国家能源局西北监管局

国家能源局西北监管局关于征求《西北区域省间电力互济交易运营规则（试行）（征求意见稿）》意见建议的通知

国家电网有限公司西北分部，国网陕西省、宁夏、新疆电力有限公司，国网甘肃省、青海省电力公司，北京电力交易中心市场交易六部，陕西、甘肃、宁夏、青海、新疆电力交易中心有限公司，各发电企业、储能企业、有关经营主体:

为深入贯彻落实党的二十大及二十届历次全会关于加快建设全国统一电力市场的决策部署，充分发挥西北区域电力余缺互济和资源大范围优化配置作用，促进西北地区新能源消纳，有力保障西北电网稳定可靠供电，根据《中共中央国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》《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》《电力市场运行基本规则》等政策文件要求，西北能源监管局会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办组织有关单位共同编制了《西北区域省间电力互济交易规则（试行）（征求意见稿）》，并初步征求意见建议。现对修改完善后的《西北区域省间电力互济交易规则（试行）（征求意见稿）》向你单位征求意见建议。请于2026年2月10日前将意见建议反馈至我局联系人邮箱。

联系人：张惠渊　029-81008048

邮　箱：xbjscjy@163.com

附件：《西北区域省间电力互济交易运营规则（试行）（征求意见稿）》

国家能源局西北监管局

2026年2月2日

附件

西北区域省间电力互济交易规则（试行）

（征求意见稿）

2026年1月

目　录

第一章 总　则 6
第二章 市场成员管理 8
第一节 市场成员 8
第二节 经营主体权利和义务 9
第三节 电网企业权利和义务 9
第四节 市场运营机构权利和义务 10
第三章 市场准备 14
第一节 全网安全校验 14
第二节 信息申报 15
第四章 交易组织 21
第一节 交易品种 21
第二节 输电价格和线损 21
第三节 交易出清 21
第四节 交易限制条件 23
第五章 日前互济交易 19
第一节 日前交易组织周期 19
第二节 日前交易流程 19
第六章 日内互济交易 27
第一节 日内交易组织周期 27
第二节 日内交易流程 27
第七章 交易执行与偏差处理 29
第八章 计量与结算 30
第一节 结算原则 30
第二节 结算方法 31
第九章 市场风险防控 33
第一节 风险防控原则 33
第二节 风险监测及防控 33
第三节 风险干预 33
第十章 信息披露 36
第十一章 免责条款 37

第十二章 附则 38
附件 1 名词解释 39
附件 2 电子交易承诺书 42
附件 3 互济交易风险提示书 39
附件 4 互济交易出清与结算计算方法 47
附件 5 聚合型虚拟电厂整体基线负荷计算方法 56
附件 6 各经营主体交易申报曲线示意图 57

第一章 总　则

第一条 为更好发挥市场在资源配置中的决定性作用，激励西北区域内经营主体积极参与西北区域省间电力互济，提高电力系统电力可靠供应及新能源消纳水平，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委 国家能源局关于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）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令第20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）、《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）、《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力市场计量结算基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕976号）等文件和国家电力市场化改革要求，制定本规则。

第二条 本规则适用于西北电网范围内陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆五省（区）及接入西北电网的直流配套电源组成的独立控制区（以下简称配套控制区）之间开展的省间电力互济交易。

第三条 西北区域省间电力互济交易（以下简称互济交易）坚持市场化导向，根据“先省内（控制区内）、后省间”

的优先级顺序，各经营主体集中竞价出清。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。

第四条 国家能源局西北监管局（以下简称西北能源监管局）会同国家能源局甘肃监管办公室（以下简称甘肃能源监管办）、国家能源局新疆监管办公室（以下简称新疆能源监管办）负责监管本规则的实施。

第二章 市场成员管理

第一节 市场成员

第五条 互济交易的市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。

经营主体包括发电侧主体、用户侧主体、新型经营主体。

1.发电侧主体包括接入西北电网，由省级及以上电力调度机构直调的单机容量10万千瓦及以上的公网火电与光热（含直流配套火电，下同）、风电（含直流配套风电，下同）、光伏（含直流配套光伏，下同）、抽水蓄能（以下简称抽蓄）、区域电力调度机构直调黄河水电机组（以下简称水电）。

其中，火电、光热以机组为单位，水电以电厂为单位，风电、光伏以场站为单位，风光同场电站以调度控制单元为单位（具体与主体参与省（区）现货市场保持一致，以下火电、光热均简称火电；风电、光伏、风光同场电站的控制单元均简称新能源，配套新能源专指直流配套新能源，配套电源专指直流配套新能源与直流配套火电），抽蓄以电站为单位参与（参与方式另行制定）。

2.用户侧主体包括各省（区）电网企业（代理本省（区）用户）、完成准入注册可直接参与批发市场的电力用户和售电公司（以下简称批发用户）。

其中，批发用户仅在所在省（区）有电力供应缺口时参与。

3.新型经营主体包括各省（区）完成市场注册的独立储能电站（含直流配套独立储能，下同）、虚拟电厂。

其中，具备在接收到调度指令30分钟内响应、并与所在省（区）电网企业签订并网调度协议的虚拟电厂可参与日内市场。

市场运营机构包括区域及省级电力调度机构和电力交易机构。

第二节 经营主体权利和义务

第六条 经营主体的权利和义务包括:

（一）按照市场规则参与互济交易，按规定参与电费结算，有权在规定时间内对结算结果提出异议并获得解答。

（二）公平获得输配电服务和电网接入服务；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。

（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运营等相关信息，并承担保密义务。

（五）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第三节 电网企业权利和义务

第七条 电网企业的权利和义务包括:

（一）保障经营范围内输变电设施的安全稳定运行。

（二）向经营主体提供公平的输、配电服务和电网接入服务，为新型经营主体提供接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统服务，开展调节能力评估服务；提供计量、抄表、收付费等各类市场服务。

（三）代理暂未直接参与互济交易的电力用户以报量报价方式参与互济交易；在售电公司和电力用户直接参与互济交易之前，代理全部电力用户参与互济交易。

（四）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，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，不违规泄露市场信息，向市场运营机构提供支撑互济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）负责互济交易电费结算，按规定收取输配电费，代收政府性基金及附加等，对于互济交易的收支明细实施专账管理。

（七）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第四节 市场运营机构权利和义务

第八条 区域电力调度机构（国网西北分部调度控制中心，以下简称西北网调）的权利和义务：

（一）负责运营互济交易。

（二）建设、运行、维护和管理西北区域省间电力互济交易技术支持系统平台。

（三）组织互济交易出清，并向省级电力调度机构、经营主体发布出清结果。

（四）组织直调经营主体参与交易，负责相关主体申报数据的合理性校验和调管范围内电网安全校核。

（五）向区域电力交易机构提供互济交易出清相关信息；向相关电力交易机构提供支撑结算所需的相关基础数据。

（六）紧急情况下根据授权中止市场运行，保障电网安全运行。

（七）与区域电力交易机构共同开展市场运营监测、评估工作，科学防范市场运营风险；向相关能源监管机构报送市场运行信息，对市场规则提出修改完善建议。

（八）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第九条 省级电力调度机构（国网陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等省（区）电力调度控制中心及内蒙古电力（集团）有限责任公司电力调度控制分公司，以下简称各省（区）调）的权利和义务：

（一）配合西北网调组织互济交易。

（二）建设、运行和维护本省（区）侧配套技术支持系统。

（三）按规定披露和提供省内剩余发电能力及购电需求、输变电设备检修、机组检修、省内重要断面可用输电容量参考值等市场信息。

（四）组织相关经营主体参与市场，负责相关主体申报数据的合理性校验和调管范围内电网安全校核。

（五）根据本省（区）电力供应形势，开展省内预平衡或市场预出清。

（六）按照市场出清结果组织本省（区）内经营主体执行，对市场运营情况进行监测和评估。

（七）配合省级电力交易机构制定和完善本省（区）相关主体参与互济交易的配套结算分摊细则。

（八）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十条 区域电力交易机构(北京电力交易中心市场交易六部，以下简称京交六部）的权利和义务:

（一）提供经营主体的注册、信息变更、注销等相关服务。

（二)建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

（三）根据电力调度机构提供的互济交易出清及执行结果等开展互济交易结算，向市场成员出具结算依据，提供相关服务。

（四）提供信息发布平台，按规定披露和发布信息，服务经营主体信息发布。承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（五）根据市场运行情况，制定和完善相关配套控制区主体参与互济交易的配套结算规则。

（六）与西北网调共同开展市场运营监测、评估工作，科学防范市场运营风险。

（七）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十一条 省级电力交易机构（陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆、内蒙古等省（区）电力交易中心）的权利和义务:

（一）提供经营主体的注册、信息变更、注销等相关服务。

（二）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

（三）负责省内相关经营主体的交易结算相关工作。

（四）配合京交六部开展信息披露和发布。承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（五）根据市场运行情况，制定和完善本省（区）相关主体参与互济交易的配套结算分摊细则。

（六）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第三章 市场准备

第一节 全网安全校验

第十二条 全网安全校验是指在省间现货、互济交易、各省（区）现货市场预出清前，根据西北各省（区）跨省区中长期交易形成的联络线预计划、负荷预测、新能源预测等信息，计算通过安全校验的全网典型运行方式、潮流分布，供市场出清计算边界使用。

第十三条 本规则包括D-1、D日共两个交易日，交易执行日为D日。交易起始时刻为T时刻，每15分钟为一个交易时段，全天共96个交易时段。

第十四条 全网安全校验开展前，京交六部向西北网调推送D日各省（区）、配套控制区跨省区中长期分时段交易曲线，各省（区）调向西北网调报送D日本省（区）各时段全省及分节点相关参数信息。相关参数信息包括:

1.负荷预测。

2.新能源可用功率预测。

3.机组与输变电设备检修计划。

4.关键输电断面限额。

5.机组可调出力范围与必开必停计划。

6.其他开展全网潮流计算需要的信息。

第十五条 为做好全网安全校验所使用的电网典型运行方式与D日各省（区）现货市场使用的参数有效衔接，按以

下原则确定经营主体发电成本信息:

（一）非配套火电优先采用机组申报的D日省（区）内现货市场价格；若无申报价格，采用政府主管部门核定发电成本；若所在省（区）未开展核定工作，采用在省（区）内现货市场最近一次的有效申报信息。

配套火电启动成本采用机组最近一次在互济交易申报值，变动成本采用最近一次在西北区域“沙戈荒”大基地配套电源短期平衡市场（以下简称配套短期市场）申报“周报价”。未参与配套短期市场的配套火电采用政府主管部门核定变动成本（即平均度电成本或边际成本，具体以各省（区）相关规定以及是否核定、实施空载成本补偿政策为准，下同）；若所在省（区）未开展核定，暂采用接入电网所在省（区）燃煤发电基准价。

（二）除火电、新能源外的其他经营主体采用所在省（区）现货市场最近一次的有效申报信息。

第十六条 西北网调在考虑全网清洁能源消纳需求的基础上，结合分省平衡、新能源消纳计划开展西北全网安全校验，发布全网安全校验所用的D日典型可靠性机组组合、经安全校验的西北省间联络线、750千伏主要输电断面初始潮流计划。发布的信息不作为机组组合、电源发电计划等结果。

第二节 信息申报

第十七条 各省（区）调在互济交易出清前，应向西北网调报送边界参数与电力电量平衡情况:

（一）边界参数：

1.省内预平衡/市场预出清机组组合与发电预计划。

2.本规则第十四条所列相关参数信息。

（二）电力电量平衡情况：本省（区）D 日及 D+1 日各时段全省及分区上备用、下备用。

第十八条 各经营主体在各交易日申报卖电、买电报价，并依据基础参数等交易信息参与互济交易。其中：

（一）获得容量电费的火电（不含应急备用机组）须参与申报，若迟报、漏报或未报，则按历史最近一个有效报价参与出清。

（二）依据各交易日组织时序，基础参数按照接入省级电网省内现货市场或配套短期市场最近一个有效申报信息、缺省原则处理方式执行，不再单独申报。

第十九条 火电申报交易信息：

（一）卖电报价：即分时段“卖电电力-价格”曲线：

1.卖电报价随卖电电力增加单调非递减，每一交易时段可申报的分段曲线最多为 5 段。

2.火电卖电报价出力范围为零至额定装机容量，对于计量关口内装设有电源侧储能的经营主体，额定装机容量暂按“机组额定装机容量+电源侧储能额定放电功率”确定，下同。

（二）买电报价：即分时段“买电电力-价格”曲线：

1.买电报价随买电电力增加单调非递增，每一交易时段可申报的分段曲线最多为 5 段。

2.火电买电报价出力范围为零至额定装机容量。

3.最小发电能力曲线以下部分的非分时单段电能量报价及最小连续停机买电时长。

（三）启动成本：对于非配套火电，采用机组在所在省（区）现货市场申报的启动成本报价；对于配套火电，需单独申报启动成本，申报方式与报价限值按照接入省级电网省内现货市场同类型机组启动成本要求执行。

（四）基础参数：空载成本报价（若有）、现货市场电能量报价曲线或配套短期市场“周报价”、最早可并网时刻、典型开机与停机曲线、最大与最小发电能力曲线、最小连续运行时长。水电申报卖电报价与最大、最小发电能力曲线参数要求同火电。

第二十条 新能源申报卖电报价，申报要求同火电。

第二十一条 配套新能源可单独申报买电报价，要求同火电。在配套短期市场中申报“日报价”的，沿用作为卖电、买电报价，不再单独申报。

第二十二条 独立储能申报交易信息：

（一）买（或卖）电报价：分时段“买（或卖）电电力-价格”曲线。

1.买（或卖）电报价随出力需求增加单调非递减，每一交易时段充、放电分段曲线分别最多可申报5段。

2.第一段出力区间起点为可用充电功率（负值），最后一段出力区间终点为可用放电功率（正值）。出力区间不得跨越充电、放电功率。

（二）基础参数：包括但不限于（分时段）可用功率、

最大允许荷电状态等约束。

第二十三条 虚拟电厂申报交易信息:

（一）卖电量价：申报要求同火电，最大卖电容量不超所在省（区）负荷管理中心评估认定的最大下调节容量。

（二）买电量价：申报要求同火电，最大买电容量不超所在省（区）负荷管理中心评估认定的最大上调节容量。

（三）参与时段：即分别参与互济交易卖电、买电的时间范围。若虚拟电厂迟报、漏报或未报任一方向参与时段，则默认虚拟电厂不参与相应方向的互济交易。

（四）上、下调节能力：即虚拟电厂在互济交易中可执行的最大买电、卖电空间，不超过所在省（区）负荷管理中心评估认定的相应方向的最大上、下调节容量（迟报、漏报或未报缺省值）。各省（区）调依据电网平衡与虚拟电厂剩余发用电能力开展合理性、安全校核。

第二十四条 用户侧主体可选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与:

（一）选择“报量报价”方式时，按节点申报分时段“买电电力-价格”曲线，申报要求同火电，出力范围为零至其该时段分节点最大买电电力（作为相应时段买电需求，不超报装容量）。

其中，各省（区）电网企业考虑本省（区）独立参与的买方主体申报情况后，依据电网平衡情况对各类经营主体的申报信息开展合理性、安全校核，代理本省剩余用户申报。

（二）选择“报量不报价”方式时，申报分时段买电需

求。

第二十五条 各经营主体在日前市场组织日自愿申报参与交易日单边交易意愿，即：以“报量报价”形式申报的经营主体在互济交易第一次出清后，同意将剩余交易需求转为“报量不报价”模式，作为价格接受者参与第二次出清。

第二十六条 本规则中卖电、买电报价申报要求：

1.申报电力最小单位为1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。

2.各类报价中每段报价应包含申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的能量价格，报价上下限按照能源价格主管部门相关规定执行。若无相关规定，价格上限为接入省级电网省内现货市场电能量报价上限，下限为各省（区）现货市场电能量报价下限的最小值，不低于零。

3.每一个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两段报价出力衔接点对应的报价值属于前一段报价。

4.各省（区）电网企业每月申报一条缺省“买电电力-价格”曲线，在未申报交易信息时用于互济交易出清。

第二十七条 经营主体各类基础参数日内出清时原则上采用日前申报值，参与配套短期市场的直流配套电源（含配套火电、新能源、独立储能）采用D-2日配套短期市场申报值；若经营主体申请变更，应及时向西北网调与所属省（区）调提交参数变更申请。其中，西北网调直调配套电源向西北网调提交参数变更申请，其他经营主体的参数变更申请经所

属省（区）调的合理性、安全校核后报送至西北网调，经审核确认后生效。

条件具备时，各经营主体按照接入省级电网省内现货市场、配套控制区配套短期市场的电能量报价参与互济交易。

第四章 交易组织

第一节 交易品种

第二十八条 互济交易是指在各省（区）内预平衡/市场预出清的基础上，存在买电需求的经营主体向有增发需求的经营主体购买电能量的省间交易。

卖方包括火电、水电、新能源、独立储能、虚拟电厂，买方包括各省（区）电网企业、批发用户、独立储能、虚拟电厂、火电、配套新能源。

第二节 输电价格和线损

第二十九条 互济交易买电经营主体互济交易电费包含送出省（区）外送输电价格，以及西北省间输电价格、省间输电损耗产生的省间输电费（初期，独立储能暂不收取）。其中，配套控制区与所在省（区）成交时外送输电价格为零。

第三十条 西北省间输电线损率按照相关电网企业向西北能源监管局报备的标准执行，输电损耗根据相应标准折算为线损电价，不再单独收取。各省（区）外送输电价格、西北电网输电价格按照国家有关规定执行和调整。

第三节 交易出清

第三十一条 互济交易综合考虑输电价格、线损与输电断面限额等约束条件，以“社会福利最大化”为优化目标，分两次顺序开展，出清方法如下:

（一）第一次出清：各省（区）电网企业、批发用户、

独立储能、配套电源作为买方与各卖方开展集中优化出清。出清后仍有增发需求的新能源、火电可继续作为卖方与具备下调能力的火电、虚拟电厂开展集中优化出清。

（二）第二次出清：按照“自主自愿、保供优先”的原则，先组织申报单边交易意愿的省（区）电网企业、批发用户、独立储能、配套电源的剩余买电需求按“报量不报价”模式，与卖方剩余卖电量价开展集中优化出清；再组织申报单边交易意愿的新能源、火电的剩余增发需求按“报量不报价”模式，与买方剩余买电量价开展集中优化出清。

第三十二条 当经营主体报价相同时，新能源卖电报价享有同等条件下的优先出清权。第二次出清时，自愿参与单边交易的买方、卖方分别按照剩余买电报价由高到低、剩余卖电报价由低到高排序参与出清。其余情况下各经营主体按照有效容量比例出清。

第三十三条 互济交易出清价格依据阻塞情况进行分区，同一分区不跨省或控制区。卖方出清价格为分区边际价格，即分区内卖方主体最后 1MW 有效卖电报价。买方出清价格为购入各卖方分区出清价格叠加送出省（区）外送输电价格、西北省间输电价格及省间输电线损的加权均价。

若卖方为“报量不报价”，则作为价格接受方，即：买方出清价格为分区边际价格，即分区内买方主体最后 1MW 有效买电报价。卖方出清价格为送至各买方分区出清价格扣减西北省间输电价格及省间输电线损、卖方所在省（区）外送输电价格后的加权均价，卖方出清价格不低于零。

卖方、买方出清价格计算方式详见附件4。

第三十四条 各经营主体的有效量价曲线确定方法:

（一）卖方：火电、水电有效卖电容量为“日前/日内最大发电能力－发电预计划（含已成交的省间电力交易，下同）－省内预留上备用”；新能源为“短期/超短期可用功率预测－发电预计划”；独立储能为“日前/日内可用放电功率－充放电预计划（放电为正，充电为负，下同）”；虚拟电厂为经校核的日前/日内最大下调节能力。卖电有效量价曲线从对应主体卖电报价起始段（即最低价）起取至有效卖电容量。

（二）买方：火电为“发电预计划－日前/日内最小发电能力－预留下备用容量”，出清停机买电机组不考虑预留下备用容量；独立储能为“充放电预计划－日前/日内可用充电功率”；配套新能源为“发电预计划－短期/超短期可用功率预测”；虚拟电厂为经校核的日前/日内最大上调节能力。买电有效量价曲线从对应主体买电报价起始段（即最高价）起取至有效买电容量。出清停机机组的有效买电报价再续接停机买电报价，整体单调非递增。

其中，省内预留上、下备用由各省（区）调按照所在省（区）现货市场或辅助服务市场规定确定。配套新能源采用配套短期市场“日报价”扣减发电预计划后剩余量价曲线参与出清。

第四节 交易限制条件

第三十五条 各经营主体按照出清机制及申报信息参与出清，参与交易的限定条件为:

（一）同一经营主体同一交易日的同一时刻仅可中标单一买、卖电方向交易。

（二）同一省（区）或配套控制区同一交易日的同一时刻仅可中标单一买、卖电方向交易。存在通道阻塞时，依据阻塞分区情况可同时作为卖方、买方参与省间出清。

（三）若经营主体接入电网所在省（区）、配套控制区内存在平衡缺口时，该时段不作为卖方参与省间出清；若存在新能源调峰受阻，该时段不作为买方参与省间出清。

（四）互济交易第一次出清中，有增发需求的新能源、火电作为卖方竞价时，若全网有效买电容量小于全网新能源调峰受阻电力，该时段火电不作为卖方参与竞价。

（五）互济交易第一次出清中，有增发需求的新能源、火电作为卖方竞价时，火电卖电电力不超过额定装机容量的一定比例，暂定为20%。该参数由相关监管机构依据互济交易运行情况调整。

第五章 日前互济交易

第一节 日前交易组织周期

第三十六条 D-1日组织D日96个时段的互济交易日前市场出清。

第二节 日前交易流程

第三十七条 D-2日12:00前，各省（区）调向西北网调报送西北区域全网安全校验所需参数信息。京交六部向西北网调推送D日各省（区）、配套控制区跨省区中长期96点分时交易曲线。

第三十八条 D-2日15:30前，国家电力调控中心（简称国调）编制D日跨区联络线预计划。

第三十九条 D-2日15:45前，西北网调编制D日跨省联络线预计划。

第四十条 D-2日17:30前，西北网调完成西北区域全网安全校验，发布全网安全校验结果。

第四十一条 D-1日10:30前，各省（区）调完成D日省内预平衡/现货市场预出清并报送西北网调，并将相关预出清或预计划结果向经营主体发布。各省（区）调向西北网调报送互济交易日前出清所需参数信息。

第四十二条 D-1日13:15前，西北网调在西北区域省间电力互济交易技术支持系统发布交易前信息公告，省级电力交易机构完成相应的交易前信息公告发布。各经营主体根据

省间现货市场出清结果，申报参与互济交易所需交易信息，各省（区）调向西北网调报送D日电网企业代理所在省（区）用户购电需求，并对本省（区）内经营主体申报信息完成合理性、安全校核，保障省（区）内电能申报量可执行，更新关键输电断面限额等参数信息后报送至西北区域省间电力互济交易平台。

第四十三条 D-1日14:30前，西北网调完成D日互济交易日前出清，发布互济交易日前市场出清结果。当省内现货市场、配套短期市场预出清并网主体发电能力无法满足全网买电需求时，先确定新增启机机组并形成相应省间送电交易曲线（方法详见附件6），再组织集中式省间电力互济交易。

第四十四条 D-1日14:30后，各省（区）调开展省内现货日前市场正式出清或编制次日电能计划。具体时间以各省（区）市场规则为准。

以上组织时序为标准工作日流程时序，若省间联络线计划下发时间延迟，后续市场交易组织的时间节点将依次顺延。

第四十五条 D-1日23:00前，各经营主体可选择修改用于日内市场出清的报价，或沿用日前报价。

第六章 日内互济交易

第一节 日内交易组织周期

第四十六条 日内市场以15分钟为一个交易时段，滚动组织T时刻（T为交易起始时刻）互济交易出清、T+15分钟至T+120分钟互济交易预出清。

按需组织T时段至24:00之间相应交易时段的长时日内市场出清。

第二节 日内交易流程

第四十七条 西北网调在西北区域省间电力互济交易技术支持系统发布交易前信息公告，省级电力交易机构完成相应的交易前信息公告发布。

第四十八条 T-45分钟前，各经营主体申报T至T+120分钟的交易信息。各省（区）调向西北区域省间电力互济交易平台报送T至T+120分钟本省（区）参与日内市场所需交易信息，以及本省（区）经营主体经过安全校核与合理性校核的交易信息。其中T时刻信息用于正式出清。

第四十九条 T-30分钟前，西北网调完成D日互济交易日内出清。发布T时刻互济交易出清结果、T+15分钟至T+120分钟市场预出清结果，滚动编制发布西北省间联络线日内滚动计划。

第五十条 T-15分钟前，各省（区）调完成省内现货市场出清/实时发用电计划编制，发布机组发电计划并同步报送至

西北网调。

第五十一条 为满足独立储能参与互济交易早、晚高峰的充放电时间要求以及各经营主体交易需求，分别于4:00前组织6:15至24:00、16:00前组织18:15至24:00两场次的长时日内市场。具体组织时间根据省间现货市场下发结果为准。相关组织流程为:

（一）3:05、15:05前，各经营主体申报相应时段的交易信息，各省（区）调完成交易信息报送。

（二）4:00、16:00前，西北网调完成D日互济交易长时日内市场出清并发布市场出清结果，编制相应时段西北省间联络线日内计划。

第七章 交易执行与偏差处理

第五十二条 互济交易出清结果纳入省间联络线计划，作为各省（区）省内市场的运行边界，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。各省（区）调、直流配套电源应严格执行市场出清后的省间联络线计划、配套控制区联络线计划。

第五十三条 互济交易出清结果原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化，实际执行中的偏差应优先在省（区）或配套控制区内部进行调节，偏差按照省内现货市场、配套短期市场等相关规则执行及结算。

第五十四条 中标互济交易的虚拟电厂应执行互济交易出清结果，当执行缺额电量大于考核门槛值时予以考核。考核费用计算方法暂按附件4执行，考核费用向所在省（区）全体工商业用户分享。

第八章 计量与结算

第一节 结算原则

第五十五条 市场运营机构依据国家有关规定开展互济交易的计量与结算，包含实际结算电量、交易量价等内容。

第五十六条 互济交易电费采用日清月结方式，各类考核与补偿类费用依据具体结算办法采用月清月结方式结算。

（一）西北网调于交易执行日的次日 12:00 前通过交易平台向京交六部提供互济交易出清电力和电价、执行结果等基础数据。D+5 日京交六部按日生成并发布 D 日日清分结果。

（二）每月第 5 个工作日，京交六部向省级电力交易机构及由京交六部提供交易结算服务的直流配套电源经营主体发送互济交易结算依据。

各省级电力交易机构开展互济交易与省内市场结算业务衔接工作，相关电网企业开展电费支付。

第五十七条 互济交易结算原则：

（一）发电侧主体申报电价含税。

（二）买电省（区）的用户侧主体到户价格在买电省（区）省间交易落地结算价格基础上，还应按照国家和所在省（区）价格政策和相关规定，加上省（区）内的相关价格和费用（如省内输配电价、政府性基金及附加、系统运行费用等，具体项目按照国家和各省（区）相关文件规定执行，下同）。独立储能、抽蓄具体项目的相关费用按照国家和各省（区）相

关文件规定执行。

（三）各售电公司、虚拟电厂应在与其代理用户签订的零售合同（代理协议）中明确相应用户享有获取其在互济交易中的成交结果、考核费用的权利或同类条款，相应结算费用的分摊分享原则由双方自行确定，并向所在省（区）电力交易机构备案。

第二节 结算方法

第五十八条 ·互济交易按照出清量、价结算。卖方总互济交易电费为各交易日相应交易结算电量与结算电价的乘积之和（含长时日内市场出清结果，下同），买方总互济交易电费为各交易日相应交易落地结算电量与落地结算电价的乘积之和。卖方、买方总电费计算方式详见附件4。

第五十九条 互济交易新增启机时，开展互济交易电费、启动补偿费用、空载补偿费用、启机损失补偿费用结算。

（一）互济交易电费：新增启机机组按照省间送电曲线电量、结算价格结算；相应买电省（区）或配套控制区按照对应机组的省间送电曲线落地结算电量、落地结算价格结算。

（二）启动补偿费用：按照新增启机机组接入省级电网省内现货市场启动补偿办法执行，拟停备机组按零计算。

（三）空载补偿费用：按照新增启机机组接入省级电网省内现货市场空载补偿办法执行。未实施该补偿政策的省（区）按零计算。

（四）启机损失补偿费用：当新增启机机组的互济交易

电费低于对应出力的运行成本时，可获得启机损失补偿，依据机组省间送电曲线出力、核定变动成本等计算。

上述费用计算方式详见附件4。

第六十条 各交易日总启动补偿费用、空载补偿费用、启机损失补偿费用按买电省（区）或配套控制区在分配省间送电曲线的交易日总分配量之和比例分摊。省级电力交易机构按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，负责制定本省（区）分摊细则，并向相关监管机构报送后执行。

第六十一条 互济交易出清机组停机时，互济交易电费依据成交结果计算，不再单独补偿启动费用、空载费用。

第九章 市场风险防控

第一节 风险防控原则

第六十二条 西北网调、京交六部应按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，建立并完善互济交易监测和风险防控机制，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析。

第二节 风险监测及防控

第六十三条 互济交易技术支持系统相关信息应按照能源监管机构有关工作要求接入电力监管信息系统。西北网调、京交六部应根据互济交易运行情况设置市场风险监测指标，并向西北能源监管局提出包括但不限于以下建议：指标计算方法、分级判定标准、风险缓解及管控措施等。

第六十四条 西北网调应于每月10日前将上月互济交易月度分析报告报送西北能源监管局。月度交易分析报告内容包括但不限于交易报价和运行情况、交易执行情况、经营主体份额占比等市场结构化指标情况、非正常报价等市场异常事件、市场风险防控措施和风险评估情况、交易规则修订建议等。

第三节 风险干预

第六十五条 互济交易运行过程中发生下列情形之一的，西北能源监管局可会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办作出市场干预决定，并委托市场运营机构实施：

（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）其他需要进行市场干预的情形。

第六十六条 互济交易运行过程中出现如下情况时，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、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告西北能源监管局及相关能源监管机构:

（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）西北区域省间电力互济交易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）其他需要进行市场干预的情形。

第六十七条 市场干预的主要手段包括但不限于:

（一）调整市场限价。

（二）调整经营主体发电出力、充放电功率。

（三）中止市场交易结果执行。

（四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第六十八条 市场干预期间，市场运营机构应记录干预原

因、干预时间、干预操作及结果、干预人员等内容，并报送西北能源监管局及相关能源监管机构。

第六十九条 市场干预期间，各经营主体应按照电网调度管理规程，严格执行调度指令，确保电网安全稳定运行。

第七十条 当出现以下情况时，市场运营机构可中止互济交易：

（一）因发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

（二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电力供应出现严重不足或电网运行出现较大风险时。

（三）相关交易技术支持系统发生故障，导致短期内无法正常组织市场交易时。

（四）其他严重异常情况。

第七十一条 市场中止前由市场运营机构通知各经营主体，通知的内容包括市场中止的原因、范围和开始时间。

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，通知各经营主体恢复市场交易。

第十章 信息披露

第七十二条 市场信息分为日信息、月度信息，内容包括卖方、买方、交易时段、电力电量、价格、费用等，按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）相关规定，通过西北区域省间电力互济交易平台和信息披露平台统一发布。

第七十三条 工作日12:00前，发布前一日互济交易出清情况。对市场信息有异议的经营主体应在信息发布后1个工作日内提出核对要求。市场运营机构在接到核对要求后3个工作日内完成数据核对并反馈。

第七十四条 每月第12个工作日，京交六部及西北网调负责向西北能源监管局报送上月度互济交易情况报告，同时抄送甘肃能源监管办、新疆能源监管办。省级电力交易机构负责向区域电力交易机构报送互济交易电费、各类补偿、考核费用及收益分摊明细，同时向相关能源监管机构报备。

第七十五条 京交六部及西北网调于次年1月20日前将互济交易年度运营情况报送西北能源监管局，同时抄送甘肃能源监管办、新疆能源监管办。

第十一章 免责条款

第七十六条 由于不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。

第七十七条 出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预，电力调度机构按“安全第一”的原则处理，可予以免责。

第十二章 附则

第七十八条 本规则由西北能源监管局负责解释。

第七十九条 本规则自印发之日起施行，《西北区域备用辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2023〕60号）、《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》及其补充修订条款（西北监能市场〔2020〕8号、西北监能市场〔2023〕2号）同时废止。

第八十条 本规则有效期2年。

附件 1

名词解释

1.**联络线**：电力系统中连接两个或多个控制区（如区域电网、省级电网）的输电线路，实现电力系统之间的功率交换、互助支援和稳定运行。

2.**联络线计划**：某一省（区）或配套控制区对外的全部联络线分时段功率交换计划之和。

3.**市场出清**：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

4.**市场结算**：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

5.**电力电量平衡**：在特定时间段内针对发、用电资源电力（功率）、电量供需的动态匹配管理。

6.**机组组合**：以各省（区）或配套控制区电力电量平衡及电网安全为目标，合理出清或安排火电开机、关机状态。

7.**上备用**：在运行方式安排及实时调度运行中，为了应对设备意外停运、新能源功率负向波动、负荷正向波动等预留的额外有功容量。

8.**下备用**：在运行方式安排及实时调度运行中，为了应对外送通道中断、新能源功率正向波动、负荷负向波动等预留的有功调节容量。

9.**额定装机容量：**即机组在额定工况下，能够连续稳定输出的最大有效电功率，应与并网调度协议保持一致。

10.**综合厂用电率：**即一定周期内发电量与上网电量的差值与发电量的平均比值，单位为%。

11.**最大、最小发电能力曲线：**即机组考虑受阻、最小稳定技术出力等因素在各时段能稳定输出的最大、最小发电有功出力。

12.**典型开机曲线：**即机组在开机过程中，并网后的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

13.**典型停机曲线：**即机组在停机过程中，解列前的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

14.**最小连续运行时长：**即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。

15.**最小连续停机时长：**即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。

16.**可用功率：**即储能优化充放电功率上限值，依据储能额定充放电容量考虑各年电池实际衰减情况确定。

17.**最大允许荷电状态：**即依据可用功率，申报的优化存储电量极限。

18.**调峰受阻电力**：因系统调峰资源不足导致新能源可发电功率与预测功率之间的差值。

19.**日前市场**：运行日前一个工作日（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）机组组合状态、发电（充放电）计划的电能量市场。

20.**日内市场**：运行日（D 日）组织未来一段时间发电（充放电）计划的电能量市场。

附件 2

电子交易承诺书

为保障西北区域省间电力互济交易顺利开展，规范市场成员行为，维护市场秩序，在遵守国家相关法律法规的基础上，由参与西北电力互济交易技术支持系统的经营主体签订本承诺书，并同意作出如下承诺:

一、交易资格

（一）本公司为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本承诺书。签署和履行参与交易所需的一切手续(包括办理必要的政府批准、取得许可和营业执照等）均已办妥并合法有效。

（二）已在电力交易机构注册，满足并遵守《西北区域省间电力互济交易规则》相关要求。

（三）发电企业已与电网企业签订《购售电合同》，单个时段内 15 分钟最小负荷不小于 1MW。

（四）参与交易时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未作出任何足以对参与交易产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

（五）同意通过技术支持系统参与交易，并按照相应交易事项执行。

二、交易合同

（一）本公司同意交易采用“电子合同”形式。电子合

同由本承诺书+交易单共同组成。交易结果发布后形成交易单，电子合同即成立生效，对本公司具有法律约束力。

（1）同意在交易过程中使用电子签名、数据电文的形式。使用本公司交易账号和交易密码在技术支持系统中的各种操作，包括但不限于申报电力、电量、电价及对申报数据的补充、修改和对交易结果的核实、确认等，均为基于本公司的交易意愿产生的交易行为。本公司自行承担因自身故意或过失导致交易账号和交易密码管理不善带来的风险和损失。

（2）同意所参与的互济交易的方式、电力、电量、价格等，以技术支持系统发布的信息公告、交易结果为准。认可由交易结果产生的购售输电关系，并对交易结果中电量、电价等各项内容全面、适当履行。

（二）本公司同意电子合同作为《购售电合同》的有效补充，与《购售电合同》具有相同法律效力。电子合同中未明确的，按照《购售电合同》执行。《购售电合同》相关条款与电子合同相关内容出现不一致时，按照电子合同约定的内容执行。

三、其他

本公司为签署承诺书所需的内部授权程序均已完成，本承诺书为书面文件时，签署承诺书的是本公司法定代表人或授权代理人，承诺书自法定代表人或授权代理人签署之日起生效。采用电子文本时，通过本公司账号、密码，在技术支持系统参与互济交易之前，点击“同意”即为签署生效。本

承诺书生效后即对本公司具有法律约束力。

附件 3

互济交易风险提示书

各经营主体:

在进行互济交易时，由于收益与风险共存，为了使各经营主体了解其中的风险，根据相关的法律法规和交易规则，现将可能存在的风险提示如下，请您认真详细阅读:

（一）宏观系统风险: 由于我国宏观经济形势变化、地区宏观经济环境和电力交易市场的变化、电力供需形势变化，可能会引起互济交易价格波动。

（二）政策风险: 因国家宏观政策、相关法律法规和交易规则发生变化以及监管部门监管政策的调整，可能引起互济交易价格波动。

（三）不可抗力风险: 由于自然灾害、战争等不可抗力因素的出现，将严重影响互济交易的正常运行。对于由不可抗力风险所导致的任何损失，由经营主体自行承担。

（四）网络风险: 因不可抗力、计算机病毒或者黑客攻击、突发性的软硬件设备与电子通信设备故障、网络服务提供商线路或其他故障等原因造成服务中断或不能满足用户要求，交易平台不承担任何责任。网络环境存在诸多不可预知因素，交易平台未主动或故意泄露用户隐私资料，平台不承担任何相关责任。如用户使用交易平台时被第三方抓取甚至泄露信息，由用户自行承担风险。

（五）安全风险：由于经营主体密码失密、操作不当、决策失误、公告查阅不及时等原因可能会使经营主体发生亏损；交易平台上操作完毕后未及时保存，致使未申报成功而造成的损失；交易平台上操作完毕后未及时退出，被他人利用进行恶意操作而造成的损失；上述损失都将由经营主体自行承担。在经营主体进行省间电力现货交易时，委托他人代理进行交易，长期不关注账户变化有可能造成损失，他人给予经营主体的保证获利或不会发生亏损的任何承诺都是没有根据的，类似的承诺不会减少经营主体发生亏损的可能。

本风险提示书无法穷尽从事互济交易的全部风险情形，请务必全面了解互济交易规则及相关规定。

附件 4

互济交易出清与结算计算方法

一、互济交易出清卖方结算价格、买方落地结算价格

（1）卖方“报量报价”时

$$p_{\text{互济出清}}^{ks,t}=p_{\text{边际卖电报价}}^{i,ks,t}$$

$$p_{\text{互济出清}}^{j,kb,t}=\frac{1}{\sum_{ks}Q_{\text{互济}}^{j,kb-ks,t}}\times\sum_{ks}\left[Q_{\text{互济}}^{j,kb-ks,t}\times\left(\frac{p_{\text{互济出清}}^{ks,t}+p_{\text{外送}}^{ks,n}\times\mu^{j}}{1-\sigma_{\text{跨省}}\times\mu^{j}}+p_{\text{跨省输电}}\times\mu^{j}\right)\right]$$

上述公式中：

$p_{\text{互济出清}}^{ks,t}$为 t 时段卖方分区 ks 的互济交易卖方结算电价。

$p_{\text{互济出清}}^{j,kb,t}$为 t 时段买方分区 kb 买方 j 的互济交易买方落地结算电价。

$p_{\text{边际卖电报价}}^{i,ks,t}$为 t 时段卖方分区 ks 最后一个出清的卖方 i 边际报价，即最后 1MW 有效卖电报价。

$Q_{\text{互济}}^{j,kb-ks,t}$为 t 时段买方分区 kb 买方 j 与卖方分区 ks 成交的互济交易落地结算电量。

$p_{\text{跨省输电}}$、$\sigma_{\text{跨省}}$、$p_{\text{外送}}^{ks,n}$分别为西北省间输电价格、省间输电线损率及卖方分区 ks 所在省（区）n 外送输电价格。

μ^{j}为不同类型主体 j 省间输电价格的折算系数。初期，买方为独立储能时，μ^{j}暂为零；当卖方、买方所在分区为同一省（区）时，μ^{j}为零。其他情况$\mu^{j}=1$。

（2）卖方“报量不报价”时

$$p_{\text{互济出清}}^{kb,t}=p_{\text{边际买电报价}}^{j,kb,t}$$

$$p_{\text{互济出清}}^{i,ks,t}=\frac{1}{\sum_{kb}Q_{\text{互济}}^{i,ks-kb,t}}\times\sum_{kb}\left\{Q_{\text{互济}}^{i,ks-kb,t}\times Max\left[\left(p_{\text{互济出清}}^{kb,t}-p_{\text{跨省输电}}\times\mu^{j}\right)\times\left(1-\sigma_{\text{跨省}}\times\mu^{j}\right)-p_{\text{外送}}^{ks,n}\times\mu^{j},0\right]\right\}$$

上述公式中：

$p_{\text{互济出清}}^{kb,t}$ 为 t 时段买方分区 kb 的互济交易买方落地结算电价。

$p_{\text{互济出清}}^{i,ks,t}$ 为 t 时段卖方分区 ks 卖方 i 的互济交易卖方结算电价。

$p_{\text{边际买电报价}}^{j,kb,t}$ 为 t 时段买方分区 kb 最后一个出清的买方 j 边际报价，即最后 1MW 有效买电报价。

$Q_{\text{互济}}^{i,ks-kb,t}$ 为 t 时段卖方分区 ks 卖方 i 与买方分区 kb 成交的互济交易结算电量。

二、互济交易交易电费

对于某次互济交易：

$$R_{\text{互济}}^{i}=\sum_{t}^{96}\left(Q_{\text{互济}}^{i,t}\times p_{\text{互济出清}}^{i,ks,t}\right)$$

其中：

$$Q_{\text{互济}}^{i,t}=\frac{1}{4}\times\left(1-d^{i}\right)\times P_{\text{互济出清}}^{i,t}$$

上述公式中：

$R_{\text{互济}}^{i}$ 为卖方 i 各交易日对应本次出清的互济交易电费。

$Q_{\text{互济}}^{i,t}$ 为 t 时段卖方 i 对应本次出清的互济交易结算电量。

$p_{\text{互济出清}}^{i,ks,t}$ 为 t 时段卖方 i 所在卖方分区 ks 对应本次出清的

互济交易结算电价。

$P_{互济出清}^{i,t}$ 为 t 时段卖方 i 对应本次出清的互济交易中标出力。

d^i 为机组 i 的综合厂用电率，由各省（区）省内市场规则或机组运行参数管理要求确定，下同。

$$C_{互济}^{j}=\sum_{t}^{96}\left(Q_{互济}^{j,kb,t}\times p_{互济出清}^{j,kb,t}\right)$$

其中：

$$Q_{互济}^{j,kb,t}=\sum_{ks=1}^{KS^j}Q_{互济}^{j,kb-ks,t}$$

$$Q_{互济}^{j,kb-ks,t}=\sum_{i_m}^{I^{j,kb-ks}}Q_{互济}^{i_m,t}$$

上述公式中：

$C_{互济}^{j}$ 为买方 j 各交易日对应本次出清的互济交易电费。

$Q_{互济}^{j,kb,t}$ 为 t 时段买方 j 对应本次出清的互济交易落地结算电量。

$p_{互济出清}^{j,kb,t}$ 为 t 时段卖方分区 kb 买方 j 对应本次出清的互济交易落地结算电价。

$Q_{互济}^{j,kb-ks,t}$、KS^j 为 t 时段买方分区 kb 买方 j 与对应本次出清的卖方分区 ks 成交的互济交易落地结算电量、买方 j 购入对应本次出清的全部卖方分区 ks 集合。

$I^{j,kb-ks}$、$Q_{互济}^{i_m,t}$ 分别为 t 时段买方 j 与卖方分区 ks 对应本次出清的成交全部卖方集合、相应卖方 i_m 的互济交易结算电量。

三、新增启机需求确定方法

当分时段全网上备用小于全网最小安全上备用时，依据

最大上备用缺额（以下简称上备用缺额）确定新增启机机组。存在通道阻塞时，根据阻塞情况分区计算。

$$D_{\text{启机}} = Max\left[Max\left(D^{t}_{\text{最小安全上备用}} - D^{t}_{\text{上备用}}, 0 \right) \right]$$

上述公式中：

$D_{\text{启机}}$为全网新增启机需求。

$D^{t}_{\text{最小安全上备用}}$、$D^{t}_{\text{上备用}}$分别为D日全网最小安全上备用、依据各省（区）现货市场预出清计算的全网上备用。

四、新增启机机组确定方法

依据停备机组（含拟停备机组，下同）启机调用成本、午间深调能力确定，计算方法为：

$$U_{\text{启机调用}} = C_{\text{启动}} + \left(p_{\text{电能量}} \times P_{\text{平均最小发电}} + C_{\text{空载}} \right) \times T_{\text{连续运行}}$$

上述公式中：

$U_{\text{启机调用}}$为机组启机调用成本。

$C_{\text{启动}}$、$C_{\text{空载}}$分别为机组启动成本、空载成本（若有）报价。在运拟停备机组按零计算。

$P_{\text{平均最小发电}}$为机组接入省级电网省内现货市场申报的日前分时最小发电能力曲线或考虑低负荷运行的发电能力（具体定义以各省（区）现货市场相关规定为准，下同）的算术平均值（考虑最小可并网时间），配套火电按照配套短期市场相关规定。

$T_{\text{连续运行}}$为机组最小连续运行时长。

$p_{\text{电能量}}$为机组在省内现货市场电能量申报均价、配套短期市场“周报价”申报均价，按照电能量报价曲线分段加权平均价格计算（若第一段出力区间起点不为零，则零至报价出

力起点的电能量价格按照第一段报价计算）。

未参与配套短期市场的配套火电采用政府主管部门核定变动成本；若所在省（区）未开展核定的暂采用接入电网所在省（区）燃煤发电基准价。

$$S_{深调}=\frac{\sum_{t}^{T_{午间}}P^{t}_{最小发电}}{6\times Cap}$$

上述公式中：

$S_{深调}$为机组午间深调能力。

$P^{t}_{最小发电}$为机组接入省级电网省内现货市场申报的日前t时段最小发电能力曲线或考虑低负荷运行的发电能力，配套火电按照配套短期市场相关规定。

$T_{午间}$为午间谷段，时间范围为10:00至16:00（下同）。

当造成上备用缺额的省（区）及配套控制区无停备机组，新增不受安全约束的停备火电按照启机调用成本由低到高依次调用，直至相应时段的最大发电能力之和满足新增启机需求。当启机调用成本相同时按机组午间深调能力分别由低到高调用。由于环保、能耗等政策要求存在开机限制的机组，启机序位可后移。

若造成上备用缺额的省（区）或配套控制区有停备机组，缺额由相关省（区）或配套控制区通过优化机组组合等方式解决，具体机组组合以该省（区）现货市场正式出清结果为准。

五、新增启机送电曲线

为保障启机机组所在省（区）现货市场、配套短期市场边界稳定、价格不受影响，按以下方法确定新增启机机组的省间送电曲线:

（一）曲线起始时刻：对于当前处于停备状态的机组，为最早可并网时刻；对于当前处于并网状态拟停备的机组，为拟解列时刻与全网上备用缺额出现时刻两者的较早值。

（二）曲线持续时长：为机组最小连续运行时长、买电省(区)购电需求时长中的较大值，不超过机组所在省(区)、配套控制区下一次净启机时刻（考虑通道阻塞）。

（三）曲线电力：新增启机机组最小发电能力，对于当前处于停备状态机组需考虑典型开机曲线。

（四）新增启机机组的省间送电曲线由各省（区）上备用缺额比例分配。出现买电省（区）当日无购电需求但曲线持续时长未结束时，沿用前一日分配比例。

六、新增启机机组互济交易电费

$$R^{i}_{\text{启机省间}}=\sum_{t}^{T^{i}_{\text{启机曲线}}}\left(Q^{i,t}_{\text{启机}}\times p^{i,t}_{\text{启机曲线}}\right)$$

其中:

$$Q^{i,t}_{\text{启机}}=\frac{1}{4}\times\left(1-d^{i}\right)\times P^{i,t}_{\text{启机曲线}}$$

上述公式中:

$R^{i}_{\text{启机省间}}$为新增启机机组 i 的互济交易电费。

$Q^{i,t}_{\text{启机}}$为 t 时段新增启机机组 i 的省间送电曲线电量。

$p^{i,t}_{\text{启机曲线}}$为 t 时段新增启机机组 i 的省间送电曲线结算价

格，即接入省级电网、与启机受入省（区）或配套控制区的省内实时现货市场发电侧分时加权出清价格（按照实时出清电量加权）的较大值。

$T^{i}_{\text{启机曲线}}$为新增启机机组 i 的各日省间送电曲线持续时长。

$P^{i,t}_{\text{启机曲线}}$为 t 时段新增启机机组 i 的省间送电曲线出力。

$$C^{j}_{\text{启机省间}}=\sum_{i_m}^{I^{j}}\sum_{t}^{T^{i_m}_{\text{启机曲线}}}\left(Q^{j,i_m,t}_{\text{启机}}\times p^{j,i_m,t}_{\text{启机曲线}}\right)$$

其中：

$$Q^{j,i_m,t}_{\text{启机}}=Q^{i_m,t}_{\text{启机}}$$

$$p^{j,i_m,t}_{\text{启机曲线}}=\frac{p^{i_m,t}_{\text{启机曲线}}+p^{i_m,n}_{\text{外送}}}{1-\sigma_{\text{跨省}}}+p_{\text{跨省输电}}$$

上述公式中：

$C^{j}_{\text{启机省间}}$为买电省（区）或配套控制区 j 的互济交易电费。

$Q^{j,i_m,t}_{\text{启机}}$为 t 时段买电省（区）或配套控制区 j 的省间送电曲线电量。

$p^{j,i_m,t}_{\text{启机曲线}}$为 t 时段买电省（区）或配套控制区 j 的省间送电曲线落地结算价格。

I^{j}为买方省（区）或配套控制区 j 成交的新增启机机组 i_m 集合。

$Q^{i_m,t}_{\text{启机}}$、$p^{i_m,n}_{\text{外送}}$分别为买电省（区）或配套控制区 j 成交的中标机组 i_m 在 t 时段的省间送电曲线电量、接入电网所在省（区）n 的外送输电价格。

$\sigma_{\text{跨省}}$、$p_{\text{跨省输电}}$分别为西北省间输电线损率、西北省间输电价格。

七、启机损失补偿费用

$$R^{i}_{\text{启机损失补偿}}=Max\left[\sum_{t}^{T^{i}_{\text{跨省启机}}}\left(M^{i,t}_{\text{运行成本}}-R^{i,t}_{\text{启机省间}}\right),0\right]$$

其中:

$$M^{i,t}_{\text{运行成本}}=\frac{1}{4}\times\left(1-d^{i}\right)\times P^{i,t}_{\text{跨省启机}}\times p^{i}_{\text{变动成本}}$$

上述公式中:

$R^{i}_{\text{启机损失补偿}}$为新增启机机组 i 的启机损失补偿费用。

$M^{i,t}_{\text{运行成本}}$为 t 时段新增启机机组 i 的省间送电曲线出力对应的运行成本。

$p^{i}_{\text{变动成本}}$为新增启机机组 i 的变动成本价格，按照接入省级电网省内现货市场用于火电变动成本补偿的价格确定。若无相关价格，则按照接入电网所在省（区）的燃煤发电基准价计算。

八、虚拟电厂互济交易考核费用

虚拟电厂执行缺额电量按 15 分钟为周期计算:

$$Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂缺额}}=Max\left(X_{\text{考核}}\times Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂互济}}-Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂实际}},0\right)$$

上述公式中:

$Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂缺额}}$为虚拟电厂 i 在 t 时段的执行缺额电量。

$X_{\text{考核}}$为虚拟电厂执行缺额电量考核门槛系数。

$Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂互济}}$为虚拟电厂 i 在 t 时段互济交易出清电量。

$Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂实际}}$为虚拟电厂 i 在 t 时段的实际执行电量。卖电执行电量为虚拟电厂实际用电功率低于基线负荷（考虑省内出清结果）形成的未用电量，买电执行电量为虚拟电厂实际用电功率高于基线负荷（考虑省内出清结果）形成的增用电

量。

虚拟电厂基线负荷的计算、计量数据拟合（补全）方法原则按照各省（区）内相关交易规则执行；若接入省级电网省内无相关规则，按照附件 5 执行。

虚拟电厂卖电时，暂定考核门槛系数为 70%，暂定考核费用为互济交易电费。

虚拟电厂买电时，暂定考核门槛系数为 70%，暂定考核费用计算公式为：

$$R^{i,t}_{\text{虚拟电厂买电考核}} = Q^{i,t}_{\text{虚拟电厂缺额}} \times p_{\text{考核}}$$

上述公式中：

$R^{i,t}_{\text{虚拟电厂买电考核}}$ 为虚拟电厂 i 在 t 时段的互济交易买电考核费用。

$p_{\text{考核}}$ 为虚拟电厂互济市场买电考核价格，按照能源价格主管部门相关规定执行。若无相关规定，暂定按照虚拟电厂在各交易日的互济交易中标时段的加权结算均价的 0.5 倍执行。

附件 5

聚合型虚拟电厂整体基线负荷计算方法

聚合型虚拟电厂整体基线负荷由所聚合用户的基线负荷加和得到。对于含有储能的虚拟电厂，基线应在储能充放电功率为零的状态下选取。用户基线负荷计算选择参与日前的 3 个典型日的用电功率算术平均值（每 15 分钟），典型日按如下规则选取:

（一）交易日发生在工作日，则选取交易日前 5 个工作日，其中需剔除电力中断及用户参与互济交易等市场日，剔除后不足 5 天的部分向前顺序选取补足 5 天，从上述 5 天中再剔除日最大负荷最大、最小的两天，剩余 3 天作为典型日。

（二）若交易日发生在非工作日，则选择交易日前最近的 5 个非工作日为典型日，剔除方法同工作日，最终选取 3 天为典型日。

虚拟电厂负荷数据拟合（补全）办法:

（一）用户基线负荷拟合。如用户某个典型日的负荷数据缺失，则以该典型日前一同类型日相同时段数据替代，进行拟合。

（二）用户实际负荷拟合。如用户实际负荷数据缺失，优先采用缺失数据时段电量数据进行拟合，其次采用相邻时段负荷数据拟合。

附件 6

各经营主体交易申报曲线示意图

1.火电、水电、新能源卖电报价:

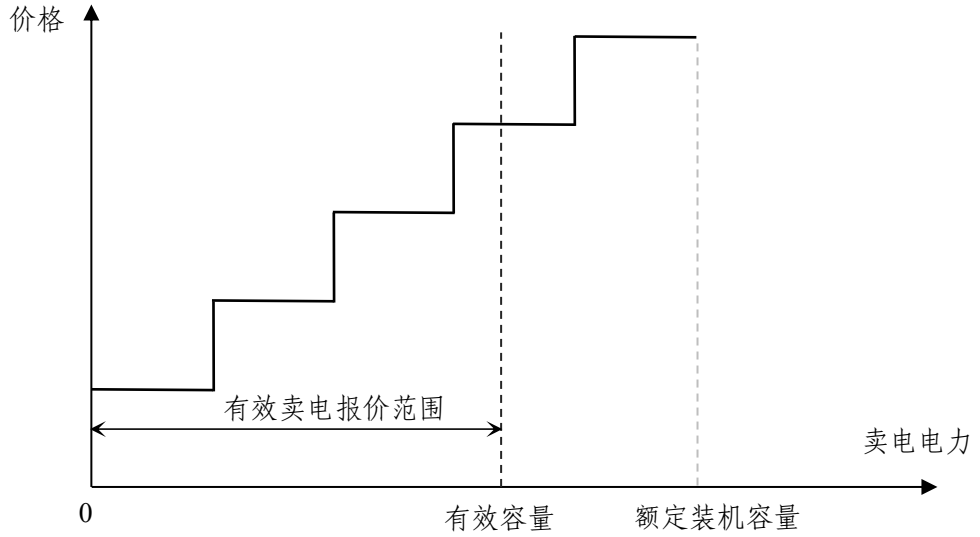


图 1 火电、水电、新能源卖电申报曲线示意图

2.火电、新能源买电报价:

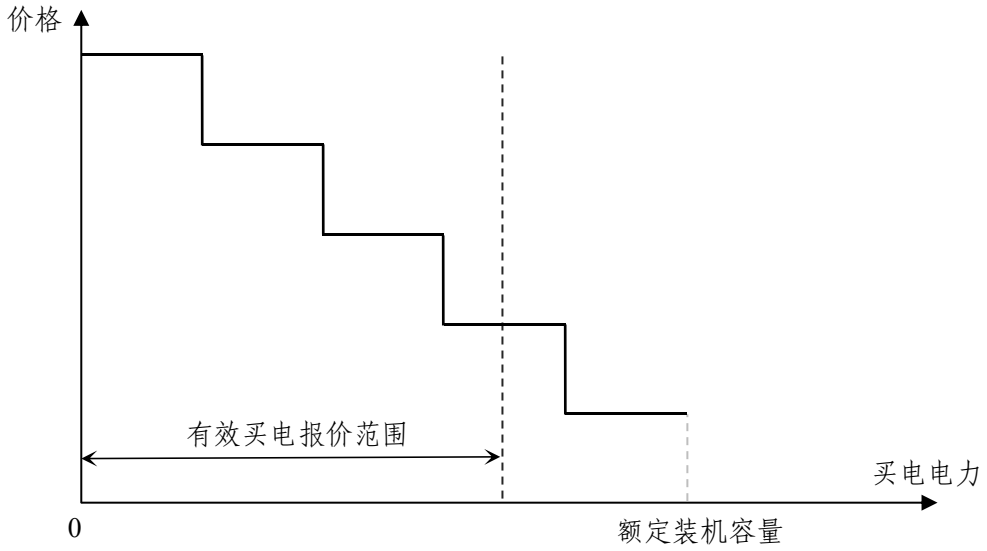


图 2 火电、新能源买电申报曲线示意图

3. 出清停机机组有效价格:

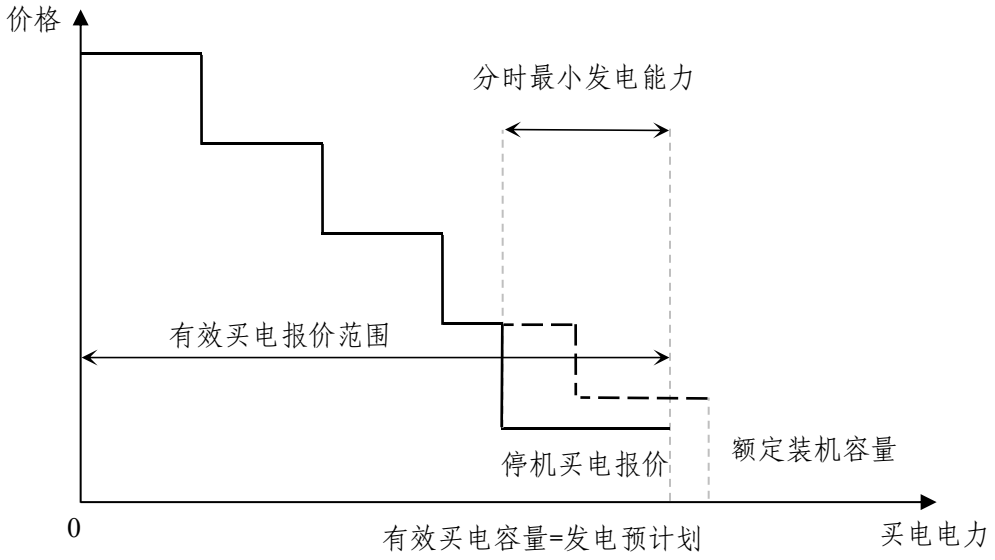


图 3 出清停机机组有效价格示意图

4.用户侧主体（报量报价）买电报价:

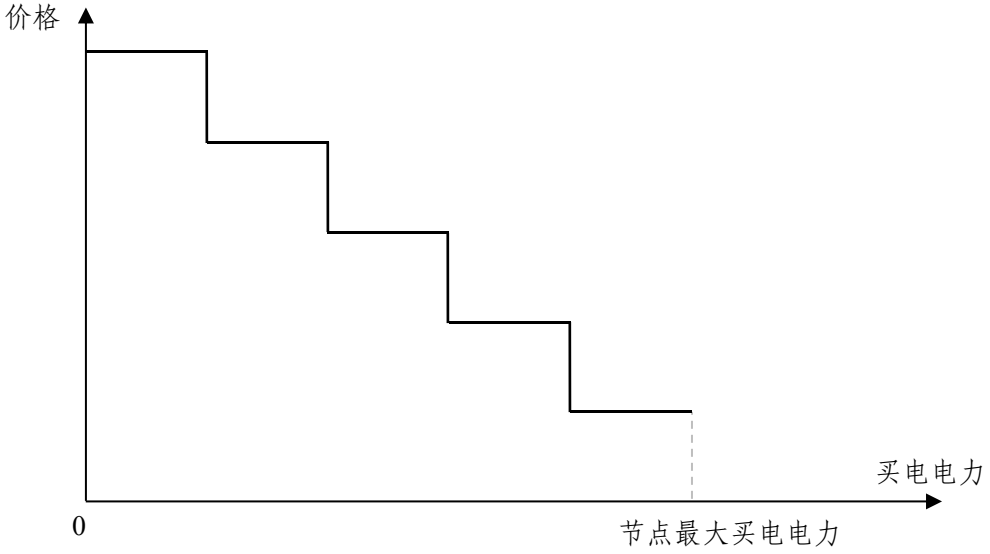


图 4 用户侧主体买电申报曲线示意图

5.独立储能买（卖）电报价:

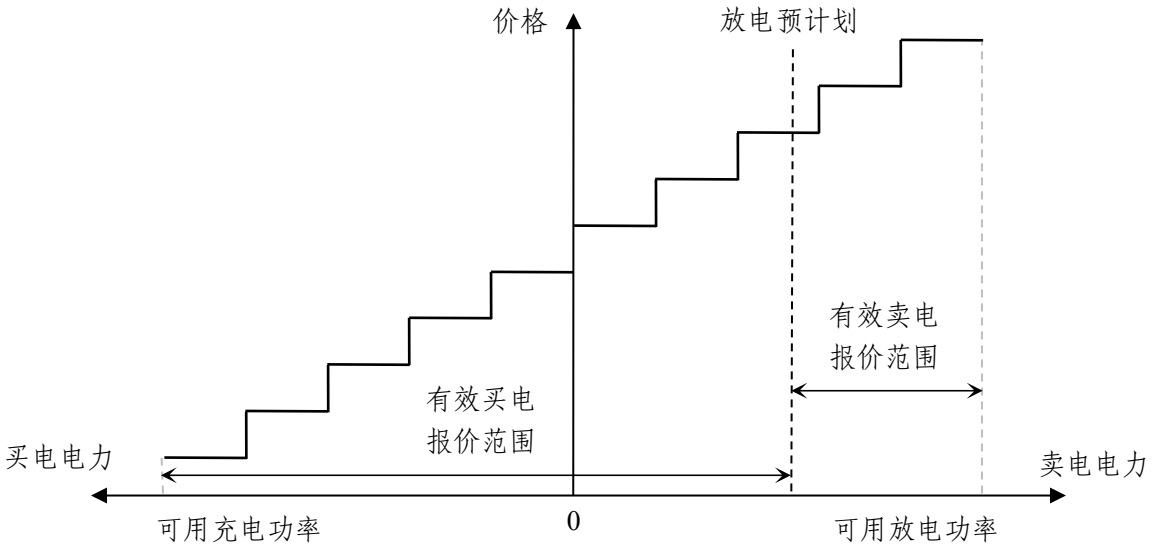


图 5 独立储能放电状态买（卖）电申报曲线示意图

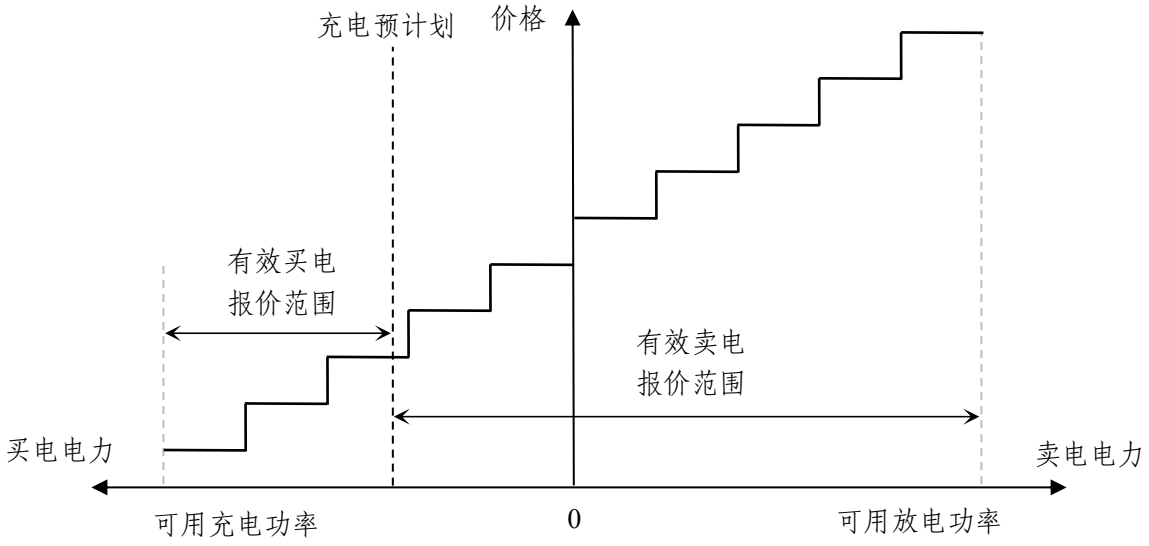


图 6 独立储能充电状态买（卖）电申报曲线示意图

6.虚拟电厂卖电报价:

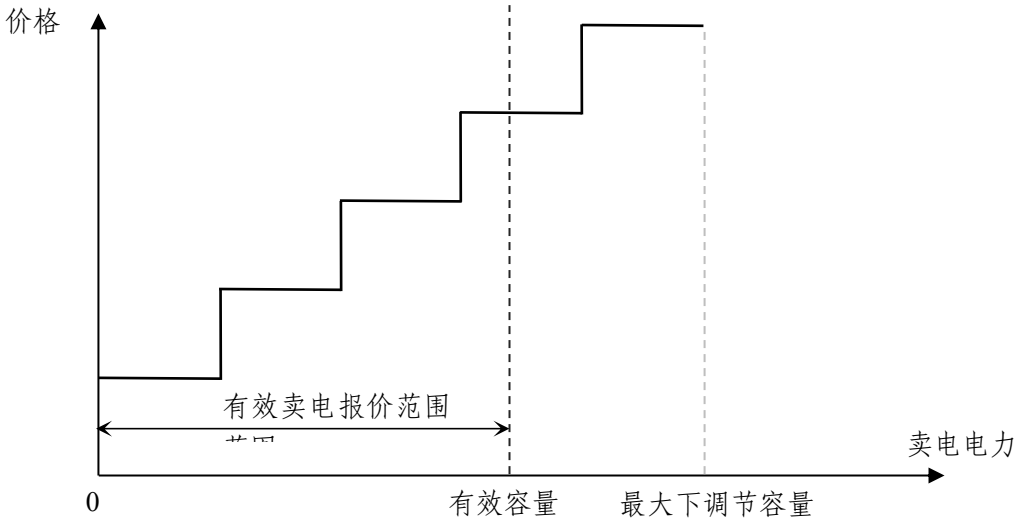


图 7 虚拟电厂卖电申报曲线示意图

7.虚拟电厂买电报价:

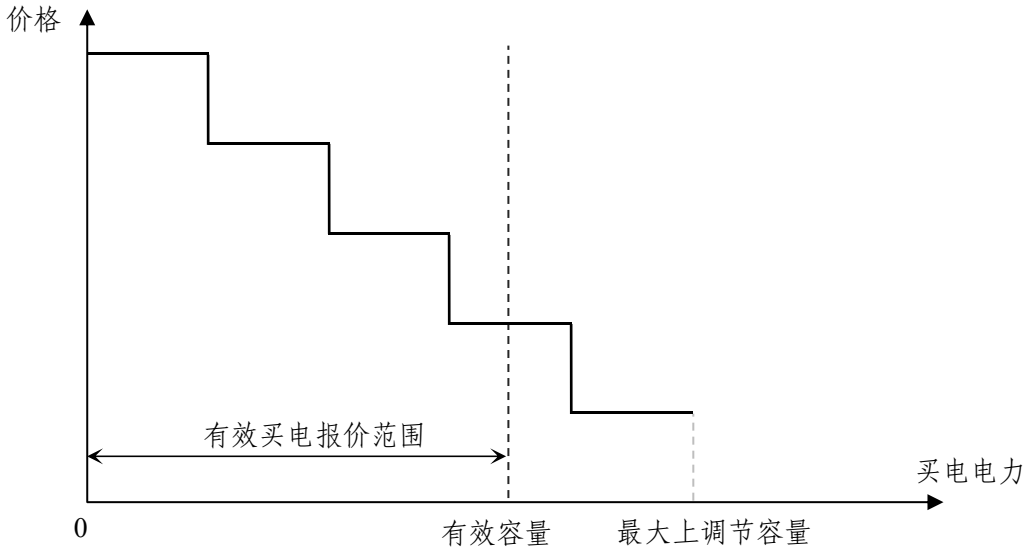


图 8 虚拟电厂买电申报曲线示意图