

国家能源局西北监管局文件

西北监能市场〔2025〕35号

国家能源局西北监管局关于印发 《西北区域“沙戈荒”大基地配套电源短期 平衡市场运营规则（试行）》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，国网青海省、甘肃省电力公司，各电力交易中心、发电企业、新型储能企业及相关经营主体：

为深入贯彻落实党的二十大及二十届三中全会关于加快规划建设新型能源体系、建设全国统一电力市场等决策部署，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和

改革委员会 2024 年第 20 号令)、《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)、《2025 年能源监管工作要点》(国能发监管〔2025〕3 号)相关要求,发挥市场在资源配置中的决定性作用,激励西北区域内“沙戈荒”大基地等直流配套经营主体积极互济,保障跨区外送直流稳定运行,提高配套新能源利用水平,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起草了《西北区域“沙戈荒”大基地配套电源短期平衡市场运营规则(试行)》(以下简称配套短期市场规则),现予以印发,请遵照执行。

为确保配套短期市场规则平稳有序实施,进一步检验规则条款和技术支持系统,在陇东至山东 ± 800 千伏特高压直流输电工程(简称庆东直流)配套大基地先开展模拟试运行,具备条件后再转入结算试运行、正式运行。现就配套短期市场规则模拟试运行提出以下工作要求:

一、加强规则宣贯与学习

相关电网企业、市场运营机构要加强配套短期市场规则宣贯与培训,各单位要认真学习配套短期市场规则,确保全面理解掌握规则,熟悉技术支持系统操作方法。

二、做好模拟试运行工作组织

相关电网企业、市场运营机构要根据庆东直流配套电源投产进度,组织相关经营主体制定模拟试运行工作方案,并报送

西北能源监管局、甘肃能源监管办、新疆能源监管办。

三、做好运行分析及信息报送工作

相关电网企业、市场运营机构要按照配套短期市场规则要求按月统计、发布和报送模拟试运行结果，并在每月 15 日前形成上月模拟试运行分析报告报送西北能源监管局、甘肃能源监管办、新疆能源监管办。

模拟试运行期间遇到问题，请及时报告。

联系人：张惠渊 029-81008048



西北区域“沙戈荒”大基地配套电源短期平衡市场运营规则（试行）

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“沙戈荒”大基地等直流配套经营主体积极互济，保障直流稳定运行，提高配套新能源利用水平，依据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会2024年第20号令）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等文件和国家电力市场化改革要求，制定本规则。

第二条 本规则所称西北区域“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）是指同一直流配套电源组成的独立控制区（以下简称配套控制区）内偏离已有交易计划的配套电源与具备调节能力的配套电源之间开展偏差电能量交易的市场。配套短期市场在日前、实时组织，各个配套短期市场独立运营。

第三条 配套短期市场坚持市场化导向，坚持“公开、公平、公正”原则。各市场成员不得以参与配套短期市场为由，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

第五条 配套短期市场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和新型经营主体。

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直流配套火电、风电、光伏和光热。其中，火电、光热以机组为单位，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参与市场（以下火电、光热均简称配套火电；风电、光伏、风光同场电站的控制单元均简称配套新能源单元）。

新型经营主体包括完成市场注册的直流配套独立储能电站（以下简称配套储能）。

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。

第六条 经营主体的权利和义务：

（一）按照市场规则参与配套短期市场相关交易，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。

（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运营等相关信息，并承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（五）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第七条 电网企业的权利和义务：

（一）保障经营范围内输配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，提供计量、抄表、收付费等各类服务。

（三）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。

（四）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配套短期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。

（五）按照有关规定收取输电、配电费用，收取、支付电费和政府性基金及附加等。

（六）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

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)负责运营配套短期市场。

(二)建设、运行、维护和管理配套短期市场的技术支持平台。

(三)组织配套短期市场出清,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)向区域电力交易机构提供配套短期市场出清相关信息。向相关电力交易机构提供交易结算信息。

(六)紧急情况下依据授权中止市场运行,保障电网安全运行。

(七)监测和评估市场运行状态,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意见。

(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)配合西北网调运营配套短期市场。

(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，对市场执行情况进行监测和评估。

（七）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）按照调管范围提供经营主体的注册、信息变更、注销等相关服务。

（二）根据电力调度机构提供的配套电源短期市场出清及执行结果等开展配套短期市场结算，向市场成员出具包含电量、电价和电费的结算依据。

（三）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。

（四）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）按照调管范围提供经营主体的注册、信息变更、注销等相关服务。

（二）负责省内相关经营主体的交易结算相关工作。

（三）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。

（四）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第三章 市场构成与价格

第一节 中长期曲线分解

第十二条 本规则中交易执行日为 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。

第十三条 D-2 日 8:30 前，按照调管关系，相关交易机构向经营主体所属电力调度机构推送各配套经营主体 D 日分时交易曲线（对应至中长期交易单元），并向经营主体发布。

第十四条 D-2 日 9:00 前，对于同一中长期交易单元对应多个控制单元的配套火电、配套风光同场电站，在中长期分时交易曲线基础上分解相关配套火电、配套新能源单元的 D 日中长期交易分时曲线，提交至配套电源所属调度机构，作为 D 日经营主体参与配套短期市场的初始发电预计划。分解原则如下：

（一）配套火电厂按照开机容量等比例分解中长期交易曲线，由于启停机过程、受阻等原因无法执行分解曲线的机组，可将对应时段不足量按比例转移至同厂其他机组。

（二）配套风光同场电站由经营主体自主分解，其中光伏发电单元在非发电时段不参与曲线分解。光伏发电时段为 10:00-16:00，新疆电网另规定为 11:00-17:00。

第十五条 中长期交易曲线分解后，若经营主体在省间现货市场等其他省间市场有新增交易曲线，该部分增量叠加于初始发电预计划上，滚动形成新发电预计划。

第二节 市场准备

第十六条 配套控制区联络线由全部经营主体交易曲线叠加形成，作为配套短期市场出清的虚拟地理联络线边界。配套短期市场出清均基于当时最新联络线计划。

第十七条 配套短期市场集中出清前，依次开展配套储能充放电能力评估、配套火电机组组合、形成配套储能基础充放电曲线。D-2 日确定配套火电预机组组合、配套储能预排基础充放曲线，D-1 日确定配套火电正式机组组合、配套储能基础充放电曲线。

第十八条 配套火电机组组合基于配套储能全部可用容量参与平衡开展，同时考虑控制区电力电量平衡、安全等约束，存在通道阻塞时根据阻塞情况分区确定。

（一）优先确定启停机容量需求。启机容量需求为控制区最大上备用缺额（按配套储能全容量参与放电）；停机容量需求为控制区平均下备用缺额，即配套新能源单元平均调峰受阻电力（按配套储能全容量参与充电），其中停机容量需尽量避免连续两日重复停、启机组。

（二）其次按照“年度累计启停台次均衡”原则确定机组组合，启停台次不包含由于机组自身原因产生的启停机。

（三）由于机组组合造成配套火电机组发电曲线与已有发电预计划曲线的偏差部分，先由同厂（需对应同一中长期交易单元）其他运行机组予以平衡，剩余部分以“报量不报价”形式，作为价格接受方参与配套短期市场集中出清。开机机组最小稳定技术出力以上部分可参与市场集中出清。

（四）配套储能基础充放电曲线以配套控制区自平衡为目标，基于配套控制区联络线计划、配套新能源单元短期功率预测等市场边界，考虑控制区电力电量平衡、安全约束、配套储能荷电状态、配套火电开机方式、发电能力范围及爬坡速率等约束，按照“配套储能充放电预计划最小化调整”为原则确定。

第三节 申报与出清

第十九条 经营主体根据偏离发电预计划方向确定买、卖电角色，其中：

（一）卖方：出力高于发电预计划的经营主体。

（二）买方：出力低于发电预计划的经营主体。

第二十条 经营主体在配套短期市场组织前应申报运行参数，详见附件。缺省物理运行参数如需变更，经营主体应向西北网调与所属省（区）调提交缺省参数变更申请，经审核确认后生效。

第二十一条 配套火电以“报量报价”方式参与市场，申报信息包括：

（一）周报价：每周倒数第二个工作日前，申报作为偏差

调整方的全天一条最多 5 段单调非递减“出力-价格”曲线，封存供下周配套短期市场组织使用。

1. 每段申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的电能价格。

2. 第一段出力区间起点为最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为额定装机容量，后续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。

3. 若经营主体迟报、漏报或未报，则按历史最近一个有效周报价信息参与市场出清。

4. 配套火电最小稳定技术出力取并网调度协议与已核定的灵活性改造最小稳定技术出力的较小值。对于计量关口内装有电源侧储能的经营主体，最小稳定技术出力取“最小稳定技术出力-电源侧储能额定充电功率”，额定装机容量取“额定装机容量+电源侧储能额定放电功率”，下同。

（二）日报价：D-2 日，配套短期市场出清前申报作为偏差产生方的分时“卖电需求-价格”、“买电需求-价格”曲线，每一交易时段可申报的分段曲线最多为 5 段。

1. 日卖电报价随着卖电需求增加单调非递减，日买电报价随着买电需求增加单调非递增。

2. 卖电、买电需求申报范围均为零至额定装机容量，每一个报价段的需求起点必须等于上一个报价段的需求终点。

3. 若经营主体迟报、漏报或未报，则按照历史最近一个有效申报价格参与市场出清。

(三) 最大、最小发电能力曲线: D-2 日申报机组在运行日可达到的各时段最大、最小发电有功出力; 最大发电能力不大于额定装机容量, 最小发电能力不小于最小稳定技术出力。

若 D-2 日经营主体迟报、漏报或未报, 则按照缺省最大最小发电能力曲线参数执行。D-1 日、日内原则上采用 D-2 日申报值; 若机组申请变更, 应及时向西北网调与所属省(区)调提交参数变更申请, 经审核确认后生效。

第二十二条 配套新能源单元可选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与市场。选择“报量报价”时, 申报要求同配套火电日报价。

第二十三条 配套储能以“报量不报价”方式参与市场, D-2 日申报配套短期市场优化相关物理参数。

第二十四条 经营主体申报容量与各报价段长度最小单位为 1 兆瓦, 价格最小单位为 1 元/兆瓦。

第二十五条 每个经营主体在同一时刻仅能作为买方或卖方参与市场。各时段量价信息确定方法为:

(一) 对于“发电预计划-最大发电能力 > 0 ”的配套火电、“发电预计划-功率预测 > 0 ”的配套新能源单元, 作为买方参与市场, 相应差值作为有效容量范围, 使用日报价时, 从起始段(即最高价)开始由高到低确定有效容量报价范围。

(二) 对于“最小发电能力-发电预计划 > 0 ”的配套火电、“功率预测-发电预计划 > 0 ”的配套新能源单元, 作为卖方参与市场, 相应差值作为有效容量范围, 使用日报价时, 从起始

段（即最低价）开始由低到高确定有效容量报价范围。

（三）对于“最大发电能力 $\geq$ 发电预计划 $\geq$ 最小发电能力”的配套火电，根据市场优化结果确定卖电、买电角色，使用周报价。

（四）停机配套火电的发电预计划作为该机组买电需求，启机配套火电的最小稳定技术出力作为该机组卖电需求（均为考虑同厂机组平衡后的剩余量），按“报量不报价”参与市场。其中，启机机组最小稳定技术出力以上部分参与方式同其他配套火电。

（五）配套储能基础充放电曲线（放电为正，下同）与预计划充放电曲线的差值按“报量不报价”参与市场。差值为正的时段作为卖方，对应差值量作为卖电需求，差值为负时段作为买方，对应差值量作为买电需求。若配套储能由于设备故障等自身原因偏离已有预计划时，差额部分按“报量不报价”参与。

第二十六条 配套短期市场以“偏差调整成本最小”为优化目标集中出清。主体卖电报价相同时，配套新能源单元优先出清，其余报价相同情况按照申报容量等比例分配。

第二十七条 配套短期市场采用统一边际价格出清。即：

出清价格=最后一对（卖方申报价格+买方申报价格）/2

存在通道阻塞时，根据阻塞情况进行分区，按照分区边际价格结算。即：

阻塞前出清价格=阻塞前最后一对（卖方申报价格+买方

申报价格) / 2

阻塞分区出清价格=阻塞分区最后一对(卖方申报价格+买方申报价格) / 2。

第二十八条 若最后一对买、卖方均选择“报量不报价”，出清价格取该时刻各配套火电出力对应周报价中的最低价。

第四节 不平衡电量处理机制

第二十九条 若交易双方由于报价原因存在未出清的卖、买电需求，且配套火电尚有买、卖电能力时，为保障“沙戈荒”大基地等配套电源控制区稳定外送，服务配套新能源高效利用，满足经营主体外送交易履约诉求，暂按以下原则处理买、卖电需求不平衡电量：

(一) 保供应不平衡电量处理机制：未出清的买电需求按照剩余买电量价曲线由高到低排序依次调用配套火电剩余卖电能力，其中配套火电按照周报价卖电方向从低到高调用。该部分电量称为平衡保供电量，按照火电平衡保供价格结算。

(二) 促消纳不平衡电量处理机制：未出清的卖电需求按照剩余卖电量价曲线由低到高排序依次调用配套火电剩余买电能力，其中配套火电按照周报价买电方向从高到低调用。该部分电量称为平衡消纳电量，按照火电平衡消纳价格结算。

第三十条 当运行日同时存在保供应、促消纳不平衡电量处理需求时，优先处理保供应时段的不平衡电量。当同一时刻同时存在保供应、促消纳不平衡电量处理需求时，优先处理保

供应不平衡电量。

第三十一条 若配套储能可在市场集中出清后出现充、放成交量不匹配的情况，为满足配套储能元件物理约束，安排配套火电配合平衡该部分电量。

(一)储能充电不平衡电量处理机制：若储能已出清的“放电量 $>$ 充电量 $\times$ 转换效率”，该部分充电不足电量安排在控制区下备用最小时段买电，按配套火电负荷率从低到高调用。该部分电量称为平衡充电电量，按照储能平衡充电价格结算。

(二)储能放电不平衡电量处理机制：若储能已出清的“放电量 $<$ 充电量 $\times$ 转换效率”，该部分放电不足电量安排在控制区上备用最小时段卖电，按配套火电负荷率从高到低调用。该部分电量称为平衡放电电量，按照储能平衡放电价格结算。

第三十二条 配套储能在控制区内部平衡后剩余的买、卖电能力可参与各类省间电能量交易。由于参与省间电能量交易产生的充、放电不平衡电量，处理原则同本规则第三十一条。该部分电量按照储能平衡充电、放电价格结算。

第三十三条 配套火电周报价限值及用于处理不平衡电量的各类价格优先通过协商确定。当配套控制区内全体经营主体协商一致且协议在相关市场运营机构完成备案后，执行备案价格。若无备案价格，暂按以下原则形成对应价格：

(一)配套火电周报价限值。上限取配套火电当月中长期交易最高价；下限取所在省（区）现货市场申报最低价，现货市场未运行的省（区）按照最近一次结算试运行期间申报下限

执行，下限不低于零。

（二）火电平衡保供、平衡消纳价格。火电平衡保供、平衡消纳结算价格分别按照上月配套短期市场最高、最低出清价格乘以本月各经营主体当月中长期卖电加权平均价的环比（月度）变动幅度执行；若上月未形成相关出清价格，分别按照所在省（区）上月实时现货市场（发电侧统一加权）最高价、最低价执行。

（三）储能平衡放电价格、平衡充电价格。储能平衡放电价格按照上月配套短期市场各经营主体出清卖电量加权平均价格乘以本月各经营主体当月中长期卖电加权平均价的环比（月度）变动幅度执行，平衡充电价格按照平衡放电价格与各配套储能平均充放电转换效率的乘积执行。若上月未形成相关出清价格，平衡放电价格按照配套控制区各经营主体当月中长期卖电加权平均价格执行，平衡充电价格按上述方法折算。

第四章 日前市场组织

第一节 市场预出清

第三十四条 D-2 日开始组织 D 日 96 个时段的配套短期市场预出清。节假日前，可集中组织节假日期间的多日交易。

第三十五条 D-2 日 15:30 前，国家电力调控中心（以下简称国调）编制 D 日跨区联络线预计划，西北网调编制 D 日跨省联络线预计划、配套控制区联络线预计划、直调配套电源发

电预计划（含配套储能充放电预计划，下同）。各省（区）调编制直调配套电源发电预计划。

第三十六条 D-2 日 16:15 前，各经营主体申报参与配套短期市场所需日报价、配套新能源单元功率预测、物理参数信息。各省（区）调直调机组由省（区）调完成信息合理性、安全性校核后报送至配套短期市场平台。

第三十七条 D-2 日 17:00 前，西北网调完成 D 日配套控制区配套火电预机组组合并报送国调。

第三十八条 D-2 日 18:00 前，西北网调根据国调审核意见，确定配套火电预机组组合，组织配套短期市场预出清（含不平衡电量预处理，下同），更新配套电源发电预计划，配套电源剩余买、卖电需求（能力）参与西北区域备用辅助服务市场出清。

第三十九条 D-2 日 20:00 前，西北网调完成西北区域备用辅助服务市场 D-2 日出清，发布配套短期市场预出清结果，更新 D 日西北省间联络线预计划、配套控制区联络线预计划、直调配套电源预计划。各省（区）调编制更新直调配套电源预计划。

第四十条 D-1 日 8:45 前，各经营主体向西北网调及所属省（区）调报送最新的 D 日配套新能源单元功率预测、储能物理参数与配套火电发电能力变更申请等边界数据。

第四十一条 D-1 日 10:30 前，西北网调完成配套短期市场二次预出清，将二次预出清结果及预发电计划向经营主体发

布。各省（区）调编制直调配套电源二次预计划。二次预出清结果作为经营主体参与日前省间现货市场的基准。

第二节 市场正式出清

第四十二条 D-1 日 14:00 前，若各经营主体功率预测、物理参数等发生重大变化时，可向西北网调及所属省（区）调提出变更申请，经审核后报送至配套短期市场平台。

第四十三条 D-1 日 16:30 前，在省间现货市场出清后，西北网调依次组织西北区域备用辅助服务市场 D-1 日出清、西北省间调峰辅助服务市场、配套短期市场日前正式出清。

第四十四条 D-1 日 17:00 前，西北网调发布配套短期市场日前市场正式出清结果（含不平衡电量处理机制出清结果）。

第四十五条 D-1 日 18:00 前，西北网调编制更新直流配套控制区联络线、直调配套电源次日发电计划。各省（区）调编制更新直调配套电源次日发电计划。

第四十六条 D-1 日 20:00 前，各经营主体可选择修改次日用于实时市场出清的日报价，或不修改沿用日前报价。

第五章 实时市场组织

第四十七条 日内以 15 分钟为一个交易时段，滚动组织 T 时刻配套短期市场正式出清、T+15 分钟~T+120 分钟市场预出清。同时滚动完成全天剩余时段直流配套控制区电力电量预平

衡。

其中，依据配套储能参与配套短期市场情况，预出清过程中开展配套储能日内充放电状态优化，各时段正式出清时配套储能充放电状态与优化结果保持一致。

第四十八条 T-60 分钟前，在 T 时段对应的省间现货日内市场出清后，各配套经营主体提交配套新能源单元超短期功率预测、物理运行参数变更申请等市场出清需要信息，报送至配套短期市场平台。各省（区）调直调机组由省（区）调完成信息合理性、安全性审核后报送至配套短期市场平台。

第四十九条 T-30 分钟前，西北网调依次完成西北区域备用辅助服务市场出清、配套短期市场出清，滚动编制发布西北省间联络线日内滚动计划、配套电源日内滚动计划。

第五十条 T-15 分钟前，各省（区）调滚动编制直调配套电源日内滚动计划并同步报送西北网调。

第六章 计量结算

第五十一条 市场运营机构依据国家有关规定开展配套短期市场的计量与结算，包含实际结算电量、交易电价、电量、电费等内容。

第五十二条 配套短期市场交易结算采用日清分、月结算、按合同周期清算方式结算。

第五十三条 西北网调将配套短期市场的交易出清电量和

电价、执行结果、配套电源短期交易电费、配套储能充放电损益费用及分摊等基础数据推送至京交六部，京交六部据此开展配套短期市场结算工作，相关电网企业进行电费支付。各省级电力交易机构开展配套短期市场与省内市场结算业务衔接工作。

第五十四条 配套短期交易电费按照相应出清交易成分的电量及相应电价结算，相应结算依据包括日前市场、实时市场的短期交易出清量价、不平衡电量出清量价等。各经营主体每日的配套短期交易电费 $R_{\text{配套短期}}^i$ 计算公式如下：

$$\begin{aligned}
 R_{\text{配套短期}}^i = & \sum_t^{96} (Q_{\text{日前出清}}^{i,t} \times p_{\text{日前}}^t) + \sum_t^{96} (Q_{\text{实时出清}}^{i,t} \times p_{\text{实时}}^t) + \\
 & \sum_t^{96} (Q_{\text{日前平衡消纳}}^{i,t} \times p_{\text{平衡消纳}}) + \sum_t^{96} (Q_{\text{实时平衡消纳}}^{i,t} \times p_{\text{平衡消纳}}) + \\
 & \sum_t^{96} (Q_{\text{日前平衡保供}}^{i,t} \times p_{\text{平衡保供}}) + \sum_t^{96} (Q_{\text{实时平衡保供}}^{i,t} \times p_{\text{平衡保供}}) + \\
 & \sum_t^{96} (Q_{\text{平衡充电}}^{i,t} \times p_{\text{平衡充电}}) + \sum_t^{96} (Q_{\text{平衡放电}}^{i,t} \times p_{\text{平衡放电}})
 \end{aligned}$$

上述公式中：

1. $Q_{\text{日前出清}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时出清}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 日前、实时 t 时段短期交易出清电量，作为卖方时为正值，作为买方时为负值。
2. $p_{\text{日前}}^t$ 、 $p_{\text{实时}}^t$ 分别为日前、实时 t 时段配套短期市场出清价格。
3. $Q_{\text{日前平衡消纳}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时平衡消纳}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 日前、实时 t 时

段平衡消纳电量。配套新能源单元为正值；配套火电作为平衡消纳卖方为正值，买方为负值。

4. $Q_{\text{日前平衡保供}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时平衡保供}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 日前、实时 t 时段平衡保供电量。配套新能源单元为负值；配套火电作为平衡保供卖方为正值，买方为负值。

5. $p_{\text{平衡消纳}}$ 、 $p_{\text{平衡保供}}$ 分别平衡消纳、平衡保供价格。

6. $Q_{\text{平衡充电}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{平衡放电}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 在 t 时段配套储能平衡充电、放电量。配套储能平衡充电为负值、放电为正值；配套火电作为配套储能平衡充放电机制卖方为正值、买方电量为负值。

7. $p_{\text{平衡充电}}$ 、 $p_{\text{平衡放电}}$ 分别为配套储能平衡充电价格、平衡放电价格。

第五十五条 配套储能由于设备故障等自身原因产生的充放电费用由配套储能主体承担。配套储能非自身原因出清的卖、买电量及平衡充放电量对应电费独立计算，计为配套储能损益费用。若有全部配套电源事前协议，并在市场运营机构及相关能源监管机构备案的储能损益分配方案，按相应方案执行。若无事前备案分配原则，按照配套储能不保留损益模式，根据“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则向其他配套电源主体分摊或分享。

第五十六条 京交六部负责制定配套控制区的具体结算细则，内容包括但不限于电量采集及拟合补全原则、无事前协议时配套储能损益费用分摊或分享原则、偏差电量结算方式等。

结算细则应充分征求市场成员意见，报送西北能源监管局后实施。

第七章 信息披露

第五十七条 市场信息通过配套短期市场平台和信息披露平台统一发布。

第五十八条 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。

第五十九条 工作日 12:00 前，发布前一日配套短期市场出清及不平衡电量处理情况。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。

第六十条 每月第 5 个工作日，京交六部根据西北网调出具的结算依据，向经营主体及省级电力交易机构发送上月配套短期市场月度结算单。

第六十一条 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年度配套短期市场交易情况报告，同时抄送甘肃能源监管办、新疆能源监管办。报告内容包括但不限于市场注册情况、交易组织情况、交易出清情况、交易结算情况、交易执行情况及市场存在的有关问题等。省级电力交易机构负责向区域电力交易机构报送配套短期市场电能量送电、购电费用结算及分摊明细，同时向相关能源监管机构报备。

第六十二条 京交六部及西北网调于次年1月20日前将配套短期市场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。

第八章 市场干预

第六十三条 配套短期市场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、新疆能源监管办做出市场干预决定，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。

第六十四条 配套短期市场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）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）其他需要进行市场干预的情形。

第六十五条 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。

第六十六条 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。

第六十七条 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。

第六十八条 因不可抗力导致交易结果不能正常执行的，可免除相关方责任。包括：水灾、火灾、超设计标准的地震、雷电、雾闪等。

第九章 附则

第六十九条 本规则由西北能源监管局会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办负责解释。

第七十条 配套短期市场运行期间，《西北区域电力辅助服

务管理实施细则》（西北监能市场〔2023〕95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）有偿调峰服务补偿相关部分在相应配套控制区内暂停执行。

第七十一条 本规则自印发之日起施行，有效期两年。

附件 1

经营主体需申报缺省物理参数

一、配套火电在配套短期市场组织前申报相关缺省物理参数

1. 额定有功功率，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，单位为兆瓦。

2. 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%。

3. 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，单位为兆瓦。

4. 爬坡速率，即机组所能达到的最大有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟。

5. 冷态/温态/热态启动时间，即机组处于冷态/温态/热态情况下从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

6. 冷态/温态/热态三组典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

7. 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。

8. 最小连续开机时间，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。

9. 最小连续停机时间，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。

二、配套储能在配套短期市场组织前申报相关缺省物理参数

1. 额定功率，即额定充放电功率（要求充放电相同），应与并网调度协议保持一致，单位为兆瓦。

2. 额定功率充放电持续响应时间，即在接收到充放电指令后，维持额定功率允许偏差范围内的充电、放电功率的最短持续时间，应与并网调度协议保持一致，单位为小时。

3. 额定容量，即在标准测试条件下存储或释放的总能量，应与并网调度协议保持一致，单位为兆瓦时。

4. 充放电转换效率，即充放电时增加存储电量与输入电量的比值与放电时输出电量与减少存储电量的比值，单位为%。

三、D-2 日配套储能申报配套短期市场优化相关物理参数

1. 可用功率，即配套短期市场D日优化充放电功率上限值；若迟报、漏报或不报，默认分别额定放电（以正值表示）、充电功率（以负值表示），充放电功率绝对值应相同；可用功率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，单位为兆瓦。

2. 最大允许荷电状态，即依据最大可用功率，申报的优化存储电量极限；若迟报、漏报或不报，最大允许荷电状态默认

为 100%，单位为%。

3. 最小连续充电时间，即在接收到充放电指令后，转为充电模式后维持充电状态，并满足储能物理约束的最短允许时间，最小申报单位为 0.25 小时。若迟报、漏报或不报，默认由市场优化确定，单位为小时。

4. 最小连续放电时间，即在接收到充放电指令后，转为放电模式后维持放电状态，并满足储能物理约束的最短允许时间，最小申报单位为 0.25 小时。若迟报、漏报或不报，默认由市场优化确定，单位为小时。

名词解释

1. **“沙戈荒”大基地：**以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，通过规模化、集约化开发新能源，并配套多能互补和储能设施，实现清洁电力外送和生态治理协同推进的大型清洁能源基地。

2. **直流配套电源：**为保障跨省区直流输电工程稳定运行和高效送电，在送端电网配套建设的煤电、风电、光伏、光热、储能等电源（资源）群，定位于通过对应直流输电通道外送电能。

3. **控制区：**由统一调度机构管理的某一电网区域，该区域内发电、负荷和电网运行由独立的自动发电控制系统（AGC, Automatic Generation Control）进行实时平衡调节，以维持对外功率交换计划的执行。

4. **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。

5. **联络线边界（计划）：**某一控制区对外的全部联络线分时段功率交换计划之和。

6. **市场出清：**电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

7. 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。

8. 中长期交易：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。

9. 中长期交易单元：经营主体参与各类中长期交易的基本单位。

10. 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。

11. 机组组合：以配套控制区电力电量平衡及电网安全为目标，合理安排配套火电的开机、关机状态。

12. 控制区上备用：在配套控制区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等预留的额外有功容量。

13. 控制区下备用：在配套控制区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等预留的有功调节容量。

14. 调峰受阻电力：因配套控制区调峰容量不足导致新能源可发电功率与功率预测之间的差值。

15. 通道阻塞：电力输电通道传输功率达到（或接近）允许最大传输容量的状态。

16. 最小稳定技术出力：配套火电能够持续稳定运行的最

低发电功率。

17. 报价限值：允许经营主体申报的价格范围。

18. 日前市场：运行日提前两个工作日（D-2 日）至前一个工作日（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。

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

20. 储能荷电状态：配套储能设施存储的剩余电量与额定容量的比值。

