

新型电力系统技术创新联盟专栏(26)



“三侧”齐发力共保新能源电力稳定可靠

——访深圳市科陆电子科技股份有限公司技术专家郭鸿

■本报记者 董梓童 苏南

国家能源局最新统计数据 displays, 2022年,全国可再生能源新增装机占比超70%。在“双碳”目标驱动下,未来我国电力系统大规模、高比例可再生能源特征将愈发明显。同时,由于可再生能源电力具有随机性、波动性和间歇性,使得电网安全稳定运行面临新挑战。

如果将电力系统看作是一个精密的物理事件,其工作、运行不仅要靠大齿轮,更需要小齿轮连接才能保持稳定。因此,基于数字化等技术开发的智能配电设备、调频调压储能装置等正是一个个“小齿轮”,将改善电网特性,满足高比例可再生能源电力运行所需要的条件,护航新型电力系统安全运行。那么,新型电力系统建设目标给“小齿轮”发展提出了哪些新要求?相关企业将如何参与电力系统转型升级?带着这些问题,本报记者近日采访了深圳市科陆电子科技股份有限公司技术专家郭鸿。



郭鸿

功能更强大,性能更优越,同时现有的数字化智能电网将通过数字化孪生进化出更高级的人工智能。

在用侧,各种形式的虚拟电厂、综合能源服务将通过统一电力市场实现电网与用户负荷双向互动。新型电力系统稳定运行有赖于灵活调节容量建设,新能源占比必须与灵活调节容量增长规模相匹配。灵活调节容量包括可调节电源(水电机组、火电机组与核电机组灵活性改造、抽水蓄能电站)、可调节负荷(虚拟电厂、电制燃料)和新型储能电站,同时各种类型的新型储能以共享储能、独立储能电站、工商储能、户用储能和移动储能的方式,通过现货交易与辅助服务共同为电力系统提供创新型服务。

■ 柔性输电、虚拟电厂等新技术需求飙升

中国能源报:未来我国电力系统将发生哪些变化?需要哪些新技术支撑?

郭鸿:新型电力系统是以新能源为主导的数字化电力系统,要达成这一建设目标,就要在不断扩大新能源消纳规模的同时,保障电网安全稳定运行,这需要大力发展数字化能源、数字化电网、交直流柔性输电、能量路由、新型储能、虚拟电厂等新技术。

具体而言,未来电力系统将在发电侧、电网侧、用电侧发生深刻变化。其中,在发电侧,具有主动支撑功能的新能源将逐渐替代传统化石能源,化石能源将通过碳捕获、利用与封存技术和灵活性改造重新焕发新生命力,最终靠第四代清洁核能技术或受控核聚变满足能源供给。

在电网侧,现有输电网络将向交直流柔性输电和UPFC(统一潮流控制器)方向行化,新一代柔性交流输电装置

■ 需匹配相应的电力灵活调节容量

中国能源报:可通过哪些措施提高可再生能源电力的安全性、可靠性和利用率?

郭鸿:系统地看,新能源的安全性和可靠性与电力系统灵活调节电源密切相关,灵活调节电源必然快速增长。储能包括抽水蓄能和新型储能,是电力系统灵活调节电源的骨干力量,是实现电力系统稳定运行的刚性需求。其中,新型储能将成为刚需,在电力系统的占比越来越大,成为抽水蓄能的重要补充。

目前锂电池储能特性优良,具有短平快建设周期等优势,发展前景良好。新型储能产业链必须直面现实,实事求是,通过艰苦卓绝的技术创新和商业协作,解决系统安全、产能规划和度电成本等问题,避免无序发展。同时,通过技术创新使得储能电池产品具备高安全、大容量、低成本、长寿命特征,解决电池热失控的安全问题。此外,还要通过电力辅助服务创新解决盈利模式不清晰的问题,

■ 新能源发展要兼顾可靠和电网稳定

中国能源报:与传统电力系统相比,新型电力系统将有哪些电力电子装置接入?

郭鸿:与传统电力系统明显不同的是,新型电力系统中的火电机组单机规模大,光伏、风电单体规模较小,一个可再生能源电站要达到一般火电厂的规模,需要大量土地安装大量光伏、风电设备。在这种情况下,海量电力电子装置将

本报讯 在2月16日举行的光伏行业2022年发展回顾与2023年形势展望研讨会上,中国光伏行业协会名誉理事长王勃华表示,2022年我国光伏产品出口规模第一次超过500亿美元,产量、装机继续大幅增长,钙钛矿电池等新技术的研发也全面开花,取得可喜进展。但与此同时,行业仍面临配储成本增加、强制产业配套等诸多问题。预计今年我国光伏新增装机在95—120吉瓦,预计全球光伏累计装机量2024年将超过水电,2027年将超过煤炭。

据王勃华介绍,去年我国光伏行业再创佳绩,光伏制组件制造端四个主要环节多晶硅、硅片、电池片、组件产量同比增长均在55%以上,光伏发电新增装机同比增长59.3%,光伏产品出口总额同比增长80.3%,光伏制组件产值(不含逆变器)超过1.4万亿元,同比增长超过95%。

具体而言,去年国内多晶硅产量82.7万吨,同比增长63.4%;硅片产量357吉瓦,同比增长57.5%;电池产量318吉瓦,同比增长60.7%;组件产量288.7吉瓦,同比增长58.8%。全国新增装机87.41吉瓦,其中分布式新增装机51.11吉瓦,同比增长74%;集中式新增装机36.3吉瓦,同比增长41.8%。

出口方面,2022年我国光伏产品出口规模第一次超过500亿美元。其中,组件出口423.61亿美元,硅片出口50.74亿美元,电池出口38.15亿美元,合计约512.5亿美元,同比增长80.3%。出口到各大洲市场均有不同程度增长,其中,欧洲市场增幅最大,同比增长114.9%。2022年,欧洲依然是中国光伏产品最主要的出口市场,约占出口总额的46%,占比继续提高。

技术创新方面,王勃华表示,去年我国企业和研究机构刷新效率纪录14次,其中10次为N型电池技术。我国钙钛矿电池研发效率也不断取得新的突破,无论是纯钙钛矿电池、无机钙钛矿电池还是钙钛矿硅叠层电池、全钙钛矿叠层电池、

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华:

今年我国光伏新增装机有望冲击120吉瓦

柔性钙钛矿电池等,都取得可喜进展。

在取得不俗成绩的同时,我国光伏发电产业也存在一些亟待解决的问题。

王勃华表示,首先,光伏电站配储成本进一步增加。近年来,光伏电站按容量以某一比例配置储能作为辅助消纳与支撑电网的措施,成为电站开发建设的前置条件。在储能商业模式尚不完善的情况下,强制配储给投资商带来巨大负担,且很多省份配储要求有愈演愈烈的趋势。在实际运行中,大部分光伏电站所配置的储能系统被电网调度情况较少,难以获得相关收益,反过来却增加了不少成本。

其次,部分省份工商业电价峰谷时段调整为行业发展带来不确定性。“出发点是为了解决新能源消纳压力,但把新能源出力最主要的时段划为谷段,使得分布式电站收益率下滑严重。”王勃华说。

再次,强制产业配套现象依然严重。国内光伏用地需求也受到限制。

王勃华表示,国内电力市场交易发生了很大变化,给光伏发电收益带来不确定性。贸易壁垒已给我国光伏企业拓展海外市场带来困难,而海外大力发展本土制造业也有可能对我国光伏制造业造成冲击。

王勃华引用国际能源署的预测认为,到2025年,可再生能源将超过煤炭,成为全球最大的电力来源。2022年到2027年,可再生能源装机将增加2400吉瓦。预计全球光伏累计装机量2024年将超过水电,2026年将超过天然气,2027年将超过煤炭。2022年到2027年,全球光伏新增装机预计达1500吉瓦,其中,分布式光伏年均新增170吉瓦。

“这个预测和5年前的预测相比,提高了80%,和2021年的预测相比,提高了30%,可以说是国际能源署预测史上最大的调整。”王勃华说。

王勃华预计,今年全球的光伏新增装机可能达到280—330吉瓦,我国光伏新增装机有望达到95—120吉瓦。

(张亚军)

接入电力系统,包括大量IGBT(绝缘栅双极型晶体管)、SiC(碳化硅器件)等宽禁带电力电子器件等,应用于光伏逆变器、风电变频器、PCS(储能变流器)、能量路由器、UPFC、可控串补、STATCOM(静态同步补偿器)、交直流柔性输电设备、固态变压器、智能开关、储能级联设备、V2G(车网互动)充电站等。

值得注意的是,海量电力电子装置使用将改变以往电力系统暂态稳定和静态稳定的理论基础和物质基础,电网可靠性将面临巨大挑战。随着可再生能源接入电力系统的比例越来越高,光伏发电和风电要依靠技术创新保证自身的安全性与可靠性,同时要依靠主动支撑技术保障电网稳定运行,如可通过虚拟转动惯量、一次调频、双向友好互动、电压源技术、弱网支撑等方式实现。

■ 需匹配相应的电力灵活调节容量

中国能源报:可通过哪些措施提高可再生能源电力的安全性、可靠性和利用率?

郭鸿:系统地看,新能源的安全性和可靠性与电力系统灵活调节电源密切相关,灵活调节电源必然快速增长。储能包括抽水蓄能和新型储能,是电力系统灵活调节电源的骨干力量,是实现电力系统稳定运行的刚性需求。其中,新型储能将成为刚需,在电力系统的占比越来越大,成为抽水蓄能的重要补充。

目前锂电池储能特性优良,具有短平快建设周期等优势,发展前景良好。新型储能产业链必须直面现实,实事求是,通过艰苦卓绝的技术创新和商业协作,解决系统安全、产能规划和度电成本等问题,避免无序发展。同时,通过技术创新使得储能电池产品具备高安全、大容量、低成本、长寿命特征,解决电池热失控的安全问题。此外,还要通过电力辅助服务创新解决盈利模式不清晰的问题,

继续完善绿电交易,健全统一电力市场交易规则。

需要明确的是,新型储能只是电力系统众多容量调节手段之一。随着新能源占比逐渐增加,电力系统灵活调节容量必须与之相适应。其中,在发电侧和电网侧增加可调节电源,可通过火电机组和核电机组灵活性改造、抽水蓄能、共享储能或独立储能电站、储热电站等方式实现;在用电侧增加可调节负荷,可通过虚拟电厂、聚合储能、V2G充电站、可调节负荷(电制燃料)等方式实现。

中国能源报:贵公司重点布局哪些领域和技术?

郭鸿:在智能电表领域,我们参与了国家电网和南方电网新一代智能电表、智能融合终端和能源控制器的研发,在数字化、模块化、APP化、直流量、无线脉冲检测、拓扑识别等方面取得了一些成绩,为新型电力系统多场景电能计量提供了技术手段和产品装置。在锂电池储能领域,我们致力于兆瓦和吉瓦级大型储能电站系统集成与关键技术研究与开发,建立了储能云平台,通过对电池数据和储能系统运行数据建模与分析,解决储能系统全寿命周期运行的棘手问题。

当然,要实现对新型电力系统的数字赋能,还有很多工作要做,主要包括:实现储能全产业链数字化转型;实现智能电表从设计到制造全过程数字化转型,面向服务或业务建模,通过数字化孪生、大数据分析和人工智能技术助力企业提质增效。

新型电力系统技术创新联盟成立后,基于公司在大型储能电站系统集成、储能辅助火电机组AGC(自动发电控制)调频、储能BMS(电池管理系统)技术等方面的实践经验,我们将积极参与新型电力系统关键技术攻关,研究吉瓦级储能电站系统集成核心技术,在新型电力系统市场化机制探索和虚拟电厂示范方面贡献力量。

国家能源局综合司司长梁昌新:

去年电动汽车充电量超过400亿千瓦时

本报讯 国家能源局综合司、新闻发言人梁昌新在国家能源局2023年一季度新闻发布会上回答媒体提问时表示,我国已建成世界上数量最多、分布最广的充电基础设施网络。

梁昌新表示,充电基础设施是促进新能源汽车产业健康发展的重要保障,也是服务和改善民生的重要领域,对促进我国能源、交通领域绿色低碳转型具有重要意义,为全面贯彻落实《国务院办公厅关于印发新能源汽车产业发展规划(2021—2035年)的通知》,国家能源局会同有关部门相继出台了《关于进一步提升电动汽车充电基础设施服务保障能力的实施意见》《加快推进公路沿线充电基础设施建设行动方案》等一系列政策措施,针对居住社区、公路沿线、内部停车场等充电设施建设场景,明确具体政策措施和建设运营要求,提升了充电基础设施服务保障能力。

据介绍,近年来,我国充电基础设施快速发展,已建成世界上数量最多、分布最广

的充电基础设施网络。

一是充电基础设施规模迅速扩大。2022年,我国充电基础设施继续高速增长,有效支撑了新能源汽车的快速发展。充电基础设施年增长数量达到260万台左右,累计数量达到520万台左右,同比增长近100%。其中,公共充电基础设施增长约65万台,累计数量达到180万台左右;私人充电基础设施增长超过190万台,累计数量超过340万台。

二是充换电运营市场取得较快发展。我国充电市场呈现出多元化发展态势,目前各类充电桩运营企业已超过3000余家,其中公共桩保有量超过1万台的企业有17家,头部企业聚集效应明显。电动汽车充电量持续保持较快增长,2022年全年充电量超过400亿千瓦时,同比增长达到85%以上。

三是技术与标准体系逐步成熟。国家能源局组建能源行业电动汽车充电设施标准化技术委员会,建立了具有中国自主知识产权的充电基础设施标准体系,累计发

布国家标准31项、行业标准26项,中国直流充电标准与欧、美、日并列世界四大充电标准方案。

四是政府监测服务平台体系加快建设。全国已建设省级充电设施监测服务(监管)平台29个(除西藏、青海),为各地开展行业管理、补贴发放、规划制定提供支撑,国家能源局正在有序推进国家级平台的规划建设。

梁昌新表示,电基础设施发展取得显著成效,但仍存在公共充电设施布局不合理、部分居民小区建桩难充电难、充电市场运行不规范、设施维护不到位等问题。下一步,国家能源局将会同有关部门继续加强充电基础设施产业发展的顶层设计和政策协同,持续优化充电网络规划布局,着力破解关系人民群众切身利益的充电难题,优化完善政府监管平台体系,提升充电行业发展质量和建设运营标准,服务新能源汽车产业发展,满足人民清洁低碳出行的需求。(钟新兴)

国家能源局市场监管司副司长赵学顺:

去年市场交易电量占全社会用电量六成

本报讯 国家能源局市场监管司副司长赵学顺在国家能源局2023年一季度新闻发布会上表示,按交易结算口径统计,2022年全国市场交易电量共5.25万亿千瓦时,同比增长39%,占全社会用电量比重达60.8%,同比提高15.4个百分点。其中,跨省跨区市场化交易电量首次超1万亿千瓦时,同比增长近50%,市场对促进电力资源更大范围优化配置的作用不断增强。

新能源大规模发展是电力系统低碳转型的基本路径,煤电转型发展是电力系统消纳新能源的重要支撑。其中,起到关键作用的就是电力辅助服务市场机制。

赵学顺表示,去年年底,我国电力辅助服务实现了6大区域、33个省区电网的全覆盖,统一的辅助服务规则体系基本形成。2022年,通过辅助服务市场化机制,全国共挖掘全系统调节能力超过9000万千瓦,年

均促进清洁能源增发发电量超过1000亿千瓦时;煤电企业因为辅助服务获得补偿收益约320亿元,有效激发了煤电企业灵活性改造的积极性,推动了煤电由常规主力电源向基础性电源和系统调节性电源并重转型。

据介绍,国家能源局下一步将按照“以需求为导向、以转型为目标、以市场为抓手”的原则,重点开展以下三个方面工作:

一是进一步加大电力辅助服务市场建设力度。会同相关部门制定辅助服务价格办法,建立市场化的价格形成机制。修订完善有关市场交易细则,推动调频、备用等辅助服务品种市场化,以市场竞争方式降低系统整体调节成本。同时,结合深化燃煤发电上网电价市场化改革等有关要求,指导各地科学界定辅助服务需求的原则和具体标准,引导用户侧合理分摊辅助服务费用,共同承担系统调节成本,更好保障能源电

力安全供应和清洁低碳转型。

二是进一步拓展辅助服务覆盖广度。加快引导储能、工商业负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等新业态参与系统的调节,发挥现有试点的示范效应,推动电力系统由“源随荷动”向“源网荷储互动”升级。建立健全跨省跨区辅助服务市场机制,充分优化各区域省间错峰互济空间和资源共享能力,有效促进区域能源协调发展。

三是进一步挖掘辅助服务功能深度。根据新型电力系统的运行特点,指导各地因地制宜地研究设立转动惯量、爬坡、调相等辅助服务新品种,切实提升电力系统可靠性和电能质量,更好地保障电力安全供应。鼓励供水、供气、供热等公共服务行业的用户参与,形成多能协同优化的整体格局,不断提高我国能源的整体利用效率。(吴海燕)

上接1版

“可以说,天然气产业链发展不均衡是症结所在。我国天然气产业发展时间短,缺乏明确规划,价格体制不完善,配套储气设施仍存短板。因此,更需要在天然气产业链的发展过程中,根据其构成系统规划上下游市场,保证供需协调以及价格体制优化,这样才能促进天然气市场的有序发展。”郭焦锋补充说。

■ 亟需理顺顺价机制

业内人士指出,在国家政策的引导下,今年上下游的气源合同签订正受到前所未有的监督和关注,为推动燃气价格市场化改革提供了良好的土壤,将大大促进燃气市场高质量发展和“双碳”目标的实现。

杨常新表示,签下“军令状”就需要拿出真本事,但是从解决气源角度来说,城燃公司虽然没有特别好的“招数”,但也并非无解。

“一些大体量公司,可以通过自己建设接收站,降低对‘三桶油’气源的依赖度。但是接收站到岸价格也是跟国际LNG价格挂钩。中小城燃企业明显实力不足,他们通过联合组团集中解决气源采购和协调。”杨常新说,“还有一些省市代购代销的模式也可以借鉴。”

例如,江苏就发布了关于冬季非居民用气销售价格有关事项的通知,明确鼓励天然气经营企业积极组织气源保供,按照用户自愿委托的原则,对合同购气量以外的气量实行代购代销价格政策。代购代销销售价格是代购天然气实际采购价格再加一点配气费。

江苏的做法并非首创。2021年,山东省发改委就对合同外购气量实行“高进高出、低进低出”政策。“这种做法就是鼓励用户自行委托城燃企业采购相应气源,非居民用户借助城燃企业的相关渠道进行气源采购,同时由城燃企业提供管输服务并收取配气价,降低了城燃企业的保供压力。”上述北方某城燃企业相关人士说。

“顺价机制未完全理顺,这是一个遗留问题,需要地方政府去疏导。北方的一些城燃企业需要做好低价气源的储备和综合利用,也可以学习南方一些盈利能力较好、综合实力较强的城燃企业,成立气源协调中心,保障天然气供应和价格灵活性,提高气源协调供应能力。”黄庆说。

郭焦锋表示:“尽快全面理顺天然气价格,仍然是今后一段时期天然气价格改革的重点任务。随着我国天然气价格市场化程度越来越高,建立健全上下游价格联动机制,应成为当前推进天然气价格市场化改革的一项重要内容。”