

# “十三五”煤电过剩问题探析

袁家海，雷祺  
华北电力大学

## 一、“十三五”电力需求预判

2016年11月7日，国家发改委、国家能源局召开新闻发布会，对外正式发布《电力发展“十三五”规划》。根据《电力发展“十三五”规划》，预计2020年全社会用电量6.8-7.2万亿千瓦时，年均增长3.6%到4.8%。规划同时考虑为避免出现电力短缺影响经济社会发展的情况和电力发展适度超前的原则，在预期全社会用电量需求的基础之上，按照2000亿千瓦时预留电力储备，以满足经济社会可能出现加速发展的需要。全国发电装机容量20亿千瓦，年均增长5.5%，人均装机突破1.4千瓦，人均用电量5000千瓦时左右，接近中等发达国家水平，电能占终端能源消费比重达到27%。

表1. “十三五”电力规划装机规模（单位：万千瓦）

	2015	2020
常规水电	29700	34000
抽蓄	2303	4000
核电	2700	5800
风电	13100	21000
太阳能发电	4200	11000
气电	6600	11000
煤电	90000	<110000
生物质	1300	1500

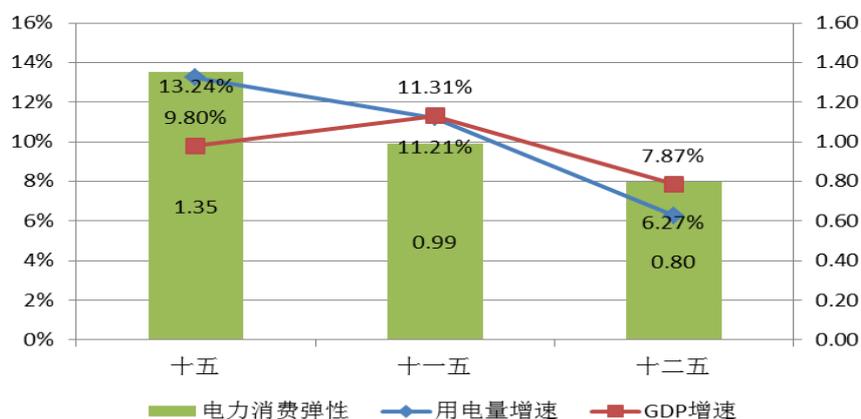


图1. “十五”至“十二五”电力与经济发展情况

根据“十三五”规划纲要的发展目标，“十三五”期间GDP年均增速要保持在6.5%以上，预计到2020年，我国GDP总量将达到94.4万亿元。结合电力发

展规划目标，预计“十三五”我国电力消费弹性系数约为 0.74。由表 2 中的数据可以看出，以电力消费弹性这一指标来看，从“十五”到“十三五”，该指标一直呈下降趋势。然而，“十三五”期间电力弹性是否能够维持 0.74 的水平，这仍然是一个值得深思的问题；也就是说“十三五”期间，年均 4.8%甚至更高的用电量增速是值得深究的。

从历史发展趋势来看，2000 年以来我国用电量增速总体呈现下降的趋势，由“十五”期间的 13.24%降低到“十二五”期间的 6.27%，“十三五”期间用电量增速还将进一步下降，这也已是不容置疑的现实。同样，我国经济发展也经历了从高速发展到新常态的转变，“十二五”GDP 增速明显放缓，同时全社会用电量增速也明显调档；尤其是 2014 年以来，随着步入经济新常态、产业结构调整、用电结构的逐步优化等因素，全社会用电量增速显著下降。2000 年以来，电力消费弹性这一指标也保持下降趋势，这种下降趋势将一直延续到“十三五”乃至今后很长一段时间，这也是社会发展的一般规律。



图 2. “十三五”电力、经济发展指标比较

自从 2014 年我国步入新常态，电力消费弹性的下降表现得更为明显。从近 3 年来看（2014-2016 年），GDP 年均增速约 6.97%，用电量年均增速 3.48%，以此核算出的电力消费弹性系数约为 0.5。按照“十三五”电力规划中的电力需求展望，未来 5 年年均增速 3.6%-4.8%，增速下限对应的电力弹性约 0.55，上限对应的电力消费弹性约 0.74。按经济进入新常态后的调整态势看，若整个“十三五”期间电力弹性比前三年还有所反弹，显然是明显违背规律和政策预期的。另从 GDP 电力强度的下降速度来看，近三年 GDP 电力强度年均下降速度约 3.26%，按需求增速下限对应的 GDP 电力强度年均降速约为 2.72%，与近三年的趋势较为一致；而若按需求增速上限看，GDP 电力强度年均降速为 1.6%，相比前三年显著放缓，这与新常态下以第三产业和战略新兴产业为主的经济增长动力显然不符。由此来看，“十三五”期间电量增长达到上限增速（4.8%）显然不太可能，而 3.6%的下限预期可能性更大。

为更好地把握“十三五”期间电力需求态势，本文对于近4年（2013-2016年）三次产业的增加值电力强度做进一步分析。总体来看，三大产业的电力强度均呈现下降的趋势，尽管出现个别年份出现小幅反弹的情况，但是总体依旧处于下降通道。

表 2. 2013-2016 年各产业单位增加值电力强度

		2013	2014	2015	2016
用电量 (亿千瓦时)	一产	1027	1014	1040	1075
	二产	39332	41770	41442	42108
	三产	6275	6671	7166	7961
GDP (亿元, 2015 年价格)	一产	55861	58649	61326	63229
	二产	264289	277775	281822	292617
	三产	280506	308066	345904	379373
电力强度 (kWh/万元)	一产	184	173	170	170
	二产	1488	1504	1470	1439
	三产	224	217	207	210

进一步，对三次产业近三年的增加值增量与用电量增量的关系进行分析。结果表明，平均来看，各产业近三年增加值增量部分的电力强度均比对应年份的总体水平低，二产尤为明显，这也与各产业电力强度持续下降的趋势吻合。

表 3. 近三年各产业增加值增量电力强度

		2013	2016	2014-2016 年均增量	2016 年 增量
用电量 (亿千瓦时)	一产	1027	1075	16	35
	二产	39332	42108	925	666
	三产	6275	7961	562	795
GDP (亿元)	一产	55861	63229	2456	1903
	二产	264289	292617	9443	10795
	三产	280506	379373	32955	33469
电力强度 (kWh/万元)	一产	184	170	65	185
	二产	1488	1439	980	617
	三产	224	210	170	237

仅从“十三五”的第一年来看，各产业增加值增量中，第一产业和第三产业的电力强度略高于较近三年总体水平，而第二产业的电力强度要显著低于近几年总体水平。随着产业结构的进一步调整，高耗能行业用电量的饱和以及去产能的进一步深入，第二产业电力强度将进一步下降，而第一产业与第三产业电力强度则相对稳定。预计“十三五”期间各年度三大产业电力强度将会维持下降趋势不变，而其中第二产业的电力强度将会出现较明显的下降。根据2016年三大产业增加值增量部分对应的电力强度对2020年各产业用电量进行了展望，同时假设居民用电增速保持“十二五”期间的平均水平。预计到2020年全社会用电量约6.9万亿千瓦时，年均增速约3.91%，具体到产业来看，第一产业、第二产业、第

三产业用电量年均增速分别为 4.60%、2.19%、9.06%。

表 4. “十三五”电力需求展望

	2015		2020				
	GDP (亿元)	用电量 (亿 kWh)	GDP (亿元)	增量 (亿元)	用电量 (亿 kWh)	增量 (亿 kWh)	增速
一产	61326	1040	75525	14199	1302	262	4.60%
二产	281822	41442	358743	76921	46190	4748	2.19%
三产	345904	7166	509793	163889	11058	3892	9.06%
居民生活	-	7285	-	-	10419	3134	7.42%
合计	689052	56933	944061	255009	68969	12036	3.91%

基于以上分析，“十三五”规划预期的 4.8% 年均增速显然过于乐观。我们预计 2020 年全社会用电量的上限为 7 万亿千瓦时。

## 二、煤电利用小时数展望

按 2020 年全社会用电量 7 万亿千瓦时来做电量平衡，整个“十三五”期间煤电发电量的增长空间上限也就是从 2015 年的约 3.9 万亿千瓦时增长到 2020 年的 4.4 万亿千瓦时；而这 5000 亿千瓦时的电量增长对应的装机增长却高达 2 亿千瓦。而火电利用小时数，已从 2015 年的 4364 小时进一步降低到 2016 年的 4165 小时，再破 1964 年来的历史新低。随着 2 亿千瓦的煤电新建项目的陆续投产，“十三五”期间煤电行业平均利用小时数将进一步下降。

表 5. 2020 年电量平衡表

	2015		2020	
	装机规模 (万千瓦)	装机规模 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	利用小时数
水电	29700	34000	11900	3500
抽蓄	2303	4000	320	800
核电	2700	5800	4060	7000
风电	13100	21000	4200	2000
太阳能	4200	11000	1540	1400
气电	6600	11000	3520	3200
煤电	90000	110000	44528	4048
生物质	1300	1500	675	4500
合计	149903	198300	70000	

注：抽蓄电量按照“抽 4 发 3”的比例纳入总发电量中。

根据 2020 年电量平衡的核算结果，2020 年 11 亿千瓦的煤电控制目标下煤电的利用小时数约为 4048 小时，也就意味着届时 2020 年火电行业年利用小时数将不足 4000 小时。此外，从最大负荷增长来看，按照“十三五”电力规划中的电源发展目标来核算，2020 年电力供应侧总共可提供约 15.44 亿千瓦的等效可用

容量<sup>1</sup>用于满足电力负荷的增长需求。2014 年全国最大负荷为 8.4 亿千瓦，假设 2020 年之前，我国最大负荷年均增速维持 3.5%的水平，到 2020 年最大负荷约达到 10.33 亿千瓦的水平。不难算出，按照“十三五”电力规划的装机发展目标，2020 年我国备用率将达到 49.53%，这样的备用率水平是显著高于合理发展水平的。

不妨假设 2020 年我国煤电装机规模维持 2015 年 9 亿千瓦的规模不变，分别测算一下 2020 年煤电利用小时数以及备用率的水平。在 7 万亿千瓦时的电力需求水平下，除煤电外，其余电源均按照“十三五”电力规划中制定的发展目标执行，而煤电则按照 9 亿千瓦的规模进行分析。根据电量平衡的测算结果，此时煤电的年利用小时数约 4948 小时，机组利用率显著提升，此外能源利用效率以及污染物控制效率也会随之提高。从满足电力负荷增长的角度来看，煤电装机不增长对应的电力供应侧等效可用容量约为 13.44 亿千瓦，面对 10.33 亿千瓦的最大负荷，此时核算出的备用率约为 30.16%，尽管备用率还是略高于合理水平，不过尚处于可接受的范围。



图 3. 不同情景下电力供应与备用率

综合电力、电量分析结果，2 亿千瓦的煤电装机增量都是毫无必要的，2015 年的煤电装机规模就能满足整个“十三五”期间的电力安全供应。

### 三、煤电项目经济性展望（盈亏平衡-利用小时数）

2014-2016 年上半年的低煤价与高上网电价给煤电项目带来了可观的经济效益。随着 2016 年初煤电上网电价下调 3 分线和 2016 年下半年动力煤价格的迅速攀升，煤电盈亏平衡迅速发生逆转。进一步，在电力供需宽松的大环境下，煤电

<sup>1</sup> 各类电源满足最大负荷的等效可用系数：常规水电的等效可用系数为 50%，抽蓄为 100%，煤电、气电和核电为 100%，风电为 10%，太阳能发电为 30%。

机组利用小时数的逐步走低和直购电比例稳步扩大等因素对煤电项目的经济性将产生巨大的影响，本文选取一个标准的 60 万千瓦的燃煤发电机组作为经济性展望的分析对象。

表 6. 经济性分析关键参数

参数	设定值	参数	设定值
单位投资成本（元/千瓦）	3590	利用小时数	4048
贷款比例（%）	70	上网电价（元/kWh）	0.36
长期贷款利率（%）	4.5	煤价（元/吨）	535
资本金内部收益率（%）	6	直购电比例（%）	30
全投资折现率（%）	4.95	直购电下电价降幅（元/kWh）	0.06

注：煤价为 5500 大卡的动力煤价格按照 535 元/吨的长协价。

根据前文的分析，按照“十三五”电力规划的发展目标，煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内，此时煤电利用小时数约为 4048 小时，经测算，一个标准 60 万千瓦的煤电项目，在这样的利用效率下，其度电成本约为 0.35 元/kWh；而煤电上网电价调整后，全国煤电上网电价平均水平约为 0.36 元/kWh，再考虑直购电降价和比例扩大因素，此时煤电项目全投资内部收益率仅为 2.98%，静态投资回收期为 16 年，考虑时间价值的因素，将无法收回投资，也就意味着 2020 年煤电全行业亏损局面将无可避免。

倘若“十三五”期间煤电装机零增长，煤电利用小时数将达到 4948 小时，此时煤电项目的经济性也有显著提高。经测算，一个标准 60 万千瓦的煤电项目，在维持其余参数不变的情况下，将利用小时数由 4048 小时提高至 4948 小时，此时其度电成本约为 0.33 元/kWh；在同样的电价水平与直购电发展情形下，煤电项目全投资内部收益率达到 5.54%的水平，静态投资回收期为 12 年，考虑时间价值之后，动态回收期约 23 年，收益水平显著提高。

倘若从盈亏平衡的角度来测算煤电合理的利用小时数水平，在设定的电价水平与煤价水平等参数下，一个标准 60 万千瓦的煤电项目，其年利用小时数要达到约 4750 小时才能扭亏为盈，低于 4750 小时则意味将出现亏损情况。

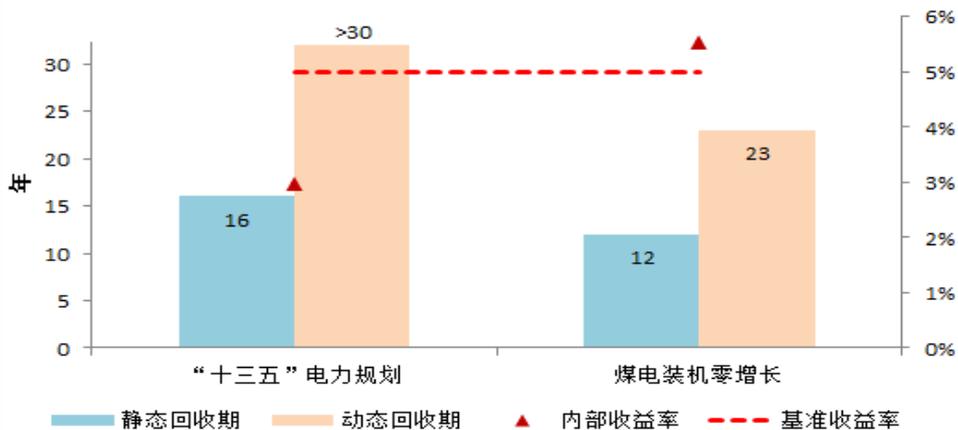


图 4. 不同情景下煤电项目经济性比较

综上所述，11 亿千瓦的煤电发展目标将导致 2020 年我国煤电行业出现全行业亏损的局面；“十三五”期间煤电装机零增长的情形下，煤电项目的经济性将能够维持合理水平；煤电项目长期盈亏平衡下的利用水平应保持在 4750 小时左右，过低的利用水平将不利于整个煤电行业的长期发展。