

风电光伏企业成电力辅助服务购买者

辅助服务市场化能提升电力系统对风电和光伏等新能源消纳的积极性和消纳空间，有利于实现辅助服务责任在不同发电企业之间的公平分摊

□ 张 奎

5月6日,国家能源局发布了《关于2018年度电力辅助服务有关情况的通报》(以下简称《通报》)。2018年,全国参与电力辅助服务补偿的发电企业共4176家,装机容量共13.25亿千瓦,占全部装机的70%;补偿费用共147.62亿元,占上网电费总额的0.83%。其中,风电光伏合计分摊费用26.03亿元,净支出为25.65亿元。

国发能源院、绿能智库梳理发现,因为工作繁琐而经济规模较小,长期以来电力辅助服务吃力不讨好。然而电力辅助服务事关电能质量、经济运行和电网安全,是电力系统不可或缺的重要一环。当前,国家进一步推动电力体制改革,在更大范围内优化资源配置,在绿色能源体系下构建有效竞争的市场结构和市场体系,电力辅助服务市场化建设也措施不断。面对这一新态势,国发能源院、绿能智库分析指出,风电、光伏发电企业也应早日绸缪,积极主动参与到电力辅助服务市场化建设。

电力辅助服务管理规则举足轻重

《通报》显示,2018年发电量比重仅为5.24%的风电分摊费用比重达到20%。(见图1)部分地区(比如,西北和华中地区)电力辅助服务费用的一部分来源于并网电厂运行管理考核费用,而风电并网运行管理考核费用较高,导致风电分摊费用较多。光伏电站的并网运行管理考核较松是光伏分摊费用较少的原因之一。由此可见,电力辅助服务管理规则对风电和光伏发电厂在电力辅助服务支出上的影响。(见图2)

从2018年电力辅助服务补偿费

用看,火电承担了绝大部分电力辅助服务工作,风电光伏承担的电力辅助服务非常少。火电获得补偿费用134.7亿元,占补偿费用总额的91.2%;风电获得补偿费用0.36亿元,占比为0.25%;光伏获得补偿费用0.02亿元,占比仅为0.01%。(见图3)

从补偿和分摊费用的对比来看,火电实现净收入,而风电光伏为纯支出。尽管火电分摊费用达到76.25亿元,占全部分摊费用的比重为65.4%,但是获得补偿后,实现净收入58.45亿元。与火电对比鲜明的是风电,分摊费用23.36亿元,占比为20%,纯支出23亿元。光伏分摊费用占比小,占比为2.3%,纯支出2.65亿元。

风电光伏企业将成辅助服务重要购买者

辅助服务科学化、市场化是趋势。2017年11月,国家能源局印发《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》,明确表示,2018年~2019年探索建立电力中长期交易涉及的电力用户参与电力辅助服务分担共享机制,2019年~2020年开展电力辅助服务市场建设。因为风电和光伏发电“靠天吃饭”的间歇性特质,调节能力差,在新的电力辅助服务市场化的利益分配体系下,风电和光伏将成为辅助服务的重要购买者。(见图4)

以内蒙古电网调峰辅助服务为例,调峰辅助服务的供给侧为火电企业(负荷率低于平均火电负荷率的机组);调峰辅助服务的购买方为火电企业(负荷率高于平均火电负荷率的机组)和全部新能源企业;调峰报价范围为0元/千瓦时~0.5元/千瓦时。假设不调峰,弃风弃光电量每年按25%估计,则弃风弃光电量为150亿千瓦时;如果调峰,假设调峰报价为0.5元/千瓦

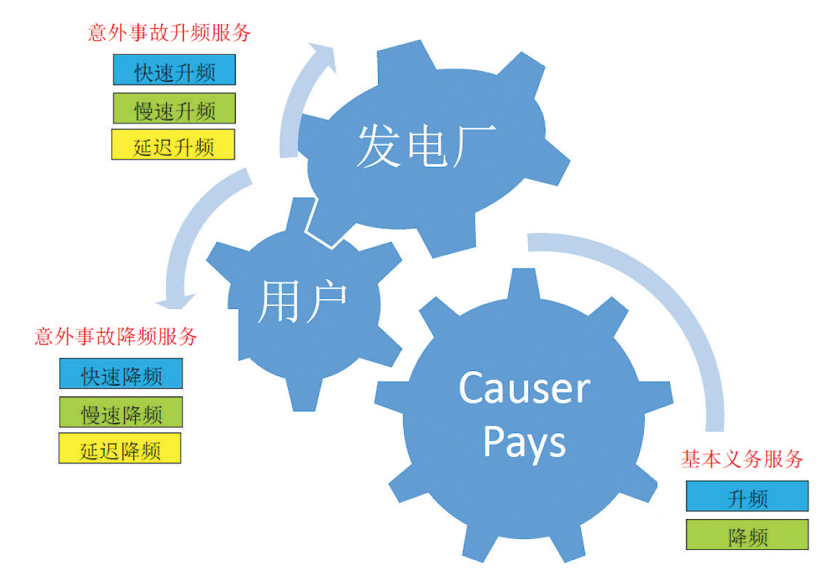


图4:澳大利亚的频率控制辅助服务成本回收原则

时,减少弃风弃光电量150亿千瓦时,则风电和光伏须承担调峰总费用约22亿元。也就是说,风电和光伏可以额外多发150亿千瓦时的电,但是这个电量每千瓦时要增加0.14元的成本。

辅助服务市场化能提升电力系统对风电和光伏等新能源消纳的积极性和消纳空间,有利于实现辅助服务责任在不同发电企业之间的公平分摊。整体来看,这对风电和光伏等新能源也是有利的,可以减少弃风弃光,提高风电和光伏发电设备利用小时数,提升风电和光伏经营效益。

发电侧和用户侧谁受益谁买单

在市场化过程中,理顺电力辅助服务的价格传导机制是关键。目前“谁受益谁买单,谁污染谁治理”的原则被普遍接受。澳大利亚的频率控制辅助服务(FrequencyControlAncillaryService,FCAS)成本回收也是按该原则组织的,他们称之为“Causer-Pays”(等同于谁污染谁治理)。

意外事故升频服务(ContingencyRaiseServices)是针对系统中可能损失最大发电机组单位而制定的,分为快速升频服务、慢速升频服务和延迟升频服务,这些服务都是从发电厂收取费用。与此相对,意外事故降频服务(ContingencyLowerServices)是针对最大负荷损失或者系统中传输线故障而制定的,三种服务均从用户方收取费用。基本义务服务也是按照“CauserPays”的原则向造成频率偏离的企业或用户收取费用。

至于电网支持和控制辅助服务(NetworkSupportandControlAncillaryService,NSCAS)和系统重启辅助服务(SystemRestartAncillaryServices,SRAS),则由澳大利亚能源市场调度中心(AustralianEnergyMarketOperator,AEMO)和所有辅助服务提供商签订长期辅助服务合同来协商。其中,NSCAS的成本通过向市场上所有用户收取费用来平衡,而SRAS的成本是按照50/50的比例向所有用户和发电厂收取费用来平衡。

NSCAS和SRAS价格机制内含四种基础支付条件。第一是启动服务支付(EnablementPayments),仅当服务被专门启动时支付;第二是可用服务支付(AvailabilityPayments),

在每个交易间隔,服务处于可用状态时支付;第三是调试服务支付(TestingPayments),在年度调试服务发生时支付;第四是使用服务支付(UsagePayments),在每个交易间隔,当服务被使用时支付。(见图5)

澳大利亚能源系统辅助服务费用既有向发电厂收取的,也有向用户收取的,还有两方面都收的,条分缕析,非常明确。我国电力辅助服务可以从借鉴学习,把辅助服务成本传递到最终受益人身上。

早日绸缪变“被动买单”为“主动补偿”

当前,我国新能源发展迅速,可再生能源发电装机比重越来越大,国家对电力系统调节能力的提升愈加重视。2018年3月,国家发改委和国家能源局下发《关于提升电力系统调节能力的指导意见》,表示要着力提高电力系统的调节能力,保障电力安全供应,从负荷侧、电源侧、电网侧多措并举,重点增强系统灵活性、适应性。电力辅助服务是电力安全供应的重要组成部分,它的一举一动牵引着负荷侧、电源侧和电网侧多方关注的目光。电力辅助服务的市场化毫无疑问也拨动了“平价上网”风潮下风电和光伏企业敏感的神经。

国发能源院、绿能智库预测,按照“谁受益谁买单”的原则,电力辅助服务市场化首先将会使得风电和光伏发电企业未来承担更多的辅助服务费用;其次,在辅助服务市场化竞争开展之后,度电调峰成本将会下降,这对风电和光伏发电企业是有利的;再次,随着辅助服务市场化的不断完善,负荷侧受益用户将被纳入辅助服务费用分摊范围,这对风电和光伏发电企业也是有利的。

对此,国发能源院、绿能智库建议,风电和光伏发电企业也不能坐等政策落地,应积极参与早日绸缪,变“被动买单”为“主动补偿”。第一,要提升自身可调控能力,优化涉网性能。例如,加装储能子系统;第二,积极推动专项政策落地。多个风电厂或光伏电站集合参与辅助服务市场;第三,风电厂或光伏电站与火电联合参与辅助服务市场。

(作者为北京国发智慧能源技术研究院研究员)

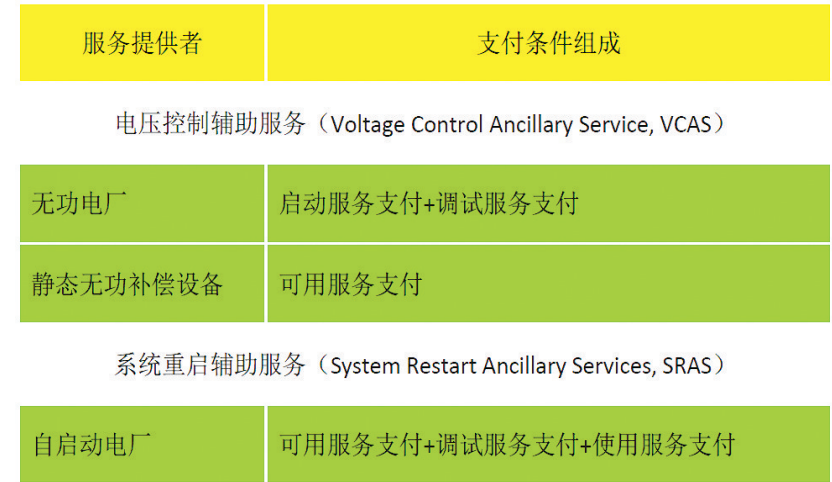


图5:电压控制和系统重启辅助服务中的基础支付条件

能源快报

“电力天路”疏通西藏能源瓶颈

累计向西藏输送电能62.8亿千瓦时

本报讯 特约记者罗云鹏余丽丽 朱毅然报道 国家电网青海省电力公司日前披露,已启动“电力天路”第八次设备年检,该工程自2011年投运以来累计向西藏输送电能62.8亿千瓦时。

被誉为“电力天路”的青藏交直流电力联网工程东起青海西宁,西至西藏拉萨,全长2530千米,工程平均海拔4500米,是迄今世界上最高海拔、高寒地区建设的规模最大、穿越冻土区最长、施工难度最大的输变电工程。

国家电网青海电力检修公司运维检修部负责人张梁介绍,投运至今,该工程开启了资源配置之门,将一直孤网运行的西藏电网通过青海电网与整个西北地区电网互联,优化了电力供应结构,解决了西藏中部电网长期缺电矛盾。

西藏水能资源丰富,其理论蕴

藏量达2.1亿千瓦,是“西电东送”的重要能源接续基地,由于西藏电网夏丰冬枯的季节负荷特性,本地消纳能力有限,西藏冬季缺电、丰水期电力消纳难矛盾突出。

“截至目前青海电网已累计接纳西藏藏中电网外送电量近24亿千瓦时。”张梁介绍,“‘电力天路’疏通了西藏能源瓶颈,结合西藏电网夏丰冬枯的季节负荷特性,实现西藏水电外送常态化,在夏季丰水期将西藏地区富余的水电输送出来,使西藏的水电资源优势转化为经济优势。”

据了解,此次年检工作除涵盖柴达木换流变电站及±400千伏柴拉直流输电线路铁塔常规检修、技改、周期性检测等工作外,还将开展生态防鸟设备检查、人工鸟窝安装、冻土区域铁塔基础检测等多项工作,预计至5月29日结束。

天津启动智慧能源小镇建设

住宅温度自主调节,电动汽车无线充电

本报讯 马路旁的光伏座椅可为手机充电,住宅可自主调节屋内照明和房间温度,电动汽车能无线充电……这不是科幻大片,而是即将在天津成为现实场景。新华社记者新近从国网天津电力获悉,天津智慧能源小镇示范工程全部项目完成可研批复,正式进入实施阶段。未来3年,10个智慧能源小镇有望在天津拔地而起。

智慧能源小镇建设是国网天津电力智慧能源体系建设的重要组成部分。此前,国网天津电力选取了中新天津生态城(惠风溪)小镇和北辰产城融合区(大张庄)小镇作为示范区,先行分别打造了“生态宜居型”和“产城集约型”智慧能源小镇,效果初显。

据国网天津电力相关负责人介绍,中新天津生态城(惠风溪)智慧能源小镇是国家首批一类试点,已经实现智能检测电网健康程度,发现异常能准确上报并指挥抢修;抢修时,带电作业机器人取代人工

作业,更安全、更高效;净零能耗建筑利用先进的建筑及能源技术,实现所需能源100%自产;电动汽车无线充电和“一拖多”充电系统,能提供多种便捷充电模式。除此之外,在综合能源服务广场,居民可体验到智慧灯杆、光伏座椅和多种绿色能源公共设施带来的便捷,人们的生活方式正悄然发生变化。

北辰产城融合区(大张庄)智慧能源小镇以产城集约为目标,建设的柔性交直流混合配电网,使光伏、储能、电动汽车与电网可靠互联,满足产城融合区高品质用电需求。特别是今后可接入风、光、气、地热等多种能源形式,能源来源将更为丰富、清洁。

国网天津电力互联网部信息处处长王旭东表示,智慧能源小镇示范区内的清洁能源消费将达到90%,供电可靠性大于99.999%。按照这一目标,预计到2022年年底,10个类似的智慧能源小镇将呈现在天津这片沃土上。(毛振华)

上海806个用电客户变“电厂”

率先开展虚拟电厂全域综合响应

本报讯 用电客户也能变身“电厂”保障电网供需平衡?近日,上海在国内率先开展了泛在电力物联网场景下的虚拟电厂全域综合响应,将806个用电客户变身为一个可以参与“削峰填谷”的虚拟电厂,通过调节用电峰谷差,用户也可以像电厂一样维持电网的动态平衡。

在电力系统中,发电和用电几乎是同时完成的,电厂除了发电以外,还需要根据用电需求高峰期多发、低谷期少发,以保障电网供需的平衡。随着经济社会的发展,城市电网峰谷差变得越来越大,但若一味通过扩建电厂来满足尖峰时段的用电需求,便会在用电低谷期产生巨大浪费。因此如何更经济、更高效地减小峰谷差成为城市电网的重要课题之一。

据了解,上海此次开展的“虚拟电厂全域综合响应”,就是针对减小峰谷差这一难题,从用户端入手,与愿意参与其中的用电客户约定好时间,用电低谷期多用电、高峰期少用电,虽然没有建起真的电厂,但这些虚拟电厂一齐合力完成了“削峰填谷”的电网调节任务。

有别于过去大范围拉闸限电的响应方式,国网上海市电力公司这次在国内率先开展局部精准需求响应,最小精准定位至一台10千伏变压器。“削峰”响应试点中,位

于闵行区瑞和花园小区内满功率充电的5辆电动汽车同时降低了充电功率。与此同时,正在徐汇区上海园林格兰云天大酒店用餐的消费者,对于上升了两度的空调温度丝毫没有察觉;黄浦区远洋国际广场楼宇的运行人员根据实际情况,调整了电梯运行时段和台数;宝山区旭东压铸有限公司的电工再次查看了已经按照事先约定策略自动关停的设备……

“商业楼宇、工业自动响应设备、小区的智能有序充电桩、综合能源云平台等都能成为一个个微型虚拟电厂。”上海市电力需求响应中心负责人郑庆荣说,“虽说单个用户的闲散电力负荷不大,这些闲散的电力负荷只是‘沙’。但现在依靠我们泛在电力物联网建设成果和先进信息通信技术将这些‘沙’聚拢利用,形成规模,那就是巨大的宝藏。”

据悉,国网上海电力此次全域综合需求响应的用户数量达到806个。在4月28日开展的6个特定区域局部精准“削峰”响应试点中,这些虚拟电厂平均减低区域负荷15.06%。于5月2日凌晨3点~6点的电网负荷用时段开展了规模的“填谷”响应,平均填谷负荷31.21万千瓦,填谷负荷量占夜间电网低谷负荷总量的3.35%。

(王默玲)