



**重庆市经济和信息化委员会
华中能源监管局
重庆市能源局
重庆市物价局
关于印发重庆市电力中长期交易实施细则
(暂行)的通知**

渝经信发〔2018〕57号

各区县（自治县）经济信息委、发展改革委，各开发区，国网重庆市电力公司，三峡水利电力（集团）股份有限公司、重庆乌江电力有限公司、重庆涪陵聚龙电力有限公司，有关发电企业、售电公司、电力用户：

为深入贯彻中共中央、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）及其配套文件精神，按照国家发展改革委、国家能源局《关于印发电力中长期交易基本规则（暂行）的通知》（发改能源〔2016〕2784号）及我市供给侧改革相关要求，加快推进我市电力市场建设，规范电力中长期交易行为，依法维护电力市场主体合法权益，保障电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，现将《重庆市电力中长期交易实



重庆市经济和信息化委员会规范性文件

施细则（暂行）》印发给你们，请遵照执行。

重庆市经济信息委

重庆市能源局

华中能源监管局

重庆市物价局

2018年8月28日

（此件公开发布）



重庆市电力中长期交易实施细则（暂行）

第一章 总则

第一条 为规范重庆市电力中长期交易行为，依法维护电力市场主体的合法权益，保障电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，根据中共中央、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）及其配套文件，国家发展改革委、国家能源局《关于印发电力中长期交易基本规则（暂行）的通知》（发改能源〔2016〕2784号）等有关法律、法规规定，结合重庆市电力市场实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于国网重庆市电力公司供电范围内开展的市内电力交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易和辅助补偿交易等。地方电网企业供电范围内的电力交易可参照本细则执行。

随着竞争性环节电价放开或发用电计划放开达到一定比例，在市场交易具备一定条件时，将适时启动电力现货市场建设，建立以电力中长期交易和现货交易相结合的市场化电力电量平衡机制。

第三条 本细则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条



件的发电企业、电网企业、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易。

优先发电电量和基数电量现阶段视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同纳入电力中长期交易范畴，其全部电量交易和执行均需符合本细则相关规定。辅助服务补偿（交易）机制纳入电力中长期交易范畴，具体实施细则由华中能源监管局牵头、重庆市级相关部门配合，共同另行制定。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 重庆市经济和信息化委员会、华中能源监管局、重庆市能源局和重庆市物价局（以下简称重庆市电力管理和监管部门）根据职能依法履行重庆市电力中长期交易监督管理职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、售电企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等，其中电力交易机构是指重庆电力交易中心有限公司（以下简



称重庆电力交易中心)。

第七条 发电企业的权利和义务:

(一) 参与电力市场交易, 执行优先发电等合同, 签订和履行市场化交易形成的购售电合同;

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务;

(三) 执行并网调度协议, 服从电力调度机构的统一调度, 按规定提供辅助服务;

(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) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电力用户和不拥有配电网运营权售电公司的权利和义务:

(一) 参与电力市场交易, 签订和履行购售电合同、输配电服务合同, 提供参与交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息;

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务, 按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等;

(三) 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;

(四) 服从电力调度机构统一调度, 在系统特殊运行状况下



(如事故、严重供不应求等)按电力调度机构要求安排用电;

(五)遵守重庆市电力管理和监管部门有关电力需求侧管理规定,执行有序用电管理,配合开展错避峰;

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 拥有配电网运营权售电公司的权利和义务:

(一)拥有并承担不拥有配电网运营权售电公司全部的权利和义务;

(二)拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务,按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务;

(三)承担配电网安全责任,按照国家、电力行业标准和重庆市相关要求提供安全、可靠的电力供应,确保承诺的供电质量符合国家、电力行业标准和重庆市相关要求;

(四)按照国家、电力行业标准和重庆市相关要求负责配电网的投资、建设、运营、维护、检修和事故处理等工作,无歧视提供配电服务,不得干预用户自主选择售电公司;

(五)承担配电区域内电费收取和结算业务,按照政府核定的配电价收取配电费;按合同向各方支付相关费用,并向其供电的用户开具发票;代收政府性基金及附加;

(六)同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权;

(七)法律法规规定的其他权利和义务。



第十条 独立辅助服务提供者的权利和义务：

- （一）参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；
- （二）获得公平的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，按调度指令和合同约定提供辅助服务；
- （四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；
- （五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电网企业的权利和义务：

- （一）保障输配电设施的安全稳定运行；
- （二）为市场主体提供公平的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，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；
- （四）向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；
- （五）按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等；
- （六）预测并确定优先购电用户的电量需求，执行厂网间优先发电等合同；
- （七）按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场交易



的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（八）按规定披露和提供信息；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 重庆电力交易中心的权利和义务：

（一）组织各类交易，负责交易平台、技术支持系统的建设与运维；

（二）编制交易计划；

（三）负责市场主体的注册管理；

（四）提供电力交易结算依据(包括但不限于全部电量电费、输电服务费及辅助服务费等)及相关服务；

（五）监视和分析市场运行情况，及时向重庆市电力管理和监管部门报告市场主体异常交易或违法违规交易行为，合同执行情况及相关处理建议；

（六）配合重庆市电力管理和监管部门对交易情况、市场运营情况进行分析评估，提出相关建议；

（七）配合重庆市电力管理和监管部门开展市场主体信用评价，维护市场秩序；

（八）草拟重庆市电力交易相关操作细则；

（九）按规定披露和发布信息；



(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力调度机构的权利和义务：

(一) 负责安全校核；

(二) 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

(三) 向重庆电力交易中心提供安全约束条件、输电通道情况和相关基础数据，配合重庆电力交易中心履行市场运营职能；

(四) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任)；

(五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息以供市场主体进行查询；同时向参与跨省跨区交易的市场主体提供通道及潮流实际情况；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第十四条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电企业以及独立辅助服务提供者，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，符合有关准入条



件，并按要求办理相关手续后方可获准参与市场交易。非独立法人的电力用户、发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）经法人单位授权，可以参与相应电力交易。

被列入“涉电力领域失信联合惩戒对象名单”的发电企业、电力用户、售电企业以及独立辅助服务提供者不得参与市场交易。

第十五条 市场主体准入条件：

（一）发电企业准入条件。

- 1.依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）；
- 2.符合国家产业政策和国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求；

3.火力发电企业为单机容量 30 万千瓦及以上的企业（资源综合利用机组容量可放宽至 10 万千瓦），以及符合国家和重庆市准入条件的水力发电企业、新能源发电企业。

4. 并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费后，可作为合格的市场主体参与市场交易。

（二）电力用户准入条件。

- 1.电力用户准入电压等级等要求按重庆市有关规定执行；
- 2.符合国家和重庆市产业政策及节能环保要求，落后产能、



违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与；

3.符合电网接入规范，满足电网安全技术要求；

4.拥有自备电厂的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。

（三）售电公司准入条件按照国家发展改革委、国家能源局《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）有关规定执行。

第十六条 独立辅助服务提供者准入条件：

（一）具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者，经电力调度机构进行技术测试通过后，方可参与；

（二）鼓励电储能设备、需求侧（如可中断负荷）等尝试参与。

第十七条 自愿参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场，不得随意退出市场；符合准入条件但未选择参与市场交易的电力用户，可向售电企业（包括保底供电企业）购电；不符合准入条件的电力用户由所在地供电企业按政府定价提供供电服务。

在其他交易机构注册的市场主体，其注册信息按重庆电力交易中心要求共享后，可在重庆电力交易中心开展交易。重庆电力交易中心根据市场主体注册情况和参与市场交易的情况，按月汇



总形成自主交易市场主体信息，向重庆市电力管理和监管部门、政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和重庆电力交易中心网站向社会公布。

第十八条 在重庆市注册的市场主体变更或撤销注册，应向重庆电力交易中心提出申请，经 10 个工作日公示无异议后，在 3 个工作日内完成变更或者撤销注册相关手续。

第十九条 市场主体被强制退出或者自愿退出市场的，按合同约定承担相应违约责任。电力调度机构不再继续执行涉及的合同电量。

市场主体在退出市场前，应提前至少 30 个工作日告知重庆电力交易中心及其他相关方，并将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，处理好相关事宜。

被强制退出的市场主体原则上 3 年内不得参与电力市场交易。退出市场的电力用户由电网企业或拥有配电网运营权的售电公司提供保底供电。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十条 交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易、辅助服务补偿（交易）机制等。



(一)电力直接交易是指符合准入条件的发电企业与电力用户(含售电公司)经双边协商、集中竞价等方式达成的购售电交易。

(二)跨省跨区交易可以在具备跨省跨区交易组织能力的交易平台开展;跨省跨区电量中属政府间框架协议内电量按照优先发电合同执行。

经点对网专线向重庆市输电的发电机组(含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况)视同为重庆市市内发电企业,不属于跨省跨区交易,纳入重庆市电力电量平衡,并按重庆市有关要求参与市场。

(三)合同电量转让交易是指发电企业之间、售电公司之间、电力用户之间就存量合同开展的电量转让交易。主要包括基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等转让交易。

发电企业之间以及电力用户之间可签订电量互保协议,一方因特殊原因无法履行市场化合同电量时,经电力调度机构安全校核通过后,由另一方代发(代用)部分或全部电量,在事后补充转让交易合同,并报重庆电力交易中心备案。

第二十一条 电力中长期交易主要按照年度、季度、月度为周期开展。有特殊需求时,也可以按照其他周期开展交易,必要时还可开展临时交易或紧急支援交易。



第二十二条 电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商交易应当作为主要的交易方式。

（二）集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，重庆电力交易中心考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格等。

（三）挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量及其价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第五章 价格机制

第二十三条 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商、集中竞价等市场化方式形成，第三方不得干预。

第二十四条 电力市场化交易输配电价按价格主管部门核定的输配电价执行，相关政府性基金及附加按国家有关规定执行。



第二十五条 跨省跨区交易输电价格按照价格主管部门有关规定执行。

第二十六条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易采用统一出清方式或根据双方申报价格确定；挂牌交易按挂牌价格确定。

集中竞价采用统一出清的，可根据买方申报曲线与卖方申报曲线交叉点对应价格确定，或者根据最后一个交易匹配对申报价格的平均值确定；采用撮合成交的，根据各交易匹配对的申报价格形成成交价格。

第二十七条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。市内合同电量转让、回购以及跨省跨区合同回购不收取输电费和网损。

第二十八条 参与电力直接交易的电力用户自参与之日起一个自然年内，暂不执行丰枯峰谷电价浮动；电力用户功率因数考核按有关规定执行。

第二十九条 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价（含挂牌）交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，对市场主体报价价格设置上下限：

燃煤发电机组价格上（下）限=重庆电网燃煤发电机组标杆电价 $\times$ （ $1\pm Kp$ ）



K_p 为限价系数, $0 < K_p < 1$ 。集中竞价前在交易平台上发布, 现阶段暂定为 0.15。

第六章 交易组织

第一节 交易时序安排

第三十条 开展年度交易时遵循以下顺序:

(一) 每年年底, 由重庆市经济和信息化委员会根据全市经济增长水平, 预测次年电力供需情况, 根据用户放开程度预测市场化电量规模。

(二) 首先安排跨省跨区优先发电。为落实国家能源战略, 确保清洁能源送出, 跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电。

(三) 其次安排市内优先发电。结合重庆市电网安全、供需形势、电源结构等, 科学安排优先发电。首先安排规划内的风电、太阳能、生物质发电、余热余压等可再生能源保障性收购小时以及可再生能源调峰机组优先发电, 其次按照二类优先发电顺序合理安排。

(四) 再次开展年度双边交易、年度集中竞价交易(双边及集中竞价交易均包括跨省跨区交易, 下同)。如年度双边交易已



满足全部年度交易需求，也可不开展年度集中竞价交易和挂牌交易。

（五）最后确定燃煤发电企业基数电量。根据重庆市年度发电预测情况，减去上述环节优先发电和年度市场化交易结果后，剩余发电需求在燃煤发电企业中分配，作为其年度基数电量。

（六）重庆电力交易中心在各类年度交易结束后，应根据安全校核后的结果，于12月底前将优先发电合同、基数电量合同、双边和集中竞价及挂牌直接交易合同、跨省跨区交易和合同电量转让交易结果进行汇总，发布年度汇总后的交易结果及分项交易结果。电力调度机构应合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第三十一条 年度交易开始前仍未确定优先发电的，电力调度机构参考历史情况测算，预留足够的优先发电空间，确保交易正常进行。

第三十二条 开展季（月）度交易时遵循以下顺序：在年度合同分解到季（月）度的基础上，首先开展季（月）度双边交易，其次开展季（月）度集中竞价交易。如季（月）度双边交易已满足全部交易需求，也可以不开展季（月）度集中竞价交易。

第三十三条 同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司，全年市场化电量不得超过市场化总电量的30%（拥有配电网运营



权的售电公司在其增量配电网营业区内的售电量除外），月度集中竞价交易申报电量不得超过月度集中竞价总电量的 30%。

第二节 年度优先发电合同签订

第三十四条 根据确定的跨省跨区优先发电（含年度以上优先发电合同），相关电力企业在每年年度双边交易开始前协商签订次年度交易合同（含补充协议），约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等，纳入送、受电省市优先发电计划并优先安排输电通道。

第三十五条 根据重庆市确定的市内优先发电，在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第三节 双边交易

第三十六条 每年 11 月前 2 个工作日（年度交易）、每季度末月前 2 个工作日（季度交易）、每月前 2 个工作日（月度交易）内，各发电企业向重庆电力交易中心报送分月发电能力及发电量上下限。

第三十七条 重庆电力交易中心在收到发电企业报送信息后的 3 个工作日内，应通过交易平台发布次年（季、月）度双边交



易市场信息，包括但不限于：

- （一）次年（季、月）度关键输电通道潮流极限情况；
- （二）次年（季、月）度跨省跨区交易电量需求预测；
- （三）次年（季、月）度市场化交易电量需求预测；
- （四）次年（季、月）度各机组允许申报市场电量上限；
- （五）次年（季、月）各燃煤发电机组可发电量上限及最小开机方式机组必发电量下限；
- （六）次年（季、月）来水情况预测及水电发电量上下限；
- （七）各市场主体分月已达成交易电量。

第三十八条 年（季、月）度双边交易主要开展市内直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易（含跨省跨区合同转让交易，下同）。

第三十九条 重庆电力交易中心发布双边交易市场信息后，市场主体应在 5 个工作日内达成年（季、月）度双边协商交易意向，并通过技术支持系统向重庆电力交易中心提交意向性协议，年（季）度意向性协议应提供月度分解电量。

第四节 集中竞价交易

第四十条 每年 12 月中旬（年度交易）、每季度末月中旬（季度交易）、每月中旬（月度交易）重庆电力交易中心通过交易平



台发布次年（季、月）度集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- （一）开闭市时间、限价信息；
- （二）次年（季、月）度关键输电通道剩余可用输送能力情况、关键设备检修（包括机组）安排；
- （三）次年（季、月）度集中竞价跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次年（季、月）度集中竞价直接交易电量需求预测；
- （五）次年（季、月）度各燃煤发电机组剩余可发电量上限及最小开机方式机组必发电量下限；
- （六）次年（季、月）来水情况预计及水电发电量上下限；
- （七）各市场主体分月已达成交易电量。

第四十一条 年（季、月）度集中竞价交易主要开展市内直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易自开市至闭市时间原则上不超过2个工作日。

第四十二条 年（季、月）度集中竞价交易采用交易双方分别申报交易电量和价格的形式。发电企业、电力用户和售电公司按照“价格优先、时间优先”原则确定成交，优先级相同时，按照申报电量等比例成交。

第四十三条 年（季、月）度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过交易平台申报年（季、月）度交易



价格和分月电量计划。技术支持系统对申报数据进行确认，并以最后一次的有效申报作为最终申报。市场主体对所申报的数据负责。

第四十四条 电力用户、售电公司报价形式为单调下降的“电量—电价”曲线，可包括一至三段水平线段，每段对应一个电量及电价。各段申报电量累计不超过可参与年（季、月）度集中竞争交易的申报电量上限。

电力用户各段申报电量之和不大于电力用户年（季、月）度最大生产所需用电量，售电公司各段申报电量之和不大于售电公司代理的电力用户年（季、月）度最大生产所需用电量扣除双边协商交易电量后的剩余电量。

发电企业报价形式为单调上升的“电量-电价”曲线，可包括一至三段水平线段，每段对应一个电量及电价。

发电企业年（季、月）度竞价交易各段申报电量之和不大于次年（季、月）度剩余发电量。次年（季、月）度剩余发电量=次年（季、月）度最大发电量-次年（季、月）度年度计划分解电量-次年（季、月）度双边协商交易分解电量。

第五节 挂牌交易

第四十五条 年（季、月）度集中交易期间，市场主体在规



定时间内向重庆电力交易中心提出挂牌交易申请，重庆电力交易中心发布挂牌交易公告，市场主体在规定时间内通过交易技术支持系统摘牌。

第四十六条 达到挂牌交易上限后，电力交易平台关闭挂牌交易申报，参与挂牌交易的市场主体按照“时间优先”原则进行摘牌。

第四十七条 挂牌交易分电力用户（售电公司）挂牌交易和发电企业挂牌交易两种方式。市场主体在挂牌交易期间可以摘牌多笔挂牌电量。如果同一笔挂牌电量被多家摘牌，则按照摘牌申报时间依序形成交易合同，电力交易平台根据摘牌意愿即时滚动更新剩余交易空间。若摘牌时间相同，则按申报电量等比例依次分配交易电量。技术支持系统自动生成初始交易结果，由重庆电力交易中心向市场主体公布。

第六节 年度基数电量合同签订

第四十八条 燃煤发电企业基数电量安排应剔除市场发电容量，剔除容量=直接交易合同电量 $\times$ （1+线损率）/（1-上一年度各燃煤发电企业综合厂用电率） $\div$ （统调主力燃煤发电机组当年预测平均利用小时数 $\times$ 1.25）；剔除的发电容量不再参与年度基数电量安排。



第四十九条 根据基数电量安排，发电企业与电网企业在每年 12 月底前签订厂网间年度购售电合同（包括电子合同），约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第七节 合同电量转让交易

第五十条 拥有基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等的发电企业，拥有直接交易合同、跨省跨区交易合同等的电力用户（售电公司）可以按规定进行合同电量转让,但应符合以下要求：

（一）受让（出让）方应是获得市场准入资格的市场主体成员；

（二）受让方具有真实的需求和能力，同一部分受让电量原则上不允许多次转让；

（三）发电企业之间合同电量转让交易原则上应符合节能减排的要求。

第五十一条 转让合同周期可以为合同全周期，也可以为部分周期，但必须是月度以上。转让电量可以是交易全电量，也可以是部分电量。受让方应一并接受原交易合同附有的交易电量月度分解以及其它条件。

第五十二条 转让合同签订后，应及时提交重庆电力交易中



心备案。重庆电力交易中心在收到转让合同后的第 1 个工作日将转让合同及原合同一并提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在收到合同后的 3 个工作日内完成安全校核,并将安全校核结果及有关说明交重庆电力交易中心。重庆电力交易中心通过电力交易平台发布转让结果及有关说明。

第五十三条 合同电量转让交易原则上应早于次月分月计划执行前 7 个工作日完成。丰水期清洁能源合同转让交易应在月度结算日前 5 个工作日内完成转让。

第五十四条 签订电量互保协议的市场主体,应在互保协议启动后的 3 个工作日内通过技术支持系统签订电子合同。

第八节 临时交易与紧急支援交易

第五十五条 重庆市可与其他省(区、市)通过自主协商方式开展跨省跨区临时交易,交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第五十六条 重庆电力交易中心应当事先与其它省市电力交易机构约定跨省跨区紧急支援交易的价格及其他事项,在电力供需不平衡时,由电力调度机构根据电网安全约束组织实施,并及时向重庆市电力管理和监管部门报告。



第七章 安全校核与交易执行

第五十七条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。直接交易、合同调整和合同电量转让必须通过电力调度机构安全校核。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核。安全校核的主要内容包括但不限于：通道阻塞管理、机组运行限制等内容。

第五十八条 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易信息公示前 2 个工作日，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第五十九条 电力调度机构在各类市场交易信息公示前 2 个工作日，应及时提供电网关键通道输电能力和剩余输电能力、各机组剩余电量上限、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由重庆电力交易中心予以公布。

第六十条 重庆电力交易中心在双边交易闭市后第 1 个工作日将所有双边交易意向提交电力调度机构进行安全校核。对于年度交易、季度交易和月度交易，电力调度机构应当分别在 7 个工作日、5 个工作日、3 个工作日之内将安全校核结果返回重庆电



力交易中心。重庆电力交易中心在电力调度机构返回安全校核结果后，于下1个工作日发布双边交易结果。

第六十一条 重庆电力交易中心在集中竞价交易、挂牌交易报价结束后，通过技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果，当日向市场主体公布并提交电力调度机构进行安全校核。对于年度交易、季度交易和月度交易，电力调度机构应当分别在5个工作日、3个工作日、2个工作日之内将安全校核结果返回重庆电力交易中心形成最终交易结果。重庆电力交易中心在收到安全校核结果后的1个工作日内，通过技术支持系统向市场主体发布集中竞价交易、挂牌交易最终交易结果和安全校核说明。

第六十二条 安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由重庆电力交易中心予以公布。

第六十三条 安全校核未通过时，总体上按照交易确认时间的先后顺序进行逆序削减。对于双边协商交易，按时间优先、等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按成交时间先后顺序进行削减，成交时间相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减，发电侧节能低碳电力调度的优先级相同时，按申报电量等比例削减；对于挂牌交易，按成交时间先后顺序进行削减。基数电量受市场交易电量影响不能通过安全校核的，可以转让。



市场化年（季）度合同在月度安全校核未通过时，可进行合同电量转让，经电力调度机构再次安全校核后纳入月度计划，若仍未通过安全校核则按上述原则调减电量。

第六十四条 市场主体如对安全校核后的交易结果有异议，应当在结果发布 24 小时内向重庆电力交易中心提出，由重庆电力交易中心会同电力调度机构给予解释。市场主体对安全校核后的交易结果无异议的，应在结果发布 24 小时内通过交易平台返回成交确认信息，逾期视为无意见。

相关市场主体在交易平台确认交易结果后，应当在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。购电及输配电合同由电力用户（售电公司）、发电企业、电网企业三方签订，售电合同由售电公司、电网企业、电力用户三方签订。若售电公司在交易中出现售电服务费为负的情况，应由电网企业和售电公司自行约定合同风险防控方式。

第六十五条 重庆电力交易中心根据年（季）度市场化交易合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易成交结果，形成发电企业的月度交易计划，包括优先发电、基数电量和各类市场交易电量。月度交易计划按以下先后顺序安排：

- （一）跨省跨区优先发电和市内优先发电；
- （二）市内直接交易电量、跨省跨区交易电量、合同电量转



让交易电量；

（三）基数电量。

第六十六条 电力调度机构负责执行月度交易计划，向重庆电力交易中心提交实际执行结果，并说明与交易计划产生偏差的原因。重庆电力交易中心跟踪和发布月度交易计划执行进度情况，并对交易执行结果及偏差责任进行认定，作为结算考核依据。市场主体对月度交易计划执行结果提出异议时，电力调度机构负责出具书面解释，重庆电力交易中心负责公布相关信息。

第六十七条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并在事后向重庆市电力管理和监管部门书面报告。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

第八章 合同电量偏差处理

第六十八条 各市场主体的年（季）度交易合同，经交易双方协商一致，可以在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，于每月5日前由交易双方向重庆电力交易中心提出次月电量调整申请，经重庆电力交易中心审核、电力调度机构安全校核后，作为月度发电安排和结算的依据。



第六十九条 电力市场交易中长期合同执行偏差采取滚动调整方式处理。随着电力市场发展，可适时推动预挂牌月平衡偏差方式处理。

第七十条 现阶段，年（季）度市场化交易合同因消纳清洁能源发电等非市场主体原因导致水火电量配比偏差，优先由同类型发电企业间电量进行转让、互保，再进行水电、火电转让，以保障电力用户市场化电量完成，由此导致的电力用户价格波动在交易周期内按照合同约定统筹平衡。

第七十一条 执行滚动调整方式时，各电力用户、售电公司市场化交易合同电量在交易周期内可作调整。每年9月底前，电力用户、售电公司可与发电企业协商提出一次性调整当年市场化交易电量及剩余月份市场化交易电量的调整意向，通过安全校核后，电力用户、售电公司、发电企业、电网企业签订年度市场化交易补充协议，纳入年度交易安排。

第九章 辅助服务

第七十二条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励储能设备、需求侧参与提供辅助服务，允许独立辅助服务提供者参与提供辅助服务。



第七十三条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力用户、独立辅助服务提供者进行补偿。

第七十四条 辅助服务市场启动前，仍然按照《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》有关规定执行。辅助服务市场启动后，按照国家及重庆市相关规定执行。

第十章 计量和结算

第七十五条 电网企业和拥有配电网经营权的售电企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第七十六条 同一计量点应安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。相关市场主体可根据实际情况配置必要的计量装置。

第七十七条 对于发电企业内部多台发电机组共用上网计量



点且无法拆分，不同发电机组又必须分开结算的情况，原则上按照每台机组的实际装机容量等比例拆分共用计量点的上网电量。

第七十八条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）电能计量装置数据，电网企业和拥有配电网经营权的售电企业应按照电力市场结算要求定期抄录电力用户电能计量装置数据，并提交重庆电力交易中心。当出现计量数据差错或纠纷时，由电能计量检测中心核查、确认并出具报告，结算电量由重庆电力交易中心组织相关市场主体协商解决。

第七十九条 电网企业和拥有配电网经营权的售电企业与电力用户结算购电电费并开具发票，电网企业与发电企业结算交易电费，与售电企业结算售电代理服务费。电网企业和拥有配电网经营权的售电企业应优先结算市场化合同电量。

市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议，在3个工作日内通知重庆电力交易中心，逾期视同无异议。

第八十条 保持与电网企业的电费结算和支付方式不变的，电网企业承担电力用户侧欠费风险，并保障交易电费资金安全。不承担电费结算的电网企业或拥有配电网经营权的售电公司不承担相应欠费风险，市场主体可自行约定结算方式。

第八十一条 年（季）度合同暂按“月度结算、合同周期清算”原则执行。随着电力市场发展，可逐步过渡到“月结月清”方式。



年（季）度交易分月合同电价一致时，分月偏差电量在满足安全校核前提下，可在后续月份滚动调整，并在合同周期的最后一个月进行清算；年（季）度交易分月合同电价不一致时，分月偏差电量不能滚动结算，市场主体根据分月合同电量进行月度清算。

月度合同按“月度结算、月度清算”原则执行。

第八十二条 月度合同结算：

（一）结算顺序。

发电侧：跨省跨区交易电量、合同电量转让交易电量、直接交易电量、优先发电电量、基数电量。同一交易品种不同交易周期原则上交易周期长的优先于交易周期短的；同一交易品种同一交易周期，按照合同签订时间顺序，原则上双边协商交易优先于集中竞价交易、挂牌交易。

用户侧（含售电公司，下同）：优先购电电量、跨省跨区交易电量、合同电量转让交易电量、直接交易电量。

（二）结算方式。

1.发电侧因自身原因导致实际上网电量小于月度市场化电量、且小于签约用户侧实际用电量时，用户侧按合同电价结算发电侧实际上网电量所对应的用电量，超出部分用电量按目录电价结算；发电侧按合同电价结算实际上网电量，同时用户侧分月申报合同范围内实际用电量按目录电价结算的，由发电侧补偿用户



侧目录电价与合同电价之间的差额电费。

2.用户侧实际用电量少于分月申报合同电量、且不大于签约发电侧分月实际上网电量时,用户侧按合同电价结算实际用电量,违约电量和违约金由用户侧和发电侧在合同中自行约定;发电侧按合同电价结算用户侧实际用电量所对应的上网电量,剩余上网电量按照标杆电价结算。

3.用户侧实际用电量大于分月申报合同电量、但少于签约发电侧分月实际上网电量时,用户侧按合同电价结算实际用电量;发电侧按合同电价结算用户侧实际用电量所对应的上网电量,剩余上网电量按照标杆电价结算,发电侧基数电量可在合同周期内滚动调整。

4.用户侧实际用电量大于分月申报合同电量,且大于签约发电侧实际上网电量时,用户侧按合同电价结算发电侧上网电量所对应的用电量,超出部分用电量按目录电价结算;发电侧按合同电价结算实际上网电量。

(三) 特殊情况下的结算方式。

1.各类交易意向通过电力调度机构安全校核后,当月内因清洁能源优先发电、最小开机方式等特殊原因限制,导致发电侧市场化电量不能完成的,可在合同周期内滚动调整。用户侧按合同电价结算当月实际用电量。



2.发电侧不服从调度命令，机组擅自增发或减发的电量视为偏差电量，纳入偏差考核范畴。

第八十三条 合同周期清算：

（一）实际用电量（上网电量）与市场化合同电量的差值为偏差电量，偏差电量与市场化合同电量的比值为偏差率。发电企业、电力用户、售电公司合同偏差率在 $\pm 3\%$ 范围内的电量免予考核，按市场化合同约定电价进行清算。

（二）发电企业、电力用户、售电公司可以通过合同的分月调整、合同电量转让等方式，规避电量偏差考核风险；合同周期清算时偏差率超过 $\pm 3\%$ 的电量纳入偏差考核范围。

（三）发电侧

1.发电企业因自身原因导致实际发电量低于合同电量时，偏差率在 -3% 以外的欠发电量应支付偏差考核费用；

偏差考核费用= -3% 以外的欠发电量 $\times$ | 平均市场化合同电价—发电企业上网标杆电价 | $\times 25\%$ 。

2.因清洁能源超发和最小开机方式运行，或因安全约束、应急处置等不可抗力因素导致合同电量偏差率超过 $\pm 3\%$ ，偏差电量免予考核。

（四）用户侧

1.电力用户（售电公司）实际用电量与合同电量的偏差率在



3%以外的多用电量按目录电价结算，同时应支付偏差考核费用；

偏差考核费用=3%以外的多用电量×|平均市场化合同电价—发电企业上网标杆电价|×25%。

电力用户（售电公司）实际用电量与合同电量的偏差率在-3%以外的少用电量应支付偏差考核费用；

偏差考核费用=-3%以外的少用电量×|平均市场化合同电价—发电企业上网标杆电价|×25%。

2.因节能减排或产业政策调整等非自身原因导致电力用户减停产，或不可抗力因素导致合同电量偏差率超过±3%，偏差电量免予考核。

（五）电网企业

因电网故障等因素导致的合同电量偏差率超过±3%，由电网企业承担相关偏差考核费用；因外力破坏等不可抗力因素导致的合同电量偏差率超过±3%，偏差电量免予考核。

第八十四条 偏差考核费用按交易周期进行清算。50%的偏差考核费用用于奖励交易周期偏差率在±1%以内（含±1%）的电力用户（售电公司），按用电规模等比例分配；剩余50%的偏差考核费用用于统筹辅助服务补偿资金和因清洁能源消纳导致市场化电量压减的发电企业，按发电企业市场化电量压减比例分配。

第八十五条 偏差考核由重庆电力交易中心执行并向市场主



体发布，同时报送重庆市电力管理和监管部门。次年3月底前完成上年度考核费用分配。

第十一章 信息披露

第八十六条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。信息披露具体范围按国家相关规定执行。

第八十七条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

重庆电力交易中心、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

重庆电力交易中心负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第八十八条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力



市场技术支持系统、电力交易平台网站进行披露。

重庆电力交易中心负责管理和维护电力交易平台系统、电力交易中心网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、交易平台披露信息提供便利。各市场成员按规定通过电力交易平台系统等方式披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第八十九条 市场主体若对披露的相关信息有异议或疑问，可向重庆电力交易中心、电力调度机构提出，由重庆电力交易中心、电力调度机构负责解释。

第九十条 任何单位及个人不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第九十一条 重庆市电力管理和监管部门对信息提供和披露情况实施监督。

第十二章 争议和违规处理

第九十二条 本细则所指争议是市场成员之间的以下争议：

- （一）注册或注销市场资格的争议；
- （二）市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- （三）市场交易、计量、考核和结算的争议；



（四）其他方面的争议。

第九十三条 发生争议时，按照有关法律法规及相关规定处理，具体方式有：

- （一）协商解决；
- （二）申请调解；
- （三）提请仲裁；
- （四）提请司法诉讼。

第九十四条 在签约和履约过程中存在串谋、欺诈、严重违约等失信行为的市场主体，由重庆市电力管理和监管部门将其列入“涉电力领域失信联合惩戒对象名单”。

第九十五条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由重庆市电力管理和监管部门按照各自职责查处：

- （一）电力用户就同一交易电量与两家及以上发电企业或售电公司签订意向性协议；
- （二）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- （三）滥用市场力，恶意串通、操纵市场；
- （四）不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- （五）市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- （六）提供虚假信息或违规发布信息；
- （七）泄露应当保密的信息；



(八) 其他严重违反市场规则的行为。

第九十六条 对于市场成员的违规行为，重庆市电力管理和监管部门根据各自职责按照相关法律法规进行处罚。

第十三章 市场干预

第九十七条 当出现以下情况时，重庆市电力管理和监管部门根据各自职能进行市场干预：

(一) 电力市场未按照规则运行和管理的；

(二) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

(三) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

(四) 电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

(五) 因不可抗力市场交易不能正常开展的；

(六) 电力市场发生严重异常情况的。

第九十八条 市场干预的主要手段包括：

(一) 改变市场交易时间、暂缓或终止市场交易；

(二) 调整市场限价；



(三) 调整市场交易电量；

(四) 其他维护市场正常交易和竞争的手段。

第九十九条 进行市场干预时，重庆电力交易中心应及时向市场成员发布市场干预的原因、范围和持续时间。市场干预期间，重庆电力交易中心、电力调度机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报重庆市电力管理和监管部门备案。

第一百条 市场秩序满足正常交易时，重庆电力交易中心应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第十四章 附则

第一百零一条 本细则由重庆市经济和信息化委员会、华中能源监管局会同相关部门负责解释。

第一百零二条 本细则自发布之日起实施。《关于印发重庆市电力直接交易规则（试行）的通知》（渝经信发〔2016〕72号）与本细则不一致的，以本细则为准。