

新型电力系统技术创新联盟专栏②



电力系统将发生革命性变革

——访中国电力科学研究院名誉院长郭剑波

■本报记者 苏南 董梓童



核心观点

新型电力系统的构建是一个演化过程。从概念提出,开始构建,再到全面建成,实现碳达峰、碳中和目标,不同阶段有其不同的主要矛盾和关键要素。较长期存在的主要矛盾是如何破解经济—安全—环境这一“矛盾三角形”,也就是如何在三者相互制约下实现能源电力的协调发展。

在碳达峰、碳中和目标下,构建新型电力系统是极具前瞻性、开创性的战略挑战和系统工程。实现这一目标对现存电力系统运行安全、管理机制和电力市场机制等方面提出了哪些挑战?新型电力系统构建又会使我国传统电力系统发生哪些大的变革?8月16日,带着上述问题,本报记者采访了中国工程院院士、中国电力科学研究院名誉院长郭剑波。

■■■从全局视角看新型电力系统

中国能源报:您认为什么是新型电力系统?

郭剑波:自从新型电力系统概念提出以后,社会各界的反响是积极的。各行业、企业、学者都对新型电力系统的概念、特征、目标、关键技术等做了一些诠释和解读。社会普遍认为,新型电力系统的内涵是,以确保能源电力安全为基本前提、以满足经济社会发展的电力需求为首要目标,以坚强智能电网为枢纽平台,以源网荷储互动与多能互补为支撑,具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动等基本特征的电力系统。

新型电力系统是在“四个革命、一个合作”能源安全新战略、“清洁低碳,安全高效”现代能源体系以及碳达峰碳中和目标之后提出的,它既跟前三个概念一脉相承,也是其具体的实现路径。所以,在认识和构

建新型电力系统的时候,我们要统筹考量上述各方面。新型电力系统是一个各参与主体、各关键要素都能和谐生长的生态系统,是一个以电力系统为枢纽平台的多行业和多能源耦合协同的信息物理社会巨系统,是一个以电力为核心的能源新体系(system of systems)。

中国能源报:我国电力系统将发生哪些革命性变化?

郭剑波:新型电力系统带来的变革和挑战很多,主要体现在七个方面。首先是新的功能定位。据有关预测,到2060年,非化石能源占一次能源比重将达80%,电力在终端能源的消费比重将达70%左右,电力对国民经济全局性、系统性的影响更明显。所以,建设新型电力系统时,要从全局系统视角来看待这个问题,它承载着支撑实现全社会碳达峰、碳中和的使命,而不是简单地看某一个行业或地区是否实现了碳达峰、碳中和,甚至争着提前达峰或中和。

第二,新的供需特点。由于新能源电力具有强不确定性和低保障性,要重新审视电力系统安全的定义和相关理论,保障电力系统供给安全、运行安全,要有底线思维。例如,去年美国得克萨斯州电力供应紧张,导致电价飙升到了每度9美元。一户居民一个月电费要达1万美元。今年6月,澳大利亚电力市场停摆,电价达每度15.1澳元,相当于70元人民币一度。严峻的供需形势不仅造成了停电损失,更带来了用户

难以承受的极端电价。所以,怎么结合新型电力系统的特点和新能源的特点,调动各方积极性,稳定投资者的预期至关重要。

第三,新的产业链。我国出现的风电抢装潮使得巴沙木原材料供应紧张,价格从5000多元涨到15000元人民币。与此同时,锂矿也涨了七八倍,锂电池产业原材料也面临供应难题。如何稳定新能源产业链的需求与供应是整个行业要思考的关键。

第四,新的电网形态。新能源发电空间分布广,单体数量大、运行特性复杂。目前,国家电网公司接入的大型新能源场站超过4000个、低压接入的分布式发电系统约170万个。未来,全国集中式和分布式新能源发电单元将达数千万个,运行控制层级多、信号数量可达数十亿,这使得新型电力系统成为一个多时空尺度、多层次、多系统耦合的复杂巨系统。随着越来越多利益主体参与,电网形态将发生深刻变革。

第五,新的体制机制。丰饶和短缺交织的市场形态将催生新的商业模式,物质链、信息链和价值链可能被重塑。市场和政策机制设计需要考虑新能源与常规电源以及用户的配合机制,协调市场内多利益主体,实现价值提升和价值创造。

第六,新的技术装备。比如,随着跨学科融合与新技术的应用,数字孪生和人工智能技术可应用于能源电力多个领域。要应对复杂性和不确定性,就要提升系统的智能化水平。

第七,新的政策法规。新型电力系统构建是一项复杂的系统工程,需要各级政府、各行各业协同配合,通过政策、法规和体制机制创新,业态、市场和电价机制创新,以及技术创新共同来解决。例如,随着产销者的出现,就需适当修订现行的《电力法》,使其适应新型电力系统,简单说就是责权对等。我们在鼓励新商业模式和商业形态兴起的同时,也应该赋予其同等的责任。

■■■“矛盾三角形”将长期存在

中国能源报:目前,在构建新型电力系统过程中,我们正面临哪些矛盾?

郭剑波:新型电力系统的构建是一个演化过程。从概念提出,开始构建,再到全面建成,实现碳达峰、碳中和目标,不同阶段有其不同的主要矛盾和关键要素。目前,物联网、储能等行业和企业的科技工作者做了大量工作。我个人觉得,较长期存在的主要矛盾是如何破解经济—安全—环境这一“矛盾三角形”,也就是如何在三者相互制约下实现能源电力的协调发展。

中国能源报:在您看来,如何破解或协调“矛盾三角形”?

郭剑波:首先是科技进步。无论是治理环境、提升经济效益,还是安全保供,都离不开科技进步。其次,上述三个要素都是政策相关性要素。因此,在制定新型电力系统相关政策和法律法规时,衔接、配套和协同异常重要,不能强调一方面而忽略其他方面,或是强调某一地区某一部门的目标,忽略整体目标。再次,三个要素互为发展指标,也互为约束性指标,需要因势而动、动态改进。

中国能源报:电网如何提高电力系统灵活性?

郭剑波:灵活性的需求是针对波动性的平衡机制要求的。因此,需从增加应对波动性的平衡能力和减少波动性两个方面来考虑。新型电力系统的波动性主要来自新能源的波动和不稳定。据分析,到2060年,新能源10分钟至15分钟最大功率波动可占电力系统峰值负荷的10%,一小时最大

波动可达20%以上,一天最大波动能达到60%到70%。

为应对波动性,提高灵活性,需要从三个方面着手。电源侧,增加机组调节能力和爬坡速度,增加新能源预测精度,比如当前开展的比较有效的火电灵活性改造这项工作。电网侧,加强电网建设,增加交换能力、互济能力,利用时空尺度效应平抑波动,对比区域电网和省级电网24h级波动,风电波动减少42个百分点,光伏减小10个百分点。负荷侧,增加可控性,储能、多能互补、多行业互动和社会广泛参与都很重要。

■■■隐性成本和需求逐渐显化

中国能源报:如何降低构建新型电力系统所带来的经济性挑战?

郭剑波:虽然新能源发电设备的单位容量成本不断下降,但大电网的匹配成本、平衡成本和建设投资并不会因新能源增加而减少,考虑系统成本下的综合成本仍呈现增加趋势。同时,随着新能源占比的提高,新型电力系统很多隐性成本和隐性需求会逐渐显性化。

应对上述挑战,我有以下几个方面的建议:一是依靠科技创新,大量应用新技术、新产品、新标准规范等;二是把握好发展节奏,处理好安全—经济—环境的动态关系;三是倡导绿色生产生活方式,要倡导简约适度、绿色低碳的生活方式。不把能耗水平降下来,不仅“双碳”目标很难实现,经济性挑战也巨大。

中国能源报:在构建新型电力系统的背景下,我国应如何推动电力回归商品属性?

郭剑波:我理解你所说的是指电力作为商品的价值和使用价值属性。前者反映的是生产者的预期回报,后者反映的是消费者的获得感。商品的价值要通过生产者和消费者的交换才能实现,“随行就市”即通过用户实现,由用户买单。能源还有“社会公平属性”,社会生产生活需要充足、可持续、可支付的能源。这里有几个关键要素需要统筹考虑:一是生产者的投资意愿和回报能力;二是消费者的理性消费和支付能力;三是政府的机制设计和管控能力。



抽蓄高质量发展需大范围统一配置资源

——访中国电建集团北京勘测设计院总规划师靳亚东

■本报记者 苏南

核心观点

目前以省为界进行抽蓄需求论证和资源配置不够合理,比如京津冀,京津经济发达用电负荷大,用电保证要求高,但京津区域抽蓄资源缺乏,可战略性把河北抽蓄资源纳入到跨区域平衡调度。

在国家政策持续发力下,抽水蓄能(以下简称“抽蓄”)行业发展步伐加快。不过,相比西方百年的抽蓄历史,我国抽蓄起步晚,虽然已发展为抽蓄大国,但还不是抽蓄强国。围绕我国抽蓄发展历程、特点及发展前景,记者日前专访了抽蓄规划设计行业的资深专家——中国电建集团北京勘测设计院总规划师靳亚东。

■■■功能正悄然发生变化

中国能源报:我国抽蓄发展历程如何?其功能发生了哪些变化?

靳亚东:抽蓄电站自1882年问世至今,已拥有140年历史,中国进入该领域则要追溯到上世纪60年代。1968年,河北平山县岗南水库安装了一台进口1.1万千瓦的岗南水电站,拉开了我国抽蓄建设序幕。

不过,我国真正意义的抽蓄发展是从20世纪80年代的选点规划开始的。十一届三中全会之后,伴随着改革开放,我国经济社会高速发展,电力供需和电网调峰矛盾突出。在此情况下,较发达的东南沿海、华东、京津唐区域开始了对抽蓄的研究和论证,并于1980—1985年相继选出了第一批大型抽水蓄能电站,深入开展了各个阶段的勘测设计工作,陆续获得批准开工。代表性电站有潘家口270MW、十三陵800MW、广蓄一期二期2400MW、天荒坪1800MW。抽蓄建设从此进入探索期,这也是抽蓄电站发展的第一个建设高峰期。

2000—2010年,是抽蓄发展第二阶段。进入21世纪,我国经济建设又进入新一轮

的快速发展期,电力负荷迅速增长,多省市出现缺电现象。第一批抽水蓄能电站投入运行后在电网中发挥了重要的作用,深受电网调度管理人员欢迎,成为电网管理的有力工具,使人们对抽水蓄能电站建设的必要性有了进一步的认识。从1999年起,又一批共11座抽水蓄能电站陆续开工建设,建设规模达到11220MW。抽水蓄能电站分布范围从东部沿海经济发达地区扩展到华中和东北地区,不仅在火电比重大且调节性能并不好的电网建设抽水蓄能电站。代表性电站有张河湾、西龙池、桐柏、泰安、宜兴、琅琊山、白莲河、黑麋峰、白山等。这个阶段规划的电站大部分是在20世纪80年代规划建设基础上进行适当的补充。以2004年明确电网企业为主的建设管理体制为标志,抽蓄建设进入完善发展期。

抽蓄发展第三阶段是2010—2020年,我国抽蓄产业规模跃居世界第三,发展规划、产业政策、技术标准等基本完善,设备制造实现完全国产化。这一时期,随着产业结构的优化调整和人民生活水平的不断提高,用电负荷的不均匀性越来越大,尤其是大规模风电基地的建设,具备储能作用的抽蓄电站开始由负荷中心开始向送电端分散。国家在华北、东北、华东、华中、西北和华南等多个省份统一开展了新一轮的抽水蓄能选点规划工作,共推荐规划电站59个,总装机容量74850MW,备选电站14个,总装机容量16600MW。预计2030年投产发电的抽蓄电站,基本上是第三阶段规划建设。

第四阶段从2020年到现在,在碳达峰

和目标、构建新型电力系统的背景下,2021年国家发改委、国家能源局印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》《抽水蓄能中长期发展规划(2021年—2035年)》,抽水蓄能开始了新一轮的开发热潮。

总体来讲,大致分为上述四个发展阶段,随着阶段不同,抽蓄功能也悄然发生变化。第一、二阶段,抽蓄电站主要作用是电网调峰和安全稳定运行,主要用于电网调峰、调频、调相、事故备用及黑启动等,所以当时抽蓄电站工作清晰,主导权属于电网;第三阶段,则在平抑风电、光伏出力不稳定间歇性方面发挥重要作用;第四阶段,抽蓄电站除了服务电网外,储能功能将得到充分发挥,尤其是配合新能源基地而建设的抽蓄电站,储能将是其主要功能。

■■■政策、技术、装备日益成熟

中国能源报:谈及抽蓄高质量发展,业内专家都会提到电价机制,您如何看待目前的抽蓄电价机制?

靳亚东:我国抽蓄电价机制逐渐完善。从国务院2002年下发《电力体制改革方案》至今,电力体制改革一直在进行,但自由竞争的电力市场化仍未形成,所以抽蓄仍无法充分体现效益。

因为抽蓄比较特殊,既是发电厂也是用户,在调频调峰时还是电网调节器,在这种情况下,2004—2014年,10年间国家出台了8份文件促进抽蓄行业发展。尤其是2014年国家发改委价格1763号文,除

了明确两部制电价,还明确在具备条件的地区,鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽蓄电站项目业主、电量、容量电价、抽蓄电价和上网电价,被业内称为抽蓄发展的最强音。去年,国家发改委价格633号文明确规定实行两部制电价,以竞争性方式形成电量价格,将容量电价纳入输配电价回收,至此抽蓄政策机制在逐渐完善。

中国能源报:在国家审批、技术水平等方面,抽蓄进展情况如何?

靳亚东:抽蓄行业的国家管控呈现逐渐放开趋势。2004年以前,抽蓄电站建设是审批制,站址规划和项目审批都是由国家能源主管部门管控。2004—2014年,抽蓄电站实行核准制,核准权限在国务院投资主管部门,站址规划和项目核准都由国家能源主管部门管控。从2014年开始,抽蓄的核准权限下放到省里,相当于国家只管规划。2020年至今,国家又放开了对抽蓄选点规划的管控。

抽蓄技术经过50多年的发展,在选点规划、勘测设计以及总承包等都积累了一大批的关键核心技术,建立了一整套技术标准体系,培养了一大批的专业技术骨干人才。在装备制造方面,单机容量40万兆瓦、水头700米的抽蓄机组已完全实现国产化。

■■■考量抽蓄跨区域平衡调度

中国能源报:如今,我国抽蓄装机规模占世界总量的19%,居世界第一。您觉得,目前我国抽蓄规划能支撑未来高质量发展吗?

靳亚东:近两年,可以用“万马奔腾”“遍地开花”“欣欣向荣”来形容抽蓄行业发展。2020年以前,我国抽蓄发展总体健康有序,由于定价机制等原因,投资主体相对单一,抽蓄发展速度滞后。但是由于规划阶段进行了严格的质量把控,抽蓄必要性、可行性、经济认证均较为充分,投资风险较小。

但是,到第四阶段,《抽水蓄能中长期规划》所推荐的重点实施项目及储备项目以及后续滚动入规的项目,工作深度尚未达到规范要求。由于新型电力系统的模型尚不清晰,对于需求及布局分析不够透彻,

部分重点实施项目经济指标不够理想,这就给抽蓄后续发展埋下了隐患。

中国能源报:具体存在哪些隐患?对此,您有什么建议?

靳亚东:比如,需求论证不充分,布局不合理,可能造成电站建成不需要或无法使用。此外,抽蓄项目论证不充分,随着工作的深入,可能夭折,造成投资浪费。另外,站址建设条件差,指标过高,建成后会加重居民用电负担等。

以往我们做抽蓄电站评价时,做出收益率后与基本数据对比,项目是否具有经济性。但是现在根据633号文,用容量电价测算,需要我们在设计过程中反推出容量电价,在没有评价标准的情况下,容量电价定价标准更为复杂。从需求来看,有些抽蓄接入电网服务电力系统,有些抽蓄要服务于新能源基地,服务于电网的抽蓄电站,经济效益比较明确,而服务于新能源基地的抽蓄电站,效益不好衡量。

因此,建议国家能源主管部门尽快出台《促进抽水蓄能电站高质量发展指导意见》,从政府管控、技术把关、项目核准、新技术应用、费用定额等方面提出指导性意见,规范抽蓄科学健康发展。

特别值得重视的是,我国经济发展水平和资源禀赋不协调,中东部经济发展较快,用电负荷高,西部地区经济发展较慢,但新能源富集,抽蓄资源也受地区限制差别比较大。有些新能源富集地区,抽蓄资源贫乏或建设指标较差,因此打破区域限制,在更大范围内统一配置抽蓄资源。

服务于电网的抽蓄普遍受区域网调度,服务范围跨多个省,需要在更大范围内进行统筹。目前以省为界进行抽蓄需求论证和资源配置不够合理,比如京津冀,京津经济发达用电负荷高,用电保证要求高,但京津区域抽蓄资源缺乏,可战略性把河北抽蓄资源纳入到跨区域平衡调度。

中国能源报:服务传统电力系统与服务新能源基地对抽蓄的要求有何不同?

靳亚东:作为新能源基地储能设施的抽蓄电站,这类电站的必要性、装机小时数、经济评价等均与服务电网的抽蓄电站不一样,仍需要特别研究。随着新型电力系统模型的构建,新能源将成为主角,这使得电力系统在负荷备用、事故备用等与传统电力系统不一样,抽蓄电站经济性的评价标准也随之发生了根本性改变。这需要我们对原来的技术规范进行修订,“可避免成本法”已经不再适用目前情况下的经济评价。因此,《抽水蓄能电站水能规划设计规范》《抽水蓄能经济评价规范》等技术规范需要修订,《抽水蓄能电站工程技术》等文献也需要修编。