福建电力现货市场交易实施细则

（2027 年修订版）

（征求意见稿）

2026 年 12 月

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

目　　录

第一章　总则 1
第二章　市场成员与参与方式 1
第三章　市场构成与价格 8
第四章　市场衔接机制 12
第五章　日前市场 12
第六章　实时市场 32
第七章　信息披露 44
第八章　风险防控与市场监管 46
第九章　特殊情况处理机制 50
第十章　争议处理 54
第十一章　附则 54
附录一　名词解释 56
附录二　发电侧主体技术参数申报表 58
附录三　发电侧主体机组启停费用申报表 59
附录四　发电侧主体电能量报价表 60
附录五　安全约束机组组合模型 61
附录六　安全约束经济调度模型 67
附录七　节点电价计算模型 71

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

第一章　总则

第一条 为规范电力现货市场运营和管理，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《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 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）以及《国家能源局福建监管办公室 福建省发展和改革委员会关于印发<福建电力市场运行基本规则（2025年修订版）>的通知》（闽监能市场规〔2025〕19号）等文件和有关法律、法规规定，制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于福建双边电力现货市场结算运行的运营、管理、组织与实施。

第三条 国家能源局福建监管办公室（以下简称福建能源监管办）与福建省发展和改革委员会（以下简称福建省发改委）等单位和部门根据职能依法履行福建现货电能量市场监督管理职责。

第二章　市场成员与参与方式

第四条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含代理购电用户）、售电公司和新型经营主体；市场运营机构包括国网福建电力调度控制中心（以下简称电力调度机构）和福建电力交易中心有限公司（以下简称电力交易机构）。

第五条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与市场交易，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）获得公平的输配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。

第六条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与市场交易，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。

（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。

第七条 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与市场交易，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。

第八条 新型经营主体的权利和义务主要包括：

（一）按照市场规则参与电力现货市场，按时完成电费结算。

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（四）获得签约分散资源的相关信息。

（五）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务。

（六）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务。

（七）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品。

（八）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。

（九）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务。

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 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、市场监测和风险防控，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。

（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）配合福建能源监管办、福建省发改委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，并向福建能源监管办、福建省发改委报告，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，向福建能源监管办、福建省发改委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。

第十一条 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，服从电力调度机构的统一调度。

（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撑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。

第十二条 发电侧主体按参与现货电能量市场的竞价方式，分为通过竞价上网方式参与的A类发电侧主体和以价格接受者方式参与的B类发电侧主体。具备条件的新能源场站及虚拟电厂发

电类聚合单元按自然年选择“报量报价”或“报量不报价”的参与方式。具体如下：

（一）A 类发电侧主体包括以下主体：

省调直调的燃煤发电机组，以及选择以“报量报价”方式参与的新能源场站和虚拟电厂发电类聚合单元。

其中，集中式新能源场站需一个场站只能对应一个报价项目；分散式风电及分布式光伏项目（以下简称分布式新能源）及虚拟电厂发电类聚合单元需具备接收并执行调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线、实际发电曲线上送、“可观、可测、可调、可控”功能，并根据市场出清结果控制发电出力。

（二）B 类发电侧主体包括以下主体：

以“报量不报价”方式参与的集中式新能源场站，以及充放电功率不小于 1 万千瓦且持续时间不小于 1 小时的独立新型储能电站。

以“不报量不报价”方式参与的非省调直调的燃煤发电主体（含“三余”）、分布式新能源。

以“不报量不报价”方式参与的抽水蓄能电站；结合市场发展，引导报量参与现货市场。

选择以“报量不报价”方式参与的分布式新能源、虚拟电厂发电类聚合单元；分布式新能源、虚拟电厂发电类聚合单元需具备接收并执行调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线、实际发电曲线上送等能力，分布式新能源及虚拟电厂发电类聚合单

元所聚合的分布式新能源项目需具备“可观、可测、可调、可控”功能。

第十三条 除A、B类发电侧主体外的其他发电主体，包括核电、水电、LNG、生物质发电，以及处于调试阶段的新建机组等作为市场边界机组（以下简称C类发电侧主体）。

应急备用机组按照国家以及福建省有关规定执行。

第十四条 用户侧主体包括批发用户、售电公司、电网企业代理购电、虚拟电厂负荷类聚合单元等。

第十五条 用户侧主体以“报量不报价”方式参与现货电能量市场交易。结合市场发展，引导用户侧主体报量报价参与现货市场。

第十六条 具备调节能力的用户侧主体可“报量报价”参与需求侧调节市场交易。用户侧主体参与需求侧调节市场交易要求参照虚拟电厂入市要求管理。

第三章 市场构成与价格

第十七条 福建现货电能量市场由日前市场和实时市场组成。

第十八条 发电侧主体电能量价格采用节点边际电价机制，节点边际电价包含电能量分量与阻塞分量。

接入220kV及以上母线节点的机组、独立新型储能、集中式新能源场站及虚拟电厂发电类聚合单元，以其所在节点的节点边际电

价作为其现货价格。未接入220kV母线节点的独立新型储能、集中式新能源场站、“报量报价”或“报量不报价”参与的分布式新能源和虚拟电厂发电类聚合单元，以其所匹配的220kV母线节点的节点电价作为其现货价格。其他接入220kV以下母线节点的机组、新能源场站根据接入220kV及以上母线节点以及匹配至220kV母线节点的同类型电源（暂分燃煤（含“三余”）、风、光三类）现货出清加权平均价格作为现货价格。

第十九条 发电侧主体不参与定价的情况包括但不限于：

（一）机组已达到最大爬坡能力。

（二）机组因自身原因出力不得低于某一水平，低于及等于该水平的部分不参与定价。

（三）必开机组低于及等于最小出力的部分不参与定价。

（四）机组处于调试（试验）阶段。

（五）机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

（六）机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

第二十条 应急备用机组并网发电的电量电价按调用时段其所在节点的实时市场节点电价开展结算。

第二十一条 用户侧主体现货市场电能量价格取统一结算点电价为其现货价格。

日前市场统一结算点电价$P_{日前统一结算点,t}$，按t时段所有以“报量报价”或“报量不报价”参与现货市场的A、B类发电主体的日前

市场出清电量（扣除厂用电率）和其日前市场节点电价加权计算得出。

实时市场统一结算点电价$P_{实时统一结算点,t}$，按实时市场价格校验后，t 时段所有 A 类及 B 类（除未直接参与或未聚合参与市场的分布式新能源）发电主体的实时上网电量和其实时市场节点电价加权计算得出。

第二十二条 参与现货市场交易的发电机组成本参数（包括启动成本、空载成本、电能量边际成本）、启动费用上下限、空载费用上下限、电能量价格上下限，作为现货市场申报、出清以及结算依据，应按照有关办法履行建议、审议和调整等程序。

（一）发电机组成本参数：发电机组成本参数指基于发电机组的发电成本计算的发电成本价格（单值）或发电成本曲线。发电机组成本参数用于计算发电机组成本补偿费用，以及用于市场力检测与缓解等环节，包括电能量边际成本、空载成本和启动成本。启动成本包括冷态/温态/热态启动成本，单位为元/次。空载成本由空载能耗乘以燃料价格得出。电能量边际成本考虑边际能耗、燃料价格等测算得出。

（二）电能量价格上下限：基于发电机组电能量边际成本等因素设置市场力检测价格、电能量价格上下限。市场力检测价格、电能量价格上下限可根据电力供需形势等市场运行情况变化进行动态调整。

（三）启动费用上下限：机组启动费用上下限包括冷态/温态/

热态启动费用上下限，单位为元/次。以各类型燃煤机组冷态/温态/热态启动成本为基准值，基准值乘以启动费用上下限系数作为机组启动费用上下限。各类型等级机组的启动成本基准值根据机组类型、单机容量、单次启动耗煤（气）量、耗油量及厂用电量、制水费、蒸汽费等情况计算得出。基准值乘以启动费用上限系数 1.2 作为机组启动费用上限，下限取 0 元/次。同等级机组的温态和热态启动成本基准值为冷态启动成本基准值的 80%和 60%。

（四）空载费用上下限：基于各类型燃煤机组空载成本为基准值，基准值乘以空载费用上下限系数作为机组空载费用上下限。

机组空载燃料成本计算步骤如下：

1. 获取机组平均能耗数据，即在不同出力水平下的平均能耗值，包含机组最小技术出力、额定容量对应的平均能耗。

2. 将机组平均能耗值分别乘以对应出力水平，得到机组总能耗数据，即在不同出力水平下，发电一小时所消耗的总燃料。

3. 基于机组总能耗数据，采用最小二乘法，拟合机组总能耗与出力水平的函数关系表达式，确定机组能耗特性参数 m、t、k。

$$F = mP^2 + tP + k$$

式中：F 为机组发电总能耗；P 为出力水平。

4. 在上述机组总能耗关系式中，假设机组出力为零，同时按照供电总能耗=发电总能耗/（1-厂用电率）考虑燃料成本占发电成本比例，得到机组空载燃料消耗。

机组空载燃料成本=机组空载燃料消耗×燃料价格

第二十三条 现货电能量市场的报价限值由省内价格主管部门会同有关主管部门、福建能源监管办组织制定。现货市场申报与出清价格范围暂取 0-1000 元/兆瓦时。

第四章　市场衔接机制

第二十四条　全省系统用电负荷与由省间交易形成的联络线计划之和作为现货市场竞价标的。

第二十五条 现货交易采用全电量集中竞价，参与现货市场的经营主体的省内中长期合同及所有外送合同仅作为结算依据，不作为电力调度机构执行依据。

第五章　日前市场

第二十六条 日前市场包括用于日前市场结算的日前市场经济出清，以及用于生产运行组织的可靠性机组组合及发电计划编制。

第二十七条 日前市场经济出清指电力调度机构在 D-1 日，以批发用户、售电公司以及虚拟电厂负荷类聚合单元申报的 D 日 96 时段用电负荷曲线、电网企业分别申报的 D 日 96 时段代理工商业用电曲线（含线损）及居民农业用电曲线（含线损）以及需求侧调节市场交易出清结果为依据，根据 A 类发电侧主体及报量不报价参与的 B 类发电侧主体申报信息，综合考虑特殊机组出力曲线、机组检修安排、输变电设备检修安排、机组运行约束条件、电网运行约束条件、C 类发电侧主体及不报量不报价的 B 类发电侧主

体发电计划等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment，SCUC）模型和安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch，SCED）模型进行集中优化计算，形成日前市场经济出清结果，作为日前市场结算依据。

第二十八条 可靠性机组组合及发电计划编制是指电力调度机构在D-1日，以电力调度机构预测的系统负荷曲线和母线负荷预测及需求侧调节市场交易出清结果，以及新能源发电计划、C类发电侧主体及不报量不报价参与的B类发电侧主体发电计划，根据A类发电侧主体及独立新型储能、虚拟电厂发电类聚合单元等B类发电侧主体申报信息，综合考虑特殊机组出力曲线、机组检修安排、输变电设备检修安排、机组运行约束条件、电网运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）模型和安全约束经济调度（SCED）模型进行集中优化计算，形成可靠性机组组合结果及发电计划曲线，用于生产运行组织。

第二十九条 可靠性机组组合及发电计划编制根据安全约束经济调度（SCED）模型进行集中优化出清，以及日前市场经济出清根据安全约束机组组合（SCUC）模型和安全约束经济调度（SCED）模型进行集中优化出清时，采用经市场力缓解后的发电侧主体在D-1日对D日的交易申报数据。

第三十条 需求侧调节市场交易设置正调节和负调节两个品种，在具备市场条件后正式运行。正调节指在电网高峰时段降低负

荷，负调节指在电网低谷时段提高负荷，标的均为运行日（含节假日）的若干个半小时时段。

第三十一条 日前市场交易流程如下：

（一）D-1 日 8:00-8:45，参与现货电能量市场交易的独立新型储能电站、报量不报价参与的新能源场站、报量不报价参与的虚拟电厂发电类聚合单元等完成 D 日的自调度曲线申报。

（二）D-1 日 8:00-8:45，参与需求侧调节市场交易的用户侧主体进行量价申报。

（三）D-1 日 9:00 前，电力调度机构发布 D 日的全省用电负荷预测 96 点曲线、联络线 96 点送受电计划曲线、C 类发电侧主体 96 点预排发电计划总曲线、可靠性机组组合及发电计划编制 96 点竞价空间、必开必停机组名单及总容量、电网设备检修计划、关键输电断面可用容量等信息。

（四）D-1 日 9:00-9:45，A 类发电侧主体完成 D 日省内现货电能量市场报价。售电公司、批发用户、虚拟电厂负荷类聚合单元申报 D 日 96 时段的用电负荷曲线，电网企业分别申报 D 日 96 时段代理工商业用电曲线（含线损）及居民农业用电曲线（含线损）。

（五）D-1 日 9:45 前，根据电力调控机构 D-2 日发布的调节量需求，完成需求侧调节市场交易量价出清结果发布。

（六）D-1 日 11:00 前，电力调度机构根据 A 类发电侧主体在 D-1 日对 D 日的电能量报价，采用安全约束机组组合（SCUC）模型出清 D 日的机组开机初步组合，在此基础上经机组组合实用化复核

后确定的机组组合，编制D日发电预计划，并根据发电预计划和富余发电能力，按照省间现货规则确定并发布相关市场交易限额。

（七）D-1日11:00-11:30，参与省间现货交易的发电侧主体完成D日省间日前现货市场报价。

（八）D-1日11:45前，电力调度机构按照省间现货规则，校验经营主体申报数据合理性并报送上级电力调度机构。

（九）D-1日12:00前，电力调度机构公布未来7天电力平衡提示信息。

（十）D-1日12:30前，上级电力调度机构开展D日省间现货出清，并发布出清结果。

（十一）D-1日14:30前，华东分中心组织包括但不限于D日华东电网备用、华东电力调峰辅助服务等交易，并发布出清结果。

（十二）D-1日19:00前，电力调度机构采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）开展日前市场经济出清，并披露经营主体日前市场出清结果，主要包括：A类发电侧主体和报量不报价方式参与的B类发电侧主体的日前市场96点出清电量和电价；用户侧主体的日前市场96点出清电量。

（十三）D-1日21:00前，结合日前市场经济出清机组组合，电力调度机构采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）模型开展D日可靠性机组组合和发电计划曲线编制，并根据出清结果编制和发布运行日（D日）发电计划及披露相关信息，主要包括：省调直调、许可发电侧主体，按单机、或全厂、或流域

96 点发电计划曲线；A 类发电侧主体日前市场的 96 点出清电量。

上级调度机构未按时下发联络线正式计划时，SCUC、SCED 及信息披露等相关流程相应顺延。

第三十二条 日前市场网络拓扑采用考虑设备停役计划后的全省 220 千伏及以上网络。设备停役计划包括网络检修计划，以及为保障安全必须采取的预防性停役。220 千伏以下电压等级接入的发电侧主体及新型经营主体等采用等值接入的方式处理。

第三十三条 日前市场的负荷预测包括：全省系统发电负荷预测、全省系统用电负荷预测和统调用电母线负荷预测。

（一）全省系统发电负荷预测由全省系统用电负荷预测加上联络线计划交换功率（外送为正、受入为负）形成。

（二）全省系统用电负荷预测综合考虑因素包括但不限于：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求变化、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。

（三）统调用电母线负荷预测主要范围为 220 千伏变电站主变高压侧有功负荷。

第三十四条 C 类发电侧主体及不报量不报价方式参与的 B 类发电侧主体的发电计划预测由电力调度机构协同发电企业共同完成，作为日前市场竞价的边界条件优先安排。包括：

（一）电力调度机构做好不报量不报价参与的分布式新能源的短期、超短期功率预测。

（二）电力调度机构统筹兼顾电网安全稳定、新能源消纳、库容刚性约束，统一制定、滚动调整抽水蓄能机组抽发运行日前计划。抽水蓄能机组日前计划编制原则如下：

1. 优先满足系统顶峰调峰、跨时段调频、备用及黑启动支撑需求，结合全省电力平衡、新能源消纳、断面约束等统筹确定抽蓄抽水、发电曲线。

2. 考虑上下库库容、水量平衡、机组振动区等水力刚性约束，原则上不超库容、不超约束运行。

3. 主网架无潮流阻塞前提下，全省不同抽蓄电站同一时刻不得同时出现抽水和发电两种不同运行状态。

4. 按照抽蓄电站“实设比”指标管控其年度发电利用小时数偏差。

5. 统筹预留机组年度检修容量、系统正负备用容量，避免抽蓄集中停运影响系统调节能力。

6. 其他有利于保障电网安全、促进清洁能源消纳的安排原则。

（三）电力调度机构根据来水情况，协调各水电发电侧主体按照水能利用和调峰效率最大化原则，考虑防洪、环保、生活、灌溉、通航、养殖等需求编制水电企业短期、超短期发电计划。

（四）电力调度机构根据燃气来气预测，按照燃气高效使用、保障电网安全、促进清洁能源消纳的原则编制 LNG 机组发电计划。

（五）电力调度机构在可再生能源充分消纳的基础上，兼顾核电消纳，编制核电发电计划。

（六）调试阶段的新建机组出力根据其调试计划编制。

第三十五条 电力调度机构依据《福建省电力系统调度控制管理规程》，以及上级电力调度机构对系统运行备用留取的要求，综合考虑负荷变化、新能源出力波动、主要故障预想、重要保供电要求、联络线外送潜在需求等情况，确定发电侧运行正备用（包括事故备用和负荷备用）和负备用，作为安全约束机组组合（SCUC）的约束条件。

特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用的约束限值。

第三十六条 电力调度机构基于所掌握的运行日边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为日前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：线路可用容量、断面可用容量、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

未做特殊说明时，日前市场按照将断面潮流控制在不超日前信息披露所发布的断面可用容量的100%进行日前市场出清。

（一）线路可用容量和断面可用容量

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路可用容量、断面可用容量：

1.因上级调度指令要求或系统安全运行需要，将线路、断面潮流控制在指定值以内。

2. 为保障电网安全运行，断面安全裕度可根据天气情况、保电要求、新能源消纳等情况进行调整。

3. 其他保障电网安全可靠供应，要求将线路、断面潮流控制在指定值以内。

（二）发电机组（群）必开约束

以下情况，电力调度机构可设置必开机组（群）：

1. 因电压、潮流等系统安全需要，必须开机并网并保持运行状态的机组。

2. 因保供电、保供热、保民生或政府部门要求，需要提高安全裕度而增开或维持运行状态的机组。

3. 经电力调度机构批复，需要开展试验、调试的机组，或在D日某些时段固定出力的机组。

4. 其他保障电力安全可靠供应、维持清洁能源消纳需要开机运行的机组。

（三）发电机组（群）必停约束

以下情况，电力调度机构可设置必停机组（群）：

1. 因保障系统安全运行需要停运的机组。

2. 处于计划检修、临时检修、事故停机或缺煤停机等状态的机组。

3. 不具备并网条件的机组。

4. 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。

（四）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

1. 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）。

2. 因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）。

3. 根据电网安全运行要求或新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）。

4. 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

第三十七条 A 类发电侧主体中的省调直调燃煤发电机组以“报量报价”方式参与日前现货电能量市场，申报内容及要求如下：

（一）D 日 96 点最小和最大技术出力、典型开机曲线、典型停机曲线、机组升降坡速率、日最大启停次数、机组最早并网时间、机组最早解列时间、启动费用（元/次）、空载费用（元/小时）等，参见附录二、三。

1. 原则上，机组最小技术出力和最大技术出力以并网调度协议约定的数值为准，安控机组最小技术出力按网调规定执行，热电联产机组（含非热电联产的供热机组，下同）按其实际供热情况申报 96 点保证供热的最低出力和供热工况下的最高出力。热电联产机组应报送 D 日热电联产机组编号。

2. 机组升降坡速率不低于并网调度协议约定要求。

3.机组最早并网时间默认为每天6:00，机组最早解列时间默认为每天23:00。

4.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。机组申报的启动费用不得超过启动费用上下限范围。

5.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过空载费用上下限范围。

（二）运行日（D日）机组的电能量报价，参见附录四：

1.电能量报价按容量采用多段式连续报价，总段数暂定不超过10段，每段需申报出力起点（MW）、出力终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。

2.第一段出力起点为机组的最小技术出力，最后一段出力终点为机组的最大技术出力；每段报价的出力起始点必须为上一段报价段的出力终点；申报的出力起点和出力终点需为整数值，每段出力区间不小于10MW；每段报价均包含出力终点值，均不包含出力起点值。最小技术出力及以下、热电联产机组供热最低出力及以下均默认为0元/MWh。

3.申报的价格不得超过现货电能量市场的报价上下限范围，报价-出力曲线必须单调非递减。

（三）机组报价需经市场力检测。通过市场力检测的发电机组

电能量报价视为有效报价，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，方可参与市场出清。市场力检测及缓解通过对比发电企业电能量报价与市场力检测价格开展。具体做法如下：

1.发电企业电能量报价采用发电企业申报电力-价格曲线的加权平均值。

2.市场力检测价格=煤耗×燃料价格/燃料成本占总边际成本比例（K1）。

煤耗由实测得出，并按装机容量分为300MW容量等级、600MW容量等级，1000MW容量等级，每个容量等级煤耗取本容量等级机组的煤耗平均值。

燃料价格由上月中国电力企业联合会已公开发布的CECI沿海指数（5500千卡/kg）中电煤采购综合价、成交价、离岸价平均值的最大值（涉及跨月发布的数据纳入计算范围），以及上月上海航运交易所已发布的秦皇岛-厦门（5-6万DWT）、秦皇岛-福州（3-4万DWT）煤炭海运价格最大值确定，即燃料价格=（CECI沿海指数+煤炭海运价格）÷5500×7000。

燃料成本占总成本比例（K1）为燃料成本占综合边际成本比例。

市场力检测价格由电网企业测算，每月最终结果以交易平台信息披露为准。

3.对未通过市场力监测的机组，实施报价替换后参与现货市

场出清。替换报价形成方式为，将每个出力段的报价，按照本机组所属容量等级的市场力检测价格与发电企业电能量报价的比值缩小。

第三十八条 报量报价或报量不报价方式参与的新能源均须参与日前市场申报，并以自然年为周期选择是否参与日前市场，且在每年年底申报次年参与日前市场标识；参与日前市场的新能源按日前市场经济出清结果进行结算，不参与日前市场的新能源纳入日前市场优化，但不参与日前市场结算。

第三十九条 报量报价方式参与日前现货电能量市场的新能源场站按照项目、发电类虚拟电厂按聚合单元进行申报，申报要求如下：

（一）电能量报价按容量采用多段式连续报价，总段数暂定不超过10段，每段需申报出力起点（MW）、出力终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）；发电能力上限曲线。

（二）第一段出力起点为0MW，最后一段出力终点为新能源项目的装机额定容量；每段报价的出力起始点必须为上一段报价段的出力终点；每段报价均包含出力终点值，均不包含出力起点值。

（三）申报的价格不得超过现货电能量市场的报价上下限范围，报价-出力曲线必须单调非递减。

（四）机组报价需经市场力检测，具体办法与A类燃煤机组市场力检测办法一致，市场力检测价格采用1000MW等级煤电机组市场力检测价格。

第四十条 报量不报价参与的新能源场站按照项目、报量不报价参与的发电类虚拟电厂按聚合单元申报D日自调度曲线，在满足电网安全运行条件下优先出清；当无法满足电网安全运行条件时，在电网安全运行条件范围所涉及的新能源项目中，按照以下原则调减出力：

所有省调管辖新能源场站（含省调直调和许可）按照计划调减时段的预测出力比例、预测准确率、AGC指标排名等因素确定调减顺序和调减比例。各因素权重系数可根据市场运行情况调整，暂定预测出力比例权重系数占60%、场站预测准确率排名权重系数占20%、AGC指标排名权重系数占20%。

各场站需要调减出力=新能源总需要调减出力×各场站分配比例

各场站分配比例=60%×A1+20%×A2+20%×A3

其中，A1（计划调减时段的预测出力比例系数）=计划弃电时段的日前预测出力÷所有场站计划弃电时段的预测出力总和。

A2（上月预测准确率排名系数，按月更新）=（总场站数-场站倒数排名+1）÷所有场站排名总和。

A3（AGC指标排名系数，实时更新）=（总场站数-场站倒数排名+1）÷所有场站排名总和。具备AGC功能的新能源场站AGC指标由AGC调节精度、调节速率、响应时间加权得出，进行排名；不具备AGC功能的新能源场站该指标排在末位，位次相同，优先压降。

第四十一条 独立新型储能电站参加现货电能量市场交易，需申报D日自调度曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条

件下优先出清。若独立新型储能电站同时参与调频辅助服务市场，默认实时市场自调度曲线为 0MW。

第四十二条 应急备用机组、以“不报量不报价”方式参与的抽水蓄能电站、分布式新能源及非省调直调的燃煤发电主体（含“三余”）纳入日前市场优化，但不参与日前市场结算。

第四十三条 用户侧申报要求如下：

（一）售电公司及虚拟电厂负荷类聚合单元在电力交易平台申报运行日其代理的零售用户 96 点用电曲线，申报的每个时段最大电力需求，不得超过其代理零售用户的合同容量之和，并符合资产和履约保障凭证相关要求；申报的每个时段最小电力需求为 0MW，小数点后最多申报 3 位数。

（二）批发用户在电力交易平台申报运行日的 96 点用电曲线，申报的每个时段最大电力需求，不得超过该用户合同容量；申报的每个时段最小电力需求为 0MW，小数点后最多申报 3 位数。

第四十四条 参与需求侧调节市场交易用户申报要求如下：

（一）申报时段以每半小时为基本单位，可以申报连续或者分散的若干个半小时，按每半小时进行申报和出清，每个时段最多申报一个量价。

（二）需申报运行基线、分时段可调节负荷（MW）及对应报价（元/MWh），基线负荷曲线参照《福建省电力需求响应实施方案》（闽发改规〔2024〕14 号）计算。用电负荷以负值表示，上调节量（减少用电）以正值表示，下调节量（增加用电）以负值表示，

第一段负荷区间起点为用电负荷（调节量）下限，最后一段负荷区间终点为用电负荷（调节量）上限；每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 0.01MW，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应单调非递减。申报容量上限不能超过省电力负荷管理中心认证的调节能力的 150%。

第四十五条 电网代理购电（居民农业）纳入日前市场优化，但不参与日前市场结算。

第四十六条 经营主体需在规定时间内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最近一次有效申报信息作为申报信息。

第四十七条 日前市场 A 类发电侧主体中的省调直调燃煤发电特殊机组出清机制如下：

（一）必开机组

必开机组在必开时段内机组状态为开机，不参与机组组合计算优化，必开机组最小必开出力曲线未做特别说明时，取机组申报的最小技术出力，必开机组最小出力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。

（二）热电联产机组

申报了运行日供热计划的热电联产机组，在运行日的机组状态为开机，不参与机组组合计算优化。在确保民生供热需求、电网安

全稳定、电力平衡情况、调峰调频等基本需要的前提下，热电联产机组在其申报的实际供热情况最低出力和最高出力之间的发电能力，根据机组的电能量报价参与优化出清。

（三）调试（试验）机组

批复同意运行日调试（试验）计划的发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机。在调试时段内，调试（试验）机组应申报其出力计划曲线，经电力调度机构校核确认曲线后，作为固定出力机组运行；或申报出力上下限，根据机组的电能量报价参与市场优化出清。调试日其余时段，调试（试验）机组根据机组的电能量报价参与市场优化出清。

（四）处于开停机过程的机组

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期间，发电出力为其对应状态下的典型开机曲线，不参与优化。

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。

（五）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，最小技术出力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。

第四十八条 应急备用机组开启后由电力调度机构作为必开机组按实际需要编制发电曲线。

第四十九条 已注册生效并进入商业运营的新投产燃煤机组，

在电力调度机构确认并网主体报送的进入商业运营相关材料完整时间之日起至可具备申报资格之日的第 2 日，该机组的开停机状态及发电计划以申请单的形式明确。

第五十条 运行日发生故障停运且次日可恢复并网的机组，经电力调度机构审核同意后，可于次日并网，并按照该机组最近一个有效报价参与安全约束经济调度（SCED）日前市场出清。

第五十一条 D-1 日，电力调度机构开展可靠性机组组合和发电计划编制时，根据 A 类发电侧主体在 D-1 日对 D 日的电能量报价，采用安全约束机组组合（SCUC）模型出清得到 D 日的机组初步组合，在此基础上，经机组组合实用化复核后确定 D 日机组组合。安全约束机组组合必须满足系统平衡约束、系统正负备用约束、机组（群）出力上下限约束、线路（断面）潮流约束、必开（必停）机组约束、机组升（降）坡速率约束、机组日最大启停次数、机组最小连续运行时间、机组最小连续停机时间、机组固定出力约束等。安全约束机组组合（SCUC）数学模型详见附录五。开展日前市场经济出清机组组合时，按照附录五模型进行出清。

第五十二条 在机组组合出清过程中，出现多台边际机组时，综合考虑机组煤耗、环保等因素，按社会福利最大化及以下原则确定开停机，直至满足需求。

（一）报价成本计算公式

$$E=\frac{\text{启动费用}+\text{空载费用}\times T+\sum_{k=1}^{n}\left(C_k\times\frac{P_{bk}+P_{ak}}{2}\times\frac{P_{bk}-P_{ak}}{\sum_{l=1}^{n}\left(P_{bl}-P_{al}\right)}\right)\times T}{\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{P_{bk}+P_{ak}}{2}\times\frac{P_{bk}-P_{ak}}{\sum_{l=1}^{n}\left(P_{bl}-P_{al}\right)}\right)\times T}$$

其中：P_{bk}、P_{ak}、C_k分别为机组第k个报价段的出力上下界、报价，P_{bl}、P_{al}分别为机组第l个报价段出力上下界，T表示选定报价成本计算周期。

（二）开机原则

已停运机组按启动费用、空载费用、电能量电费计算报价成本，按以下原则安排开机：

1. 按报价成本从小到大顺序安排开机。

2. 在报价成本相同时，按机组装机容量从大到小顺序安排开机。

3. 在报价成本、机组装机容量都相同的情况下，按机组已停机天数从大到小顺序安排开机。

（三）停机原则

已运行机组按空载费用、电能量电费计算出报价成本，按以下原则安排停机：

1. 按报价成本从大到小顺序安排停机。

2. 在报价成本相同时，按机组装机容量从小到大顺序安排停机。

3. 在报价成本、机组装机容量都相同的情况下，按机组已在运

天数从大到小顺序安排停机。

第五十三条 D-1 日，电力调度机构采用安全约束经济调度（SCED）模型开展日前市场出清：

（一）开展日前市场经济出清时，电力调度机构将用户侧主体申报用电曲线，扣减B类发电侧主体申报发电计划曲线、C类发电侧主体预测发电计划曲线，形成运行日A类发电侧主体日前市场经济出清竞价空间。

（二）开展可靠性机组组合及发电计划编制时，电力调度机构将全省发电预测曲线，扣减B类、C类发电侧主体运行日预测发电计划曲线，形成运行日A类发电侧主体可靠性机组组合及发电计划编制竞价空间。

（三）安全约束经济调度（SCED）必须满足系统平衡约束、机组（群）出力上下限约束、线路（断面）潮流约束、机组升（降）坡速率约束、机组固定出力约束等。

安全约束经济调度（SCED）及节点电价计算的数学模型分别详见附录六和附录七。

第五十四条 在日前市场出清过程中，当同一节点出现多台边际机组时，按照每一台边际机组当前报价区间剩余可用出力占所有边际机组当前报价区间剩余可用出力总和的比例，分配中标电量。当新能源与燃煤机组报价相同时，按照新能源优先原则确定中标电量。

第五十五条 在日前市场经济出清过程中，若用户侧申报负荷

值大于发电侧申报的最大发电能力时，用户侧按申报负荷值等比例分配中标电量。

第五十六条 电力调度机构依据规程、规范，制定机组（群）出力上下限约束、线路（断面）潮流约束等安全约束条件。在日前市场出清过程中，电力调度机构可针对安全校核无法满足要求的时段，采取调整运行边界、安全约束条件、实施有序用电以及电力调度机构认为有效的措施，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第五十七条 日前市场安全校核包括电力平衡校核、基态潮流校核与静态安全分析。

若安全校核无法满足要求，电力调度机构可采取调整运行边界、调整机组组合及约束、组织有序用电以及其他有效手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第五十八条 需求侧调节市场交易按照“价格优先”原则，对用户侧主体申报价格由低到高排序，根据电力调控机构预判的供需平衡需求（D-2 日发布），对相应申报响应量依次成交，直至达到目标规模，形成中标市场主体清单，成交响应最后 0.01 兆瓦的申报价格为交易边际出清价格，若出清价格由两家及以上主体的报价确定，则按各家该时段申报容量比例分配出清量。

第五十九条 若电网运行边界条件在运行日之前发生重大变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件或要求，基于发电机组的日前报价，对运行日的发电调度计划（包含机组开

机组合以及机组出力预计划）进行调整或重新出清市场，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。

电网运行边界条件重大变化情况包括但不限于：

（一）因天气原因、实际负荷走势等发生较大变化而需要调整运行日负荷预测。

（二）发生机组非计划停运（含出力受限）情况。

（三）发电机组检修计划延期或调整。

（四）已确定为开机的发电机组无法开机。

（五）电网输变电设备出现故障、临时检修、检修计划延期或调整。

（六）省间联络线计划发生较大变化。

（七）新能源出力较预测发生较大变化。

（八）政府临时下达的保电或环保要求等。

第六章　实时市场

第六十条 实时市场是电力调度机构根据运行日（D 日）系统最新实际运行边界及经市场力缓解后的发电侧主体在D-1 日对D 日电能量报价，采用安全约束经济调度（SCED）模型，优化出清经营主体在运行日（D 日）96 个时段的发电曲线。

第六十一条 实时市场交易流程如下：

（一）运行日（D 日）T-30 时刻前，季调节性能以下的水电厂、报量不报价参与的新能源场站可根据最新预测，滚动更新 T 时刻后

的发电计划并报送电力调度机构。

（二）运行日（D 日）T-20 时刻前，实时市场考虑最新的电网运行状态、超短期系统负荷预测曲线及需求侧调节市场交易出清结果、最新联络线计划曲线、水电和报量不报价参与的新能源超短期发电计划等信息，按照安全约束经济调度（SCED）模型，形成机组 T 至 T+15 时刻的实时出清结果，并于 T-15 时刻前下发各发电侧主体及推送交易平台。

（三）运行日后一日（D+1 日），启动实时市场价格校验，推送机组实时市场出清价格及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格给交易平台。

第六十二条 运行日后一日（D+1 日）电力调度机构开展实时市场价格校验，检查实时市场出清价格的完整性及正确性；如果出清价格计算不完整或不正确，需重新出清计算，得到校正之后的出清结果，并向经营主体披露相关信息。

（一）如果实时市场出清的计算程序故障导致出清价格计算不完整或不正确，采用与运行日计算同样的边界条件数据，重新对出清价格计算不完整或不正确的时段进行计算。

（二）如果实时市场出清的边界条件数据导致出清价格计算不完整或不正确，采用可用数据源（包括但不限于能量管理系统、调度员日志、原始遥测数据等）的数据完成边界条件数据准备，重新对出清价格计算不完整或不正确的时段进行计算。

（三）如果出现其他导致电价计算不正确的情况，则采用可实

现的方式修正错误原因，重新对出清价格计算不完整或不正确的时段进行计算。

第六十三条 实时市场网络拓扑采用考虑设备停役计划后的全省220千伏及以上网络。设备停役计划包括网络检修计划，以及为保障安全必须采取的预防性停役。220千伏以下电压等级接入的发电侧主体及新型经营主体等采用等值接入的方式处理。

第六十四条 实时市场的负荷预测包括：全省系统超短期发电负荷预测、全省系统超短期用电负荷预测和统调超短期用电母线负荷预测。

（一）全省系统超短期发电负荷预测由全省系统超短期用电负荷预测加上实时联络线计划交换功率（外送为正、受入为负）形成。

（二）全省系统超短期用电负荷预测综合考虑因素包括但不限于：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求变化、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。

（三）统调超短期用电母线负荷预测主要范围为220千伏变电站主变高压侧有功负荷。

第六十五条 在实时运行中，为确保电网安全稳定运行，可将安全稳定断面的可用容量按照一定比例留出裕度。

第六十六条 当A类发电侧主体的物理运行参数与日前市场相比发生较大变化时，发电侧主体需及时向电力调度机构申请修改，并经电力调度机构同意后生效。主要包括以下信息：

（一）开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）。

（二）停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）。

（三）最新的预计并网/解列时间。

（四）机组出力上/下限变化情况。

（五）调试（试验）机组出力变化情况。

（六）机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况。

（七）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。

第六十七条 发电机组自开机并网时刻起，电力调度机构可按照经营主体预先报送的典型开机曲线或采用经营主体当日报送的预计出力曲线，滚动修改实时发电计划直至出力上升至最小稳定技术出力；从最小稳定技术出力至正式交付调度前，经营主体应滚动报送实时发电计划。

发电机组停机过程中，电力调度机构可按照经营主体预先报送的典型停机曲线或采用经营主体当日报送的预计出力曲线，滚动修改机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

第六十八条 实时市场运行时，发电机组的并网/解列时间原则上与日前市场报送的并网/解列时间保持一致。若需变更并网/解列时间时，分当日并网/解列和次日并网/解列等情况考虑。当日可并网/解列的，根据机组最新申报的预计并网/解列时间，对机组并网

/解列时间参数进行修改，经电力调度机构审核同意后，以修改后的参数进行实时市场出清计算。推迟至次日并网/解列的，经电力调度机构审核同意后，可于次日并网/解列，价格按照该机组最近一个有效报价参与实时市场优化出清。

次日内仍未并网/解列，按照本实施细则参与日前市场申报。

第六十九条 原则上，实时运行时A类发电侧主体出力上下限约束与日前市场一致。因机组自身原因导致出力上下限变化时，发电侧主体应及时向电力调度机构申报机组出力上下限及受限原因，经电力调度机构审核同意后，按照修改之后的出力上下限进行实时市场出清计算。

第七十条 机组在运行中因自身原因发生非计划停运、非计划降出力情况，发电侧主体应及时更新机组的预计出力曲线并报送电力调度机构。电力调度机构将机组更新后的预计出力曲线纳入实时市场，按照相关规定对发电侧主体进行考核并做好记录。

第七十一条 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，特殊情况下，电力调度机构可进行调整，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等情况。

第七十二条 运行日机组发生故障停运，分当日恢复和次日恢复等情况考虑。当日可恢复并网的，经电力调度机构审核同意后，可于当日并网。次日可恢复并网的，经电力调度机构审核同意后，可于次日并网，价格按照该机组最近一个有效报价参与实时市场优化出清。

其他情况，按照本实施细则参与日前市场申报。

第七十三条 实时市场A类发电侧主体中的省调直调燃煤发电特殊机组出清机制如下：

（一）必开机组

日前市场中确定为必开的发电机组，在实时市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组最小必开出力曲线未做特别说明时，取机组申报的最小技术出力，必开机组最小出力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。

（二）热电联产机组

在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡情况、调峰调频等基本需要的前提下，热电联产机组在其申报的实际供热情况最低出力和最高出力之间的发电能力，根据机组的电能量报价参与优化出清。

日前确定的热电联产机组在日内原则上不允许更换或调整，实时运行中若热电联产机组发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电侧主体可向电力调度机构申请更换本电厂内的供热机组，并申报96点保证供热的最低出力和供热工况下的最高出力，经电力调度机构许可后可进行更换，供热下限至供热上限之间的发电能力正常参与实时市场出清。

发生故障（未停运）的热电联产机组视同非供热机组参与实时市场出清，机组出力上下限相应更改。

（三）调试（试验）机组

批复同意运行日调试（试验）计划的发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机。在调试时段内，调试（试验）机组应申报其出力计划曲线，经电力调度机构校核确认曲线后，作为固定出力机组运行；或申报出力上下限，根据机组的电能量报价参与市场优化出清。调试日其余时段，调试（试验）机组根据机组的电能量报价参与市场优化出清。

（四）处于开停机过程的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其预先报送的典型开机曲线或以机组当前实时出力为起点报送的开机计划出力曲线，不参与优化。机组正式交付调度后，从下一交易时段起，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其预先报送的典型停机曲线或以机组当前实时出力为起点报送的停机计划出力曲线，不参与优化。

（五）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，最小技术出力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。

第七十四条 日前市场中确定为开机的应急备用机组，在实时市场中的同样视为开机机组。在实时市场，应急备用机组原则上按日前计划曲线发电，电力调度机构可按实际需要调整发电曲线。

第七十五条 已注册生效并进入商业运营的新投产机组，原则上按日前计划曲线发电，电力调度机构可按实际需要调整发电曲线。

第七十六条 在实时市场出清过程中，当同一节点出现多台边际机组时，按照每一台边际机组当前报价区间剩余可用出力占所有边际机组当前报价区间剩余可用出力总和的比例，分配中标电量。当新能源与燃煤机组报价相同时，按照新能源优先原则确定中标电量。

第七十七条 在实时市场出清过程中，报量不报价参与的新能源场站及虚拟电厂发电类聚合单元在满足电网安全运行条件下优先出清；当无法满足电网安全运行条件时，在电网安全运行条件范围涉及的新能源项目中，按照日前市场调减原则调减出力。

第七十八条 机组在实时运行中因发生故障异常需要对机组出力进行调整时，发电侧主体可向电力调度机构提出申请，经电力调度机构同意后进行出力计划调整。故障异常处理时段内机组出力固定为经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。故障异常处理结束后，发电侧主体须及时向电力调度机构申请恢复，电力调度机构同意后解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时市场优化出清。

第七十九条 抽水蓄能机组抽发实时计划曲线原则上沿用日前计划曲线。当抽水蓄能机组抽发日前计划曲线与电网实际运行

需求偏差较大时，为兼顾电力供应和新能源消纳的需求，电力调度机构可按需调整抽水蓄能机组抽发计划。抽水蓄能机组实时计划调整原则如下：

1. 当发生以下情况时，可修改抽水蓄能机组实时计划曲线：

（1）局部电网断面控制需要时。

（2）系统正负备用紧张时。

（3）库蓄水量不满足抽水发电计划时。

（4）其他认为需要进行紧急或临时调整时。

2. 修改曲线应综合考虑平衡调节效果与市场影响，遵循最小化修改原则；当局部电网断面重过载时，优先修改对断面灵敏度高的抽水蓄能机组实时计划曲线。

第八十条 实时市场安全校核包括电力平衡校核、基态潮流校核与静态安全分析。

若安全校核无法满足要求，电力调度机构可采取调整运行边界、调整机组组合及约束、组织有序用电以及其他有效手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第八十一条 实时运行调整

（一）实时运行调整触发条件

当系统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. 电力系统频率、电压、区域控制偏差（ACE）超过规定范围时。

2. 电力系统调频容量、备用容量已经或预判无法满足系统安全运行要求时。

3. 电网输送断面或输变电设备潮流发生重载、越限或检修任务开展前需对上述元件潮流进行预控时。

4. 电力系统发生一、二次设备缺陷或电网故障，可能影响电网安全时。

5. 市场技术支持系统及外围自动化通信设备发生缺陷或故障，导致短时间内无法正常出清或结果无法正确下发执行时。

6. 根据政府部门规定或相关要求实施天然气用气量管控、能耗管控、水库水位控制等情形时。

7. 上级电力调度机构要求实施电网实时运行调整时。

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）实时运行调整措施

实时运行中，当系统发生异常事件满足实时运行调整触发条件时，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，恢复参与实时市场出清计算。电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

1. 临时调整机组组合。

2. 调整机组发电计划，包括试验机组中断试验、安控机组退出安控、供热机组切换单机供热等。

3. 调整A类机组的市场出清计划。

4. 调试机组终止调试。

5. 指定发电机组投入或者退出AGC。

6. 调整电网接线方式。

7. 调整设备停复役计划。

8. 调整省间联络线的受电计划。

9. 采取负荷管理措施。

10. 修改实时备用等市场运行相关参数。

11. 电力调度机构认为有效的其他手段。

若发生机组跳闸事故，电力调度机构应立即视电网运行情况调出系统备用、申请应急调度支援等，必要时开展事故拉限电等措施，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定范围内。

除电网事故等紧急情况外，市场出清计划调整应统一采用修改机组上下限、调整发电计划曲线等方式开展；当电网紧急需要而发电计划修改无法及时生效时，可采用“口头指令”方式下达调整要求。

当电网恢复正常并评估后续趋势不复发异常后，需及时恢复临时采用措施，令机组出力及时回归市场出清结果，确保市场执行的严肃性与一致性。

实时运行过程中市场主体出现违反系统安全和相关规程规定时，电力调度机构应对经营主体行为及时记录。

（三）市场运营机构应向经营主体披露实时运行调整情况相

关信息。

第八十二条 偏差考核费用

根据《福建省电力并网运行管理实施细则》，并网主体应严格执行相应电力调度机构制定的发电、充放电计划曲线、现货出清曲线、实时调度曲线，发生曲线偏差超出允许范围的，考核费用计算公式如下：

$$F = \left|Q_{\text{曲线偏差}}\right| \times \alpha_{\text{曲线偏差}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用；$Q_{\text{曲线偏差}}$ 为曲线偏差超出允许范围电量，详见下文；$\alpha_{\text{曲线偏差}}$ 为曲线偏差考核系数，数值为 0.3（煤电纯凝机组 35%负荷以下、供热机组 40%负荷以下曲线偏差考核系数为 0.1）；$C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。当月电网企业代理购电价格为电网企业上月公布的月度电网代理购电价格表中的代理购电平均价格；如当月无该价格，则采用最近一个月价格。

（一）考核对象原则上以发电机组为单位，也可根据电网运行实际按计划编制对象为单位。

（二）日发电、充放电曲线为 96 点曲线。两个点之间按线性插值法细分为 180 个点，具体计算公式如下：

$$P_{\text{i}} = P_{\text{n}} + \text{i}\frac{P_{\text{n+1}} - P_{\text{n}}}{180}$$

式中，P_{i} 为 P_n 至 P_{n+1} 之间第 i 个 5 秒钟发电出力；P_n 为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的发电出力，P_{n+1} 为 96 点计划曲线上下一 15 分钟整点的发电出力，i 取值范围为 0-179。

（三）考核以5分钟为周期。电力调度机构自动化系统计算考核对象每5分钟的实际发电量、充放电量和计划发电量、充放电量（以5秒-1分钟为一个点积分计算发电量）。同一时段内实际发电量、充放电量与计划发电量、充放电量之间允许范围为计划发电量、充放电量的±2%。

（四）曲线偏差免考核情形按“福建省电力并网运行管理实施细则”中曲线偏差免考核情形执行。

（五）日前市场结算时，风电场、光伏电站暂不执行“福建省电力并网运行管理实施细则”中风电场、光伏电站风电、光伏功率预测准确率相关条款，执行我省计量结算实施细则相关条款。

第七章　信息披露

第八十三条 为维护经营主体合法权益，体现公开、公平、公正原则，参与福建电力市场交易的市场成员应在认真执行《国家能源局关于印发<电力市场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）及福建电力现货市场信息披露相关规定的同时，按照本实施细则要求披露相关信息。

第八十四条 电力调度机构信息披露具体流程：

（一）D-1日9:00前，在电力交易平台提供D日全省用电负荷预测96点曲线、联络线96点送受电计划曲线、C类发电侧主体96点预排发电计划总曲线、可靠性机组组合及发电计划编制96点竞价空间、必开必停机组名单及总容量、电网设备检修计划、关键

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

输电断面可用容量等。（公开信息）

（二）D-1 日 11:00 前，在电力交易平台提供 D 日 A 类发电侧主体开机机组组合。（特定信息）

（三）D-1 日 11:00 前，在电力交易平台提供具备资格的 A 类发电侧主体参与省间现货市场交易限额。（特定信息）

（四）D-1 日 12:00 前，在电力交易平台提供未来 7 天电力平衡提示信息。（公开信息）

（五）D-1 日 21:00 前，在电力交易平台提供日前市场经济出清的出清信息，包括 A 类发电侧主体日前市场经济出清机组组合（特定信息），以及用户侧主体、A 类发电侧主体以及参与日前市场的 B 类发电侧主体（不含不报量不报价主体）日前市场经济出清的 96 点出清电量和电价及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格（特定信息）；发电侧日前市场经济出清 96 点出清均价（公开信息）；日前市场经济出清竞价空间（公开信息）。

（六）D-1 日 22:00 前，在电力交易平台提供可靠性机组组合和发电计划编制的出清信息，包括 A 类发电侧主体最终机组组合（特定信息），以及 A 类、B 类发电侧主体（不含不报量不报价主体）日前发电计划曲线（特定信息）。

（七）D 日实时市场出清后 30 分钟内，在电力交易平台披露 D 日 A 类、B 类发电侧主体（含抽水蓄能电站，不含不报量不报价主体）实时市场的 96 点出清电量和电价（特定信息）；发电侧实时市场 96 点出清均价（公开信息）。

（八）D+2 日 12:00 前，在电力交易平台提供经校验后的 A 类、B 类发电侧主体日前及实时市场的出清价格及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格（特定信息）；校验后发电侧实时市场 96 点出清均价及发电侧实时市场分类型 96 点出清均价（按燃煤、风、光三类）（公开信息）；校验后价格变化原因（公开信息）；实时市场竞价空间（公开信息）。

第八十五条 电力交易机构按照日清分和月结算流程，向相关经营主体披露日清分结果和月结算依据（特定信息）。

第八十六条 涉及以下情形的，不认定为信息泄露：

（一）应监察委员会、公安、司法、仲裁、审计机关等相关机构要求透露、使用或者提供相关信息的。

（二）应能源监管机构、政府部门履行市场监管职责要求透露、使用或者提供相关信息的。

（三）市场信息超过保密期限的。

（四）经营主体自行将其特定信息提供给他人的。

第八章　风险防控与市场监管

第八十七条 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。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第八十八条 电力市场风险类型包括不限于：

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

（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）市场交易异常风险，包含但不限于经营主体参与市场交易时，违反公平竞争原则，通过使用不正当手段获取不正当利益，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等情况。

（五）履约风险，指经营主体签订的市场合同，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。

（六）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。

（七）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。

第八十九条 为避免具有市场力的机组操纵市场价格，需进行市场力检测及缓解。对比发电机组电能量报价与市场力检测价格，当发电机组电能量报价小于等于市场力检测价格时，该发电机组

被认定通过市场力检测；当发电机组电能量报价大于市场力检测价格时，该发电机组被认定不通过市场力检测。对未通过市场力检测的机组，采用市场力缓解措施后参与现货市场出清。

第九十条 根据我省经济社会承受能力，为激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险，可设置二级价格限值。

（一）综合考虑边际机组成本、长期平均电价水平等设置分别日前市场和实时市场二级价格限值上限，并适时调整及发布。日前市场二级价格限值上限暂与实时市场二级价格限值上限取相同值。

（二）当运行日 96 个时段的现货市场出清加权平均价$\overline{P_{出清均价}}$超过二级价格限值上限时触发二级价格限价机制，等比例缩小 96 个时段的现货市场价格。发、用两侧在缩小后的价格基础上开展电能量及各项市场费用结算。采用现货市场价格校验的价格，计算实时市场出清加权平均价。

纳入现货市场出清加权平均价$\overline{P_{出清均价}}$计算范围的电源为省调直调燃煤机组、集中式新能源、虚拟电厂发电类聚合单元及仅参与现货市场的独立新型储能等，计算公式如下：

$$\overline{P_{出清均价}}=\sum_{i=1}^{M}\sum_{j=1}^{96}(Q_{i,j}出清电量\times P_{i,j}出清电价)/\sum_{i=1}^{M}\sum_{j=1}^{96}Q_{i,j}出清电量$$

其中，M 为纳入$\overline{P_{出清均价}}$计算范围的电源数量。

（三）二级价格限值以月为周期进行动态调整，每月的初始二级价格限值取燃煤机组 300MW 容量等级市场力检测价格的β

倍，β取1.05。当$\overline{P_{出清均价}}$累计N天超过二级价格限值时，按照当月已发布的燃料价格重新测算二级价格限值，同时二级价格限值的系数β取1；调整之后，如超过二级价格限值累计再达到N天，二级价格限值取燃煤机组300MW、600MW和1000MW容量等级市场力检测价格平均值、系数β取1。调整后的二级价格限值，最低不低于当月月度集中竞价交易加权均价。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易加权均价。

（四）结合市场运行实际，适时优化完善二级价格限值形成及执行方式。

第九十一条 福建省发改委、福建能源监管办对现货电能量市场进行监管，依法依规按职责实施监管工作。主要内容包括但不限于：

（一）经营主体履行电力系统安全义务的情况。

（二）经营主体注册情况。

（三）经营主体参与交易的情况。

（四）经营主体的集中度和行使市场力情况。

（五）经营主体的运营情况。

（六）执行现货电能量市场交易细则的情况。

（七）不正当竞争、串通报价和违规交易行为。

（八）市场履约等信用情况。

（九）市场信息保密、披露和报送情况。

（十）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况。

（十一）其他法律法规所规定的必要情况。

第九十二条 福建省发改委、福建能源监管办可采取现场或非现场方式对本实施细则实施情况开展检查，依法依规对经营主体和市场运营机构违规行为进行处理，包括但不限于采取约谈、通报、责令改正、暂停交易、注销市场资格和法规规定的处理措施。

第九十三条 电力调度机构、电力交易机构应按要求将现货电能量市场交易情况信息报告福建省发改委、福建能源监管办。

第九十四条 福建省发改委、福建能源监管办按职责对参与福建电力市场的市场成员进行信用监管。

第九章　特殊情况处理机制

第九十五条 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、调整断面限额、设置临时断面等措施。

第九十六条 冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

第九十七条 当出现如下情况时，福建省发改委、福建能源监管办可对市场进行干预：

（一）电力供应严重不足时。

（二）电力市场未按照细则运行和管理时。

（三）电力市场相关规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

（四）经营主体滥用市场力、串谋及其它违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱时。

（五）因重大保供电活动，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性时。

（六）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（七）其他认为需要进行市场干预的情形。

第九十八条 福建省发改委、福建能源监管办市场干预的主要手段包括但不限于：

（一）调整市场限价。

（二）暂停或注销经营主体资格。

（三）暂停或中止市场交易。

（四）中止部分或全部规则的执行。

第九十九条 现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告福建能源监管办、福建省发改委：

（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，严重危及电网安全时。

（二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

（三）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

（四）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百条 当触发市场干预条件，危及电网安全运行时，电力调度机构应按照“安全第一”的原则进行应急处置和安排电网运行方式，必要时可暂停市场运行，并立即报告福建能源监管办、福建省发改委，同时向市场主体发布公告，说明市场暂停开始时间与原因。市场暂停期间，电力调度机构应持续跟踪研判市场运行各项风险。在自然灾害、电网故障等突发性事件结束后、系统安全风险解除、电力恢复有序供应的情况下，电力调度机构应第一时间向福建能源监管办、福建省发改委申请市场恢复，在得到市场恢复许可后向各市场成员发布市场恢复的公告。

第一百〇一条 当触发市场干预及暂停条件，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时，由福建能源监管办、福建省发改委根据职责作出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由福建能源监管办、福建省发改委做出是否中止市场的决定并发布。当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经福建能源监管办、福建省发改委同意后，市场运营机构恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第一百〇二条 特殊情况期间，若市场无出清价格，则发电侧

主体现货电能量市场价格按照特殊情况处理前最后一个交易日实时市场96点出清量价加权平均价格结算。

第一百〇三条 市场暂停时间超过当日24点时，自动转为市场中止状态。

第一百〇四条 日前市场中止时，当日不开展日前市场出清，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，综合考虑运行日统调负荷预测、新能源预测、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时市场价格作为运行日的日前市场出清结果。

第一百〇五条 实时市场中止时，相应时段内不开展实时市场出清，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，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以最近一个交易日相同时段的实时市场价格作为实时市场价格。

第一百〇六条 福建能源监管办、福建省发改委暂停及中止市场交易，电力市场具备重启条件后，福建能源监管办、福建省发改委授权市场运营机构恢复市场正常运行。市场恢复通知应提前向经营主体发布。

第一百〇七条 当发生国家政策调整、供需矛盾突出等外力产生的较大变化，需对现货市场运营产生的相关费用，如调节类费用、

市场不平衡费用、成本补偿类费用等相关规则进行调整时，按有关规定履行修改程序，并确定最终处理方式。

第十章　争议处理

第一百〇八条 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现货市场发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可向福建能源监管办、福建省发改委申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第一百〇九条 市场成员应按照以下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）对于结算账单中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起2年内提出。

第一百一十条 市场成员有义务为福建能源监管办、省有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十一章　附则

第一百一十一条 本实施细则由福建能源监管办、福建省发改委组织市场运营机构在《电力现货市场基本规则（试行）》及《福建电力市场运营基本规则（试行）》框架下制修订，经福建省市场管理委员会审议通过后，报福建能源监管办、福建省发改委审定后执行。

第一百一十二条 本实施细则福建能源监管办、福建省发改委按照各自的职责对细则有关条款进行解释。

第一百一十三条 本实施细则自发布之日起实施，《福建电力市场现货交易实施细则（2026 年第三次修订版）》（调计〔2026〕124 号）及其历次修订内容同时废止。本实施细则与国家政策文件规定不符的，按国家政策文件规定执行。本实施细则所引用的文件，均以最新有效版本为准。

附录：一、名词解释

二、发电侧主体技术参数申报表

三、发电侧主体机组启停费用申报表

四、发电侧主体现货市场报价表

五、安全约束机组组合模型

六、安全约束经济调度模型

七、节点电价计算模型

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

附录一

名词解释

1.日：本实施细则指自然日。

2.市场力：指市场成员通过操纵市场价格，使市场价格偏离充分竞争情况下的价格水平的能力。

3.代理购电用户：指暂未直接从电力市场购电，由电网企业代理购电的工商业用户。

4.实时市场竞价空间：指根据市场规则，通过竞价方式进行交易的电量规模。本实施细则中运行日A类发电侧主体实时市场竞价空间，由全省发电预测曲线，扣减B类、C类发电侧主体运行日预计发电计划曲线之和形成。

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

6.市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争确定交易电量、电价。

7.机组固定出力约束：指因机组供热、安控、试验、启停等情况导致出力受限。

8.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容量。其中向上调用的额外有功容量为正备用，向下调用的额外有功容量为负备用。

9.必开机组、必停机组（群）：指在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

10.运行日：指经营主体根据实时现货电能量市场交易结果进行电能量交割的日期。

11.最小连续运行时间：指机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时。

12.最小连续停机时间：指机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

13.市场力检测及缓解：指为管控市场力，由电力市场运营机构对经营主体报价及出清价格进行监测和处置。

14.市场信息披露：指市场成员按照国家有关规定相互提供相关的数据和信息，以及向社会公众发布必要的数据和信息。

15.市场暂停：指当电力系统出现特定情况时，市场运营机构依据相关规定暂停电力市场运作流程的行为。

16.市场中止：当系统出现特定情况时，依据市场规则做出电力市场中止交易的指令，在此指令下电力市场停止运作。

附录二

发电侧主体技术参数申报表

序号	电厂名称	XX 电厂	
	机组编号	XX 机组	XX 机组
1	最大技术出力（MW）		
2	最小技术出力(MW)		
3	升降坡速率(MW/min)		
4	日最大启停次数(次)		
5	机组最早并网时间		
6	机组最早解列时间		
7	典型开机曲线		
8	典型停机曲线		
9	启动费用（元/次）		
10	空载费用（元/小时）		

说明：本表为发电侧主体现货市场技术参数申报参考依据，实际以申报平台为准。

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

附录三

发电侧主体机组启停费用申报表

序号	电厂名称	XX 电厂	
	机组编号	XX 机组	XX 机组
1	启动费用（元/次）		
2	空载费用（元/小时）		

说明：本表为发电侧主体机组启停费用申报参考依据，实际以申报平台为准。

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

附录四

发电侧主体电能量报价表

电厂名称	机组编号	第一段报价			……	第 N 段报价		
		起始出力（MW）	结束出力（MW）	区间报价（元/MWh）		起始出力（MW）	结束出力（MW）	区间报价（元/MWh）
XX 电厂	#1 机组							

说明：

（一）发电机组按容量采用多段式报价，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）。

（二）每段需申报出力区间起点（MW）和出力区间终点需为整数值，每段出力区间不小于 10MW。

（三）第一段出力区间起点为机组的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。

（四）报价曲线必须随出力增加单调非递减。

（五）本表为发电侧主体电能量报价格式参考依据，实际以申报平台为准。

附录五

安全约束机组组合模型

一、目标函数

机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

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

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，第一天考虑 96 时段（时段间隔为 15 分钟）；

$C_{i,t}^{U}$ 为机组 i 在时段 t 的启动费用；

$C_{i,t}^{K}$ 为机组 i 在时段 t 的空载费用；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}\left(P_{i,t}\right)$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，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；L 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；S 为断面总数；

机组出力表达式：

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

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

其中：

NM 为机组报价总段数，火电最小技术出力以下部分的报价段按照与第一段报价同等处理；

$P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的出清电力；

$P_{i,m}^{\min}$、$P_{i,m}^{\max}$ 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：

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

其中：

$C_{i.t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间对应的电能量价格。

二、约束条件

现货市场出清 SCUC 的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

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

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 的负荷。

（二）系统备用约束

各个时段机组出力的上调备用总和与下调备用总和需满足实际运行的上调、下调备用要求。

$$\sum_{i=1}^{N}\left\{(P_{i,t+1}^{\max}-P_{i,t})\right\}\geq\Delta R_t^U$$
$$\sum_{i=1}^{N}\left\{P_{i,t}-P_{i,t+1}^{\min}\right\}\geq\Delta R_t^D$$

其中：

$P_{i,t+1}^{\max}$、$P_{i,t+1}^{\min}$分别表示机组i在时段t下个时段的最大、最小出力；

ΔR_t^U、ΔR_t^D分别表示时段t上调、下调备用要求。

（三）机组最小连续开机时间和最小连续停机时间约束

$$[X_{i,t-1}^{on}-T_i^{on}]\geq 0(i=1...NG;t=1...T)$$
$$[X_{i,t-1}^{off}-T_i^{off}]\geq 0(i=1...NG;t=1...T)$$

其中：

$X_{i,t}^{on}$为火电机组i在时段t已开机时间

$X_{i,t}^{off}$为火电机组i在时段t已停机时间

T_i^{on}为火电机组i最小连续开机时间

T_i^{off}为火电机组i最小连续停机时间

最小连续开机和最小连续停机时间在汇集时需要考虑时段t的时段间隔I_t因素。

（四）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：

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

（五）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：

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

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

其中：

ΔP_i^U、ΔP_i^D分别表示机组i的最大上爬坡速率、最大下爬坡速率。

爬坡能力在汇集时需要考虑时段t的时段间隔I_t因素。

（六）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中：

$P_l^{\max}$表示线路l的潮流传输极限；

G_{l-i}表示机组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}表示联络线j所在节点对线路l的发电机输出功率转移分布因子；

K表示系统的节点数量；

G_{l-k}表示节点k所在节点对线路l的发电机输出功率转移分布因子；

$D_{k,t}$表示节点k在时段t的母线负荷值。

（七）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：

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

其中：

$P_s^{\min}$、$P_s^{\max}$分别表示断面s的潮流传输极限；

G_{s-i}表示机组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}表示联络线j所在节点对断面s的发电机输出功率转移分布因子；

K表示系统的节点数量；

G_{s-k}表示节点k所在节点对断面s的发电机输出功率转移分布因子。

（八）机组固定出力

机组在特定时段内按照给定的发电计划运行，在此特定时段内该机组不参与竞价出清。

$$p_{i,t} = P_{i,t}$$

其中：

$p_{i,t}$为机组i 在t 时的有功功率；

$P_{i,t}$表示机组i在时段t的出力设定值。

（九）电网运行边界条件约束

$$P_i^t \ge B(P_i^t)$$

其中：

$B(P_i^t)$表示机组i在时段t的各类边界条件的集合，包括省间中长期电能量交易形成的联络线外送电曲线，因安全约束、供热

民生或政府要求的必开、必停机组；

P_i^t表示机组i在时段t的出力满足日前市场各类边界条件约束。

smwang_yaping 2026年10月14日 19:1

附录六

安全约束经济调度模型

一、目标函数

安全约束经济调度 SCED 的目标函数如下所示：

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

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 的申报报价，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；

NL、NS 分别为线路总数和断面总数；

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；

SL_s^+、SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

二、约束条件

现货电能量市场出清考虑如下约束条件：

（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：

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

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 的负荷。

（二）系统旋转备用约束

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

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

$$\sum^{N} \min\left\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\right\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中：

ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率；

ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率；

$P_{i,t+1}^{\max}$、$P_{i,t+1}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 $t+1$ 的最大、最小技术出力；

ΔSR_t^U、ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

（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：

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

（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：

$$\left|\mathrm{P_{i,t}}-\mathrm{P_{i,t-1}}\right|\le\Delta\mathrm{P_i}$$

（五）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max}\le\sum^{N}G_{l-i}P_{i,t}+\sum^{NT}G_{l-j}T_{j,t}-\sum^{K}G_{l-k}D_{k,t}-SL_l^{+}+SL_l^{-}\le P_l^{\max}$$

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的发电机输出功率转移分布因子；

G_{l-j}为联络线j所在节点对线路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对线路l的发电机输出功率转移分布因子；

$D_{k,t}$为节点k在时段t的母线负荷值。

（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：

$$P_s^{\min}\le\sum^{N}G_{s-i}P_{i,t}+\sum^{NT}G_{s-j}T_{j,t}-\sum^{K}G_{s-k}D_{k,t}-SL_s^{+}+SL_s^{-}\le P_s^{\max}$$

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；

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。

附录七

节点电价计算模型

安全约束经济调度（SCED）计算完毕后，对于不可定价机组，在安全约束经济调度（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，$P_{i,t}^{SCED}$为安全约束经济调度（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，重新计算现货市场中的安全约束经济调度（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：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^{L}\left(\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}\right)G_{l-k} - \sum_{s=1}^{S}\left(\tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min}\right)G_{s-k}$$

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惩罚因子；

$\tau_{l,t}^{\min}$：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惩罚因子；

$\tau_{s,t}^{\max}$：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惩罚因子；

$\tau_{s,t}^{\min}$：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惩罚因子；

$G_{l,k}$：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。

（所有拉格朗日乘子均大于等于0）