

附件

西北区域灵活调节资源容量市场运营规则 (试行) (征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为推进落实中央“碳达峰、碳中和”战略，打造西北区域清洁低碳、安全高效的能源体系，充分挖掘西北区域常规电源、储能以及虚拟电厂等灵活调节资源潜力，提升风电、光伏等新能源消纳能力，保障西北区域安全稳定运行，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《电力监管条例》(国务院令 第432号)《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)《电力辅助服务管理办法》(国能发监管规〔2021〕61号)《“十四五”新型储能发展实施方案》(发改能源〔2022〕209号)《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)《国家发展改革委 国家能源局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)等相关文件，以及国家相关法律法规制定。

第三条 本规则中的灵活调节资源容量是指经营主体为满足新型电力系统对灵活调节资源的需求，通过技术改造或加装储能，

增加的电网灵活调节资源容量，包括调峰容量、顶峰容量、调频容量、爬坡容量、转动惯量等。

第四条 本规则适用于西北区域灵活调节资源容量市场，包括调峰容量、顶峰容量、调频容量、爬坡容量、转动惯量等交易品种。现阶段仅开展调峰容量、顶峰容量交易，后续依据西北区域电力市场开展情况逐步完善调频容量、爬坡容量、转动惯量交易。

第五条 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”）负责西北区域灵活调节资源容量市场的运营管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第六条 西北区域灵活调节资源容量市场的市场成员包括市场运营机构、经营主体、电网企业。

第七条 市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构，其中电力调度机构包括区域电力调度机构及省级电力调度机构，电力交易机构包括区域电力交易机构及省级电力交易机构；经营主体包括各类型发电企业和新型经营主体（含独立储能电站和虚拟电厂等）。

第八条 根据交易品种的不同，西北区域灵活调节资源容量市场的市场主体范围：

（一）调峰容量交易

1. 调峰容量提供方：西北区域省级及以上调度机构直调 10 万千瓦及以上公网火电，额定充电功率 1 万千瓦及以上、持续充电 2 小时及以上的独立储能电站，最小“填谷”调节能力不低于 1 万千瓦、连续调节时长不低于 1 小时的虚拟电厂（含负荷聚合商，下同）。

2. 调峰容量需求方（费用分摊方）：西北区域内风电、光伏等新能源企业，未参与、未中标及调峰能力未达标准的火电机组（含热电机组）。其中，调峰能力达标是指纯凝工况下最小发电出力达到并网调度协议规定的正常运行最小出力与 35%额定容量中的较小值，供热工况下最小发电能力达到监管机构与政府相关部门核定的发电能力下限与 40%额定容量中的较小值。扶贫光伏电站暂不参与分摊。具体以各省（区）分摊细则为准。

（二）顶峰容量交易

1. 顶峰容量提供方：西北区域内额定放电功率 1 万千瓦及以上、持续放电 2 小时及以上的独立储能电站、最小“削峰”调节能力不低于 1 万千瓦、连续调节时长不低于 1 小时的虚拟电厂。

2. 顶峰容量需求方（费用分摊方）：西北区域内最大发电能力无法达到并网调度协议约定的额定容量或无法达到监管机构与政府相关部门核定的最大发电能力的火电机组、用电高峰时段存在预测负偏差的新能源企业。具体以各省（区）分摊细则为准。

调频容量交易、爬坡容量交易及转动惯量容量交易的市场主体待后续明确后另行规定。

第九条 发电企业的权利和义务主要包括：

(一) 按规定披露和提供信息，获得市场交易出清等信息。

(二) 按照自主意愿选择是否进行市场申报，自主决策报价策略参与市场竞争，自行承担市场风险。

(三) 参与西北区域灵活调节资源容量市场申报和灵活调节技术能力的申报。

(四) 严格执行市场出清结果。

(五) 按照西北区域灵活调节资源容量市场出清结果，在省内现货市场、调峰辅助服务市场及西北区域省间辅助服务市场等其他省间短期市场进行市场申报。

(六) 按规定披露和提供信息，获得市场交易出清等信息。

(七) 严格遵守市场规则，维护市场秩序。

(八) 按照规则获得、分摊灵活调节资源容量费用。

第十条 新型经营主体根据参与的市场交易类型，享受与发电企业同等的权利和义务，并需满足参与灵活调节资源容量市场的技术条件。其中虚拟电厂参与市场时，应上报总调节能力，负责将出清结果分解至代理用户并组织用户执行，负责组织用户完成灵活调节容量费用的清分。

第十一条 区域电力调度机构指国家电网有限公司西北分部调度控制中心（简称“西北网调”），权利和义务主要包括：

(一) 管理、运营西北区域灵活调节资源容量市场。

(二) 建立、维护西北区域灵活调节资源容量市场技术支持系统。

(三) 负责核定并发布西北区域灵活调节资源容量市场的容

量需求和申报价格上、下限。

（四）组织经营主体参与西北区域灵活调节资源容量市场申报。

（五）依据西北区域灵活调节资源容量市场规则组织市场出清及结果计算。

（六）跟踪西北区域灵活调节资源容量市场中标经营主体在省内现货市场、辅助服务市场及西北区域省间辅助服务市场等其他相关省间短期市场的申报情况以及灵活调节资源容量实际提供情况，并按照市场规则对市场出清结果执行情况进行考核及补偿费用计算。

（七）组织完成西北区域灵活调节资源容量市场结算。

（八）披露与发布西北区域灵活调节资源容量市场信息。

（九）评估市场运行状态，分析市场出清结果，提出规则修改建议。

（十）在系统发生事故等紧急情况下干预或中止市场，并及时将有关情况报送西北能源监管局，同时抄送甘肃能源监管办和新疆能源监管办。

（十一）按照市场监管需要，向西北能源监管局、甘肃能源监管办和新疆能源监管办定期报送相关运行情况报告，接受监管。

第十二条 省级电力调度机构指西北区域各相关省级电力调度控制中心（简称“省（区）调”），权利和义务主要包括：

（一）配合西北网调开展西北区域灵活调节资源容量市场组织工作。

(二) 建立、维护西北区域灵活调节资源容量市场技术支持系统终端。

(三) 根据西北区域灵活调节资源容量需求计算要求，按要求计算、预测各类容量需求计算所需数据并上报西北网调。

(四) 组织经营主体参与西北区域灵活调节资源容量市场申报。

(五) 本省（区）主体容量申报信息合理性校核。

(六) 配合西北网调跟踪本省（区）中标西北区域灵活调节资源容量市场的主体在省内现货市场、辅助服务市场及西北区域省间辅助服务市场等其他相关省间短期市场的申报情况以及灵活调节资源容量实际提供情况，配合西北网调开展本省（区）主体市场出清结果执行情况考核及补偿费用计算。

(七) 配合西北网调开展分省（区）分摊费用计算，开展本省（区）内分主体分摊费用计算。

第十三条 区域电力交易机构指北京电力交易中心市场交易六部（简称“京交六部”），权利和义务主要包括：

(一) 开展西北区域灵活调节资源容量市场交易省间结算。

(二) 按规定披露和发布市场信息。

(三) 承担信息保密义务。

(四) 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 省级电力交易机构指西北区域各相关省级电力交易中心（简称“省（区）交易中心”），权利和义务主要包括：

(一) 负责本省（区）经营主体交易注册工作。

(二) 按规定披露和发布市场信息。

(三) 制定本省(区)容量市场费用分摊原则并报监管机构执行。

(四) 承担信息保密义务。

(五) 法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十五条 电网企业的权利和义务主要包括：

(一) 保障输电通道等输配电设施的安全稳定运行。

(二) 为经营主体提供公平的输电服务和电网接入服务。

(三) 向市场运营机构提供支撑开展区域灵活调节容量市场交易的相关数据，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。

(四) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第三章 调峰容量交易

第十六条 市场运营机构按月组织调峰容量交易出清。市场主体根据交易公告，每个交易周期前申报下一交易周期的调峰容量和分档调峰容量价格。

第十七条 市场运营机构严格按照国家相关要求进行信息披露工作，及时通过技术支持系统发布西北区域调峰容量交易公告，公告内容包括但不限于：

(一) 西北区域调峰容量交易报价起止时间、报价规则。

(二) 西北区域调峰容量交易出清方式、价格形成机制。

(三) 西北区域调峰容量交易的容量需求、每一档位的调峰

容量申报价格上下限。

第十八条 西北区域调峰容量交易的调峰容量需求由西北网调根据各省（区）次月相关预测数据统一计算，每月末计算下一个月调峰容量需求。调峰容量需求由市场运营机构随市场交易公告发布，计算公式见附录 1。

第十九条 满足条件的火电厂（企业）、独立储能电站、具备上调节能力的虚拟电厂，可报量报价参与西北区域调峰容量交易。

第二十条 火电机组按额定容量进行分档申报，单位价格逐档递增，每一档的价格相同，价格单位为：元/（MW·日）。市场初期，西北区域调峰容量交易火电机组各档位报价区间如下表所示：

档位	火电机组出力区间	非供热报价上限（元/（MW·日））	供热报价上限（元/（MW·日））
1	[额定容量 35%， 额定容量 40%）	无	200
2	[额定容量 30%， 额定容量 35%）	30	400
3	[额定容量 20%， 额定容量 30%）	300	800
4	[0， 额定容量 20%）	800	1500

其中，供热火电机组按监管机构或相关政府能源主管部门核定的供热期执行，其余时段按非供热机组执行。

第二十一条 独立储能电站申报容量上限为额定充电功率，按充电时长 1 小时，申报价格区间为（0， 30]元/（MW·日）。

第二十二条 虚拟电厂申报容量上限不超过经所在省（区）电力负荷管理中心或其他具有资质的专业机构测试认定并向市场运营机构备案的最大上调节容量，申报价格区间为（0， 20]

元/（MW·日）。

第二十三条 火电企业最大补偿范围不超过能源监管机构核定的调峰容量，独立储能设施不超过其建设容量，火电机组完成改造可申请最新调峰容量核定，并根据核定结果认定最新补偿范围。

第二十四条 在火电企业上网关口内加装的储能设施，与火电机组整体联合运行参与调峰容量市场。分别核定火电机组和储能设施的调节容量及档位，运行中储能设施提供的调峰容量补偿按独立储能的调峰容量补偿标准。

第二十五条 西北区域调峰容量交易试运行过程中，可结合市场运行情况对西北区域调峰容量交易火电机组各档位、独立储能电站、虚拟电厂的报价上下限进行调整。

第二十六条 火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂未按规定完成西北区域调峰容量交易申报的，不参与西北区域调峰容量交易出清。

第二十七条 市场运营机构根据市场运营规则，采用“单边竞价，边际出清”的模式，西北区域调峰容量提供方统一按报价由低到高排序，考虑次月省间联络线通道可用容量约束后，依次匹配调峰容量需求，直至满足西北区域总调峰容量需求。火电机组每个档位成交最后 1 千瓦的申报价格为该档位的边际出清价格，独立储能电站/虚拟电厂各自成交最后 1 千瓦的申报价格为该类型经营主体的边际出清价格，若出清价格由两家及以上经营主体的报价确定，则按各家该时段申报容量比例分配

出清量。

市场出清完成后，市场运营机构将市场出清结果发送至火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂。

第二十八条 西北区域调峰容量交易组织流程：

（一）西北区域调峰容量交易开市前，市场运营机构应提前至少 7 个工作日发布西北区域调峰容量交易公告。

（二）西北区域调峰容量交易公告发布后，市场运营机构应在 3 个工作日内组织火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂完成市场申报。

（三）市场申报截止后，市场运营机构根据市场规则，在 3 个工作日内完成市场出清并发布市场出清结果。

（四）原则上，市场运营机构应在 6 个工作日内完成西北区域调峰容量交易的申报和出清工作，并提前至少 1 个工作日将市场出清结果向火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂发布。

（五）市场运营机构应按照电力企业信息披露和报送等有关规定，遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露和报送相关市场信息。

第二十九条 中标西北区域调峰容量交易的火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂，必须在省内现货、调峰辅助服务市场及西北区域省间备用、调峰辅助服务市场（若有相关交易品种）进行申报，且所申报的调峰能力不得低于其西北区域调峰容量交易中标容量。火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂中标省内调峰市场或西北省间调峰市场后，应严格执行相应

市场出清结果。

第三十条 火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂的调峰容量补偿费用日清月结。新能源企业以及未参与或未中标西北区域调峰容量交易的火电厂（或机组）分摊费用月清月结。

第三十一条 对于火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂，进入灵活调节资源容量市场满 5 年后按正常调峰容量补偿计算得到的补偿费用减半补偿，容量补偿费用按照调峰容量市场出清价格和出清容量计算。

第三十二条 中标西北区域调峰容量交易的火电机组每天获得的调峰容量费用计算公式如下：

$$F_{\text{调峰容量}}^i = \sum_{j=1}^4 (P_{\text{调峰容量}}^{i,j} \times C_{\text{调峰容量}}^{i,j})$$

式中：

$F_{\text{调峰容量}}^i$ 为正常中标西北区域调峰容量交易后，火电厂（企业）机组 i 每天获得的调峰容量费用（元）。

$P_{\text{调峰容量}}^{i,j}$ 为火电厂（企业）机组 i 的第 j 档边际出清价格（元/MW·日），火电厂（企业）进入灵活调节资源容量市场满 5 年后， $P_{\text{调峰容量}}^{i,j}$ 在边际出清价格的基础上乘以 0.5。

$C_{\text{调峰容量}}^{i,j}$ 为火电厂（企业）机组 i 在第 j 档的出清容量（MW）。

第三十三条 中标西北区域调峰容量交易的独立储能电站、虚拟电厂每天获得的调峰容量费用计算公式如下：

$$F_{\text{调峰容量}}^i = P_{\text{调峰容量}}^i \times C_{\text{调峰容量}}^i \times f_{\text{调峰容量}}^i$$

式中：

$F_{调峰容量}^i$ 为中标西北区域调峰容量交易后，独立储能电站、虚拟电厂 i 每天获得的调峰容量费用（元）。

$P_{调峰容量}^i$ 为独立储能电站、虚拟电厂 i 的边际出清价格（元/MW·日），独立储能电站、虚拟电厂 i 进入灵活调节资源容量市场满 5 年后， $P_{容量}^i$ 在边际出清价格的基础上乘以 0.5。

$f_{调峰容量}^i$ 表示独立储能考虑衰减后充电容量可用率（实际可用充电容量/额定容量），虚拟电厂不考虑该项，计算时取 1。

$C_{调峰容量}^i$ 为独立储能电站、虚拟电厂 i 的出清容量（MW）。

第三十四条 月内临时新增的调峰容量、申报但未在西北区域调峰容量交易中中标的调峰容量，在省内或西北省间调峰市场被调用后，作为价格接收方，按同类型主体当日调峰容量出清价格结算。

第三十五条 西北区域调峰容量交易的容量费用，按照当月各省（区）使用的火电深调、储能调峰、虚拟电厂调峰电量比例分摊到各省（区），计算公式为：

$$F_{i调峰} = \frac{Q_{省间i} + Q_{省内i}}{\sum_{i=1}^I (Q_{火电深调i} + Q_{储能充电i} + Q_{虚拟电厂调峰i})} \times F_{调峰容量}$$

式中：

$F_{i调峰}$ 为当月 i 省（区）调峰容量分摊费用（元）。

$Q_{省间i}$ 为当月 i 省（区）通过省间备用、调峰辅助服务市场购买的火电 35% 负荷率下深调电量、储能调峰电量、虚拟电厂调峰电量（MW·h）。

$Q_{省内i}$ 为当月 i 省（区）火电 35% 负荷率下深调电量、储能调峰

电量、虚拟电厂调峰电量剔除其他省通过备用、调峰辅助服务购买的电量后剩余电量（MW•h）。

$Q_{\text{火电深调}i}$ 、 $Q_{\text{储能充电}i}$ 、 $Q_{\text{虚拟电厂调峰}i}$ 分别为当月*i*省（区）火电35%负荷率下深调电量、储能调峰电量、虚拟电厂调峰电量（MW•h）。

$F_{\text{调峰容量}}$ 为当月总调峰容量费用（元）。

*I*为参与分摊的省（区）总数。

第三十六条 各省（区）承担的调峰容量分摊费用在各省（区）内部由分摊主体按照“谁受益、谁承担”的原则，根据各省（区）分摊细则进行分摊。

第三十七条 因检修、故障、试验等自身原因导致无法正常参与省内调峰市场和西北省间调峰市场的经营主体，当天调峰容量费用不予结算。

第三十八条 经营主体在西北区域调峰容量交易获得（分摊）的调峰容量费用以省级电网为单位，按照电费结算关系对经营主体按月度分别结算。其中，虚拟电厂运营商与所代理资源的清分、结算及兑现方式由各省级交易中心制定规则并执行（下同）。

第三十九条 火电机组当月并网运行天数小于7天时，当月机组备用时间的调峰容量费用不予结算。

第四十条 经营主体获得（分摊）的调峰容量费用单独列支，与次月电费结算同步完成。经营主体在次月电费总额基础上加上（减去）应获得（分摊）的调峰容量费用，按照结算关系向相应经营主体开具增值税发票，与月电费一并结算。

第四十一条 经营主体应按照自身实际调峰能力进行西北区域调峰容量交易申报。西北区域调峰容量交易出清完成后，市场运营机构不定期对经营主体调峰能力进行抽查，并通过信息披露平台及市场信息平台对抽查结果进行公示。当经营主体申报调峰能力大于其实际调峰能力时，当天调峰容量费用不予结算；一年内申报调峰能力大于实际调峰能力的情况超过5次，后续月份不再允许参与西北区域调峰容量交易，当前年度已经支付的调峰容量费用予以收回，并按原分摊比例返还至分摊调峰容量费用的经营主体。

第四十二条 市场运营机构根据规则规定对中标火电厂（企业）、独立储能电站、虚拟电厂在省内调峰市场和西北省间调峰市场申报情况进行跟踪。

（一）当中标经营主体在省内调峰市场、西北省间调峰市场均未进行申报，或在省内调峰市场、西北省间调峰市场申报调峰能力低于其西北区域调峰容量交易中标容量时，该经营主体当天调峰容量费用不予结算。

（二）当中标经营主体某月在省内调峰市场、西北省间调峰市场均未进行申报的天数（不含检修及其他调停天数），或在省内调峰市场、西北省间调峰市场申报的调峰能力较大值天数低于其西北区域调峰容量交易中标容量的天数超过当月运行天数的50%时，在进行月度结算时扣除该经营主体当月所有调峰容量费用，该机组应参与当月调峰容量费用分摊。其中运行天数为当月总天数扣减经营主体计划检修及其他调停天数。

（三）当中标度市场主体全年在省内调峰市场或西北省间调峰市场均未进行申报的天数（不含检修及其他调停天数），或在省内调峰市场、西北省间调峰市场申报的调峰能力天数低于其西北区域调峰容量交易中标容量的天数累计达到该主体运行天数的10%时，该经营主体后续月份不再允许参与西北区域调峰容量交易，当前年度已经支付的调峰容量费用予以收回，并按原分摊比例返还至分摊调峰容量费用的经营主体。其中运行天数为当年总天数扣减经营主体检修及其他调停天数。

（四）中标调峰容量的虚拟电厂在参与省内、省间调峰市场时，申报参与时段需至少有连续1个小时在非用电高峰时段（每日7:00-9:00，18:00-22:00为峰段），否则当天调峰容量费用不予结算。

第四章 顶峰容量交易

第四十三条 市场运营机构按月组织顶峰容量交易出清。经营主体根据交易公告，每月申报次月顶峰容量和价格。

第四十四条 市场运营机构严格按照国家相关要求信息进行信息披露工作，及时通过技术支持系统发布西北区域顶峰容量交易公告，公告内容包括但不限于：

- （一）西北区域顶峰容量交易报价起止时间、报价规则。
- （二）西北区域顶峰容量交易出清方式、价格形成机制。
- （三）西北区域顶峰容量交易的容量需求、申报价格上下限。

第四十五条 西北区域顶峰容量需求为各省（区）顶峰容量需

求由西北网调根据各省（区）次月相关预测数据统一计算，每月末计算下一个月顶峰容量需求，并根据市场周期滚动更新。顶峰容量需求由市场运营机构随市场交易公告发布，计算公式见附录2。

第四十六条 西北各省（区）应在交易公告发布前5个工作日申报本省顶峰容量需求，计算方法原则上同全网。

第四十七条 西北区域内独立储能电站、虚拟电厂，可报量报价参与西北区域顶峰容量交易。

第四十八条 独立储能电站申报容量上限为其额定放电功率，按放电时长1小时，申报价格区间为（0，30]元/（MW·日）。

第四十九条 虚拟电厂申报容量上限为不超过经所在省（区）电力负荷管理中心或其他有资质的专业机构测试认定并向市场运营机构备案的最大下调节容量，申报价格区间为（0，20]元/（MW·日）。

第五十条 在火电企业上网关口内加装的储能设施可参与顶峰容量交易，储能设施与机组对应关系应长期固定（同调峰容量交易的绑定关系）。储能设施参与申报的顶峰容量应扣除用于补足火电机组实际最大可调与额定功率或政府核定的最大发电能力之间的缺额，剩余放电能力可参与顶峰容量申报，申报及补偿标准同独立储能。

第五十一条 西北区域顶峰容量交易试运行过程中，可结合市场运行情况对西北区域顶峰容量交易中独立储能电站、虚拟电厂的报价上限进行调整。

第五十二条 独立储能电站、虚拟电厂未按规定完成西北区域顶峰容量交易申报，不参与西北区域顶峰容量交易出清。

第五十三条 市场运营机构根据市场运营规则，采用“单边竞价，边际出清”的模式，西北区域顶峰容量提供方统一按报价由低到高排序，考虑次月省间联络线通道可用容量约束后，依次匹配顶峰容量需求，直至满足西北区域总顶峰容量需求。独立储能电站、虚拟电厂各自成交最后 1 千瓦的申报价格为该类型市场主体的边际出清价格，若出清价格由两家及以上市场主体的报价确定，则按各家该时段申报容量比例分配出清量。

市场出清完成后，市场运营机构将市场出清结果发送至独立储能电站、虚拟电厂。

第五十四条 西北区域顶峰容量交易组织流程：

（一）西北区域顶峰容量交易开市前，市场运营机构应提前至少 7 个工作日发布西北区域顶峰容量交易公告。

（二）西北区域顶峰容量交易公告发布后，市场运营机构应在 3 个工作日内组织独立储能电站、虚拟电厂完成市场申报。

（三）市场申报截止后，市场运营机构根据市场规则，在 3 个工作日内完成市场出清并发布市场出清结果。

（四）原则上，市场运营机构应在 6 个工作日内完成西北区域顶峰容量交易的申报和出清工作，并提前至少 1 个工作日将市场出清结果向独立储能电站、虚拟电厂发布。

（五）市场运营机构应按照电力企业信息披露和报送等有关规定，遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露和报送相关市

场信息。

第五十五条 中标西北区域顶峰容量交易的独立储能电站、虚拟电厂，必须在省内现货、调峰辅助服务市场及西北区域省间备用市场（若有相关交易品种）进行申报，且所申报的顶峰能力不得低于其西北区域顶峰容量交易中标容量。

第五十六条 独立储能电站、虚拟电厂顶峰容量补偿费用根据出清结果计算，日清月结。

第五十七条 中标西北区域顶峰容量交易的独立储能电站、虚拟电厂每天获得的顶峰容量费用计算公式如下：

$$F_{\text{顶峰容量}}^i = P_{\text{顶峰容量}}^i \times C_{\text{顶峰容量}}^i \times f_{\text{顶峰容量}}^i$$

式中：

$F_{\text{顶峰容量}}^i$ 为中标西北区域顶峰容量交易后，独立储能电站、虚拟电厂 i 每天获得的顶峰容量费用（元）。

$P_{\text{顶峰容量}}^i$ 为独立储能电站、虚拟电厂 i 的边际出清价格。

$C_{\text{顶峰容量}}^i$ 为独立储能电站、虚拟电厂 i 的顶峰出清容量（MW）。

$f_{\text{顶峰容量}}^i$ 表示独立储能考虑衰减后放电容量可用率（实际可用放电容量/额定容量），虚拟电厂不考虑该项，计算时取 1。

第五十八条 月内临时新增的顶峰容量、申报但未在西北区域顶峰容量交易中标的顶峰容量，在省内或西北省间顶峰类市场被调用后，作为价格接受方，按同类型主体当日顶峰容量出清价格结算。

第五十九条 西北区域顶峰容量交易的容量费用，按照当月各省（区）顶峰容量需求的比例分摊到各省（区），计算公式为：

$$F_{i\text{顶峰}} = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \times F_{\text{顶峰容量}}$$

式中：

$F_{i\text{顶峰}}$ 为当月 i 省（区）的顶峰容量分摊费用。

P_i 为当月 i 省（区）申报的顶峰容量需求与实际顶峰需求中的较大值。

$\sum_{i=1}^n P_i$ 为当月各省（区）顶峰容量需求总量。

$F_{\text{顶峰容量}}$ 为当月总顶峰容量费用（元）。

第六十条 各省（区）承担的顶峰容量分摊费用在省（区）内部按照“谁受益、谁承担”的原则，根据各省（区）分摊细则分摊至主体。

第六十一条 中标顶峰容量市场的独立储能电站、虚拟电厂必须在必须在省内现货、调峰辅助服务市场及西北区域省间备用市场（若有相关交易品种）进行申报，且申报容量不得低于顶峰容量市场的中标容量。

（一）当中标经营主体在顶峰类市场未进行申报，或在顶峰类市场申报的顶峰能力低于其西北区域顶峰容量交易中标容量时，该市场主体当天顶峰容量费用不予结算。火电企业计量关口内装设的储能设施有效申报容量=（储能实际可用放电容量-火电机组当日累计受阻电量）/储能额定放电时长。

（二）当中标经营主体某月在省内及省间顶峰类市场未进行申报的天数（不含检修及其他调停天数），或在顶峰类市场申报的总顶峰能力天数低于其西北区域顶峰容量交易中标容量的天数

超过当月运行天数的 50%时，在进行月度结算时扣除该市场主体当月所有顶峰容量费用。其中运行天数为当月总天数扣减经营主体计划检修及其他调停天数。

（三）当中标经营主体某年在顶峰类市场未进行申报的天数（不含检修及其他调停天数），或在顶峰类市场申报的总顶峰能力天数低于其西北区域顶峰容量交易中标容量的天数累计达到该主体运行天数的 10%时，该市场主体后续月份不再允许参与西北区域顶峰容量交易，当前年度已经支付的顶峰容量费用予以收回，并按原分摊比例返还至分摊顶峰容量费用的经营主体。其中运行天数为当年总天数扣减市场主体检修及其他调停天数。

（四）中标顶峰容量的虚拟电厂参与省内、省间顶峰类市场时，申报顶峰能力时段需覆盖用电高峰时段（7:00-9:00，18:00-22:00）中至少连续 1 个小时，否则当天顶峰容量费用不予结算。

第五章 信息发布

第六十二条 市场信息通过西北区域灵活调节容量市场平台和信息披露平台统一发布。

第六十三条 市场信息分为日信息、月度信息，内容包括容量需求、中标容量、出清价格、执行容量、费用等。

第六十四条 工作日 12:00 前，发布前一日西北区域灵活调节容量市场执行、结算情况。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。

第六十五条 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（区）交易中心发送上月西北区域灵活调节容量市场月度结算单，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。

第六十六条 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西北区域灵活调节容量市场月度运行报表，并向经营主体发布，省（区）交易中心负责向京交六部报送西北区域灵活调节容量市场费用结算、费用分摊明细，同时向相关能源监管机构报备。

第六章 市场监管

第六十七条 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西北区域灵活调节资源容量市场运营情况实施监管。

第六十八条 西北网调按西北能源监管局有关规定，每月以正式文件形式将上月灵活调节资源容量费用及考核情况报送西北能源监管局并抄送甘肃能源监管办、新疆能源监管办。

第六十九条 对当月西北区域灵活调节资源容量市场出清、执行、结算等情况存在争议的，可向西北能源监管局申诉，由西北能源监管局会同涉及省（区）的能源监管机构根据市场规则协调处理。

第七十条 对当月西北区域灵活调节资源容量市场分摊、考核

情况存在异议的，提出异议方应在次月 5 日前向市场运营机构提出申诉，市场运营机构根据市场实际运行情况在次月 10 日前对申诉进行反馈。经营主体与市场运营机构协商后仍有异议的，可以提请西北能源监管局协调处理。

第七十一条 对于市场运行中出现数据异常等情况时，经营主体应在每月 5 日前向市场运营机构提出免考核、免分摊申请，市场运营机构根据市场实际运行情况对免考核、免分摊申请在 10 日前予以审核。经营主体对免考核、免分摊申请审核结果仍有异议，可以向西北能源监管局提出申诉。

第七十二条 发生下列情况之一者列入免考核或免分摊范围：

- （一）因电网网络安全约束产生的考核；
- （二）非经营主体原因造成未中标的免于分摊。

第七章 附则

第七十三条 本规则由西北能源监管局负责解释。

第七十四条 西北能源监管局根据电力体制改革情况及灵活性资源可调市场运营情况，对规则进行修改完善。

第七十五条 本规则自发布之日起试行，有效期五年。

附录 1

调峰容量需求计算

调峰容量需求由西北网调根据各省（区）申报的次月负荷预测、新能源预测、机组可调、最小开机方式等相关预测数据统一计算，市场运营机构每月末计算下一个月调峰容量需求。全网每月调峰容量需求计算公式具体如下：

$$D = \max \left(P_{\text{新能源预测}}^{\max} + P_{\text{水电}}^{\min} + P_{\text{火电}}^{\min} - P_{\text{抽蓄}} - P_{L_in+L_out}^{\min} \right)$$

式中：

D 为调峰容量需求；

$P_{\text{新能源预测}}^{\max}$ 为下一月新能源预测最大可用功率（去年下一月午间新能源最大可用功率环比增长率 × 今年当月午间新能源最大可用功率）；

$P_{\text{水电}}^{\min}$ 为水电机组最小发电出力；

$P_{\text{火电}}^{\min}$ 为最小开机方式下火电机组最小出力（非供热火电机组按 35% 额定容量、并网调度协议中较大值，供热火电机组按监管机构或相关政府能源主管部门核定的发电能力下限、40% 额定容量中的较大值）；

$P_{\text{抽蓄}}$ 为抽蓄机组最大抽水能力；

$P_{L_in+L_out}^{\min}$ 为（负荷+外送）午段最小值。

附录 2

顶峰容量需求计算

西北区域顶峰容量需求由西北网调根据各省（区）申报的次月负荷预测、新能源预测、机组可调、最大开机方式、本省（区）顶峰容量需求等相关预测数据统一计算，市场运营机构每月末计算下一个月顶峰容量需求。全网每月顶峰容量需求计算公式具体如下：

$$D = \max (P_{L_in+L_out}^{max} + P_{备用} - P_{抽蓄} - P_{新能源预测}^{min} - P_{火电}^{max} - P_{水电}^{max})$$

式中：

D 为顶峰容量需求；

$P_{L_in+L_out}^{max}$ 为次月（负荷+外送）高峰最大值；

$P_{备用}$ 为预留备用容量；

$P_{抽蓄}$ 为抽蓄机组最大发电能力；

$P_{新能源预测}^{min}$ 为下一月新能源预测高峰最小出力（去年下一月高峰最小出力环比增长率 × 今年当月高峰最小出力）；

$P_{火电}^{max}$ 为火电机组最大发电能力（火电机组考虑已发生的受阻、临修等情况，供热火电机组按监管机构或相关政府能源主管部门核定的最大发电能力）；

$P_{水电}^{max}$ 为水电机组用电高峰发电出力。