

重庆市发展和改革委员会

渝发改价格〔2021〕1574号

重庆市发展和改革委员会转发 国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业 代理购电工作有关事项的通知

市经济信息委、市市场监管局、市能源局，各区县（自治县）发展改革委，两江新区市场监管局、重庆高新区改革发展局、万盛经开区发展改革委，国网市电力公司、三峡水利电力（集团）股份有限公司，重庆电力交易中心，有关发电企业和售电公司：

为贯彻落实《国家发展改革委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）精神，国家发展改革委办公厅印发了《关于组织开展电网企业代理购电工

作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号），现转发你们，并就电网企业代理购电工作提出如下要求，请一并贯彻落实。

一、严格代理购电用户范围

暂无法直接参与市场交易的10千伏及以上工商业用户、未直接参与市场交易的其他工商业用户、已直接参与市场交易又退出的用户，暂由电网企业代理购电。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易由电网企业代理购电；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易。结合我市电力市场发展情况，积极推动工商业用户进入市场，不断缩小电网企业代理购电范围。

二、代理购电电源匹配

重庆市统调和非统调境内水电和计划内外购水电（参与市场化水电按相关规定执行）、可再生能源发电等，优先用于保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电，有剩余电量且暂时无法放开的暂作为电网企业代理工商业用户购电量来源，保量保价的优先发电电量，不应超过电网企业保障居民、农业和代理工商业用户购电规模，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。

低价电源应保持总体稳定，电网企业于每年12月15日前向市经济信息委、市发展改革委备案低价电源清单。

三、落实1.5倍代理购电用户电价政策

已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理

购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂（不含余热、余压、余气发电）由电网企业代理购电的用户，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电的高耗能用户，代理购电用户电价由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。燃煤发电自备电厂、高耗能用户分别由相关职能部门认定。以上代理购电形成的增收收入，纳入其保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

四、规范代理购电行为

电网企业要规范代理购电方式流程，加强代理购电告知和代理购电信息公开，每月底前 3 个自然日通过线上线下渠道，及时公开代理购电相关信息。在规定时限内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购电合同的用户，已直接参与市场交易又退出的电力用户，默认由电网企业代理购电。由电网企业代理购电的工商业用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电相应终止。

电网企业要单独归集、单独反映代理购电机制执行情况，每季度首月 10 日前将上一季度代理购电及变化情况报市发展改革委。

五、加强与相关政策协同

强化代理购电与居民、农业销售电价政策、分时电价政策、市场化交易规则以及可再生能源消纳权重政策要求的协同，确保代理购电价格合理形成。做好相关系统适应性调整，积极为市场

主体提供便捷、高效、优质的服务。

六、强化代理购电价格行为监管

发展改革、经济信息、市场监管、能源等部门及电网企业要密切跟踪电力市场和价格变化，及时发现政策执行中的问题，做好风险预警防控，保障代理购电机制平稳运行。市场监管部门要加强对电网企业、电力交易机构市场价格行为的监管，规范市场主体交易行为，保障市场交易公平、公正、公开，及时查处信息公开不规范、电费结算不及时，以及运用垄断地位影响市场交易等违法违规行为。

如遇国家政策调整，按国家政策执行。

附件：《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》

重庆市发展和改革委员会

2021年11月30日



国家发展和改革委员会办公厅文件

发改办价格〔2021〕809号

国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

为落实《国家发展改革委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）要求，指导各

地切实组织开展好电网企业代理购电工作，保障代理购电机制平稳运行，维护发用电市场主体合法权益，促进电力市场规范平稳运行和加快建设发展，现将有关事项通知如下：

一、总体要求

建立电网企业代理购电机制，保障机制平稳运行，是进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革提出的明确要求，对有序平稳实现工商业用户全部进入电力市场、促进电力市场加快建设发展具有重要意义。组织开展电网企业代理购电工作，要坚持市场方向，鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电；要加强政策衔接，做好与分时电价政策、市场交易规则等的衔接，确保代理购电价格合理形成；要规范透明实施，强化代理购电监管，加强信息公开，确保服务质量，保障代理购电行为公平、公正、公开。

二、规范电网企业代理购电方式流程

（一）明确代理购电用户范围。取消工商业目录销售电价后，10千伏及以上用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电，下同），暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。已直接参与市场交易又退出的用户，可暂由电网企业代理购电。各地要结合当地电力市场发展情况，不断缩小电网企业代理购电范围。

（二）预测代理工商业用户用电规模。电网企业要定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，现货市场运行或开展中长期分时段交易的地方，应考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量。保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用户的用电量规模单独预测。

（三）确定电网企业市场化购电规模。各地执行保量保价的优先发电（不含燃煤发电，下同）电量继续按现行价格机制由电网企业收购，用于保障居民、农业用户用电，有剩余电量且暂时无法放开的地方，可将剩余电量暂作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。各地保量保价的优先发电电量，不应超过当地电网企业保障居民、农业用户用电和代理工商业用户购电规模，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。电网企业要综合考虑代理购电工商业用户和居民、农业用户预测用电量以及上年度省级电网综合线损率、当地执行保量保价的优先发电电量等因素，合理确定市场化采购电量规模。各地要推进放开发电计划，推动更多工商业用户直接参与电力市场交易。

（四）建立健全电网企业市场化购电方式。为确保代理购电机制平稳实施，2021年12月底前，电网企业通过挂牌交易方式代理购电，挂牌购电价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定，挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余容量等比例承担，价格按挂牌价格执行，无挂牌交易价格时，可通过双边协商

方式形成购电价格；2022年1月起，电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清，其中采取挂牌交易方式的，价格继续按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定。

（五）明确代理购电用户电价形成方式。电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用等，下同）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。代理购电产生的偏差电量，现货市场运行的地方按照现货市场价格结算，其他地方按照发电侧上下调预挂牌价格结算，暂未开展上下调预挂牌交易的按当地最近一次、最短周期的场内集中竞价出清价格结算。

已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易，仍按目录销售电价执行的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。电网企业代理上述用

户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

电网企业代理购电价格、代理购电用户电价应按月测算，并提前3日通过营业厅等线上线下渠道公布，于次月执行，并按用户实际用电量全额结算电费。未实现自然月购售同期抄表结算的地区，暂按电网企业抄表结算周期执行。

（六）规范代理购电关系变更。电网企业首次代理工商业用户购电时，应至少提前1个月通知用户，期间应积极履行告知义务，与电力用户签订代理购电合同。在规定时限内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购电合同的用户，默认由电网企业代理购电。已直接参与市场交易又退出的电力用户，默认由电网企业代理购电。由电网企业代理购电的工商业用户，可在每季度最后15日前选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电相应终止，由此产生的偏差责任原则上不予考核，能够单独统计的偏差电量由与电网企业成交的市场化机组合同电量等比例调减。电力交易机构应将上述变更信息于2日内告知电网企业。

三、加强相关政策协同

（一）加强与居民、农业销售电价政策的协同。居民、农业用电由电网企业保障，保持价格稳定。执行代理购电价格机制后，电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。

（二）加强与分时电价政策的协同。在现货市场未运行的地方，电网企业代理购电用户代理购电合同未申报用电曲线，以及申报用电曲线但分时电价峰谷比例低于当地分时电价政策要求的，用户用电价格应当按照当地分时电价政策规定的时段划分及浮动比例执行。

（三）加强与电力市场交易规则的协同。各地应按职能分工进一步完善电力中长期交易规则，电网企业代理购电应与市场主体执行统一的市场规则。现货市场运行的地方，电网企业代理购电用户与其他用户平等参与现货交易，公平承担责任义务，电网企业要单独预测代理购电用户负荷曲线，作为价格接受者参与现货市场出清；纳入代理购电电量来源的优先发电电源，偏差电量按现货市场规则执行。鼓励跨省跨区送电参与直接交易。燃煤发电跨省跨区外送的，送受端双方要适应形势变化抓紧协商形成新的送电价格，确保跨省跨区送电平稳运行。

（四）加强与可再生能源消纳权重政策要求的协同。电网企业代理购电的用户，应公平承担可再生能源消纳权重责任。

四、保障措施

（一）规范代理购电行为。电网企业要按照要求规范代理购电方式流程，单独归集、单独反映代理购电机制执行情况，做好信息公开、电费结算等工作，并按季度将代理购电及变化情况报价格主管部门。电力交易机构要确保独立规范运行，不得参与电网企业代理购电业务。

(二) 加强代理购电信息公开。电网企业应按要求及时公开代理购电相关信息，原则上应按月发布代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、市场化机组剩余容量相关情况、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息。

(三) 确保代理购电服务质量。电网企业要加快建立健全保障代理购电机制平稳运行的组织机构，及时调整营销管理系统，重点优化电费结算功能，积极推进表计设施改造，加快实现按自然月购售同期抄表结算，确保在用户电费账单中清晰列示代理购电电费明细情况，为做好代理购电服务提供有力支撑。要围绕代理购电实施开展专题宣传，通过营业场所、手机 APP、供电服务热线等多种渠道，持续加强与用户的沟通，增进各方面理解支持，积极鼓励工商业用户直接参与电力市场交易。

(四) 做好市场价格波动风险防控。各地要密切跟踪电力市场和价格变化，评估市场交易价格和代理购电价格波动风险，及时发现苗头性、趋势性、潜在性问题，做好风险预警防控，保障代理购电机制平稳运行。

(五) 强化代理购电监管。各地主管部门要积极会同配合国家能源局派出机构、当地相关部门，重点围绕代理购电机制运行中的市场交易、信息公开、电费结算、服务质量等，加强对电网企业、电力交易机构的监管，及时查处信息公开不规范、电费结算不及时，以及运用垄断地位影响市场交易等违法违规行为。

各地要在调整当地目录销售电价后，抓紧按照本通知要求组织开展好当地电网企业代理购电工作。相关落实情况请于2021年11月15日前报我委（价格司）。

本通知自印发之日起执行，暂定有效期至2022年12月31日，我委将根据需要及时完善。现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。



抄送：市场监管总局、能源局。

国家发展改革委办公厅

2021年10月25日印发



