

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）

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实党中央 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的重大战略目标，构建以新能源为主体的新型电力系统，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”大基地等特高压直流配套经营主体积极互济，保障特高压直流稳定运行，提高配套新能源利用水平，建设西北区域“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），制定本规则。

第二条 本规则依据《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）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令第432号）、《国家能源局关于印发〈完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案〉的通知》（国能发监管〔2017〕67号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633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）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕

1217号)、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(发改价格〔2024〕196号)、《电力市场运行基本规则》(发改2024年第20号令)、《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76号)等国家相关法律法规以及《电网运行准则》(GB/T 31464-2015)等国家标准制定。

第三条 西北区域内同一特高压直流配套电源组成一个“直流配套电源独立控制区”(以下简称配套控制区),控制区联络线由该直流全部配套火电、新能源、储能等电源(资源)发电交易计划叠加形成,作为配套短期市场出清的虚拟地理联络线边界。

第四条 配套短期市场是指配套控制区无法执行交易计划的配套电源与具备上、下调能力的配套电源之间的偏差电能量交易。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。

第五条 配套短期市场坚持市场化导向,坚持“公开、公平、公正”原则,确保市场运作规范透明。所有市场成员必须遵守本规则,不得以参与配套短期市场为由,影响电力系统安全。

第六条 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、国家能源局新疆监管办公室(以下分别简称甘肃能源监管办、新疆能源监管办)负责配套短期市场的运营管理,监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第七条 配套短期市场的市场成员包括市场运营机构、经营主体、电网企业。

第八条 市场运营机构包括区域、省级电力调度机构及电力交易机构。

第九条 经营主体包括发电侧主体、新型经营主体。各类经营主体应满足参与市场的计量、通信等技术条件，符合信用管理规定，在电力交易机构注册，遵守市场规则，接受政府主管部门及能源监管机构的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

（一）发电侧主体：接入西北电网，由省级及以上电力调度机构直调的同一特高压直流配套火电、光热机组以机组为单位参与市场，风电、光伏电站以场站为单位参与市场。

（二）新型经营主体：完成市场注册的特高压直流配套独立储能电站（以下简称配套储能）。

其中，配套储能应具备自动发电控制功能（AGC），调节性能需满足相关要求并接入调度自动化系统，实现充、放电等信息实时监控。

第十条 发电侧主体权利义务：

- （一）按照市场规则参与配套短期市场相关交易；
- （二）公平获得输电服务和电网接入服务；
- （三）服从电力调度机构的统一调度，保障机组涉网性

能和电能质量达标合格;

(四) 按规定披露和提供信息, 公平获得市场运营等相关信息, 并承担保密义务和责任;

(五) 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 新型经营主体权利义务:

(一) 按照市场规则参与配套短期市场相关交易;

(二) 公平获得输配电服务和电网接入服务;

(三) 服从电力调度机构的统一调度, 保障主体涉网性能和调节能力达标合格;

(四) 按规定披露和提供信息, 公平获得市场运营等相关信息, 并承担保密义务和责任;

(五) 具备参与市场交易所需的计量条件;

(六) 法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十二条 电网企业权利义务:

(一) 保障输变电设备等电网设施的安全稳定运行;

(二) 为经营主体提供公平的输电服务、配电服务和电网接入服务; 提供计量、抄表、收付费等各类市场服务;

(三) 向市场运营机构提供支撑开展配套短期市场计量结算的相关数据, 按照国家网络安全有关规定实现与市场运营机构的数据交互, 保证数据交互的准确性和及时性;

(四) 按规定代收代付电费和政府性基金及附加等;

(五) 西北区域平衡市场结算收支明细实施专账管理, 接受政府主管部门的监管;

（六）按规定披露和提供市场信息，公平获得市场运营等相关信息，并承担保密义务和责任；

（七）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十三条 区域电力调度机构（本规则中指国家电网有限公司西北分部调度控制中心，以下简称西北网调）职责：

（一）负责运营配套短期市场；

（二）负责建设、运行、维护和管理配套短期市场的技术支持平台；

（三）负责依据市场规则组织配套短期市场出清，并向省级电力调度机构、经营主体下发出清结果；

（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）按规定向区域电力交易机构提供配套短期市场出清相关信息；

（六）负责向相关电力交易机构提供交易结算所需信息；

（七）紧急情况下根据授权中止市场运行，保障电网安全运行；

（八）评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

（九）向西北能源监管局报送市场运行信息，接受监管；

（十）法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十四条 省级电力调度机构（本规则中指国家电网有限公司陕西、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）职责：

- （一）建设、运行和维护本省侧配套技术支持系统；
- （二）配合西北网调运营配套短期市场；
- （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）根据本省（区）电力供应形势，开展省内预平衡/市场预出清；
- （六）按照市场出清结果组织本省内主体执行，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。

第十五条 区域电力交易机构（本规则中指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、准入、退出、信息变更等相关服务；
- （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交易开展配套短期市场结算，向市场成员出具包含电量、电价和电费的配套短期市场结算依据，开展结算工作；
- （三）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，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市场化交易以及服务需求的数

据等；

(四) 制定配套短期市场结算细则并报送监管机构批复后执行；

(五) 承担信息保密义务；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 省级电力交易机构的权利和义务：

(一) 提供经营主体的注册、准入、退出、信息变更等相关服务；

(二) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息；

(三) 负责省内相关经营主体的交易结算相关工作；

(四) 制定本省相关主体参与配套短期市场结算细则并报送监管机构批复后执行；

(五) 承担信息保密义务；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场构成与价格

第一节 中长期曲线分解

第十七条 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。

第十八条 每周倒数第二个工作日前，按照机组调管关

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下周中长期分时交易曲线。

其中，对于在市场运营机构备案并按照联合体形式参与中长期交易的配套经营主体（以下简称联营体），需分解至配套火电厂、新能源场站、配套储能电站。

第十九条 D-3日，配套火电厂在中长期分时交易曲线基础上，分解相关机组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。

第二十条 中长期交易曲线分解后，若经营主体在省间现货市场、西北区域备用辅助服务等其他省间市场有新增交易曲线，该部分增量叠加在初始发电预计划上，滚动形成新发电预计划。

第二节 市场准备

第二十一条 配套控制区联络线由全部经营主体交易曲线叠加形成，每一轮次配套短期市场出清均基于当时最新联络线计划。

第二十二条 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、配套储能优先充放电曲线优化。D-2日确定火电预机组组合、储能预排日前充放曲线，D-1日确定火电正式机组组合、储能日前充放电曲线。

第二十三条 为保障配套新能源消纳，配套火电机组组合基于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、安全等约束开展，存在通道阻塞时根据阻塞情况分区确定。方法为：

（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），其中停机容量还考虑连续两日不重复停、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。

第二十四条 由于机组组合造成火电机组发电曲线与已发电预计划曲线的偏差部分以“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；最小稳定技术出力以上部分，机组可申报买卖电需求或依据市场优化结果确定买卖电角色，具体见本规则第三十四条。

第二十五条 配套储能充放电曲线分为三部分：

（一）优先充放电曲线，指为保障控制区电力电量平衡，促进配套新能源消纳，用于消除（或减少）配套控制区上、下备用缺口而优化的充放电曲线。该部分曲线在配套火电机组组合后确定，基于配套控制区联络线计划、新能源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、储能充放电功率与荷电状态、火电发电能力范围与爬坡速率

等约束，按照“储能充放电计划最小化调整”为原则确定配套储能优先充放电曲线优化。

（二）保障性充放电曲线，指为进一步提升配套控制区新能源消纳与灵活调节能力，用于解决配套短期市场集中出清后剩余买、卖电需求而优化的充放电曲线。该部分曲线在配套短期市场集中出清后确定，包括供电、消纳保障性充放电，具体见本规则第三十八条。

（三）平衡充放电曲线，指为保障储能连续充放电能力稳定特性，上述两部分曲线叠加已出清曲线以及叠加储能省间市场出清结果后，出现充放电不平衡情况，为解决该部分电量而优化的充放电曲线。该部分在配套短期市场集中出清后确定，具体见本规则第四十条。

第二十六条 配套储能优先充放电曲线以“报量不报价”形式，作为价格接收方参与配套短期市场集中出清，具体见本规则第三十四条。

第三节 申报与出清

第二十七条 配套短期市场用于在经营主体无法执行发电预计划时组织集中电能交易，参与方包括：

（一）偏差产生方：无法执行发电预计划的配套新能源、火电、配套储能。

（二）偏差调整方：可以执行发电预计划且有调整余力的配套火电（包含光热）、配套储能。

第二十八条 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。包含功率预测高于发电预计划的新能源、最小发电能力高于发电预计划的火电、最大充电功率低于预充电计划的储能等，及调整其他经营主体向下偏差而加出力的火电、储能等。

（二）买方：出力低于发电预计划的经营主体。包含功率预测低于发电预计划的新能源、最大发电能力低于发电预计划的火电、最大放电功率低于预放电计划的储能等，及调整其他经营主体向上偏差而减出力的火电、储能等。

第二十九条 经营主体在配套短期市场组织前，应申报缺省报价、缺省物理运行参数。缺省报价要求同本规则第三十条，缺省物理运行参数要求详见附件。

第三十条 配套火电申报信息包括：

（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“出力-价格”曲线，封存供下周配套短期市场组织使用。

配套火电机周报价随着出力增加单调非递减；每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）；第一段出力区间起点为最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为额定装机容量，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；每一个报价段的长度不能小于 1 兆瓦，发电机组各出力段报价不可超过价格限制。若经营主体迟报、漏报或未报，则按

照缺省周报价信息参与市场出清。

火电机组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。对于计量关口内装设有电源侧储能的经营主体，最小稳定技术出力按“最小稳定技术出力-电源侧储能额定充电功率”考虑，下同。对于计量关口内装设有电源侧储能的经营主体，额定装机容量按“额定装机容量+电源侧储能额定放电功率”考虑，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。

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；卖电、买电需求总申报范围为零至额定装机容量，买卖电需求增量终值出力需等于机组（场站）装机容量；有效卖电报价从第一段起取至有效报价容量，有效买电报价从第一段起取至有效报价容量；每一个报价段的增量需求起点必须等于上一个报价段的需求终点；每一个报价段的长度不能小于1兆瓦。若经营主体迟报、漏报或未报，则按照缺省日报价信息参与市场出清。

（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、最小发电有功出力约束，单位为兆瓦；最大发电能力不大于额定有功功率，最小发电能力不小于最小稳定技术出力、不大于最小技术出力。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）调提交参数变更流程，经审核确认后生效。

第三十一条 配套新能源仅申报“日报价”，要求同配套火电。

第三十二条 配套储能 D-2 日申报参与可用功率、最大允许荷电状态、最小连续充放电时间等配套短期市场优化相关物理参数，详见附件。

第三十三条 本规则中申报容量最小单位为 1 兆瓦，价格最小单位为 1 元/兆瓦。

第三十四条 每个经营主体在同一时刻仅能作为买方、卖方一个角色。各时段角色及量价信息确定方法为：

（一）对于“发电预计划-最大发电能力 >0 ”的火电机组、“发电预计划-功率预测 >0 ”的新能源，作为买方参与市场，相应偏差为有效容量范围，使用日报价中买电报价，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 ”的火电机组、“功率预测-发电预计划 >0 ”的新能源，作为卖方参与市场，相应偏差为有效容量范围，使用日报价中卖电报价，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”的火电机组，根据市场优化结果确定卖电、买电角色，使用周报价。

（四）安排停机的配套火电机组的发电预计划作为买

方，安排启机的配套火电机组的最小稳定技术出力作为卖方，“报量不报价”参与市场出清。最小稳定技术出力以上部分，根据机组申报需求或市场优化结果确定卖电、买电角色，使用日报价/周报价。

（五）配套储能的优先充放电曲线分别作为买方、卖方，“报量不报价”参与市场出清。由于设备故障等自身原因造成无法执行已有交易计划时，将交易计划“充电转卖电、放电转买电”后“报量不报价”参与。

第三十五条 以“报量不报价”方式参与的经营主体作为价格接受方优先出清。

第三十六条 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，新能源享有优先出清权，其余报价相同情况按照申报容量等比例分配。

第三十七条 配套短期市场采用统一边际价格结算。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，根据阻塞情况采用分区边际价格结算。
即：

分区出清价格=分区最后一对（卖方申报价格+买方申报价格）/2

第四节 保障性机制

第三十八条 偏差产生方由于报价原因未出清的卖、买

电需求设立保障性机制：

（一）供电保障性机制：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储能、配套火电剩余上调调节能力，其中火电按照上调报价从低到高调用。该部分电量按照储能、火电供电保障性价格结算。

（二）消纳保障性机制：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、储能剩余下调调节能力，其中火电按照下调费用从高到低调用。该部分电量按照储能、火电消纳保障性价格结算。

第三十九条 配套储能优先充放电计划曲线以及供电及消纳保障性机制产生的充放电曲线相应的不平衡电量，安排配套火电平衡形成补充电量，方法为：

（一）储能充电不足电量安排在控制区下备用最低时段买电，按火电负荷率从低到高调用，该部分电量按照储能补充充电价格结算。

（二）储能放电不足电量安排在控制区上备用最小时段卖电，按火电负荷率从高到低调用，该部分电量按照储能补充放电价格结算。

第四十条 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三十九条。存在事前协议并在市场运营机构备案的发电联营体可优先安排。该部分电量按照储能补充充电、放电价格结算。

第四十一条 配套储能由于故障等自身原因造成的充放电损益由储能主体承担。配套储能由于配合其他经营主体灵活调节等非自身原因、非省间交易产生的充放电损益按照本规则第六十六条方式结算。

第四十二条 保障性价格根据中长期交易价格浮动，设置原则如下：

（一）配套火电周报价限值。上、下限分别按照所在省（区）现货市场申报上下限执行，现货市场未运行的省（去）按照最近一次结算试运行期间申报上、下限执行。

（二）配套火电供电保障性价格、消纳保障性价格。分别按照上月配套短期市场最高价格、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）配套储能供电保障性价格、消纳保障性价格，同配套火电。

（四）配套储能补充放电价格、补充充电价格，补充放电价格按照上月配套短期市场各经营主体出清卖电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；若上月未形成相关出清价格，补充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。补充充电价格按照补充放电价格与各配套储能平均充放电转换效率的乘积执行。

第四章 日前市场组织

第一节 市场预出清

第四十三条 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。

第四十四条 D-2 日 15:30 前，国家电力调控中心（简称国调）下发 D 日跨区联络线预计划，西北网调下发 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）调下发直调配套电源发电预计划。

第四十五条 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、新能源功率预测、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、安全性校核后上报至配套短期市场平台。

第四十六条 D-2 日 17:00 前，西北网调完成 D 日配套控制区火电预机组组合，报国调中心。

第四十七条 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，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预出清。

第四十八条 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 日预出清，统一发布（下发）配套短期

市场预出清结果，包括 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）调分解下发直调直流配套电源预计划。

第四十九条 D-1 日 8:45 前，各经营主体向西北网调及所属省（区）调上传最新的 D 日新能源功率预测、储能物理参数与火电发电能力变更申请等边界数据。

第五十条 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（下发）。各省（区）调分解下发直调直流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

第五十一条 D-1 日 14:00 前，各经营主体新能源功率预测、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，经审核后上报至配套短期市场平台。

第五十二条 D-1 日 16:30 前，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、配套短期市场日前正式出清。

第五十三条 D-1 日 17:00 前，西北网调根据省间现货、配套短期市场、西北省间调峰辅助服务市场出清结果，组织保障性匹配。

第五十四条 D-1日 18:00前，西北网调下发直流配套控制区联络线，直调直流配套电源次日发电计划。各省（区）调下发直调直流配套电源次日发电计划。

第五十五条 D-1日 20:00前，各经营主体可根据日前市场出清结果修改次日实时市场日报价，也可不修改沿用日前报价。

第五章 实时市场组织

第五十六条 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保持不变。

第五十七条 T-60分钟前，各配套经营主体提交新能源超短期功率预测、物理运行参数变更申请等市场出清需要信息，上报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、安全性校核后上报至配套短期市场平台。

第五十八条 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，下发西北省间联络线日内滚动计划、直流配套电源日内滚动计划并下发机

组。

第五十九条 T-15 分钟前，各省（区）调下发直调直流配套电源日内滚动计划并同步上传西北网调。

第六章 计量与结算

第六十条 配套短期市场计量的依据应按照国家有关规定，包含实际结算电量、交易电价、电量、电费等内容。

第六十一条 配套电源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，必要时（如国家核价文件调整、经营主体达成一致意见等）可进行再次清算。

第六十二条 配套电源省间交易的输配电价执行国家相关政策。配套电源短期市场的交易出清和执行结果、配套电源短期交易电费与配套储能充放电损益费用等情况由西北网调推送至京交六部，京交六部根据西北网调提供的结算依据开展结算工作，由电网企业统一进行电费结算。

第六十三条 配套电源波动偏差电量是指配套电源计量点实际上网电量与所有交易合同执行电量（包含中长期、短期等市场交易合同）之间的偏差。波动偏差电量采用按日清分、月合并、月结月清的方式结算。

第六十四条 配套电源波动偏差电量与所在省（区）开展偏差电量结算，具体按相关结算细则执行。

第六十五条 配套短期交易电费按照出清（匹配）出力

的积分电量及相应电价结算，相应结算依据包括日前、实时市场的短期交易出清量价、消纳保障性机制量价、供电保障性机制量价以及配套储能补充充放电机制量价。各经营主体每日的配套短期交易电费 $R_{\text{配套短期}}^i$ ：

$$\begin{aligned}
 R_{\text{配套短期}}^i = & \sum_t^{96} (Q_{\text{日前出清}}^{i,t} \times p_{\text{日前}}^t) + \sum_t^{96} (Q_{\text{实时出清}}^{i,t} \times p_{\text{实时}}^t) + \\
 & \sum_t^{96} (Q_{\text{日前消纳}}^{i,t} \times p_{\text{消纳保障}}) + \sum_t^{96} (Q_{\text{实时消纳}}^{i,t} \times p_{\text{消纳保障}}) + \\
 & \sum_t^{96} (Q_{\text{日前供电}}^{i,t} \times p_{\text{供电保障}}) + \sum_t^{96} (Q_{\text{实时供电}}^{i,t} \times p_{\text{供电保障}}) + \\
 & \sum_t^{96} (Q_{\text{补充充电}}^{i,t} \times p_{\text{补充充电}}) + \sum_t^{96} (Q_{\text{补充放电}}^{i,t} \times p_{\text{补充放电}})
 \end{aligned}$$

式中：

$Q_{\text{日前出清}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时出清}}^{i,t}$ 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；配套储能由于设备故障等自身原因造成无法执行已有交易计划时申报的买卖电需求、与其他经营主体匹配的出清结果单独统计；

$p_{\text{日前}}^t$ 、 $p_{\text{实时}}^t$ 分别为日前、实时 t 时段配套短期市场出清价格；

$Q_{\text{日前消纳}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时消纳}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 日前、实时 t 时段消纳保障性电量：对于配套新能源场站为正值；对于配套火电、储能，作为消纳保障性机制卖方时为正值，作为消纳保障性机制买方时为负值；配套新能源场站、火电机组在日前、实时与储能、火电匹配的消纳保障性电量分别统计；

$Q_{\text{日前供电}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时供电}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 日前、实时 t 时段供电保障性电量：对于配套新能源场站为负值；对于配套火电、储能，作为供电保障性机制卖方时为正值，作为消纳保障性机制买方时为负值；配套新能源场站、火电机组在日前、实时与储能、火电匹配的供电保障性电量分别统计；

$p_{\text{消纳保障}}$ 、 $p_{\text{供电保障}}$ 分别火电（储能）消纳、供电保障性价格；

$Q_{\text{补充充电}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{补充放电}}^{i,t}$ 分别为经营主体 i 在 t 时段配套储能补充充、放电量：对于配套新能源场站为零；对于配套储能，分别为配套储能补充充放电机制中出清的平衡充电（负值）、放电（正值）曲线电量；对于配套火电，分别为配套储能补充充放电机制中卖方电量（正值）、买方电量（负值），详见本规则第三十九条。日前、实时配套控制区预出清、参与省间后正式出清的配套储能补充充、放电量结算电费分别计算与统计；

$p_{\text{补充充电}}$ 、 $p_{\text{补充放电}}$ 分别为配套储能补充充电价格、补充放电价格。

第六十六条 配套储能由于配合其他经营主体出清的优先、保障性、平衡充放电曲线等非自身原因、非省间交易产生的充放电损益日清月结。该部分损益费用按照“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返还，具体见相关结算规则。若配套储能或其联营体有事前协议并在市场运营机构备案的储能损益分配方案，按相应

方案执行。

配套储能充放电损益费用按照本规则第六十五条的计算方式独立计算，正值代表收益，负值代表亏损。其中，配套储能短期交易出清电量 $Q_{\text{日前出清}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{实时出清}}^{i,t}$ 不计入由于设备故障等自身原因造成无法执行已有交易计划时申报的买卖电需求；补充充、放电电量 $Q_{\text{补充充电}}^{i,t}$ 、 $Q_{\text{补充放电}}^{i,t}$ 即仅计入日前、实时配套控制区预出清阶段储能补充充、放电机制的配套储能优化电量。

第七章 信息发布

第六十七条 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。

第六十八条 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。

第六十九条 工作日 12:00 前，发布前一日配套短期市场出清及保障性匹配、紧急支援情况。对市场信息有异议的经营主体应在信息发布后 2 小时内提出核对要求。西北网调在接到核对要求后的 3 小时内予以答复，并发布最终的统计结果。

第七十条 每月第 5 个工作日，区域电力交易机构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，并向西北能源监管局报备，同时抄送甘肃能源监管办、新疆能源监管办。

第七十一条 每月第 12 个工作日，西北网调负责向西北能源监管局报备上月度配套短期市场月度运行报表，并向经营主体发布，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省间电能量送/购电费用结算、费用分摊明细，同时向相关能源监管机构报备。

第八章 市场监管与干预

第七十二条 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对配套短期市场实施监管，可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对经营主体和市场运营机构违反有关规定的情况依法依规进行处理。

第七十三条 发生以下情况时，西北能源监管局可会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行干预：

（一）电网发生故障、异常或遇到不可抗力因素，影响电网安全稳定运行时；

（二）系统调频、无功容量无法满足电网安全稳定运行要求时；

（三）配套短期市场平台、调度技术支持系统、数据通信系统发生故障，导致配套短期市场无法正常开展时；

（四）经营主体滥用市场力、串谋及其他违规情况导致市场秩序受到严重扰乱。

（五）发生其他严重异常情况时。

第七十四条 市场干预的主要手段包括但不限于：

- （一）调整市场限价；
- （二）调整市场准入及退出；
- （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。

第七十五条 市场干预期间，市场运营机构应记录干预的起因、起止时间、干预方式及结果等内容并报西北能源监管局构备案，同时抄送甘肃能源监管办、新疆能源监管办。

第七十六条 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。

第七十七条 西北网调应将区域配套短期市场年度运营情况等信息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。

第九章 免责条款

第七十八条 电网企业作为输电方时，按规定收取输配电费用，依法接受监管。

第七十九条 因政府有关部门政策调整造成的少送、少受、少输电量，相关方免除违约责任。因电网安全约束、电网企业出现重大设备事故等非自身原因造成的少送、少受、少输电量，发、购双方免除违约责任。

第八十条 因交易平台、调度技术支持系统、数据通信

系统发生故障等突发情况导致市场进行干预或中止的，市场运营机构按“安全第一”的原则处理事故，按照调度计划模式安排电力系统运行与结算，并做好相关记录。

第八十一条 因不可抗力导致交易结果不能正常执行的，相关方可免除相关责任。不可抗力因素为不可预见、不可避免并不可克服的客观情况，包括：水灾、火灾、超设计标准的地震、雷电、雾闪等。

第十章 附则

第八十二条 本规则由西北能源监管局负责解释。

第八十三条 西北能源监管局根据国家电力体制改革政策要求及配套短期市场运营情况，对本规则进行修改完善。

第八十四条 本规则自印发之日起施行，有效期 5 年。若遇国家政策变化，适时调整。

附录

经营主体缺省物理参数信息

一、配套火电机组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，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；
- 2.综合厂用电率，单位为%；
- 3.最大最小发电能力曲线，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，单位为兆瓦，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；

2.额定功率充放电持续响应时间，单位为小时，应与并网调度协议保持一致；

3.额定容量，单位为兆瓦时，应与并网调度协议保持一致；

4.充放电转换效率，单位为%，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。

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，单位为兆瓦，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。

2.最大允许荷电状态，单位为%，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%。

3.最小连续充电时间，单位为小时，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。

4.最小连续放电时间，单位为小时，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。