

走“电力国家”之路,中国怎样“行”?

■徐耀强

能源是国民经济的命脉,电力是现代化建设的核心支撑。纵观世界近现代史,每一次能源革命都深刻重塑了国家竞争格局与全球治理体系。从蒸汽时代到电气时代,从化石能源到清洁能源,能源结构的每一次跃迁都伴随着大国兴衰的历史进程。

走“电力国家”能源发展模式之路,本质上是推动电力现代化建设,这既是顺应全球能源变革大势的必然选择,也是立足中国国情、服务中国式现代化的战略抉择。以“电力国家”之路推动能源强国建设,中国应当怎样“行”?其行动逻辑必然要求,坚持以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为指导,统筹供给、消费、产业、体制四条路径,协同推进、一体贯通,以供给侧新型能源筑牢产业根基,以消费侧电能替代拓展市场空间,以制造业创新驱动夯实产业底盘,以市场化体制改革激活内生动力,走出一条安全可靠、绿色低碳、自主可控、高效运行的中国特色电力现代化道路。

■在电力供给端,加快发展新型能源

能源供给体系是“电力国家”建设的逻辑起点、物质基础和源头支撑。加快发展以风能、太阳能、新型水能、核能等为代表的新型能源,构建清洁低碳、安全高效的能源供给体系,完成从化石能源主导向以新能源为主体的结构性转型,是建设新型电力系统的首要任务。

一是大力发展风光清洁能源。坚持集中式与分布式并举、陆上与海上并进的发展思路,持续扩大可再生能源开发规模。一方面,稳步推进西北“沙戈荒”大型风光一体化基地、西南水风光互补基地、东部沿海海上风电集群开发;另一方面,加快普及分布式光伏、分散式电源就地发电、就地消纳。针对深远海风电、漂浮式风机等前沿领域加大规划布局,拓展海上清洁能源增量空间,持续提升非化石能源发电量占比。

二是完善多元调节资源体系。高比例新能源并网的关键痛点在于出力不稳定,必须构建多层次、全类型调节支撑体系。为此,要提速抽水蓄能电站规划落地,将抽水蓄能作为电网基础调峰主力,持续扩容存量,新建站点,形成长效削峰填谷能力;要规模化推广新型储能,加大风光电站配套建储能设施力度,发展锂电池、液流电池、氢储能等长时储能技术,培育用户侧共享储能商业模式;要推动煤电机组功能转型,从电量供给主体转变为系统调节兜底支撑,实施灵活性改造、节能降碳改造,保留极端天气、用电高峰保供兜底能力;要因地制宜发展光热电站,流域梯级联合调度水电,依托储能、水库库容实现稳定持续供电,实现“风光水火储”多元互补协同运行。

三是升级全域智能输配电网。特高压是我国能源强国建设的标志性基础设施,要持续完善“西电东送、北电南供”全国主干特高压网架,拓展柔性直流、低频输电等先进技术应用,提升电网接纳大规模新能源的承载能力。同步推进城乡配电网数字化、柔性化

升级改造,重点补强县城、乡村配网供电容量,适配分布式光伏、充电桩、储能设备大规模接入。依托数字孪生、5G、物联网技术搭建全国统一智慧调度平台,实现源网荷储一体化协同调控,通过智能调度减少弃风弃光,全面提升新能源消纳效率。

四是统筹多元兜底电源建设。能源安全是能源强国建设不可动摇的底线。在确保绝对安全前提下,有序推进沿海先进三代、四代核电规模化布局,并逐步转化为清洁低碳的基荷电源;因地制宜开发生物质发电、地热、潮汐能,补齐县城、偏远乡村供电缺口;建立跨省区电力备用容量共享机制,完善极端气候、能源供需失衡状态下的应急保供预案,形成“新能源为主、多元调节兜底、核电稳定支撑”多层次安全供给格局,实现绿色转型与能源安全有机统一。

■在电力消费侧,深度推进电能替代

终端电气化率是衡量“电力国家”成熟度的核心标尺。电能替代本质是以清洁电力逐步替代煤炭、重油、散煤、燃气等高化石能源,重塑工业、交通、建筑、农业、民生全领域用能结构,是降低全社会碳排放强度的核心路径。

其一,推进工业领域电能替代。工业是能源消费的第一大户,也是电能替代的“主战场”,政府应出台财政补贴、税收减免政策,对企业电气化技改项目给予相应扶持。特别是,针对钢铁、有色、陶瓷、化工等高耗能行业,全面推广电弧炼钢、工业电磁加热、电窑炉、工业电蒸汽锅炉等电气化工艺,依法淘汰分散燃煤锅炉、重油加热设备。同时,大力打造零碳工业园区,推动厂区全部生产、供热、制冷需求依托电力一体化供给。此外,应积极发展电制氢、电制合成燃料等新型电气化技术,为难以直接电气化的工业过程提供零碳解决方案。

其二,加快绿色交通体系建设。打造全品类电气化交通网络,实现道路、港口、航运、轨道“油改电”。高速公路、乡镇主干道、居民小区全覆盖建设公共充电桩,同步布局重卡换电站、港口多功能光储充一体站;加快普及电动乘用车,持续推进公交、环卫车辆电动化,加速电动重卡、电动船舶商业化推广,探索电气化公路示范工程建设;提高港口、机场岸电覆盖率,船舶靠港、飞机停机使用电力替代燃油发电;依托铁路电气化改造工程,持续提升电气化铁路里程占比,构建以电能为核心的综合交通能源体系。

其三,推广民生领域电气应用。加快推行城镇新建公共建筑、住宅电气化设计,配套建设建筑光伏一体化系统;持续推进北方清洁取暖工程,以电采暖、空气源热泵替代农村散煤燃烧,减少冬季燃煤污染。结合老旧小区改造,同步推进居民家电以旧换新,推广一级能效电气化厨具、采暖设备。在乡村全面振兴框架下实施电气化乡村建设,升级农村配电网,推动农产品烘干、灌溉、畜牧养殖加工使用电力,打通城乡民生电气化“最后一公里”。

其四,完善供需双向响应机制。建立市场化需求响应补偿机制,引导工商业、居民用户主动错峰、避峰用电。通过虚拟电厂聚合海量分散资源,将充电桩、用户储能、工业可调节负荷、分布式光伏整合为“虚拟

可调电源”,直接参与电网调度与电力市场交易,既降低企业用能成本,又缓解电网高峰供电压力。由此打通供需双向互动通道,实现用电负荷随新能源发电出力动态调整,实现电力供需动态平衡,形成全社会共同参与能源转型的新格局。

■在电力装备端,大力实施创新驱动

制造业是立国之本、强国之基,也是“电力国家”建设的技术支撑和产业保障。电力工业作为技术密集型、资本密集型产业,其发展水平直接取决于电力装备制造业的创新能力和产业基础。大力实施创新驱动,突破关键核心技术,不断壮大电力装备制造产业,是能源强国建设的核心驱动力。

一是突破关键核心技术,掌握电力发展主动权。要加强电力领域基础研究和原始创新,在关键核心技术上实现自主可控。重点攻关大容量海上风机、高效N型光伏电池、长时储能电池、柔性直流换流阀、高端电力芯片、重型燃气轮机、特种绝缘材料等核心装备与基础零部件。加强电力电子、人工智能、数字孪生、区块链等技术与电力系统的融合创新,研发自主可控的电力芯片、电力操作系统等,提升电力系统的智能化水平。同时完善首台套重大装备示范应用政策,打通新技术、新设备由研发到产业转化的通道。

二是壮大电力制造产业,打造世界级制造集群。要继续发挥中国电力制造业规模优势,打造上下游协同配套的世界级产业链集群。在发电装备方面,巩固提升水电、火电、核电等发电装备的传统优势,大力发展具有国际影响力的风电、光伏、储能等新能源装备;在输变电装备方面,持续巩固特高压输电设备的技术领先优势,推动智能变压器、智能开关设备的技术领先优势,推动智能变压器、智能开关设备、用电装备方面,大力发展高效电机、变频调速、智能家电等终端用能设备,提升终端用能效率,提升全产业链竞争力。

三是培育新业态新赛道,拓展电力产业新空间。围绕新型电力系统催生的全新需求,前瞻布局储能装备、可再生能源制氢设备、微电网成套装备、碳监测电力设备等新兴产业,着力打造电力产业全新增长极。大力发展数字化电力产品,包括智能传感器、电网调控终端、虚拟电厂管理系统,开辟能源大数据、能源物联网、能源区块链等数字电力新赛道。推动电力、新能源汽车、电子信息、新材料产业跨界融合,积极培育综合能源服务、能源数字化平台、储能运营等市场新模式新业态。以此构建“技术创新带动产业升级、产业升级支撑能源转型、能源转型创造创新需求”良性循环,不断拓展电力产业发展新空间。

四是推动制造数智转型,提升品牌国际影响力。当前全球电力装备市场竞争已然发生深刻变革,竞争重心从单一的产品性价比竞争,转向技术、品质、效率、服务、品牌的综合实力竞争,国际市场对电力装备的智能化、高精度、可靠性、定制化服务要求持续升级。为此,应加速数智技术同电力装备制造业的深度融合,运用工业互联网、数字孪生等新技术实现装备设计、生产、运维全生命周期管控,推动电力装备制造业向智能化、绿色化、融合化方向转型升级。同时加

强电力装备质量品牌建设,着力培育一批具有国际竞争力的电力装备品牌,推动中国电力装备从“制造大国”迈向“制造强国”。

■在电力体制上,充分发挥市场配置效能

体制机制是电力现代化建设的制度保障和动力来源。电力工业具有自然垄断属性和公用事业属性,其健康发展离不开有效的政府调控,更离不开充满活力的市场机制。必须统筹好有效市场和有为政府的关系,构建有效竞争的市场结构和市场体系,这是建设能源强国的重要体制保障。

一是全面建成全国统一电力市场。在发电侧,全面放开燃煤发电上网电价,推进水电、核电、新能源等电源参与市场交易,完善容量补偿机制和辅助服务市场,充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。在用电侧,全面放开工商业用户参与市场交易,推动居民、农业用户逐步参与市场,扩大市场交易的覆盖范围;完善分时电价、阶梯电价、尖峰电价等机制,发挥价格信号的引导作用。在交易机制方面,完善电力中长期交易、现货交易等多层次市场体系,完善跨省区电力交易机制,实现电力资源的实时化配置和清洁能源的更大范围消纳。

二是加快完善绿色电力市场机制。在绿电交易方面,通过完善交易机制,推动新能源发电企业与用户直接签订绿电交易合同,实现绿电的环境价值显性化。在绿证交易方面,完善可再生能源绿色电力证书制度,提升绿证的流动性和公信力,为企业和个人的绿色电力消费提供认证和追溯服务。在碳交易方面,完善全国碳排放权交易市场,推动碳排放权交易与电力市场的协同联动,引导发电企业优化电源结构、降低碳排放强度。同时,完善绿电消费激励机制,鼓励企业购买绿电、使用绿证,引导全社会形成绿色低碳消费风尚。

三是创新电力产业投资金融模式。在财政资金方面,加大对农村电网改造、可再生能源发展、储能技术研发等重点领域的财政支持力度,发挥财政资金的引导撬动作用。在金融支持方面,积极发展绿色信贷、绿色债券、绿色保险、绿色基金等金融工具,推广项目融资、资产证券化、融资租赁等融资方式,改善和提升清洁能源项目的融资便利性。在社会资本方面,鼓励社会资本参与增量配电业务、分布式能源、综合能源服务、储能设施等领域投资,由此激发市场主体活力,促进电力产业不断做强增量、盘活存量、做大总量。

四是推动电力治理和能力现代化。传统的电力治理方式、运行规则难以完全适配新型电力系统的发展需求。为此,要加快电力领域法律法规立改废释工作,完善能源电力安全、市场、环保、科技等领域的法律规范,做到能源电力治理“有法可依、有章可循”。要着力构建完善政府监管、行业自律、社会监督三位一体的电力市场监管体系,加强信息公开,提高公众参与能源电力治理的积极性。要进一步深化国际能源电力领域合作,积极参与,引领全球能源治理规则制定和变革,推动构建公平合理、合作共赢的全球能源电力治理体系。

(作者系中国电力企业联合会专家委员、特约研究员)

台风北上叠加北方流域洪水风险,能源保供三重短板待补

■宝音太

7月以来,台风接连生成并影响我国。“美莎克”登陆后残余环流北上,强降雨从华南延伸至长江中下游和黄淮。“巴威”7月11日至12日两次登陆浙江,随后深入内陆,推动海河流域深河、蓟运河先后发生2026年第1号洪水。7月下旬,“红霞”登陆广东,残余环流又将强降雨带到江西、湖南和河南。进入8月,台风活动仍在延续。8月5日,中央气象台对第13号台风“白海豚”发布蓝色预警,预计其向华东沿海靠近,第14号台风“鲸鱼”同期活动。台风残余环流北上叠加北方雨带,可能形成流域性洪水。与此同时,全国用电负荷已四创历史新高,达到15.57亿千瓦,今夏峰值可能达到16亿千瓦左右。台风北上、北方主汛期与负荷尖峰重叠,煤炭主产区、煤运通道和电网设施面临叠加冲击。当前煤矿设防、防台布防与应急电源仍按过去灾害规律配置,与今年风险特征存在错配,需尽快补齐。

■主产区煤矿设防标准滞后于极端降水变化

当前,大部分煤矿的井口标高、截洪沟、排水泵站按“百年一遇”“五十年一遇”暴雨设防,雨量值用当地过去几十年的降水记录推算。然而,气候变暖使强降雨越来越猛,按老记录算出的“百年一遇”,实际可能三四十年就会发生,工程设防标准在无形中打了折扣。矿井排水设施一经建成即沿用五十年,设计规范十年才修订一次,存量矿井的实际抗灾能力逐年下滑。

地域风险上,蒙东矿区位于松辽流域,晋北矿区处在海河流域上游,两淮矿区紧邻淮河干流,今年洪水风险最高的三个流域恰好覆盖三大煤炭主产区。露天开采比重持续上升的蒙东、新疆产区对暴雨尤其敏感。2021年山西秋汛期间全省60座煤矿一度停产。北方流域主汛期正值电煤消耗高峰,需高度警惕煤矿受淹停产的损失落在能源系统最需要煤的时刻。

■北方能源设施防台能力仍显薄弱

广东、福建、浙江电网每年经受台风“检验”,抢修

队伍、物资预置、杆塔设计风压均按台风常态化袭击配置。但北方应急体系以防汛、防凌为主线,电网设计风压取值偏低,变电站排水和杆塔基础未考虑台风级风雨组合。2018年“温比亚”、2019年“利奇马”先后深入山东,2023年“杜苏芮”残余环流引发海河流域性特大洪水,京津冀多座城市受淹。北上台风的主要杀伤方式已从大风转为极端暴雨,残涡深入内陆上千公里仍能倾泻致灾雨量,同等强度台风“打”在北方,损失更重,恢复更慢。

尤其需要警惕环渤海海运咽喉,大秦线接秦皇岛港,朔黄线接黄骅港,以及曹妃甸、京唐,环渤海港口群承担全国绝大部分下水煤。台风正面袭击情景下,港口封航、锚地船舶疏散、堆场作业中断同时发生,封航数日即压港压船、铁路降载,南方电厂海运补库随之断档,若台风灾害发生在电力负荷尖峰的一周,即使煤炭账面库存充裕也未必“顶得住”区域性补给中断。此外,近年来密集布局的环渤海LNG接收站和在建的海上风电,设防参数以本海域历史台风记录为依据,风机普遍未选用抗台机型。现行预案还有三处空白:其一,港口封航缺少时长触发机制,历次应对靠临时协调;其二,港航、铁路、电网、地方政府各自演练各自科目,缺乏针对台风北上的跨系统联合演练;其三,台风风涡暴雨与水库调度、煤矿停产撤人、山区线路预防性停运之间尚没有建立自动联动。

■应急发电资源底数不清,灾时调用不畅

当前,灾后恢复最急需的应急发电资源,分散在电网企业、政府应急部门、通信运营商、重要用户和社会租赁市场中,各记各的账,互不联通。一方面,数量不清,社会租赁存量是统计盲区;另一方面,位置不清,资源跟着市场需求走;同时,状态不清,设备能否一键启动、油料能撑多久、并网接口是否匹配,平时无人核验。郑州“7·20”特大暴雨、海河“23·7”流域性特大洪水两次复盘均指向同一环节——从灾害发生到第一批社会化电源抵达现场,时间大量消耗在确认资源、协调权属上。重要用户自备电源普遍配而不管,蓄电池亏电、燃油变质、切换装置失灵,账面容量与灾时真实可用容量之间“水分”很大。



■对策建议

一是为设计暴雨引入气候修正系数,分级复核存量矿井。建议规范全面修订前,由气象部门会同矿山安全监管部门分区域发布气候修正系数,新建矿井直接采用。位于高风险流域、投产超过20年、采用露天工艺的矿井列为第一批,用修正后的设计暴雨重新校核截洪、排水和边坡。

二是推动南方防台体系整体北移。可以强台风正面袭击环渤海为设定情景,编制覆盖港口、铁路、电网、油气设施的专项预案,东南沿海成熟的防台预案主体框架直接北移并本地化修订。将南方电网台风抢修力量纳入北方应急资源池,签订跨区支援协议,台风北上预警发布后队伍装备提前预置京津冀鲁。环渤海LNG接收站、在建海上风电和港口设施按上调后的台风参数复核抗风排水能力,分批加固。

三是建立封航时长触发的应急调运机制。明确环渤海主要煤炭港口封航超过72小时,自动启动铁路直达应急调运,运力事先预留,南方库存低于警戒天

数的电厂优先安排。台风活跃期结束前,组织秦皇岛、黄骅、曹妃甸等港口与铁路、海事、电网开展一次实战化联合演练,演练暴露的问题清单直接作为预案修订输入。

四是建立全国应急发电资源统一台账与调用平台。由国家能源局会同应急管理部牵头,登记电网自有、政府储备、用户自备、社会租赁四类资源的容量、位置、接口类型、油料续航,每年更新核验,实时按区域一键检索,生成调运方案。重要用户自备电源实行年度启动测试和带载试验,连续不合格的纳入安全监管约谈。

五是统一接入标准,盘活社会存量,实施年度动态预置。制定应急电源快速接入国家标准,统一并网接口、转换开关和控制协议,重要用户配电侧预留标准化接入端口。与规模以上发电机租赁企业预签调用协议,实时按约定价格和优先级直接调用。每年汛期和台风季前,把资源分布与当年灾害风险叠加查验,今年应以环渤海、海河和松辽流域为预置重点。

(作者供职于内蒙古华电电力销售有限公司)