

国家发改委发文明确,我国将分两个阶段建设全国统一电力市场,适应新型电力系统要求——

全国统一电力市场建设按下“快进键”

■ 本报记者 赵紫原

“发展出题目,改革做文章。”自 2021 年 11 月 24 日召开的中央全面深化改革委员会第二十二次会议提出“建设全国统一电力市场体系”“加快建设国家电力市场”以来,能源电力行业主管部门应声而动,加快出台改革落地必备的“说明书”“施工图”。

1 月 28 日,国家发改委印发《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改[2022]118 号)(下称《意见》),明确提出我国将分两个阶段建设全国统一电力市场:到 2025 年,全国统一电力市场体系初步建成,国家市场与省(区、市)/区域市场协同运行,电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营,跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高,有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年,全国统一电力市场体系基本建成,适应新型电力系统要求,国家市场与省(区、市)/区域市场联合运行,新能源全面参与市场交易,市场主体平等竞争、自主选择,电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

业内普遍认为,《意见》的印发,意味着全国性电力市场建设按下了“快进键”,标志着我国电力计划机制将全面走向市场化,新一轮电力体制改革也将顺势走向深入。

追本溯源,提出针对性建设“清单”

中央全面深化改革委员会第二十二次会议指出,“要健全多层次统一电力市场体系,加快建设国家电力市场,引导全国、省(区、市)、区域各层次电力市场协同运行、融合发展,规范统一的交易规则和技术标准,推动形成多元竞争的电力市场格局。”这些具体的任务目标,此次印发的《意见》均有涉及。

中国社会科学院财经战略研究院副研究员冯永晟表示,《意见》从统一电力市场体系的层次特征、基础功能、交易机制、规划监管、系统转型等方面提出针对性建设“清单”,“全国统一电力市场体系建设将在

“十四五”期间全面提速。”

据了解,针对“如何处理省、区域、国家三个层级电力市场的关系”这一问题,业内已讨论多年,其中“省内、区域市场分级运行,最终融合为全国统一电力市场”的观点最普遍,也最具代表性。但也有不同观点认为,将电力市场分级会割裂供需,“省为起步、扩围为区、继而统一”的方案更符合市场经济规律。

对此,《意见》明确,有序推动国家市场、省(区、市)/区域电力市场建设,加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。条件成熟时支持省(区、市)市场与国家市场融合发展,或多省(区、市)联合形成区域市场后再与国家市场融合发展。推动探索组建电力交易中心联营体,并建立完善的协同运行机制。

破旧立新,逐步打破市场壁垒

在操作层面,建设全国统一电力市场的意义是什么?

冯永晟告诉记者,《意见》明确现有市场设计完善的方向是适应并促进新型电力系统建设。“无共识也就难以形成合力,《意见》旨在打破市场建设的诸多壁垒,促进资源优化配置。”

以技术规范为例,一位电力行业专家指出,长期以来,我国以省为实体的电力市场根据自身情况,设计了不同模式的交易体系。“比如当前中长期市场有的带曲线、有的不带;现货市场有的以 15 分钟为一节点,有的是 5 分钟;有的省区只开放发电侧,有的则发电用电全面开放。在这种情况下,跨省区的市场衔接难度必然增加,从而因地区间的制度差异产生交易壁垒,市场流动性必然受限。如果有了全国统一市场,这些问题可能就会迎刃而解。”

记者还注意到,“十四五”规划明确要求“加快发展非化石能源,坚持集中式和分布式并举”。对此,中国能源研究会配售电研究中心副主任吴俊宏表示,集中式电力消纳环节的一个“硬骨头”,就是破除跨省跨区交易的“双轨”制。

“当前,跨省跨区交易有相当大的比例是依据‘计划电’进行保量保价交易,即无论受端省份电力供需情况如何变化,双方都要依据合同优先消纳外来电。但这种计划体制下‘外来电’的‘贵宾待遇’,很容易造成送受两端市场都出现不平衡。”吴俊宏说。

冯永晟进一步指出,对于“外来电”产生的“双轨”问题,解决之道就在于要先破除“外来”与“外送”之分,此次《意见》也已明确,“按照先增量、后存量原则,分类放开跨省跨区优先发电计划”“鼓励支持发电企业与售电公司、用户等开展直接交易”。

同时,“风光”消纳需要在更大范围内优化配置资源。蒋江认为,随着新能源大规模并网,仅依靠省内灵活性资源难以平抑“风光”给电力系统带来的巨大挑战。“若灵活性资源在区域市场乃至全国市场进行互补互济,对消纳‘风光’将大有裨益。”

凝聚共识,为电改带来新期待

建设全国统一电力市场并非易事,需要克服电力系统形成的路径依赖,需要在本质上变革调度模式,更需要“刮骨疗毒”式的改革勇气、详尽成熟的政策指导以及与时俱进的管理模式。

蒋江认为,当务之急是理顺电力交易现货市场、中长期市场、辅助服务市场的关系,这也是 2022 年全国能源工作的重点任务之一。“当前我国中长期市场价格与现货价格常有较大偏离,甚至部分地区和时段形成割裂,抑制了真实价格信号发挥作用。2021 年的种种情况就说明,市场主体未能基于中远期市场供需基本面形成价格预测,导致中长期价格信号失真,并给市场正常运转造成实质性影响。”

针对上述难点痛点,《意见》进行了一一回应:制定市场准入退出、交易品种、交易时序、交易执行结算等基本交易规则,以及统一的交易技术标准和数据接口标准;明确了电力现货市场、中长期市场和辅助服务市场职责功能;明确提出加强和完善电力监管体制等。

此外,《意见》首次提出注重发挥市场价格信号对电力规划建设的引导作用;推动电网企业输配电业务和购售电业务分开核算,妥善处理政策性交叉补贴;首次提出完善电力应急保供制度、首次提出“报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核”、首次提出因地制宜建立发电容量成本回收机制、首次提出通过现货市场实现调峰服务等。业内认为,这些“首次”都将从操作层面推动电力计划机制走向市场化。

在冯永晟看来,虽然《意见》缝补了诸多政策“缝隙”,但电力体制改革仍是一个长期而艰巨的过程,《意见》所能带来的改革成效仍将取决于各项具体方案的制定和落实。“但可以肯定的是,《意见》不断凝聚各方对市场模式与改革路径的共识,将为下一步电改带来更多新期待。”

图片新闻

西藏 DG 水电站:坚守施工春节不打烊



春节期间,在西藏最大内需电厂 DG 水电站,仍有 300 余名建设者坚守高原建设现场,“热火朝天”推进大坝等尾工施工和电力安全生产工作,为确保工程顺利收尾、春节期间能源保供持续奋战。这是该项目连续第三年组织建设者坚守过年。

DG 水电站装机 66 万千瓦,于 2021 年 12 月实现年内机组全容量投产发电,为西藏最大电厂、最大机组。图为 DG 水电站大坝尾工施工现场。

华电西藏公司图/文

关注

2021 年非化石能源发电装机首超煤电

本报讯 记者赵紫原报道:中电联于近日发布《2021 年度全国电力供需形势分析预测报告》(下称《报告》)指出,2021 年,全国电力装机结构延续绿色低碳发展态势,非化石能源发电装机容量达到 11.2 亿千瓦,占总装机比重首次超过煤电。《报告》预测,2022 年,非化石能源发电装机占总装机比重将有望首次达到 50%。

根据《报告》,截至 2021 年底,全国全口径发电装机容量 23.8 亿千瓦,全年发电量 8.11 万亿千瓦时,分别同比增长 7.9%、8.1%。

其中,火电装机容量 13 亿千瓦,同比增长 4.1%,其中包括煤电 11.1 亿千瓦,同比增长 2.8%,占总发电装机容量的比重为 46.7%,同比降低 2.3 个百分点;非化石能源发电装机容量达到 11.2 亿千瓦,同比增长 13.4%,占总装机容量比重为 47.0%,同比提高 2.3 个百分点,历史上首次超过煤电装机比重。

《报告》同时指出,2021 年,主要受国内经济持续恢复发展、上年同期低基数、外贸出口快速增长等因素拉动,全国电力消费增速实现两位数增长——全社会用电量达到 8.31 万亿千瓦时,同比增长 10.3%。

值得注意的是,2021 年,因电煤供需阶段性失衡,煤炭价格创历史新高,煤电企业全面亏损。《报告》测算,去年因电煤价格上涨导致全国煤电企业电煤采购成本额外增加 6000 亿元左右。去年 8 月以来大型发电集团煤电板块整体亏损,8—11 月部分集团的煤电板块亏损面达到 100%,全年累计亏损面达到 80%左右。直到去年底,电煤价格水平仍显著高于煤电企业的承受能力。

受电煤供应紧张等多重因素影响,2021 年 9、10 月全国电力供需总体偏紧,多地出现有序用电。国家高度重视并出台一系列能源电力保供措施,2021 年 11 月 7 日起至年底,全国有序用电规模基本清零,仅个别省份对部分高耗能、高污染企业主动执行有序用电。

2022 年供需形势如何?《报告》指出,随着我国消费结构及产业结构持续调整升级,负荷“冬夏”双高峰特征逐步常态化。全球疫情仍在持续,外部形势更加复杂多变,既要保障电力供应,又要积极推动能源转型。宏观经济、燃料供应、气温、降水等多方面因素均给电力供需形势带来较大的不确定性。根据电力需求预测,基于对气温、来水、电煤供应等关键要素的分析,并综合考虑新投产装机、跨省跨区电力交换、发电出力及合理备用等,预计 2022 年全年全社会用电量将同比增长 5%—6%,全国电力供需总体平衡,迎峰度夏、迎峰度冬期间部分地区区域电力供需偏紧。

煤电价格市场化改革走向深入

■ 本报记者 杨晓冉

日前,国家能源局发布的《2022 年能源监管工作要点》提出,要不断提升能源市场化建设水平,深入推进多层次统一电力市场体系建设;推动完善煤电价格市场化机制,扩大市场交易电价浮动范围。

煤电价格机制不断改革,对燃煤发电行业发展影响几何?又对电力市场建设提出哪些要求?针对以上问题,记者采访了多位业内专家。

煤电价格浮动范围持续扩大

近年来,国家不断扩大燃煤发电价格浮动范围,为煤电价格市场化松绑。

2019 年 10 月,国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》,将此前一直施行的燃煤发电标杆上网电价机制改革为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制,并规定基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。

2021 年 10 月 12 日,国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》提出,有序放开全部燃煤发电上网电价,扩大市场交易电价上下浮动范围,原则上均不超过 20%,但高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。中国能源研究会能源政策研究中心

执行主任林卫斌分析,不断扩大煤电价格上下浮动范围的最主动因就是电煤价格大幅上涨,燃煤发电企业普遍亏损。“而放松煤电价格管制,建立起以市场供求关系为主导的定价机制,燃煤发电企业就可以根据电煤价格的波动调整煤电价格,对我国电力市场化改革具有重要意义。”

“目前在煤炭价格处于高位运行的情况下,仍需进一步放开煤电的价格浮动幅度。”华北电力大学经济与管理学院教授袁家海指出。

常态化煤价干预机制有待建立

如林卫斌分析,煤电企业多年一直未能从亏损“泥潭”中挣脱出来。

早在 2018 年,四大发电集团就曾联合发布《关于当前电煤保供形势严峻的紧急报告》,文件显示煤电行业“亏损面达 60%左右”。

2021 年 9 月,大唐国际、京能电力等 11 家燃煤发电企业再次联名发布《关于重新签约北京地区电力直接交易 2021 年 10—12 月年度长协合同的请示》的文件。该文件称,随着全国煤价大幅上涨并持续高位运行,京津唐电网燃煤电厂成本已超过盈亏平衡点,与基准电价严重倒挂,燃煤电厂亏损面达到 100%。“严重影响电力交易的正常开展和电力稳定供应。”

煤电一直扮演着实现多元电力目标与需求的“压舱石”角色。但同时,煤电多年来也承担着降电价、促进新能源消纳的政策压力。”某煤电行业人士坦言,若一味让煤电企业降价,对于煤电企业自身发展及煤电行业转型,甚至国家能源安全、电力保障都是不利的。

袁家海认为,电煤作为战略性的基础能源,与国计民生息息相关。因此,要进一步推进煤电价格市场化,就要先管控好煤炭的价格机制。“首先要形成常态化的煤炭价格干预措施,使其在合理范围内浮动。由此形成从原料成本到发电成本,再到上网电价的有效传导机制,在此基础上进一步完善煤电的市场化价格形成机制,进一步扩大煤电价格浮动范围,才具备现实可操作性。”

健全电力市场是当务之急

“要推进煤电价格市场化改革,完善电力市场建设是当务之急。”在林卫斌看来,健全包括电能量市场、辅助服务市场和容量市场在内的电力市场是推进煤电市场化交易的有效保障。

袁家海亦认为,扩大电力现货市场试点或覆盖范围将有利于煤电市场化价格的形成。“目前所有省份都有电力中长期交易,但只有部分省份开展了现货交易。

推动实现连续的、全年电力现货市场运行,应该成为下一步重点工作。”

“现货市场敏锐的价格信号,能够改善各类机组的运行状态、促进机组优化,形成更合理的资源配置。”袁家海举例指出,煤电机组在价格高时满发,价格低时可在日前市场将已拿到的中长期交易电量转卖出去,“比如,某煤电机组的发电成本是度电 0.35 元,此时上网为度电 0.15 元,那么该煤电机组就可以寻找成本更低的电源代替发电,如此反而会增加利润。”

与此同时,随着现货市场的建设和完善,日益增长的电力辅助服务需求也要求煤电价格机制逐步配套完善。“这需要国家层面制定更加明确的时间表和路线图。”袁家海说。

袁家海同时建议,在煤电作为调节性电源长期处于亏损的状态下,不妨考虑尝试先在部分省份建立起针对煤电的容量补偿机制。“比如四川、云南等地可再生能源装机占比大,煤电装机及占比都较少。但在枯水期时,煤电机组又必须出力保供。过去曾讨论过让水电机组来补贴煤电,但在弃水严重时期,这一操作并不现实,因此对煤电机组的补偿机制一直没有建立起来。建议考虑先在这部分省份建立起针对煤电的容量补偿机制。”