

减碳目标和新型电力系统需要大规模发展可再生能源,尤其配网区域的“源网荷储”一体化更倚重以新能源为代表的分布式电源,这对配网投资建设提出更高要求——

## 增量配网如何持续释放红利

■ 本报记者 赵紫原

暮春时节,江西省宜春高安市建筑陶瓷产业基地内,几名身穿蓝色制服的工人正在检修线路,为今年的迎峰度夏作准备。据了解,该基地是国家发改委、国家能源局2016年批复的首批增量配电网业务试点项目,江西和惠配售电有限公司(以下简称“和惠配售电”)为业主单位。

基地园区的大工业用户高安罗斯福陶瓷有限公司总裁助理兰辉给记者算了一笔账:“国家启动增量配网改革后,解决了我们‘最后一公里’的用电问题,盘活了企业的沉没资产。尤其是,配电公司的市场化运营每年可为我们节省百万元电费。”

用好电、省电费,是各地增量配网改革释放出的改革红利。不久前,商务部印发《重庆市服务业扩大开放综合试点总体方案》和《海南省服务业扩大开放综合试点总体方案》,支持两地民企以控股或参股形式开展发电、增量配网和售电业务,进一步支持增量配网改革落地,撬动电力市场化改革红利持续释放。

### 配电网虽小但“五脏”俱全

和惠配售电董事长赵杞告诉记者,在

国家开展增量配电网业务改革之前,针对大工业用户,电网公司的线路投资建设只到变电站,变电站到用户侧的线路由政府或用户自建,同时负责自建线路的运维检修,不过政府或用户并未获得这部分线路与设施的收益。开展增量配电网业务改革后,国家允许将这部分自建线路作为非电网资产,开展增量配电网业务改革试点。

一位配电网业主向记者坦言:“很多时候政府或用户为图省事,只好将自建线路无偿移交给电网公司,电网公司再视线路情况决定是否接收。部分电网公司还提出,必须待移交的线路进行自费改造,经电网公司验收后方可接收。”

为什么国家要选取这部分自建线路作为改革试点经营区?

对此,该配电网业主表示,增量配网一般都在重工业聚集区,部分省区的增量配网试点覆盖面积可能不足该省的1%,用电量却可能达到该省全社会用电量的20%以上。“这类增量配网就应该连接能量密度强的电源,实现最经济的就地平衡,这也是制造业进行供给侧改革的优选途径。”

### 配网投资提效面临新要求

普惠用户是增量配网业务试点改革的“成绩单”,但改革的初衷不止于此。

一位不愿具名的业内人士表示,我国电力工业摆脱了供应紧张的局面后,形成了“重发轻供”的局面,增量配网改革释放了明显的投资信号。“从电力系统发展的一般规律看,成熟电网配电网环节投资与输电环节的投资比例应大于1:1,但在实际工作中,我国输电网投资远高于配电网投资。电力供应平衡之后,特别是碳达峰、碳中和目标的提出,以及构建新型电力系统的诉求,对配网投资提出了更高要求。”

同时,一系列电能替代政策要求配网在安全可靠的基础上,具备更高的灵活性和智能性。北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示,以增量配网就近消纳新能源为例,其最大优势在于能够实现多方共赢。“对配电网而言,是为探路‘源网荷储’一体化、综合能源打基础;对新能源而言,可以拓宽消纳渠道,有利于构建新一代电力系统;对大电网而言,分担消纳压力的

同时,减少了投资成本;对用户而言,减少了外购电成本,用电更加清洁。”

增量配网改革的另一个出发点在于,自下而上倒逼输配电价成本监审。“真实的输电成本是电力系统的核心环节,但电网企业的配电网与输电网之间存在复杂庞大的交叉补贴,长期暗补至今仍是一笔‘糊涂账’,不利于电网企业高效投资和效率提升。增量配网就是公用电网,与原有的配电网没有任何区别,通过解剖增量配网的成本可以清晰得到配电网的成本构成情况。但输配电价不分开核算,发现输配电价真实成本的功能就很难。”上述业内人士直言。

### 增量配网应避免“一刀切”管理

业内有观点认为,引入增量配网改革试点,会造成电网环节的国有资产流失。但展曙光认为,增量配网改革非但不会造成国有资产流失,还能保证国有资产保值增值。“事实表明,垄断经营的电网企业效率有待提升,大水漫灌的电网投资方式并不能及时响应用户的个性化要求。增量配网试点项目促使同质企业比较竞

争,一定程度上会倒逼电网企业恢复‘狼性’,不断提高社会红利优化的效率,普惠用户,促进制造业发展。”

国家政策规定,增量配网试点项目内不得以常规“拉专线”的方式向用户直接供电,不得依托常规机组组建局域网、微电网,不得依托自备电厂建设增量配电网等要求。有业内人士认为,这些规定主要出于两点顾虑:不能形成“发配售一体化”垄断,不能逃避社会责任。

北京先见能源咨询有限公司总裁尹明表示:“不允许增量配电网接常规电源,与其说是维护市场公平、避免相关逃避社会责任,还不如说是一个完善监管理念、优化监管手段、提高监管效能的重要命题。其实,完全可以通过科学监管和规则完善,防范和消除由增量配电网接入常规电源可能产生的问题,特别是逃避社会责任的可能性。”

“既然增量配网改革是一项极富创新性、挑战性和突破性的改革任务,相关政策制定单位就应该多从科学监管与规则完善思考和开展工作,避免‘一刀切’式的管理。既然增量配网是‘电网’,就应该享受电网的权利,履行电网责任。”尹明表示。

## 国际热核聚变实验堆磁体系统安装开启



图片新闻

日前,国际热核聚变实验堆(ITER)托卡马克装置第四个重大部件——极向场超导线圈PF6成功就位,吊装圆满完成,标志着ITER磁体系统安装工作全面开启,这是中法联合体2021年度完成的第二个重大安装节点。

此次吊装的PF6线圈由中科院等离子体物理研究所制造供货,是国际上研制成功的重量最大、制造难度最高的超导磁体之一。图为吊装现场。中核二三/图

关注

## 内蒙古持续深化增量配电网业务改革

本报讯 近日,内蒙古自治区能源局近日发布的《关于进一步深化增量配电网业务改革有关事项的通知》(以下简称《通知》)明确提出,进一步明确增量配电网定位,加快推进存量资产处置,加强增量配电网管理,落实增量配电网分布式发电项目补贴政策,推进增量配电网试点办理电力业务许可证,并开展自治区内增量配电网试点评估示范工作。

电源接入方面,《通知》指出,正常方式下不向自治区级电网反送电,鼓励增量配电网就近接入符合规划要求的风电、光伏、生物质、储能等电源,在缺乏电源支撑的增量配电网内规划建设余热余压余气、分布式能源(风光)+储能等电源,鼓励在增量配电网中以分布式能源(风光)+储能+负荷的方式促进新能源就近消纳,开展源网荷储一体化绿色供能园区建设。

电价结算方面,增量配电网经营区域内的电力用户或售电公司不受配电网区域限制购电,自治区级电力交易机构、增量配电网企业应按照市场交易规则为其提供技术支持,为结算提供基础条件。

调度权方面,自治区级电网调度负责增量配电网企业经营区域内的集中式电源发电出力调度,并由自治区级电网提供相应的辅助服务。增量配电网企业负责其经营区域内的余热余压余气、分布式能源(风光)等电源调度,遵循“谁调度,谁结算”原则。(蒙能)

## 湖北放开制造业电力用户市场化交易

本报讯 湖北电力交易中心日前发布关于开展制造业企业注册工作的通知(以下简称“通知”)称,为落实《省政府办公厅关于印发湖北省优化营商环境清减降专项行动实施方案的通知》要求,9月底前允许制造业企业参与电力市场化交易。

通知明确,湖北省内凡属国网湖北省电力有限公司直接供电的制造业电力用户,不受年用电量规模限制,均可自愿选择在湖北电力交易中心注册,参与后续的市场化交易。电力用户可选择与发电企业直接交易,也可选择通过一家售电企业代理交易,两种方式只可选择其一,原则上应全电量参与电力市场化交易。

各地市供电公司将按照属地化原则,对湖北省制造业企业开展政策宣传及注册服务工作,并收集交易意愿和服务建议,盼望各市场主体理解、支持、给予配合。另外,拟参与电力市场化交易的制造业新用户,需在5月20日前向属地供电公司提交营业执照、入市承诺书、入市申请书等材料,并同步在湖北电力交易平台完成线上注册。(鄂讯)

## 抽蓄电站价格机制亟待完善

■ 本报记者 苏南

2002年至今,我国先后启动两轮电价改革,不断优化和理顺电价,然而抽水蓄能(以下简称“抽蓄”)却长期面临成本与价格政策不衔接、电网延期或减少向抽蓄电站付费、新投产电站因未制定容量电费标准而无法与电网结算费用等问题,导致抽蓄投资越多、投产时间越长、亏损越多,电价问题长期无解。

记者近日了解到,为解决上述问题,国家发改委正在研究抽蓄电站价格机制,很快将发布征求意见稿。同时,接受记者采访的业内人士普遍认为,在构建新型电力系统的背景下,需要将抽蓄放入全国电力系统中讨论,不断完善抽蓄电站价格机制,打通电源、电网、用户壁垒,实现多方共赢。

### 抽蓄成本难回收

第一轮电价改革前,电网与电站由电力公司统一投资建设并运营,电网不区分输送电能的服务和保障安全调节的辅助服务,抽蓄成本计入电网运营成本统一核算,由电网通过销售电能向电力用户统一回收。电价改革后,抽蓄电站从电网剥离,生产运营仍严格按照电网调度发布的指令时时提供辅助服务,但抽蓄电站的成本从电网服务成本中剥离,电网无法从市场化用户端回收抽蓄电站运营的固定成本,只能用输配电费获得的利润垫付抽蓄电站费用。

业内人士认为,目前不计入输配电价回收的抽蓄电站价格机制,导致新建的抽

### 核心阅读

现行电力体制下,由于抽蓄电站完全按电网调度指令运行,不具备市场化运营条件,因此抽蓄价格机制不宜按全面市场化机制设计。在不改变电力管理体制、辅助服务市场不健全不成熟的情况下,强行将抽蓄推向市场,将出现市场失灵,导致供给不足。

蓄电站容量电费向用户传导困难,市场化用户享受了抽蓄电站提供的系统安全服务,但承担的上网电价和输配电价中均不包含抽蓄成本;居民、农业等非市场化用户执行目录电价,无法承担新建的抽蓄电站成本。

“抽蓄电站的成本费用是电网辅助服务成本的重要组成部分。辅助服务从输配电服务中区分开后,辅助服务费政策并未及时制定实施,从而导致电网辅助成本费用疏导受阻。”国家发改委价格成本调查中心成本监审处处长赵宏日前公开表示。

### 公共属性认知不足

业内人士认为,上述问题的产生,首先在于电力行业对抽蓄电站的功能定位不够全面准确,对抽蓄作为保障电网安全的公共属性认识不足。

中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司董事长、中国水电工程学会电网调峰与抽水蓄能专委会秘书长郝荣国告诉记者,抽水蓄能电站像一个巨型“充电宝”,在新型电力系统中其可以发挥调峰、填谷、调频、调相、储能及事故备用等作用,促进大规模风电和太阳能发电的人网消纳,保障电力系统安全稳定运行。

在赵宏看来,抽蓄是优质的安全调节电源,其价值不能只用发电量多少来判断,更不能有按容量电费核算费用抽蓄躺着也赚钱的错误认识。

记者了解到,随着新型电力系统加快建设,抽蓄作为电力系统“稳定器”“调节器”“平衡器”的作用将逐步凸显。“丰宁抽水蓄能电站的供电范围为京津冀及冀北电网,它将与先期建设的其他抽水蓄能电站及调峰电源共同解决京津冀及冀北电网调峰能力不足,也包括调节风电负荷。”北京勘测设计研究院有限公司副总经理严旭东告诉记者,根据电网需求,该电站还可承担系统调频、调相、负荷备用和紧急事故备用等任务,维护电网安全、稳定运行。“相关研究成果显示,该电站建成并网后,可增加电网对‘风光’等清洁能源的消纳能力1000万千瓦左右,有力支撑外电入冀战略

实施,破解‘三北’地区弃风弃光困局。”

对于抽蓄的技术优势和经济性,郝荣国表示,抽蓄电站启停时间短、调节速度快、工况转换灵活,具有双倍调节能力,是技术成熟,运行可靠且较为经济的调节电源和储能电源。赵宏也认为,抽蓄比常规电源调节手段多、容量大、效率高,而且比储能设施转换效率高、容量大、寿命长、安全性高。“抽蓄电源从启动到满负荷发电仅需2分钟,可在发电与抽水工况之间紧急转换,几乎不发生成本。”

### 不宜全面市场化设计

接受采访的业内人士普遍认为,在电力系统中,抽蓄的服务价值主要体现在电源、电网和用户三方,而三方又相对独立。如何将抽蓄建设运行成本及合理效益,有效合理地分摊至各方,需要政府牵头协调,以整个电力系统经济评价为基础,尽快完善抽蓄电站价格机制,实现合理疏导。

在赵宏看来,现行电力体制下,由于抽蓄电站完全按电网调度指令运行,不具备市场化运营条件,因此抽蓄价格机制不宜按全面市场化机制设计。

“在电力管理体制不变、辅助服务市场不健全不成熟的情况下,强行将抽蓄推向市场,将出现市场失灵,导致供给不足。现阶段,抽蓄价格应由政府进行监管,主要采用容量电费模式回收固定成本较为合理,通过电网疏导给电力用户,费用分摊上宜按照抽蓄区域内所有电力用户用电量分摊。”赵宏表示。