

攻坚高温气冷堆示范工程并力推产业化,首个控股建设大型压水堆项目获国家核准,全面开发千万千瓦级三大核电基地——

华能亮出“核电牌”

■本报记者 朱学蕊

攻坚调试——
2021年首次并网发电

进入调试阶段,意味着高温气冷堆示范工程已安装就位的部件和系统将进行各种无核和带核反应试验,土建安装质量、核电厂构筑物、系统和设备性能是否达到正常和事故工况下设计要求,都将接受全面“体检”,因此工程完成度和建造质量至关重要。

报告会上,华能副总工程师、华能核电公司执行董事张涛介绍,目前示范项目一回路核心反应堆系统已安装完成,并形成整个回路;30%的系统已完成调试并投入运行,具备全面调试的基础条件;90%的系统已完成安装并移交调试生产,具备系统联动调试条件。“总体看,核岛、常规岛,包括BOP的土建已基本完成,整个安装进度达到98%以上。”

张涛介绍,按计划,高温气冷堆示范工程将于今年下半年实现冷试和热试明年实现反应堆首次装料、临界和并网发电。“目前,整个生产准备持有操纵员执照65人,能够保证整个生产体系正常运转。”

作为技术原立方,清华大学研发团队亲历了这项技术从实验堆走向工程示范的全过程。对于并网前的攻坚,清华大学党委书记陈旭表示,要清醒认识到世界首堆在调试过程中可能会出现的问题,做好充分准备,全力克服困难。

对此,中国科学院院士王大中、中国工程院院士叶奇蓁表示赞同。叶奇蓁指出,根据以往经验,首堆综合调试相当困难。“因为没有可参考的过往经验,另外包括设计、设备、施工等很多问题都会在综合调试中暴露出来。所以,一定要认真编制每个调试大纲,同时对可能出现的故障做好预案。”

协同创新——
设备国产化率达93.4%

高温气冷堆示范工程于2006年列入国家科技重大专项,彼时便明确了设备国产化率75%的目标。那么开工近八年后,这个目标是否完成?

据了解,示范工程核岛设备大概有15000件,常规岛设备12000件,首次使用设备2200余台套,创新型设备660余台套。“十大核心设备和系统包括燃料元件、压力容器、主鼓风机、蒸汽发生器、堆内金属构件、控制棒、吸收球、燃料装卸系统、氨净化系统以及乏燃料干式储存等,进口设备主要涉及核级石墨、氦气阀门和电磁轴承。”清华大学核研院院长、高温气冷堆专项总师张作义介绍。

“从设备制造国产化情况看,示范工程国产化率已达93.4%,远超重大专项预设目标,是目前国产化率最高的核电项目。另外,氦气阀门和电磁轴承国产化研究已取得基础性进展,核级石墨国产化也在积极研究推进。”张涛称。

高温气冷堆是创新型核电工程,其设备国产化率大幅跃升,关键得益于以企业为主体、市场为导向、产学研深度融合的技术创新体系。正如张作义此前所感慨,“如果没有华能十几年的支持,没有各合作方的协同,这项技术走不到工程实施。”

对于核电科技领域的持续创新,华能也提出了相应规划,即通过“小核心、大协作”技术平台,联合高校、科研院所、制造厂以及设计院,形成核安全、项目开发建设和运营三大体系,以及管理和技术的两套标准,并力争形成一批相应的国际标准。“未来华能核电科技创新要具备五种能力,即高温堆综合应用、火电厂址

替代、核电厂智慧运行、建立项目建设四大管控平台、形成核电集约化的技术支持平台。”张涛解释。

加码布局——
锁定三大核电基地

作为综合性能源集团,华能近年来加快转型步伐,持续发力清洁能源产业,目前清洁能源装机占比达33.83%。“加快发展核电,打造重要的新兴战略产业,是推进华能转型升级的重要方向和战略选择。”舒印彪表示,“十四五”期间,华能将全面开发建设石岛湾、昌江、霞浦三大核电基地,核电产业进入规模化发展阶段。

据了解,上述三大核电基地中,石岛湾基地目前在建一台高温气冷堆,四台百万级压水堆电站正在积极推进;海南昌江基地两台百万级压水堆9月2日获国家核准;福建霞浦基地已列入国家规划。

对于中远期发展,华能今年8月发布的《中国华能集团有限公司核电产业发展战略规划(2011-2035)》对高温气冷堆和压水堆做出了相应安排。其中,高温气冷堆实现从优化完善到提升发展和规模发展,并实现在中国内陆和海外市场的突破,同时在制氢、高温化工、核能供热、海水淡化、氦气透平等领域实现多元化产业应用;压水堆在三大核电基地建设基础上,实现规模发展和高效发展,规划在2035年达到两个15%,即在国内核电新增装机中占比15%,同时核电发电量在华能总发电量中占比15%。

针对高温堆产业化,多位院士和核能行业专家建议,在建好示范工程基础上,应集中力量开展以提高运行可靠性和经济性为目标的技术完善和优化,并明确技术市场定位,为多元化市场推广打好基础。

图片新闻

甘肃首个百万千瓦级调峰火电工程1号机组并网发电



日前,甘肃首个百万千瓦级调峰火电工程——常乐电厂4×100万千瓦工程1号机组首次并入甘肃大电网正常发电,为甘肃新能源送出提供了亟需的调峰和补充容量,提升了甘肃及西北地区新能源外送能力。

常乐电厂工程位于酒泉市瓜州县境内,是千万千瓦级酒泉风电光电基地、±800千伏祁韶直流输电工程的配套火电项目。国网甘肃省电力公司坚持高标准、严要求推进1号机组启动工作,力保其顺利并网。图为常乐电厂。

常乐电厂/图

煤电占比居高不下 “受电”比例不断提高

鲁苏鄂三省直面电力供需失衡矛盾

■本报实习记者 赵紫原

“我国区域电力供需不平衡问题由来已久,未来这种不平衡还将持续。如何平衡‘远方电’与‘身边电’的关系,可再生能源与煤电发展如何协调,需求侧资源如何持续发挥作用,都值得深入讨论。”近日,在中国社会科学院生态文明研究智库主办的“中国煤电发展之路辨析”系列沙龙上,华北电力大学经济与管理学院教授袁家海指出电力输入省份面临的电力供需矛盾。

电力供需矛盾突出

山东省电力协会副会长徐震表示,截至2019年底,山东电力总装机1.36亿千瓦,其中煤电9604万千瓦,“风光”分别为1354万、1619万千瓦,在运自备电厂4819万千瓦。2019年度,山东合计从省外受电936.03亿千瓦时,同比增长33.72%,其中,累计完成从华北电网受电284.56亿千瓦时,同比增7.17%;从西北电网受电424.64亿千瓦时,同比增长45.18%;从东北电网受电226.83亿千瓦时,同比增长59.75%。

与山东一样,山东也是“受电”大省。苏州中咨工程咨询有限公司副总经理许相敏统计,截至2019年底,江苏电力装机

达1.33亿千瓦,煤电占比达60%,新能源占比16%,气电、核电等占比约20%。“2019年江苏用电量超过6200亿千瓦时,仅次于广东省。其中外来电约1200亿千瓦时,占比超过20%。由于清洁能源发电装机增速较快和外来电规模稳步扩大,江苏煤电利用小时数持续下降,已从2016年的5093小时降至2018年的4576小时。”

处于华中负荷区的湖北省,“水火”投产速度放缓,新能源装机持续增长。华中科技大学副教授王贻指出,截至2019年底,湖北全口径装机容量7862万千瓦,全年发电量2973亿千瓦时,全省电力结构呈现“水火”为主,“风光”为辅的特点。“湖北缺煤、少油、乏气,水电资源开发殆尽,新能源资源禀赋不足,加之水电大规模外送,省内电力供应主要依赖煤电,电力供应瓶颈明显。”

多措并举增加供给

作为能源生产和消费大省,山东、江苏和湖北如何破解上述困境?

徐震表示,山东30万千瓦及以上机组为电网主力机型,装机容量占比为72.8%,30万千瓦以下机组数量占比超

70%,这部分机组呈现地域分散性大,经济性低,煤耗指标高,已成为煤电结构优化的重点范围。“‘外电入鲁’和本地新能源消纳是山东煤控的重要措施,同时山东也在发展气电,加快煤电灵活性改造,并力推自备电厂参与调峰。”

江苏省的突出矛盾表现为日益增长的动力负荷。“十三五”以来,江苏全社会最高用电负荷从2015年的8573万千瓦增至2019年的10716万千瓦,年均增长率7.2%。其中受极端高温天气影响,2016、2017年全社会最高负荷分别同比增长9.6%、9.9%。许相敏表示,江苏最高用电负荷持续时间短,仅占全社会用电时间的0.2%-0.8%,若新建燃煤电厂来满足最高负荷得不偿失。“目前江苏正在通过大力发展需求侧响应和储能等来应对尖峰负荷需求,2019年通过需求响应已降低402万千瓦的高峰负荷。”

为缓解电力供需矛盾,湖北省选择特高压“输电”增加供给。王贻指出:“湖北目前的特高压线路利用率并不高,比如山西到湖北这条线路,2019年利用小时数只有774小时,这并非配套电源不足所致,而是湖北在有煤炭供应充足的情况下,更倾向于在本地建设煤电项目。”

逐步实现煤电减量

作为电力负荷大省,山东、江苏、湖北在能源转型大趋势下如何“减煤”?

徐震表示,未来山东电力消费要实现三个1/3,即“外电入鲁”占1/3,本地煤电占1/3,新能源和核电占1/3。“围绕这个目标,各级政府需对煤控目标进行清晰的分配,山东省煤电关停减量是个明显趋势。”

许相敏表示,江苏可再生能源资源非常丰富,应推动其发展壮大,由注重扩大规模向重视技术创新转变,并由补充型电源逐步向主力型电源转变,同时要在保证电力供应和峰值负荷的情况下,逐步实现煤炭减量。

王贻认为,截至2019年底,湖北在运煤电机组2900万千瓦,加上在建机组,总存量达3222万千瓦,已超过该省确定的2025年3150万千瓦的合理规模。“若当前推进中的在建、待批准机组和‘十三五’缓建的机组全部投产,2025年湖北煤电机组装机将达到3836万千瓦,形成严重的产能过剩。建议“十四五”期间湖北新增煤电规模控制在300-350万千瓦左右,2030年之后不再新增煤电。

关注

我国火电厂智能化建设呼唤新标准

■本报实习记者 杨梓



“我国清洁能源消纳和环保需求,对火电深度调峰、超低排放、灵活运行提出了更高要求,需应用以人工智能为核心的新技术,引领火电机组向智能化发展,以保证其在中低负荷下安全、环保、减人、降能增效,并在供电煤(气)耗最低方式下运行,从而实现清洁高效利用,保持竞争力。”电力行业热工自动化与信息标准化技术委员会副秘书长、中国自动化学会发电自动化专委会秘书长孙长生日前在中电联智能发电标准化工作组成立暨第一次工作会议上表示,“为避免无序投入,火电厂智能化建设需要制定新的标准。”

孙长生告诉本报记者,他于去年现场调研了国内15家火电厂,发现各发电集团都有试点。“但目前为止,还没有一家完整的智能化火电厂。”

孙长生表示,目前火电厂智能化的最大问题是没有国家及行业相关标准,导致企业各自探索,重复投入。他表示,火电厂智能化标准制定有利于合理利用资源,推广科学技术成果,提高经济效益,保障安全生产和保护环境,还有利于产品通用互换,制造、建设与生产过程的协调配套等。电力行业在标准制定方面开展了很多研究和的工作,但现阶段进展较慢,不过已有标准已被电厂采用或参考。“如果行业组织总结现有经验,尽快制定出台一些标准,可为后续电厂智能化建设提供规范化指导,既方便企业管理,也使其有了优化方向。”

对于电厂智能化建设核心——控制系统优化技术,孙长生指出,最初想法是通过建设智能化电厂推动更多本土化产品的开发与应用,尤其是智能传感器,但迄今没有明显进展。“国家、行业、发电企业在科技项目立项上,应在这方面加强引导。”

孙长生同时指出,大数据挖掘是电厂智能化的重要体现,但目前电厂在该领域鲜有建树。“要做好数据挖掘,就要解决各集团之间数据的不确定性、随机性和模糊性。信息不完整以及语义表达歧义,需要各发电企业提前规划。”他还提到,国内煤质变化较大,使用国外进口软件时常会有“水土不服”情况发生,应尽快开发适应我国电厂需求的国产软件。

据记者了解,虽然我国还没有一家完整的智能化电厂,但各发电企业都已在智能化框架下进行了智能控制技术、先进算法和新技术的研究与应用,主要包括广义人工智能技术、三维技术应用、安防监视、智能监盘应用、机器人与无人巡检等,研究规模和力度不尽相同。对此,孙长生表示,全球各国在建设智能化火电厂上都还处于摸索阶段,相比其他国家,我国已走在前列。

谈及我国智能化火电厂未来前景,孙长生坦言:“我们现在很多基础的东西没有做好,不要说智能化,数字化电厂都还没成型。智能电厂未来的发展跟整个行业形势、发电企业的投入和经济发展需要密切相关。未来的具体发展形势很难说,但一定是逐步智能化的过程,相信十年内会有较大变化。”

孙长生认为,目前智能化电厂建设还要看各电厂的实际需求,不能为了体现智能化而智能化。“智能火电厂应该更多地从节能减排方面考虑,进一步优化完善控制系统,适应煤质变化,保证机组在中低负荷下安全环保运行,减能增效,煤耗达至最低,这是重点。同时,行业层面不应仅追求短期效益,一味强调大机组调峰深度,而要从机组长期运行的安全性、可靠性和经济性考虑,先解决好电力调配问题,推进电厂调度现状改变。”孙长生强调。