

国家能源局西北监管局文件

西北监能市场〔2020〕8号

国家能源局西北监管局关于印发 西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则 的通知

国家电网公司西北分部，国网陕西、甘肃、青海省电力公司，
国网宁夏、新疆电力有限公司，各有关发电企业：

自《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则（试行）》实施以来，对完善西北辅助服务市场化补偿与分担机制、促进资源在更大范围优化配置、缓解西北电力运行中的新能源消纳问题等发挥了积极作用。为适应西北辅助服务市场建设的新形势和新要求，进一步优化电力资源配置，保障西北电力系统安全、

优质、经济运行，我局经商甘肃、新疆能源监管办公室，组织各有关单位对《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则（试行）》进行了修订，现予印发，请认真贯彻执行。

一、请各电力企业高度重视，认真组织学习《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》，严格遵照执行，切实做好交易的组织、实施和结算工作，确保电网安全稳定经济运行，有效促进新能源消纳。

二、规则实施过程中如有重大问题，请及时报告西北能源监管局。

附件：西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则



国家能源局西北监管局

2020年1月8日

附件

西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则

第一章 总则

第一条 为落实《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）及配套文件精神，发挥市场在资源配置中的决定性作用，充分利用西北电网各省（区）间调峰互济能力，有效促进西北区域内清洁能源消纳，制定本规则。

第二条 本规则依据《关于推进电力市场建设的实施意见》（中发〔2015〕9号附件3）、《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）、《2018年能源工作指导意见》（国能发规划〔2018〕22号）及国家相关法律、法规制定。

第三条 西北区域省间调峰辅助服务是指在西北区域内调峰资源不足省（区）清洁能源企业（以下简称“接受服务方”）可能产生弃水、弃风、弃光时，向调峰资源富余省区的发电企业、用户（以下简称“提供服务方”）购买跨省调峰的服务。

第四条 坚持市场化导向，市场主体自主自愿参与市场，根据“先省内、后跨省”的优先级顺序，电源侧和用户侧集中竞价出清。坚持“公开、公平、公正”原则，确保市场运作规范

透明。

第五条 西北区域省间调峰辅助服务市场所有成员必须遵守本规则，严格执行调度指令，不得以参与调峰服务市场为由，影响电力系统安全。

第六条 西北区域省间调峰辅助服务市场中的火电机组基准开机方式依据机组组合确定。水电机组电量计划依据黄河水利委员会每月下达的水库计划确定。用户侧基准依据前 10 个自然日的平均原始负荷曲线确定。

第七条 西北能源监管局会同甘肃、新疆能源监管办负责西北区域省间调峰辅助服务市场的运营管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第八条 西北区域省间调峰辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第九条 市场运营机构为西北分部，主要职责是：

- （一）运营西北区域省间调峰辅助服务市场；
- （二）建立、维护市场的技术支持平台；
- （三）依据市场规则组织区域调峰辅助服务；
- （四）发布日、月度市场信息；
- （五）组织完成区域调峰辅助服务结算；
- （六）紧急情况下根据授权中止市场运行，保障电网安全运行；
- （七）评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

(八) 向西北能源监管局上报市场运行信息，接受监管。

第十条 市场主体包括：

(一) 提供服务方：现阶段，西北电力调控分中心（以下简称“分中心”）直调火电机组（含国调委托调管机组）、水电机组，西北区域内的虚拟储能服务提供商及具备一定调节能力的用户或负荷集成商可参与市场。条件成熟后，各省（区）调直调机组及天中、吉泉等西北区域内特高压直流配套电源可参与市场。

(二) 接受服务方：参与西北电网外送的直流配套新能源企业，西北区域内其他风电、光伏、水电等清洁能源企业，出力未降至调峰基准的火电机组（含热电机组），具体在各省（区）分摊细则中确定。市场初期清洁能源企业由所属调控机构代理参与市场。

(三) 输电方：电网企业。

第十一条 提供服务方权利义务：

(一) 进行调峰能力、虚拟储能能力、可调节负荷能力的申报和竞价。

(二) 按市场规则提供辅助服务，并获取相应收益。

(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，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

(五) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第十二条 接受服务方权利义务:

(一) 提升发电预测准确率, 申报发电预测情况。

(二) 按市场规则接受辅助服务, 并支付辅助服务费用。

(三) 服从电力调度机构的统一调度, 在系统特殊运行状况下(如事故等)按调度要求安排出力。

(四) 按规定披露和提供信息, 获得市场交易和输配电服务等相关信息。

(五) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十三条 输电方权利义务:

(一) 保障跨省输电通道等输配电设施的安全稳定运行。

(二) 为市场主体提供公平的输电服务和电网接入服务。

(三) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第三章 市场品种

第十四条 西北区域省间调峰辅助服务市场包括有偿调峰、启停调峰、虚拟储能、用户侧调峰。其中有偿调峰可分为火电有偿调峰和水电有偿调峰。

第十五条 火电有偿调峰是指调峰资源富余的火电机组主动参与市场, 向调峰资源不足省(区)提供的调峰服务。

第十六条 水电有偿调峰是指水电机组主动以“群”模式参与市场, 向调峰资源不足省区提供的调峰服务。

第十七条 启停调峰是指有启停调峰能力的火电机组, 通过

机组短时启停（72小时以内）向调峰资源不足的省区提供的调峰服务。

第十八条 虚拟储能是指虚拟储能服务提供商利用储存电能的能力，向调峰资源不足省区提供的调峰服务。

第十九条 用户侧调峰是指用户侧可调节负荷主动参与市场，向调峰资源不足省区提供的调峰服务。

第四章 有偿调峰

第二十条 火电机组在日前申报次日96点“电力”曲线和调峰电价。调峰电价全天暂定两个价。

第二十一条 火电有偿调峰服务分为三档，第一档调峰电量予以追补，以月度为单位进行滚动平衡；第二、三档调峰电量不予追补，作为替发电量，从当月发电计划中核减。具体分档情况如下：

档位	火电厂负荷率
第一档	所在省（区）内调峰市场有偿调峰基准 \leq 负荷率
第二档	$40\% \leq$ 负荷率 $<$ 所在省（区）内调峰市场有偿调峰基准
第三档	负荷率 $<40\%$

备注：昭沂直流配套火电分档参照宁夏省内调峰辅助服务市场有偿调峰基准。

第二十二条 非直流配套火电机组第一档有偿调峰报价区间为0-0.1元/千瓦时。

第二十三条 非直流配套火电机组第二、三档有偿调峰报价

区间参照所在省（区）内调峰辅助服务市场规则执行。

第二十四条 直流配套电源按照单独控制区模式（同一直流配套电源形成一个独立控制区）参与区域省间辅助服务市场。

第二十五条 直流配套火电优先为同一控制区内新能源企业提供调峰服务，第一档为无偿调峰服务，第二、三档调峰参照所在省（区）内调峰辅助服务市场规则执行（昭沂直流配套火电参照宁夏区内调峰辅助服务市场规则）。

第二十六条 直流配套新能源无调峰需求时，直流配套火电优先为所在省（区）新能源企业提供调峰服务，第一档调峰报价区间为 0-0.05 元/千瓦时，第二、三档调峰报价区间参照所在省（区）内调峰辅助服务市场规则执行。

第二十七条 直流配套及直流所在省（区）新能源企业均无调峰需求时，直流配套火电可为区域内其余省（区）新能源企业提供调峰服务，调峰报价区间同非直流配套火电。

第二十八条 火电有偿调峰可分为日前市场和日内市场，分中心根据市场需求按照日前报价与替发价格差值由低到高进行排序，在满足电网安全约束的情况下依次调用（价格相同时按等比例调用）。其中，替发价格是区域调峰辅助服务替发电量对应的结算价格，具体见结算细则。

第二十九条 火电有偿调峰收益根据出清结果结算。其中出清价格是指机组所在省被实际调用的最后一台调峰机组的报价。

第三十条 水电有偿调峰中，接受服务方需在日前申报次日电价，电价申报区间为：0.01-0.03 元/KW.h。

第三十一条 水电有偿调峰可分为日前市场和日内市场。分中心根据接受服务方申报电价由高到低进行排序，在满足电网安全约束情况下进行水电调峰资源调用（报价相同时按等比例调用）。

第三十二条 水电有偿调峰收益根据出清结果结算。有偿调峰电量是指水电机组出力低于水电计划形成的未发电量，出清价格为实际接受服务方日前申报的最高价格。

第三十三条 水电有偿调峰电量采用“日平衡，月收口”的模式在月内平衡，确保不影响水库计划。

第三十四条 有偿调峰中省（区）内分摊细则由五省（区）电力公司制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行。直流配套新能源分摊细则由所在省（区）电力公司制定，向所属能源监管派出机构报备后执行，其中昭沂直流配套新能源分摊细则向西北能源监管局报备后执行。

第五章 启停调峰

第三十五条 火电机组在日前申报次日参与启停调峰的电价信息。火电机组按照机组额定容量对应的启停调峰服务报价区间进行报价，各级别机组的报价上限见下表：

机组额定容量级别（万千瓦）	报价上限（万元/次）
60	120
100	200

第三十六条 启停调峰仅在日前进行组织。分中心按照各火电机组日前单位容量报价由低到高进行排序，按照启停调峰机组容量与次日调峰缺口相匹配的原则，根据市场需求日前安排机组调停。

第三十七条 启停调峰根据日前出清情况计算调峰辅助服务费用。市场出清价格是指当日实际调用到的最后一台启停的同容量级别机组的报价。

第三十八条 启停调峰中机组报价相同时，根据以下三点边界条件进行调用：（1）经西北分中心及各省（区）调安全校核，满足电网安全约束条件；（2）启停行为与新能源消纳相关性最大化；（3）电厂月度电量完成情况。

第三十九条 启停调峰产生的调峰电量予以追补，以月度为单位进行滚动平衡。

第四十条 启停调峰中省（区）内分摊细则由五省（区）电力公司制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行。直流配套新能源分摊细则由所在省（区）电力公司制定，向所属能源监管派出机构报备后执行，其中昭沂直流配套新能源分摊细则向西北能源监管局报备后执行。

第六章 虚拟储能

第四十一条 市场初期，西北区域内的虚拟储能服务提供商主要考虑网内的大型自备企业。

第四十二条 虚拟储能服务提供商通过调整机组出力或负

荷，进行清洁能源电能的储存和支取，为清洁能源提供辅助服务并收取储能费。

第四十三条 虚拟储能服务提供商上报次日96点储能能力。市场初期储能费暂采取定价模式，暂定为0.05元/kW·h。

第四十四条 虚拟储能分日前市场和日内市场，由分中心根据市场需求进行跨省虚拟储能电能匹配，确定虚拟储能电力曲线，下发执行。

第四十五条 虚拟储能根据出清情况计算调峰辅助服务费用。原则上虚拟储能服务提供商在虚拟储能过程中产生的调峰电量不影响其月度电量计划。

第四十六条 虚拟储能中省（区）内分摊细则由五省（区）电力公司制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行。直流配套新能源分摊细则由所在省（区）电力公司制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行，其中昭沂直流配套新能源分摊细则向西北能源监管局报备后执行。

第七章 用户侧调峰

第四十七条 市场初期，参与用户侧调峰的企业主要考虑具备一定规模，可调节量达10%额定负荷及以上的用户或负荷集成商，经西北分部向所在省（区）能源监管派出机构报备后参与市场。

第四十八条 市场初期，用户侧调峰费暂采取定价模式。若用户在峰段参与市场，辅助服务费用依照所在省（区）峰-平电

价差额进行补偿；若用户在平段参与市场，辅助服务费用依照所在省（区）平-谷电价差额进行补偿。各用户峰平谷时段依据其在所在省（区）内执行的峰平谷电价时段确定。市场成熟后，将以上述定价价格为报价上限开展用户侧竞价调峰。

第四十九条 用户侧调峰分日前市场和日内市场，由分中心根据市场需求进行跨省用户侧调峰电能匹配，确定用户的负荷曲线，下发执行。

第五十条 用户侧调峰根据出清情况计算调峰辅助服务费用。

第五十一条 用户侧调峰中省内分摊细则由五省（区）电力公司制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行。直流配套新能源分摊细则由所在省（区）电力公司制定，向所在省（区）能源监管派出机构报备后执行，其中昭沂直流配套新能源分摊细则向西北能源监管局报备后执行。

第八章 日前市场组织

第五十二条 每个工作日组织次日 96 个时段（00:15-24:00，15 分钟为一个时段）的日前辅助服务。节假日前，可集中组织节日期间的多日交易。

第五十三条 工作日 9:00 前五省（区）调控中心通过跨省调峰辅助服务市场平台向分中心上报次日系统负荷预测、清洁能源预测等信息，分中心在平台上进行发布。

第五十四条 工作日 9:30 前，火电机组完成次日 96 点跨

省有偿调峰电力曲线、电价信息及启停调峰电价申报；虚拟储能服务提供商完成次日 96 点储能能力申报；用户完成次日可调节负荷量、可调节时长申报；五省（区）调控中心完成次日水电有偿调峰电价申报。

第五十五条 工作日 10:00 前完成省间调峰辅助服务市场中电源、用户报价的集中排序工作，做好省间调峰市场出清准备。五省（区）调控中心完成省间短期交易。

第五十六条 工作日 10:30 前，五省（区）调控中心完成跨区现货相关报送工作。

第五十七条 工作日 15:00 前，分中心按照国调下发跨区联络线计划，向五省（区）调控中心下发次日跨省联络线计划。

第五十八条 工作日 15:30 前，五省（区）调控中心完成次日 96 点跨省调峰需求曲线申报，申报前需进行合理性校验并通过初步安全校核；同时，对本省水、火电机组、虚拟储能服务提供商、用户申报的次日跨省调峰能力进行校核。分中心完成对直流配套火电申报的次日跨省调峰能力的校核。

第五十九条 工作日 16:30 前，分中心完成次日跨省调峰服务市场出清、调用工作，下发最终的次日跨省联络线计划。

第六十条 工作日 17:00 前，分中心及五省（区）调控中心完成次日电能计划编制。

第八章 日内市场组织

第六十一条 日内省间调峰辅助服务市场允许接受服务方

随时申报调峰需求，调度机构视情况安排调峰服务。

第六十二条 T-30 分钟前（交易时段起始时刻为 T，下同），接受服务方完成本时段内省间调峰需求曲线申报，最长可申报 T 时刻至 T+3.5 小时之间的调峰需求，申报前需进行合理性校验并通过初步安全校核。同时，对本省水、火电机组、虚拟储能服务提供商申报的省间调峰能力进行校核。

第六十三条 T-25 分钟前，分中心完成本时段内跨省调峰服务市场出清，形成满足安全约束的出清结果。

第六十四条 T-15 分钟前，分中心下发提供服务方机组发电计划、用户用电计划（T+1 小时至 T+3.5 小时之间）。

第九章 交易结果执行

第六十五条 五省（区）调控中心应严格执行市场出清后的联络线计划。

第六十六条 若接受服务方清洁能源预测发电能力大于实际出力，且实际出力大于市场已出清的调峰量，所在省（区）公司应组织其他电源发电，以填补跨省联络线的偏差，清洁能源和其他电源的减发、增发电量月内滚动平衡，省间调峰电量不变。

第六十七条 若接受服务方清洁能源预测发电能力大于实际出力，且实际出力小于市场已出清的调峰量，所在省区公司应组织其他电源外送，以填补跨省联络线的偏差，清洁能源实际出力低于市场已出清调峰量的部分从其他电源处按标杆电价

购买。

第六十八条 火电机组因机组缺陷等自身原因导致实际调峰电量低于出清调峰电量时，对调峰电量缺额部分进行考核，考核罚金将按比例补偿参与偏差调整的其他火电机组。

考核罚金 = 缺额电量 × 出清电价 × 1.3

缺额电量 = $\sum_{i=1}^n$ (机组出清电力 - 实际调峰电力) (n 为出清时长)

第六十九条 火电机组因机组缺陷等自身原因导致实际调峰电量高于出清调峰电量时，多调整部分不予补偿。

第七十条 自备企业由于内部故障造成结算关口多下网或多上网，均不认定为储能，产生的偏差电量按照现行方式结算。

第七十一条 直流配套火电机组因缺陷调减出力或非停时，由分中心组织网内其余电源调增出力保证直流功率，产生的偏差电量按照现行方式结算。

第七十二条 用户因自身原因导致实际提供的调峰电量高于出清调峰电量时，按照出清调峰电量进行辅助服务费用结算。用户因自身原因导致实际提供的调峰电量低于出清调峰电量时，按照实际提供的调峰电量进行辅助服务费用结算。

第七十三条 若因不可抗力因素、电网安全约束、电网故障、及政府有关部门临时水库计划调整造成的调峰偏差，免除市场运营机构和市场主体责任。

第十章 计量与结算

第七十四条 区域调峰辅助服务计量的依据为：电力调度指令、系统采集的实时数据、电量数据等。

第七十五条 西北分部负责组织区域调峰辅助服务结算，五省（区）公司按照所在省（区）能源监管派出机构批复的分摊细则进行省内结算。

第七十六条 用户侧调峰辅助服务结算不影响用户正常电费结算。

第七十七条 区域调峰服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，进行日清月结。

第七十八条 区域调峰辅助服务结算方法见具体结算细则。

第十一章 信息发布

第七十九条 市场信息通过区域调峰辅助服务市场平台统一发布。

第八十条 市场信息分为日信息、月度信息，内容包括提供服务方、接受服务方、服务时段、电力电量、价格、费用等。

第八十一条 工作日 12 时发布前一日区域调峰辅助服务市场信息。对市场信息有异议的发电企业和用户应在信息发布后 2 小时内提出核对要求。调度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，作为市场结算依据。

第八十二条 每月第 5 个工作日，西北分部向五省区公司发送上月省间跨省调峰辅助服务市场月度结算单。

第八十三条 每月第 10 个工作日，五省（区）公司负责向

西北分部报送调峰辅助服务费用月度分摊结算明细，同时报备相关省（区）能源监管机构。

第八十四条 每月第12个工作日，西北分部负责向西北能源监管局报送上月度调峰辅助服务市场运行报表。

第八十五条 每月第15个工作日，西北能源监管局完成区域调峰辅助服务市场月度运行报表批复工作，并向市场主体发布。

第十二章 市场监管及干预

第八十六条 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省间调峰辅助服务市场实施监管，可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的依法依规进行处理。

第八十七条 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，也可授权西北分部进行干预：

（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）系统调峰、调频容量及无功容量无法满足电网安全稳定运行要求时。

（三）跨省调峰辅助服务市场平台、调度技术支持系统、数据通信系统发生故障，导致调峰无法正常进行时。

（四）市场主体滥用市场力、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。

第八十八条 市场干预的主要手段包括但不限于：

(一) 调整有偿调峰基准；

(二) 调整市场限价；

(三) 调整市场准入及退出；

(四) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第八十九条 市场干预期间，西北分部应记录干预的起因、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和新疆能源监管办。

第九十条 市场干预期间，各市场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。

第九十一条 西北分部应将省间调峰辅助服务市场年度运营情况等信息报送西北能源监管局备案，同时抄送甘肃能源监管办和新疆能源监管办。

第九十二条 因省间调峰辅助服务调用、统计及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生半年内向西北能源监管局提出书面申请，西北能源监管局会同涉及省（区）的能源监管机构依据相关办法进行处理。

第十三章 附则

第九十三条 本规则由西北能源监管局负责解释。

第九十四条 西北能源监管局根据电力体制改革情况及省

间调峰辅助服务市场运营情况，组织对相关规则进行修改完善。

第九十五条 本规则自发布之日起施行。

抄送：甘肃、新疆能源监管办公室。

国家能源局西北监管局综合处

2020年1月14日印发

