

DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2017.03.003

对中国电力工业的几点思考

Several Reflections of Electric Power Industry in China



中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司 孙小兵

中图分类号: F283 文献标志码: A 文章编号: 2095-8676(2017)03-0015-04

当前, 经济发展新常态凸显, 供给侧结构性改革深化, 经济增速换挡, 增长驱动力转换, 大部分传统行业均发生了很大变化。电力工业的发展形态也出现了根本性改变。总体来看, 电力工业的宏观形势主要有以下 6 个特征: 一是供给严重过剩。2016 年, 中国发电设备平均利用小时为 3 785 h, 是 1978 年以来的最低值。二是在建电源装机规模巨大。目前, 预计全国在建电源装机容量为 2.0 亿 kW 左右, 面临很大的产能释放压力。三是基数很高, 增长空间有限。2016 年, 中国全口径发电设备装机容量达到 16.5 亿 kW, 发电量和装机容量分别达到美国的 1.45 倍、1.55 倍; 人均发电量达到 4 317 kWh/人, 是世界平均值的 1.3 倍, 达到欧盟的 68%, 英国的 83%。四是经济增速换挡, 增长驱动力由要素驱动向创新驱动转换, 导致电力需求不旺。五是能耗强度很高, 节能降耗空间巨大。2015 年, 中国工业能耗占总能耗的比例为 69%, 美国为 32%; 中国单位 GDP 能耗是世界平均值的 1.7 倍、美国的 2.1 倍、欧盟的 3.2 倍; 中国单位 GDP 电耗是世界平均值的 1.6 倍、美国的 2.2 倍、欧盟的 2.7 倍。六是经济结构、工业结构调整加快, 存在能耗和电耗“回吐”现象。我们之前做过测

算, 2014 年, 三大高耗能产业(黑色金属冶炼及压延加工业、化学原料及化学制品制造业、非金属矿物制品业)的能耗强度是工业平均能耗强度的 3.1 倍, 是批发、零售、住宿、餐饮业平均能耗强度的 26.6 倍。因此, 电力行业面临的形势, 大概率是趋势性的, 而非周期性的。

近期, 原电力工程顾问集团总经理、电力规划设计总院原院长吕伟业撰写了《“防范化解煤电产能过剩风险”的几点思考》, 该篇文章也是对整个电力工业的总结和反思。作者不才, 与吕老唱和, 撰写了一篇《刍议〈“防范化解煤电产能过剩风险”的几点思考〉》, 也得到了老先生的点拨和斧正。现把唱和文章投诸期刊编辑部, 因智识短浅, 恐贻笑大方。

1) 赞同吕老的看法, 解决问题要从体制着手, 若就事论事, 重复去解决不断出现的问题, 会落入“头疼医头、脚疼医脚”的困境, 只会越干越难、永无止境。电力工业发展到今天, 不可谓“无功”, 亦不可谓“无过”, 要“世易时移, 时移备变”。在产能总体短缺的情况下, 放开市场、利益驱动, 是解决短缺的有效途径; 在产能总体过剩的情况下, “加强规划”、“有效管控”是解决过剩的“牛鼻子”。“一阴一阳之谓道”, 此之谓也。

2) 电力工业发展的历史经验和教训表明, 电力规划问题是个大课题, 也是个“大问题”。一是, 电力规划脱不开政治影响, 很难做到科学中立。二是, 电力规划的“科学性”很难企及。主要原因是,

收稿日期: 2017-07-26

作者简介: 孙小兵(1980), 男, 河南许昌人, 高级工程师, 硕士, 主要从事能源技术、政策和战略的研究工作(e-mail) 15818889777@139.com。

电力工业的发展与能源禀赋、能源结构、能源生产、能源消费、经济发展、经济结构、产业结构、能源技术、技术经济等要素有关,是个宏大的系统工程。比如,研究煤电、核电等单个电源类型的发展问题,必放置于电源整体的发展中;研究电源发展问题,必放置于电力工业发展中;研究电力工业发展问题,必放置于能源发展中;研究能源发展问题,必放置于经济结构和工业结构中;研究经济结构和工业结构演进问题,必放置于经济发展的大局中;研究经济发展问题,必放置于经济社会发展的全局中。因此,要做好电力规划,难之又难。比如,2011年,中国工程院编写的《中国能源中长期(2030—2050)发展战略研究》,个人认为,有些章节的方法论是值得商榷的。因此,在做电力规划时,建议要囊括多个行业的研究机构及专业人才,大体要包括:应用经济学的主要二级学科(国民经济学、区域经济学、财政学、金融学、产业经济学、统计学、数量经济学等)、与能源有关的学科、与电力有关的学科、与工程经济有关的学科,而不仅是电力系统类专业。另外,还要有一些智识非凡、知识多元且能融会贯通的人居中统筹谋划。那么,电力规划的科学性能否逐步提升,不断接近“真理”呢?我看是有可能的,国家电网正在推广应用的大数据系统,把电能管理、用电信息、设备状态、生产管理、天气信息、经济数据等全样本的实时数据予以采集储存,假以时日,必可大用。

3)中国煤电产能过剩是不争的事实。以2016年数据计算,若设备合理利用小时数分别按5 000 h、5 500 h、6 000 h测算,则煤电设备利用率分别为82.9%、75.3%、69.1%,分别过剩0.16 TW、0.23 TW、0.29 TW。2008年金融危机以后,美国煤电设备利用小时数均高于4 800 h,其中,2010年达到5 831 h。当然,煤电设备的合理利用小时数与内因(设备情况)、外因(系统负荷特性)均有关系。但是,中国煤电设备利用率大概率是低于75%的,这与中国工业设备的总体利用率大体相当。产业经济学上有个不太确切的规律:行业过剩10%以内有利于竞争;行业过剩10%~20%,企业竞争加剧、利润减少;行业过剩20%~30%,企业大面积亏损;行业过剩超过40%,全行业亏损。当然,煤电属于特殊行业,还未出现大面积亏损现象。若按过剩0.23 TW测算,配套电网投资按1:0.7估算,

则投资“浪费”约14 000亿元。

4)赞同吕老所提的“‘放管服’是统一的整体,不可偏颇”的观点。本届政府的一项重要工作是“简政放权”,但是,要具体问题具体分析,不能什么都“简”,什么都“放”。改革开放初期,有个重要教训,是“一放就乱、一管就死”,虽较绝对,但有些逻辑规律却不可不防。电力工业是特殊行业,加之能源禀赋的区域不平衡特性,其建设和运行必然要跨多个行政区域,类似明清之漕运,要有“总督漕运部院”的统筹协调机构。因此,要彻底解决“弃风、弃光、弃水、弃核”问题,除了电网技术进步外,更应在体制上“做文章”,要统筹协调各利益主体的诉求。总体来看,电力工业发展到现阶段,“合”比“分”好。

5)要建立电力规划、可行性研究的责任追究制度。这一责任追究制度的前提,是电力规划和可行性研究要能“超然物外”,要做独立第三方,而非利益相关方。目前,可行性研究绝大部分为电力设计机构承担,除了“拿人钱财、替人办事”外,还有后续设计任务、工程承包任务的利益问题。

6)关于电煤消费比例问题。2015年,中国煤炭消费量为39.7亿t,发电中间消费为17.9亿t,占比约为45.2%;终端消费(直接消费)11.2亿t,占比28.2%。总体来看,煤炭直接消费的占比较高,在直接消费中,散烧煤尤为环境污染的重点。总体来看,发电仍是煤炭大规模清洁利用的最有效手段,加之2020年以后,中国煤电全部实现“超低排放”改造,煤电机组将全部达到燃气轮机排放的限值水平。因此,在煤炭消费中,发电中间消费的比例仍需大幅提高。与之相对照,2015年,美国煤炭消费量为7.24亿t,其中,发电中间消费为6.70亿t,占比高达92.5%。

7)关于天然气发电问题。影响气电发展的核心问题在于天然气价格。2016年,中国天然气消费量为2 103亿 m^3 ,生产量为1 384亿 m^3 ,缺口719亿 m^3 ,缺口占比34.2%。2016年,中国进口LNG天然气2 606万t,合计金额人民币519.4亿元,折算为1.43元/ m^3 ;进口管道气2 797万t,合计金额人民币497.7亿元,折算为1.28元/ m^3 。上述价格均为到LNG接收站及口岸价格,加上境内的长管输费、短管输费、LNG接收站摊销成本等,到燃气发电厂的到厂价格必然不低。大体来说,每立方米

天然气的长管输费摊销可按 0.1 元/100 km 估算、省管输费摊销可按 0.2 ~ 0.3 元估算、短管输费摊销可按 0.05 元估算、LNG 接收站摊销可按 0.3 ~ 0.4 元估算。如广东省，其外输天然气主要来自西气东输的“西二线”来气，以及海上的 LNG 气。广东省“西二线”来气中，摊销至每立方米的管输成本约为：“西二线”管输费约为 1.0 元左右，省管输费约为 0.2 ~ 0.3 元，平均短管输费 0.05 元左右，合计约为 1.25 ~ 1.35 元，因此，若使用进口的土库曼斯坦气（2016 年，土库曼斯坦气占中国管道气进口量的 77.3%），到广东省天然气发电厂的成本价不会低于 2.5 元/m³。广东省 LNG 来气中，摊销至每立方米的管输成本和 LNG 成本约为：LNG 固定资产投资和运营摊销 0.3 ~ 0.4 元，省管输费约为 0.2 ~ 0.3 元，平均短管输费 0.05 元左右，合计约为 0.6 ~ 0.7 元，因此，到广东省天然气发电厂的成本价不会低于 2.0 元/m³。2017 年 5 月，美国发电用天然气价格为 3.62 美元/千立方英尺，合人民币 0.876 元/m³。2016 年，欧盟 28 国工业用天然气（年消费 <1 ~ 4> × 10¹⁵ J 用户）平均售价为 7.1 欧元/GJ，合人民币 1.95 元/m³（含税费，下同）。其中，德国售价合人民币 2.08 元/m³，法国售价合人民币 1.80 元/m³，英国售价合人民币 1.51 元/m³。2016 年消费超过 4 × 10¹⁵ J 的工业用户天然气价格中，比利时售价合人民币 1.41 元/m³，德国售价合人民币 1.94 元/m³，意大利售价合人民币 1.73 元/m³，罗马尼亚售价合人民币 1.27 元/m³。总之，天然气价格是制约气电发展的主要因素，气电仍需要财政补贴实现投资回报。长期来看，任何一种形式的能源，若长期依靠补贴，则必不可大规模发展。中国天然气价格高企，主要与东北亚天然气价格形成机制、中国管道气管输距离长、资源禀赋不高等结构性问题有关。未来，页岩气等非常规油气资源的开采，可能会降低天然气价格，但在中期内难现改观。

8) 关于水电问题。水电的核心问题，在于可开发厂址“越来越偏远”，成本越来越高。如糯扎渡水电站的单位动态投资为 1.044 4 万元/kW，白鹤滩的单位动态投资为 1.111 8 万元/kW，其与 CPR1000 核电站的单位投资基本相当；两河口水电站的单位动态投资为 2.215 2 万元/kW，若不考虑联合调度效益，其经济价值很低。加上长距离输送成本，水电的价格竞争力正在下降。下一步，在综

合考虑生态保护、工程经济、送出成本、环境效益、国际河流开发等问题的基础上，仍要大力建设水电基地。

9) 关于核电问题。短期来看，在影响核电发展的宏观要素中，除了核电技术及安全性外，更为重要的因素是电源供应总体过剩，以及核电经济性的降低。核电标杆上网电价实施后，单位千瓦固定资产投资相对较低的“二代+”核电仍将维持较好的收益率，但是，对于非首台、非首批及非示范工程的三代核电机组，其经济性将受到考验。中期来看，核电发展将主要受以下因素影响：（1）电力供需情况；（2）碳排放约束指标；（3）非水可再生能源的技术进步及发展情况；（4）各类电源的经济指标；（5）核电技术进步及安全性；（6）公众对核安全的担忧及对核能发电的接受程度；（7）核安全突发事件等。长期来看，核电、非水可再生能源发电将分担新增能源消费和化石能源替代需求，其发展模式存在如下可能性：（1）第 1 种可行性，主要以核电弥补新增能源需求和化石能源替代需求，如第二次石油危机后的法国；（2）第 2 种可能性，核电发展到一定程度后保持稳定，又因环保因素开始降低，此后，以非水可再生能源满足能源替代需求，如第二次石油危机后的德国；（3）第 3 种可行性，核电发展到一定程度后，供应量保持稳定，石油、天然气、煤炭 3 类化石能源自身结构发生变化，天然气消费量提升，石油消费量保持稳定，煤炭消费量降低，非水可再生能源稳步发展，如 2000 年以后的美国；（4）第 4 种可行性，核电和非水可再生能源同步均衡发展。当前，影响核电发展的多个因素均出现了较大变化，特别是电力供需情况出现了根本性改变。在外部因素出现较大变化的情况下，核电在我国能源供应体系中应该处于何种地位，发挥何种作用，将直接影响能源供应结构和核电产业中的各类参与主体。研究核电的发展问题，必须置于能源电力的宏观格局中予以综合考量，因此，需要从能源供应特别是电力供应的全局出发，谋划核电的长远发展，在统筹各类能源供应的基础上，做好顶层设计和规划，使核电既不冒进、也不保守地持续健康发展。

10) 关于非水可再生能源问题。在工业用电价格较高的情况下，要统筹解决“高价能源”之“经济效益”和“环保效益”的关系，在保持新增建设规模

的同时,又不至于伤及中国经济特别是工业品的竞争力。对于已经建设和投运的风电、光伏项目,由于其发电边际成本很低,以系统角度来看,实在不应该弃风、弃光。要解决这个问题,除了电网技术进步外,更应在体制上“做文章”,要统筹协调各利益主体的诉求。总体来看,电力工业发展到现阶段,“管”比“放”好,“合”比“分”好。

11)关于储能问题。在核定输配电价时,抽水蓄能资产未能计入可计提收益的固定资产,其容量电价如何传导,仍需进一步研究。总体来看,抽水蓄能很难通过与风电、光伏的联合调度,峰谷电价差,辅助服务等完全实现市场化。加之低成本煤电的宽负荷运行,抽水蓄能几成“鸡肋”。从宏观上讲,抽水蓄能75%的综合效率在电力系统中亦不能算“节能减排”,若煤电深度调峰的机组效率下降值低于抽水蓄能的抽发损失值,则抽水蓄能的效益不在。当然,在重要供电区域内保留适当的抽水蓄能机组,对电网安全特别是黑启动的效用就另当别论了。与之对应,1990—2015年,美国抽水蓄能装机容量由19 GW增长到22 GW,基本处于维持状态。关于化学储能站,预计随着电动汽车的普及,可能会出现较大变化(废旧电池再利用),但其总量不会太大,对电力系统不会产生根本性影响。另外,尚需理顺化学储能站的价格形成机制问题。

12)关于电动汽车问题。按照当前电动汽车平均效率7.0 km/kWh,燃油车12.5 km/L,同时,考虑一定的充电损耗率进行测算。2015年,全国交通用汽油为5 307万t、交通用柴油为1.1163亿t。到2025年,若以2015年为基值,100%交通用汽油(2015年值)和30%交通用柴油(2015年值)全部由电能替代,则新增用电量为237.2 TWh,约为2016年全国年用电量的4%。

13)关于分布式能源问题。分布式能源中,能

形成规模的当属天然气分布式能源,但是天然气分布式能源存在如下问题:(1)天然气价格不具有市场竞争力,若无财政补贴,天然气分布式能源仍无法市场化运营;(2)分布式消纳电力的电价形成机制问题;(3)分布式能源与大电网的关系问题;(4)分布式消纳的微网稳定、供电可靠性、供电质量问题等。

14)关于电价问题。中国工业品的能源成本主要表现为电力成本,终端用电价格对工业品的利润率影响较大。2015年,中国平均工业电耗为0.173 kWh/元增加值;规模以上工业利润总额为66 200亿元,±1.0分/kWh的电价对工业利润的敏感性为±0.61%。目前,中国主要省市的一般工业用电价格均高于欧盟平均值,其中,制造业密集的珠三角地区一般工业用电价格高于德国、法国、美国等主要工业国。2016年,珠三角地区的一般工业用电价格是德国的1.03倍、法国的1.49倍、土耳其的1.63倍、美国纽约州的1.87倍、美国德克萨斯州的2.13倍、美国平均值的1.60倍、越南平均值的1.46倍。当前,中国可再生能源电价附加为1.9分/kWh,预计对工业利润的影响为-1.2%。因此,在大规模发展非水可再生能源能源等“高价”能源的同时,要加大电力体制改革,通过“倒逼机制”,提高电力企业的运行效率,降低用电成本。

15)关于需求侧管理问题。目前,电力系统的峰谷负荷差值极大,如2017年7月某日,南方电网统调负荷峰值近140 GW,谷值不到85 GW,全网装机容量为279 GW,因此,需求侧管理有较大的挖潜空间。下一步,要在体制机制上加大需求侧管理,在全系统效益的基础上,用经济手段平滑负荷曲线。量变引起质变,电力系统发展到今天,内部挖潜产生的效益,可能会超过规模扩张的效益。

(责任编辑:张春文)

《南方能源建设》获评全国电力优秀期刊

日前,中国电力报刊协会公布2013—2014年度优秀期刊、全国电力优秀新闻工作者名单,中国能建广东院主办的科技期刊《南方能源建设》被评为全国电力优秀期刊,编辑部1人获“全国电力优秀新闻工作者”荣誉称号。

据悉,全国电力优秀期刊奖,由中国电力报刊协会期刊专业委员会评定,每两年评选一次,旨在提高全国电力行业的新闻宣传质量,为着力提升电力建设的核心竞争力,提供更优质高效的信息服务。

(《南方能源建设》编辑部)