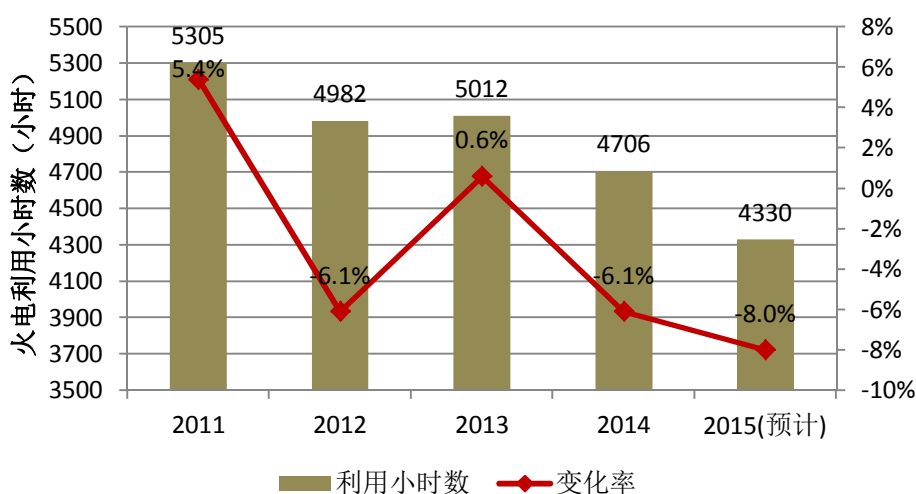


中国煤电产能过剩与投资泡沫研究

执行摘要

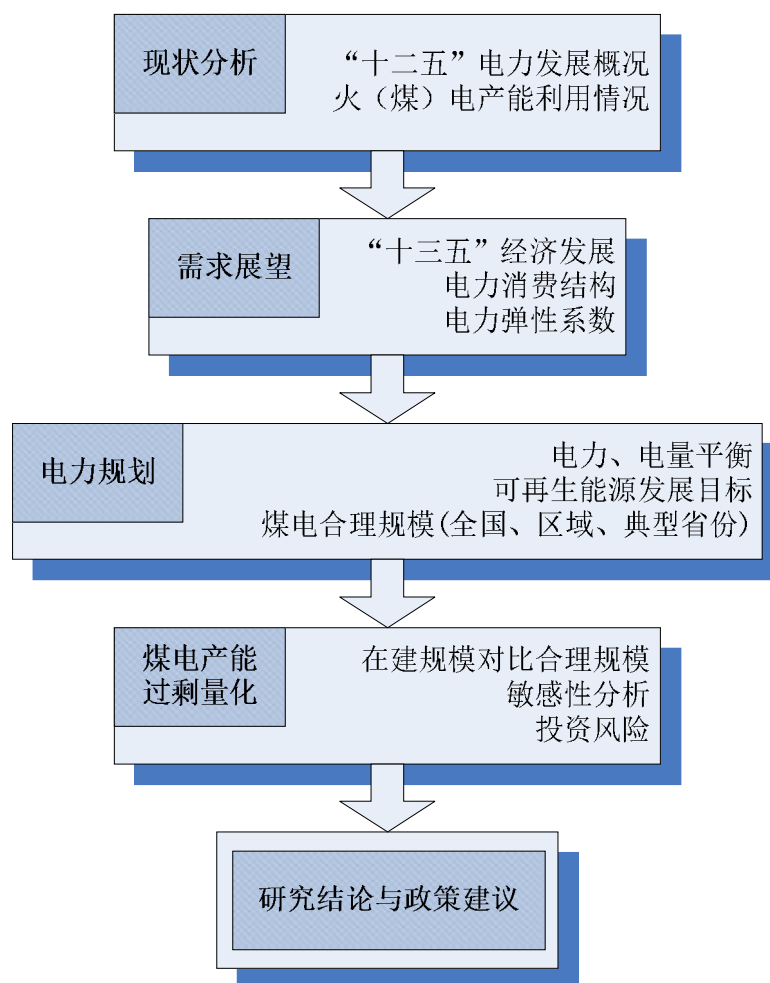
我国经济步入新常态,全社会用电量增长态势也经历了由高速到中速的剧烈调整。根据中国电力企业联合会(下简称中电联)公布的统计数据,2014 年全国发电设备利用小时 4286 小时,为 1978 年以来的年度最低水平,同比降低 235 小时,其中火电设备利用小时 4706 小时,同比降低 314 小时,比上轮低谷 1999 年的 4719 小时更低。2015 年火电利用小时预计会进一步走低,从 1-9 月份数据来看,全国火电设备平均利用小时 3247 小时,同比下降 265 小时,降幅为 7.55%,预计 2015 年火电利用小时可能跌破 4400 小时。



火电利用小时持续走低,除了受配合清洁能源并网的调峰需求增加以及气候异常的影响之外,更主要的是火电装机增长速度与电力需求增速不匹配。2011 年全社会用电量 47026 亿千瓦时,同比增长 11.97%; 2014 年全社会用电量 55233 亿千瓦时,增速降为 3.77%,创下 1998 年以来的新低。2015 年 1-9 月,全国全社会用电量 41344 亿千瓦时,同比增长 0.8%,增速同比回落 3.0 个百分点。但是电力装机的投资热情依旧不减,根据中电联的估计,预计 2015 年末,全国全口径发电装机容量将达到 14.6 亿千瓦,同比增长 7.1%左右,其中煤电装机容量在“十二五”期间新增约 2.14 亿千瓦。

电力规划执行的滞后性和电源建设周期长等特点使得电源建设难以与需求增长始终保持一致。但更重要的是煤电的显著经济优势和当前低煤价、高上网电价助长的投资冲动,促使煤电新增装机增长显著高于实际需求。

本报告简要分析了“十二五”期间电力发展现状,尤其是火(煤)电的产能利用情况,在展望“十三五”电力需求和可再生电力发展规划的基础上,匡算了我国煤电的发展空间,对煤电产能过剩与投资风险问题进行了系统研究。研究思路如图所示。



主要研究结论如下：

（1）随着我国经济新常态下，电力需求增速从 2014 年开始已进入中速发展通道，但是由于规划执行的滞后性和电源项目建设周期长，2014 年来新增煤电仍维持了高规模，预计 2015 年火电利用小时数将进一步降低到 4330，现役煤电机组富余规模约 8000 万-1 亿千瓦。煤电产能过剩的风险值得国家、行业的高度关注。

（2）按照“十三五”期间电力需求增速 3.5-4.9% 的范围，在落实国家已明确的非化石能源发展目标基础上，2020 年全国煤电装机合理规模应在 8.6-9.6 亿千瓦的范围分布；以推荐的 4.2% 电力需求增速情景，预计 2020 年全社会用电量将达到 6.92 万亿千瓦时，以 4800 年运行小时推断，煤电合理规模约 9.10 亿千瓦。若实施积极的电能替代，电力需求增速达预期上限（4.9%），煤电合理规模将增加 5000 万千瓦，推高至 9.60 亿千瓦。电力非化石一次能源供应占比从 13.4% 提高到 14%，应压缩煤电 2200 万千瓦。本报告评估各种情景下的 2020 年煤电合理规模均显著低于 10.4-11 亿千瓦的行业预测值。

（3）在电力需求推荐情景中，如 2012-2014 年通过环评审批的 1.60 亿千瓦在建煤电项目“十三五”期间全部投产，届时我国煤电装机容量约 10.30 亿千瓦，

煤电过剩规模在 0.7-1.2 亿千瓦，考虑部分现役机组到期退役，尚有一定调整空间；若截止 2015 年 9 月底在（拟）建的 2.83 亿千瓦煤电项目 2020 年全数投产，届时煤电过剩将达 2 亿千瓦。如此大规模的煤电装机过剩，负面影响深远：按每千瓦 3500 元计，投资浪费规模高达 7000 亿；煤电利用小时数会进一步下降到 3800 左右，煤电企业经济效益会大幅恶化；煤电装机的高规模会进一步抑制可再生能源发展，导致更为严重的可再生能源机组闲置，投资错位的挤出效应甚至会贻误我国实现能源转型的战略机遇。

（4）典型省份看，在建项目 2020 年部分投产的情况下，除新疆外，山西、河北、江苏、浙江四省装机容量均比煤电理想装机容量高两到三百万千瓦，过剩规模尚可控；全数投产情况下，五省均高于理想规模，浙江过剩规模较小（230 万千瓦），其余四省的煤电装机均大大超过理想规模，外送大省山西最为严重，过剩规模超过 2100 万千瓦、造成投资浪费约 542 亿元，新疆有 1550 万千瓦的过剩规模、造成投资浪费约 542 亿元，电力调入大省江苏的过剩规模也接近 1000 万千瓦、造成投资浪费约 350 亿。

政策建议如下：（1）加强电力统筹规划是当务之急。坚持协调统一原则，统筹电源与电网之间，电源与电源之间，全国与地方之间的规划。（2）能源主管部门应充分发挥信息、调控功能，建议国家有关部门及时发布“十三五”电力规划，以及时、充分、透明的信息引导市场主体合理投资。（3）建立电力投资分析预警机制。建议主管部门定期根据实际电力需求增长趋势和电源建设情况，并发布全国、区域电力市场展望分析报告，及时对投资风险做出预警。

目录

执行摘要	1
1.“十二五”电力发展基本情况.....	1
1.1 电力需求情况.....	1
1.2 电力装机情况.....	2
1.2.1 装机规模和结构的总体分析.....	2
1.2.2 煤电装机增长情况.....	4
1.2.3 其它电源装机增长情况.....	4
1.3 “十二五”电力资源跨区配置情况与“十三五”展望	5
1.3.1 “十二五”跨区电网建设情况	5
1.3.2 “十二五”跨区电力电量交换情况.....	7
1.3.3 “十三五”期间跨区输送能力与电量交换情况展望	8
2. “十二五”火（煤）电运行情况分析.....	9
2.1 全国情况分析.....	9
2.2 区域电网情况分析.....	10
2.3 典型省份情况分析.....	11
2.4 煤电利用率持续走低的原因分析.....	12
2.5 煤电投资居高不下的因素分析.....	12
3.新建煤电项目情况分析.....	13
3.1 全国总体情况.....	13
3.2 区域电网情况.....	1413
3.3 典型省份情况.....	15
4. “十三五”电力需求展望和清洁低碳发展目标.....	15
4.1 “十三五”电力需求展望.....	16
4.1.1 影响“十三五”电力需求的结构性因素	16
4.1.2 “十三五”电力需求增速的分析与判断	17
4.2 非化石一次能源比例目标与电力清洁低碳发展	17
4.2.1 15%非化石一次能源目标对电力部门的要求.....	17
4.2.2 国家已明确的 2020 年清洁电力发展目标.....	18
5. “十三五”煤电投资泡沫的量化分析.....	18
5.1 “十三五”煤电发展空间分析.....	19
5.2 需求波动、电力非化石目标份额与煤电发展空间的敏感性分析	21
5.3“十三五”煤电投资泡沫的定量化分析	22
5.3.1 全国总体分析.....	23
5.3.2 区域情况分析.....	24
5.3.3 典型省份分析.....	25
6. 结论	27
6.1 研究结论.....	27
6.2 政策建议.....	28
附录一：跨区特高压输电工程项目概况.....	29
附录二：2012 年至 2015 年 9 月新建煤电项目情况.....	31
参考文献	33

1.“十二五”电力发展基本情况

1.1 电力需求情况

“十二五”期间，随着我国经济步入新常态，全社会用电量增长态势也经历了由高速到中速的剧烈调整。根据中国电力企业联合会（下简称中电联）统计数据，2011 年全社会用电量 47026 亿千瓦时，同比增长 11.97%^[1]；2014 年全社会用电量 55233 亿千瓦时，增速降为 3.77%，创下 1998 年以来的新低^[2]。2015 年电力需求增速继续在低位运行。根据中电联发布的数据，2015 年 1-9 月全国全社会用电量 41344 亿千瓦时，同比增长 0.8%，增速同比回落 3.0 个百分点^[3]。以全年增长 2.0%^[4]估计，2015 年的全社会用电量预计为 56338 亿千瓦时。“十二五”期间各年全社会用电量及其增速如图 1-1：

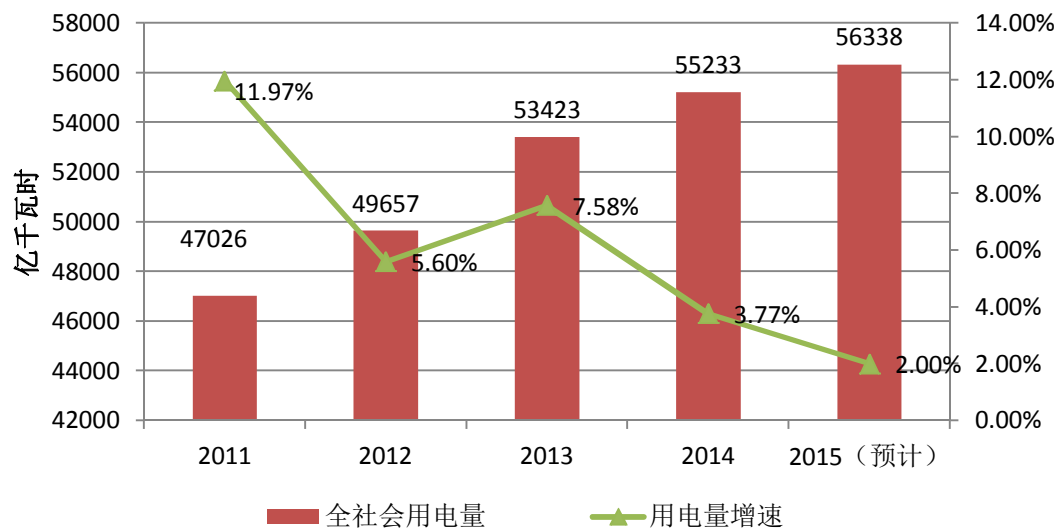


图 1-1 “十二五”期间全国电力需求情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

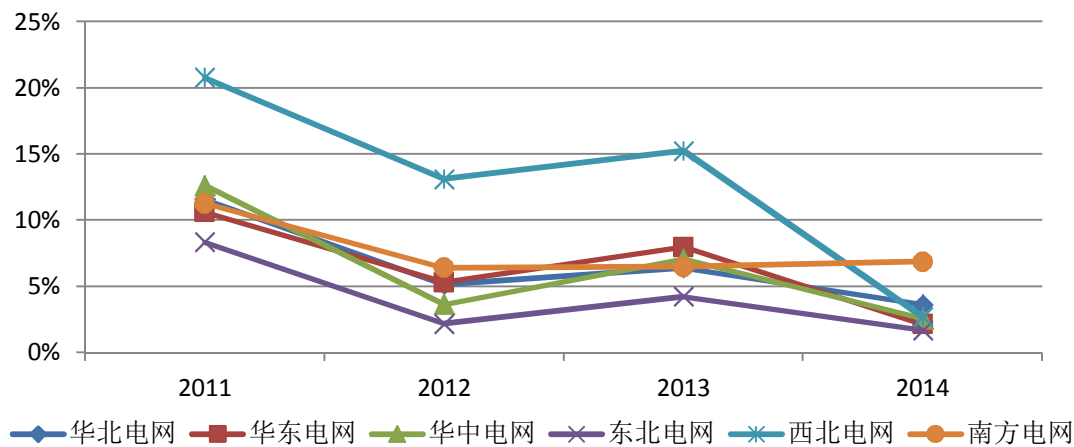


图 1-2 “十二五”期间分区域电力需求增速情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

从分区域来看，“十二五”期间各电网区域的电量需求也大致呈与全国相同的下降趋势，其中华北电网增速下降最为明显。

本报告还选取了五个典型省份进行省级层面的研究，包括两个煤电基地省份（山西、新疆），两个电力负荷中心省份（江苏、浙江），一个重工业饱和、空气污染最为严重的省份（河北）。根据对典型省份的电力需求分析，“十二五”期间电力消费与电力调入大省浙江和江苏，以及电力调入省河北的电力需求增速约下降了 9 个百分点，而电力调出省份山西和新疆降幅更大，2014 年电力需求出现了负增长，见图 1-3：

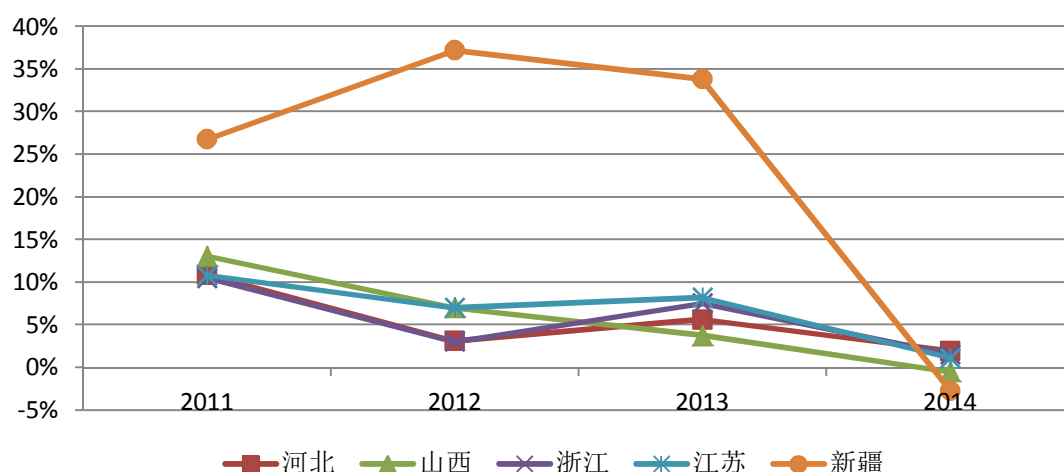


图 1-3 “十二五”期间典型省份电力需求增速情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

1.2 电力装机情况

1.2.1 装机规模和结构的总体分析

“十二五”期间，每年新增装机维持较高规模：2011 年底全国全口径发电装机容量为 10.63 亿千瓦^[1]；2014 年底全国全口径发电装机容量增至 13.6 亿千瓦^[2]；截止到 2015 年 9 月份，全国基建新增发电生产能力 7429 万千瓦，比上年同期多投产 2179 万千瓦，其中火电 3955 万千瓦，比去年同期多投产 1375 万千瓦^[3]。根据中电联的估计，预计 2015 年末，全国全口径发电装机容量将达到 14.6 亿千瓦，同比增长 7.1%左右，其中，煤电装机将达到 8.68 亿千瓦，非化石能源装机 5.1 亿千瓦，占总装机比重 35%左右^[2]；非化石能源发电装机中，水电 3.2 亿千瓦，核电 2864 万千瓦、并网风电 1.1 亿千瓦、并网太阳能发电 3650 万千瓦、生物质能发电 1100 万千瓦^[2]。2014 年后，电源投资延续高位增长势头，与电力需求增速降档的趋势并存，这固然是规划执行的滞后性与电源项目的建设长周期决定的；但此趋势若不尽快加以调整，长期不匹配的后患很大，这正是本报告关注的核心议题。

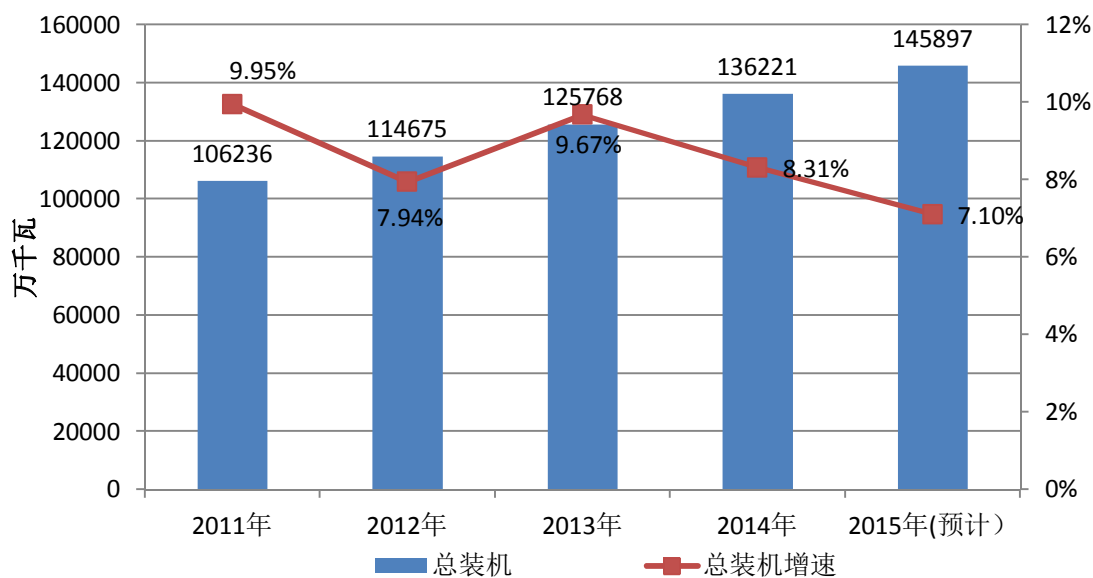


图 1-4 “十二五”期间总装机增长情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

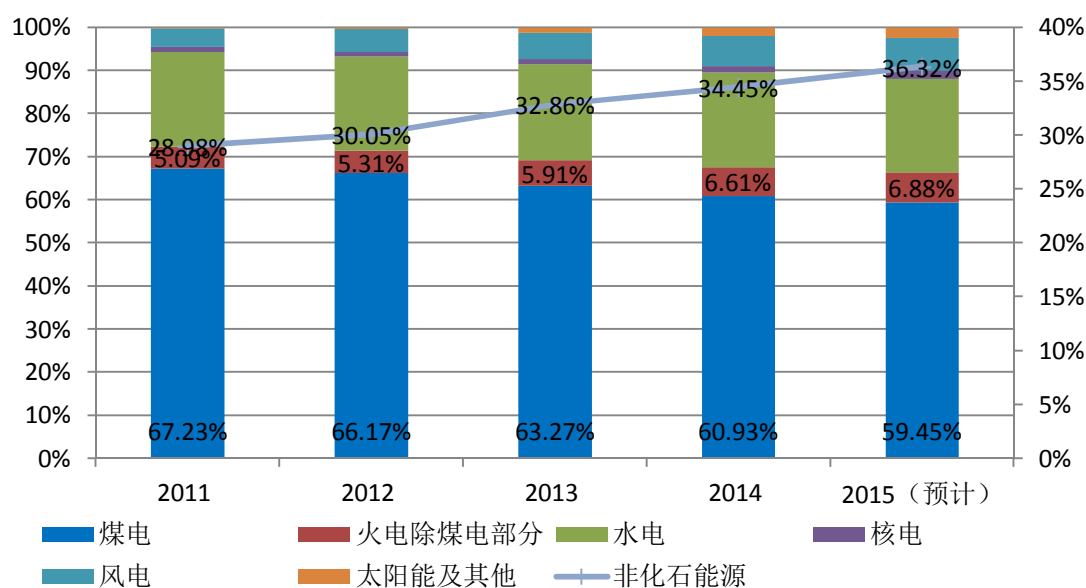


图 1-5 “十二五”期间装机结构变化情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

“十二五”期间可再生能源得到快速发展，装机容量和发电量都逐年稳步增加。由图 1-6 可以看出，新增装机中，煤电装机比重虽有所下降，但是绝对规模仍然很大；可再生能源的份额在逐年增大。

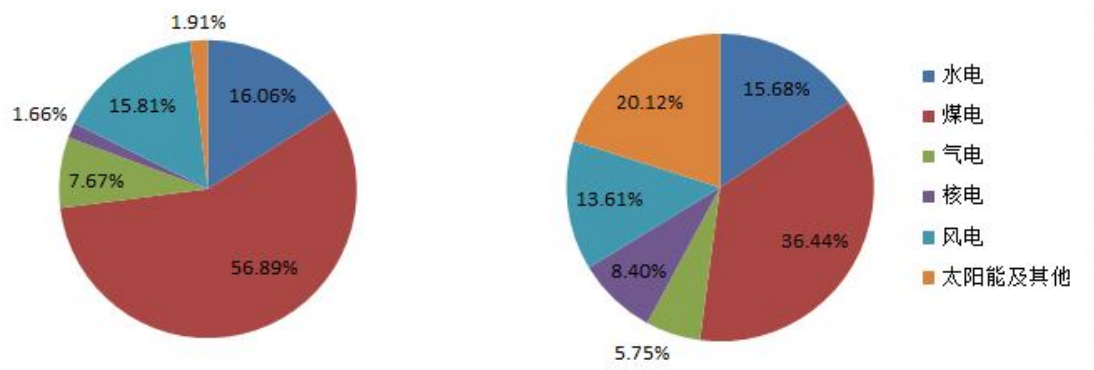


图 1-6 2011 年（左）、2015 年（右）新增装机结构

数据来源：文献^[1, 2]。

1.2.2 煤电装机增长情况

“十二五”期间，煤电装机规模大幅增加，从 2011 年的 7.1 亿千瓦^[1]增长到 2014 年底的 8.3 亿千瓦^[2]。煤电装机增速虽呈放缓趋势，但是在可再生能源装机大增的情况下，2014 年煤电装机增速仍然达到 4.3%^[2]，高于用电量增速。逐年分析，2011 年煤电新增装机为 5995 万千瓦^[1]，“十二五”期间呈下降趋势，2014 年煤电新增装机降至 3422 万千瓦^[2]；根据中电联的分析，2015 年新增煤电装机预计为 3800 万千瓦^[2]，“十二五”期间年均新增煤电 4274 万千瓦^[1,2,5,6]。

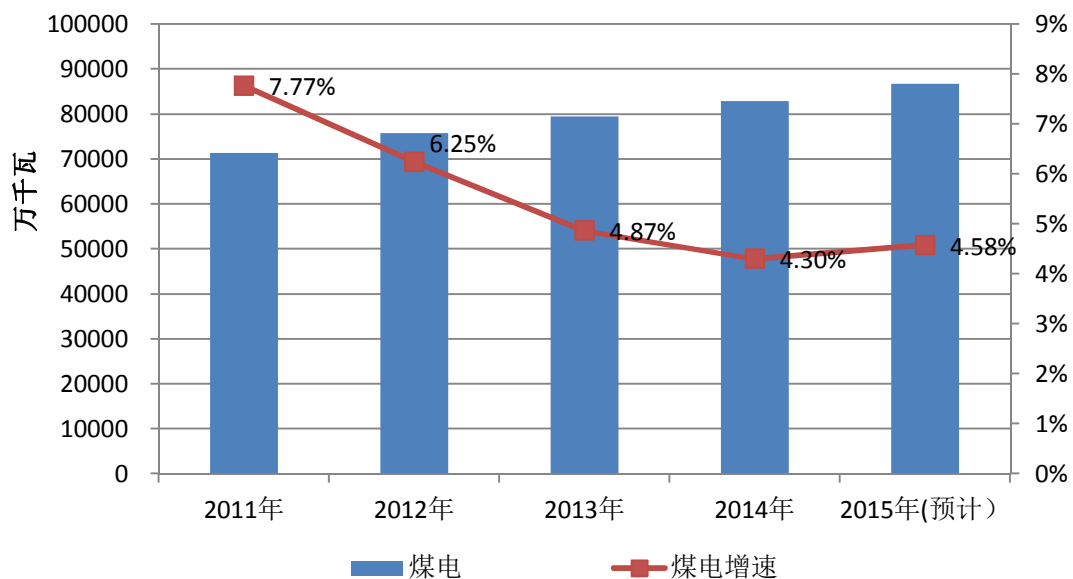


图 1-7 “十二五”期间全国煤电装机增长情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

1.2.3 其它电源装机增长情况

“十二五”期间，其它电源装机规模也都保持了高速增长。其中水电增速较为稳定，风电经历了 2011 年 56.3%^[1]的大幅增长后，2014 年仍然保持 25.2%^[2]的增长速度。截止 2014 年底全国并网风电装机容量 9581 万千瓦，其中内蒙古和甘肃分别达到 2070 和 1008 万千瓦^[2]。而因福岛核泄漏事件一度陷入冰点的核电

发展，在 2014 年后步入快车道，装机增速达到 35.6%^[2]。太阳能发电商业化发轫，获得极大发展，截至 2014 年 12 月底，全国并网太阳能发电装机容量 2652 万千瓦（绝大部分为光伏发电），同比增长 67.0%^[2]，而 2011 年和 2013 年分别达到 864%^[1]和 342%^[6]的增速。风电在我国已迈入了大规模商业化的市场化发展阶段，而太阳能发电正在快速向大规模商业化阶段迈进。我国正在大力发展可再生（清洁）能源以完成 2020 年非化石能源占一次能源供应量 15%的目标^[7]，而近期向联合国提交的应对气候变化国家自主贡献文件又明确了 2030 年 20%非化石能源和温室气体达峰的宏伟目标^[8]。在能源电力系统低碳转型的必然趋势下，有必要深入探讨我国煤电的发展与投资前景。

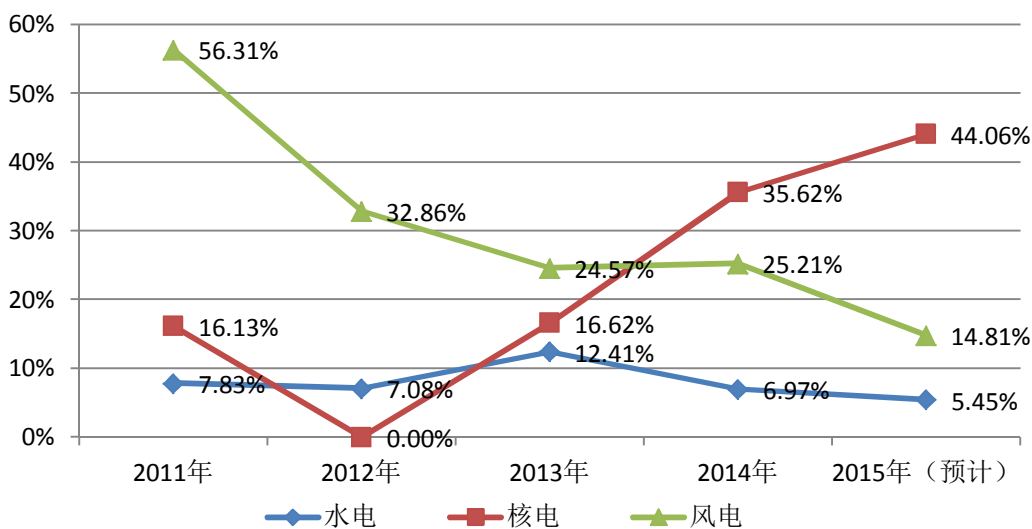


图 1-8 “十二五”期间我国主要可再生（清洁）电源装机增长情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]。

1.3 “十二五”电力资源跨区配置情况与“十三五”展望

1.3.1 “十二五”跨区电网建设情况

资源分布与负荷分布空间上的不一致使得跨区输电成为我国电力发展必然的选择。总体上来看，我国电力负荷中心集中在华东地区、华北地区、南方地区以及部分华中地区，而丰富的电力资源多集中在西北地区。通过输电网络的构建，就使得西北地区丰富的电力资源通过输电通道向华北地区、华中地区、华东地区进行输送。

限于研究目的和篇幅，本报告重点关注跨区特高压输电网建设情况。据公开报道资料统计，目前已有近三十条特高压线路处于已建成或在建状态（见图 1-9）。其中，直流线路条数约占三分之二，输送能力约 1.47 亿千瓦，交流工程电力输送能力约 6220 万千瓦（具体项目信息见附录一）。

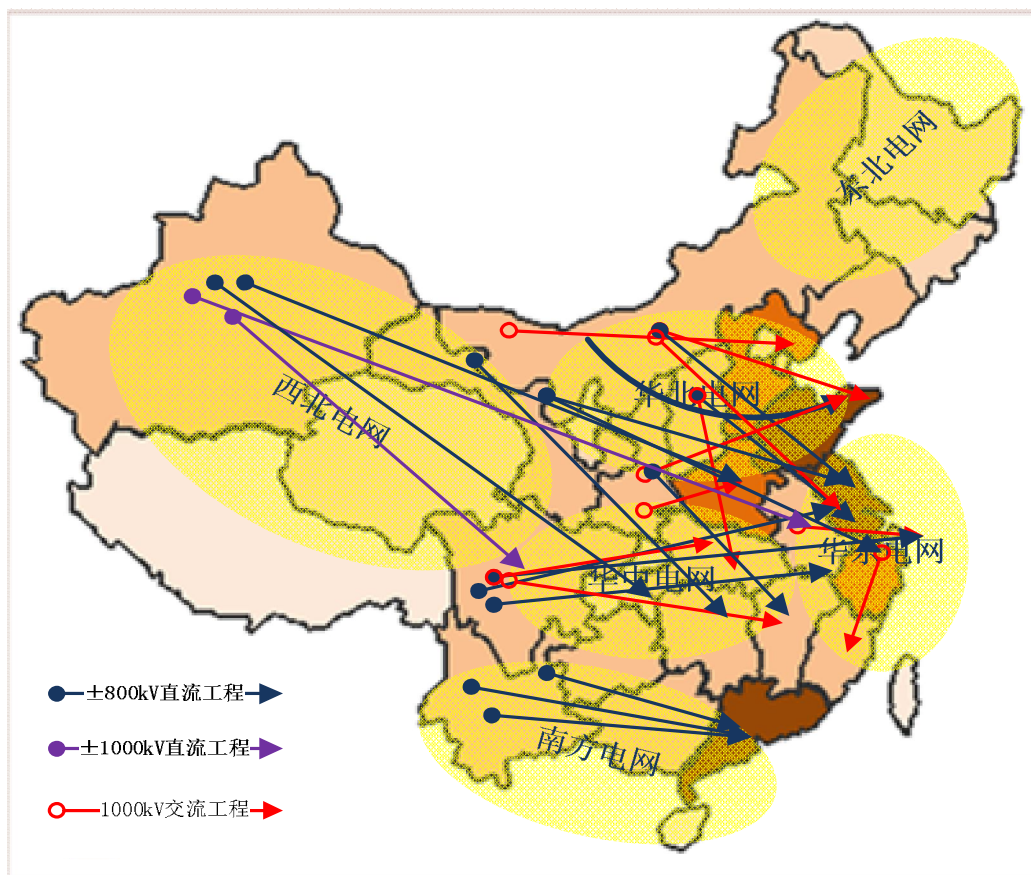


图 1-9 未来我国特高压输电网

数据来源：文献^[35-61]。

华东地区是交流特高压密集输送区域，区内输送能力 3280 万千瓦，接收外送能力 940 万千瓦，占交流特高压跨区输送总能力的 68%（见表 1-1）。华北地区有 4 条交流特高压输送线路，以区内输送为主，向华东华中地区输出为辅。

表 1- 1 特高压跨区输送能力情况单位：万千瓦

输出		华北	华东	华中	东北	西北	南方	合计
输入	交流	1500						1500
	直流	1000						1000
华东	交流	940	3280					4220
	直流	1800		2220		3000		7020
华中	交流	500						500
	直流			1000		4206		5206
南方	交流							
	直流						1500	1500
合计		5740	3280	3220	0	7206	1500	20946

数据来源：文献^[35-61]。

西北地区是主要的直流特高压输出区，共计 8 条电力输送线路，分别向华东、华中地区输出电力，年输送量占直流特高压跨区输送能力的约 50%。华东地区则

是主要的直流特高压输入区域，共计 8 条电力输入线路，主要接收华北、华中和西北地区的电力输入，占直流特高压跨区输送能力的 48%（见表 1-1）。

1.3.2 “十二五”跨区电力电量交换情况

从六大区域电网来看，西北电网和东北电网多作为电力电量的输出区域，华北地区、华东地区以及华中地区多作为电力电量的输入区域，南方电网主要是与华中地区进行电力电量交换（图 1-10）。



图 1-10 我国跨区电力电量交换示意图

全国跨区电力输送在 2011 年增速较快，但受负荷中心本地电源建设和电力需求增速放缓等因素影响，2012 年跨区电力输送降幅较大，而 2013 年增幅较低（见图 1-11）。全国跨区电力输送项目中，以电力调入为主的地区是华北、华东、华中、东北地区，以电力调出为主的区域是西北、南方地区。华东是跨区电力输送项目中主要的电力调入区域，且在 2010-2013 年的电力接收量呈逐年递增趋势，主要输入省份为上海、浙江、江苏。



图 1-11 2010-2013 年全国跨区电力输送统计

数据来源：文献^[1, 5, 6]

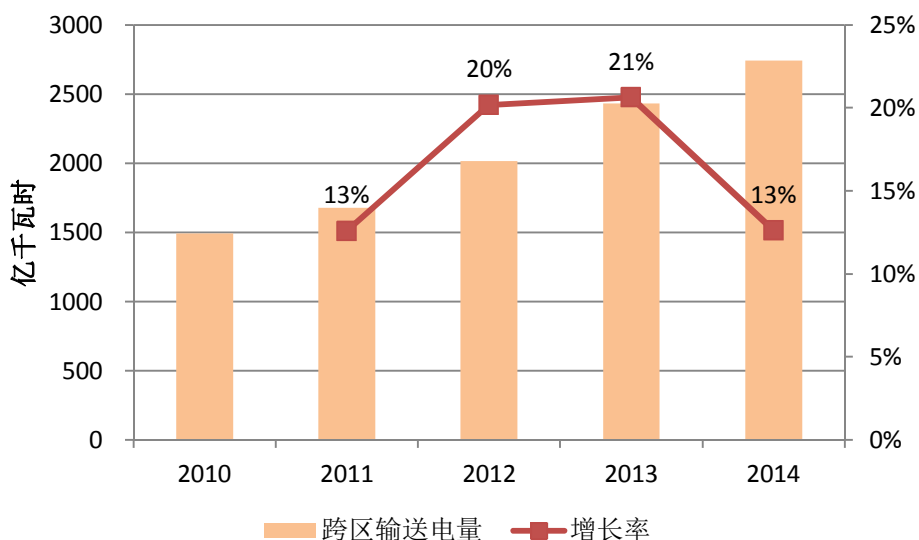


图 1-12 2011-2014 年全国跨区电量输送情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]

从全国跨区电量总量来看，2011-2014 年全国跨区电量交换总量一直处于逐年递增的状态。截至 2014 年底，全国完成跨区送电量 2741 亿千瓦时，同比增长 13%，在 2010 年的基础上几乎翻了一番^[2]。此外，由图 1-12 可以看出，“十二五”前 3 年我国跨区输送电量飞速增长，但是 2014 年全国跨区输送电量增速开始回落。结合目前掌握的数据，2015 年 1-9 月，全国跨区送电完成 2303 亿千瓦时，同比增加 1%^[3]，预计 2015 年跨区输送电量增速将会显著回落。

1.3.3 “十三五”期间跨区输送能力与电量交换情况展望

随着特高压输电项目的陆续投运，预计到 2020 年，我国投运的特高压线路将达到 27 条，包括 18 条直流输电线路和 9 条交流输电线路（详见附录一）。分

区域看，届时西北电网将达到 7200 万千瓦的跨区输送能力，其中，仅新疆就将形成“三交五直”的“疆电外送”格局，2020 年外送规模可达到 4800 万千瓦；华北将有约 6000 万千瓦的电力交换能力，其中跨区输送能力约 3500 万千瓦；华中约 3200 万千瓦的电力交换能力，其中跨区输送能力约 2200 万千瓦；华东地区和南方电网主要提高了区域内部的电力交换能力，并未存在跨区输出情况。典型省份中，山西和新疆主要是电力电量输出省份，河北、浙江和江苏主要是电力电量输入省份。预计到 2020 年山西能够形成约 1300 万千瓦的跨区电力输送能力，新疆地区最大能够形成约 4600 万千瓦的跨区电力输送能力。从跨区电量交换能力来看，预计到 2020 年全国跨区送电量约 5200 亿千瓦时，比 2014 年全国跨区送电量增长近一倍。

2. “十二五”火（煤）电运行情况分析

2.1 全国情况分析

2011-2014 年全国火电利用小时数见图 2-1。2015 年 1-9 月份全国火电设备平均利用小时 3247 小时，同比下降 265 小时，降幅为 7.55%，降幅比 2014 年同期扩大 83 小时^[3]。以全年发电利用小时同比下降 8%估算，2015 年全年火电发电小时数为 4330 小时。取 4900 小时作为合理利用小时数估算，2015 年全国火电富余约 8000-10000 万千瓦。

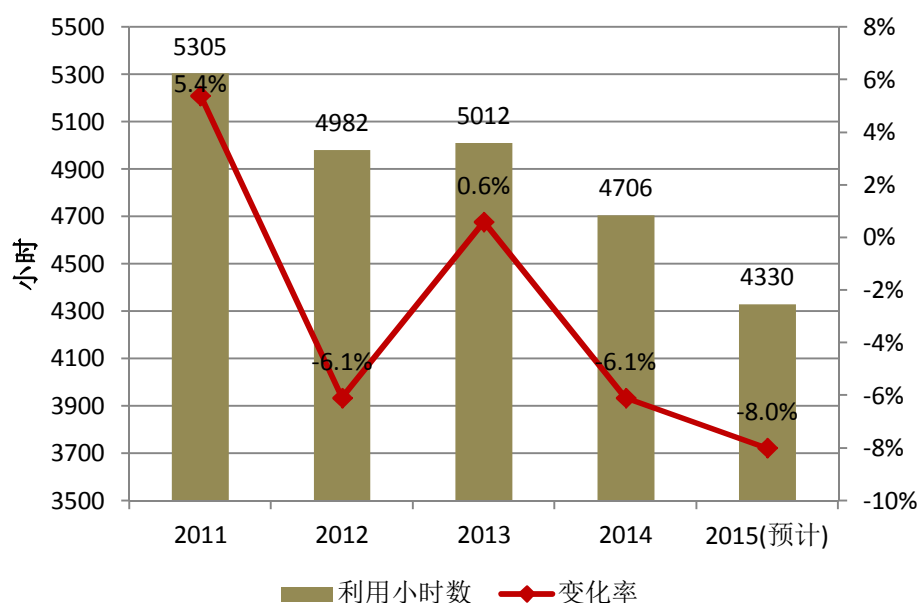


图 2-1 “十二五”期间火电利用小时数变化情况

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]

“十一五”以来全国火电利用小时数总体呈周期性下降趋势，“十一五”末“十二五”初我国基本告别电力短缺，火电利用小时从 2005 年的高达 5800 小时

以上^[9]逐渐回落到较为合理的 5000-5200 小时（图 2-2）。“十二五”期间除了 2013 年同比增加了 30 小时之外，其它各年利用小时数均大幅下降，且降幅呈加大态势。“十二五”期间火电利用小时数下降了 18.38%，年均降幅 3.98%。

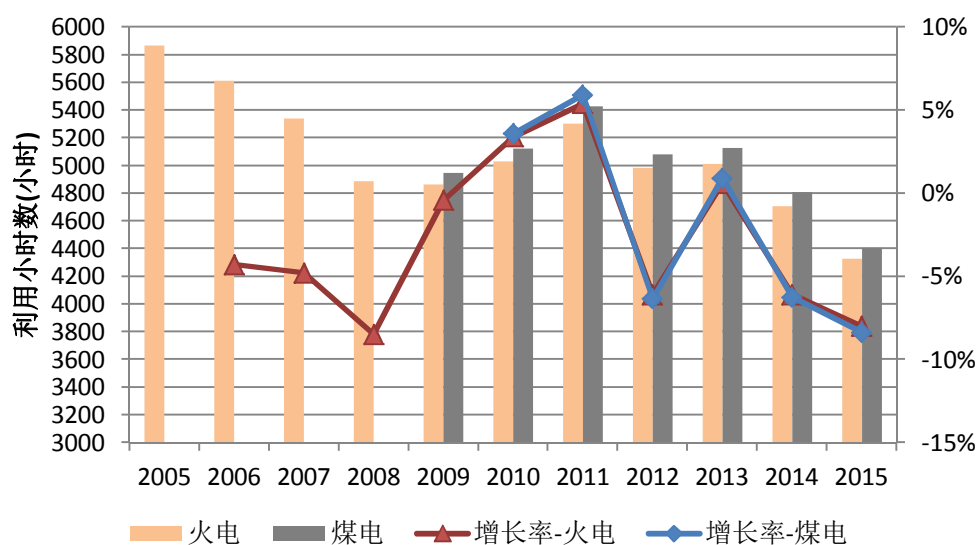


图 2-2 2005-2015 年火电利用小时数变化情况

数据来源：文献^[9, 10, 11]

由于本报告的重点是煤电，而我国无煤电利用小时数的统计数据，我们根据火电构成的变化和气电、生物质能发电等利用小时数的经验值估算了 2009 年以来全国煤电利用小时数。总体看，同期煤电比火电利用小时数高约 100 小时，差距不大，且二者变化趋势完全一致。因此，受数据可得性的限制，进行区域和典型省区分析本报告用公开发布的火电数据近似代表煤电的情况。

2.2 区域电网情况分析

“十二五”期间区域电网火电利用小时情况见图 2-3。总体来看，区域火电利用情况与全国趋势一致，除 2013 年略有上升，其余年份呈逐年下降趋势。2011 年华中、南方、西北、华北电网电力供需总体平衡，火电利用小时数均在 5000 小时左右^[1]；华东依然局部缺电，火电利用小时数约 5400 小时^[1]；东北电力需求增长乏力，电力过剩，火电利用小时低至 4300 小时^[1]。2013 年，受本区高能耗产业发展和电力外送大幅增长的影响，西部电网的火电利用小时数增加到 5500 小时^[6]，这在很大程度上推高了西部省区对未来电力装机增长的预期。而东北电网电力持续过剩，火电利用小时数进一步低至 4000 小时左右^[6]。2014 年，除东北电网外，其它区域电网的火电利用小时数均呈现了不同程度的下降。其中，华东电网火电利用小时数同比下降 530 小时，主要由于电力消费增长放缓和区域外来电增加导致^[2]；南方电网火电利用小时数同比下降 645 小时，主要由于电力消费增长放缓和水电多发导致^[2]。随着 2015 年电力需求增速进一步下降，火电利

用小时数预计会进一步下跌。

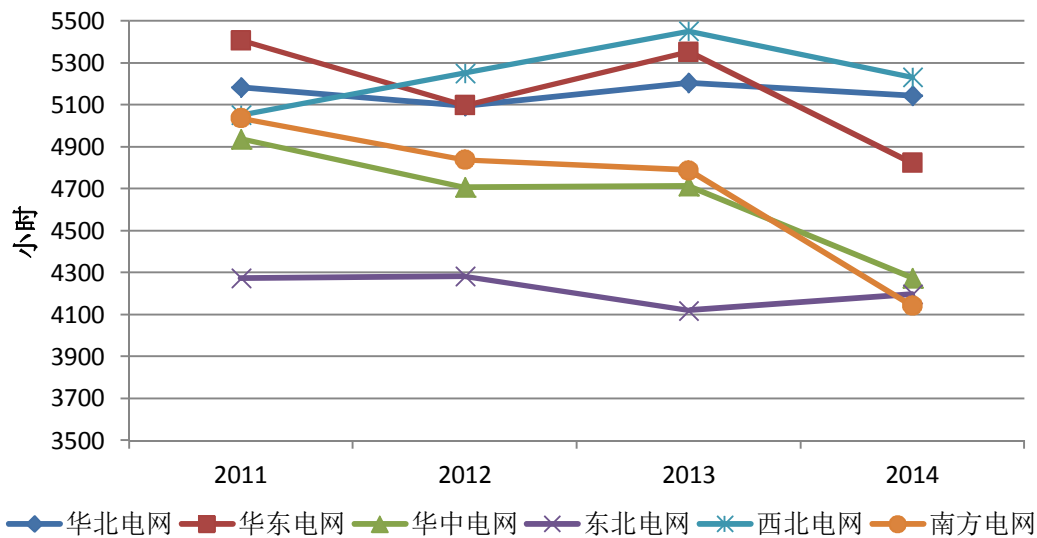


图 2-3 2011-2014 年六大区域电网火电利用小时数变化情况

数据来源：文献^[9-11]

2.3 典型省份情况分析

典型省份“十二五”期间火电年利用小时情况见图 2-4，其中，2015 年数据根据各省份上半年的情况同比估算得出。

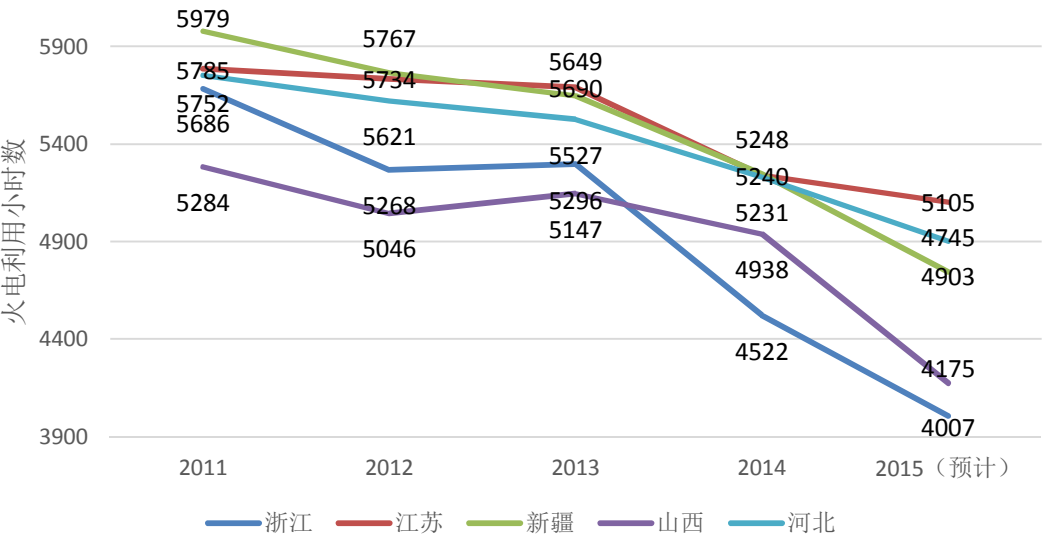


图 2-4 2011-2015 年各典型省份利用小时数变化

数据来源：文献^[9-11]

典型省份火电设备平均利用小时近 5 年来持续下降。2014 年新疆、河北、江苏的火电利用小时数尚高于 5000^[10]，而 2015 年除江苏外都将低于 5000；浙江省 2014 年利用小时数已经低于 5000，2015 年预计将低至 4000 小时；煤电大省山西 2015 年火电利用小时预计将低至不足 4200。

2.4 煤电利用率持续走低的原因分析

“十二五”期间火（煤）电利用小时持续走低，原因有：

（1）非化石能源消费占比不断提高，火电将逐步由提供电力、电量的主体性电源，向同时还提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变^[12]。火电就是一种典型的实时、可靠满足电力负荷需要的电力系统基础性电源。由于我国天然气调峰机组发展较为缓慢，主要是燃煤机组和部分可调节的水电机组参与调峰，导致煤电利用小时逐年降低。随着非化石能源的进一步发展，倘若气电、抽水蓄电站等灵活性电源仍不能满足电网调峰需求，煤电利用小时数还会继续下降。

（2）凉夏暖冬等气候变化使得用电负荷较往年有所下降。例如，2015年7月，厄尔尼诺效应导致的长江中下游地区出现持续降水，拉低气温造成天气阴凉，部分地区再次出现“凉夏”。国家气候中心表示，2014年的暖冬在2015年很可能再次出现，甚至会持续到2016年冬季^[13]。由此造成夏季空调制冷以及冬天电采暖所带来的用电负荷比往年有所下降，进而使得发电机组利用小时数走低。

（3）最重要的原因还是煤电装机增速与电力需求增速不匹配。我国经济增长速度告别高速增长时代，已进入新常态。2014年全社会用电量同比增长3.8%，增速与2013年相比下降了近一半，但2014年电力装机增幅则高达8.31%^[14]。从今年的形势来看，2015年1-9月我国全社会用电量4.13万亿千瓦时，同比仅增长0.8%，增速同比回落3.0个百分点，但截至9月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量13.9亿千瓦，同比增长9.4%，但发电量同比仅增长0.1%^[3]。其中规模以上电厂火电发电量同比下降2.2%^[3]。

2.5 煤电投资居高不下的因素分析

由于我国的资源禀赋特征以及燃煤发电的成本优势，以煤为主的电力生产结构始终没有根本改变。资源富集省区的地方政府和发电企业对煤电的投资始终保持很大的热情。我们认为造成煤电投资冲动的原因主要有：

（1）低煤价、高上网电价助长了发电企业的投资热情。煤炭价格处于一个较低的价位，煤电成本也因此降低了不少。尽管国家2014年9月起下调了煤电的标杆上网电价，但是下调幅度远低于煤价下行的成本降低幅度。尽管煤电利用小时数降低影响发电企业效益，低煤价却使得发电企业处于相对利润较为丰厚的发展阶段^[15]。而地方政府核定年度发电小时的计划模式，也为发电企业的稳定收益预期增加了确定性。

（2）火电项目审批权下放到省级政府，在一定程度上助长了地方政府的投资热情。加之经济下行压力增大，地方政府对电力等基础设施投资的力度加大。据媒体报道，除了已投产项目外，仅2015年上半年各地已获得路条的火电规模

就高达 2 亿千瓦^[16]。

(3) 煤电与可再生能源相比的经济优势使得煤电依然具有巨大的市场空间。目前可再生能源上网电价还处于较高水平，而煤电价格优势显著，尽管陆上风电、集中式 PV 在部分地区已经慢慢接近煤电上网电价，但海上风电、集中式光热等尚未具备明显竞争力。因此，投资煤电项目明显比可再生能源发电项目具有更为丰厚和稳定的收益预期。因此，消除影响可再生能源发电应用的体制机制障碍，对于实现我国电力系统的低碳转型显得尤为重要。

3. 新建煤电项目情况分析

3.1 全国总体情况

项目组采用绿色和平的煤电项目数据库^[17]，该数据库逐项目统计了 2012 年以来国家和地方环保部门环评受理和批复的火电项目。2012 年 1 月至 2015 年 9 月，我国报送环评审批煤电项目总规模为 2.83 亿千瓦¹；其中 2012-2014 年获得环评审批的煤电项目装机总量为 1.60 亿千瓦²，本研究视为在建工程项目，约占新建煤电项目的 56.6%；另外 43.4% 为国家和地方环保部门 2015 年新晋环评受理，环评拟审批及审批的煤电项目，总规模约为 1.23 亿³千瓦^[17]（详见附录二）。

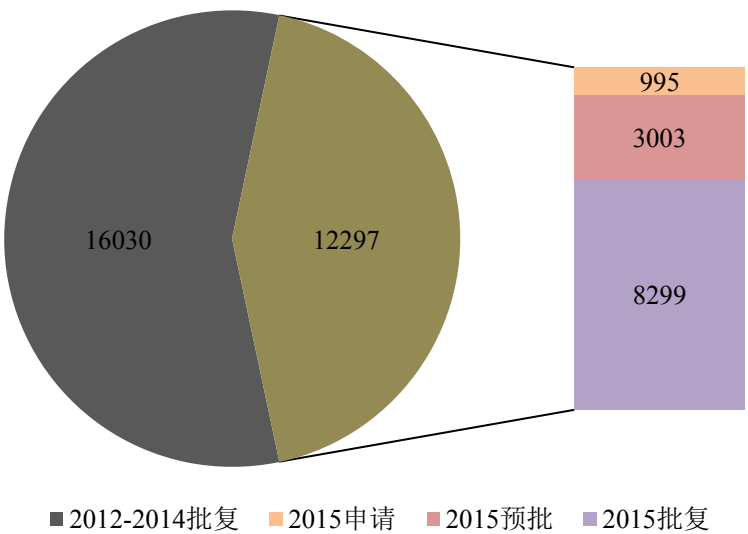


图 3- 12012-2015 年全国新建煤电项目规模（万千瓦）

数据来源：文献^[17]

¹这一数据与中电联《2015 年 1-9 月电力工业运行简况》一文中公布的全部电源在建规模 1.77 亿千瓦、火电 7808 万千瓦存有较大差异。这里不排除部分项目已获环评审批但因各种原因终止建设的可能性，也不排除在统计在建规模时，个别电厂实际已投产但因未进行环保验收而错计在在建项目中的可能性。

²据统计另有 451 万千瓦的煤电项目在建但未取得政府审批。

³2012-2014 年批复项目是此期间获得国家环保部环评审批的煤电项目，不包括地方环保部门审批的热电联产项目；2015 年项目包括截止 2015 年 9 月底（2015 年 1-3 月份国家环保部、4-9 月份地方环保部门）环评受理、获得拟审批及审批的煤电项目。

3.2 区域电网情况

分区域来看，西北电网仍然是我国煤电发展的重点区域，一方面因为西部省区是我国的煤炭基地和煤电基地，而部分东部地区新建煤电项目已经受到严格限制；另一方面西部也是我国的风电、太阳能基地，由于可再生能源的间歇性，通常的发展模式是可再生与煤电打捆外送，可再生能源发展在一定程度上也加快了西部煤电发展。此外，华北电网同样存在大量的新建煤电项目；西北电网和华北电网两大区域的项目规模约占全国煤电项目的一半。

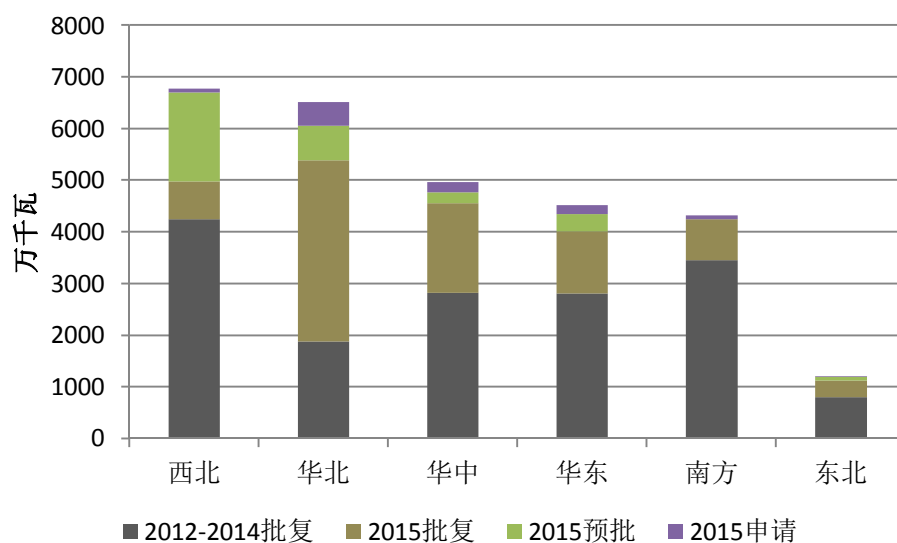


图 3- 2 六大区域电网 2012-2015 年新建煤电项目情况

数据来源：文献^[17]

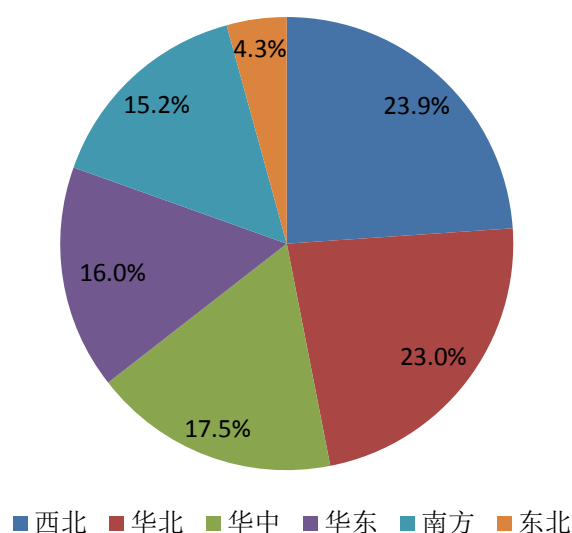


图 3- 3 2012-2015 年新建煤电项目的区域分布

数据来源：文献^[17]

分区域看，西北电网中新建煤电项目主要集中在新疆和陕西，南方电网中新增项目主要来自广东和贵州，华北电网中主要是山西、内蒙和山东，华东电网主

要是安徽。以上各省份煤电预计新建项目均超过 1400 万千瓦，其中广东和山西均超过 2000 万千瓦，新疆甚至超过 3000 万千瓦^[17]（详见附录二）。纵观这些省份，主要分两类：一类是拥有丰富的煤炭资源，比如新疆、山西等；一类是电力负荷较大或增长预期较大，比如广东、安徽等。而煤炭资源匮乏的华中地区以及电力负荷相对较低的东北地区新增煤电装机较少。

3.3 典型省份情况

在五个典型省份中新建煤电项目大多集中在煤炭资源比较丰富的中西部地区，其中新疆目前已通过环评审批煤电项目 3423 万千瓦，山西共通过环评审批 2701 万千瓦^[17]的煤电项目。

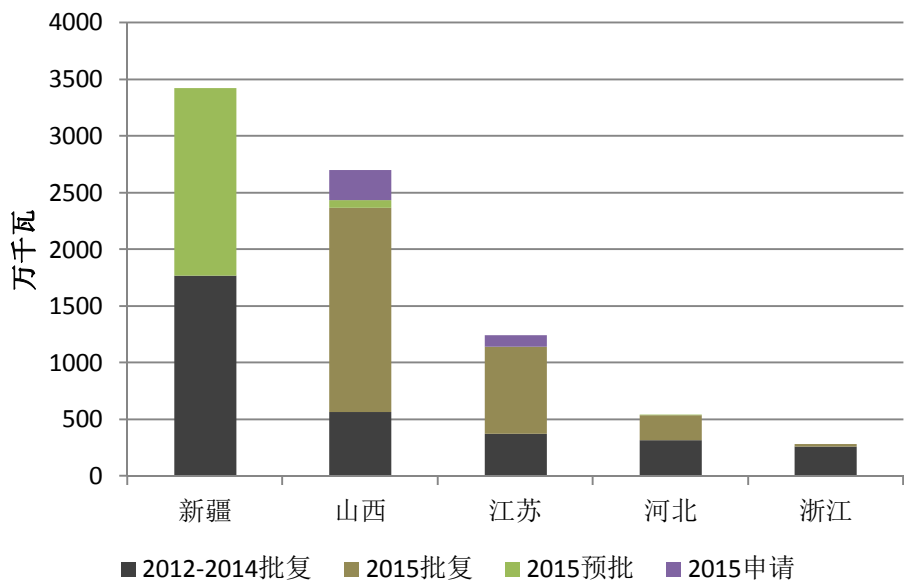


图 3- 4 典型省份新建煤电项目情况

数据来源：文献^[17]

4. “十三五”电力需求展望和清洁低碳发展目标

4.1 “十三五”电力需求展望

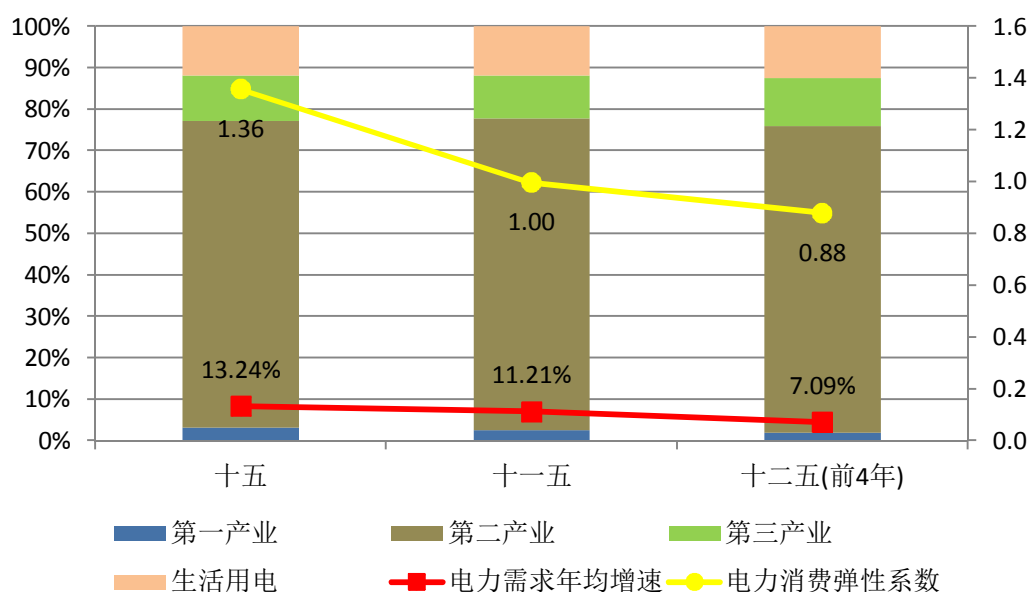


图 4-1“十五”以来我国电力发展进程

数据来源：文献^[1, 2, 5, 6]

2000 年以来，全社会用电量飞速增长，截至 2014 年底全社会用电量达到了 5.52 万亿千瓦时^[2]，与 2000 年的 1.33 万亿千瓦时^[6]相比，已然翻了两番。从图 4-1 中可以看出，“十五”到“十二五”全社会用电量增速逐步放缓，电力消费弹性也逐步降低，从“十五”期间的 1.36 下降到“十二五”期间的 0.88^[6]。从结构上来看，第一产业的用电比重下降，第二产业用电比重在“十一五”期间达到峰值 75.25%之后逐步下降至“十二五”期间的 74.02%^[1-6]，第三产业用电比重呈现上升的趋势，居民生活用电比重从 2000 年以来也一直处于上升趋势。

4.1.1 影响“十三五”电力需求的结构性因素

“十三五”期间我国的电力需求受到诸多方面因素的影响：

首先，我国经济发展速度已经告别近十多年的高速增长态势，步入调结构、重质量、可持续的“新常态”。电力需求与经济发展之间存在较大的联动性，因此也将步入中速增长的新阶段。

其次，从产业电力消费格局来看，第一产业用电增速基本不会发生太大变化，并且第一产业用电占比较小，且呈现下降趋势，对全社会电力需求的影响几乎可以忽略；第二产业中传统高耗电行业需求已经饱和以及能效提升的要求，高耗能产业电力需求增速将放缓甚至会略有下降，未来二产中战略新兴行业将成为电力需求的新增长点，而新兴行业电力消费强度显著低于传统高耗能行业，同时，经济发展模式转型使得经济发展重心逐步向第三产业转移，综合来看，第二产业电力需求增速会明显放缓；第三产业将会是未来电力需求增长主力，随着服务业的兴起和办公自动化、交通电气化（尤其是电动汽车的普及）趋势，第三产业电力

需求增速势头强劲^[18]。

最后，从城乡居民生活用电来看，北京、上海、广州等发达城市的生活用电量的增速会明显放缓，未来生活用电量的增长主要集中在中西部地区。此外，随着城乡居民生活水平的提高，特别是农村基础设施的逐步完善，城乡居民生活用电对于全社会电力消费的增长将发挥持续支撑作用^[19]。

4.1.2 “十三五”电力需求增速的分析与判断

本报告主要从电力消费弹性系数入手展望“十三五”电力消费增长态势。由图 4-1 可知，我国电力消费弹性系数一直处于下降的趋势，这与发达国家的发展规律是保持一致的。从实现十八大提出的小康社会翻番的要求来看，到 2020 年年均的经济增长要实现翻番必须达到 6.56%，6.5%左右是底线^[20]。对于“十三五”期间我国经济增长的预判，目前公开的研究结论一般推荐 7%左右^[21-22]。

根据对未来电力消费增长因素的分析，以及我国自身发展经验和国际比较研究的结果，我们判定“十三五”期间我国电力消费弹性大致在 0.5-0.7 之间，推荐情景 0.6^[19]。结合“十三五”期间我国经济发展速度以及电力消费弹性的预判，我们认为“十三五”期间全社会电力需求年均增速在 3.5%-4.9%，推荐增速为 4.2%。

4.2 非化石一次能源比例目标与电力清洁低碳发展

2013 年后，控制一次能源消费总量，抑制煤炭消费过快增长，加快非化石能源发展，已经成为国家能源政策的基调。

4.2.1 15%非化石一次能源目标对电力部门的要求

2014 年 9 月，国家发改委发布的“国家应对气候变化规划（2014-2020 年）”中明确指出：到 2020 年，非化石能源占一次能源消费的比重到 15%左右，一次能源消费总量控制在 48 亿吨标煤左右^[7]。对于电力行业来说，优化能源结构势在必行。一方面控制电力行业煤炭消费总量，加强煤炭清洁高效利用；另一方面加速清洁能源的发展，尤其是风电和太阳能发电的发展^[23]。国家相关政策导向如下：

清洁高效发展煤电：提高煤炭集中高效发电比例，以及煤电机组的准入标准，新建燃煤发电机组供电煤耗低于 300 克标准煤/千瓦时，污染物排放接近燃气机组排放水平^[24]。

适度发展天然气发电：在京津冀鲁、长三角、珠三角等大气污染重点防控区，有序发展天然气调峰电站，结合热负荷需求适度发展燃气—蒸汽联合循环热电联产^[25]。

安全高效发展核电：在采用国际最高安全标准、确保安全的前提下，适时在东部沿海地区启动新的核电项目建设，研究论证内陆核电建设。坚持引进消化吸收再创新，重点推进 AP1000、CAP1400、高温气冷堆、快堆及后处理技术攻关

[25]。

大力发展可再生能源：按照跨省（区）输出与就地消纳利用并重、集中式与分布式发展并举的原则，加快发展可再生能源^[26]。积极有序推进大型水电基地建设，因地制宜发展中小型电站，开展抽水蓄能电站规划和建设，加强水资源综合利用。重点规划建设 9 个大型现代风电基地以及配套送出工程，以南方和中东部地区为重点，大力发展分散式风电，稳步发展海上风电。有序推进光伏基地建设，同步做好就地消纳利用和集中送出通道建设，加快建设分布式光伏发电应用示范区，稳步实施太阳能热发电示范工程，加强太阳能发电并网服务^[25]。

4.2.2 国家已明确的 2020 年清洁电力发展目标

根据相关政策文件，国家业已明确的清洁可再生能源发展目标如下：

积极有序发展水电：2020 年常规水电装机容量力争达到 3.5 亿千瓦，年发电量 1.2 万亿千瓦时^[7]。科学规划建设抽水蓄能电站。

安全高效发展核电：积极推进核电基础理论研究、核安全技术研究开发设计和工程建设，完善核燃料循环体系，加强核电科普和核安全知识宣传。到 2020 年，核电装机容量达到 5800 万千瓦，在建容量达到 3000 万千瓦以上^[25]。

大力发展风电：加快大型风电基地建设，因地制宜建设内陆中小型风电与海上风险项目，加强并网配套工程建设。2020 年并网风电装机容量达到 2 亿千瓦，风电与煤电上网电价相当^[25]。

加快发展太阳能发电：集中式与分布式发展并举，鼓励大型公共建筑及公用设施、工业园区等建设屋顶分布式光伏发电。到 2020 年，光伏装机达到 1 亿千瓦左右，光伏发电与电网销售电价相当^[25]。

积极发展地热能、生物质能和海洋能：坚持统筹兼顾、因地制宜、多元发展的方针，积极推动地热能、生物质能和海洋能清洁高效利用。到 2020 年，地热能利用规模达到 5000 万吨标准煤^[25]。

5. “十三五”煤电投资泡沫的量化分析

基于前文对我国 2015 年以及“十三五”期间电力需求的预判，结合清洁能源发电已明确的发展目标，本节对我国“十三五”期间煤电的发展空间进行分析（图 5-1）。

5.1 “十三五”煤电发展空间分析

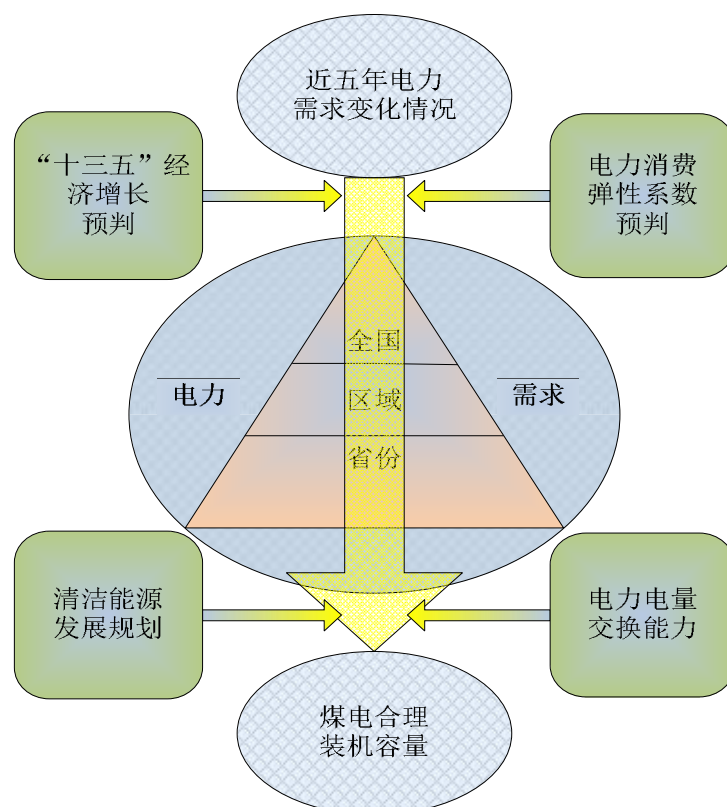


图 5-1 电力规划逻辑框架

根据前文的分析，2015 年全社会电力需求增速约 2.0%，“十三五”期间电力需求增速约 4.2%，即 2020 年全社会用电量约为 6.92 万亿千瓦时。在这样的电力需求下，结合清洁能源发展目标对煤电发展空间进行了定量分析。考虑到大规模可再生能源电力的接入，在进行量化分析时假设煤电正常利用小时数将有所降低，设定为 4800 小时⁴，其余电源均保持正常利用水平。运用电力规划模型^[27-28]，在首先纳入国家既定的清洁可再生电力发展目标的基础上，量化煤电发展的合理规模。由于不掌握详细的负荷特性数据，本报告仅考虑了电力电量平衡问题，因此数量化的研究结论必然存在一定的偏差。量化分析结果见表 5-1“十三五”期间，我国煤电合理装机容量为 9.10 亿千瓦，比 2015 年新增约 4200 万千瓦。

中电联在 2015 年 3 月发布的一份报告中预测 2020 年电力需求为 7.7 万亿千瓦时，总装机为 19.6 亿千瓦，煤电总装机规模为 11 亿千瓦^[2]；吴敬儒 2015 年 5 月的报告预测 2020 年电力需求为 7.4 万亿千瓦时，总装机为 20 亿千瓦，而煤电装机规模为 10.4 亿千瓦^[29]。本报告对煤电规模的研究结论显著低于这两份报告

⁴2011 年前我国部分地区还存在电力短缺，2012、2013 年则正式告别短缺，对应的火电年利用小时数在 5000 小时左右，因此把 5000 小时作为现阶段煤电的合理利用小时。2020 年随着风电、光伏装机规模的大幅增长，煤电因承担灵活性服务功能导致利用小时数下降，但规划中也对抽蓄、气电等灵活电源提出了更高的发展目标，因此本报告假定合理的利用小时数相比当前小幅下降。

的判断，需求展望和规划理念上的差异是主要原因。

表 5-1 “十三五”电力装机规划

	装机构成(万千瓦)		发电量(亿千瓦时)	
	2015 ^[2]	2020	2015	2020
水电	29300	35000	10255	12250
抽蓄	2335	7000	187	560
煤电	86800	91000	39060	43707
燃气	6167	10000	1850	3000
核电	2864	5800	2005	4060
风电	11000	20000	2200	4000
太阳能光伏	3650	10000	584	1600
生物质能	1100	1400	462	588
合计	143216	180200	56416	69205

基于“十二五”期间各大区域用电量的增长变化情况，结合“十三五”期间全国电力需求变化的总体趋势，对各区域用电量的增长情况进行了预判：西北地区电力需求增长要显著快于全国平均增长水平，南方地区基本与全国平均水平保持一致，华北、华东以及华中地区电力需求要略低于全国平均水平，东北地区电力需求增长相对最为缓慢。

表 5-2 “十三五”各区域电力需求增长预判⁵

	全国	华北 电网	华东 电网	华中 电网	东北 电网	西北 电网	南方 电网
电力需求增速	4.2%	3.8%	3.8%	3.8%	2.4%	7.5%	4.3%

基于清洁能源电力发展现状，结合区域电力需求增长情况以及跨区输电网络的运行情况对 2020 年各区域的电力发展状况进行了分析。从分析结果来看，华北地区和华东地区存在较大的电量缺口需要从区外调入，而西北地区、东北及南方则是主要的电力电量输出地区。在此基础上对 2020 年各大区域合理的煤电装机容量进行了定量分析，见图 5-2。

⁵根据近 5 年各区域电网电力需求的增长态势，同时结合“十三五”期间区域经济发展特征将全国“十三五”期间的电力需求分解至各区域电网，测算得到各区域电网的电力需求增速。

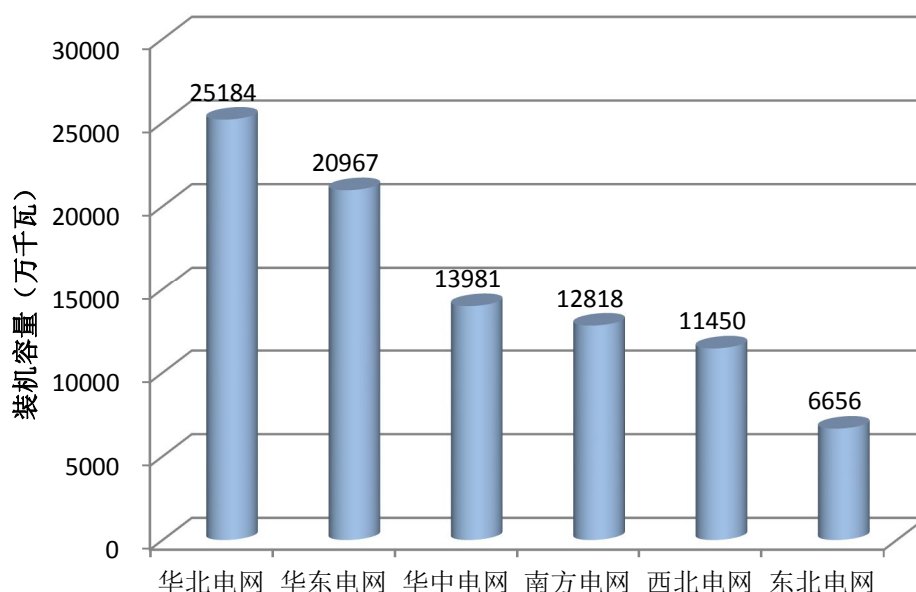


图 5-2 2020 年各区域煤电理想装机容量

5.2 需求波动、电力非化石目标份额与煤电发展空间的敏感性分析

电力需求的变动会对电力规划产生巨大的影响。煤电发展空间最大的不确定性来自电力需求，高速增长情景（年均 4.9%）对应的假设是强化电能替代，通过实施电锅炉、电窑炉、电动汽车等项目促进能源消费模式转型，电能替代的充分落实在很大程度上加速电力需求增长；低速增长情景（年均 3.5%）主要考虑的是强化电力节能，通过节能产品的推广以及需求侧管理的深入，使得电力需求的增速控制在一个相对较低的水平；而中速增长情景，即推荐情景，是综合考虑经济结构转型、电力需求增速调档、电能替代和电力节能，是较为可能的情况。

此外，到 2020 年，我国非化石能源占比要达到 15% 的目标⁶对电力行业的转型发展也提出了更高的要求。按照目前清洁能源电力已明确的发展目标计算，预计到 2020 年，包括水电、核电、风电、太阳能以及生物质能发电，仅通过转化为电能，非化石能源占一次能源消费（48 亿吨标煤）的比重为 13.4%。地热、生物燃料、太阳能热水等未纳入计算。因此，为了保障非化石能源占比 15% 的目标，必然要求进一步压缩煤电发展空间。

在电力规划模型中，进一步考虑电力需求波动（3.5%-4.9%）和电力非化石一次能源供应比例（13.4%-14.0%）这两个因素对煤电发展规模进行敏感性分析（图 5-3）。结果表明，不同的电力需求增长情景下，煤电合理的装机容量围绕推荐装机容量浮动约 5000 万千瓦；不同非化石能源电力发展速度同样会影响煤电

⁶完成 2020 年的 15% 非化石能源目标，除电力部门外，地热、太阳能热水、沼气以及生物燃料等非化石能源利用途径预计能提供 5000-8000 万吨标煤。因此，电力部门非化石能源占一次能源供应比重在 13.4%-14% 间可保障 15% 的实现。

的发展，非化石能源占比提高一个百分点大约要削减 3800 万千瓦的煤电空间。推荐增速情景下，电力非化石能源份额从 13.4%提高到 14%，则 2020 年风电规划目标应由 2 亿千瓦调高至 2.3 亿千瓦，太阳能（含光热）发电规划应由 1 亿千瓦调高至 1.2 亿千瓦，可替代煤电 2200 万千瓦。根据最新的媒体报道，国家有可能会进一步调高太阳能装机规模至 1.5 亿千瓦^[30]，则可进一步替代约 800 万千瓦煤电。

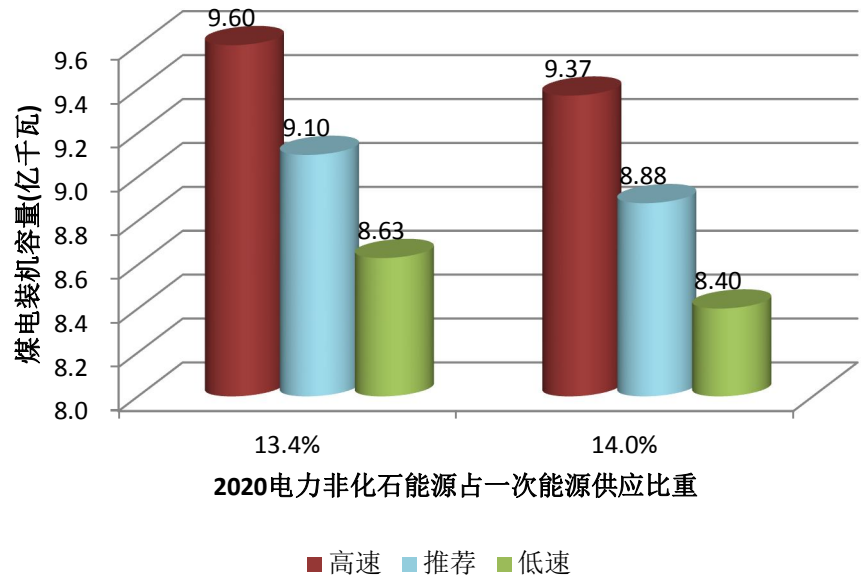


图 5-3 2020 年我国煤电合理规模的敏感性分析

综合来看，“十三五”期间按 4.2% 的推荐电力需求增速，以 4800 小时为合理年利用小时估算，2020 年煤电合理装机规模在 9.10 亿千瓦左右；考虑到国家已然明确了电能替代的能源发展战略，煤电发展空间在此基础可上调 5000 万千瓦左右，达到 9.6 亿千瓦。

5.3 “十三五”煤电投资泡沫的量化分析

根据掌握的数据，截至 2015 年 9 月，共约 2.83 亿千瓦的新建煤电项目已经得到环评审批或提交审批申请^[17]。若这些煤电项目均于 2020 年顺利投产，届时我国煤电装机容量将达到 11.51 亿千瓦，比积极实施电能替代对应的 9.6 亿千瓦煤电合理装机容量还要高出近 2 亿千瓦。这无疑会造成极大的投资浪费，并会进一步降低煤电的利用效率，加大电力低碳转型的难度。

煤电利用小时数下降的原因，除了保证新能源电力接入而进行的调峰需求外，更关键的是煤电装机增速与电力需求的增速不匹配。电力项目的审批一般是基于历史和当前电力需求，而煤电项目的建设周期一般为 3-4 年。这就意味着必须要对电力需求形势提前做出全面、准确的预判，在此基础上进行统筹一致的电力规

划，并在规划实施过程中根据需求形势变化及时进行预警调控，才能最大限度的保障电力投资的高效率，特别是煤电投资与实际电力需求增长的一致性。

选取煤电利用小时数作为煤电产能利用效率的指示性指标，认为当煤电利用小时数低于 4500 小时，产能利用率过低^[31]，即煤电发展存在明显的泡沫。

5.3.1 全国总体分析

根据分析结果，2020 年我国煤电合理的装机容量约为 9.1-9.6 亿千瓦，即在 2015 年的基础上新增 4200-9200 万千瓦的装机，即可确保此时对应的煤电利用小时数为前文预测的 4800 小时，处于较为合理的水平。

由图 5-4 可知，到 2020 年如果煤电装机维持 2015 年 8.68 亿千瓦的装机水平，煤电利用小时数将提高到 5035 小时，尽管电量平衡能够满足，但是随着可再生能源的大规模接入，电力系统的稳定性会受到挑战。而 4800 小时是相对合理的，在这种情况下，2020 年我国煤电的理想装机为 9.1 亿千瓦，相比 2015 年新增 4000 万千瓦的煤电装机（需求高增长情景则为 9000 万千瓦）。结合 2012-2014 年在建煤电项目规模，则 2020 年实际煤电装机将会达到 10.3 亿千瓦以上，煤电机组利用小时数会跌至 4243 小时；若现有拟新建煤电项目 2020 年前全部建成投产的话，煤电装机将达到 11.5 亿千瓦，利用小时数会进一步下跌至 3791 小时，整体产能过剩严重。

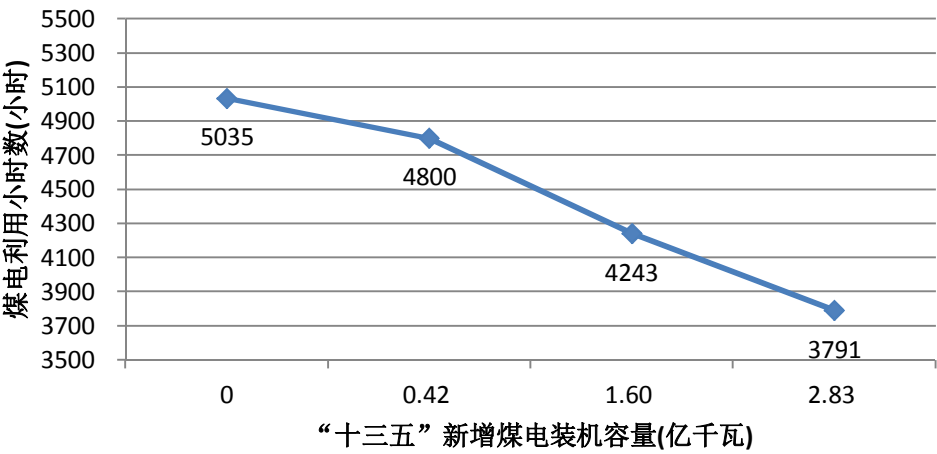


图 5-4 “十三五”期间新增装机容量对利用小时数的影响（中速电力需求情景）

采用因素分解的思路分别从电力需求的变化以及煤电装机容量的增长两个方面对煤电利用小时数的影响进行分析。从图 5-5 中可以看出，电力需求的下降与煤电装机容量的增长这两个因素共同作用，使得我国煤电利用小时显著下降，且煤电装机容量的惯性增长这一因素占的权重更大。

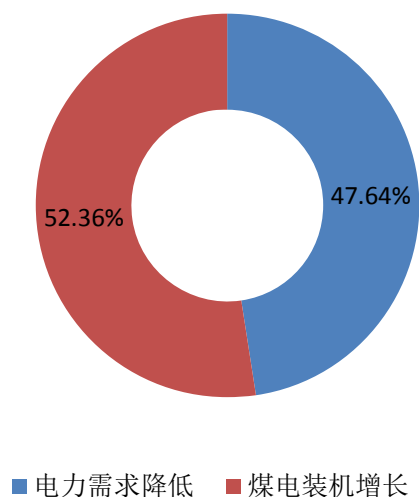


图 5- 5 煤电利用小时数下降原因的贡献度分析

5.3.2 区域情况分析

2013 年底，我国火电装机容量约 8.7 亿千瓦^[6]，除少量的燃气发电机组和生物质能发电机组，绝大多数均为燃煤发电机组，因此此处用火电近似替代煤电。把 2020 年煤电发展状态分成三种情况：其一为理想状态，即按照分析的合理规模增长，此时煤电的利用小时数维持在 4800 小时左右；第二为部分投产，指 2012-2014 年在建的 1.60 亿千瓦煤电项目在 2020 年顺利投产的情况；第三为全数投产，指截至 2015 年 9 月已通过环评（含约 1000 万千瓦申请环评项目）的 2.83 亿千瓦煤电项目在 2020 年全部投产运行的情况。

表 5- 35 2020 年各区域煤电装机情况展望单位：万千瓦

	2013 年 火电规模	2020 年 合理规模	2020 年 (部分投产)	2020 年 (全数投产)	过剩规模	
					部分投产	全数投产
华北电网	24664	25184	26552	31184	1368	6001
华东电网	20932	20967	23749	25460	2782	4492
华中电网	13740	13981	16562	18711	2581	4730
东北电网	6625	6656	7427	7842	771	1186
西北电网	8779	11450	13023	15551	1573	4101
南方电网	12232	12818	15689	16551	2872	3734
合计	86972	91057	103002	115299	11945	24242

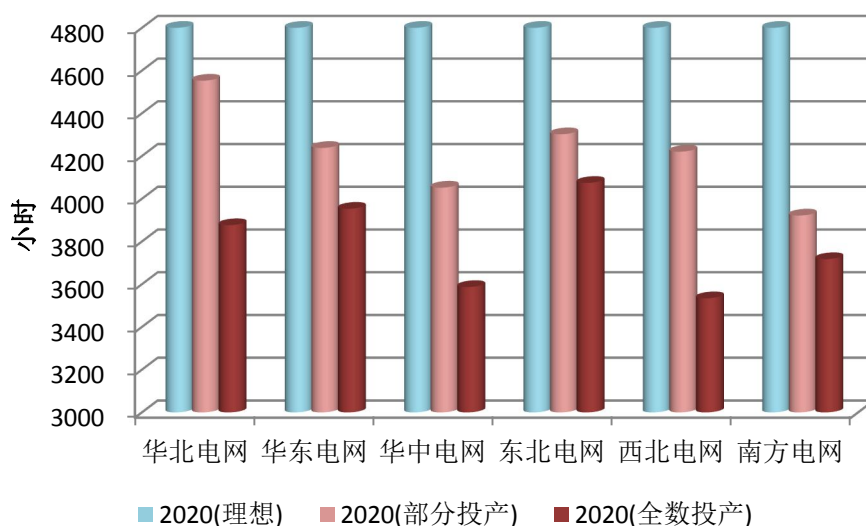


图 5- 6 2020 年不同装机规模下区域电网煤电利用小时数差异

从表 5-5 可以清楚地看出，在电力需求中速增长预期下，以目前的煤电在建规模，2020 年全国将出现 1.19-2.42 亿千瓦的煤电过剩规模，各区域电网煤电均存在不同程度的过剩。部分投产情况下，华东地区、华中地区以及南方地区煤电过剩规模均达到 2500 万千瓦以上；倘若项目全数投产，华北地区、华东地区、华中地区以及西北地区过剩规模将超过 4000 万千瓦。

煤电利用小数的降低可从一个方面揭示煤电投资过剩的影响。如图 5-6 所示，部分投产状态下，各区域煤电利用小时数均低于 4600 小时，其中南方地区跌破 4000 小时；全数投产状态下，利用小时数进一步下挫，其中华北和华东在 3900 小时左右，南方地区勉强维持 3700 小时，最严重的西北地区仅为 3534 小时。

5.3.3 典型省份分析

河北、山西、浙江、江苏和新疆作为本文重点研究的五个省份，分别代表了三类不同的电力消费情况，其中：河北和山西属于重工业饱和正谋求转型的典型省份；浙江和江苏属于电力负荷高且自身不能满足其电力需求的典型省份；新疆则作为电力送出的典型省份。五个典型省份，其电力需求增长情况同样存在较大差异。河北和山西两省自身重工业产能趋于饱和，处于工业转型阶段，其电力需求增长将低于全国平均增速，火电新增装机应与新增电力需求匹配，统筹好电源建设与电能替代的关系；浙江和江苏两省经济相对发达，第三产业相对比较发达，电力消费弹性相对较低，电力需求增速低于全国平均水平，“十三五”期间电力需求应以消化当前本地煤电装机的产能裕度、加大本地可再生能源就地消纳和接收省外外送为主，应严格控制本地新增煤电装机；作为电力送出大省的新疆自身经济相对欠发达，而未来凭借“一带一路”战略的推进，将对当地的工业起到一定的促进作用，综合来看，其电力需求增速要显著快于全国平均水平，其“十三五”期间的火电发展空间存有很大的不确定性，关键在于电力外送市场的落实。根据

目前掌握的信息，新疆自治区显然把“疆电外送”看为促进本地经济发展的重要抓手，在外送电源和特高压通道建设上谋求大手笔^[32]，但应首先深入研究电力市场的发展态势，更要处理好本地水资源、生态容量约束与煤电发展的关系。

典型省份煤电合理规模的估计方法与全国、区域估计的方法相同，也是根据电力规划模型进行分析，但需要更为细致地考虑省间电力电量的调入调出关系。在区域分析的基础上，结合各典型省份的电力需求的预测结果，以及跨区电力调入调出的现状及预计，对典型省份 2020 年的合理煤电装机容量进行了量化分析，见表 5-6。

表 5- 46 2020 年典型省份煤电装机情况单位：万千瓦

	2013 年 火电规模	2020 年 合理规模	2020 年 (部分投产)	2020 年 (全数投产)	过剩规模	
					部分投产	全数投产
河北	4187	4387	4507	4730	120	343
山西	5205	5719	5775	7906	56	2187
浙江	4995	5053	5259	5283	206	230
江苏	7555	7846	7930	8802	84	956
新疆	2939	4812	4711	6362	0	1550

仅从煤电装机规模的绝对量上来看，部分投产情况下，2020 年除新疆外，其余四省装机容量均比煤电理想装机容量要高，但过剩规模尚可控；全数投产情况下，除浙江过剩规模较低为 230 万千瓦外，其余四省的煤电装机均较大程度上超出理想规模，山西最为严重，过剩规模超过 2100 万千瓦，新疆有 1550 万千瓦的过剩规模，江苏也接近 1000 万过剩煤电。

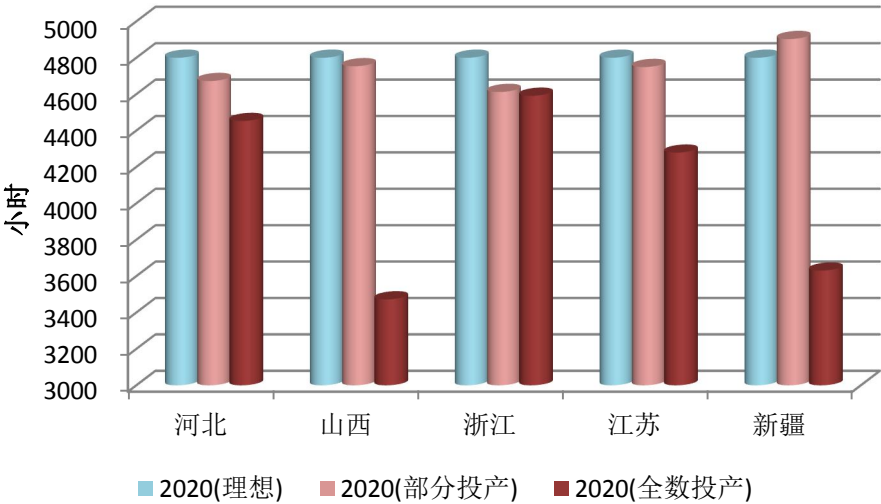


图 5- 7 典型省份 2020 年不同装机规模下煤电利用小时数变化情况

从煤电利用小时数的变化来看（图 5-7），部分投产的情形下，除新疆地区略高于 4800 小时外，其余四省份的利用小时数均出现不同程度的下跌，机组运行情况尚属乐观，维持 4600 小时左右；全数投产时，除浙江省外，而其他四省份

煤电利用小时数均跌至 4500 小时以下,以山西最为严重,山西将跌至 3472 小时,而新疆预计勉强维持 3600 小时的运行水平。

6. 结论

6.1 研究结论

本报告简要分析了“十二五”期间电力发展现状、尤其是火(煤)电的产能利用情况,在“十三五”电力需求展望、可再生电力发展规划的基础上,匡算了我国煤电的发展空间,对煤电产能过剩与投资风险问题进行了系统研究。结论如下:

(1) 随着我国经济新常态下,电力需求增速从 2014 年开始已进入中速发展通道,但是由于规划执行的滞后性和电源项目建设周期长,2014 年来新增煤电仍维持了高规模,预计 2015 年火电利用小时数将进一步降低到 4330 小时,现役煤电机组富余规模约 8000 万-1 亿千瓦,煤电产能过剩的风险值得国家、行业的高度关注。

(2) 按照“十三五”期间电力需求增速 3.5-4.9%的范围,在落实国家已明确的非化石能源发展目标基础上,2020 年全国煤电装机合理规模应在 8.6-9.6 亿千瓦的范围分布;以推荐的 4.2%增速情景估算,煤电合理规模约 9.10 亿千瓦,实施电能替代使需求增速达预期上限,合理规模将推高至 9.60 亿千瓦。若 2020 年风电目标从 2 亿千瓦调高到 2.3 亿千瓦,太阳能从 1 亿千瓦调高到 1.2 亿千瓦,电力非化石供应占比可从 13.4%提高到 14%,可替代 2200 万千瓦煤电。若将太阳能发展目标提高到 1.5 亿千瓦,则可进一步替代约 800 万千瓦煤电。

(3) 在电力需求推荐情景中,如 2012-2014 年通过环评批复的 1.6 亿千瓦^[17]的煤电项目全部投产,届时我国煤电装机容量约 10.3 亿千瓦,煤电过剩规模在 0.7-1.2 亿千瓦,考虑部分现役机组到期退役,尚有一定调整空间⁷;若已报送环评批复的 2.83 亿千瓦^[17]煤电项目 2020 年全数投产,届时煤电过剩将达 2 亿千瓦。如此大规模的煤电装机过剩,负面影响深远:按每千瓦 3500 元计,投资浪费规模高达 7000 亿;煤电利用小时数会进一步下降到 3800 左右,煤电企业经济效益会大幅恶化;煤电装机的高规模会进一步抑制可再生能源发展,导致更为严重的可再生能源机组闲置,投资错位的挤出效应甚至会贻误我国实现能源转型的战略机遇。

(4) 典型省份看,煤电项目 2020 年部分投产的情况下,除新疆外,山西、

⁷如果在建规模采用中电联发布的统计数 8000 万千瓦,加上 2015 年的约 1.23 亿千瓦拟新建规模,这些项目均于 2020 年全数投产,也与本报告的部分投产情景一致。因此,根据本报告的分析结论,是否还应继续批复新建煤电项目、已批未建的煤电项目是否需要全数开工,值得国家有关主管部门和拟建项目规模较高的重点省份(如新疆、山西、江苏等)高度关注。

河北、江苏、浙江四省装机容量均比煤电理想装机容量高两到三百万千瓦，过剩规模尚可控；全数投产情况下，除浙江外，其余四省的煤电装机均较大程度上超出理想规模，外送大省山西最为严重，过剩规模超过 2100 万千瓦，新疆也有 1550 万千瓦的过剩规模；电力调入大省江苏的过剩规模也接近 1000 万千瓦。

6.2 政策建议

加强电力统筹规划是当务之急^[33]。电力统筹规划应坚持协调统一原则，统筹电源与电网之间，电源与电源之间^[34]，特别是适应可再生能源大规模并网的灵活性资源匹配与保障，全国与地方之间的规划。审批权下放后，更应该强调全国规划指导省级规划、省级规划服从全国规划，保障各级规划有序衔接、协调一致；同时要坚持规划指导项目原则，由能源主管部门按照规划核准项目。

能源主管部门应充分发挥信息、调控功能，建议国家有关部门及时发布“十三五”电力规划，以及时、充分、透明的信息引导市场主体合理投资。

建立电力投资预警机制。建议主管部门定期根据实际电力需求增长趋势和电源建设情况，并发布全国、区域电力市场的展望分析报告，及时对投资风险做出预警。

附录一：跨区特高压输电工程项目概况

据公开报道资料^[35-61]统计，目前有近三十条特高压线路处于已建成或在建状态，具体见附表 1。

附表 1 跨区特高压输电工程项目概况

序号	线路名称	类别	起点	终点	途经省份	输送总电力 /MW
1	晋北—江苏南京±800kV 特高压直流输电工程 ^[35]	DC	山西	江苏	山西、河北、山东、河南、安徽、江苏	8000
2	晋东南—南阳—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程 ^[36]	AC		湖北	山西、河南、湖北	5000
3	锡盟至山东 1000 千伏特高压交流工程 ^[37]	AC	内蒙古	山东	内蒙古、河北、天津、山东	9000
4	内蒙上海庙至山东±800 千伏特高压直流工程 ^[38]	DC		山东	内蒙古、陕西、山西、河北、河南、山东	10000
5	蒙西到天津南 1000 千伏特高压交流工程 ^[39]	AC		天津	内蒙古、山西、河北、天津	6000
6	锡盟至江苏泰州±800 千伏特高压直流工程 ^[40]	DC		江苏	内蒙古、河北、天津、山东、江苏	10000
7	锡盟至南京 1000KV 特高压输变电工程 ^[41]	AC		江苏	内蒙古、河北、北京、山东、江苏	9400
8	浙北—福州 1000 千伏特高压交流输电工程 ^[42]	AC	浙江	福建	浙江、福建	6800
9	淮南-南京-上海华东电网北半环 1000 千伏特高压交流工程 ^[43]	AC	安徽	上海	安徽、江苏、上海	26000
10	溪洛渡左岸-浙江金华±800 千伏特高压直流工程 ^[44]	DC	四川	浙江	四川、贵州、湖南、江西、浙江	8600
11	向家坝-上海±800kV 特高压直流输电示范工程 ^[45]	DC		上海	四川、重庆、湖北、湖南、安徽、浙江、江苏、上海	6400
12	锦屏—苏南±800kV 特高压直流输电工程 ^[46]	DC		江苏	四川、云南、重庆、湖南、湖北、浙江、安徽、江苏	7200
13	雅安-武汉 1000 千伏特高压交流工程 ^[47]	AC		湖北	四川、重庆、湖北	-
14	金上—吉安±800 千伏直流特高压工程 ^[48]	DC		江西	四川、重庆、贵州、湖南、江西	10000
15	陕北榆横至山东潍坊 1000 千伏特高压交流输变电工程 ^[49]	AC	陕西	山东	陕西、山西、河北、山东	-
16	陕北至江西的±800 千伏特高压线路 ^[50]	DC		江西	陕西、山西、河南、湖北、安徽	-

17	陇彬至豫北 1000 千伏交流输变电工程 ^[51]	AC		河南	陕西、河南省	-
18	酒泉-湖南±800 千伏特高压直流输电工程 ^[52]	DC	甘肃	湖南	甘肃、陕西、重庆、湖北、湖南	8000
19	陇东-江苏±800 千伏特高压直流外送工程 ^[53]	DC		江苏	甘肃、陕西、河南、江苏	10000
20	宁东（灵州）到浙江（绍兴）±800 千伏特高压直流输电工程 ^[54]	DC	宁夏	浙江	宁夏、陕西、山西、河南、安徽、浙江	8000
21	准东—华东±1100 千伏特高压直流工程 ^[55]	DC	新疆	安徽	新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、安徽	12000
22	准东—四川成都±1100 千伏特高压直流工程 ^[56]	DC		四川	新疆、甘肃、陕西、四川	10450
23	哈密南—郑州±800 千伏特高压直流输电工程 ^[57]	DC		河南	新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南	15610
24	哈密北-重庆±800 千伏特高压直流输电工程 ^[58]	DC		重庆	新疆、甘肃、四川、重庆	8000
25	云南楚雄—广东穗东±800 千伏特高压直流输电工程 ^[59]	DC	云南	广东	云南、广西、广东	5000
26	云南普洱至广东江门±800 千伏直流输电工程 ^[60]	DC		广东	云南、广西、广东	5000
27	滇西北至广东±800 千伏特高压输变电工程 ^[61]	DC		广东	云南、贵州、广西、广东	5000

附录二：2012 年至 2015 年 9 月新建煤电项目情况

项目组根据绿色和平的煤电项目数据库^[17]统计新建煤电项目规模，该数据库逐项目统计了 2012 年以来国家和地方环保部门批复或待批复的煤电项目信息。分省新建煤电项目统计见附表 2。

附表 2 各省煤电环评规模单位：万千瓦

区域 电网	省份/市	总量	2012-2014 通过环评审 批	2015 环境影响评价递交与审批情况			
				环评受 理	环评拟审 批	通过环评 审批	合计
华北 电网	北京	0	0	0	0	0	0
	天津	200	200	0	0	0	0
	河北	542.5	320	0	5	217.5	222.5
	山东	1522.9	440	202.4	446	434.5	1082.9
	山西	2701	570	264	70	1797	2131
	内蒙古	1554	358	0	140	1056	1196
	合计	6520.4	1888	466.4	661	3505	4632.4
华东 电网	上海	0	0	0	0	0	0
	浙江	287.75	264	0	0	23.75	23.75
	江苏	1247.35	375	106.35	0	766	872.35
	安徽	1924.8	1314	70	132	408.8	610.8
	福建	1067.61	864	0	200	3.61	203.61
	合计	4527.51	2817	176.35	332	1202.16	1710.51
华中 电网	湖北	787.7	310	0	10.5	467.2	477.7
	河南	1135.6	732	0	203.6	200	403.6
	湖南	392.9	392	0	0	0.9	0.9
	江西	1334.5	600	200	0	534.5	734.5
	四川	600	200	0	0	400	400
	重庆	720	588	0	0	132	132
	合计	4970.7	2822	200	214.1	1734.6	2148.7
东北 电网	辽宁	824.4	542	0	0	282.4	282.4
	吉林	145	70	0	75	0	75
	黑龙江	247.5	190	16	0	41.5	57.5
	合计	1216.9	802	16	75	323.9	414.9
西北 电网	陕西	1464	870	0	0	594	594
	甘肃	342	342	0	0	0	0
	青海	332	192	0	0	140	140
	宁夏	1211.2	1068	70	70	3.2	143.2
	新疆	3423.2	1772	0	1651.2	0	1651.2
	合计	6772.4	4244	70	1721.2	737.2	2528.4
南方 电网	广东	2039.2	1649.2	0	0	390	390
	广西	664	592	0	0	72	72
	云南	60	60	0	0	0	0

	贵州	1416	1086	66	0	264	330
	海南	140	70	0	0	70	70
	合计	4319.2	3457.2	66	0	796	862
总计		28327.11	16030.2	994.75	3003.3	8298.86	12296.91

参考文献

- [1] 中国电力企业联合会. 二〇一一年电力工业统计资料汇编. 2012
- [2] 中国电力企业联合会. 中国电力工业现状与展望. 2015
- [3] 中国电力企业联合会. 2015 年 1-9 月份电力工业运行简况. 2015.
<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongxufenxi/dianligongxufenxi/2015-10-22/144395.html>
- [4] 新华网. 2015 年用电增速或降至 2%，创 17 年来新低. 2015.
<http://power.in-en.com/html/power-2244950.shtml>
- [5] 中国电力企业联合会. 二〇一二年电力工业统计资料汇编. 2013
- [6] 中国电力企业联合会. 二〇一三年电力工业统计资料汇编. 2014
- [7] 国家发改委. 国家应对气候变化规划（2014-2020 年）. 2014.
- [8] 经济参考报. 我国提交应对气候变化国家自主贡献文件. 2015.
<http://politics.people.com.cn/n/2015/0701/c70731-27233316.html>
- [9] 国家能源局. 2013 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况. 2014.
http://www.nea.gov.cn/2014-02/10/c_133103830.htm
- [10] 国家能源局. 2014 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况. 2015.
http://www.nea.gov.cn/2015-01/21/c_133936073.htm
- [11] 国家能源局. 2015 年上半年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况. 2015.
http://www.nea.gov.cn/2015-07/21/c_134430485.htm
- [12] 中国电力新闻网. 电源结构逐步优化火电利用小时下降趋于常态. 2015.
http://www.cpm.com.cn/zdyw/201509/t20150917_827721.html
- [13] 普陀新闻网. 厄尔尼诺持续浙江度过凉夏，今年暖冬再现可能性大. 2015.
<http://ptnews.zjol.com.cn/putuo/system/2015/09/09/019717448.shtml>
- [14] 中国电力企业联合会. 全国电力工业统计快报. 2015
- [15] 中国经济新闻网. 我国火电行业发电量十几年来首次出现负增长. 2015.
http://www.chinabidding.com.cn/zbw/dlpd/info_show.jsp?record_id=64491
- [16] 北极星电力网. 警惕！地方密集签发火电路条，产能过剩或将来临. 2015.
<http://news.bjx.com.cn/html/20150831/658174.shtml>
- [17] 绿色和平据环保部及各省环保厅公布数据统计所得 2012-2015 年 9 月份新建煤电项目数据库。
- [18] 袁家海. “十三五”电力发展关键问题分析. 中国能源报，2015 年 9 月 28 日.
- [19] 袁家海，雷祺，王杨. 经济新常态下中国电力需求展望及煤电前景分析. 中国能源，2015(7): 31-37.
- [20] 搜狐新闻. 发改委：十三五期间年均 GDP 增速底线为 6.5%左右. 2015.
<http://news.sohu.com/20150216/n409046555.shtml>
- [21] 经济参考网. 林毅夫：“十三五”经济增长目标宜定为 7%. 2015.
http://dz.jjckb.cn/www/pages/webpage2009/html/2015-05/07/content_5311.htm
- [22] 宋立，孙学工，刘雪燕，李世刚. “十三五”时期我国经济增速的研究与分析. 政策瞭望，2015(1): 52-54.
- [23] 王信茂. 能源“十三五”规划研究中的几点思考. 中国电力网，2015.
<http://hvdc.chinapower.com.cn/news/1037/10375900.asp>
- [24] 国家能源局. 煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）. 2014.
- [25] 国务院. 能源发展战略行动计划（2014-2020 年）. 2014.
- [26] 国务院. 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. 2015.
- [27] Yanan Zheng, Zhaoguang Hu, Jianhui Wang, Quan Wen. IRSP (integrated resource strategic planning) with interconnected smart grids in integrating renewable energy and implementing DSM (demand side management) in China]. Energy, 2014(76): 863-874.
- [28] Jiahai Yuan, Yan Xu, Junjie Kang, Xingping Zhang, Zheng Hu. Nonlinear integrated resource strategic planning model and case study in China's power sector planning. Energy, 2014(67): 27-40.
- [29] 中电新闻网. 吴敬儒：电力工业 2012 至 2050 年发展展望.
<http://www.askci.com/news/chanye/2015/05/29/162316p10.shtml>

- [30] 新华网. “十三五”我国光伏发电装机规模有望达到 1.5 亿千瓦. 2015.http://news.xinhuanet.com/2015-10/13/c_1116812953.htm
- [31] 新华网. 我国将严控利用小时数过低地区火电建设规模. 2014. http://news.xinhuanet.com/fortune/2014-10/09/c_1112755800.htm
- [32] 北极星电力网. “疆电外送”中特高压作用有多大? . 2015. <http://psd.bjx.com.cn/html/20151003/669096-4.shtml>.
- [33] 张卫东. 加强电力统一规划刻不容缓. 中国能源报, 2015 年 9 月 28 日.
- [34] 袁家海, 徐燕, 雷祺. 电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究. 中国能源, 2015(3), 4-10.
- [35] 新浪网. 晋北-南京特高压输电工程开建 450 亿度晋电后年直送江苏. 2015. <http://jiangsu.sina.com.cn/news/b/2015-06-30/detail-ixenncn6796378.shtml>.
- [36] 北极星电力网. 中国第一条特高压——晋东南—南阳—荆门特高压工程盘点. 2014. <http://news.bjx.com.cn/html/20140415/503781.shtml>.
- [37] 新华网. 锡盟—山东 1000 千伏特高压交流工程开工. 2014. http://www.sd.xinhuanet.com/xhsksd/2014-11/05/c_1113128521.htm
- [38] 国家电网. 蒙东电力完成上海庙—山东特高压工程属地批复. 2015. <http://news.bjx.com.cn/html/20150317/598799.shtml>.
- [39] 人民网. 蒙西-天津南 1000 千伏特高压交流输变电工程开工. 2015. <http://energy.people.com.cn/power/n/2015/0327/c71901-26760701.html>.
- [40] 中研网. 锡盟—江苏泰州±800 千伏特高压直流工程. 2014. <http://www.chinairn.com/news/20140710/113902576.shtml>
- [41] 锡林郭勒盟政府. 锡林郭勒盟至南京 1000KV 特高压输变电工程计划年内核准. 2013. http://www.jsym.gov.cn/items/smdt_disp.asp?content_id=1203.
- [42] 人民网. 浙北-福州 1000 千伏特高压交流输变电工程正式投运. 2014. <http://energy.people.com.cn/n/2014/1226/c71661-26281725.html>
- [43] 中安在线. 1000 千伏淮南-南京-上海特高压交流工程开工建设. 2014. <http://ah.anhuinews.com/system/2014/11/04/006588627.shtml>.
- [44] 中电新闻网. 溪浙±800 千伏特高压直流输电工程全面铺开. 2013. <http://www.mydianqi.com/news/show.php?itemid=2593>.
- [45] 新华社. 向家坝—上海±800 千伏特高压直流输电工程投产. 2010. http://www.gov.cn/jrzq/2010-07/08/content_1648978.htm.
- [46] 国家电网. 锦屏—苏南±800 千伏特高压直流输电工程简介. 2008. <http://www.sgcc.com.cn/ywgk/jsxm/jstgyzl/>.
- [47] 新浪新闻中心. 雅安—武汉 1000 千伏特高压输变电工程启动. 2013. <http://news.sina.com.cn/o/2013-12-21/074029044183.shtml>
- [48] 北极星电力网. 江西省吉安——金上±800 千伏直流特高压工程启动. 2015. <http://news.bjx.com.cn/html/20150116/582471.shtml>
- [49] 新华网. 榆横—潍坊特高压交流工程开建. 2015. http://news.xinhuanet.com/2015-05/12/c_1115262301.htm.
- [50] 北极星电力网. 陕北将建三条特高压输电线路, 榆林成西电东送重要电源之一. 2015. <http://news.bjx.com.cn/html/20150202/587071.shtml>.
- [51] 新华网. 陕西省委中心组专题听取特高压输变电技术发展汇报. 2014. http://news.xinhuanet.com/power/qjny/2014-07/23/c_1111733610.htm
- [52] 新华网. 酒泉—湖南±800 千伏特高压直流输电工程开工. 2015. http://news.xinhuanet.com/2015-06/03/c_127874251.htm.
- [53] 北极星电力网. 陇东—江苏特高压被纳入国家“十三五”电力发展规划. 2015. <http://news.bjx.com.cn/html/20150619/632636.shtml>.
- [54] 中国电力新闻网. 宁东—浙江±800 千伏特高压直流输电工程奠基. 2014. http://www.cpnw.com.cn/zdzt/201411/t20141118_766373.html
- [55] 中国科技网能源频道. 中能建中标首个±1100 千伏特高压直流输电工程. 2015. http://www.wokeji.com/ny/qydt/201507/t20150717_1433971.shtml.
- [56] 中国电力设备信息网. 我国准东-成都、准东-华东两项±1100 千伏电压等级最高特高压

-
- 工程有望年内开工. 2015. http://www.cpeinet.com.cn/gcjs/jsdt/201504/t20150423_192051.htm
- [57] 和讯网. 哈密—郑州特高压直流工程月内投产. 2013.
http://xjny.ts.cn/content/2013-12/04/content_9022377.htm.
- [58] 证券之星. 两项特高压工程望年内开工,七股光辉岁月. 2015.
<http://stock.stockstar.com/SS2015042400002606.shtml>.
- [59] 陈艾利. 世界上首个 ± 800 千伏直流输电工程投产. 中国工程建设通讯, 2010(10): 17
- [60] 新华网. ± 800 千伏糯扎渡特高压直流输电工程投入运行. 2013.
http://www.yn.xinhuanet.com/v/2013-09/04/c_132690474.htm.
- [61] 中国经济新闻网. 滇西北至广东特高压直流输电工程(黔西南段)年内动工. 2015.
<http://www.cet.com.cn/nypd/dl/1470146.shtml>.