

河北南部电网现货电能量市场交易 实施细则 (试运行 V3.0 版)

2025 年 1 月

目 录

第一章 总述.....	1
第二章 适用范围.....	2
第三章 术语定义.....	2
第四章 市场成员.....	5
第五章 参与现货交易需具备的条件.....	6
第六章 市场衔接机制.....	6
第一节 中长期交易与现货市场的协调.....	6
第二节 省间与省内现货市场的协调.....	7
第三节 辅助服务与现货能量市场的协调.....	8
第七章 日前电能量市场交易组织.....	8
第一节 组织方式及时间.....	9
第二节 机组参数.....	10
第三节 日前机组运行边界条件准备.....	14
第四节 日前电网运行边界条件准备.....	18
第五节 事前信息发布和交易申报.....	22
第六节 市场力检测及缓解.....	25
第七节 日前电能量市场出清.....	28
第八节 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制.....	40

第九节 日前电能量市场安全校核.....	44
第十节 交易结果发布.....	45
第八章 日内机组组合调整交易组织.....	46
第一节 组织方式及时间.....	46
第二节 日内发电机组物理运行参数变化.....	47
第三节 日内机组运行边界条件准备.....	48
第四节 日内电网运行边界条件.....	50
第五节 日内机组组合调整出清与调度计划发布.....	51
第九章 实时电能量市场交易组织.....	51
第一节 组织方式及时间.....	51
第二节 实时市场运行边界条件准备.....	52
第三节 实时电能量市场出清.....	54
第四节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制.....	55
第五节 实时电能量市场安全校核与出清结果发布.....	60
第十章 市场偏差处理机制.....	63
第十一章 风险防范和控制.....	64
第十二章 市场监管.....	67
第十三章 附则.....	67

第一章 总述

为深入贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等文件精神，适应河北南部电网（以下简称河北南网）发用电计划放开要求，进一步优化河北南网电力供给侧结构、提升电力资源优化配置效率，以市场竞争方式形成反映成本与供需的电力价格，保障电力平衡、促进清洁能源消纳，

结合河北南网实际，制定本细则。

第二章 适用范围

本规则适用于河北南网电力现货市场初期的运营、管理、组织与实施。

第三章 术语定义

(1) 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

(2) 系统负荷：指河北南网发购电负荷。

(3) 母线负荷：指河北南网 220kV 变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

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

(5) 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、新能源能源功率波动等所需的额外有功容量。运行备用包括旋转备用和事故备用。

(6) 旋转备用：指运行正常的发电机组维持额定转速、随时可以并网，或已并网但仅带一部分负荷，随时可以加出力至额定容量。其表现为空载或欠载运行的机组可发最大功率与当前出力的差额。

(7) 事故备用：是指电力系统发生事故后在规定时间内可供调用的电源容量。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。

(8) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC): 指在满足电力系统安全性约束的条件下, 以社会福利最大或系统发电成本最小为优化目标, 计算编制分时段的机组开停机计划。

(9) 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, 以社会福利最大或系统发电成本最小为优化目标, 计算编制分时段的机组发电出力计划。

(10) 运行日 (D): 为执行日前电能量市场交易计划的自然日, 每 15 分钟为一个交易出清时段, 每个运行日含有 96 个交易日出清时段。

(11) 竞价日: 为运行日前一日 (D-1)。

(12) 日前电能量市场: 运行日提前 1 日 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电出力计划的电能量交易市场。

(13) 实时电能量市场: 运行日 (D 日) 进行的决定未来 15 分钟最终调度机组发电出力计划的电能量交易市场。

(14) 市场出清: 根据市场运营规则基于 SCUC/SCED 市场出清程序软件计算确定各机组开停状态、中标电力和现货市场价格的过程。

(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和

电力平衡的过程。现货市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。

（16）必开机组、必停机组：因电网安全约束或政府要求，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。

（17）最小连续开机时间：表示机组启动并网后，距离下一次停机需要连续运行的最小时段，单位为小时。

（18）最小连续停机时间：表示机组竞价停机后，距离下一次开机需要连续停运的最小时段，单位为小时。

（19）机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，一般情况下，同一机组三者之间的大小关系为：冷态启动费用 $>$ 温态启动费用 $>$ 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

（20）市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

（21）需求侧响应机制：指用户侧参与电力市场时，可由市场运营机构启动需求响应机制，通过市场价格信号引导电力用户等改变运行日用电行为，达到移峰填谷、减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

(22) 有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

(23) 节点边际电价：指河北南网 220kV 及以上电压等级母线的现货出清电价。

(24) 负荷类虚拟电厂。聚合资源为具备负荷调节能力的市场化电力用户，整体呈现为负荷状态，对外提供负荷侧灵活响应调节服务。

(25) 电源储能类虚拟电厂。聚合资源为入市分布式发电资源（分布式光伏、分散式风电等）及用户侧储能、V2G 充电等双向调节性资源，不纳入调度直控，具备自主调节能力，可在不同调节时段呈现源、荷不同调节属性。

第四章 市场成员

现货市场成员包括市场运营机构、经营主体和电网企业。市场运营机构包括电力交易机构（指河北电力交易中心）和电力调度机构（指河北电力调度控制中心）。经营主体包括各类发电企业、电力用户、售电公司及新型经营主体（独立储能、虚拟电厂等），其中售电公司包括独立售电公司和拥有配电网运营权的售电公司。

经营主体应符合国家和河北南网有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，

在河北电力交易中心注册，遵守电力市场运营规则，通过河北电力现货交易平台参与交易，接受政府主管部门和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。

电力交易机构与电力调度机构作为电力市场运营机构，共同负责电力现货市场的组织运行。总体上，电力交易机构负责市场注册、提供市场申报服务、中长期交易组织、合同管理、出具市场结算依据、市场信息发布等。电力调度机构负责现货及辅助服务交易组织、现货及辅助服务交易出清、安全校核、阻塞管理、交易执行等。

电网企业负责市场的统一结算。电力交易机构负责向电网企业出具结算依据，电网企业据此进行电费结算，经营主体根据现行规定进行资金结算。各经营主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

各市场成员具体权责遵循《河北南部电网电力市场成员管理实施细则》。

第五章 参与现货交易需具备的条件

各经营主体参与现货市场交易的准入条件、注册程序及市场退出等具体内容遵循《河北南部电网电力市场成员管理实施细则》。

第六章 市场衔接机制

第一节 中长期交易与现货市场的协调

在功能定位方面，以中长期交易规避风险、锁定收益，以现货交易发现价格、调节供给，通过市场化方式保障电力平衡。

在市场协调方面，回归市场化交易的本质，中长期交易发挥平衡长期供需、稳定市场预期的作用；现货市场采用全电量集中优化，用以发现电力实时价格，准确反映电能供需关系。中长期交易结果用于结算，不作为调度执行依据，充分释放现货市场优化配置电力资源的空间和能力，提升机组运行方式安排的灵活性，提高电网安全运行和新能源消纳的保障能力。

在现货市场申报前，各发电企业的日结算电量需分解为运行日的分时电量结算曲线。省间中长期交易结果作为省内现货市场的边界条件。

中长期交易类型、交易方式、结算曲线分解方法遵循《河北南部电网电力市场中长期交易实施细则》。

第二节 省间与省内现货市场的协调

省间市场和省内市场是全国统一电力市场体系的重要组成部分，省间市场和省内市场分层分级协同运行。

省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式。竞价日，经营主体完成省内市场申报后，开展省内现货市场预出清。在省内现货市场预出清结束后，发布各机组发电预出清出力曲线和富余发电能力，作为参与省间现货市场的边界条件。

省内火电机组和新能源发电企业依据省内现货市场的预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货市场。省间现货市场出清后，省间联络线计划相应调整，省内现货

市场以调整后的省间联络线计划作为边界条件开展正式出清。新能源省间现货中标量原则上刚性执行，作为省内现货出清的边界条件。

省间现货市场的交易组织与实施按照《省间电力现货交易规则（试行）》（国家电网调〔2021〕592号）执行。

第三节 辅助服务与现货能量市场的协调

现阶段，河北南网辅助服务市场主要为调频辅助服务市场，未来根据市场发展，适时建立备用市场等。

现货市场初期，调频市场在日前现货市场机组组合确定后开展，根据系统所需的调频总速率，采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日调频机组序列。实时阶段，调频机组按照日前中标结果投入调频状态，实际发电曲线与日前计划的偏差按照实时现货市场的价格进行结算。条件具备后，调频市场与现货电能量市场开展联合出清。

调频机组根据高峰、低谷时段电网运行调整需求，预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定日前发电计划曲线。

辅助服务市场交易组织流程等具体内容遵循《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》。

省间调峰辅助服务交易依据《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》（华北监能市场〔2019〕257号）执行。

第七章 日前电能量市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第 7.1.1 条 【组织方式】现阶段，采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式组织省内日前电能量市场交易。

省内日前电能量市场采用全电量竞价、集中优化出清的方式开展。参与市场的火电机组在日前电能量市场中申报运行日的量价信息；按一定比例参与现货市场的集中式新能源场站（不含扶贫）申报运行日的发电预测出力曲线及报价信息，全电量参与现货市场出清；按一定比例参与现货市场的分布式光伏可直接或由分布式光伏聚合商聚合参与现货市场出清；批发用户（售电公司）、电网企业（代理购电）申报运行日的用电需求曲线，不申报价格；独立储能、虚拟电厂等新型经营主体未来考虑报量报价参与出清，现阶段，申报运行日的发/用（充/放）电曲线，不申报价格。

电力调度机构综合考虑全网系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划曲线、特殊机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以系统发电成本最小为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价。电网企业（代理购电）、批发用户（售电公司）所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场中标曲线；独立储能等新型经营主体所申报的发/用（充/放）电曲线，在满足电网安全运行和新能源消纳的条件下优先出清。提供调频辅助服务

的独立储能原则上不参与电能量市场出清。

第 7.1.2 条 【交易时间定义】运行日 (D) 为执行日前电能量市场交易计划的自然日, 每 15 分钟为一个交易出清时段, 每个运行日含有 96 个交易出清时段。竞价日为运行日前一日 (D-1), 竞价日规定时段内, 发电企业、电网企业 (代理购电)、批发用户 (售电公司) 和新型经营主体进行申报, 并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 发电机组与新型经营主体参数

第 7.2.1 条 【发电机组及新型经营主体运行参数】发电机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。所有并网发电机组需向电力调度机构提供机组的运行参数, 经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。

(1) 发电机组额定有功功率, 单位为 MW, 应与并网调度协议保持一致;

(2) 发电机组最大、最小技术出力, 单位为 MW。最大技术出力为额定有功功率, 最小技术出力应与并网调度协议保持一致;

(3) 发电机组有功功率调节速率, 单位为 MW/分钟, 应与并网调度协议保持一致;

(4) 发电机组日内允许的最大启停次数, 单位为次/每天;

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

(6) 发电机组温态启动通知时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

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

(8) 机组启动费用：包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 $>$ 温态启动费用 $>$ 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。机组申报的启动费用不得超出核定的启动费用上限。

(9) 机组空载费用：空载费用是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。机组申报的空载费用不得超出核定的空载费用上限。

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

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

(12) 最小连续开机时间：表示机组启动并网后，距离下一次停机需要连续运行的最小时段，单位为小时，不高于调度机构设定的参数。

(13) 最小连续停机时间：表示机组竞价停机后，距离下一次开机需要连续停运的最小时段，单位为小时，不高于调度机构设定的参数。

(14) 供热机组非供暖期(4月至10月,具体时期根据政府主管部门实际要求调整)最大技术出力、最小技术出力,单位为 MW;

(15) 供热机组供暖期(11月至次年3月,具体时期根据政府主管部门实际要求调整)最大技术出力、最小技术出力,单位为 MW;

(16) 独立储能的额定充放电功率、最小连续充放电时长、额定功率充放电最大时长。

(17) 虚拟电厂的用电负荷上下限值、基线负荷曲线、有功功率调节速率、连续调节时长。

(18) 电力调度机构所需的其他参数。

机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

第 7.2.2 条 【发电机组及新型经营主体申报参数】机组申报参数指发电机组在现货市场交易前申报的量价参数。

(1) 燃煤机组现货日前市场报价:表示机组运行在不同出力点时单位电能量的价格,可最多申报 10 段,每段需申报出力区间起点(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间报价(元/MWh)。第一段出力区间起点不高于机组的最小技术出力,最后一段出力区间终点为机组的可调出力上限,每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每连续两个出力点间的长度不能低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%。每个申报出力点的对应报价均不可超过申报价格的上限、下限限制。

(2) 新能源场站现货日前市场报价：参与现货市场的新能源场站（不含扶贫）以电站为单位申报运行日的报价曲线，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间报价（元/MWh）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为电站额定容量或最大发电能力（对于扶贫商业混合新能源电站，其最后一段申报出力终点为电站最大发电能力与商业部分占比的乘积取整），每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 1MW。每个申报出力点的对应报价均不可超过申报价格的上限、下限限制。

(3) 虚拟电厂现货日前市场报价（现阶段暂不申报）：负荷类机组申报运行日（D 日）递减的 1-5 段用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清。发电储能类机组申报运行日（D 日）单调非递减的 1-5 段用电电力-价格曲线。

第 7.2.3 条 【电力调度机构设定的参数】电力调度机构设定的参数：

(1) 最小连续开机时间，暂定为 72 小时；

(2) 最小连续停机时间，暂定为 2 小时。

第 7.2.4 条 【缺省申报参数】机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的发电机组需在市场注册时提供的默认量价参数，若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。原则上，各台发电

机组的缺省申报参数每月允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，火电机组缺省申报参数为电能量缺省报价，申报要求与 7.2.2 一致；新能源场站电能量缺省报价统一为市场价格下限。

第 7.2.5 条 【核定参数】核定参数是指参与现货电能量市场交易的发电机组的启动费用上限、空载费用上限和核定成本价格，作为现货电能量市场出清以及结算依据。相关的核定参数计算标准经政府主管部门批准后执行。

发电机组核定成本价格指基于发电机组的发电成本核定的成本价格，单位为元/MWh。

第三节 日前机组运行边界条件准备

第 7.3.1 条 【发电机组状态约束】电力调度机构应根据机组检修批复情况，在竞价日上午 8:00 前发布运行日其调管范围内机组的 96 点状态，各发电企业应在 8:30 前进行确认，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。

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

(1) 可用状态：包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

(2) 机组调试状态：包括处于检修工期中的调试、机组试验（调试），机组在调试时段为调试状态。

(3) 机组不可用状态：包括机组检修及其他不可用情况。

第 7.3.2 条 【机组检修】按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电厂可将该机组申请转为调试状态，由电力调度机构确认。

若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态申请转为可用状态，由电力调度机构确认。

第 7.3.3 条 【发电机组出力上下限约束】竞价日上午 8:00 前，电力调度机构应根据机组的额定有功功率、检修、试验和降出力批复等情况，发布运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束。正常情况下，机组的出力上限为该机组的额定有功功率，出力下限可低于该机组的最小技术出力，但不应低于 AGC 投入状态下的机组深调试验最低出力值。为保证电力供应、民生供暖或电网调峰需要，可视情况放宽机组出力上下限要求。

竞价日上午 8:30 前，各电厂通过交易平台对机组出力上下限进行确认，电厂可根据实际情况申请调整电厂原因的机组出力限值约束，由电力调度机构确认。电厂逾时未确认则默认为采用电力调度机构发布的状态。煤电机组日前出力上限的最大值，在满足时长和安全校核等要求的条件下，即为其容量电费对应的日前申报最大出力，接受最大发电能力抽查和考核。

第 7.3.4 条 【发电机组最早可并网时间】若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日上午 8:30 前，该机组需通过交易平台申报运行日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为上午 5:00。

第 7.3.5 条 【发电机组调试及试验计划】发电机组调试及试验计划：

（1）新建机组调试

调试阶段的机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。在机组转商业运行之前，按照政府规定结算，不参与现货电能量市场。

（2）在运机组试验（调试）

竞价日（D-1）12:00 前，经电力调度机构审核同意于运行日进行试验（调试）的在运机组，应通过交易平台申报报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。

（3）检修后试验机组（调试）

检修后需要试验的机组，竞价日（D-1）12:00 前，应通过交易平台申报报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。

处于调试状态的发电机组，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清；非调试时段参与市场集中优化出清。

第 7.3.6 条 【单机容量 150MW 以下的机组】单机容量 150MW

以下的燃煤公用机组具备条件的可自愿报量报价参与现货市场，否则按照中长期交易日分解曲线作为现货电能量市场的边界条件；生物质、垃圾、余气余热等非市场化机组按照政府下达的优先发电量安排日发电计划，作为现货电能量市场的边界条件；自发自用、余量上网的自备电厂，其上网部分的发电出力作为现货市场的边界条件。

第 7.3.7 条 【新能源场站发电预测】竞价日上午 8:00 前，各集中式新能源场站申报次日 96 点发电预测曲线，参与日前现货市场出清。运行日的集中式新能源场站预测出力值未及时上报，取其前一日（D-2 日）上报的运行日预测出力值；如运行日的新能源场站预测出力值未上报，按其预测出力为零，参与日前现货市场出清。

第 7.3.8 条 【新能源】参与直接交易的分布式光伏或分布式光伏聚合商，具备条件的可自愿报量报价参与现货市场，否则按照中长期交易日分解曲线作为现货电能量市场的边界条件；作为价格接受者参与市场的分布式光伏，由电网企业代理预测出力，其预测值作为现货电能量市场的边界条件；扶贫新能源电站和扶贫商业混合新能源电站的扶贫部分预测出力作为日前省内现货市场组织的边界条件。

第 7.3.9 条 【发电机组一次能源供应约束】燃煤电厂存煤可用天数低于 7 天时，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。燃煤电厂由于厂内存煤可用天数低于 7 天时发生的停机（计划检修除外），

按照现行“两个细则”的相关要求，纳入非计划停运考核。

第四节 日前电网运行边界条件准备

第 7.4.1 条 【电网拓扑模型】日前电能量市场出清计算的电网拓扑包括河北南网 220 千伏及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，以及准入参与电力现货市场交易的河北南网部分以 110 千伏电压等级接入电网的发电机组等。未在 220 千伏及以上电压等级接入的集中式新能源场站采用等值接入的方式处理。

第 7.4.2 条 【负荷预测】日负荷预测包括全网系统负荷预测、母线负荷预测。

（1）系统负荷预测

全网系统负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的全网用电负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日的全网系统负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

（2）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电网企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方发电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如电网企业提交的母线负荷预测之和与

全网系统负荷预测存在偏差，则由调度运行技术支持系统以各节点的负荷预测值为基础按比例分摊偏差。

第 7.4.3 条 【省间联络线计划】电力调度机构根据国调中心和华北分中心发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统对运行日省间联络线计划进行维护。

第 7.4.4 条 【备用约束】电力调度机构根据调度管理规定和系统运行需要，制定河北南网运行正负荷备用、负负荷备用和事故备用要求。日前市场出清结果需同时满足运行日的电网运行正负荷备用、负负荷备用和事故备用要求，正常时期还需同时满足 D+1、D+2 日的正负荷备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。日前电能量市场出清结果无法同时满足运行日的备用要求时，采用需求侧响应、有序用电等措施，确保备用满足要求。

第 7.4.5 条 【输变电设备检修计划】电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第 7.4.6 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 7.4.7 条 【电网安全约束】电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。

电网安全约束边界条件包括但不限于支路（包括线路、变压

器) 极限功率、断面极限功率、发电机组必开必停约束、发电机组(群)出力上下限约束等。

(1) 支路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时,电力调度机构可设置支路极限功率、断面极限功率:

1) 因系统安全约束,需要将支路、断面潮流等控制在指定值以内;

2) 因保供电或防范极端自然灾害,需要提高安全裕度将支路、断面潮流等控制在指定值以内;

3) 其他为保障电网安全可靠供应需要将支路、断面潮流等控制在指定值以内。

(2) 发电机组必开约束

出现以下情况时,电力调度机构可设置必开机组:

1) 因系统安全约束,需要提前开的燃煤机组,以及必须维持运行状态的机组;

2) 因保供电或防范极端自然灾害,需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组;

3) 根据电网安全运行要求,需要在运行日某些时段固定出力的机组;

4) 其他为保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前,通知其调管范围内的必开机组,明确相应的必开时段,必开机组应提前做好开机准备,确保在运行日能够正常开机或维持运行。

(3) 发电机组必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- 1) 因系统安全约束需要停机的机组；
- 2) 已纳入政府当年关停计划，且政府发文明确要求不允许并网运行的机组；
- 3) 因环保等因素政府主管部门下达的停机机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组，明确相应的必停时段。

(4) 机组群最小开机方式约束

- 1) 因系统安全约束，在机组群中必须维持运行状态的最少机组台数；
- 2) 为保证供热需求，在机组群中必须维持运行状态的最少机组台数。

(5) 发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

- 1) 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；
- 2) 因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；
- 3) 根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；
- 4) 因环保等因素政府要求的出力限制。

5) 其他为保障电网安全可靠供应, 需要限制出力上下限的发电机组(群)。

第五节 事前信息发布和交易申报

第 7.5.1 条 【事前信息发布】竞价日 8:45 前, 市场运营机构通过电力交易平台按照信息披露要求向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括:

全网系统负荷预测曲线, 新能源发电总出力预测曲线, 未参与电力市场发电机组(含抽水蓄能等)发电出力预测曲线, 省间联络线电力预测曲线, 发电机组检修总容量, 正备用要求、负备用要求, 输变电设备检修计划, 电网关键断面约束情况, 必开必停机组, 市场限价等交易参数。

第 7.5.2 条 【交易申报】现货电能量市场为每日均运行的市场, 各经营主体需每日向市场运营机构提交申报信息, 迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第 7.5.3 条 【常规机组申报信息】竞价日 9:45 前, 所有发电机组必须通过电力交易平台完成日前电能量市场交易量价信息申报。若该机组未按时申报, 则按照缺省申报相关规定提取缺省量价信息, 参与市场出清。

第 7.5.4 条 【特殊机组申报信息】特殊机组申报信息:

(1) 供热机组申报

竞价日 9:45 前, 供热机组(包括民生供热和工业供热)除完成日前电能量市场交易申报(申报信息与常规机组相同)外, 还应通过交易平台申报运行日的供热计划, 主要包括:

1) 运行日该电厂 24 小时总供热流量预测曲线, 单位为吨/小时;

2) 运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号。若电厂全厂供热需求未达到单机最大供热能力时, 仅能申报单台机组进行供热; 若电厂全厂供热流量超过单机最大供热能力时, 可以根据供热流量依次增加申报供热机组台数;

3) 运行日该电厂供热机组的 96 点供热电力负荷上下限曲线。

(2) 新能源场站申报

竞价日 8:00 前, 新能源场站(包括集中式风电场和光伏电站)结合自身预测出力情况, 申报运行日 D 日至 D+2 日的 96 点预测出力曲线, 含配套储能的新能源场站还需申报其储能充放电曲线。其中, 扶贫新能源电站和扶贫商业混合新能源电站的扶贫部分作为日前省内现货市场组织的边界条件。竞价日 9:45 前, 参与现货市场的新能源场站通过电力交易平台完成日前市场报价, 参与日前现货市场出清。未来根据新能源场站出力预测系统气象信息采集情况, 新能源场站可在竞价日 14:30 前修正申报运行日的 96 点预测出力曲线, 参与日前现货市场出清。

(3) 独立储能等新型经营主体申报

竞价日 9:45 前, 独立储能等新型经营主体通过电力交易平台完成运行日电能量市场或调频辅助服务市场交易申报。参与电能量市场时, 独立储能等新型经营主体申报次日 96 点充/放电(发/用电)曲线、不申报价格, 参与日前现货市场出清。如未申报,

则全天按零出清。独立储能试运行期间（注册入市前），需通过调度技术支持系统（网厂平台系统）申报次日 96 点充/放电曲线。为落实容量电价激励机制，独立储能需日前完成运行日的可用充、放电容量及时长申报，相关数据应与申报的充/放电曲线保持一致，并接受实际可用充、放电容量及时长的抽查和考核。

（4）单机容量 150MW 以下的机组

竞价日 9:45 前，具备条件且自愿参与现货市场的单机容量 150MW 以下的机组以厂为单位，通过电力交易平台完成日前电能市场交易申报。申报交易信息包括日前市场报价。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

第 7.5.5 条 【售电公司、电网企业与批发用户申报信息】竞价日 9:45 前，售电公司、电网企业和批发用户在电力交易平台完成下述信息申报：

（1）售电公司和电网企业在电力交易平台中申报其代理用户运行日的总用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（数值上等于该小时内的用电量）。

（2）电网企业在电力交易平台填报市场化交易用户总典型用电曲线（最近一周工作日平均负荷曲线作为“典型工作日曲线”，周六日平均负荷曲线作为“典型周六日曲线”）。

（3）批发用户在电力交易平台中申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（数值上等于该小时内的用电量）。

（4）虚拟电厂负荷类机组申报用电负荷不得低于测定最小

用电负荷的 80%、不得高于测定最大用电负荷的 120%。

申报的用电需求曲线作为日前市场出清和结算依据。申报的日前需求曲线与实际用电曲线的偏差不应超过规定限值，超过部分的获利按照日前与实时现货市场偏差收益回收机制处理。

用户侧缺省申报，交易平台将其运行日所持有的中长期合约分时电量合计值作为日前申报信息，推送至调度现货技术支持系统。

第 7.5.6 条 【申报数据审核及处理】经营主体提交各类申报信息后，市场运营机构在规定时间内对相关申报信息进行审核及处理。经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，电力交易平台和调度现货技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交，直至符合申报要求。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

第六节 市场力检测及缓解

第 7.6.1 条 【全局市场力检测】为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组电能量报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可参与市场出清。

初期，首先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，并向市场发布。

第一个是反映市场集中度的 HHI 指数，是所有发电集团所占市场份额的平方和。

第二个是 RSI 指数，反映的是除去某一发电企业外，其余发电企业总发电能力与市场总需求的比值，某个发电企业的 RSI 指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。当某发电企业的 RSI 指数小于 1 时，表明该发电企业必不可少，拥有市场力。

第三个是 MRR 指数，是指某一时段为满足市场需求，某发电企业必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电企业的依赖程度。当某发电企业的 MRR 指数大于 0 时，表明必须调用该发电企业才能满足市场需求，该发电企业拥有市场力。

第四个是 Top-4 指数，反映的是前 4 大发电集团所占市场份额之和，Top-4 指标小于 65%，表明市场竞争较为充分。

第 7.6.2 条【局部市场力检测】主要是针对阻塞区域内的关键机组进行市场力检测。日前、实时现货市场出清计算，输出无约束结果（即出清计算不考虑电网安全约束）和有约束结果。通过比较有约束结果和无约束结果的差异，以及节点电价信号，得出受电网安全约束而未按照价格优先原则所出清的开机、停机、超发和欠发等情况。

为形成真实的价格信号，局部市场力检测采取“标记+回溯”的机制。对检测出具有局部市场力的机组进行标记，当其事事后结算收益远超过同地区同类型机组收益的平均水平时，保留追溯退补机制。

第 7.6.3 条【市场力分析】日前市场出清后，计算日前市场出清加权平均电价，判断是否高于基准电价。若高于基准电价，则触发市场力管控条件。基准电价定义为现货运行当月河北南网

年度交易和月度交易加权平均价的 K 倍, K 的取值按当月现货试运行工作方案相关规定执行。

第 7.6.4 条 【市场力管控】当市场力管控条件被触发, 将相关机组高于参考报价的报价段替换为参考报价, 重新组织日前市场出清。实时市场同样使用替换后的报价出清。参考报价为同容量类型机组平均边际供电成本的 H 倍, 平均边际供电成本由机组平均边际供电煤耗和现货运行时电煤价格确定, H 的取值按当月现货试运行工作方案相关规定执行。

第 7.6.5 条 【市场力事后追溯】开展事后经营主体异常行为分析。经营主体可能存在的串谋、容量持留、报价异常等情况时, 市场运营机构应向河北省发改委、华北能监局及时汇报, 由河北省发改委、华北能监局组织研究认定经营主体是否存在滥用市场力行为。若认定经营主体滥用市场力, 将行使市场力的机组报价进行替换, 重新组织市场出清并用于结算。替换报价可根据其对市场的影响, 选取为机组成本、前一日报价、缺省报价等其中一项。

第 7.6.6 条 【经营主体报价异常监测】

经营主体报价出现以下行为, 列入经营主体异常行为监测名单。

(1) 发电机组电能量平均报价与自身近 7 天的平均报价水平偏离超过一定阈值时。

(2) 属于不同发电集团的同等容量发电机组报价相似度大于一定阈值时。

(3) 属于不同发电集团的同等容量发电机组平均报价同时上升或下降，且升降幅度相似度大于一定阈值时。

第七节 日前电能量市场出清

第 7.7.1 条 【日前电能量市场出清】原则上，竞价日 18:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果。首先采用电网企业预测的非市场用户负荷曲线（初期，全网系统负荷预测曲线减去电网企业提供的市场化用户总典型用电曲线，作为非市场用户负荷曲线），叠加市场用户申报负荷，进行日前市场金融出清，金融出清结果用于市场交易结算。然后采用电力调度机构预测的全网系统负荷进行日前可靠性机组组合校验，可靠性出清结果用于发电机组组合和发电出力的实际执行。日前金融出清和可靠性出清采用相同的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型和节点电价（LMP）计算模型。

正常情况下，日前金融出清采用事前发布的运行日电网边界条件（除省间联络线电力预测曲线）作为优化出清边界条件，省间联络线电力预测曲线以上级电力调度机构下发的省间交易结果形成的联络线计划为准；日前可靠性出清采用最新的运行日电网边界条件作为优化出清边界条件。当发生天气预报大幅变化、重污染预警等特殊情况下，电力调度机构可采用最新的运行日电网边界条件作为日前金融出清边界条件，并在交易平台发布。

第 7.7.2 条 【日前电能量市场出清过程】日前电能量市场的

出清计算过程如下：

(1) 基于市场用户申报负荷和非市场用户负荷曲线，采用安全约束机组组合 (SCUC) 程序计算运行日的 96 点机组开机组合；

(2) 基于市场用户申报负荷和非市场用户负荷曲线，采用安全约束经济调度 (SCED) 程序计算运行日的 96 点机组出力曲线以及分时节点电价；

(3) 基于调度机构预测的全网系统负荷，采用安全约束机组组合 (SCUC) 程序进行可靠性机组组合校验；

(4) 在可靠性机组组合校验开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的出清结果，确定参与调频的发电机组；

(5) 采用安全约束经济调度 (SCED) 程序计算运行日机组执行的 96 点出力曲线 (含调频机组的出力基值)；

(6) 对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第五步的计算过程，直至满足安全约束，得到日前市场的出清结果；

(7) 机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态，金融出清结果列入开机组合、可靠性出清结果列为停机，则机组不获得启动费用补偿，相应的电量偏差按照偏差结算原则处理。机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态，金融出清结果为停机、可靠性出清结果列入开机组合，则机组实际启动后获得启动费用补偿，按照实时市场出清结果进行结算。机组在竞价日 (D-1) 处于开机状态，

金融出清结果为停机、可靠性出清结果为开机，相应的电量偏差按照偏差结算原则处理。机组在竞价日（D-1）处于开机状态，金融出清结果为开机、可靠性出清结果为停机，相应的电量偏差按照偏差结算原则处理。

第 7.7.3 条 【日前电能量市场出清数学模型】日前安全约束机组组合（SCUC）模型。

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^K + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$C_{i,t}^K$ 为机组 i 在时段 t 的空载费用；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

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；

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。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式：

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

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。

$$\text{机组启动费用表达式: } C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态， $\eta_{i,t}$ 满足如下条件：

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

$\alpha_{i,t}$ 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。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 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。

(2) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下,为了防止全网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:

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

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 能达到的最大出力; R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

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

(4) 系统旋转备用约束

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

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中, ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率与单位时间的乘积, ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率与单位时间的乘积; $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的允许最大、最小出力; ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(5) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其允许最大/最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

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

(6) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时, 均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为:

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

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

其中, ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率与单位时间的乘积, ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率与单位时间的乘积。

(7) 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:

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

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

其中, $\alpha_{i,t}$ 为机组 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； 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， ΔT 为最小时段取 1：

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

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

(8) 机组最大启停次数约束

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

(9) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点

对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的潮流； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为支路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(10) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

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 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的潮流； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(11) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^F (i \in E)$$

其中， E 为新能源机组集合， $P_{i,t}^F$ 为新能源机组 i 在时段 t 的预测出力。即新能源机组日前市场出力应小于新能源机组出力预测值。

第 7.7.4 条 【日前安全约束经济调度 (SCED) 模型】日前安全约束经济调度 (SCED) 模型。

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

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；

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。

机组出力表达式：

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

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

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

机组运行费用表达式：

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

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。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 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。

(2) 系统旋转备用约束

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

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} &\geq \Delta SR_t^U \\ \sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} &\geq \Delta SR_t^D \end{aligned}$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率与单位时间的乘积， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率与单位时间的乘积； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其允许最大/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。

(4) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率与单位时间的乘积， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率与单位时间的乘积。

(5) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的潮流； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(6) 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

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 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的潮流； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(7) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^F (i \in E)$$

其中， E 为新能源机组集合， $P_{i,t}^F$ 为新能源机组 i 在时段 t 的预测出力。即新能源机组日前市场出力应小于新能源机组出力预测值。

第 7.7.5 条 【节点电价 (LMP) 计算模型】 节点电价 (LMP) 计算模型如下：

日前电能量市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前电能量市场 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前电能量市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、支

路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 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 ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{max}$ ：支路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{min}$ ：支路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{max}$ ：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；

$\tau_{s,t}^{min}$ ：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} ：节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子。

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于0）

第八节 特殊机组在日前电能市场中的出清机制

第 7.8.1 条 【必开机组】为保障电网安全运行和电力安全可靠供应，防范极端自然灾害，电力调度机构可设置必开机组。必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化，必开最小出力保证优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的出力下限约束。出力下限

约束之上的发电能力根据发电机组的电能量报价参与优化出清。

某交易时段中，若必开机组仅中标出力下限约束，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的出力下限约束之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

运行日内，若必开机组当天的总发电收益低于其核定的总发电成本，按照其核定的总发电成本对必开机组进行补偿（机组因自身原因必开除外）。

第 7.8.2 条 【热电联产机组】热电联产机组在确保电力有序供应、电网安全稳定运行、调峰调频等基本需要的前提下，供热电力负荷下限部分优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

某交易时段中，若热电联产机组仅中标供热电力负荷下限对应的出力，该时段内该台热电联产机组不参与市场定价；若热电联产机组的供热电力负荷下限之上的部分中标，该时段内该台热电联产机组可参与市场定价。

第 7.8.3 条 【调试（试验）机组】调试（试验）机组：

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。在机组转商业运行之前，按照政府规定结算，不参与现货电能量市场。

（2）调试（试验）的在运机组

批复同意运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试

(试验)时段内的机组状态为开机,不参与优化。

对于因电厂原因的调试(试验)机组,在调试时段内,在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下,调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试(试验)出力曲线;非调试时段参与市场集中优化出清。若机组的调试(试验)计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求,电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日调试时段内,因电厂原因的调试(试验)机组均不参与市场定价,机组现货价格取机组核定运行成本和现货市场出清的相应节点价格两者间的较低值。

(3) 检修后试验机组(调试)

经调度机构审核同意的检修后试验机组,按照试验调试计划设置开机状态,不参与优化。调试试验时段内的发电出力处理机制与调试(试验)的在运机组相同。

检修后试验机组在开机后 48 小时内必须报竣工,竣工后机组按照市场规则参与日前市场出清。

第 7.8.4 条 【最小连续开机时间内机组】最小连续开机时间内机组:

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

某交易时段中,若最小连续开机时间内机组仅中标最小技术出力(或 AGC 投入状态下的机组深调试验最低出力值),该时段

内该台机组不参与市场定价；若最小技术出力（或 AGC 投入状态下的机组深调试验最低出力值）之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

第 7.8.5 条 【处于开/停机过程中的机组】处于开/停机过程中的机组：

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力（或 AGC 投入状态下的机组深调试验最低出力值）期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第 7.8.6 条 【新能源】参与现货市场的集中式新能源场站、报量报价参与现货市场的分布式光伏或分布式光伏聚合商，在竞价日申报运行日的短期预测出力曲线和报价信息，参与日前市场出清，按优先发电次序享有同等条件下优先出清权。参与直接交易的分布式光伏或分布式光伏聚合商，如未参与现货市场申报，按照中长期交易日分解曲线作为现货电能量市场的边界条件出清；作为价格接受者参与市场的分布式光伏，由电网企业代理预测出力，其预测值作为现货电能量市场的边界条件。

第 7.8.7 条 【独立储能、虚拟电厂等新型经营主体】独立储能、虚拟电厂等新型经营主体在竞价日申报次日 96 点充/放电（发/用电）曲线，参与日前现货市场出清，作为市场价格接受者。

第 7.8.8 条 【单机容量 150MW 以下的机组】未参与现货市场申报的单机容量 150MW 以下燃煤公用机组按照中长期交易日分解曲线作为现货电能量市场的边界条件出清；生物质、垃圾、余气余热等非市场化机组按照政府下达的优先发电量安排日发电计划，作为现货电能量市场的边界条件；自发自用、余量上网的自备电厂，其上网部分的发电出力作为现货市场的边界条件。

第 7.8.9 条 【调频发电机组】提供调频辅助服务的发电机组预留调频容量后，剩余可调出力空间根据日前报价参与日前市场出清，参与电能量市场优化和市场定价，出清的各时段发电出力作为调频出力基值。调频出力基值等具体内容遵循《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》。

第 7.8.10 条 【抽蓄机组】考虑抽蓄机组特殊性，抽水蓄能电站暂不入市。

第九节 日前电能量市场安全校核

第 7.9.1 条 【安全稳定校核】安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核确保线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，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、增加支路（包括线路、变压器）或断面约束、设置机组或机组群机组约束、组织需求侧响应、有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段开展阻塞管理，并重新出清得到

满足安全约束的交易结果。

第 7.9.2 条 【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或调峰安全风险的情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段,电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织需求侧响应、有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段,并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第十节 交易结果发布

第 7.10.1 条 【交易结果发布】原则上,竞价日 18:30 前(如发生触发市场力管控、技术系统偶发性故障等,截止时间相应延后),电力调度机构出具运行日的日前电能量市场金融出清结果和用于实际执行的可靠性出清结果。按照有关程序通过电力交易平台和调度运行技术支持系统发布。

第 7.10.2 条 【日前交易公开信息发布】日前交易公开信息发布:日前交易公开信息为各节点的分时节点电价,全系统每小时的发电侧节点加权平均电价,以及日前电能量市场出清的概况信息。

第 7.10.3 条 【日前交易发电企业私有信息发布】日前交易发电企业私有信息发布。发电企业私有信息具体包括:

- (1) 运行日发电机组开机组合;
- (2) 运行日发电机组 96 点发电计划;

(3) 运行日发电机组的调频状态；

(4) 运行日发电机组每小时的中标电量；

(5) 运行日发电机组每 15 分钟的节点电价。

第 7.10.4 条 【日前交易用户私有信息发布】日前交易用户侧私有信息发布：

日前交易用户侧私有信息包括售电公司和批发用户每小时的中标用电量(数值上等于其在日前电能量市场中申报的每小时的平均用电负荷)和电价。

第 7.10.5 条 【日前发电调度计划】日前可靠性出清结果即为运行日的发电调度计划。

第八章 日内机组组合调整交易组织

第一节 组织方式及时间

第 8.1.1 条 【组织方式】日内机组组合调整根据电网运行实际情况开展。若电网运行边界条件发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，对运行日或当日的发电调度计划（含机组开机组合和机组出力计划）进行调整，得到机组开机组合、分时发电出力曲线，通过电力交易平台和调度运行技术支持系统向经营主体发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前市场形成的出清

结果（含价格）不进行调整。

第 8.1.2 条 【边界条件】主要边界条件变化引起机组组合调整的情况包括但不限于：

（1）因天气条件、实际负荷走势等发生较大变化而需调整负荷预测；

（2）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）电网输变电设备检修计划延期或调整；

（5）电网输变电设备发生故障；

（6）省间联络线计划发生较大变化；

（7）新能源出力较预测发生较大变化。

第 8.1.3 条 【交易时间定义】若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，则对运行日全天 96 点的发电调度计划（含机组开机组合和机组出力计划）进行调整；如电网运行边界条件在运行日内发生变化，则对运行时段后第 2 个时段至运行日最后 1 个时段的调度计划（含机组开机组合和机组出力计划）进行滚动调整。原则上日内机组组合调整组织时长应大于 6 个小时。

第二节 日内发电机组物理运行参数变化

第 8.2.1 条 【日内发电机组申报信息】现阶段，日内机组组合调整采用日前电能量市场封存的发电企业申报信息进行出清，发电机组、售电公司和批发用户在日内机组组合调整中均无需进行申报。

第 8.2.2 条 【发电机组参数申报】当发电机组的物理运行参

数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业须及时汇报省调当值调度员，并及时告知现货市场运营人员。主要包括以下信息：

(1) 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小技术出力）；

(2) 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；

(3) 最新的预计并网/解列时间；

(4) 机组出力上/下限变化情况；

(5) 调试（试验）机组出力变化情况；

(6) 机组发生故障，需对机组发电出力计划进行调整的情况；

(7) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第三节 日内机组运行边界条件准备

第 8.3.1 条【日内机组运行边界条件准备】日内机组组合调整中，发电企业报送相应的运行参数变化信息，电力调度机构在调度运行技术支持系统中对相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行日内机组组合调整出清计算。

第 8.3.2 条【发电机组开机计划曲线】发电机组开机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力上升至最小技术出力。

第 8.3.3 条【发电机组停机计划曲线】发电机组停机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

第 8.3.4 条【发电机组预计并网/解列时间】电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在调度运行技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行日内机组组合调整出清计算。

第 8.3.5 条【发电机组出力上/下限约束】当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生降出力时，电厂应及时向省调当值调度员提交降出力申请，省调当值调度员同意后在调度运行技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行日内机组组合调整出清计算。

第 8.3.6 条【发电机组故障】机组发生故障后，电力调度机构根据实际情况对机组出力计划进行调整。

第 8.3.7 条【发电机组调试及试验计划】原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

第 8.3.8 条【供热机组供热计划】电力调度机构以供热机组在日前电能量市场中申报的供热电力负荷的上下限进行日内机组组合调整出清计算。

第 8.3.9 条【新能源场站运行边界】新能源场站基于最新的运行和气象数据，开展超短期出力预测。电力调度机构基于最新的新能源场站出力预测数据，进行日内机组组合调整出清计算。

第四节 日内电网运行边界条件

第 8.4.1 条【电网拓扑模型】当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第 8.4.2 条【日内短期负荷预测】日内短期全网系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的全网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对日内短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

第 8.4.3 条【日内短期母线负荷预测】日内短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的 220 千伏母线节点负荷需求。调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第 8.4.4 条【省间联络线计划调整】电力调度机构根据国调中心和华北分中心最新发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行修改。

第 8.4.5 条【发电机组及输变电设备检修调整】电力调度机构基于发电机组及输变电设备临时检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场

操作准备、天气状况等，批复执行运行日的发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第 8.4.6 条【运行备用】日内电网运行备用与日前电网运行备用要求一致。

第 8.4.7 条【电网安全约束】日内机组组合调整出清使用的安全约束条件原则上与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

第五节 日内机组组合调整出清与调度计划发布

第 8.5.1 条【日内机组组合调整出清】日内机组组合调整出清与日前市场出清方式一致。日内机组组合调整不出清价格，以实时市场出清价格进行结算。

第 8.5.2 条【日内调度计划发布】电力调度机构将日内机组组合调整出清的发电计划通过调度运行技术支持系统发布。

第九章 实时电能量市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第 9.1.1 条【组织方式】实时电能量市场中，电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前电能量市场与日内机组组合调整确定的开机组合基础上，以发电成

本最小为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价，确保系统平衡、实施阻塞管理。

第 9.1.2 条 【交易时间定义】电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清，滚动连续出清未来 2 小时电能量市场交易结果。

第二节 实时市场运行边界条件准备

第 9.2.1 条 【实时机组运行边界条件准备】实时机组运行边界条件准备与日内机组运行边界条件准备一致。

其中，新能源场站基于最新的运行和气象数据，上报实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 6 小时的超短期出力预测曲线，进行实时电能量市场出清计算。

第 9.2.2 条 【实时发电机组物理运行参数变化】实时发电机组物理运行参数变化申报要求与日内发电机组物理运行参数变化一致。实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，各经营主体在实时电能量市场中无需再次申报。

第 9.2.3 条 【电网拓扑模型】当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第 9.2.4 条 【超短期负荷预测】超短期全网系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时全网用电负荷需求。电力调度机构可根据实际情况对超短期全网系统负荷预测结果进行调整，需综合考虑但不限于以下因素：实时负荷走势、

历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第 9.2.5 条 【省间联络线计划调整】电力调度机构根据国调中心和华北分中心最新发布的运行日省间联络线计划(含日内省间现货交易结果和日内省间调峰交易结果)，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行修改。

第 9.2.6 条 【发电机组及输变电设备检修调整】电力调度机构基于发电机组及输变电设备临时检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备、天气状况等，批复执行运行日的发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第 9.2.7 条 【运行备用】电网实时运行应满足运行备用要求，当运行备用容量无法满足要求时，电力调度机构实时控制原则如下：

(1) 若系统备用容量无法满足要求，可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开停机、参与省间现货交易、开展应急调度交易等。

(2) 发生机组跳闸、重要受电通道故障等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率及系统

备用在规定范围内。

(3) 若系统备用容量仍无法满足要求，按照上级调度统一要求执行。

第 9.2.8 条 【电网安全约束】实时电能量市场出清使用的安全约束条件原则上与日前市场安全校核所提出的约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。

第三节 实时电能量市场出清

第 9.3.1 条 【交易空间】当实时系统出现正偏差（用电增加或发电缺额）时，根据发电企业在日前现货市场中的报价信息，在满足电网运行和机组运行约束条件的基础上，按照全电量优化原则分时段由低到高依次调增在线机组的发电计划出力。

当实时系统出现负偏差（用电减少或发电富余）时，根据发电企业在日前现货市场中的报价信息，在满足电网运行和机组运行约束条件的基础上，按照全电量优化原则分时段由高到低依次调减在线机组的发电计划出力。

第 9.3.2 条 【实时电能量市场出清】电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以发电成本最小为目标，在日前电能量市场与日内机组组合调整确

定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化未来 2 小时机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

第 9.3.3 条 【实时电能量市场的出清过程】实时电能量市场的出清计算过程如下：

（1）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（2）对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行安全校核，若未通过安全校核，则在计算模型中添加相应的附加约束条件，重新进行上述计算过程，直至通过校核，得到实时电能量市场的出清结果。

第 9.3.4 条 【实时安全约束经济调度（SCED）模型】实时安全约束经济调度（SCED）模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致。

第 9.3.5 条 【节点电价（LMP）计算模型】实时电能量市场采用节点电价定价机制。实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

实时电能量市场采用事前定价方式，即结算价格为实时电能量市场的事前出清价格，结算电量为实际上网/用电量。

实时电能量市场节点电价（LMP）计算模型与日前市场节点电价（LMP）计算模型一致。

第四节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

第 9.4.1 条 【必开机组】在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。

根据系统运行需要改变机组发电计划的情况时，由电力调度机构在需要改变发电计划的时段指定相应机组的发电出力，被指定出力的发电机组在指定出力的时间段不参与市场定价。当机组实时指定出力高于日前电能量市场中的中标出力时，相应时段内机组认定为必开机组，指定出力即为必开机组出力下限，指定出力以上部分可参与市场。

必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量市场中必开机组的出清机制一致。

第 9.4.2 条 【调试（试验）机组】调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时电能量市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前电能量市场中调试阶段的新建机组出清机制一致。

（2）试验（调试）的在运机组

在日前电能量市场中批复同意运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时电能量市场中同样视为调试（试验）机组，在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量市场中试验（调试）的在运机组出清机制一致。

（3）检修后试验机组（调试）

经调度机构审核同意的检修后试验机组，在实时市场中同样

视为试验调试机组，在实时市场中的出清机制与日前市场中检修后试验机组出清机制一致。

第 9.4.3 条 【最小连续开机时间内机组】最小连续开机时间内机组在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量市场中最小连续开机时间内机组出清机制一致。

第 9.4.4 条 【处于开/停机过程中的机组】处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力（或 AGC 投入状态下的机组深调试验最低出力值）期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时报送的停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第 9.4.5 条 【发生故障导致调整出力计划的机组】若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力调整为机组实时申请并经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

第 9.4.6 条 【临时新增开机机组】临时新增开机机组指在日前电能量市场中未被列入机组开机组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时电能量市场中，临时新增开机机组根据其电能量报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小技术出力（或 AGC 投入状态下的机组深调试验最低出力值），该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

对临时新增开机机组，若该机组当天的总发电收益低于核定的总发电成本，按照核定的总发电成本对其进行补偿。

第 9.4.7 条 【临时新增停机机组】临时新增停机机组指在日前电能量市场中被列入机组开机组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组，分以下两种情况处理。

（1）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前电能量市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电能量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则处理。

（2）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前电能量市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停

机，并按照核定启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台记录机组点火的时间为准。相应的电能量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

第 9.4.8 条 【供热机组】在日前电能量市场中申报了运行日供热计划的供热机组，在实时电能量市场中同样视为供热机组。电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，以供热机组在日前电能量市场中申报的供热电力负荷的下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

实时电能量市场中供热机组的定价机制与日前电能量市场中供热机组定价机制一致。日前申报的供热机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的供热机组在实时运行中发生故障而不具备供热条件时，发电厂可向电力调度机构申请更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照规定参与实时电能量市场出清，原供热机组恢复为常规机组参与实时市场出清。

第 9.4.9 条 【并网自备电厂、地方公用电厂和独立储能设施】并网自备电厂、地方公用电厂和独立储能设施出清机制与日前市场的出清机制一致。

第 9.4.10 条 【新能源场站】新能源场站在运行日申报超短

期预测出力曲线,参与现货市场的新能源场站出清机制与日前市场的出清机制一致。

未上报超短期预测的新能源场站取其对应时段的日前预测值作为超短期预测值。

第 9.4.11 条 【调频发电机组】提供调频辅助服务的发电机组出清机制与日前电能量市场中调频发电机组的出清机制一致。

第 9.4.12 条 【容量电费可用能力抽查机组】按照煤电容量电费考核机制,电力调度机构定期开展煤电可用能力抽查,相应时段内,该台机组不参与市场定价,作为市场价格接受者。

第五节 实时电能量市场安全校核与出清结果发布

第 9.5.1 条 【实时电能量市场安全校核】实时电能量市场安全校核与日前电能量市场安全校核一致。

第 9.5.2 条 【市场出清结果发布】电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清的实际发电计划通过调度运行技术支持系统下发至各发电机组。实时运行中,通过交易平台系统滚动发布实时电能量市场的未来两小时出清结果;次日发布运行日实时电能量市场的正式结果,应用于结算。

第 9.5.3 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、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间,满足电网风险防控措施要求,保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

电网实时运行中,当系统发生事故或紧急情况时,电力调度机构应按照安全第一的原则处理,无需考虑经济性。处置结束后,

受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过电力交易平台和调度运行技术支持系统向市场成员发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (1) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- (2) 系统频率或电压超过规定范围时；
- (3) 系统调频容量、备用容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- (4) 电网超出稳定限额或存在输变电设备过载风险时；
- (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) 天气、自然环境等发生极端变化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) 风光、负荷预测与实际偏差较大，影响电力实时平衡时；
- (9) 省间联络线输送功率出现较大偏差需要调整时；
- (10) 因京津冀大气污染防治、特殊时期重要保电和保空气质量、民生供暖，以及应对突发重污染天气等重大事件导致机组出力受限时；
- (11) 满足机组实际发电能力抽查等容量电费相关政策要求；

(12)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。

在出现上一条所述情况时,电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式:

- (1) 改变机组的发电计划;
- (2) 让发电机组投入或者退出运行;
- (3) 调整设备停复役计划;
- (4) 调整省间联络线的送受电计划;
- (5) 投入或退出机组调频模式;
- (6) 让发电机组延迟投入或延迟退出运行;
- (7) 修正超短期风光出力预测、负荷预测;
- (8) 采取错峰限电方式控制负荷;
- (9) 暂停实时电能量市场交易;
- (10) 事故拉路;
- (11) 调整机组切缸计划;
- (12) 开展机组实际发电能力抽查;
- (13) 调整独立储能充放电曲线,包括全部或分批次调用;
- (14) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时,电力调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处理,情形严重时可建议政府主管部门对相应机组、用户-实施强制退出调度运行,由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

第十章 市场偏差处理机制

第 10.1.1 条【市场偏差处理机制】市场偏差处理主要包括：机组日内临时非计划停运处理、机组实时发电计划执行偏差处理、新能源场站发电计划偏差处理等。

第 10.1.2 条【机组日内临时非计划停运处理】出现以下情况之一时，认定为机组日内临时非计划停运：

（1）机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因发生跳闸或被迫停运，影响运行日的开机运行；

（2）机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，按照现行“两个细则”相关规定计算考核电量。

机组发生临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

第 10.1.3 条【机组实时发电计划执行偏差处理】发电机组的实时发电计划执行偏差按照现行“两个细则”相关规定考核电量。按照现行“两个细则”规定的相关条款，对并网发电机组的实时发电计划执行偏差进行免考。

第 10.1.4 条【新能源发电计划偏差处理】新能源场站在新能源消纳受限时段和因报价等原因未全量中标时段，实际发电出力曲线与实时发电计划曲线之间的偏差，按照现行“两个细则”相关规定考核。

新能源场站按考核电量和政府明确的河北南网燃煤基准电价进行预测偏差考核。在新能源消纳未受限时段，风电场日前功率预测允许偏差为实际发电出力的 15%，实时功率预测允许偏差为实际发电出力的 10%；光伏电站日前功率预测允许偏差为实际发电出力的 10%，实时功率预测允许偏差为实际发电出力的 5%，考核电量为预测曲线和实际发电出力曲线偏差电量的 4%。在新能源消纳受限时段，计算预测偏差时用场站上报的可用功率替代场站实际发电出力，允许偏差、考核电量比例与未受限时段一致。现货试运行实际考核结算时段，“两个细则”相应条款暂不执行。

新能源场站无客观原因人工修改预测结果对电网电力平衡造成不利影响的，由电力调度机构组织第三方机构对其进行核查后督导停运整改，限期（3 个月）完成整改的新能源场站可重新申请并网运行。

第十一章 风险防范和控制

第 11.1.1 条【市场运营风险防范】为防范和把控现货市场运营风险，电力市场运营机构应开展市场仿真分析、加强市场运行监测、加强电网安全裕度管理、加强现货交易平台管理、完善电力应急保障机制、建立信用评价体系、合同执行与违约处罚机制等。

第 11.1.2 条【市场风险分类】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 11.1.3 条【市场风险预警】市场运营机构建立风险预警工作程序,完善预警流程。按照程序对市场风险进行预警,并报告河北省发展和改革委员会、国家能源局华北监管局。

第 11.1.4 条【市场风险防范与处置】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。风险处置预案经河北省发改委、国家能源局华北监管局审定后执行。市场风险发生时,及时按照有关预案开展

处置，并按要求披露市场风险处置情况。

第 11.1.5 条【保供电时期处理机制】保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、控制断面限额、设置临时断面、增加必开机组等措施。

第 11.1.6 条【特殊管控要求处理机制】为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场定价，作为价格接受者。

第 11.1.7 条【供热期价格异常阶段处理机制】如果供热机组在供热期存在较大市场力，引起市场价格明显异常的，可采取但不限于调整限价范围、进行申报价格替代或选取近一段时期现货市场平均价格进行结算等措施。

第 11.1.8 条【系统出清异常处理机制】当市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。

若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市

场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照《河北南部电网电力市场结算实施细则》中相关规定进行电费追退补。

第十二章 市场监管

第 12.1.1 条 政府主管部门和能源监管机构对现货市场运营进行监督管理。按照现货市场监管的需要，构建现货市场监管指标体系，并根据监管指标查阅相关市场信息，创新监管措施和手段。邀请独立的第三方机构对现货市场运行进行常态化过程评估与监测。

第十三章 附则

第 13.1.1 条 本细则由河北省发展和改革委员会负责解释。

第 13.1.2 条 本细则自印发之日起实施，结合实际情形变化进行修订。