

目前我国提出“构建以新能源为主体的新型电力系统”。由于波动性、间歇性、随机性问题突出,新能源高比例接入将对电力系统形成巨大挑战——

电网运行管理方式需全方位变革

■ 本报记者 朱妍

“‘十三五’期间,江苏电网新能源装机容量占比由9.9%提升到24.7%,新能源发电量占比由3.8%提升到10.3%,构建以新能源为主体的新型电力系统具备基础。但同时,新型电力系统也对电网发展提出更高要求,目前集中面临一些问题。”近日在“2021国际能源变革对话”之新型电力系统建设分论坛上,国网江苏电力副总经理夏勇表示。

夏勇指出,江苏用电负荷与电源的南北逆向分布特征明显,全省约80%的新能源装机并网在苏中、苏北地区,后续新增风电、光伏项目多在长江以北,但60%以上用电负荷在苏南,大量富集电力必须送往苏南消纳。随着新能源高比例接入,发电侧不确定性增强,出力难以按需控制,急需“保底型调节电源”“储能型调节电源”动态跟踪新能源发电,以解决高峰时段保供、低谷时段保消纳的矛盾。

据记者了解,这不是江苏一地面临的考验。

提升电力系统灵活性是第一要务

新能源大规模接入,改变着传统“源随荷动”的发用模式,以抽水蓄能电站为代表的灵活性电源建设随之加速。国家电网公司发展部主任张正陵透露,国网经营区已核准在建抽水蓄能电站装机4828万千瓦,其中“十四五”投产2910万千瓦。到2025年、2030年,全国抽水蓄能装机容量将分别达到6300万千瓦、1.2亿千瓦。

但在中国工程院院士黄其励看来,即便上述规划全部完成,调峰能力仍远远不够。“过去只需面对负荷侧变化,白天晚上、节日非节日、冬天夏天虽不一样,但发电侧多为大容量、集中式、高度

自动化,可以控制调节。未来,80%—90%的电力来自因天气、季节等条件变化而不稳定的电源,加上用户侧还有各种各样、越来越高的需求,电网两头均存在不可控性。要发展好新能源,提升电力系统灵活性是第一要务。”

目前,我国灵活调节电源装机占比不足6%。黄其励表示,按照国际经验,该比例要达到10%—15%,才能较好平衡用户侧需求。“电力规划不仅要规定装机总量,还应明确电源结构分布,包括在总量里有多少是基本负荷、多少是中间负荷、多少是带尖峰负荷等。可惜长期以来并无相关内容。”

早前在接受记者采访时,国家应对气候变化专家委员会委员王志轩也称,消纳新能源发电能力主要取决于灵活电源配置,但其调节能力先天不足。“已有研究基本针对日发电,比如白天有太阳、晚上没太阳怎么办,最多考虑一周时长。当新能源发电占比越高、长期性可调节电源占比越低时,以大面积供应短缺为主要特征与电网安全稳定相叠加的复合型风险就越高。这类事件概率虽小,一旦发生破坏性却很大。”

电网调度、运行成本挑战巨大

新能源高比例接入与灵活调节能力之间的矛盾,还带来一系列连锁反应。

国家电力调度控制中心副主任孙大雁表示,电网调度同样面临挑战。“新能源发展10多年,调度也在观察它、熟悉它,传统电网运行管理方式越来越难以支撑,从理论、技术到政策、规则等,全方位都发生改变。加上用户侧也在变化,调度需在两个不确定性之间寻找‘确定’。”

孙大雁坦言,部分时段已现灵活性电源不足的危机,电力可靠供应保障难度加大。“抽蓄装机尚且不足,储能发展还在幼年期,灵活性调节离不开煤电。但目前,各大电源投资主体多瞄准新能源,投资传统能源领域的意愿越来越低。煤电亏损面整体已达50%左右,而且即便现在投了,再过十年二十年,退出概率也比较大。在这种情况下,稳定可控资源越来越少,将来新能源出力不足时,靠谁来满足用电需求?这不是调度一家研究的问题,需要凝聚各方力量。”

黄其励认为,煤电机组灵活性改造是眼前行之有效的对策,但也是“不得已而为之”。“以60万千瓦超超临界机组为例,负荷从设计值的70%以上降到30%,技术上可行,度电煤耗至少增加50克。去年全国平均供电煤耗为307克/千瓦时,若因降低负荷而增加16%的煤耗,这是一个很大的数值。”

国网能源研究院副院长王耀华也称,不同于以传统化石能源发电为主的系统,燃料费用占比较高,在新型电力系统中,灵活性电源建设改造及运行成本比重增加。“我国灵活性电源少,短期内风电、光伏发电技术进步带来的成本下降,难以抵消灵活性电源及电网成本的上升。长远来看,电力供应成本达峰后逐步下降,但相比当前系统仍将小幅提升。”

发展需求侧灵活性资源不可或缺

王志轩提出,针对新能源波动性、随机性带来的影响,行业已有高度认知,对策研究较多,目前处在破题阶段。但对于小概率自然现象引起的能源安全风险,如大面积、持续性长时间的阴雨天、静风天

带来的电力断供风险认识不够。“决策者、电力系统、新能源企业等不同主体,认识仍停留在技术层面。仅靠电力行业、电网企业不可能独立防范,如何在实现目标的过程中守住能源电力安全底线,政策作用不可替代。如煤电灵活改造的投资回收机制、机组安全备用的政策落实等问题,都是能源转型中遇到的新情况,也是‘学费’的一部分。”

张正陵表示,国家电网将全面实施电源灵活性改造,计划在负荷中心建设一批应急备用和调峰电源。到2025年,“三北”、东中部地区分别完成改造2.2亿、1亿千瓦以上。同时在气源有保障、电价承受力较高的地区布局气电,到2025年,国网经营区气电装机达到1亿千瓦。

“仅靠电源侧一方难以满足调节需求,充分发挥需求侧资源价值十分迫切和必要。”王耀华认为,随着分布式电源、储能、储热、柔性调节等技术应用,工业企业、商业建筑等用电负荷,蕴藏巨大的可调节资源,可通过需求侧响应等方式参与系统调节。“预计到2025年,我国电力需求响应规模达到7000万千瓦,约占最大负荷的4%。长期来看,需求响应资源在高比例新能源电力系统中有望突破20%,但目前对调节能力挖掘不足。”

多位专家还提出,技术决定了系统灵活性的潜力,需要完善的政策及市场机制支撑。“一方面,应该对各类资源的系统可调度能力作出要求,通过技术标准、出台管理规范等,明确承担共同但有区别的责任;另一方面,可以引入针对系统灵活性资源的市场种类或产品,引导源网荷储灵活互动,提升市场运行灵活性。”王耀华称。

投资高企、投入和产出不成正比

能源装备行业中试平台布局缓慢

本报讯 记者董梓童报道:日前,记者在机工智库举行的2021年装备制造行业发展报告发布会上了解到,截至2020年底,国内机械工业资产规模和营收已分别达到26.52万亿元和22.85万亿元,实现利润1.46万亿元,一大批产品产量位居世界前列。但作为制造业增加值世界第一大国,我国在先进制造领域的世界级企业数量却较少。这一现象在能源装备制造产业更为突出。例如,Wind数据显示,我国A股超千亿美元市值的能源装备制造企业仅有一家。

机工智库研究员司建楠认为,之所

以出现这种“大而不强”的局面,主要是因为我国装备制造领域存在创新能力较弱、产品档次不高等问题。其中,中试平台布局缓慢是阻碍装备制造成果转化的重要因素。因此,国内能源装备难以进入高端市场。

以履带起重机为例,该机可进行物料起重、运输、装卸和安装等作业,在电力、石油化工、水利水电等领域应用广泛,但其核心电控元件力矩限制器国产化水平尚待提升。由于缺少试验验证,国产力矩限制器在超起工况下的控制精度很难达到5%的要求。要提升技术,还需

要经过大量的试验和经验总结修正计算模型。

据介绍,投资高企、投入和产出不成正比是中试平台布局缓慢的主要原因。能源装备的自身特点决定了技术的中试熟化、产品迭代需要长期的、持续不断的投入。一般试验验证环节的投资是研发的6—8倍,企业动力明显不足。

司建楠透露:“在核电站主泵研发方面,据沈阳某公司反映,建设一个主泵全容量试验台需要投资约17亿元,企业销售70台主泵才能收回投资。投入巨额资金的同时,企业还要承担转化

成果不及预期的风险。即使做出了样机,也需要与下游客户匹配、磨合。部分产品的磨合期长达数年,不仅需要用户企业的信任与支持,更需要产业链上下游协同推进。”

司建楠建议,加强产业内统筹协调,鼓励企业特别是大型领军企业,联合上下游企业,通过重组、合作、共享等方式自主自愿组建共性技术企业类平台;同时,聚焦石化等重点领域,分类推进试验验证平台的建设,培养一批世界级的装备制造企业,推动产业高质量发展。

上接1版

2014年建成世界第四大水电站——溪洛渡水电站,总装机容量1386万千瓦,单机容量达到77万千瓦;2014年建成总装机容量640万千瓦的向家坝水电站,单机容量达到80万千瓦;世界第七大水电站——乌东德水电站今年6月17日全部机组建成投产,总装机容量1020万千瓦,单机容量达到85万千瓦;世界第二大水电站——白鹤滩水电站总装机1600万千瓦,今年6月28日实现首批机组投产,单机容量达到100万千瓦,位居世界第一……

截至2020年底,我国水电装机容量累计达到3.7亿千瓦,稳居世界第一;发电量1.36万亿千瓦时,占全部发电量的18%,是当之无愧的主力电源。

雅砻江在全国规划的十三大水电基地中规模排名第三,规划装机约3000万千瓦。据雅砻江流域水电开发有限公司相关负责人介绍,该流域未来的发展空间远不止于此:流域将以水电为基础,开发建设风光水互补绿色清洁能源示范基地,基地总装机将达8000万千瓦;建成后,将成为世界最大的绿色清洁能源基地之一。

“十四五”期间,我国将建设9座大型清洁能源基地,除雅砻江流域外,还包括黄河上游、金沙江上游、金沙江下游三个以水电开发为基础的大型清洁能源基地。这也意味着,随着“大型水电基地”向“大型清洁能源基地”升级,以及中央财经委员会第九次会议提出的“构建以新能源为主体的新型电力系统”目标的落地,水电将迎来新使命,扮演新角色。

“待到山花烂漫时,她在丛中笑。”世界第一水电大国正在续写新篇章。

安全高效打造核电建设国家名片

东海之滨,福建福清核电基地内,六台机组一字排开,矗立其间的中国自主三代核电华龙一号全球首堆,历时近69个月的建设后,于今年1月如期投入商运,距离福清1700多公里的山东威海,我国三代压水堆核电重大科技专项国和一号建设现场,焊花飞溅,一座超级工程正在核电建设者手中加速孕育。

华龙一号与国和一号所取得的新突破,不仅是我国核电技术实现由二代向三代历史性跨越的标志性工程,更是我国在战略高技术领域取得新跨越的代表性工程。

九层之台,起于累土。1985年,核工业人白手起家,自主设计建造了被称为“国之光荣”的秦山核电站,奏响了我国核电事业的“报春曲”;1987年,我国大陆首座大型商用核电站大亚湾核电站开建,中国高起点发展核电事业的大幕由此开启。

“后续30多年来,历经适度发展、积极发展和安全高效发展等阶段,核电在我国尤其是沿海地区发电量占比不断提高,为能源安全供给和经济社会绿色转型作出了重要贡献。”中国核能行业协会副理事长兼秘书长张廷克说。

最新统计数据 displays,截至2021年6月底,我国商运核电机组达50台,总装机容量5214.5万千瓦,居全球第三;核准及在建核电机组23台,总装机约2480万千瓦,居全球首位。2020年,核能发电装机容量占比约2.3%,发电量占比约4.9%。自1994年首台核电机组投入商运以来,我国核能发电量累计已达2.6万亿千瓦时以上,等效减排二氧化碳约21亿吨。

回望华龙一号与国和一号的研发历程,其对中国核电产业链发展所发挥出的巨大推动作用有目共睹,“中国创造”的印记深刻又清晰。

张廷克告诉记者,我国目前已全面掌握了反应堆压力容器、蒸汽发生器、保护控制系统和核级焊材、核级密封件等关键设备、材料制造技术,部分领域填补了国内空白,具备了每年8—10台/套核电主设备制造能力,自主三代核电综合国产化率已达88%以上。“另外,作为世界上唯一30多年不间断建设核电的国家,我国核电工程建设管理水平和总承包能力持续提升,工程建设技术水平保持国际先进行列,成功实现了多项目、多基地同步建设,全面掌握了三代压水堆、高温气冷堆、快堆等多种先进堆型建造技术,具备了同时建造30台以上核电机组的工程施工能力。”

从1970年国家决定发展核电事业到成功跻身世界核电大国行列,四十年来,几代核电人筚路蓝缕,艰苦创业,只为将先进核电技术牢牢握在手中。如今,分布于八个省区的数十个核电基地,正成为中国绿色发展和实现碳达峰目标的强劲助力。

“装点此关山,今朝更好看。”自主先进的中国核电必将作出更大贡献。



广西融水:光伏电站美如画

图片新闻

7月5日,广西融水苗族自治县和睦镇古顶村光伏电站,在阳光照耀下蔚为壮观,成为一道独特的风景线。

据悉,该光伏电站占地约400亩,为古顶水电站库区内的闲置土地,建设规模约20MW,于今年3月投运。

人民图片