

附件

西北区域灵活调节资源容量市场运营规则 (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，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、储能以及可调节负荷灵活调节资源潜力，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，建设西北区域灵活调节资源容量市场，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》的通知(发改能源〔2022〕209号)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市场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，包括调峰容量市场、顶峰容量市场、调频容量市场、爬坡容量市场、转动惯量市场。现阶段仅开展调峰容量市场、顶峰容量市场，后续依据西北区域电力市场开展情况逐步建设调频容量市场、爬坡容量市场、转动惯量市场。

第五条 西北能源监管局会同甘肃能源监管办公室、新疆能源监管办公室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主体、市场运营机构以及电网企业。

第七条 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包括：

（一）调峰容量交易

（1）调峰容量提供方：西北区域内火电机组、新型储能、可调节负荷。

（2）调峰容量费用分摊方：西北区域内风电、光伏等新能源企业，未中标西北区域调峰容量交易的火电机组（含热电机组），未参与或未中标西北调峰容量市场的市场化电力用户。扶贫光伏电站暂不参与分摊。

（二）顶峰容量交易

（1）顶峰容量提供方：西北区域内火电机组、新型储能、可

调节负荷。

(2) 顶峰容量费用分摊方：西北区域内用电高峰时段存在预测负偏差的新能源企业，未中标西北电网调峰容量交易的火电机组及市场化用户。

调频容量交易、爬坡容量交易及转动惯量交易的市场主体后续明确后另行规定。

第八条 灵活调节资源容量提供方的权利与义务：

(一) 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。

(二) 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。

(三) 严格执行市场出清结果。

(四) 按照西北区域灵活调节资源容量市场出清结果，在省内辅助服务市场和西北区域省间辅助服务市场进行市场申报。

(五) 按规定披露和提供信息，获得市场交易出清等信息。

(六) 严格遵守市场规则，维护市场秩序。

(七) 按照规则获得灵活调节资源容量费用。

第九条 灵活调节资源容量需求方的权利与义务：

(一) 按规定披露和提供信息，获得市场交易出清等信息。

(二) 严格遵守市场规则，维护市场秩序。

(三) 按照规则分摊灵活调节资源容量费用。

第十条 市场运营机构为国家电网有限公司西北分部调度控制中心（简称“西北网调”），主要职责是：

- （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）组织市场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市场主体在各省内辅助服务市场、西北区域省间辅助服务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分摊费用计算。
- （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公室和新疆能源监管办公室。
- （十一）按照市场监管需要，向西北能源监管局、甘肃能源监管办公室和新疆能源监管办公室定期报送相关运行情况报告，接受监管。

第十一条 电网企业是指西北五省（区）电网企业，主要职责是：

- （一）按照规则要求申报灵活调节容量需求；
- （二）按照西北网调灵活调节容量的出清结果，配合完成市场结算工作。

第三章 调峰容量交易

第十二条 市场运营机构按季度为主、月度补充的方式组织调峰容量交易出清。市场主体根据交易公告，每月申报下一交易周期的调峰容量和分档调峰价格。

第十三条 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。

第十四条 西北区域调峰容量交易的调峰容量需求为各省（区）调峰容量需求合集，市场运营机构每季度末计算下一个季度调峰容量需求。当下月新能源投产计划与季度预测出现较大偏差时，启动月度补充计算。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。

第十五条 机组出力下限低于其所在省（区）内调峰市场有偿

调峰基准的火电厂（企业）、新型储能及具备上调节能力的可调节负荷，可报量报价参与西北区域调峰容量交易。

第十六条 市场运营机构组织直调火电厂（企业）参与西北区域调峰容量交易申报；各省（区）应及时将直调火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷的市场申报信息上报至西北网调。

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	报价区间（元/（MW·日））
1	[额定容量 40%，额定容量 50%）	（0， 5]
2	[额定容量 30%，额定容量 40%）	（5， 15]
3	[额定容量 20%，额定容量 30%）	（15， 75]
4	[额定容量 10%，额定容量 20%）	（75， 145]
5	[0， 额定容量 10%）	（145， 200]

新型储能不分档申报，申报容量上限为额定容量，申报价格区间为（0， 100]元/（MW·日）。在常规电源计量关口内的储能视为发电侧自身调节能力，与发电企业联合申报。新能源场站装设的储能，可以全部或部分容量进行申报，在西北区域调峰容量交易中的出清容量，需全额参与省内调峰市场及西北省间调峰市场。在电源计量关口外建设的储能、独立储能作为独立主体进行申报。

可调节负荷不分档申报，申报容量上限为上月省内调峰市场和西北省间调峰市场平均总响应容量，申报价格区间为（0， 50]

元/ (MW·日)。

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、新型储能、可调节负荷的报价上限进行调整。

第十七条 火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷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。

第十八条 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，各省调峰容量提供方按报价由低到高排序，依次匹配省内需求，富裕调峰容量提供方在西北区域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，依次匹配西北区域剩余需求，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，新型储能/可调节负荷各自成交最后 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火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷。

第十九条 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）、新型储能、可调节负荷完成

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)、新型储能、可调节负荷发布。

(五) 市场成员应遵循及时、真实、准确、完整的原则, 按照规定报送, 并在市场技术支持系统披露相关市场信息。

第二十条 中标西北区域调峰容量交易的火电厂(企业)、新型储能、可调节负荷, 必须在省内调峰市场或西北省间调峰市场进行申报, 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)、新型储能、可调节负荷中标省内调峰市场或西北省间调峰市场后, 应严格执行相应调峰市场出清结果。

第二十一条 火电厂(企业)、新型储能、可调节负荷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)、市场化电力用户的调峰容量分摊费用, 月清月结。

第二十二条 为降低调峰容量分摊方分摊成本、鼓励火电开展增量改造, 对于在市场运行前已具备的深调能力, 在调峰市场及容量市场的累积收益已超过 1.1 倍深调改造成本时, 对根据容量市场出清结果计算的调峰容量费用减半补偿。

第二十三条 在市场运行后新增的源储侧调节能力, 进入市场满 8 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，并扣除储能、可调节负荷主体收到的各省（区）租赁费用等其他容量补偿收益，扣除后容量市场补偿费用不小于零。

第二十四条 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：

$$F_{容量}^i = \sum_{j=1}^5 [P_{容量}^j \times (C_{容量}^{ij} - C_{不参与结算容量}^{ij})]$$

式中：

$F_{容量}^i$ 为中标西北区域调峰容量交易后，火电机组 i 每天获得的调峰容量费用（元）；

$C_{容量}^{ij}$ 为火电机组 i 在第 j 档的出清容量（MW）；

$C_{不参与结算容量}^{ij}$ 为火电机组 i 第 j 档不再参与补偿的容量；

$P_{容量}^j$ 为火电机组第 j 档的边际出清价格（元/MW·日）。

第二十五条 火电机组调峰容量减半结算判定方法如下：

$$\left(F_{调峰市场}^{i,b} + F_{调峰容量市场}^{i,b} \right) / \sum_{j=1}^5 C_{不参与结算容量}^{ij} \geq 1.1 \times \frac{1000 \text{ 元}}{\text{千瓦时}}$$

式中：

$F_{调峰市场}^{i,b} + F_{调峰容量市场}^{i,b}$ 代表调峰容量市场开展前具备的深调能力在调峰市场及调峰容量市场获得的累积收益；

$C_{不参与结算容量}^{ij}$ 代表调峰容量市场开展前具备的深调能力。

第二十六条 中标西北区域调峰容量交易的新型储能、可调节负荷每天获得的调峰容量费用计算公式如下：

$$F_{容量}^i = C_{容量}^i \times P_{容量}^i$$

式中:

$F_{容量}^i$ 为中标西北区域调峰容量交易后, 新型储能、可调节负荷 i 每天获得的调峰容量费用 (元);

$C_{容量}^i$ 为新型储能、可调节负荷 i 的出清容量 (MW);

$P_{容量}^i$ 为新型储能、可调节负荷 i 的边际出清价格 (元/MW·日)。

第二十七条 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, 按同类型主体当日调峰容量边际出清价格结算。

第二十八条 西北区域调峰容量交易的容量费用, 首先按照当月各省(区)省内和省间调峰辅助服务总量的比例分摊到各省(区), 然后在各省(区)内部按照 8:2 的比例在电源侧和用户侧分别分摊。其中电源侧分摊主体按月度上网电量比例分摊, 用户侧分摊主体按月度用电量比例分摊。

(一) 各省(区)的调峰容量分摊费用为:

$$F_i = \frac{Q_i^{\text{省内}} + Q_i^{\text{省间}}}{\sum_{i=1}^I (Q_i^{\text{省内}} + Q_i^{\text{省间}})} \times F_{容量}$$

式中:

F_i 为当月省(区)调峰容量分摊费用 (元);

$Q_i^{\text{省内}}$ 为当月省(区) i 在省内调峰市场购买的调峰服务总量 (MW·h);

$Q_i^{\text{省间}}$ 为当月省(区)在西北省间调峰市场购买的调峰服务总量 (MW·h);

$F_{容量}$ 为当月总调峰容量费用 (元);

I 为参与分摊的省区总数。

(二) 各省(区)内部参与分摊的发电企业调峰容量费用分摊计算公式如下:

$$F_{i,j} = \frac{Q_{i,j}}{\sum_{j=1}^n Q_{i,j}} \times F_i \times 80\%$$

式中:

$F_{i,j}$ 为当月省(区) i 的风电场/光伏场站/火电机组(火电厂) j 的调峰容量分摊费用(元);

$Q_{i,j}$ 为当月省(区) i 的风电场/光伏场站的发电量、未中标西北区域调峰容量交易的火电机组(火电厂) j 的发电量(MW·h);

$\sum_{j=1}^n Q_{i,j}$ 为当月省(区) i 的风电场、光伏场站的发电量和未中标西北区域调峰容量交易的火电机组(火电厂)发电量的总和(MW·h);

F_i 为当月省(区) i 的总调峰容量分摊费用(元)。

(三) 各省(区)内部参与分摊的电力用户调峰容量费用分摊计算公式如下:

$$F_{i,k} = \frac{Q_{i,k}}{\sum_{k=1}^m Q_{i,k}} \times F_i \times 20\%$$

$F_{i,k}$ 为当月省(区) i 电力用户 k 的调峰容量分摊费用(元);

$Q_{i,k}$ 为当月省(区) i 参与分摊的电力用户 k 的用电量(MW·h);

$\sum_{k=1}^m Q_{i,k}$ 为当月省(区) i 参与分摊的电力用户用电量的总和(MW·h);

F_i 为当月省（区） i 的总调峰容量分摊费用（元）。

第二十九条 因检修、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市场主体，当天调峰容量费用不予结算。燃气机组其中一台燃机或汽机检修时，认为全套机组检修。

第三十条 市场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市场主体按月度分别结算。

第三十一条 市场主体获得（分摊）的调峰容量费用结算采用电费结算方式，与次月电费结算同步完成。市场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市场主体开具增值税发票，与月电费一并结算。

第三十二条 市场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市场主体调峰能力进行抽查，并通过市场信息公示平台对抽查结果进行公示。当市场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市场主体。

第三十三条 市场运营机构根据规则规定对中标火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷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）当中标市场主体在省内调峰市场和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较大值低于其西北区域调峰容量交易中标容量时，该市场主体当天调峰容量费用不予结算；如果是火电厂（企业）还需参与当天西北区域调峰容量交易的容量费用分摊。

（二）当某月市场主体在省内调峰市场和西北省间调峰市场均未进行申报的天数，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低于其西北区域调峰容量交易中标容量的天数超过当月总天数的 50%时，在进行月度结算时扣除该市场主体当月所有调峰容量费用。

（三）当某年度市场主体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累计达到 30 天时，该市场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市场主体。

第四章 顶峰容量交易

第三十四条 市场运营机构在迎峰度夏、迎峰度冬期间按月组织顶峰容量交易出清。市场主体根据交易公告，每月申报次月顶峰容量和价格。

第三十五条 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。

第三十六条 西北区域顶峰容量需求为各省区顶峰容量需求的合集。开始期间，月底依据电网平衡情况计算次月顶峰容量需求，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。

第三十七条 西北区域内火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷，可报量报价参与西北区域顶峰容量交易。

第三十八条 市场运营机构组织火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷参与西北区域顶峰容量交易申报；各省调及时将火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷的市场申报信息上报至西北网调。

火电机组不分档申报，申报出力区间为[额定容量 95%，符合相关规定的最大容量]，报价区间为(5, 40]元/(MW·日)。

新型储能不分档申报，申报容量上限为其最大调节能力，申报价格区间为(0, 100]元/(MW·日)。在常规电源计量关口内的储能视为发电侧自身调节能力，与发电企业联合申报。新能源场站装设的储能，可以全部或部分容量进行申报，在西北区域顶峰容量交易中的出清容量，需全额参与省内备用、需求侧响应等市场（如有）及西北区域备用市场。在电源计量关口外建设的储能、第三方独立储能作为独立主体进行申报。

可调节负荷不分档申报，申报容量上限为最近一个月削峰需求响应市场平均响应容量，申报价格区间为(0, 200]元/(MW·日)。

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火电机组各档位新型储能、可调节负荷的报价上限进行调整。

第三十九条 火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷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。

第四十条 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，各省顶峰容量提供方按报价由低到高排序，依次匹配省内需求，富裕顶峰容量提供方在西北区域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，依次匹配西北区域剩余需求，直至满足西北区域总顶峰容量需求。火电机组、新型储能、可调节负荷各自成交最后 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火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷。

第四十一条 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 个工作日内组织火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷完成市场申报。

（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火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷发布。

第四十二条 （五）市场成员应遵循及时、真实、准确、完整的原则，按照规定报送，并在市场技术支持系统披露相关市场信息。中标西北区域顶峰容量交易的火电机组、新型储能，必须在省内备用市场（如有）和西北区域备用市场进行申报，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。中标西北区域顶峰容量交易的可调节负荷，必须在削峰需求响应市场进行申报，且所申报的削峰需求响应能力不得低于其西北区域顶峰容量交易中标容量。

第四十三条 火电厂（企业）、新型储能、可调节负荷顶峰容量补偿费用根据出清结果计算，日清月结。在顶峰容量市场获得补偿的容量，不能重复参与其他需求侧响应及补偿。

第四十四条 中标西北区域顶峰容量交易的火电机组、新型储能、可调节负荷每天获得的顶峰容量费用计算公式如下：

$$F_{容量}^i = C_{容量}^i \times P_{容量}^i$$

式中：

$F_{容量}^i$ 为中标西北区域顶峰容量交易后，火电机组、新型储能、可调节负荷*i*每天获得的顶峰容量费用（元）；

$C_{容量}^i$ 为火电机组、新型储能、可调节负荷*i*的顶峰出清容量(MW)；

$P_{容量}^i$ 为火电机组、新型储能、可调节负荷*i*的边际出清价格。

第四十五条 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中标的顶峰容量，在省内或西北省间顶峰类市场被调用后，按同类型主体当日顶峰容量边际出清价格结算。

第四十六条 顶峰容量补偿分摊费用顶峰容量费用首先按照当月各省区顶峰容量需求的比例分摊到各地区。然后，各省内部参与分摊的发电主体和市场化用户按照 1:1 的比例分摊顶峰容量费用。月内临时新增的顶峰容量需求，视作交易组织时的顶峰容量需求，参与全月分摊。

(一) 各地区顶峰容量费用分摊计算公式如下：

$$F_i = \frac{Q_i}{\sum_{j=1}^n Q_j} \times F_{容}^i$$

式中：

F_i 为当月地区*i*的顶峰容量分摊费用；

Q_i 为当月地区*i*的顶峰容量需求；

$\sum_{j=1}^n Q_j$ 为当月各地区顶峰容量需求总量。

(二) 各地区内部发电侧顶峰容量费用分摊计算公式如下：

$$F_{i,j} = \frac{Q_{i,j}}{\sum_{j=1}^n Q_{i,j}} \times F_i \times 50\%$$

式中：

$F_{i,j}$ 为当月省(区)*i*的风电场/火电机组(火电厂)的顶峰容量分摊费用(元)；

$Q_{i,j}$ 为当月省(区)*i*的风电场预测偏差量/未中标的火电机组(火电厂)的发电量(MW·h)；

$\sum_{j=1}^n Q_{i,j}$ 为当月省（区） i 的风电场预测偏差电量/未中标的火电机

组（火电厂）发电量总和（MW·h）；

F_i 为当月省（区） i 的总顶峰容量分摊费用（元）。

（三）各地区内部电力用户顶峰容量费用分摊计算公式如下：

$$F_{i,k} = \frac{Q_{i,k}}{\sum_{k=1}^m Q_{i,k}} \times F_i \times 50\%$$

式中：

$F_{i,k}$ 为当月省（区） i 市场化用户 k 的顶峰容量分摊费用（元）；

$Q_{i,k}$ 为当月省（区） i 市场化用户的用电量（MW·h）；

$\sum_{k=1}^m Q_{i,k}$ 为当月省（区） i 市场化用户用电量的总和（MW·h）；

F_i 为当月省（区） i 的总顶峰容量分摊费用（元）。

第四十七条 中标顶峰容量市场的火电企业、新型储能、可调节负荷必须每日在顶峰交易申报，且申报容量不得低于顶峰容量市场的中标容量。

（一）当中标市场主体在顶峰市场未进行申报，或在顶峰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；如果是火电厂（企业）还需参与当天西北区域顶峰容量交易的容量费用分摊。

（二）当某月市场主体在顶峰市场未进行申报的天数，或在顶峰市场申报的总顶峰能力低于其西北区域顶峰容量交易中标容量的天数超过当月总天数的 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。

（三）当某年度市场主体在顶峰市场未进行申报的天数累计

达到 30 天时，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市场主体。

第五章 市场监管

第四十八条 西北能源监管局会同甘肃能源监管办公室、新疆能源监管办公室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。

第四十九条 市场运营机构按西北能源监管局有关规定，每月通过市场信息公示平台对上月灵活调节资源容量费用、分摊及考核情况的结果进行公示。

第五十条 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、分摊及考核情况报送西北能源监管局并抄送甘肃能源监管办公室、新疆能源监管办公室。

第五十一条 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，相关时限参照《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》执行，逾期不予受理。

第五十二条 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。市场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。

第五十三条 对于市场运行中出现数据异常等情况时，市场主体应在每月 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。市场主体对免考核、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。

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）非市场主体原因造成市场主体未中标的免于分摊。

第六章 附则

第五十四条 本规则由西北能源监管局负责解释。

第五十五条 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，组织对相关规则进行修改完善。

第五十六条 本规则自发布之日起施行。

附录 1 调峰容量需求计算

调峰容量需求需求为各省（区）调峰容量需求合集，市场运营机构每季度末计算下一个季度调峰容量需求。当下月新能源投产计划与季度预测出现较大偏差时，启动月度补充计算。各省（区）每季度调峰容量需求计算公式具体如下：

$$D = P_{\text{新能源预测}}^{\max} + P_{\text{水电}}^{\min} + P_{\text{火电}}^{50\% \text{及以下}} - P_{L_{\text{in}}+L_{\text{out}}}^{\min}$$

式中：

D 为调峰容量需求；

$P_{\text{新能源预测}}^{\max}$ 为下一季度新能源最大预测发电功率；

$P_{\text{水电}}^{\min}$ 为计算日水电机组最小发电出力，计算日指季度外送加负荷最小日；

$P_{\text{火电}}^{50\% \text{及以下}}$ 为计算日开机方式下火电机组 50%以下出力；

$P_{L_{\text{in}}+L_{\text{out}}}^{\min}$ 为计算日（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为各省区顶峰容量需求的合集，在开市期间，市场运营机构每月底计算次月顶峰容量需求。各省（区、直流控制区，以下简称地区）顶峰容量需求计算公式如下：

$$D = P_{L_{in}+L_{out}}^{max} + P_{备用} - P_{新能源预测}^{min} - P_{火电}^{95\%及以下} - P_{水电}^{用电高峰}$$

式中：

D 为顶峰容量需求；

$P_{L_{in}+L_{out}}^{max}$ 为次月（负荷+联络线外送）高峰最大值；

$P_{备用}$ 为计算日本地区预留备用容量，其中计算日是指次月（负荷+联络线外送）用电高峰时段最大日；

$P_{新能源预测}^{min}$ 为当月新能源预测高峰最小出力；

$P_{火电}^{95\%及以下}$ 为计算日火电机组不超过95%额定容量发电能力；

$P_{水电}^{用电高峰}$ 为计算日水电机组用电高峰发电出力。