

强化直购电营销,抢抓配售电市场机会

——基于新电力体制改革下的市场调研

周志强

(中电建水电开发集团有限公司,四川成都 610041)

摘要:“新电改”竞价上网、配电、售电端市场化改革是必然趋势,在发电端、配电端、售电端都将给水电公司带来投资机会。随着“新电改”的纵深推进,电力销售的市场化,对水电公司电力营销是个巨大挑战。水电公司要逐步改变依赖以政府计划指令及电网公司统一调度的发电安排和电力销售的传统思路和模式,需尽快建立全面面向市场,直接以市场交易为主的电力市场营销思维;分析四川电力市场的供求关系,系统制定电力营销策略,强化直购电销售,积极参与川外外送,有效化解当前经济新常态下的电力需求不旺,特别是四川电力市场外送通道不畅丰水期弃水严重的电力销售压力。

关键词:新电改;内容及形势;各方反应;建议和措施

中图分类号:[TM622];TM73;F713.5

文献标识码:C

文章编号:1001-2184(2015)06-00 -

1 概述

2015年3月15日,中共中央、国务院下发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》[中发(2015)9号],此次电力体制改革的重点和途径是:在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上,按照管住中间、放开两头的体制架构,有序放开输配以外的竞争性环节电价,有序向社会资本放开配售电业务,有序放开公益性和调节性以外的发用电计划,推进交易机构相对独立,规范运行,继续深入对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究,进一步强化政府监管,进一步强化电力统筹规划,进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

新一轮电力体制改革将催生新增市场,会为电力企业带来更大的市场空间和潜在的市场效益。为抓住“新电改”政策给水电公司带来的发展机遇及应对面临的挑战,对四川电力行业相关企业及政府主管部门的市场调研。以下在分析新电力体制改革政策的基础上,结合市场调研的情况,初步提出水电公司在“新电改”政策下的发展思路和应对措施。

2 新一轮电力体制改革的主要内容及电改形势

收稿日期:2015-10-16

新一轮的电改政策相比之前,主要有如下几个主要突破:

(1)有序推进电价改革,理顺电价形成机制。电网不再是上网与销售电价的决定者,输配的定价将直接参照输配电成本由政府决定。单独核定输配电价,政府定价的范围主要限定在重要公用事业、公益性服务等环节,分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,放开竞争性环节电力价格。

(2)有序推进电力交易体制改革,完善市场化的交易机制。按照接入电压等级以及区域差别化政策确定可参与直接交易的发电公司、售电主体和用户准入标准,按电压等级分期分批放开用户参与直接交易。有序探讨对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权,确定交易对象、电量和价格,按国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费,直接洽谈合同,实现多方直接交易。

(3)推进发电计划改革,有序缩减发用电计划。更多发挥市场机制的作用。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易,其电量尽快实现以市场交易为主。政府保留必要的公益性调节性发用电计划。确保公用事业和公

益性服务用电,确保电网调峰调频和安全运行,确保可再生能源发电按照规划保障性收购。

(4)稳步推进售电侧改革,有序向社会资本放开配售电业务。鼓励社会资本投资配电业务,逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务,鼓励以混合所有制方式发展配电业务。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区,组建售电主体直接购电;鼓励社会资本投资成立售电主体;鼓励供水、供气、供热等公共服务行业从事售电业务;允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场,从事售电业务。

本轮电改的总体思路是按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行,调动各方面的积极性,确保改革规范有序、稳妥推进。逐步扩大输配电价改革试点范围,对售电侧改革、组建相对独立运行的电力交易机构等重大改革事项,可以先进行试点,在总结试点经验和修改完善《电力法》、《可再生能源法》、《节约能源法》等法律法规的基础上再全面推开。方案中特意强调了“有序放开”,这意味着此次电力体制改革要循序渐进,分阶段的放开,不能短时间内彻底放开。深入推进电力体制改革路径可以理解为先试点摸索经验,完善《电力法》等相应的法律法规,形成涵盖电力供应、消费、技术、体制诸方面的电力法规体系,再制定出台与新《电力法》相配套的政策措施,建立相应的监督机制和实施保障机制。“新电改”方案将推动电力市场化,在发电端、配电端、售电端都将迎来投资机会。发电端,以清洁能源为主导的可再生能源将再次迎来发展机会;配售电端,市场化进程将促进社会资本进入配电网投资领域并将催生一批相对独立的电力交易平台。

3 “新电改”政策前后的市场及各方反应

3.1 国家部委“新电改”行动及试点安排

2015年1月,国家发改委批复深圳市输配电价改革试点首个监管周期电网输配电准许收入和输配电价,并批复内蒙古西部电网启动输配电价改革试点。2015年4月15日,国家发改委印发了《关于贯彻中发〔2015〕9号文件精神 加快推进输配电价改革的通知》,规定在深圳市、内蒙古西部率先开展输配电价改革试点的基础上,将安徽、湖北、宁夏、云南省(区)列入先期输配电价改革

试点范围,按“准许成本加合理收益”原则单独核定输配电价。部署扩大输配电价改革试点范围,加快推进输配电价改革。2015年4月17日,国家发展改革委召开全国电力体制改革工作电视电话会议,此次会议强调并指出,电力体制改革是一项系统工程,涉及面广、影响深远,各地区各部门要加强组织协调,立足全局,立足国情,立足实际,着力处理好政策顶层设计与分层对接、政策统一性与政策差异性的关系。要从全局出发,凝聚共识,克服部门利益掣肘,科学安排计划进度,把做好顶层设计与尊重基层首创精神结合起来。要充分考虑企业和社会的承受能力,对可能出现的各类风险,超前预估、周密部署,做好应对预案,确保电力生产经营正常运行,人民生活不受影响。在电价形成机制、售电侧放开、市场平台建设、增量配电投资放开及分布式电源等方面制定出台配套政策,把改革工作落实到位。

3.2 深圳“新电改”进展情况

深圳是在2014年11月宣布启动新一轮电力改革试点的,也是自2012年以来新一届政府提出要进一步深化电力体制改革方案之后第一个启动改革试点的城市。标志着自2002年电力体制改革启动而后在2008年陷入停滞的中国电力体制改革的重启。深圳启动新一轮输配电价改革试点2个月后,最关键的一项指标——输配电价水平宣布测算完成。国家发改委2015年1月15日发布消息称,深圳改革试点首个监管周期(3年)的电网输配电准许收入和输配电价已获批复,2015年至2017年深圳市电网输配电价水平分别为每千瓦时0.1435元、0.1433元和0.1428元,比2014年的每千瓦时0.1558元下降1分多钱。

目前深圳电改试点进展较快,有望在2015年完成电力市场搭建,第一张售电牌照可能出现在拥有国资背景的发电集团。此外,地方发电企业通常具有地方政府背景,牌照放开后,也有望较早取得售电牌照。“新电改”的实施步骤将从单兵突进到全面推进试点,2015年至2017年,电改主要以试点为主。

4 四川对“新电改”政策的态度

《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)下发后,四川省政府对文件进行了及时的转发,因文件没有

具体的时间安排和要求,省政府未指定牵头部门研究具体细则以落实文件精神,也没有去积极争取进入国家试点电改地区。省发改委、省能源局、省经信委、省能监办等政府主管部门,目前更多的是对电改政策的研读、观望及等待试点地区及国家层面的具体配套细则出台。省经信委为促进工矿企业生产积极性,已经明确指出今后直供电量及范围逐步放大。根据省内电力主管部门权威人士分析,考虑四川电力的复杂性,为稳妥起见,四川地区的电力改革得待国内其他地区基本探索出较为成熟的经验以后才会逐步展开。

5 水电公司应对“新电改”政策的建议和措施

为应对“新电改”政策的挑战并抓住发展机遇,结合水电公司的实际,提出以下建议:

(1)高度关注发电计划改革,强化直购电营销战略。“新电改”政策鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易,其电量尽快实现以市场交易为主。政府除保留必要的公益性调节性发用电计划外,将有序缩减发用电计划。2015年四川省确定直购电220亿千瓦时比去年高20%,直购电用户规模将会有序扩大,直购电将呈现逐年增加的趋势。水电公司对此,一是应强化直购电营销战略,加强与直购电企业的联系,与其签订长期稳定的直购电交易计划,建立长期友好的合作关系,以此扩大水电公司丰水期及计划外的电量销售,并为下一步政府完全放开发用电计划后锁定销售客户群创造条件。二是逐步转变电力销售传统观念,尽快形成面向市场的电力销售策略。加大研究电力市场竞争性电量消纳定价技巧,有效利用数量折扣,季节折扣等优惠电价等政策,丰富营销手段。

(2)认真研究发电企业参与市场交易报价策略,做好交易策略的分析。在国家“新电改”政策出台后,四川省正在修订电力市场交易规则,电力市场交易方式主要由双边交易和挂牌交易构成。若取消原有的标杆电价限制,市场交易报价将成为交易最为核心的内容。对于参与报价的发电企业而言,如何从整体上优化配置企业内部资源,有效控制企业内外部风险,协调所辖电厂竞价,以尽可能争取发电集团水电企业整体利润最大化,是水电企业研究交易策略的重点。

市场交易报价策略主要是基于经营成本分

析,通过预测市场电价估计其他发电集团的投标行为;最后通过博弈的方法确定。发电成本分析是发电集团进行报价的基础,发电企业需要计算出机组的发电成本,在报价时做到对成本“心中有数”。市场预测方面一是尽量准确地考虑竞争对手的报价对电价的影响;二是提供多种电价预测的模型和算法,根据各电力市场在具体时期的实际运行规律选择使用;三是建立短期-中期-长期电价预测的完整体系,进行滚动预测。估计其他发电企业的投标行为目前只能通过估计竞争对手的成本再加上对竞争对手市场力的分析来估计其报价行为。报价中可能存在投机行为,所以很难掌握竞争对手的报价规律。

一个完整的电力市场一般包括现货市场(即日前交易市场)、实时市场(短期平衡市场)、合同市场和辅助服务市场等四个交易市场。对于发电企业而言,这四类市场都是其参与竞争的舞台,所以发电企业在电力市场中一整套报价策略也相应地包括现货市场的报价策略、实时市场的报价策略、合同市场的报价策略和辅助服务市场的报价策略。另外,合理分配发电商在各交易市场中参与竞价的发电容量或出力也非常重要,这可以分散风险、提高发电商的总利润。

(3)跟踪配电投资业务,择机进入配电投资领域。“新电改”政策鼓励社会资本投资配电业务,逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务,鼓励以混合所有制方式发展配电业务。建议水电公司前期从有关高新区、工业园区、新兴城镇规划着手,充分挖掘经济较为发达地区的新增配电业务的市场。一是与成都天府新区、成都青白江工业园区、德阳、绵阳等地高新区管委会建立战略合作关系,签订合作框架协议,约定配电网合作建议内容。二是与配电规划设计部门建立合作关系,约定在投资、规划设计进行合作,形成信息交流平台,争取在配电网规划前端提前布局,统筹配电投资业务。三是与省内地方电网公司建立战略合作,以控股或参股方式开展配电业务合作。水电公司进入配电投资业务,一是可以增加水电公司电力销售的市场竞争力,二是可以为进入售电业务创造条件,三是可以拓宽水电公司投资领域增加水电公司新的赢利点。

(4)关注售电侧改革,围绕售电牌照的获取,

做好前期准备工作。电改新政策规定有五类企业将成为新的售电主体,包括高新产业园区和经济开发区成立售电主体、社会资本投资组建售电公司、供水供气供热等公共事业公司、节能服务公司和符合条件的发电企业。其中对发电企业专门设置了“符合条件”的门槛,但需符合哪些具体条件未明确。水电公司作为有较大规模的清洁能源发电企业,虽然符合“新电改”政策的售电牌照授予的五大主体之一,但因售电领域放开存在巨大的市场空间,几大主体争夺售电牌照必将成为下一步的焦点。水电公司为能较早取得售电牌照,可以针对自身的特点并以深圳电改授予售电牌照的第一家电力企业为参照,做好争取售电牌照的前期准备工作。售电牌照争取的前期准备工作建议如下:

①建议整合电建集团在川电源开发企业,研究联合成立售电公司的模式和可行性;

②与川内有较大规模的火电企业,探讨合作,如神华江油电厂等,研判作为售电共同体进入售电市场的可行性;

③与新型工业园区建设管理单位,达成共同组建售电平台机构的合作意向,争取将新型工业园区纳入新增消纳市场;

④与地方电力企业(如四川水电建设集团、乐山电力、西昌电力等)建立战略合作,优势互补,应对售电市场改革;

⑤与供水公司、供气公司建立战略合作,统筹开拓新兴市场,进一步占领售电业务制高点;

⑥开展售电机构的盈利模式研究,了解售电平台水电公司要涉及到的为客户开展报装、施工、送电、维修、事故处理、电费结算等方面的售后业务,研究售用电(节电)服务技术,了解智能电网技术,电力计量缴纳系统平台,为水电公司下一步择机进入售电市场提前做好准备。

(5)积极争取优质水电及风电、光伏发电等资源点。“新电改”政策是旨在建立一个绿色低碳、节能减排和更加安全可靠、实现综合资源优化配置的新型电力治理体系,将会以行政手段强制发电企业提高发电低碳化水平,确保大用户直购的电是符合国家要求的、低碳的电。预计配额制在电改方案之后出台,届时新能源生产和消费将纳入行政考核范围,成为强制性要求,从而拉动光

伏和风电等新能源的发展。从电价的市场化来看,水电作为低碳能源且价格较火电相对较低,在目前电力供给宽松,机组产能利用率不高的情况下,不论是放开售电侧还是实施竞价上网,都将导致上网电价的竞争,如此将会逐步突显水电价格上的竞争优势。风电及光伏发电国家出台强制性的配额制电改方案后,确保可再生能源发电按照规划保障性收购,“新电改”政策对风电及光伏发电等可再生能源的开发利用有重大的促进作用,市场竞争将会逐步淘汰一批高污染、高成本火力发电项目。未来一段时间,包括可再生能源配额在内的多项配套政策有望近日出台,内蒙古自治区下发了《关于建立可再生能源保障性收购长效机制的指导意见》,明确2015年全区可再生能源上网电量占全社会用电量达到15%,到2020年达到20%。其中,2015年风电和光伏发电限电率分别控制在15%和6%以内。具体额度分配到发电企业和电网公司,完成情况将作为考核电网公司负责人的重要指标。作为首个省级可再生能源配额制,指导意见配额制的出炉,对内蒙古电网、发电企业和政府都将起到了强制性约束作用,并网这一最大难题将得以减轻,对其他省份鼓励新能源的发展也必将起到示范作用。不过,对于风电、太阳能等可再生能源而言,机遇中也面临着挑战,在输配以外的经营性电价放开之后,可再生能源将不得不与水、火、核等较为成熟的传统电力进行正面竞争。目前看来,上述可再生能源在成本还无法与水火电相比。

笔者建议:一是抓住五大发电集团特别是国电集团为改善资产负债率而逐步放弃短期无效益的水电项目,选择一些经济指标相对较好,技术上可开发,有一定规模的水电项目进行收购重组。二是在风电价格短期内要下调的背景下,加快现有风电资源的开发;同时可以适当配置一些经济指标较好的风电及光伏发电优质项目,以便应对政府可能会对可再生能源配额的强制性要求。

(6)积极争取抽水蓄能电站资源储备。2014年,国家能源局出台了一些有关抽水蓄能建设管理体制和电价机制等相关政策,为抽水蓄能的加快开发奠定较好基础。主要包括《国家发展改革委关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知(发改价格[2014]1763号)》、《国家发展

改革委关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见(发改能源[2014]2482号)》、《国家能源局综合司关于落实抽水蓄能电站选点规划进一步做好抽水蓄能电站规划建设工作的通知(国能综新能[2014]699号)》。《国家能源局关于鼓励社会资本投资水电站的指导意见》(国能新能[2015]8号)明确在抽水蓄能建设领域引入社会资本,通过招标确定开发主体。国家发展和改革委员会出台的《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》,明确在电力市场形成前,抽水蓄能电站实施两部制电价。从目前来看,社会资本投资建设抽水蓄能的积极性较高,我国抽水蓄能电站的开发建设会呈现出良好的发展态势。特别是随着电力体制改革的逐步纵深推进,长期困扰抽水蓄能电站的电价落实问题,将会随着电价市场化后逐步解决,抽水蓄能电站将会迎来发展良机,会逐步替代一些能耗高、污染大的火电机组成为电网调峰调频和安全运行的重要保障。

在国家近期一直鼓励开发抽水蓄能电站及新电力体制市场化改革思路的背景下,水电公司当前可以前瞻性从规划入手,系统掌握国家抽水蓄能电站的总体布局和开发建设总体规划,积极参与抽水蓄能电站投资开发,立足四川、面向全国争取储备一批造价相对较低的抽水蓄能电站项目,在电价市场化推进过程中择机开发,以调剂水电公司所投资的水电站丰枯发电量严重不平衡的缺陷,以增加水电公司电力销售的市场竞争力,进一步拓宽电力投资渠道,创造更多的效益。

6 结语

本轮电改的顶层设计是按照整体统筹、重点

突破、分步实施、有序推进、试点先行的总体思路。(中发[2015]9号)文件无电改的具体时间安排节点,具体实施电改尚需出台配套的政策,并应修改完善《电力法》、《可再生能源法》、《节约能源法》等法律法规。“新电改”竞价上网、配电、售电端市场化改革是必然趋势,在发电端、配电端、售电端都将给水电公司带来投资机会。水电公司当前应高度关注深圳等试点地区的电改进展情况,及时跟踪国家及地方政府电力体制改革配套政策的出台。瞄准电改投资新领域,提前做好前期各项准备工作,外联内强,力争在电改推进过程中及时抓住配售电投资机会。同时,随着“新电改”的纵深推进,电力销售的市场化,对水电公司电力营销是个巨大挑战。水电公司要逐步改变依赖以政府计划指令及电网公司统一调度的发电安排和电力销售的传统思路和模式,需尽快建立全面面向市场,直接以市场交易为主的电力市场营销思维;分析四川电力市场的供求关系,系统制定电力营销策略,强化直购电销售,积极参与川电外送,有效化解当前经济新常态下的电力需求不旺,特别是四川电力市场外送通道不畅丰水期弃水严重的电力销售压力。积极参与《四川电力市场交易规则》等“新电改”地方配套细则的制定、修订等工作,第一时间掌握四川电力体制改革具体实施方案及细则的相关信息,及时扑捉住“新电改”带来的市场机遇,为水电公司的后续发展增添新的投资领域。

作者简介:

周志强(1964-),男,四川都江堰人,大学本科学历,主要从事电力生产营销工作。

(责任编辑:卓政昌)

雅砻江两河口水电站按期截流

2015年11月29日上午11时39分,随着雅砻江流域水电开发有限公司董事长陈云华一声令下,满载着填筑料的自卸车开到了江边,沙石料不断填筑在上游围堰基础上。两河口水电站大坝为砾石土心墙堆石坝,最大坝高295米,为当今世界第二高土石坝。大坝总填筑方量达4300多万立方米,按照一米见方的正方体顺次排列,长度可达43000公里,可绕地球赤道一周还多。其中上游围堰不仅是截断雅砻江的重要建筑物,将来还会作为大坝的一部分,永久保留并发挥功效。该电站总装机容量300万千瓦、设计年均发电量110亿千瓦时的两河口电站是雅砻江中游的龙头梯级水库电站。

三岔河水电站下闸蓄水

2015年11月20日,随着导流洞闸门缓缓下降,由水电五局承建的云南三岔河水电站成功实现下闸蓄水,为年底投产发电提供可靠保障。三岔河水电站是槟榔江流域“二库四级”水电开发中的第一个梯级电站,“二库四级”即三岔河一级,猴桥二级,苏家河三级,松山河四级,其它几级已经相继投入商业运营。为槟榔江梯级的龙头水库,电站为二等大型工程,总装机容量7.2万千瓦。大坝为混凝土面板堆石坝,最大坝高94米,总库容2.58亿立方米。水电五局承担了该电站坝肩开挖、大坝土建、引水隧洞前段土建及金结安装等工程建设任务。