

川渝一体化电力调峰辅助服务市场交易规则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实《成渝地区双城经济圈建设规划纲要》(国务院公报 2021 年第 31 号),进一步推动川渝电力市场建设,充分挖掘川渝地区调峰资源,实现调峰资源跨省互济,提升清洁能源消纳空间,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)及相关配套文件、《国家能源局关于印发积极推进跨省跨区电力辅助服务补偿机制建设工作的通知》(国能综监管〔2014〕456 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)、《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439 号)、《国家发改委国家能源局关于加快推进新型储能发展的指导意见》(发改能源规〔2021〕1051 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)、《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)、《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)等文件和有关法规规定制定。

第三条 本规则适用于四川、重庆两省市间开展的电力调峰辅助服务。后续待条件成熟,可将西藏电网及相关市场主体纳入到本市场中。

第四条 本规则所指电力调峰辅助服务是指在川渝区域内,当省(市)内调峰资源无法满足该省(市)调峰需求时,以市场化方式开展的调峰资源跨省(市)调用,通过调整省间联络线电力计划的方式实现。

第五条 川渝一体化电力调峰辅助服务市场(以下简称“川渝调峰市场”)可在全年范围内全时段按需开展。当某一省级电网预测下调峰资源不足或短期内有弃电风险时,相应省级电力调度机构向区域电力调度机构进行市场申报,市场运营机构及时启动川渝调峰市场。

第六条 省(市)内调峰资源优先满足本省(市)内调峰需求,富余能力参加川渝调峰市场交易。

第七条 川渝调峰市场坚持市场化导向,市场主体自主自愿参与市场,按照“谁提供、谁受益,谁接受、谁承担”的原则,公开、公平、公正运营。

第八条 国家能源局华中监管局(以下简称“华中能源监管局”)会同国家能源局四川监管办公室(以下简称“四川能源监管办”)负责对川渝调峰市场实施监管。

第二章 市场成员

第九条 市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第十条 市场运营机构包括西南区域省级及以上电力交易机构和电力调度机构。

第十一条 市场主体包括：

（一）服务提供方：调峰资源富余省的单机容量 100 兆瓦及以上的统调并网燃煤火电机组、充电功率 10 兆瓦及以上且持续充电时间 2 小时及以上的统调并网独立储能、单机容量 100 兆瓦及以上的统调并网抽水蓄能电站，已完成电力市场注册的虚拟电厂、负荷聚合商等负荷侧调节资源。

（二）服务需求方：调峰资源不足省的水电、风电、光伏发电单元。

（三）输电方：电网企业。

第十二条 区域电力调度机构的权利和义务：

- （一）负责建设、运行、维护和管理川渝调峰市场技术系统。
- （二）按市场规则组织运营川渝调峰市场。
- （三）负责对市场交易进行安全校核。
- （四）向相关电力交易机构提供交易结算所需信息。
- （五）按规定披露和提供川渝调峰市场相关信息。
- （六）向能源监管机构报送市场运行信息。
- （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 省级电力调度机构的权利和义务：

- (一) 会同电力交易机构建设和运营川渝调峰市场。
- (二) 建设、运行和维护相关调度技术支持系统。
- (三) 负责对省内电力平衡调节需求进行评估，对市场交易需求进行校核，及时、准确、严格执行市场出清结果。
- (四) 负责向电力交易机构提供交易结算所需信息。
- (五) 按规定披露和提供川渝调峰市场相关信息。
- (六) 法律法规及相关市场规则所规定的其他权利和义务。

第十四条 区域电力交易机构的权利和义务：

- (一) 负责市场主体交易注册工作。
- (二) 负责市场交易结算的归口管理，提供电力交易结算依据及相关服务。
- (三) 按规定披露和发布市场信息。
- (四) 法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十五条 省级电力交易机构的权利和义务：

- (一) 协同电力调度机构建设和运营川渝调峰市场。
- (二) 建设、运行和维护相关交易技术支持系统。
- (三) 提供市场主体交易注册服务。
- (四) 负责市场主体交易申报。
- (五) 提供电力交易结算凭证（依据）。
- (六) 按规定披露和发布市场信息。
- (七) 法律法规及相关市场规则所规定的其他权利和义务。

第十六条 电网企业的权利和义务：

- (一) 按照市场规则参与川渝调峰市场。

- (二) 为市场主体提供公平的输电服务, 按规定收取输电费。
- (三) 按照结算关系与有关市场主体进行结算。
- (四) 按规定披露和提供信息。
- (五) 法律法规及相关市场规则所规定的其他权利和义务。

第十七条 市场主体的权利和义务:

- (一) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。
- (二) 按照市场规则自主自愿参与川渝调峰市场申报。
- (三) 及时、准确、严格执行市场出清结果。
- (四) 获得公平的输电服务。
- (五) 按规定提供信息, 获得市场交易相关信息。
- (六) 法律法规及相关市场规则规定的其他权利和义务。

第十八条 参与川渝调峰市场交易的市场主体应为具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

(一) 发电企业应依法取得电力业务许可证(发电类), 并在相关电力交易机构注册。

(二) 新型市场主体(含独立参与或以聚合方式)应具备执行市场出清结果的能力, 能够响应省级及以上电力调度机构指令, 其生产运行信息应满足相关电力调度机构的接入要求, 可实现电力、电量数据分时计量与传输, 确保数据的准确性与可靠性。

第三章 交易组织方式

第十九条 市场运营机构组织市场主体进行市场申报和出清。服务提供方申报信息为川渝调峰市场所产生的跨省交易电量在服务提供方省（电量购入省）的落地电力和价格。服务需求方申报信息为川渝调峰市场所产生的跨省交易电量在服务需求方省（电量送出省）的上网电力和价格。

第二十条 服务提供方申报的落地电力和价格，考虑输电价格和线损后折算到送端交易计量关口，与服务需求方申报信息集中出清。

第二十一条 服务提供方申报信息如下：

（一）燃煤火电机组根据自身发电情况，申报其对应到每个交易时段的减发电力和交易价格，按照价格非递增原则逐区间申报（最多 5 个区间），形成“电力-价格”曲线。燃煤火电机组应根据服务提供方省级调度机构校核通过的可售容量进行申报，避免出现申报量造成本省（市）调峰资源不足的情况。

（二）独立储能根据省内调度计划，申报可交易时段、可交易时段的增加充电电力和交易价格、充放电容量、最大充放电功率等。按照价格非递增原则逐区间申报（最多 5 个区间），形成“电力-价格”曲线。

（三）抽水蓄能电站根据省内调度计划，申报可交易时段、可交易时段的抽水电力和交易价格等。按照价格非递增的原则进行逐区间申报（最多 5 个区间），形成“电力-价格”曲线。若抽蓄机组抽水时不具备连续调节能力，按照单机容量整数倍进行申报。

（四）负荷侧调节资源根据基准用电功率曲线，申报可交易

时段、可交易时段的增用电力和交易价格等。按照价格非递增的原则进行逐区间申报（最多 5 个区间），形成“电力-价格”曲线。基准用电功率曲线参照《电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》(GB/T 37016-2018)执行确定：

（1）工作日：向前选择 5 个正常工作日，以该 5 个工作日的 15 分钟计量样本的均值作为基准用电功率曲线。如果前 5 个正常工作日已有调用，则在对应的调用时刻减去相应调用值。

（2）非工作日（周末及法定节假日）：向前选择 2 个非工作日，以该 2 个非工作日的 15 分钟计量样本的均值作为基准用电功率曲线。如果前 2 个非工作日已有调用，则在对应的调用时刻减去相应调用值。

第二十二条 服务需求方申报信息如下：

（一）服务需求方根据自身发电需求，申报其对应到每个交易时段的交易电力和交易价格，按照价格非递减原则逐区间申报（最多 5 个区间），形成“电力-价格”曲线。

（二）日前市场，服务需求方申报次日调峰需求“电力-价格”曲线，服务提供方根据次日调峰富余能力申报“电力-价格”曲线。

（三）日内市场，服务需求方申报增量调峰需求“电力-价格”曲线，服务提供方根据日内调峰富余能力申报“电力-价格”曲线。

第二十三条 为减少清洁能源弃电风险，促进清洁能源充分消纳，川渝调峰市场交易分为两个阶段组织，服务提供方仅在第一阶段申报一次“电力-价格”曲线，用于两个阶段的市场出清。

第二十四条 第一阶段交易机制采用“双边报价、统一边际出

清”方式开展：

（一）将每个交易时段服务提供方的折算价格从高到低排序、服务需求方的申报价格从低到高排序，按照服务双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零或满足该交易时段调峰需求。最后一笔成交量的服务提供方折算价格与服务需求方申报价格的平均值作为第一阶段边际出清价格。

（二）当存在多个服务提供方申报价格等于边际出清价格时，中标电力按服务提供方申报电力比例分配；当存在多个服务需求方申报价格等于边际出清价格时，中标电力按服务需求方申报需求比例分配。

第二十五条 若第一阶段成交量无法满足省（市）全部调峰需求，则剩余的省（市）调峰需求参与第二阶段交易。第二阶段交易采用“服务提供方集中竞价统一边际价格出清、服务需求方摘牌”交易机制：

（一）服务提供方仅申报一次“电力-价格”曲线。将服务提供方申报的“电力-价格”曲线减去第一阶段中标的电力，形成第二阶段“电力-价格”曲线，参与第二阶段交易。

（二）将每个交易时段服务提供方的折算价格从高到低排序，直至满足该时段服务需求方剩余调峰需求。形成第二阶段统一边际预出清价格及中标电力。

（三）服务需求方根据第二阶段预出清结果按自愿原则进行摘牌，通过摘牌成交的总量形成第二阶段最终出清价格及中标电力。

(四)当存在多个服务提供方申报价格等于边际出清价格时,中标电力按服务提供方申报电力比例分配;当出现服务需求方摘牌总量大于服务提供方申报能力时,中标电力按服务需求方申报需求比例分配。

第四章 日前市场组织流程

第二十六条 每个工作日(D-1)组织次日(D)96个时段的日前川渝调峰市场。节假日前的最后一个工作日可集中组织周末和节假日期间及节后第一个工作日的多日交易。

第二十七条 (D-1)日10:30前,省级调度机构编制省内发电调度预计划(省内电力现货市场未运行时),或者完成省内现货预出清(省内电力现货市场运行时)。

第二十八条 (D-1)日12:30前,区域调度机构接收国家电力调度控制中心下发的跨区联络线送电计划。若区域调度机构未在12:30前收到正式跨区联络线送电计划,后续流程相应顺延。

第二十九条 (D-1)日13:00前,市场运营机构组织市场主体完成川渝调峰市场申报,并进行合理性校验和初步安全校核。申报前,省级调度机构需完成本省(市)服务提供方申报的次日跨省富余能力校核。

第三十条 (D-1)日14:00前,区域调度机构完成日前川渝调峰市场集中出清。

第三十一条 (D-1)日14:30前,区域调度机构下发川渝调峰市场交易结果和跨省发输电日前调度计划。

第三十二条 (D-1)日 17:30 前, 省级调度机构根据最新省间联络线等边界条件, 更新省内机组次日发电计划(省内电力现货市场未运行时), 或者完成省内现货正式出清(省内电力现货市场运行时)。

第五章 日内市场组织流程

第三十三条 日内川渝调峰市场每日按照日前市场机制相同的规则进行申报和出清, 需保证在每个交易时段 30 分钟前确定该时段的成交情况。

(一) 市场运营机构组织市场主体按照日前市场机制相同的规则完成申报。

(二) 区域调度机构完成川渝调峰市场集中出清。

(三) 区域调度机构下发川渝调峰市场交易结果和更新跨省发输电日内调度计划;

(四) 省级调度机构根据最新省间联络线等边界条件, 更新省内机组日内发电计划(省内电力现货市场未运行时), 或者完成省内现货正式出清(省内电力现货市场运行时)。

第六章 计量与结算

第三十四条 川渝调峰市场费用实行日清月结, 交易双方均与所在省(市)电网企业按交易电量的上下网关系进行结算, 与当月电费结算同步完成。

第三十五条 川渝调峰市场电网输电通道输电价格按国家核定的标准执行，独立储能、抽水蓄能电站等另有政策的按相关政策执行。相关输电费、线损由服务提供方承担。线损在市场交易电量结算环节按跨省交易有关规定处理。

第三十六条 川渝调峰市场相关主体收支情况。

(一) 服务需求方（电量送出者）市场主体费用结算

收入费用= \sum （中标执行电量 \times 市场出清价格）。由所在省（市）电网企业向对应发电企业支付。

(二) 服务提供方（电量购入者）市场主体费用结算

(1) 燃煤火电机组

支付费用= \sum 机组中标执行电量 \times （出清价格+省间输电价格+服务需求方省级电网企业输电价格），由提供调峰辅助服务的燃煤火电机组向所在省（市）电网企业支付。

燃煤火电机组因该调峰交易而减发的电量按原有中长期合同“照付不议”另行结算费用，若省（市）另有规定的，按规定执行。

(2) 独立储能

支付费用= \sum 出清中标充电电量 \times （出清价格+省间输电价格+服务需求方省级电网企业输电价格）。由提供调峰辅助服务的独立储能向所在省（市）电网企业支付。

独立储能中标后，其出清中标充电电量对应的放电量、放电时段及放电价格，由所在省（市）调度机构根据有关政策和规则另行组织，并结算对应的省内电能量费用。

收入费用= \sum （出清中标充电电量 \times 充放电效率 \times 放电价格）-

支付费用。

(3) 抽水蓄能电站

支付费用= \sum 出清中标抽水电量 \times (出清价格+省间输电价格+服务需求方省级电网企业输电价格)。由提供调峰辅助服务的抽水蓄能电站向所在省(市)电网企业支付。

抽水蓄能电站中标后,其出清中标抽水电量视为所在省级电网企业的外购电量。出清中标抽水电量对应的放电量、放电时段及放电价格,由所在省(市)调度机构根据有关政策和规则另行组织,并结算对应的省内电能量费用。

抽水蓄能电站因参加川渝调峰市场交易而获得收益的 20%由抽水蓄能电站保留,80%由所在省(市)电网企业按有关政策规定处置。

收入费用= $[\sum$ 出清中标抽水电量 $\times 75\% \times$ 发电价格-支付费用] $\times 20\%$

(4) 负荷侧调节资源

支付费用= \sum 中标执行电量 \times (出清价格+省间输电价格+服务需求方省级电网企业输电价格),由提供调峰辅助服务的负荷侧调节资源向所在省(市)电网企业支付,用于结算负荷侧调节资源超出基准用电功率曲线的有效响应部分。

(三)若调峰机组同时参与且中标省内调峰市场、川渝调峰市场,其省内调峰补偿费用结算时应当扣除在川渝调峰市场的中标电量。

第七章 执行与考核

第三十七条 电力调度机构应依据川渝调峰市场出清结果编制、调整和执行联络线计划。

第三十八条 电力调度机构应根据电网运行实际，优先安排调度管辖范围内其它机组承担偏差部分。省内电力现货市场未运行时，相关偏差电量按照省内相关规则处理；省内电力现货市场运行时，相关偏差电量按照省内电力现货市场规则处理。

第三十九条 服务提供方省在运行日出现调峰资源不足时，可通过参加日内川渝调峰市场等方式解决，原则上不更改日前川渝调峰市场交易结果。

第八章 信息披露与报送

第四十条 市场信息按公开对象分为公众信息、公开信息和特定信息。公众信息是指向社会公众披露的信息，公开信息是指向有关市场成员披露的信息，特定信息是指根据市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第四十一条 市场运营机构应通过川渝调峰市场相关技术支持系统和电力交易平台系统披露市场相关信息。市场信息分为日交易信息、月度交易信息和年度交易信息，内容包括市场需求信息、市场供应信息、市场出清信息、市场结算信息等。

（一）市场需求信息：服务需求方向市场平台申报调峰需求，市场平台发布该需求信息。

(二) 市场供应信息：服务提供方向市场平台申报可售容量及电价，市场平台发布调峰总供应信息。

(三) 市场出清信息：市场出清后，市场平台发布川渝调峰市场出清结果，包含且不限于市场主体、安全校核、中标时段、中标电力、出清价格、调用情况、考核情况等信息。

(四) 市场结算信息：市场结算信息包括所有市场主体参与川渝调峰市场电价、电量、电费等信息。

第四十二条 市场运营机构应在每个工作日 12:00 前发布前一日或前几日（如遇节假日）交易信息。对市场信息有异议的发电企业应在信息发布后 2 小时内提出核对要求。市场运营机构在接到核对要求后的 4 小时内予以答复，并发布最终的统计结果，作为市场结算凭证（依据）。

第四十三条 每月 15 日前，市场运营机构向相关市场主体出具上月川渝调峰市场交易结算凭证（依据）。

第四十四条 每月 20 日前，市场运营机构应将上月川渝调峰市场运营情况以正式文件报送华中能源监管局和四川能源监管办。报告内容包括但不限于川渝调峰市场需求、提供和执行情况，市场主体、中标时段、中标电力、出清电价、输电价格等。

第九章 市场监控和风险防范

第四十五条 电力调度机构、电力交易机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防范等职责，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强

对市场运营情况的监控分析。

第四十六条 电力调度机构、电力交易机构主要对以下事项进行监测分析和风险评估：

- （一）市场报价和运行情况。
- （二）市场成员执行市场交易规则情况。
- （三）市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况。
- （四）跨省输电通道阻塞等情况。
- （五）非正常报价等市场异常情况。
- （六）市场风险评估及防控情况。

第四十七条 当出现以下情况时，电力调度机构、电力交易机构依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全。
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的。
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的。
- （四）因不可抗力市场化交易不能正常开展的。
- （五）国家能源局华中能源监管局作出暂停市场交易决定的。
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

第四十八条 市场干预的手段包括：

- （一）调整市场限价。
- （二）调整市场准入和退出条件。

(三) 调整市场交易电量。

(四) 暂停市场交易，待处理和解决问题后重新启动。

(五) 法律法规所规定的其他情况。

第四十九条 电力调度机构、电力交易机构应当分别详细记录市场干预期间的有关情况，包括市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，向国家能源局华中监管局提交报告，并按信息披露规则向市场成员披露。

第五十条 市场主体对市场交易、调用、统计及结算等情况存在异议时，可向市场运营机构提出，解释或处理仍有争议时，可申请能源监管机构依法处理。

第十章 附 则

第五十一条 本规则由华中能源监管局会同四川能源监管办负责解释。

第五十二条 本规则自发布之日起实施，有效期三年。