

# 科学推进容量电价机制建设的思考和建议

■ 黄辉

近日,国家发改委和国家能源局联合发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》(以下简称《通知》)提出,为适应煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型的新形势,决定将现行煤电单一制电价调整为两部制电价。其中,电量电价通过市场化方式形成,容量电价按照固定成本的一定比例给予补偿,后续将根据煤电转型进度等实际情况逐步提高。

《通知》直接改变了煤电电价的形成机制及商业模式,这也是继抽水蓄能之后,我国提出的第二个容量补偿机制。此前,多个电改文件提到了容量成本回收机制,主要是方向性的政策。不少地方进行了一些初步探索,比如,广东对火电提出了容量补偿机制,而山东的容量补偿机制覆盖参与电力现货市场的风电、新能源、独立储能等多种资源。

以风光为代表的间歇性、波动性新能源在保障系统发电充裕度上的作用有限,这就需要与之相匹配的灵活可控资源为系统提供充裕和足够的调节能力。目前,通过电能量市场实现容量资源成本回收的难度较大,主要原因是在我国电力保供稳价的背景下,政府对电能量市场价格实行上下限价,很难通过以峰时高电价的稀缺电价方式为容量资源提供成本回收渠道。尽管已发布的相关政策中提到过探索稀缺电价的可能性,但目前采用上下限电能量价格和容量电价的组合模式既有利于更好地界定和发挥不同资源在电力系统中的功能,激励有效容量投资,也有利于终端电价稳定在合理水平,更具可操作性。国外容量电价机制的建立通常有两个重要前提条件:一是电力系统中容量充裕度不足,二是现有政策对容量资源投资的激励作用有限或是系统中的容量支撑性电源存在持续性亏损。煤电是目前保障电力系统安全稳定运行的重要资源,但存在持续性亏损。在利用小时数持续下行的情况下,煤电亟需通过容量价值回收固定成本。

## ● 产生一系列重要影响

《通知》提出的煤电容量补偿机制将带来煤电电价的重新调整,并影响到其他电源品种价格以及终端电价。《通知》将过去煤电由基于总成本形成的基准电价调整为



“容量电价+电量电价”模式,预计各地区基准电价也会有所调整,已经通过容量补偿的固定成本部分将会从基准电价中剔除。对煤电企业而言,这有利于回收固定成本,缓解部分经营压力。《通知》还提到,后续将进一步明确能够获得容量补偿的煤电机组需要满足的能耗、环保和灵活调节能力要求,这将有利于推动煤电企业开展“三改联动”,改变过去灵活性改造意愿不强的问题。对其他电源价格而言,目前大部分电源价格参照煤电基准价格形成。煤电基准价格变化将带来其他电源的价格变化,预计将有所下降。对终端工商业而言,容量电价将通过系统成本分摊到工商业用户,但电能量价格将有所下调,终端电价是否提高还需要看两者的抵消情况。根据国家发改委的说明,工商业电价将总体保持稳定。

目前,不同容量资源由于利用率、市场化程度等情况不同,对煤电容量电价的“反应”也有所不同。抽水蓄能已实施两部制电价,广东、江苏等气电大省大多对气电实行两部制电价。有一定容量价值的核电、水电等可以通过高利用小时数和较为稳定的电价获得收益。风光等新能源容量价值较小且发电边际成本低,也尚未完全进入市场,亦可以通过多发电获利。但对于已经逐步显现出容量价值的新型储能、虚拟电厂等资源,与煤电相比则可能出现

竞争力不足的情况。

## ● 仍需从四方面完善

与抽水蓄能两部制电价明确通过容量电价收回全部成本并实现资本金6.5%的收益率不同,煤电容量电价基本只覆盖一定比例的固定成本回收,合理收益还需通过电量电价实现。因此,煤电容量电价与基准电价(包括中长期、现货价格)、辅助服务费用等存在紧密的关系,并影响到其他资源价格的变化,建议在下一步具体实施中逐步完善与细化。

首先,容量补偿机制要与地方电力规划和市场机制相协同。容量补偿机制主要通过政府主管部门核定的方式确定补偿水平。过低会导致补偿力度不够,难以激励容量资源投资甚至影响电网安全;过高则会带来资源浪费的风险。应通过配套规划及其他机制的约束来协同引导资源优化配置。一是通过科学规划引导容量充裕度建设。可基于区域内外可用容量及电网联络,评估区域内的容量充裕度,通过电力规划引导区域内的煤电等资源保持在合理水平。二是通过完善多市场间的衔接,避免容量成本过高的补偿。当前,各地电力市场化进程不一致,一些

地区的电力市场尚未开展现货市场,有些地区可能还有其他类型的辅助服务市场。厘清容量电价、电量电价和其他辅助服务费用之间的关系,应剔除已通过容量电价回收的部分。

其次,容量电价划分要与机组服役年限、利用效率等因素相匹配。《通知》以全国煤电平均值330元/千瓦·年作为固定成本基数,分为30%或50%固定成本回收比例给予容量补偿电价。以平均值作为固定成本标准,对投资造价控制较好、经营管理能力较强的企业预计将产生固定成本收益,有利于推动企业投资和运营管理水平提升。但在实践中,固定成本回收情况往往还受不同机组类型、服役年限、利用小时数等因素的影响。以服役年限为例,有些机组可能已经回收或即将回收其初始投资。若仍以330元/千瓦·年的标准作为补偿基数,会导致部分机组获得超额收益,并让老机组处于优势地位,反而不利于煤电的低碳转型。同时,各省份电力低碳转型程度差异较大,比如,在煤电利用小时数、可再生能源技术经济性等方面,一些省份还存在较为明显的档位差异,两档划分也难以反映固定成本回收的合理性以及兼顾可再生能源的发展。可以考虑由各省份以《通知》提出的煤电容量电价及补偿比例作为初始指导价格,根据自身情况制定差异化

的容量补偿价格和回收比例。

再次,容量资源建设及配套容量机制要兼顾资源多元化和低碳化发展。鉴于长期处于亏损状态的煤电在近期需要发挥重要的灵活性功能,相关部门先期出台了针对煤电的容量电价。但为尽快实现“双碳”目标,需要加大非煤灵活性资源的开发和利用,包括其他电源品种、储能、需求侧资源以及多资源组合等,特别是未来将要成为主体的可再生能源,也需要更好地激励其主动通过多能互补、配置储能等方式提升提供有效容量的能力,这也是新型电力系统“先立后破”的关键。应尽早建立体现碳排放水平和灵活调节能力的多元资源容量价值评估机制和标准,从简单的固定成本补偿方式向以容量价值认定为导向的容量电价转变,各类资源按价值匹配相应补偿或参与市场竞价,这里的价值包括对出力的可靠性、持续时间、响应速率等要素的考量。同时,还可以尝试波动性的时段定价,体现用电峰时的容量价值。目前,在山东、新疆等地,除了煤电、气电、抽水蓄能等已有的容量补偿资源品种外,对新型储能等新兴资源也给予了适当的容量电价,成为对低碳容量资源激励方式的有益尝试。

最后,分阶段推动容量补偿机制向多元化资源竞争的容量市场过渡。在积累实践经验的基础上,要逐步从容量补偿机制向容量市场机制过渡,以市场拍卖竞价等方式发现容量价格。通过价格信号引导投资,确保长期容量充裕度。先期可在容量供应相对宽松的省份,引入少量非煤电的资源品种入市,建立简单且操作性强的容量市场。在确立有效的容量评估方法和健全信息披露制度后,可考虑进一步细分容量资源价值,放宽参与容量市场的资源类型门槛,但要根据容量的实际可用性及效果,强化失约惩罚,而不是简单地实行收入减免。此外,还要着重提高可再生能源参与容量市场的积极性,激励其主动提升可靠容量水平,引导可再生能源对煤电逐步形成可靠替代。

未来,随着市场的不断完善,我国将“逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制”,形成百花齐放的容量资源市场,支撑可再生能源“立”得住,为电力系统提供更加清洁低碳的有效容量保障。

(作者系自然资源保护协会项目主管)

我们要像保护自己的眼睛一样  
保护生态环境,像对待生命一样对待生态环境,  
同筑生态文明之基,同走绿色发展之路!

