

# 电企大面积亏损有望缓解

## 12月1日起,工业用电销售价格每度平均上调3分,发电企业上网电价上调2.6分,此次涨价,电企可以增加千亿元收入

■ 本报记者 刘成昆

电价调整终于落地。12月1日起,工业用电销售价格每度平均上调3分,发电企业上网电价上调2.6分,以缓解电企日益亏损的局面。这一改变,可以为电企带来千亿元左右的收入。

在调整电价的同时,国家发改委也发布30号公告,准备对电煤价格进行临时价格干预。纳入国家跨省区产运需衔接的年底重点合同煤,2012年价格在2011年年初签订的合同价格基础上,上涨幅度不得超过5%。

2012年1月1日以后,环渤海的秦皇岛港、黄骅港、天津港等发热量5500大卡的电煤平仓价最高不得超过每吨800元,通过铁路、公路直达运输的电煤市场交易价格,不得超过2011年4月底的实际结算价格,也不得采取改变结算方式等手段变相涨价。

### 亏损现状

入冬以来,电企亏损,希望提高上网电价的呼声愈来愈高。11月24日,山西多家电厂负责人集体赴京要求调电价。

发电量占到全国1/10的大型发电企业——大唐集团资产负债率为88.7%,高出70%左右的正常水平。大唐集团董事长刘顺达向媒体透露,在全国的旗下88家火电厂中已有62家亏损,亏损率达70.5%,其中30家亏损严重的电厂资产负债率甚至超过100%。

大唐亏损最严重的是山东济南黄台发电厂,总资产58亿元,负债已达59.9亿元,负债率已经超过100%。黄台发电厂总经理王喜春向媒体透露,电厂从2006年到现在一直在亏损,预计今年将亏损4亿元。由于资金紧张,已拖欠30多家中间商煤款2.2亿元,职工工资也要拖后一个月才发放。

据华能一位宣传人员告诉记者,年底火电企业将出现比往年更严重的亏损,目前大唐、华能、国电、华电、中电投五大发电集团火电均现亏损。内蒙古煤电联产的企业情况稍好一些。华能在山东的电厂亏损也较为严重。

自2008年以来五大电企火电连年亏损,2008—2010年间,仅五大电企火电累计亏损额就达到602.57亿元。如果算上其他火电企业,近几年深陷亏损泥潭的火电行业亏损可能达上千亿元。

自2004年以来我国煤价累计上涨了200%,而同期电价涨幅不到40%,火电企业利润逐渐被日益升高的煤价挤压。

预计今年全国消耗电煤约19亿吨,其中约7亿吨为价格较便宜的重点电煤合同量。国家电监会调查发现,这些重点电煤合同的兑现率不到50%,而且煤质下降和各种掺杂使假现象严重。

但华能相关负责人告诉记者,如果不接受次煤则没有了重点合同煤源,对方处于强势地位。虽然现在发改委的30号公告规定不得降低煤炭质量,但这种现象一直存在,并且无法纠正。

但接受记者采访的煤企对现在的电煤承担的费用推高电价现象也有所不满。记者了解到,煤炭离岸价取决于煤炭的坑口价、铁路运输成本以及各环节的收费。如果不计中间环



本报记者 林瑞泉/摄

节费用和政策性收费,煤炭的坑口价是比较低的。

今年以来,煤炭可持续发展基金收取标准有所提高,同时,物流中间环节费用也水涨船高。自10月1日起改变了港建费征收办法及标准,由海事局征收,国内煤炭船由3元/吨调整为4元/吨,各港口趸机将港口包干费用进行上调,从而增加了中间环节费用。

### 煤价改革

这次国家发改委发布的第30号公告表示,为进一步规范煤炭市场秩序,稳定发电用煤价格,并根据价格法规规定,对我国电煤价格实施临时价格干预措施。对纳入国家跨省区产运需衔接的年底重点合同煤,2012年价格在2011年年初签订的合同价格基础上,上涨幅度不得超过5%。产煤小区自产自用的电煤,年度合同价格涨幅不得超过上年合同价格的5%。

同时对市场交易电煤实行最高限价,2012年1月1日以来,秦皇岛港、黄骅港、天津港、京唐港、国投京唐港、曹妃店港、营口港和大连港发热量5500大卡的电煤平仓价最高不得超过每吨800元,其他热值电煤平仓价按5500大卡限价标准相应折算。通过铁路、公路直达运输的电煤市场交易价格,不得超过2011年4月底的实际结算价格,也不得采取改变结算方式等手段变相涨价。

记者从煤炭企业了解到,2012年煤炭行业的普遍诉求为国家应继续坚持通过市场配置资源并按市场化确定价格的改革方针,适度调整2012年年度合同电煤价格,逐步缩小年度合同电煤与市场现货价格差,应允许煤炭企业参照CPI涨幅同步调整年度合同电煤价格。国家发改委这次临时价格干预措施,对煤炭企业上调年度合同电煤价格的诉求给予了一定考虑。

除了提高煤价外,还全面清理整顿涉煤基金和收费,取消国家和地方违规设立的涉煤基金和收费项目。除国务院批准的矿产资源补偿费、煤炭可持续发展基金以及依法设立的对煤炭征收的价格调节基金外,省及以下地方政府越权或擅自设立的所有

基金和收费项目,都要在2011年12月31日取消。

这次公告也要求省级政府对随煤炭征收基金的标准进行规范。省级人民政府对煤炭征收的价格调节基金和收费项目,征收标准合计不得高于国务院批准的山西省煤炭可持续发展基金每吨23元的征收标准,不得对省内外用煤实行不同标准,超过每吨23元以及对省内外实行不同标准的,必须在2011年12月31日进行整顿,未对煤炭设基金、收费项目的,不得新设基金、收费项目,已经设立的基金和收费项目征收标准合计低于每吨23元的,不得提高。

中国中煤能源集团有限公司副书记、新闻发言人王晔认为,去年国家规定合同煤不得涨价,今年允许涨价5%,对煤企而言是一个利好,重点合同煤占到中煤供应电煤总量的70%—80%,这对企业而言是有利的。但市场合同煤要求降到800元以下,则对企业而言影响巨大。现在环渤海合同煤价格已经超过850元,现在要求低于800元,则会对煤企盈利造成巨大的影响。

### 电企可增千亿元收入

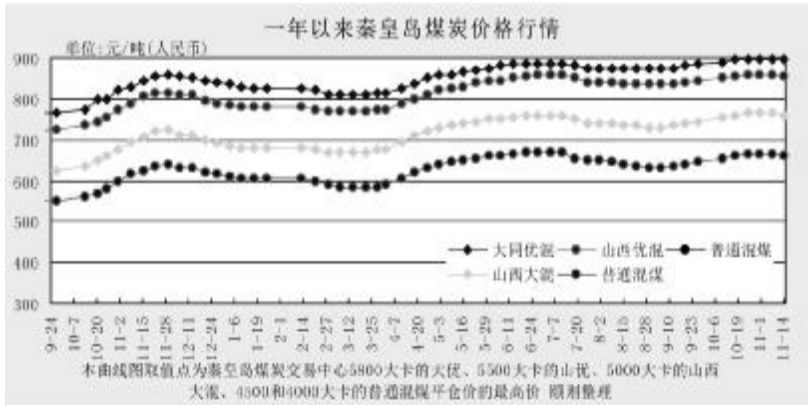
以往电价上调,煤价也上调,电价上涨对煤企带来的利润空间也被抵消。华能相关负责人认为,除江浙沿海外,其他地方的上网电价本身就低,这次国家在提高上网电价的基础上,控制煤炭上涨的价格,根据行业规律测算,此次涨价,电企可以增加千亿元收入。

“2012年开始国家对电厂脱硝提出硬性要求,到2015年,火电烟气脱硝容量将达到7.2亿千瓦,需要上千亿的脱硝投资和大量的运行费用。增加了企业成本,如果没有涨价或者别的方面的补贴,火电企业日子确实不好过。”煤电资源网分析师赵玉伟告诉记者。

火电亏损严重,也与上网电价有关。当前中西部上网电价只有0.3元以上,而东部则是0.5元以上。差距是0.2元,华能相关负责人说,不要小看这0.2元,对于电厂来说,提高1分钱则也有极为重要的帮助。一个240万千瓦机组的电厂,一年发电100亿千瓦时,就能增加1亿元的收入,相当可观。以去年发电4万亿千瓦时计算,以后电厂可以增加400亿元以上的收入,这次提高2.6分的上网电价,电企如果发电保持在4万亿度以上,明年一年增收可超过千亿元。

浙江越盛热电厂总经理谢百军告诉记者,他们没有合同煤,发电用的煤全部是从港口采购的市场煤,每吨价格在1100元以上,就这样也还能保持赢利。谢将军认为他们能够赢利在于煤炭利用率高,能够热电联产,效益较好。

记者据公开数据测算,1吨煤可以发电3000度,江浙上网电价5毛钱以上,则是1500元以上,仅发电就可以消化煤的成本,再加上供热收入,企业完全可以赢利,而内地企业上网电价只有900元,远远低于煤价。因此上网电价高于内地0.2元,能够承受更高的煤价是浙江一带热电企业赢利的关键。



# 打破电力涨价怪圈

■ 本报记者 刘成昆 宋江云

2004年以来,我国经历12次电价上调,仅今年就三次上调电价,这次火电上调2.6分,为今年以来上调最大的一次,但即使是这样,电企亏损一直不绝于耳,人们禁不住会问,电价简单上调是否就能解决电企亏损问题?

记者就此问题分别采访了相关各方,均表示仅调电价无益于从根本上解决电企长期亏损的局面,在市场煤、计划电的格局下,电企亏损在所难免,要改变这些情况,煤电联产和资源地发电输往用电地区是目前较为可行的方式。

但据中国电力企业联合会秘书长王志轩介绍,此前因经济危机等因素,我国煤价上涨后电价调整幅度较小,造成电企亏损严重,要改变电企亏损的现象,必须将制定科学的电价形成机制,除直接成本,电价还将包括资源保护成本和环境保护成本。

### 改变供输格局

我国煤炭资源集中在晋、陕、蒙三个地区,去年三地煤炭产量占全国煤炭产量57%,今年上半年三地煤炭产量占全国产量近59.4%。过去中部和东部一些省区像安徽、河南等煤炭输出省现在都变为煤炭输入省,原来西南偏于水电,但云南、四川和贵州今年来水不足,火电建设上不去,缺电严重。西部煤炭产量比重过高,运输压力加大,为全国煤炭长期稳定供应带来新的挑战。

而对这样的情况,内蒙古一位长期关注经济发展的官方人士认为,我国为缓解电荒,应当在能源产地建设发电基地,然后通过高压将电力外输,这样可以减少能源消耗,降低发电成本。

山东淄博一煤企负责煤炭运输的管理者告诉记者,“从陕西将煤运到天津港,每吨成本300元以上,而用汽车将煤运到山东淄博,每吨成本是800元,原煤不过200元,运输成本已经严重影响了企业经营。”

据记者了解,蒙网上网电价是0.28元,调价后也不过0.3元左右,到达终端工业用户后收费0.48元,同时内蒙古的煤炭开采成本只有每吨70元左右,如果在当地发电,尤其是煤电联产,电煤成本占的比例则会非常低,对于降低全国电价,缓解电荒会有非常大的帮助。

目前仍未见到国家对电力分配有清晰规划,资源地发展电厂供应南方省份的计划尚未见有规划。

缺煤省份面对巨大的利益诱惑,在本地大量建电厂,当地没有煤炭就从内蒙古和山西等地运煤,导致内蒙古大量的煤炭外运,用石油这种高级能源运煤这种低级能源,实际上也是无法根本改变煤电紧张的情况。

目前,内蒙古和贵州、新疆等地也制定了限制煤炭出省的政策,新疆要办煤炭出省证,内蒙古要求企业所产的煤至少50%在本地转化,贵州煤炭出省则要求上交200元的煤炭调节基金。

最近国家发改委要改变这种情况,变成出省调节基金,即各省煤炭出省,最高不超过23元,改变目前这种煤炭不能出省的情况,鼓励煤炭跨省调剂。

### 实行煤电联产

在电企叫好的同时,也有对提价的担心。卓创资讯分析师唐军认为,作为公共产品的电价上调,将在全国范围内引发一系列成本上涨反应,从而再次加剧我国稍有缓解的通胀压力。所以,要真正解决电荒,首先要弄清电荒形成的本质原因。

目前我国大型煤炭企业多以国企为主,垄断经营模式占据我国煤炭行业的主要位置,煤炭价格以市场化方式运作,跟随市场行情波动。而我国电力企业运作由国资委计划部署,电力价格统一实行计划内调整。在我国是“市场煤,计划电”,所以,我国电力和煤炭在两种不同体制下相互关联,从而形成两种不同体制间的相互碰撞。

唐军同时表示,电价上调难于从根本上解决火电企业亏损的局面,相反却将加剧我国通胀压力的水平。2008年以来已经上调电价4次,现在上网电价比2008年高,但煤价比2008年已经下降。解决电荒的主要方法是打破国企现有垄断下的体制束缚,推进资源类产品的市场化体制改革,加速煤炭与电力的联动机制。如若不然,煤炭价格的持续走高,将导致我国供电缺口继续扩大,电荒也将愈演愈烈。

煤炭行业近年来一直在建议,为促进节能降耗,国家应在充分考虑社会及电力行业承受能力的情况下,及早理顺能源产品价格,继续实施煤电联动,稳步推进电煤价格市场化进程。

一位不愿具名的煤企高层表示,电价提高对煤炭行业的影响主要包括:一是进一步提高了煤炭生产成本,同时也抵消了重点合同电煤涨价的增利因素。二是改善了下游火电企业的经营状况及现金流,减少了煤炭企业应收账款风险。三是通过提高电价可适度抑制高耗能行业的过快发展,平衡煤炭供需关系。

中国电力企业联合会秘书长王志轩认为,在目前的电价机制下,煤价高了电价自然也得上涨,此前国家要求电力企业自行消化30%的成本,企业通过提升管理水平降低成本,但煤炭占到发电成本的80%,企业已经无法自行消化,此次涨价是无奈之举,煤电联动是没有更好的电价形成机制前的可行方法。

### 趋势

# 明年煤价将稳中有升

■ 本报记者 刘成昆

此次国家发改委发布30号公告,对电煤价格实行临时干预措施,将煤价价格限定在一定范围内,此举存在对煤炭产量和供需产生一定影响。但我国明年随着经济发展和煤炭改革完成后,部分地区产能得到释放,会增加供应能力。

但限价将会影响煤企供应的积极性,需要观察干预措施何时结束。根据环渤海煤价指数,现在煤价在850元左右,但国家硬性规定煤价不得高于800元,会打击部分煤企供煤积极性,具体效果,还需观察。

### 今年供应和消费持续增长

据初步测算,前10个月,全国

煤炭产量29.89亿吨,同比增长11.2%;消费量同比增长10.2%。其中,发电耗煤16.03亿吨,同比增长12.2%;钢铁生产耗煤4.91亿吨,同比增长8.2%;建材生产耗煤4.27亿吨,同比增长10.4%。预计全年,全国煤炭产量超过35亿吨。进口逐月回升。前10个月,全国煤炭净进口1.26亿吨,同比增长7.7%。预计全年煤炭净进口达到1.5亿吨左右。

主要港口和电厂存煤增加。据初步统计,截至10月31日,全社会煤炭库存2.25亿吨,比年初增加1044万吨,增长5.0%。其中,煤炭企业库存5000万吨,比年初减少100万吨,下降2.0%。

另据统计,10月末,秦皇岛、京唐、曹妃甸、天津、黄骅五港煤炭库存合计1274万吨,比9月末减少51万吨,下降2.1%;全国重点电厂存

煤7488万吨,比9月末增加1033万吨,平均可用21天,其中京津唐电网、华东电网、华中电网、南方电网分别可用9天、20天、31天和19天。

2012年电煤需求增长较快。受工业经济较快发展和一些高耗能行业生产扩张的影响,电力和煤炭需求迅速上升。

我国煤炭净进口依然保持高位,与国际市场关联度越来越高,影响越来越大。与国内煤价不断上涨形成鲜明对比的是国际煤价的持续下跌。受全球经济增速回落,欧债危机持续,国际油价和大宗商品价格下跌影响,国际动力煤价格指数整体连续两周下跌且跌幅进一步扩大。

从目前情况分析,国际经济形势前景不明,欧债危机尽管有所好转但仍未得到解决,国际大宗商品

以及国际油价将继续震荡,国际煤价短期内不大可能大幅上涨,很可能维持在当前低位。因此,进口煤量预计将不会明显减少。而进口煤的大量存在,对旺季煤炭需求有所缓解,也是影响煤炭价格变动的重要因素之一,会在一定程度上对煤价形成压力。

### 煤炭供应仍不平衡

受需求变化影响,今年以来动力煤市场呈现出“淡季不淡、旺季不旺”的态势,4、5月份局部地区呈现供应偏紧现象,市场动力煤价格出现小幅上涨,下半年在经历了连续3个月小幅下跌后,市场动力煤价格于9月下旬重新开始回升。截至11月18日,秦皇岛港5500大卡市场动力煤价格845—855元/吨,比年

初上涨75元/吨。从煤炭流通的各环节来看,主要煤炭生产区、中转地及消费市场煤价有不同程度的上涨。

从煤炭供应能力看,全国煤炭产能将继续增加,预测全年煤炭产量将超过35亿吨;煤炭铁路、港口运输将继续保持两位数增长幅度;煤炭净进口预计达到1.5亿吨左右,煤炭稳定供给能力进一步提高。

从新增产能看,主要产煤省区,经过多年的煤炭资源整合与企业兼并重组,已经取得了阶段性成效,特别是在煤炭资源条件较好的矿区,通过资源整合与矿井扩能改造,形成了一大批大中型煤矿,并且煤矿机械化开采比例大幅提高;同时,新建的大型现代化煤矿陆续投产,煤炭稳定供应能力大幅提高。

据调查,2012年全国煤炭产量预计同比增加3亿吨,全国煤炭销售量预计增加2.8亿吨,增幅7.85%。在2012年新增销售量中,动力煤增加2.4亿吨。电力行业2011年、2012年新增装机容量9600万千瓦,新增机组电煤需求2.1亿吨。从电煤供需情况看,总量基本平衡,但在地区性、结构性不均衡的问题。

从新增资源看,华北地区增加1.73亿吨,东北地区增加1000万吨,华东地区增加1100万吨,华中地区增加1300万吨,西南地区增加500万吨,西北地区增加8800万吨。

从新增电煤需求看,华北地区增加4800万吨,东北地区增加2100万吨,华东地区增加3800万吨,华中地区增加4300万吨,南方电网增加3800万吨,西北地区增加2400万吨。