



# 重拳出击， 严打燃气企业违规收费

■ 本报记者 渠沛然

## 核心阅读：

近年来，国家对公用企业垄断行为的查处和整治力度不断加强，反垄断领域的法律法规层出不穷。燃气企业作为公用企业，具有自然垄断属性，在日常经营过程中面临较大的反垄断挑战，需要坚持规范经营，规避违规风险。

近日，国家发改委、工信部、财政部、市场监管总局四部门联合印发《涉企违规收费专项整治行动方案》(以下简称《方案》)，决定于6月—11月在全国集中开展涉企违规收费专项整治行动。

其中，水电气暖领域涉企违规收费问题是此次专项整治的重点任务之一。《方案》提出，燃气领域涉及红线内外接入、建设安装、更新改造、维护维修领域等价格监管，不执行政府定价和政府指导价、利用垄断地位转嫁应由自身承担的费用、自定标准自设项目收取费用、对计量装置及强制检定违规收费等行为是重点整治内容。《方案》同时指出，对发现的涉企违规收费项目将严肃整改、坚决取消，对违规收费主体综合采取市场监管、行业监管、信用监管等方式予以联合惩戒，对情节严重、性质恶劣的典型案列公开曝光。

受访人士均表示，燃气企业要守住合规经营底线，合理实现“成本维护”。同时，该解决、能解决的收费问题要尽快解决，而不是非要等到专项整治行动开始后“立行立改”。相关监管部门也要建立长效监管机制，强化责任追究，“把功夫花在平时”。

转嫁气瓶检测费用于用户、收取换表费、捆绑销售保险、捆绑销售燃气设备、违规将红线外费用收入囊中……燃气行业在“自然垄断”特性下的“乱收费”问题由来已久。

以燃气器具安装为例，不少燃气企业凭借垂直供应链的优势，对接驳安装等项目乱收费的现象屡见不鲜。这种利用特许经营权获取高额利润的行为导致企业定价结构紊乱、管理效率低下。

近年来，多家燃气企业因乱收费问题被罚。例

如，山西国新科莱天然气有限公司因2019年4月1日至2020年12月31日期间，存在高于政府定价制定天然气销售价格的违法行为，被山西省市场监督管理局行政处罚100万元。此外，安徽中燃、安徽蕲乡燃气、湖南省湘潭中燃百江能源有限公司等燃气公司都因违规收费被罚。

阳光时代律师事务所高级合伙人陈新松表示，此前，这些收费行为没有明确规定，处于灰色地带，因而，燃气企业的这些做法多有延续。

陈新松表示，目前来看，各省市燃气企业都在逐步进行违规收费“自纠”，但由于问题存在已久，调整和修正都需要时间。

重庆燃气董事长王颂秋曾指出，城燃企业目前面临着上游价格持续上涨、终端销售价格疏导困难、交叉补贴严重、储气设施和应急保障建设投资不断加大等多重压力。同时，还面临着配气费和燃气安装工程费的双重严格监管。“这些因

素导致城燃企业现金流大幅走低，成本开支不断增长，特别是中小型城燃企业的回旋余地收窄，资金压力更为突出。”

“由于顺价机制不畅，部分燃气企业经营压力巨大。一些企业选择‘剑走偏锋’寻求创收，违规收费，并不可取。”郭焦锋说，“企业要加大自检力度，通过合理合法的渠道收取费用。违规收费红线不能碰。”

## 问题时有发生

如，山西国新科莱天然气有限公司因2019年4月1日至2020年12月31日期间，存在高于政府定价制定天然气销售价格的违法行为，被山西省市场监督管理局行政处罚100万元。此外，安徽中燃、安徽蕲乡燃气、湖南省湘潭中燃百江能源有限公司等燃气公司都因违规收费被罚。

阳光时代律师事务所高级合伙人陈新松表示，此前，这些收费行为没有明确规定，处于灰色地带，因而，燃气企业的这些做法多有延续。

## 督促企业自检

陈新松表示，目前来看，各省市燃气企业都在逐步进行违规收费“自纠”，但由于问题存在已久，调整和修正都需要时间。

重庆燃气董事长王颂秋曾指出，城燃企业目前面临着上游价格持续上涨、终端销售价格疏导困难、交叉补贴严重、储气设施和应急保障建设投资不断加大等多重压力。同时，还面临着配气费和燃气安装工程费的双重严格监管。“这些因

素导致城燃企业现金流大幅走低，成本开支不断增长，特别是中小型城燃企业的回旋余地收窄，资金压力更为突出。”

“由于顺价机制不畅，部分燃气企业经营压力巨大。一些企业选择‘剑走偏锋’寻求创收，违规收费，并不可取。”郭焦锋说，“企业要加大自检力度，通过合理合法的渠道收取费用。违规收费红线不能碰。”

## 强监管“零容忍”

陈新松表示，目前来看，各省市燃气企业都在逐步进行违规收费“自纠”，但由于问题存在已久，调整和修正都需要时间。

重庆燃气董事长王颂秋曾指出，城燃企业目前面临着上游价格持续上涨、终端销售价格疏导困难、交叉补贴严重、储气设施和应急保障建设投资不断加大等多重压力。同时，还面临着配气费和燃气安装工程费的双重严格监管。“这些因

素导致城燃企业现金流大幅走低，成本开支不断增长，特别是中小型城燃企业的回旋余地收窄，资金压力更为突出。”

“由于顺价机制不畅，部分燃气企业经营压力巨大。一些企业选择‘剑走偏锋’寻求创收，违规收费，并不可取。”郭焦锋说，“企业要加大自检力度，通过合理合法的渠道收取费用。违规收费红线不能碰。”

# 四川试水电能替代项目电价改革

■ 本报记者 杨晓冉



四川省发改委日前发布《关于进一步重申电能替代项目电价政策有关问题的通知》(以下简称《通知》)，确定该省电能替代项目用电价格通过直接参与电力市场化交易形成，具体由交易电价、输配电价、辅助服务费用和政府性基金及附加组成。

电能替代项目如何作为交易品种进行市场化交易？其对终端用能低碳转型有何意义？应如何进一步理顺其电价形成机制？记者就此采访了多位业内人士。

## 以市场化手段凸显经济优势

电能替代是指以电能替代一次能源在终端的消费，例如以电代煤、以电代油、以电代气等。据四川电力市场管理委员会相关人员介绍，该省自2017年就将电能替代设为电力市场交易品种。“比如，从燃煤或燃气锅炉改为电锅炉或电窑炉的项目，可以到四川发改委申报，单独装表后，就可以作为电能替代这种交易品种参与电力市场交易。这样一来，其所有配套的用电量就全部计入电能替代。”

“电能替代对于保障能源安全、促进节能降碳具有重要意义。但引导用户电能替代，需要有经济性。”华北电力大学学术委员会副主任牛东晓介绍，起初，电能替代的电量主要由电网代理购买，对电能替代的电价进行单独计量结算。“这种模式下，电网相当于中间商，获取了一定收益，使得用户用电成本增加。为了体现电能替代的经济性，以往常采用政府补贴的方式平衡各方利益。但补贴是阶段性的方式，不是长久之计。因此，后来电能替代更倾向于用市场化手段解决电价问题。”

事实上，早在2018年，四川省发改委就在其发布的《四川省人民政府关于深化四川电力体制改革的实施意见》中，提出了电能替代的相关电价支持政策：对新建电锅炉、电窑炉，改造燃煤(油、柴、气)锅炉、窑炉的电能替代项目，执行每千瓦时0.105元的单一制输配电价；市场化交易完成前，电费实行预结算，到户电价每千瓦时按0.38元预结。也就是说，此前四川电能替代的价格体系由交易电价和输配电价组成。

“此次《通知》的核心变化，是明确了电能替代用电价格将收取政府基金及附加费用。”四川某售电公司人员分析，加收政府基金及附加费后，现在所有用户的电价都会提高0.047元/千瓦时。“但从长期的能源价格走势看，电价低于煤价和气价，用户肯定还是愿意参与电能替代项目。”

## 利好多方市场主体

“四川的电力零售交易品种有7类，包括常规直购、丰水期富余电量、水电消纳、战略长协，以及电能替代和留存电量等。用户可以根据范围和条件来选择交易品种，交易合同会注明参与交易的品种、电量和电价信息，在交易中心备案后执行。比如，如果用户参加的是火电常规交易品种，交易中心就会为其匹配火电的交易电价，并推送给供电局，供电局再根据用户的电压等级，加上输配电价、政府基金及附加、基本电费确定费用。此前，电能替代只是按照纯水电的交易电价推送给供电局，而输配电价是固定的0.105元/千瓦时。”前述四川某售电公司人员表示，四川此举，在终端用能上体现了低碳转型的意义。

据了解，除四川外，我国多地对电能替代作为产品参与市场交易都有所实践。例如，自2017年起，国网河南电力开始推广“打包交易”，在电能替代交易过程中，因用电电压等级偏低、电量较小而达不到准入门槛的客户，可以采用“集中打包”的形式，作为一个整体参与交易；同年，江苏省也发挥区域资源配置平台的作用，探索和引导电能替代项目参与可再生能源绿色电力证书交

易、碳排放权交易等市场化交易。

“电能替代项目直接参与电力市场交易，一般包括中长期交易、现货交易和输配电价交易。其中，输配电价交易，与新能源企业直接进行协商，集中竞价。在此过程中，能够增加新能源的交易规模，促进新能源消纳。同时，直接的市场交易也降低了购电成本。”牛东晓指出，电能替代参与市场交易有多重利好。“此外，参与电能替代的企业从市场化交易中获利，不仅锻炼了其参与市场化交易的能力，也加强了其参与电能替代交易的意愿。”

## 科学的电价政策是有力推手

“影响电能替代的因素主要有5类，包括经济发展、环保约束、能源价格、政策扶持和技术进步。其中，电价政策是推动电能替代发展的有力保证，也是电能替代项目用户首要考虑的问题。电改或将形成新的电价机制，并解决电价交叉补贴问题，降低电价中的政府基金及附加比重，还原电力的商品属性。”牛东晓指出，电能替代项目参与电力市场交易后，直购电模式取代了电网企业代理购电模式，一般电能替代的购电结构由发电公司、电力交易中心、售电公司、用户4个层级组成。

牛东晓进一步指出，没有更合理的电价形成机制与交易市场，或者更强更严谨的碳约束，电能替代就难以快速达成目标。“对于电能替代项目，用户或要求使用绿电。因此，电能替代还要结合碳市场、绿色电力责任权重等，制定绿电的价格交易机制。”

有业内专家指出，应科学核定电能替代项目电价，对电能替代用电制定优惠电价政策。“比如分用户类别、电压等级制定输配电价，细化电价方案；区分电能替代项目的参与用户和未参与用户、参与用户的电能替代项目内用电与项目外用电；同时，制定完善的峰谷电价分时政策，通过适当扩大峰谷电价价差、合理设定低谷时段等方式，充分发挥价格的杠杆作用，引导电力消费，促进移峰填谷。”

# 山东：分布式新能源暂不分摊市场偏差费用

本报 记者姚金楠报道：日前，

国家能源局山东监管办、山东省发改委、山东省能源局正式发布《关于2022年下半年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的通知》(以下简称《通知》)。与此前发布的《关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知(征求意见稿)》(以下简称《征求意见稿》)相比，“推动分布式新能源参与电力市场”的相关内容被剔除。

今年6月初发布的《征求意见稿》表示，在“进一步扩大市场主体范围”方面，要“推动分布式新能源参与电力市场”。要求结合山东省新能源快速发展的情况及运行特征，按照“谁受益、谁承担”的公平原则，逐步将分布式新能源纳入市场主体范围，与集中式新能源场站同等参与市场偏差费用分摊。具体而言，《征求意见稿》提出，今年7月起，山东省内10千伏及以上电压等级并网的非用户分散式风电、分布式光伏(不含扶贫项目)将纳入市场偏差费用分摊范围；2023年1月起，山东省内全部非用户分散式风电、分布式光伏(不含扶贫项目)以及新建并网的非用户分散式风电、分布式光伏(不含扶贫项目)将纳入市场偏差费用分摊范围。根据市场发展情况，逐步将所有新能源发电企业(不含扶贫项目)纳入电力市场交易主体范围。分散式风电、分布式光伏(不含扶贫项目)以其全部上网电量为基数分摊市场偏差费用。《征求意见稿》指出，此举旨在促进电力行业可持续发展，确保有

关各方公平参与市场。据记者了解，山东省电力市场的偏差费用根据不同情况约为8厘/千瓦时—2分/千瓦时不等。目前，《通知》已将《征求意见稿》中的上述内容全部剔除。换言之，山东省的分布式新能源项目暂不纳入市场偏差费用分摊范围。

《通知》明确，要稳妥推进新能源参与电力市场交易。推动构建由市场形成新能源电价的机制，建立与新能源特性相适应的交易机制，满足新能源对合同电量、曲线的灵活调节需求。支持新能源项目与配套建设储能联合作为发电企业主体，与售电公司、批发用户签订中长期交易合同，以差价合约形式参与电力市场交易，参与市场交易的新能源项目与配套建设的储能可作为一个市场主体按照市场规则结算。鼓励以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合项目作为整体参与市场。对于由于报价原因未中标的电量不纳入新能源弃电量统计。

《通知》同时强调，要优化政府授权中长期合同交易。对于未参与市场交易的分布式新能源等发电形式和对应电量，按照价格由低到高优先匹配居民、农业用电等保障性电量。据记者了解，针对《征求意见稿》所述分布式新能源参与市场偏差费用分摊的相关规定，山东省分布式新能源发电企业、相关行业组织等一度通过不同渠道反馈了相应诉求。负责制定和调整《通知》内容的相关部门也向记者透露，终稿是在《征求意见稿》的基础上，充分吸纳各方意见、经过科学研判后形成的。但对于后续山东省分布式新能源能否参与电力市场交易相关费用分摊的问题，上述部门并未给出明确回复。

