

重庆市经济和信息化委员会文件

渝经信电力〔2021〕26号

重庆市经济和信息化委员会 关于印发重庆市电力市场化交易改革 工作指引（暂行）的通知

各区县（自治县）经济信息委，两江新区、重庆高新区、万盛经开区经信部门，国网市电力公司，重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司，重庆电力交易中心，各发电企业、电力用户、售电公司：

为有序推进全市电力市场化改革工作，经广泛征求意见，现将编制的《重庆市电力市场化交易改革工作指引（暂行）》印发你们，请认真学习领会，切实抓好《关于进一步调整电力市场化

交易有关工作的通知》(渝经信电力〔2021〕24号)相关政策措施落地见效。

重庆市经济和信息化委员会

2021年11月9日

(此件依申请公开)

重庆市电力市场化交易改革工作指引（暂行）

一、全面取消准入审核

（一）11月1日起，新注册直接参与市场化交易用户（包括售电公司代理用户）不再向区县（自治县，以下简称区县）经信部门提交申报材料，直接在电力交易平台提交注册资料。

（二）重庆电力交易中心（以下简称交易中心）收取资料（包括营业执照、入市承诺书、第一联系人授权文件）并确认完整性后，电力用户即可开展交易。

（三）电力用户注册不再公示，交易中心按周以公告形式发布注册用户清单，并抄送市经济信息委。

（四）电力用户须保证申报材料的真实性、完整性和准确性。对伪造和提供虚假资料的，将按照有关规定追究相关单位及人员法律责任。

二、进一步明确直接交易范围

（一）10千伏及以上工商业用户原则上直接向发电企业或售电公司购电。暂无法直接购电的，可由电网企业代理购电。

（二）高耗能行业用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与的由电网企业代购。

（三）已直接参与市场交易（不含已注册但未参与交易，现仍执行目录电价的电力用户），无正当理由改由国网重庆市电力

公司（以下简称国网市电力公司）代理购电的，其价格按相关文件执行。

三、分阶段稳步推进改革措施落地

（一）第一阶段（2021 年第四季度）。

1. 交易合同。

按照国家相关文件要求，取消燃煤发电基数电量，燃煤发电电量用于市场化交易工商业用户和电网企业代购工商业用户；水电企业发电量暂定优先用于保障居民和农业用户用电需求。11—12 月，水电企业暂不参与市场化交易。

2. 交易和结算原则。

10 月 15 日起，燃煤发电电量全部放开进入市场，燃煤发电企业执行“基准电价+上下浮动”机制，煤电直接交易价格在基准电价（0.3964 元/千瓦时）基础上可上下浮不超过 20%，高耗能用户上浮不受 20% 限制。

11 月 1 日起，燃煤发电企业发电量和市场化工商业用户的用电量按新合同电价执行，暂时沿用等效电价模式，月清月结。直接交易大用户的实际用量执行新合同价格，即直接交易大用户市场化交易合同结算电价为“基准电价（0.3964 元/千瓦时）+等效价差+合同让利价差+上浮电价”。

11 月 1 日起，新注册参与市场化交易的大工业用户暂不执行丰枯峰谷电价，一般工商业用户仍按原电价执行方式。燃煤企业电价上下浮动部分暂不参与分时、力调政策，等额传导至电力

用户。2021 年及之前已进入市场的 10 千伏以下工商业用户，在 2021 年 10 月及以前已提出退出市场的小微企业和个体工商户，根据国家鼓励地方对小微企业和个体工商户用电实行阶段性优惠政策，具体按重庆市发展和改革委员会《关于深化我市燃煤发电上网电价市场化改革有关事项的通知》（渝发改价格〔2021〕14 号）文件相关规定执行。

3.实施步骤。

11 月 10 日前，水电企业对于本年度后续月份尚未执行的分月市场化交易电量，与燃煤发电企业自主协商进行合同转让，并在交易平台完成合同录入。

11 月 10—15 日，对于本年度后续月份尚未执行的燃煤发电企业批发合同（含水电转让合同），由燃煤发电企业与电力用户（售电公司）自主协商调整合同电价，并在电力交易平台完成合同换签（原合同关系、合同电量和合同让利价差不变）。若自主协商无法达成一致意见的，发电企业与电力用户（售电公司）的合同关系自动解除，11 月和 12 月分月市场化交易电量不再执行。

从 11 月 16 日起，对 11 月和 12 月新增用电需求（含新增市场化用户的新增用电量）和未完成换签的原合同电量，在电力交易平台开展燃煤发电企业和电力用户（售电公司）月度集中挂牌交易，3 个工作日内完成。

挂牌交易分两轮进行，第一轮由燃煤发电企业挂牌、电力用户（售电公司）摘牌，对于未成交电量（即“用户侧需求的剩余

电量-发电企业被摘牌电量” >0), 则第二轮由电力用户(售电公司)报量不报价挂牌, 燃煤发电企业摘牌, 摘牌价为当月已签订合同和第一轮挂牌交易预成交价格的加权均价。

若电力市场化用户(售电公司)未参与挂牌交易, 无合同的实际用电量视为在无正当理由情况下改由电网企业代理购电, 购电价格按相关政策执行。电网企业暂未开展代理购电, 该部分用户的发电侧购电价格按照燃煤发电企业基准电价的 1.5 倍执行。

交易完成后, 交易中心在 1 个工作日内根据各售电公司换签的批发合同加权均价, 在保持售电公司原合同让利价差不变基础上, 将发电侧上浮电价等额传导至零售用户。售电公司新签合同或挂牌成交合同按交易价格与燃煤发电基准电价(0.3964)的差值等额传导至零售用户。

售电公司在 1 个工作日内确认后, 由交易中心传国网市电力公司营销部门执行, 11、12 月不再调整原零售合同。从 11 月 1 日起的零售用户用电量按原零售合同叠加对应售电公司的批发侧加权平均涨幅执行。

4. 偏差结算和偏差考核。

11—12 月, 市场化交易电力用户(售电公司)超用电量和燃煤企业超发电量按当月挂牌交易成交价格结算。若无挂牌交易成交价格, 燃煤发电企业挂牌均价作为月度偏差结算价格。2021 年市场主体免于偏差考核。燃煤发电企业因自身原因导致市场化合同未完成的部分, 需补足市场化合同让利价差费用。

（二）第二阶段（2022 年）。

1.交易合同。

因国家政策调整，需进一步完善中长期交易实施细则，在中长期交易实施细则执行前，按照以下原则执行。2022 年取消 9 月调整年度交易合同，市场主体可分月调整月度计划电量（年度合同总量不变）。

2.交易原则。

（1）发电企业。自 2022 年 1 月 1 日起，燃煤发电企业应全部参与市场化交易，可与电力用户（售电公司）签订年度交易合同，暂无法达成的，可按月/多月方式购售电。燃煤发电企业按照高耗能和普通工商业用户两个序列与售电公司、直接交易大用户开展交易和签订合同。

（2）市场化电力用户、售电公司。月度双边交易后组织集中交易，集中交易中电力用户（售电公司）未成交电量暂按当月燃煤发电机组剩余可发电量占比分配，其中剩余可发电量为“最大可发电量-检修电量-当月合同电量”，结算价格为当月市场化合同均价（含年度/月度/多月/月内合同）。国网市电力公司调度机构配合提供剩余可发电量相关数据。

3.结算原则。

电力直接交易采用顺价模式（电能量交易电价+输配电价+政府性基金及附加），月清月结，结算规则另行制定。

四、其它

(一)售电公司应将市场政策和电价变化情况及时向代理的零售用户宣传、告知到位。

(二)国网市电力公司、交易中心及时做好政策宣传，并按照本方案要求做好市场注册、交易组织和结算工作。

(三)本指引印发后,《重庆市 2020 年电力交易月度挂牌操作办法(暂行)》《重庆市 2020 年电力交易月度竞价操作办法(暂行)》不再执行。

(四)新的重庆市电力市场化中长期交易实施细则出台后,本指引不再执行。