

智慧电厂建设“面子”够了“里子”不足

■ 本报记者 赵紫原

专家观点:

智慧电厂建设要因地制宜,切忌华而不实或者只停留在试验阶段,要以目标可预见、方案可操作、成本可控制、收益可量化为方向。

“水电站智慧电厂,运维不再‘跋山涉水’”“新疆发电行业首个5G+智慧电厂应用项目正式建成”“我国首个全国产DCS/DEH+SIS智慧电厂顺利投产”……当前,“智慧电厂”已成发电企业的重要转型方向之一。

智慧电厂,即发电企业利用云计算、大数据、物联网、人工智能、5G通讯等现代信息技术,实现发电全过程自动化、数字化、智能化升级,在“无人干预,少人值守”的情况下实现安全、经济、环保、高效运营。

但有不少业内专家表示,当前智慧电厂建设“面子”够了,“里子”不足,我国大部分电厂还挣扎在自动化阶段,距离信息化、智能化甚至智慧化还有不少距离,智慧电厂要想“名副其实”,还任重道远。

建设驶入“快车道”

“智慧电厂”建设正驶入“快车道”。国家能源集团东电发电有限公司信息总监黄书益告诉记者,东电电厂正以“数字化、信息化、智能化、绿色化”为方向建设智慧火电厂。“目前,电厂吹灰优化

控制已实现智能化,显著减少了吹灰蒸汽消耗和受热面超温时长,节约标煤1299.9吨/年。”

同时,东电电厂目前一期工程螺旋式连续卸船机无人值守已成功试运行,在国内首次实现24小时全天候自动化环保作业。

国家电投上海成套院清洁高效发电技术中心副主任、智慧电站党支部书记汪勇告诉记者,当前,燃煤机组运行工况复杂,负荷和煤质不断变化,煤价波动频繁,电厂的运行人员难以在每个时刻都给出最佳配煤方案和运行指导建议,燃料系统智能化已成为智慧电厂的攻关方向之一。

“结合历史运行数据和试验结果,考虑不同煤种每天的价格变动、库存情况和不同时间点的负荷计划,以及锅炉稳定、安全、环保运行等要求,人工智能算法可以给出经济的配煤掺烧方案、不同工况的运行建议,继而实现复杂煤种、复杂工况下的燃料全流程自动控制和智能化配煤掺烧。”汪勇说。

“智慧电厂”试点项目验收的消息不胜枚举。业内专家告诉记者,智慧电

厂建设也成为国企考核标配。“科技创新是国资委的考核指标之一,全年营收的百分比、科技投入、研发费用都有要求。”

务实程度尚欠火候

经过几年的生产实践,智慧电厂似乎成了一个“筐”,装满了鱼龙混杂的各色项目。

张某告诉记者:“某电厂增加了人脸识别门禁,巡检增加了设备二维码,竟也敢号称‘智慧电厂’。如果这样都行,那智慧电厂的门槛是不是太低了?当前,务实一点,先把一键启动做好,把该调的逻辑和控制调好,先实现自动报表,这些基础打牢了再说‘智慧’。智慧电厂建设‘除了耍面子,还得有里子’。”

某新能源电厂检修人员李某告诉记者:“判断一个电厂智慧不智慧,首先看这个电厂运行需要几个人,能不能实现一键启动,发生事故能否实现无人干预。如果做不到,说得再天花乱坠也不是智慧电厂。我国智慧电厂的很多技术尚处于方案研究阶段,暂时没有发现太多真正提高生产效率、降低生产成本的切入点。”

记者了解到,目前智慧电厂还缺少落地条件。“智慧电厂需要很高的自动化程度。长期以来,我国建设电厂对安装测点的重视程度不够,甚至部分电厂为了压缩基建费用,采用低价的辅助设备。这种情况往往忽视了后期再配套相关智能化设备的硬件基础。”



破局。”

范振表示,建设智慧电厂的第一步,应是显著提高生产效率。“这里主要包括两方面,首先是电厂实际生产效率的提高,其次是投入和产出的占比均衡。效益提高即降低能耗,减少设备故障率,提高机组满负荷率、提高机组的有效利用时间。”

何为投入和产出的占比均衡?范振认为,智慧电厂的“智慧”建设或改造要张弛有度,不能无限制投入。否则,不仅浪费了资源,也未必能起到好效果。

行业专家文某认为,智慧电厂的设计期、制造期、基建期、运营期是一个收集、分析、运用、决策的过程。这个过程应体现设备智能化、控制智能化、管理自动化、连接网络化、信息共享化等特征,但智慧的前提是安全可靠、经济合理。其中,网络安全尤为重要。在这个前提下,再有条不紊地进行智慧电厂建设,根据运行的实际需求,结合先进的设备管理和信息化管理等智慧电厂理念,最终实现机组更安全、可靠、清洁高效、低碳环保、经济灵活的目标,更好地适应电力市场竞争环境,满足新时代生态环境建设和经济社会发展对电力企业的要求。

首要任务是提高生产效率

那么,如何建设智慧电厂?

张某表示,智慧电厂建设要因地制宜,切忌华而不实或者只停留在试验阶段,要以目标可预见、方案可操作、成本可控制、收益可量化为方向。“大数据分析是智慧电厂建设的重要支撑,但目前大数据分析仍处于探索期,不论是电厂本身的运行数据,还是电网的相关数据,都需要进一步挖潜、

新型电力系统控本难题浮现

■ 本报记者 杨晓冉

“新型电力系统不仅仅是电力系统本身,更是我国未来能源系统的主体。”在7月5日召开的“加速构建以新能源为主体的新型电力系统”研讨会上,北京大学能源研究院研究员康俊杰指出,在新型电力系统中,新能源大规模替代存量化石能源,将为我国保障能源安全发挥关键作用。

多位业内人士认为,新型电力系统的经济性和安全性关乎能源转型成败,在讨论新型电力系统发展路径的同时,应有配套制度使政策落地。

全面支撑降碳目标

康俊杰指出,构建以新能源为主体的新型电力系统具有多重战略意义。一是重塑我国能源生产消费结构,全力应对气候变化挑战,二是推动我国能源革命,加快建设能源强国。

“煤炭在我国能源结构中占比过半,石油和天然气的占比也接近30%,但我国的石油天然气主要依赖进口,在此背景下,确保能源安全是十分严峻的挑战。构建新型电力系统,有助于推进我国建设能源强国。”康俊杰进一步分析,“除了助力全球落实可持续发展目标外,新型电力系统最重要的战略意义就是驱动我国经济社会高质量发展,引领第四次工业革命。”

康俊杰指出,新型电力系统建成后,我国电能终端用能中的占比将达到70%以上,其中,95%以上的电量将来自非化石能源。构建新型电力系统将从根本上改变我国目前以化石能源为主的发展格局,并实现能源消费的电气化、电力消费的清洁化。

因此,新型电力系统的主要特征也与传统电力系统明显不同。与会专家进一步指出,传统电力系统的首要任务是满足居民用电需求,但在实现碳达峰碳中和目标的过程中,新型电力系统要在工业、交通、建筑和生活等多个领域全面实现电代煤、电代油等电能替代,助力全社会深度脱碳,具有全面支撑性。

此外,新型电力系统要突破能源系统的“不可能三角”,达到绿色、经济、安全的系统平衡。同时,以科技创新支撑用能体系和能源监管体系高效运转,最终在电力投资贸易与标准制定、能源国际组织、应对气候变化等方面形成较强的国际影响力。

经济性是主线

新型电力系统需要可再生能源大量接入,化石能源逐步退出,因此,整个电力系统的转型成本是否

可承受成为核心问题之一。

国网能源研究院顾问蒋丽萍指出,“全球范围内的多个研究机构及专家团队都曾指出,能源转型所带来的电力系统成本增加是必然趋势。比如,美国预测未来电力供应成本约上升0.1元/千瓦时,欧洲的电力成本增幅约为0.2元/千瓦时,我国在2030年前,也将有0.05元/千瓦时—0.09元/千瓦时的成本上涨空间。”

蒋丽萍进一步表示,由于电力的公共事业属性,电力市场建设的一个重要目标就是要确保电力系统的成本上升在可控范围内。“新型电力系统很重要的一个特征是多元化,各类型的主体角色和数量都会大量增加,因此,更需要电力系统的横向能源供需体系协同、纵向源网荷储协同。未来的电力系统是越来越复杂的生态系统,经济性必须作为重构行业管理措施、优化完善市场机制和构建监管体系的主线,以界定新型电力系统中各利益主体的责权利问题。”

华北电力大学教授袁家海则认为,新型电力系统的成本不能完全基于电力系统内部的成本来看待,而要将其作为完整的生态系统。“当电力系统有更多的分布式主体接入并形成成熟的商业生态时,各主体都探索出了健康的盈利模式和收益模式,这就意味着有更多的主体参与到了电力系统的投资和电力的生产和消费中,成为了电力供应体系的一部分。这样一来,电力系统的投资不见得就是增加成本,反而能让更多个人和企业获利。”

此外,新型电力系统的选择也关乎其经济性。当前,业内对此普遍存在两种观点。一种观点认为,新型电力系统中虽然新能源占比走高,但电力的调节能力及基础保障能力仍需依靠传统电源,新能源占比越高,就越需要更多的常规电源;另一种观点认为,未来的新型电力系统将不存在基荷电源,单纯由可再生能源与各种储能技术构成。“第一种路径非常昂贵。”袁家海指出,提供电力

平衡的保障性电源不承担主要发电责任,意味着这样的电力系统需要双份的固定资产投资才能保证运行。“而第二种路径的问题在于,如果仅以新能源支撑发电,电力系统就需要巨大的电力容量冗余度。”袁家海认为,经济性的路径选择,最终都要在保证安全的基础上,结合降碳目标来考量。

需加快电改步伐

康俊杰认为,新型电力系统应分为两个阶段来建设,2020年—2035年是1.0阶段,2036年—2060年是2.0阶段。“在1.0阶段,新型电力系统的主要任务是解决电力系统的可控可用和经济性问题。清洁能源的介入会导致电力系统成本增加、稳定性降低,未来应主要解决这些问题。”而在2.0阶段,康俊杰认为,新能源开始大规模替代存量化石能源,电力系统和能源系统之间的界限将逐渐模糊。

在康俊杰看来,1.0阶段应严控煤电装机规模,加快煤电“三改联动”,大力建设抽水蓄能、灵活气电;2.0阶段要加大化石能源淘汰力度,发挥煤电的调节和备用能力。同时,大力发展电化学储能、热储能、化学储能等新型储能手段,促进需求侧资源高效开发利用。“构建新型电力系统仍需制度和政策支持,比如建设现代能源管理体系,高效运转的电力批发市场和多样化的零售市场、科技创新以及配套的碳市场相关机制。”

而在袁家海看来,新型电力系统建设需要加快电力市场化改革,加快建设市场化的、面向高比例新能源消纳的辅助服务市场。目前,辅助服务,尤其是深度调峰市场,成本仍由发电商分摊。“面向气候变化推动能源转型是公共事业,其辅助服务也应是公共产品,受益者是全体用户。新能源增加后所产生的电网成本、系统运行成本,应逐步让用户分担,理顺成本分摊机制。”

关注

新疆单机容量最大风机并网投运

本报讯 截至7月6日零点,在我国风力资源丰富的新疆哈密市十三间房风区,8台6.25兆瓦风力发电机已连续运行150小时。国网新疆电力有限公司相关负责人介绍,这些风机是目前新疆单机容量最大的风机。

这一风电场由哈密粤水电能源有限公司投资建设。据该公司副总经理王东彪介绍,这些风机采用6.25兆瓦中速永磁机组,风机叶片长达83.4米,机组轮毂中心高度为100米,相当于32层居民楼的高度,扫风面积22966平方米,约等于3.2个标准足球场,仅机舱整体吊装重量就达144.3吨。

王东彪说,相较于原有的1.5兆瓦机组,这些风机的风能利用率提高了40%,占地面积减少60%。项目年发电量可达1.4亿千瓦时,相当于一年节约标煤4.17万吨,减排二氧化碳约11.4万吨。

国网哈密供电公司电力调度控制中心主任夏永平介绍,随着后续风电开发项目陆续并网,哈密十三间房风区将成为新疆又一个百万千瓦级风电集群。(杜刚)

福建发文 落实光伏消纳保障

本报讯 为提高福建省农村能源资源综合利用效率,促进农村用能清洁化、低碳化发展,提高群众获得感和幸福感,福建省发改委、农业农村厅、乡村振兴局近日联合印发《关于进一步做好农村能源转型发展助力乡村振兴有关工作的通知》(以下简称《通知》),要求落实光伏消纳保障,统筹推进乡镇充电基础设施建设,继续推进农村电网巩固提升工作。

《通知》强调,电网企业要继续做好光伏帮扶电量全额消纳保障工作,及时结算电费、转付补贴。优先支持原省级扶贫开发工作重点县开展整县(市、区)屋顶分布式光伏试点,其辖区内的户用光伏和屋顶分布式光伏发电项目所发电量优先纳入福建省可再生能源保障性收购范围。

《通知》要求,在乡镇政府或邻近的其他方便群众充电的场所,将加快建设公共充电基础设施,加快实现公共充电桩“乡乡全覆盖”,补齐乡镇充电基础设施建设短板。省级充电基础设施建设补贴对乡镇充电桩建设给予适当政策倾斜。鼓励充电站依托其他建筑物屋顶建设光伏项目,配套储能设施建设光伏充一体化项目。

此外,《通知》还指出,要加快农村网架标准化建设,解决局部供电能力不足、频繁停电、低电压等突出问题,进一步提升电力普遍服务能力。至“十四五”末全省国家电网供电区域内的农村电网供电可靠率、综合电压合格率分别达到99.933%、99.96%,户均配变容量不低于3.7千伏安。(莫非)

