

准确把握形势,紧密结合改革 统筹做好2019年全国电力需求侧管理工作

王海龙

(国家发展和改革委员会 经济运行调节局,北京 100824)

Grasp the situation accurately and combine with reformation closely to co-ordinate national

DSM work in 2019

WANG Hailong

(Bureau of Economic Operation Regulation, National Development and Reform Commission, Beijing 100824, China)

0 引言

自国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、国资委、国家能源局联合修订印发《电力需求侧管理办法》以来,各有关政府部门和企业,在习近平新时代中国特色社会主义思想指引下,深入推进新时代电力需求侧管理,既延续了传统意义上电力需求侧管理的各项工作,又拓展了电力需求侧管理的新内涵,更坚持了问题导向,把电力需求侧管理与建设现代化经济体系、深化供给侧结构性改革各项任务紧密结合起来,使电力需求侧管理工作水平得到有效提升。2019年,电力需求侧管理工作面临的外部环境还存在一些不确定性因素,要准确把握形势,结合电力体制改革,统筹做好相关工作。

1 2018年电力需求侧管理工作成效明显

2018年,受经济稳中向好和天气等因素影响,全国用电增速超出年初预期,预计全年全社会用电量同比增长8%以上。针对供需形势的变化,各地政府部门会同有关企业及时调整年初工作安排,提前制定应对预案,特别是深化电力需求侧管理,有效保障了电力电量供需平衡和资源优化配置。

一是该“减”时减得下来。2018年全国大部分地区入夏较早,5月份即迎来首轮高温天气,华东、华中地区用电负荷创同期历史新高。迎峰度夏期间,中央气象台连续33天发布高温黄色预警,为1961年以来历史同期第三多。全国日发电量连续29天超过去年最大值,先后6次创新高,8月9日达

到225.78亿kWh,比2017年最大值高出14.56亿kWh,增长6.9%;当日全国最大用电负荷达9.9亿kW,比2017年最大值高出6569万kW,增长7.1%。华北、华东、华中、西南、西北、南方6个区域电网,以及20个省级电网用电负荷均创新高。受此影响,山东、河北、河南、浙江、山西、辽宁等省高峰时段电力供需紧张,有的出现较大电力负荷缺口。各地通过探索实施需求响应和精细化开展有序用电,最大削减高峰电力负荷1245万kW,切实保障了民生用电和重点用电安全平稳。令人振奋的是,2018年除了江苏、上海等地区继续深入推进需求响应外,河南、山东等地区在需求响应方面也取得了实质性进展,河南在迎峰度夏期间2次实施需求响应,响应负荷近30万kW;山东省需求响应机制已基本建立,夏季和冬季2次下发通知,明确了需求响应的申报条件、组织方式、补偿价格等。此外,电网企业继续加大力度实施电力、电量2个“千分之三”目标责任考核。2017年国家电网公司、南方电网公司均完成电力需求侧管理目标任务,共节约电量149.9亿kWh,节约电力376.8万kW。

二是该“抬”时抬得上去。随着我国可再生能源装机比例不断提高,冬季低谷时段调峰压力越来越大,特别是北方地区冬季供暖期间,由于热电联产机组热电比调节能力有限,用电负荷过低将导致发电机组出力不足,进而影响供热能力。这就需要通过市场化手段引导用户在用电低谷时段实施反向需求响应,把最低负荷“抬”上去。2018年春节期间,天津市组织开展电力需求响应试点,采用市场化激励方式鼓励和引导部分用户低谷时段用电。试点参与用户抬高低谷时段负荷约40万kW,电网负荷较2017年同期增长7.2%,效果非常明显,有效促进了热电联产机组连续稳定发电供热,兼顾电力供需平

衡、清洁能源消纳及民生供热保障,实现了“政府、企业、群众”多方共赢。2018年10月1日至3日,江苏省首次在国庆期间实施填谷电力需求响应,并在国内首创竞价模式,最大填补低谷负荷142万kW,累计填谷719万kW,促进清洁能源发电全额消纳,保障电网安全稳定运行。

三是该优化服务时优化得好。提升供电服务水平是电力需求侧管理工作的重要方面,2018年以来,各相关部门和电网企业,认真贯彻落实党中央、国务院工作部署,学习领会深化“放管服”改革精神,积极构建以客户为中心的现代服务体系,大力深化“互联网+”营销服务创新,全面提升供电服务质量。2018年10月31日,世界银行发布的全球营商环境报告显示,我国营商环境排名较2017年提高了32位,在190个经济体中列第46位,得分从65.3分提高到73.6分。其中,“获得电力”指标从第98位大幅提升至第14位,得分从68.8分提高到92.0分,排名和得分提升幅度均列10个指标第一,为我国营商环境显著改善发挥了重要作用。

2 当前电力需求侧管理工作面临的环境仍很复杂

电力需求侧管理工作推进是否顺利,与面临的外部环境密切相关。从当前需求侧管理面临的形势看,既有严峻的挑战,也有良好的机遇。

(1) 全社会用电增长存在不确定性,对电力需求侧管理工作方向和节奏把握提出了更高要求

电力需求侧管理工作包含的内容和任务很多,供需形势偏紧和供需形势宽松,电力需求侧管理工作的方向和重点都不一样。2018年全国用电增长较快,增速超出预期,个别地区由之前预判的形势宽松转为偏紧,使一些电力需求侧管理工作准备不足,工作陷入被动局面,因此,加强供需形势研判十分重要。2019年全国用电需求能否继续延续2018年的较快增长态势,主要取决于经济运行、天气、电能替代等几个方面,而这几个方面目前都很难准确预测。因此,各地政府部门和企业年初谋划2019年电力需求侧管理工作思路时,必须考虑用电增速高中低各种情景,分别制定工作方案,这在一定程度上增加了需求侧管理工作的难度,也对各有关方面提出了更高的工作要求。

(2) 能源消费总量和强度“双控”以及煤炭消费总量控制工作对电力供给侧的影响传导到需求侧,将使需求侧工作更为复杂

大气污染防治、“打赢蓝天保卫战”等行动计划的推进实施,对能源消费“双控”和煤炭消费总量控制工作的要求也越来越高。由于“十三五”期间各地

煤炭消费总量指标已经确定,各地特别是东部沿海省份发电用煤受到约束,目前有的地区煤炭指标即将用尽,导致本地发电能力大打折扣,使原本相对宽松的供需形势产生反转,不得不通过需求侧措施加以应对,这给电力需求侧管理工作增加了难度和压力。

(3) 可再生能源比重大幅提高对系统调峰提出了更高要求

目前我国水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电装机比重已经达到38%,其中风电、太阳能发电装机比重达到16.5%。由于风电、太阳能发电不确定性和波动性大,在夏季高峰时有效出力不足,顶峰能力大打折扣。比如,2018年京津冀地区风电装机1200万kW,但夏季尖峰时段发电出力远低于装机水平;光伏发电在每日16:00以后发电能力快速下降,影响晚高峰时段顶峰能力。这些情况导致很多地区的正常发电能力不能发挥,保障高峰用电有效容量不足,要求系统必须具备足够的调峰能力加以应对,而随着火电发电小时数越来越低,火电企业生产经营形势日益严峻,火电机组参与深度调峰的难度逐步增大,成本也越来越高,充分调动需求侧资源参与系统调峰越发必要。

(4) 电力市场化改革稳步推进,特别是现货市场试点取得进展,为电力需求侧管理工作提供了发展机遇

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)文件印发以来,各地区、有关部门和企业认真贯彻党中央、国务院决策部署,积极推进电力市场化交易,着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局,电力市场建设取得积极进展,交易电量比重逐年增加。2018年,国家发展改革委、国家能源局印发《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》(发改运行[2018]1027号),全面放开煤炭、钢铁、有色、建材4个重点行业用户发用电计划,重点推进“基准电价+双向浮动”的市场化定价机制,这些政策都为建立电力现货试点奠定了坚实基础。2017年8月,国家选取了8个省份作为首批试点;2018年11月,国家能源局综合司印发了《关于健全完善电力现货市场建设试点工作机制的通知》,要求各试点原则上应于2019年6月底前开展现货试点模拟试运行,并明确了每个试点的对口联系司局,建立了协调联系机制和信息报送机制,电力现货市场建设将进入实质性推进阶段。各地由于实际情况不完全一样,现货市场的模式可能有所不同,但可以肯定的是,现货市场将使发电企业和用户的互动越来越密切,交易行为将从年度、月度发展到日前和实时,交易模式也将从单一的电量交易发展到电力交易,这都给电力需求侧管理工作带来了发

展机遇。可以说,将来哪些用户需求侧管理措施做得好,哪些用户就可以在现货市场上更具竞争力。

3 统筹做好2019年电力需求侧管理工作

针对当前电力需求侧管理工作面临的形势和问题,2019年,各级政府主管部门、有关企业要凝心聚力,以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导,全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神,坚持新发展理念,着力深化供给侧结构性改革,统筹做好电力需求侧管理工作。具体来说,要做好以下4方面工作,即“少用电、多用电、用好电、用活电”。

(1) 少用电,持续推进电网和用户电力电量节约工作

不管电力供需形势紧张还是宽松,节约用电都是各有关方面应该持续开展的工作。2019年,要继续开展电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核工作,当年电力、电量节约指标原则上不低于电网企业售电营业区内上年最大用电负荷的0.3%、上年售电量的0.3%。特别要指出的是,随着这项工作每年的深入推进,电网企业自身的节电潜力已被充分挖掘,需要进一步发挥电网企业的平台作用,鼓励和引导电力用户开展节电。电网企业也要与电能服务企业做好有效衔接,充分发挥电能服务企业的积极性,促进电力用户实现电力电量节约。

(2) 多用电,推动实现转型电气化

与发达国家相比,我国的电气化水平仍然偏低,通过实施电能替代,促进能源消费结构优化和清洁化发展,是电力需求侧管理需要重点推进的工作任务之一。需要指出的是,转型电气化并不是简单的电能替代,不是为了电气化而电气化,而是在提升电气化水平的过程中,充分考虑增加清洁能源利用、解决大气污染、实现清洁供暖等多个因素,产生最大的协同效益,特别是经济可承受的基础上实现上述多重目标。近年来,国家发展改革委持续推进的可再生能源就近消纳试点,就是促进转型电气化的重要手段。2018年11月,国家发展改革委办公厅印发《关于同意四川省、青海省开展可再生能源就近消纳综合试点方案的复函》(发改办运行[2018]1432号),在四川省宜宾临港经济技术开发区和青海省柴达木循环经济试验区开展可再生能源就近消纳综合试点。2019年,要继续深入推进可再生能源就近消纳综合试点,鼓励有条件的地区和企业积极探索,通过政策支持引导清洁能源富集的地区加快推动电能替代工作,提升电气化水平的同时促进清洁能源消纳。

(3) 用好电,提升电能服务水平

随着电力体制改革的深入推进,特别是售电侧改革逐步深化和增量配电业务试点的广泛推开,社会上纷纷成立售电公司开展售电业务,仅2018年前10个月全国注册的售电公司就接近4000家。在工作推进过程中发现,售电公司业务能力水平参差不齐,有的甚至相差甚远。社会上对售电公司参与电力市场也存在一些质疑的声音,认为增加了售电公司这一道环节,不但没有提升系统效率,反而增加了系统成本。如果售电公司仅仅从事买电卖电,从发电企业让利空间中抽取分成维持生存,则确实没有存在的必要,这样的售电公司往往也不会长久。售电公司存在的真正意义,恰恰是在于为用户提供电能服务,以及整合用户资源,把“无序”用电的分散用户整合成“有序”用电的集成用户。因此,一般已经从事多年电力需求侧管理工作的电能服务商和负荷集成商,转型成售电公司后才更具市场竞争力。2019年,在售电侧改革和增量配电业务试点工作中,要充分发挥电力需求侧管理工作的作用,引导电能服务企业转型为售电公司。研究支持政策,促进电能服务企业进一步创新方式方法,提升服务能力,发挥好电力“能量流”和“信息流”的作用,使用户的能源利用和运行管理水平切实得到提升。

(4) 用活电,加强需求侧调峰能力建设

用电负荷峰谷差逐渐加大,以及可再生能源发电比重不断提高,对系统调峰能力建设的要求越来越高,仅靠发电侧调峰资源已经难以为继,需求侧调峰资源必须深度参与。随着各地电力需求响应试点逐步推广,以及电力现货市场的务实推进,需求响应资源通过市场化方式参与系统调峰的条件已经具备。2019年,各地政府主管部门和企业,要继续加大力度开展电力需求响应试点,并结合本地电力市场化改革特别是现货市场建设工作实际,切实把需求侧资源引入电力市场,发挥需求侧资源的调峰作用。

4 结束语

六部委联合修订的《电力需求侧管理办法》,为未来几年全国电力需求侧管理工作指明了方向;可再生能源发电比重的逐步提高,对电力需求侧管理工作提出了更高要求;全国能源消费“双控”和煤炭消费总量控制的日趋严格,对电力需求侧管理工作提出了新的挑战;电力体制改革的深入推进,为电力需求侧管理工作提供了发展机遇。2019年,各政府有关部门和企业,要准确研判形势,紧密结合改革,把握机遇,迎接挑战,全力把电力需求侧管理工作推上一个新台阶。D