协议》相关规定；

$C_{\text{调节电费(负荷类代理资源)}}$ 为负荷类代理资源调节电费，详见《辽宁电力市场虚拟电厂和负荷类电能量资源电费结算协议》相关规定。

关于发电型类代理资源参与市场后，电费计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{发电类代理资源总电费}} &= R_{\text{电能(发电类代理资源)}} \\ &= Q_{\text{发电(发电类代理资源)}} \times P_{\text{结算(发电类代理资源)}} + \\ &\quad R_{\text{调节费用(发电类代理资源)}} \end{aligned}$$

式中：

$R_{\text{发电类代理资源总电费}}$ 为发电类资源月度上网电费；

市场运营费用由虚拟电厂承担，暂不分摊或返还至聚合资源；

$Q_{\text{发电(发电类代理资源)}}$ 为发电类代理资源月度实际上网电量；

$P_{\text{结算(发电类代理资源)}}$ 为发电类代理资源电费结算协议定价，即拟电厂和代理资源在电费结算协议中共同确认的结算电价，详见《辽宁电力市场虚拟电厂和发电类电能量资源电费结算协议》相关规定；

$R_{\text{调节费用(发电类代理资源)}}$ 为发电类代理资源调节电费，详见《辽宁电力市场虚拟电厂和发电类电能量资源电费结算协议》相关规定。

第七章 退补管理

第一节 清算管理

第六十三条 清算管理原则。因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因经营主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，依照有关电价政策文件开展电费清算调整。

第二节 退补管理

第六十四条 退补管理如下：

（一）经营主体由于历史发用电量计量差错、电价差错等原因需要进行电费追退补调整的。

原则上，对发电侧和用电侧电量追退补后，不对差错月批发市场发用两侧统一结算点电价、实时加权平均电价等市场综合电价进行调整。若影响较大（如统一结算点电价变化超过0.01元/千瓦时）可由经营主体提出后相应调整用户侧统一结算点电价并进行清算。

原则上对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司、批发市场电能量均价和零售结算均价等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差，可由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，进行追溯调整计算。

（二）在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营相关结算费用变化等情况，重新计算相应日期和时段的电能量电费及相关市场运营相关结算费用。

1.用电侧若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能量电费按相应的实时统一结算点电价进行电能量电费及其相关市场运营结算费用（不含分摊项）的退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权均价进行退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营费用（不含分摊项）开展退补结算。其中：市场化零售户退补往月电量可执行当月套餐价格。代理购电用户退补不对分摊分享电费二次退补。

2.发电侧经营主体当月一段时期出现的电量差错累计值小于该段时期市场总电量累计值0.05%、且小于该段时期其自身电量累计值5%的，在月度结算时电能量电费按实时市场月度加权均价进行退补结算，原则上用电侧电价及相关市场运营相关结算费用不做调整；其余情况，若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能量电费按相应的节点电价进行电能量电费及其相关市场运营结算费用的退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权均价进行退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营相关结算费用开展退补结算。

（三）结算依据或电费账单发布后，如经营主体存在异议，可在15个工作日内向电力交易机构提出结算问询，在收到问询后，5个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行退补。追溯期原则上不超过12个月。

1.日清分时电量调整。对月度正式结算账单结果发布后发现的当月日清分时电量调整，重新计算相关主体电能量电费。由此产生的电能量电费盈亏纳入差错处理月份退补费用进行处理，由此产生的个体偏差费用盈亏按照偏差费用退补结算方式处理。

2.月末差额电量。因计量倍率、拟合规则等原因造成的日清累计电量与实际月度结算电量的超差电量，批发市场

经营主体按照其当月实时市场加权平均价格计算，零售用户按照其当月套餐价格计算；代理购电终端用户按照代理购电批发侧调平价格进行计算。

3.跨月月结电量调整。对月度电费正式结算发行后发现的当月月结电量调整，若调整无法追溯到具体时段，则按照相关批发市场经营主体差错发生月份实时市场加权平均价格计算电能量电费；若调整可追溯到具体时段，则按照相关经营主体差错发生月份对应时段实时市场价格重新计算电能量电费。由此产生的电能量电费盈亏纳入差错处理月份退补费用进行处理。

（四）市场运营相关结算费用的退补结算原则为：

对于分摊或返还类的市场运营费用，当市场整体退补结算金额小于差错发生月30%时，按退补结算月电量结构进行分摊或返还；当市场整体退补结算金额大于等于差错发生月30%时，以差错发生月电量结构进行分摊或返还。

原则上对个体电量数值发生变化的电量差错，其退补电量不再参与市场运营费用的分摊、返还计算。当需要进行退补时，在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月一致，退补费用在单侧处理；在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月不一致，退补费用纳入结算月该项市场运营费用总额处理。

（五）若出现重大偏差（调度出清结果变更等），由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，电网企业按业务发生期（差错发生期间）价格及电量结构追溯调整结算，并相应计算对市场运营相关结算费用的影响。

（六）无法在最近一次结算周期内完成退补的，退补金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。

（七）若因经营主体主观原因造成电量差错的，退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

（八）未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。

第八章 收付款管理

第六十五条 各经营主体、电网企业应根据法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付。约定期限内未足额或未缴纳电费的售电公司，由电网企业提出使用履约保障凭证，并将欠费信息反馈给交易中心，交易中心将欠费方纳入市场信用管理。

第六十六条 对未按规定追加履约保障凭证的售电公司，电网企业可将其盈利资金暂缓支付，用于弥补该售电公司可能产生的亏损。售电公司结清亏损电费且追加履约保障凭证后，恢复正常。

第六十七条 对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约经营主体发出履约保函、保险执行告知书，并做好相关信用记录。

第九章 其他结算事项

第六十八条 市场中止与管制。在市场中止时段，根据《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》中规定的结算原则以及市场中止相关规定开展补偿与结算。

附件1

名词解释

1.批发市场用户：直接参与批发市场的电力用户（简称“批发用户”）、售电公司和电网企业（代理购电）。

2.零售市场用户：参与零售市场的电力用户（简称“零售用户”）。

3.代理购电用户：指未直接参与市场交易，暂由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。

4.用电侧：批发市场用户、热储能在电费结算时作为用电单元的统一统称。

5.新能源场站：参与现货电能量交易的集中式新能源场站（详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》）。

6.发电企业：参与现货电能量交易的燃煤机组、集中式新能源场站、核电机组。（详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》）

7.发电侧：发电企业在电力交易中作为发电单元的统一统称。

8.节点边际电价（简称“节点电价”）：现货电能交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。辽宁节点电价指辽宁电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

9.统一结算点电价：本细则指发电侧节点电价加权平均值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组、220千伏及以上并网型绿电直连项目与220千伏及以上新能源场站的前市场节点电价按照其日前出清上网电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）；实时统一结算点电价由核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组、220千伏及以上并网型绿电直连项目与220千伏及以上新能源场站的实时市场节点电价按照其实际上网（计量）电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）。

10.电能量电费：发电企业、电力用户以及新型经营主体在现货市场、中长期市场等中以电能量为交易标的物物的相关电费。

11.市场运营不平衡费用（简称“市场运营费用”）：按照各科目独立记账、逐项分摊的原则，用于规范统计除系统运行费用以外的省内电力市场相关补偿、考核与分摊结算科目，包括成本补偿类费用、结构平衡类费用与市场调节类费用。

12.成本补偿类费用：在电力市场中针对机组启动成本、运行成本等项目进行的补偿费用类别，包括机组启动补偿费用、必开机组补偿费用、干预机组补偿费用、新能源场站短期功率预测补偿费用、新能源场站超短期功率预测补偿费用。

13.结构平衡类费用：在市场运行过程中，由于计划市场双轨并行、节点电价机制等因素在各类电能量费用计算时产生盈余或亏损，其中电价交叉补贴新增损益费用纳入系统运行费用统计，剩余科目包含阻塞费用、优发优购曲线匹配偏差费用、省间送出合约偏差损益费用、省间受入合约偏差损益费用、省内市场化发用电不匹配费用。

14.市场调节类费用：基于经营主体在电力市场中因运行允许偏差、交易约束而需用用于调节市场相关结算平衡性设置的考核费用或准许外超额收益回收费用。

15.批零倒挂：批发价格和零售价格颠倒，即批发价格高于零售价格。

附件2

电力市场结算参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	$L_{\text{用户缺额}}$	用户侧中长期缺额：中长期市场分时段交易开展前，若批发市场用户中长期合约总量低于实际用电量 $BL_{\text{用户}}\%$ ，按照分省内中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场加权均价的价差绝对值的 $L_{\text{用户缺额}}$ 倍进行考核	1.2
2	$L_{\text{发电机组缺额}}$	发电侧中长期缺额考核：中长期市场分时段交易开展前，若发电机组省内中长期合约总量低于实际上网电量 $BL_{\text{发电}}\%$ ，按照省内中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场分时加权均价的价差绝对值的 $L_{\text{发电机组缺额}}$ 倍进行考核	1.2
3	μ	发电企业机制电量比例系数	
4	M_6	新能源场站月度短期功率预测准确率	95%
5	M_7	新能源场站月度超短期功率预测准确率	98%
6	η_1	新能源短期功率预测偏差考核返还费用比例系数	50%
7	η_2	新能源超短期功率预测偏差考核返还费用比例系数	50%

辽宁省电力市场注册管理实施细则

(试行4.0版征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范经营主体注册管理，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件和《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）等，结合工作实际，制定本规则。

第二条 本细则所称注册指符合电力市场注册基本条件的经营主体开展市场注册、信息变更、市场注销等市场业务的行为。

第二章 总体要求

第三条 参加电力市场交易的经营主体，需要满足注册基本条件并在电力交易机构完成注册后，才能在辽宁电力市场参与交易。电力交易机构负责组织开展市场注册服务，建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。

第四条 电力市场注册遵循原则

1.规范入市。拟参与市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册信息和注册材料的真实性、准确性、完整性负责。

2.公开透明。电力交易机构公平公开受理各类市场注册业务，不得设置不合理和歧视性的准入、退出条件以限制商品服务、要素资源自由流动，做到服务无差别，信息规范披露，接受公众监督。

3.全国统一。严格落实“全国一张清单”管理模式，严禁各部门自行发布具有市场准入性质的负面清单，严禁单独设置附加条件。经营主体市场注册流程、审验标准、受理期限、公示要求应做到全国统一规范。

4.信息共享。经营主体可自主选择电力交易机构办理注册，获取交易资格，无需重复注册。电力交易平台应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、信息共享”。

第五条 经营主体范围。本规则所称的经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体含新型储能企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网等，电网企业签订政府授权合约、开展代理购电等业务也需要进行市场注册。

第三章 注册基本条件

第六条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理

市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第七条 发电企业基本条件

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

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

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

第八条 电力用户基本条件

（一）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电。

（二）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

第九条 售电公司基本条件

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产要求

（1）资产总额不得低于2千万元人民币。

（2）资产总额在2千万元至1亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过30亿千瓦时的售电业务。

（3）资产总额在1亿元至2亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过60亿千瓦时的售电业务。

（4）资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（三）从业人员。拥有10名及以上具有劳动关系的全职专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备风险管理、电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有电力、能源、经济、金融等行业3年及以上工作经验。其中，至少拥有1名高级职称和3名中级职称的专业管理人员，技术职称包括电力、经济、会计等相关专业。

（四）经营场所和技术支持系统。应具有固定经营场所及能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台，参与电力批发市场的售电公司技术支持系统应能接入电力交易平台。

（五）信用要求。售电公司法定代表人及主要股东具有良好的财务状况和信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。董事、监事、高级管理人员、从业人员无失信执行记录。

（六）法律、行政法规和地方性法规规定的其他条件。

（七）发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格，独立运营。上述公司申请经营范围增项开展售电业务的，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

（八）电网企业（含关联企业）所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格并且独立运营，确保售电业务从人员、财务、办公地点、信息等方面与其他业务隔离，不得通过电力交易机构、电力调度机构、电网企业获得售电竞争方面的合同商务信息以及超过其他售电公司的优势权利。

第十条 电网企业基本条件

（一）依法取得电力业务许可证（供电类或输电类）。

（二）满足电力市场计量和结算的要求。

（三）拥有供电业务范围内输配资产的建设权、运营权。

第十一条 新型储能企业基本条件

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件（满足最大充放电功率不小于6MW、最大调节容量不小于12MWh，持续充放电时间不小于2小时的技术条件）。

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

第十二条 虚拟电厂（含负荷聚合商）基本条件：

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，前者可参与需求侧响应，后者可参与电能量和辅助服务等市场交易。

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力。

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

（五）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定，虚拟电厂的聚合资源需要按其相应主体类别进行市场注册。（聚合10千伏及以下电压等级分布式电源和公共储能设备形成发电类聚合资源或聚合66千伏及以下用户形成负荷类聚合资源均需满足最大充放电功率不小于6MW、最大调节容量不小于12MWh，持续充放电时间不小于2小时的技术条件，原则上聚合资源应在同一个节点上，市场初期暂不对聚合资源所在节点做要求。）

第十三条 分布式电源基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件。

（二）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

第十四条 电动汽车充电设施基本条件：

（一）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（二）有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

第四章 市场注册要求和流程

第十五条 总体要求

（一）经营主体参与电力市场化交易，应当符合注册基本条件，在电力交易机构办理市场注册并生效后，获取电力市场交易资格，根据电力市场规则自主选择参与电力市场的方式。注册在电力交易平台进行，经营主体履行注册程序并提供相关资料、填报相关数据，电力交易机构进行完整性核验后经营主体获得电力交易平台账户。

（二）注册采用实名制，具有多重经营主体类型的经营主体按经营主体类别分别注册，以统一社会信用代码为识别在同类别经营主体中只能注册一个账户，经法定代表人授权可以设置一个企业管理账号和若干子账号，经营主体应妥善保管自己账户相关的账号和密码。

（三）经营主体注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。经营主体应提供真实、准确的注册信息并对注册信息和注册材料的真实性、准确性、完整性负责。经营主体的法定代表人（负责人、经营者）或授权代理人所作出的任何市场注册业务

相关行为均代表经营主体意愿，经营主体应承担由此产生的全部责任。

（四）参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段等。

（五）电力交易机构将注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，按照国家能源局派出机构和地方政府主管部门要求进行备案。

（六）当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织经营主体重新注册或补充完善注册资料。

第十六条 发电企业注册程序

（一）发电企业在电力交易平台网站自助注册同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的资料包括但不限于：营业执照（法人证书等与统一社会信用代码对应的证件同等有效）；授权委托书；调度并网协议，电力交易机构收到发电企业提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电力调度机构应配合开展相关信息校核。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，发电企业需按要求对材料进行补充和完善。

（二）发电企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过发电企业的注册申请，注册申请通过后的发电企业无需公示，注册手续直接生效。

（三）发电企业在注册和新增机组时要进行机组注册。机组注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准或者备案文件；发电业务许可证正副本（可先行注册，按照电力业务许可证管理要求时限补充完善）；调度并网协议。

（四）企业类型的分布式电源参照发电企业类别进行注册管理。

第十七条 电力用户注册程序

（一）电力用户在电力交易平台网站自助注册同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的资料包括但不限于：营业执照（法人证书等与统一社会信用代码对应的证件同等有效）；授权委托书，电力交易机构收到电力用户提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电网企业应配合开展相关信息校核。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电力用户需按要求对材料进行补充和完善。

（二）电力用户提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电力用户的注册申请，注册申请通过后的电力用户无需公示，注册手续直接生效。

（三）电力用户注册和新增营销户号后需注册用电单元信息，由为其提供供电服务的电网企业提供用户用电信息（包括用户编号、户名、计量点等相关信息）。

（四）售电公司可以注册为电力用户类经营主体。其作为电力用户参与交易时，可以选择与发电企业直接交易或委托其他售电公司代理参加交易，交易电量与其作为售电公司代理其他电力用户电量分别结算。

（五）电动汽车充电设施、智能微电网参照电力用户类别进行注册管理。

（六）电力交易平台提供智能注册功能，使用该功能的电力用户可进一步简化注册流程，直接注册生效。

（七）电力用户注册后，市场化属性信息次月生效。

第十八条 售电公司注册程序

（一）售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并通过电力交易平台向电力交易机构提交以下资料：工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、资产和从业人员信息、开户信息、营业执照、资产证明、经营场所和技术支持系统证明等材料。

1.营业执照经营范围必须明确具备电力销售、售电或电力供应等业务事项。

2.需提供资产证明包括，具备资质、无不良信用记录的会计事务所出具的该售电公司近3个月内的资产评估报告，

或近1年的审计报告，或近6个月的验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。对于成立时间不满6个月的售电公司，需提供自市场监督管理部门注册以后到申请市场注册时的资产评估报告，或审计报告，或验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。

3.多业务范围并且开展实质交易的售电公司，资产总额应满足所有业务范围交易电量总和的要求。

4.从业人员需提供能够证明售电公司全职在职员工近3个月的社保五险缴费记录、职称证书。从业人员不能同时在两个及以上售电公司重复任职。

5.对于工商注册时间不足3个月的售电公司，需提交工商注册后至申请日期内有效的社保证明。对于售电公司新聘用的员工，需提交员工劳动合同签订后至申请日期内有效的社保证明。

6.经营场所证明需提供商业地产的产权证明或1年及以上的房屋出租合同、经营场所照片等。在多个省开展业务的售电公司，在售电业务所在行政区域需具备相应的经营场所。

7.接入电力交易平台的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和软件著作权证书以及平台功能截图，对于购买或租赁平台的还需提供购买或租赁合同。

8.法律、法规及其他规定的条件。

(二) 拥有配电网运营权的售电公司还需提供以下材料

1. 电力业务许可证（供电类）
2. 省级政府主管部门对配电网项目供电营业区的界定文件。
3. 配电网电压等级，配电网地理接线图等相关资料。

(三) 电力交易机构收到售电公司提交的注册申请和注册材料后，在7个工作日内完成材料完整性审查，并在满足注册条件后完成售电公司的注册手续。对于售电公司提交的注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知，售电公司需按要求对材料进行补充和完善。

(四) 完成完整性核验和原件核验后，电力交易机构要通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站，将售电公司满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为1个月。

(五) 电力交易机构应对公示期间被提出异议的售电公司的异议情况进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

1. 如因公示材料疏漏缺失或公示期间发生人员等变更而产生异议，售电公司可以补充材料申请再公示。

2. 如因材料造假发生异议，售电公司自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法作出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回售电公司的注册申请，将

情况报送省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和国家能源局东北监管局核实处理。

（六）公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易经营主体目录，实行动态管理并向社会公布。

（七）电力交易机构按批次汇总售电公司注册情况向省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和国家能源局东北监管局备案，并通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公布。

（八）虚拟电厂（含负荷聚合商）注册所需资质、材料和流程参照售电公司执行，同时还需提供所聚合的资源清单以及聚合资源的并网调度协议。

第十九条 电网企业注册程序

（一）电网企业在交易平台网站自助注册同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；授权委托书；电力业务许可证（供电类）；电网接线图，电力交易机构收到电网企业提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电网企业需按要求对材料进行补充和完善。

（二）电网企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电网企业的注册申请，注册申请通过后的电网企业无需公示，注册直接生效。

第二十条 新型储能注册程序

（一）新型储能在交易平台网站自助注册同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；授权委托书；调度并网协议。电力交易机构收到新型储能主体提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，新型储能主体需按要求对材料进行补充和完善。

（二）新型储能在首次注册和新增机组时要进行项目（单元）信息注册。项目（单元）信息注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准或备案文件；调度并网协议。

（三）新型储能提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过新型储能的注册申请，注册申请通过后的新型储能无需公示，注册直接生效。

第二十一条 分布式电源注册程序

（一）分布式电源在电力交易平台网站自助注册同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的资料包括但不限于：营业执照（法人证书等与统一社会信用代码对应的证

件同等有效)；授权委托书；身份证(自然人项目需提供)；调度并网协议(10千伏及以上电压等级接网项目)或购售电合同(10千伏以下电压等级接网项目)，电力交易机构收到分布式电源提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电力调度机构应配合开展相关信息校核。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，分布式电源需按要求对材料进行补充和完善。

(二) 分布式电源提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过分布式电源的注册申请，注册申请通过后的分布式电源无需公示，注册手续直接生效。

(三) 分布式电源在注册和新增项目时要进行机组注册。机组注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准(备案)文件；调度并网协议或购售电合同。

第五章 注册信息变更

第二十二条 变更要求

(一) 经营主体注册信息发生变化时，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请，经营主体注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

(二) 经营主体注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相

关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。

（三）经营主体注册信息变更主要包括以下内容：

1.经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换。

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

3.电力业务许可证变更、延续等。

4.发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

5.新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

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

（四）市场注册信息变更审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网经营主体和电网企业原则上无需公示，信息变更手续直接生效。

（五）经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第二十三条 发电企业注册信息变更

（一）发电企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）发电企业注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照等。

（三）发电企业的机组信息变更，需提供发电业务许可证正副本（如变更后需新发）等证明材料，不涉及物理运行参数信息的，由发电企业向电力交易机构提供应提交机组容量变更、机组电价调整等变更材料；涉及物理运行参数信息的，由电力调度机构确认并重新签订并网调度协议，向电力交易机构提供相关材料。

（四）电力交易机构收到发电企业提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电力调度机构应配合开展相关信息校核。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，发电企业根据提示修改、完善变更材料后再行提交。发电企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过发电企业的变更申请。

（五）因集团整合、重组等原因造成发电机组实际产权变更其他经营主体的（以统一社会信用代码为标识），需要办理机组转让或重新注册。

(六) 分布式电源信息变更参照发电企业执行。

第二十四条 电力用户注册信息变更

(一) 电力用户在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

(二) 电力用户注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照。

(三) 电力用户发生并户、销户、过户、新增用电户号、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，应在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续，电网企业按照规定流程进行信息变更的同时协助电力用户向电力交易机构发起变更申请。

1.对已直接参与市场交易主体的新增用电户号，可随时在交易平台进行注册补录，每月2日前，将注册补录的用电户号信息传递给电网企业。

2.对用电户号发生用电类别、电压等级变化的，同时根据相关流程申请办理相应的用电单元注销流程。

3.用电户号信息变更前后统一社会信用代码不一致的为过户，次月电费清算后经营主体可在电力交易平台办理与该户号对应的用电单元注销业务。

4.用电户号信息变更前后统一社会信用代码一致的为更名，用电户号发生更名的，将信息同步给电力交易平台相应的用电单元。

5.对于同一户号下有执行居民、农业电价等不参与市场化的电量部分的，需进行分户后由工商业电量部分户号参与市场。

6.电力用户发生并户、销户、过户时要妥善处理其相关户号的合同义务。

（四）电力交易机构收到电力用户提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电网企业应配合开展相关信息校核。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电力用户根据提示修改、完善变更材料后再行提交。电力用户提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电力用户的变更申请。

（五）电动汽车充电设施、智能微电网信息变更与电力用户相同。

第二十五条 售电公司注册信息变更

（一）售电公司在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）电力交易机构收到售电公司提交的变更申请和变更材料后，在7个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，售电公司根据提示修改、完善变更材料后再行提交。售电公司提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电

力用户的变更申请，除重大信息变更外的注册信息变更无需公示。

（三）售电公司法人信息、公司股东、股权结构、从业人员、配电网资质等发生如下变化的为重大信息变更，售电公司需重新签署信用承诺书并予以公示，公示期为7天。

1.企业更名或法定代表人变更。

2.企业控制权转移，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化。

3.资产总额发生超出注册条件所规定范围的变更。

4.企业高级或中级职称的专业人员变更。

5.配电网运营资质变化。

（四）虚拟电厂（负荷聚合商）信息变更参照售电公司执行。

第二十六条 电网企业注册信息变更

（一）电网企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）电网注册时填报的市场成员信息发生变更的，需提供变更后营业执照、电力业务许可证正副本（供电类）等证明材料。

（三）电力交易机构收到电网企业提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电网

企业根据提示修改、完善变更材料后再行提交。电网企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电网企业的变更申请。

第二十七条 新型储能注册信息变更

（一）新型储能主体在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）新型储能注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照等。

（三）储能项目（单元）发生更名、过户、单元（机组）增容信息变更的，需提供调度并网协议。涉及项目物理运行参数信息变更的，由电力调度机构向电力交易机构提供相关信息。

（四）电力交易机构收到新型储能主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，新型储能主体根据提示修改、完善变更材料后再行提交。新型储能主体提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过新型储能的变更申请。

第六章 市场注销

第二十八条 发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网经营主体注销。

（一）经营主体退出电力市场化交易，分为申请注销和自动注销。

（二）已经参与市场化交易的经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

1.经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电。

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

3.因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件。

4.经营主体所有机组关停退役的。

5.经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

（三）经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请，不满足正当理由的，交易机构不予受理其注销申请。

（四）经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料，注销前应缴清市场化费用及欠费。

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

（六）已参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易）的电力用户在不符申请注销正当理由的情况下改由电网企业代理购电的（与电网企业签订代理购电合同并明确代理购电价格执行1.5倍代理购电电价标准），用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、系统运行费、上网环节线损费用、政府性基金及附加组成。

（七）满足申请注销正当理由的经营主体应及时向电力交易机构提出注销申请。

1.机组关停的发电企业应妥善处理其关停机组的合同义务，在已关停机组电量结清后及时提出机组注销申请，机组全部注销或转让的发电企业应及时提出注销申请。

2.营销户号销户或过户至其他用户的电力用户，在处理完其营销户号相关的合同义务后在平台上申请注销其用电单元。用电单元全部注销的经营主体视为不再用电。

（八）电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报国家能源局派出机构和地方政府主管部门备案。经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。

（九）对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的10个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

（十）电力交易机构应通过电力交易平台将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为10个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，但保留其历史信息5年。

第二十九条 售电公司注销

（一）售电公司退出电力市场化交易，分为自愿申请注销和强制注销。

（二）售电公司自愿申请退出售电市场，应提前45个工作日向电力交易机构提交退出申请，明确退出原因和计划的终止交易月。终止交易月之前（含当月），购售电合同由该售电公司继续履行，并处理好相关事宜。

（三）对于自愿退出的售电公司，电力交易机构将退出申请及相关材料通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

（四）在辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和国家能源局东北监管局协调下，自愿退出售电公

司应在终止交易月之前通过自主协商的方式完成购售电合同处理；自愿退出售电公司未与购售电合同各方就合同解除协商一致的，须继续参与市场化交易，直至购售电合同履行完毕或合同各方同意终止履行。对继续履行购售电合同确实存在困难的，其批发合同及电力用户按照有关要求由保底售电公司承接。对购售电合同各方造成的损失由自愿退出售电公司承担。保底售电公司未确定时，零售用户可自行选择其他售电公司代理或作为批发用户参与市场。

（五）售电公司有下列情形之一的，经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会及国家能源局东北监管局调查确认后，启动强制注销程序：

- 1.隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。
- 2.严重违反市场交易规则，且拒不整改的。
- 3.依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的。
- 4.企业违反信用承诺且拒不整改的。
- 5.被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理的。
- 6.连续3年未在任一行政区域开展售电业务的。
- 7.出现市场串谋、提供虚假材料误导调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的。

8.与其他经营主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为售电公司存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。

9.未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的。

10.法律、法规规定的其他情形。

（六）在辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会及国家能源局东北监管局确认售电公司符合强制退出条件后，应通过辽宁电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和国家能源局东北监管局通知电力交易机构对该售电公司实施强制注销。

（七）售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商的方式，在10个工作日内完成处理；自主协商期满，退出售电公司未与合同购售电各方就合同解除协商一致的，由地方主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式转给其他售电公司；经合同转让、拍卖等方式仍未完成处理的，已签订尚未履行的购售电合同终止履行，零售用户可以与其他售电公司签订新的零售合同，否则由保底售电公司代理该部分零售用户，并按照保底售电公司的相关条款与其签订零售合同，并处理好其他相关事宜。保底

售电公司未确定时，零售用户可自行选择其他售电公司代理或作为批发用户参与市场。

（八）电力交易机构应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从经营主体目录删除，向地方主管部门和能源监管机构备案，并通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公布。拟退出售电公司退出前需结清市场化电费和交易手续费。电力交易机构注销售电公司的电力交易平台账号，但保留其历史信息。

（九）虚拟电厂（含负荷聚合商）注销条件和流程参照售电公司执行。

第三十条 电网企业注销

（一）电网企业有下列情形之一的，可申请注销也可由交易机构自动注销：

- 1.宣告破产。
- 2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致非自身原因无法继续参加市场的情况。
- 3.依法被撤销、解散，或工商营业执照等身份证件被吊销或注销的。

（二）电力交易机构收到电网企业提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

（三）电力交易机构通过电力交易平台将电网企业市场注销信息向社会公示，公示期为10个工作日。

第七章 停、复牌

第三十一条 整体要求

（一）因违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可要求经营主体限时整改，整改期间对该经营主体进行停牌，待经营主体按照相关要求完成整改后，对其进行复牌。

（二）经营主体停牌和复牌后，电力交易机构应及时向省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门报告。

（三）停牌期间，经营主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。

第三十二条 停牌程序

存在下列情形的，或收到省政府管理部门、电力监管部门、电网企业等相关部门提供的书面说明后，电力交易机构在3个工作日内向相关经营主体出具正式的停牌通知或函件，暂停其次月起的交易资格，并在交易平台发布相关公告：

（一）存在不履行合同、欠费等不良市场行为的。

（二）存在违约用电、违法转供电等不良用电行为情节严重的。

（三）滥用市场力、串通交易、合谋获利、场外返还服务费等影响市场化交易公平开展的。

（四）存在恶意报价、伪造合同等扰乱市场秩序行为的。

（五）机组全部注销的发电企业和用电单元全部注销的电力用户。

（六）发电业务许可证过期、机组超期服役或被注销的机组，停牌期间可通过合同转让等方式处理其已有合同。

（七）连续 12 个月未进行实际交易的售电公司。

（八）辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和国家能源局东北监管局依据市场规则认为其他有必要的情形。

第三十三条 复牌程序

（一）经营主体按要求及时完成整改后，需以书面形式向电力交易机构申请复牌，并提供相关证明材料。

（二）电力交易机构在收到经营主体的复牌申请后，在 3 个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件，明确复牌时间及交易权限，并在交易平台发布相关公告。

（三）经核实未完成整改的，不予复牌。

第八章 异议处理

第三十四条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册情况存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

第三十五条 电力交易机构对实名举报人的投诉异议，应在查实后进行回复。

第三十六条 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构开展调查核实，并根据核实情况分类处理。

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

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送国家能源局东北监管局和辽宁省工业和信息化厅。

（三）如对市场退出存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据核查结果予以驳回或撤销公示。

第三十七条 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查核实，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

附件

名词解释

- 1.电力交易平台：在本细则中特指辽宁电力交易平台。
- 2.市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指辽宁电力交易中心有限公司、国网辽宁省电力有限公司调度控制中心。
- 3.市场注册：指市场交易成员将用于取得主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得主体资格的过程。
- 4.注册信息变更：指经营主体对市场注册时提供的信息进行变更，或者向市场公告其他变化情况。
- 5.市场注销：指各类经营主体，主动申请或强制被动退出辽宁电力市场，失去在辽宁电力市场进行电力交易的资格。
- 6.停牌：因违反交易规则及市场管理等情形，经营主体需进行限时整改，整改期间该经营主体的交易资格和交易权限全部或部分暂停。
- 7.复牌：经营主体按要求进行停牌整改并满足相关要求后，恢复经营主体的交易资格和权限。
- 8.分时计量：以15分钟为1个时段对电量进行计量。
- 9.售电公司履约保函、履约保险：指经国务院银行、保险监督管理机构批准设立、颁发金融、保险许可证且具有相应业务资格的商业银行（辽宁省内）、企业集团财务公

司、保险公司，应售电公司请求，向电网企业开立的、或签订售电业务保险合同保证该售电公司履行市场交易、结算义务及电费支付的书面信用担保凭证或保险合同。

10.电力营销系统：指支撑电网企业营销业务开展的信息化管理系统。

11.用电客户编号：指电网企业计量电量、核算电费的单元，用电客户编号为营销系统登记的用电户号，包括对应的计量点编号等计量信息，用电客户编号与交易平台用电单元一一对应。

辽宁省电力市场计量管理实施细则

(试行4.0版征求意见稿)

第一章 总则

第一条 本细则规范了辽宁省电力市场用于市场交易、结算的电能计量及用电信息采集装置的运行管理工作。

第二条 本细则适用于辽宁省电力经营主体的电能计量及采集管理，包括计量点、计量及采集装置配置、计量及采集装置运行管理、申校仲裁管理及计量数据管理等。

第三条 辽宁省电力市场计量管理实施细则编制依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国计量法》、《中华人民共和国计量法实施细则》、《电能计量装置技术管理规程》、《供电营业规则》等。

第二章 计量点设置

第四条 计量点设置采取如下方式：

(一) 电网企业应在购售电设施产权分界点处设置电能计量点作为结算计量点，如产权分界点处不满足计量点的设置条件，电网企业与经营主体双方可协商调整。

(二) 为实现机组电量计量，对于参与市场交易的发电企业应增设考核计量点，并满足以下要求：

燃煤、核电机组在主变高压侧增加设置考核计量点作为分机组电量分劈计量点，机组单机上网电量按分劈计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算。

风电、光伏发电按照项目分期增加设置考核计量点作为分期电量分劈计量点，单期上网电量按计量表计直接分劈电量或按分劈计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算。

考核计量点暂不具备安装条件的，由电网企业与经营主体协商电量计算公式。对于参与电量分劈的计量点，电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量机组调试期的发电量或装机容量比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

分布式电源多个项目共用上网计量点且无法拆分时，原则上按照发电量比例拆分共用计量点上网电量，未分别设置发电计量点的按照项目装机容量比例或双方约定的其他方式，确定各项目上网电量。

新型经营主体计量点设置应同时满足发用两侧最小结算单元要求，不满足要求的，发电侧参照发电机组电量处理方式执行，用电侧按照主变高压侧电量比例、容量比例或双方约定的其他方式计算。

第三章 计量及采集装置配置

第五条 计量及采集装置配置。采集终端、智能电能表应满足国家和行业相关技术标准要求，计量及采集装置应安装在现场计量屏、计量箱内，经营主体计量点应满足计量及采集装置的安装条件，如暂不满足安装要求，应按规定时限完成改造。

第六条 计量装置配置要求。电能计量装置按计量对象重要程度和管理需要分为五类，分类细则如下表。

类型	分类要求
I类	220kV 以上贸易结算用电能计量装置 500kV 及以上考核用电能计量装置 计量单机容量 300MW 及以上发电机发电量的电能计量装置
II类	110（66）kV-220kV 贸易结算用电能计量装置 220kV-500kV 考核用电能计量装置 计量单机容量 100MW-300MW 发电机发电量的电能计量装置
III类	10kV-110（66）kV 贸易结算用电能计量装置 10kV-220kV 考核用电能计量装置 计量 100MW 以下发电机发电量、发电企业厂（站）用电量的电能计量装置
IV类	380V-10kV 电能计量装置
V类	220V 单相电能计量装置

各类电能计量装置应配置的电能表、互感器准确度等级不低于下表标准。

电能计量装置 类别	准确度等级			
	电能表		电力互感器	
	有功	无功	电压互感器	电流互感器*
I	0.2S	2	0.2	0.2S
II	0.5S	2	0.2	0.2S
III	0.5S	2	0.5	0.5S
IV	1	2	0.5	0.5S
V	2	—	—	0.5S

*发电机出口可选用非 S 级电流互感器。

其中，I类、II类电能计量装置应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套。主副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。

第七条 采集终端配置要求。现货交易的经营主体采集终端应满足以下配置要求：

（一）发电企业应安装专变采集终端。

（二）供/用电电压在10kV及以上的分布式电源及用户，应安装专变采集终端。

（三）供/用电电压在10kV以下的分布式电源及用户，应安装集中器或智能融合终端。

第四章 计量及采集装置运行管理

第一节 计量装置运行管理

第八条 投运前管理。各类电能计量装置的设计方案应经有关电能计量专业人员审查通过。参与现货交易的发电企业、拥有配电网运营权的配售电企业向电网企业申请到关口计量点后，应及时提供电能计量装置设计方案，经由电网企业组织有关电能计量专业人员审查通过后再行建设。

经营主体使用的电能计量柜及发、输、变电工程的电能计量装置可由施工单位负责安装，其他贸易结算用电能

计量装置由电网企业负责安装。电能计量装置投运前由电网企业负责组织进行全面验收，合格后再申请送电。

第九条 计量装置现场检验管理。新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建关口计量装置在投运后 1 个月内，应进行首次现场检验（投运时间以首次抄见电量时间为准），并定期开展周期现场检验，发现不合格的电能计量装置应及时申请更换。经营主体内部用于电量考核、电量平衡、经济技术指标分析的电能计量装置，宜应用运行监测技术开展运行状态检测。

第十条 计量装置运行维护管理。安装在发电企业、拥有配电网运营权的售电公司生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好；安装在用户侧的电能计量装置，由用户负责保护其封印完好，装置本身不受损坏或丢失。

当电能计量装置发生故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障，应由电网企业和供电企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。

计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。计量装置变更、现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编

号。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印。

第二节 采集终端运行管理

第十一条 采集终端运行管理。采集终端运行管理方式如下：

采集终端投运前应完成设备安装、调试，满足数据采集要求。

采集终端运行维护内容主要包括现场设备巡视、故障处理等。现场设备应结合用电检查、周期性核抄、现场校验等工作同步开展常规巡视。现场设备故障处理应根据故障影响的用户类型、数量、距离远近及抄表结算日等因素，综合安排现场工作计划。

经营主体应负责设备监护，保证设备运行完好。

第五章 申校仲裁管理

第十二条 申校仲裁管理。经营主体对电网企业装设的电能计量器具的准确性存在异议时，有权向电网企业提出校验申请，电网企业应在规定时限内提供检验结果。如经营主体对申校结果有异议，可向电网企业上级计量检定机构申请二次检定。

第六章 计量数据管理

第十三条 数据管理要求。对于参与现货市场交易的经营主体，电网企业应实现发用同期抄表和定期抄录，计量数据满足结算最小时段、周期、存储时长要求。

第十四条 数据采集信息系统管理要求。省级电网企业应建立用电信息采集系统（以下简称“采集系统”）实现现场计量数据的采集、存储，进入电力市场交易的经营主体应配合实现计量装置的接入与数据采集。采集系统应满足以下要求：

（一）采集系统的数据采集范围应涵盖所有涉及市场结算的计量数据，并满足现货市场交易结算数据需求。

（二）采集系统的数据来源应保证唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置的原始计量数据。

（三）采集系统应建立异常数据排查及处理机制。

第十五条 数据采集管理要求。参与现货交易的经营主体应按要求配置采集终端，通过采集系统实现电能量数据的远程采集。未接入采集系统但接入调度电能量采集系统的发电企业，暂可通过调度电能量采集系统实现电能量数据的远程采集，采集的计量数据应满足现货市场交易数据结算需求。电网企业负责组织开展采集终端设备改造，发电企业配合完成设备更换、调试工作。

第七章 数据补全拟合规则

第十六条 数据补全拟合规则。对于在辽宁省内参与市场交易的经营主体，当计量数据缺失或无法满足分时计量电费结算要求时，电网企业按照计量数据拟合规则对缺失数据进行拟合，具体规则约定如下：

（一）对于参与市场化交易的用户，电网企业对采集的电能表表码数据漏点、飞走、倒走等情况进行示值校验。

（二）示值校验失败的数据点，按照首点、尾点、中间点分别进行示值补全拟合：

当某关口电能计量装置采集失败或异常造成示值缺失，且连续缺失示值点小于等于4个时，按该电能计量装置缺点区间的前后时间点的电能示值算术平均值进行线性补全。

当某关口电能计量装置采集失败或异常造成示值缺失，且连续缺失示值点大于4个时，按该电能计量装置历史运行日（区分工作日、双休日）的示值曲线平均值对缺失部分进行拟合。

当某关口电能计量装置示值曲线采集异常或失败超过2天（自然天）时，进行示值追溯，缺失点示值按照追溯值补全。恢复采集后，当日缺失点示值用恢复采集后的第1个点示值替代，采集异常或失败区间电量计入月调平电量。

（三）如出现因用户新装、计量装置故障等示值曲线无法拟合的情况，按照0电量处理。由电网企业出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（四）电能计量装置更换日，电能量为更换前后两套装置计量电能量之和。前后两段计量装置示值曲线采集异常或失败时，参照本条第二款进行补全拟合。

（五）如在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算；如在月度账单发布后重新获得电能表实际示值，按照《辽宁省电力市场电费结算实施细则》中退补管理规则执行。

（六）不具备分时计量条件的低压用户，5G用户按经营主体日电量分时段平均值进行拟合；其他市场化用户，按历史同期电网典型日负荷曲线使用日电量进行分解拟合；电网公司代理购电用户，将日电量按电网企业代理购电的高压用户曲线进行分解拟合。

附件

名词解释

1.电能计量装置：由各种类型的电能表或与计量用电压、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）。

2.结算计量点：电网企业与经营主体间进行电能量贸易结算的计量点。

3.考核计量点：发电企业中用于发电机组分劈结算的计量点。

4.用电信息采集终端：用电信息采集终端是对各信息采集点用电信息采集的设备，简称采集终端。用电信息采集终端按应用场所分为专变采集终端、集中抄表终端、分布式能源监控终端、融合终端等类型。

辽宁省电力市场零售市场管理实施细则

(试行4.0版征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范售电公司、电力用户参与电力市场交易，促进零售市场健康有序发展，维护辽宁电力市场秩序，依据国家和辽宁省相关政策文件要求，制定本细则。

第二条 本细则适用于辽宁省电力零售市场，根据电力市场化改革政策及国家规则制度及时修订。

第二章 零售市场成员权责

第三条 零售用户的权利和义务包括：

(一) 获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；获得公平的输配电服务和电网接入服务；按照信息披露有关规定获得市场信息；

(二) 按国家和辽宁省有关规定进行市场注册；

(三) 按照规则参与电力市场交易，与售电公司建立零售服务关系并签订零售合同；

(四) 按规定履行供用电合同、零售合同，并承担相关违约责任；

(五) 按时完成电费结算，按照电网企业相关收费规定向电网企业支付电费；

（六）按照规则向电力交易机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息。依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第四条 售电公司的权利和义务包括：

（一）获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；获得市场化交易、输配电服务和签约电力用户合同期内用电负荷等相关信息，根据合同或用户授权掌握其历史用电信息；按照信息披露有关规定获得市场信息；

（二）按国家和辽宁省有关要求进行市场注册；

（三）按照规则参与电力市场交易，签订并履行购售电合同各类电力交易合同（含零售合同），将电费结算协议上传至电网企业相关业务平台；

（四）为签订零售合同的电力用户提供售电服务。按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他信息，承担用户信息保密义务；

（五）按照规定向电力交易机构提供开展交易业务必需的履约保障凭证，按照市场规则和零售合同承担相关责任；

（六）进入电力现货市场，须具备对零售用户日前负

荷预测、按要求报送分时电力需求曲线和报价信息的技术能力；

（七）向电网企业获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费；

（八）具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务；服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；承担配电区域内电费结算和收取业务。向电网企业支付购电费、输电费；

（九）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第五条 电力交易机构的权利和义务包括：

（一）按照有关规定负责经营主体市场注册、信息变更和注销管理等工作。行使电力零售市场交易组织运营职能。按照信息披露有关规定获得市场信息。获得市场成员提供的支撑电力市场交易、结算以及服务需求的数据等；

（二）收取并管理售电公司履约保障凭证；

（三）按授权开展售电公司信用评价及管理，配合开展市场争议处理，协调零售市场出现的其他问题；

（四）法律法规规定的其他权利和义务。

第六条 电网企业的权利和义务包括：

（一）负责营销业务应用系统中的零售用户用电信息

维护和变更；

（二）按照规则签订、管理并履行电费结算协议；

（三）负责开展售电公司电费结算；

（四）负责零售用户用电计量、电费核算、电费收取及电费退补；

（五）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保障凭证的使用申请；

（六）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（七）法律法规规定的其他权利。

第三章 零售服务关系

第七条 零售服务关系原则。电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，在电力交易平台确立零售服务关系后，电力交易机构不再受理新的申请，全部电量通过该售电公司购买。合同到期或解约后可以重新确立零售服务关系。售电公司与零售用户的服务关系有效期以自然月为单位，最小期限为1个自然月、最大期限不超过省内批发市场电能量交易最长交易标的周期。

第八条 零售服务关系确立方式。售电公司与电力用户在电力交易平台通过签订零售套餐的方式确立零售服务关系及服务期限。零售用户须使用电力交易平台提供的“安心签”（小额打款）、电子营业执照或“法定代表人短信认

证”等具有经营主体身份认证和行为记录的技术手段完成零售套餐确认。

第九条 零售服务关系变更方式：

（一）售电公司和零售用户经协商后，可对零售服务关系进行变更。

（二）零售服务关系期满前 15 日，电力用户可与原售电公司续约或重新选择售电公司通过采取签订零售套餐方式进行次月服务关系确认，也可选择次月直接参与批发市场；

（三）零售用户通过交易平台与售电公司完成服务关系变更后于次月正式生效，电力交易平台自动登记变更信息。

第十条 零售用户转批发用户。零售用户与售电公司履行完电力交易相关合同所有约定，并完成零售服务关系解除后可转为批发用户。

第十一条 零售用户与售电公司经自主协商后，每月最后 15 日前可通过取消零售套餐的方式解除服务关系。售电公司被强制退出市场后，与其代理零售用户的零售服务关系自动解除。

第四章 零售合同管理

第十二条 零售合同。零售用户与售电公司进行零售套餐确认后根据套餐服务期限由电力交易平台按照合同范本

自动生成零售合同，后续双方协商零售套餐内容变更时零售合同相应变更或终止。

第五章 零售套餐管理

第十三条 零售套餐管理主要包括套餐参数和类型设置、套餐服务、套餐发布、套餐选择、套餐确认和套餐变更及解除等。

第十四条 零售套餐参数包含：

（一）电量参数。分为约定零售电量与不约定零售电量两类。约定零售电量的套餐需零售用户签订零售套餐时按月填报约定电量，如允许执行中变更，经双方确认，可在交割月之前协商变更；对于约定电量套餐可设定是否免允许偏差及免偏差电量范围。对不约定电量的零售套餐，零售用户全部市场化用电量按照对应的电价交割与结算；

（二）电价参数。包括固定价格参数、浮动价格参数等。对于约定分时电量套餐，双方需确定分时电价，分时电价最小单位为1小时；对于约定电量套餐，需要分别约定合约电量电价参数、正负偏差电量电价参数；

（三）相关系数。包括分成比例系数、分摊比例系数、中长期与现货交易电量比例系数等。

第十五条 零售套餐类型包括：

（一）固定价格类

电力用户与售电公司市场化成交电价 P_a 为固定价格 P_0 ，

该价格不随市场交易价格联动，算法如下：

$$P_a=P_0$$

其中， P_0 可选为固定价格或小时固定价格。

（二）浮动价格类

电力用户与售电公司市场化成交电价 P_b 为某价格 P_1 、 P_2 上浮或下浮 ΔP ，算法如下：

$$P_b=\alpha \times P_1+\beta \times P_2+\Delta P$$

$$\alpha+\beta=1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0, \alpha、\beta \text{ 为 } 0.1 \text{ 的整数倍}$$

其中： P_1 可选定为年度中长期交易合约当月分解的加权均价（含绿电价格）或年度中长期交易合约当月分解的小时均价（含绿电价格）等； P_2 为月度结算的发电侧实时统一结算点加权均价或月度结算的发电侧实时统一结算点小时加权均价等； ΔP 可为正值或负值，为正值时视为上浮，为负值时视为下浮，可为分时价格。

（三）比例分成类

电力用户与售电公司市场化成交电价 P_c 为以某价格 P_3 为参考，另一价格 P_4 比该参考价 P_3 低的价差按约定比例 k_1 分成或比该参考价 P_3 高的价差按约定比例 k_2 分摊，算法如下：

$$\text{当 } P_4 < P_3 \text{ 时, } P_c=P_3+k_1 \times (P_4-P_3)$$

$$\text{当 } P_4 \geq P_3 \text{ 时, } P_c=P_3+k_2 \times (P_4-P_3)$$

其中： P_3 可选定为固定类套餐电价参数或浮动价格类

套餐电价参数； P_4 可选定为与 P_3 不同的电价参数； k_1 为分成比例， k_2 为分摊比例。

（四）提供绿电的零售套餐价格中包含电能量价格和绿色环境价格。绿色环境价格依据分解至零售用户的绿电交易合同中的绿色环境价格确定。零售套餐约定绿电电量时，售电公司分解的绿电电量少于双方约定的绿电电量部分，售电公司需补偿零售用户不足部分的绿色环境价格，进行绿电合同分解的按照合同中绿色环境价格加权均价确定，未分解的，按照当月绿电交易中绿色环境价格加权均价确定。

第十六条 零售套餐服务。辽宁电力交易中心提供辽宁电力零售交易平台和“e-交易”APP 两种技术支撑手段，为售电公司与零售用户提供零售套餐发布、套餐选择和零售套餐确认、变更等服务。

第十七条 零售套餐发布。零售套餐由各售电公司自主制定，包含电量、电价、系数等参数信息，售电公司在满足辽宁电力零售交易平台或“e-交易”APP 参数配置约束的前提下，进行零售套餐各项参数设置形成零售套餐，在辽宁电力零售交易平台或“e-交易”APP 对零售用户发布。

第十八条 零售套餐选择。零售用户可在辽宁电力零售交易平台或“e-交易”APP 自由比选各售电公司发布的零售

套餐，也可与售电公司协商对意向套餐进行参数个性化设定形成新的套餐，经售电公司发布后由用户选择。

第十九条 零售套餐确认。零售用户选择好零售套餐后，售电公司通过辽宁电力零售交易平台或“e-交易”APP对零售套餐进行确认，确认时需核实零售套餐有关参数值及标的月是否符合要求和双方约定。

第二十条 零售套餐变更。零售用户与售电公司经协商每月底前可对下一个月至交易标的结束日期期间的零售套餐进行变更。零售套餐变更在辽宁电力零售交易平台或“e-交易”APP进行。

第六章 零售市场结算

第二十一条 零售市场结算原则。售电公司、零售用户签订零售合同，售电公司应与电网企业签订电费结算协议，电网企业依据市场结算依据和电费结算协议开展电费结算。

第二十二条 结算周期。售电公司在批发市场采用“日清月结”的结算模式，以确定服务关系的全部零售用户参与市场实际用电量为基础，出具日清分单据，以月度为周期开展电费结算。

零售用户在零售市场以月度为周期进行结算，以零售用户可参与市场实际用电量为基础，按月开展电费结算。

第二十三条 结算电量。零售用户以月度实际用电量，作为其市场化结算电量。

售电公司以其代理的零售用户参与市场实际用电量之和，作为其市场化结算电量。

第二十四条 结算电价。零售用户与售电公司通过签订零售套餐约定结算电价。调平电价为套餐各时段电价算数均价。

第二十五条 零售用户偏差结算。零售用户与售电公司可约定最大偏差电量允许比例及偏差结算费用。

第二十六条 电费结算方式如下：

(一) 售电公司

售电公司结算电费采取费差方式，即：售电公司结算电费=零售市场售电费-批发市场购电费。售电公司结算电费为售电公司在电力市场中的运营损益。

1.售电公司在批发市场购电费

按照批发市场结算规则进行电费结算，具体算法依据《辽宁省电力市场电费结算实施细则》确定。

2.售电公司在零售市场售电费

售电公司零售市场售电费，即零售用户分别结算零售总电费之和。

售电公司在现货结算模式下，计算零售市场售出电费时，其代理的零售用户市场化电量的交易电价不执行峰谷时段划分及浮动比例。

(二) 零售用户

零售用户电费结算依据零售套餐相关约定计算得出。

1.未约定电量的套餐

$$C = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{合约}}$$

2.约定电量的套餐

$Q_{\text{合约}} \times (1 - f_{\text{负}}) \leq Q_{\text{实际}} \leq Q_{\text{合约}} \times (1 + f_{\text{负}})$ 时:

$$C = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{合约}}$$

$Q_{\text{实际}} < Q_{\text{合约}} \times (1 - f_{\text{负}})$ 时:

$$C = Q_{\text{合约}} \times (1 - f_{\text{负}}) \times P_{\text{合约}} - [Q_{\text{合约}} \times (1 - f_{\text{负}}) - Q_{\text{实际}}] \times P_{\text{负}}$$

$Q_{\text{实际}} > Q_{\text{合约}} \times (1 + f_{\text{正}})$ 时:

$$C = Q_{\text{合约}} \times (1 + f_{\text{正}}) \times P_{\text{合约}} + [Q_{\text{实际}} - Q_{\text{合约}} \times (1 + f_{\text{正}})] \times P_{\text{正}}$$

式中:

$Q_{\text{合约}}$ 为合约电量, $f_{\text{正}}$ 、 $f_{\text{负}}$ 为最大正、负偏差率, $P_{\text{正}}$ 、 $P_{\text{负}}$ 为正、负偏差电价。可单独约定最大正负偏差率及偏差电价。

第二十七条 电量追补。经营主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追补调整的, 需重新计算涉及月份有关经营主体的市场化电费, 并将差额电费纳入待追补电费事项。

零售用户追补结算电费 $R_{\text{零售市场追补结算电费}}$: 当历史月份结算电量出现偏差时, 以追补电量对应区间的零售电价计算追补电费;

售电公司追补购电支出 $C_{\text{批发市场追补购电支出}}$ ：追补电量方式按照《辽宁省电力市场电费结算实施细则》执行。

售电公司追补电费 $R_{\text{追补电费}}$ ：

$$R_{\text{追补电费}} = R_{\text{零售市场追补结算电费}} - C_{\text{批发市场追补购电支出}}$$

第七章 履约保障凭证管理

第二十八条 售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，须提交履约保障凭证。存量售电公司根据历史交易电量和标准计算缴纳额度，新增售电公司根据预计交易电量和标准计算缴纳额度。对于在多个省（区、市）开展售电业务的售电公司，需分别提交履约保函或保险。

第二十九条 存量售电公司应通过以下额度的最大值向电力交易中心提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证：

（一）过去 12 个月批发市场交易总电量，按标准不低于 0.8 分/千瓦时；

（二）过去 2 个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于 5 分/千瓦时。

第三十条 新增参与辽宁电力市场交易的售电公司在与零售用户建立服务关系前完成履约保障凭证的提交，履约保障凭证额度根据售电公司预计的年售电量，按照标准不低于 0.8 分/千瓦时计算。

第三十一条 售电公司市场可交易额度实施动态管理。售电公司可交易额度是指售电公司资产总额及所缴纳的履

约保障凭证金额对应的交易限额，市场可交易额度须同时满足售电公司在批发市场和零售市场的交易意向。

售电公司交易标的年的市场可交易额度（兆瓦时）=有效履约保障凭证金额（元）/8（元/兆瓦时）-已成交合同电量（兆瓦时）。

第三十二条 售电公司所缴纳履约保障凭证不足以支持代理交易电量时，要及时追加履约保证凭证额度。售电公司未按时足额缴纳履约保函、保险的，暂停后续交易资格，其所有已签订但尚未履行的购电合同由省工业和信息化厅征求合同购售电各方意愿，通过电力交易平台转让至其他售电公司。未按时足额缴纳履约凭证的售电公司承担由此造成的一切后果。

附件

名词解释

1.批发市场：发电企业和批发用户、售电公司、电网企业之间进行电力交易的市场。

2.批发用户：直接参与批发市场的电力用户。

3.零售市场：售电公司与电力用户之间开展电力交易的市场。

4.零售市场交易：售电公司与电力用户之间开展电力交易活动的总称。

5.零售用户：参与零售市场的电力用户。

6.最大允许偏差率：零售用户与售电公司约定的零售用户实际用电量与月度合约电量的最大允许偏差值占合约电量的比例，实际用电量大于合约电量为正偏差，小于合约电量为负偏差。

7.偏差电价：超出最大偏差率后对应的偏差电量结算价格。

8.合约电量：售电公司和零售用户在零售合同中共同确认的交易电量。

9.零售服务关系：售电公司与零售用户协商一致，确立的由售电公司代理零售用户参与零售市场的关系。

10.电费结算协议：售电公司与电网企业签订电费结算协议。