

电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究

执行摘要

中国煤控项目电力课题组



目 录

前 言	1
第一部分 概述	3
一、我国电力发展概况	3
二、成就与挑战	5
第二部分 电力低碳转型路线及技术经济评估	8
第三部分 中长期低碳电力规划情景方案研究	10
一、电力需求预测分析	10
二、全国及分区电力发展规划情景	14
三、电力行业污染物排放预测	17
四、煤电水耗预测	21
五、中长期电力投资测算及供电成本分析	24
六、控煤的综合效益分析	27
第四部分 电力行业煤炭消费总量控制方案及政策措施	27
一、电力行业煤炭消费总量控制方案研究	28
二、电力行业煤炭消费控制政策措施	31
第五部分 研究结论与政策建议	36
一、研究结果	36
二、政策建议	37
附件 1:	43
可再生能源大规模发展的电力规划激进情景	43

前 言

煤炭是我国最重要的基础能源，以煤为主的能源消费结构十分突出。随着重工业化进程的加快以及城镇化速度的提高，以煤炭为主的能源消费不断快速增长。1952年一次能源消费中煤炭占95%，50年代、60年代都在90%左右，70年代占80%左右，80年代、90年代70%左右，“十五”时期煤炭占一次能源消费比重逐年下降，降至68%左右，但“十一五”期间煤炭比例小幅上升，达到70%以上，并且随着煤炭供需压力的不断加大，煤炭资源与水资源间的逆向分布、生产与消费的逆向分布问题也日渐突出。“十二五”期间，针对煤炭供需矛盾、煤炭行业结构调整、节能减排以及推进煤炭企业并重组等问题，国家提出了一系列具体发展规划，其中《煤炭工业发展“十二五”规划》在明确“煤炭作为主体能源的地位不会改变”和“消费量还将持续增加”的同时，做出了“比重将明显下降”的乐观判断。2013年全国煤炭产量37亿吨左右，同比增幅1.37%左右；煤炭消费量36.1亿吨，同比增幅2.6%左右，约占一次能源消费总量的65.7%。

以煤为主的能源结构，决定了中国的电力工业以煤电为主的结构特点。电力是中国煤炭工业的最大用户，煤炭和电力是依存度非常高的上下游产业。截至2012年底，全国煤电装机7.54亿千瓦，占总装机容量的67.78%，全年发电量3.71万亿千瓦时，占总发电量的74.50%。由于我国能源资源的禀赋条件，决定了我国长期维持以煤为主的一次能源消费结构，可以预见煤电将在相当长的时期内仍然是我国电源结构的主力。长期以来，以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但同时也对生态环境造成了严重的破坏，尤其是2012年以来反复出现的全国性大面积重度雾霾，严重威胁了公众的身体健康。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，电力行业煤炭消费控制方案及政策研究势在必行：一方面，严格控制电力行业煤炭消费总量，使电力行业的煤炭消费量尽早达到峰值，可以节约资源，实现资源更

大范围内的优化配置；另一方面，加强大气污染防治，在环境容量的约束下可促进电力行业实现低碳可持续发展。

本报告通过对我国电力发展现状及面临形势的分析，深入研究各类煤炭替代能源发电技术的经济性、竞争性及技术发展潜力，提出电力行业低碳转型路线图；综合考虑经济社会发展、电气化水平提高以及能源资源特征等影响因素，研究全国中长期电力需求与电力负荷特性，并综合考虑电力电量平衡，编制全国中长期电力规划的基准方案和政策方案，分析未来煤电耗能的下降空间，预测电力行业煤炭消费总量峰值和拐点；基于区域资源评估、技术展望以及国家提出的战略规划与政策措施，编制区域中长期电力规划的基准方案，通过构建基于环境容量约束和输电约束的分区域综合资源战略规划模型，编制区域中长期电力规划的政策方案；提出电力行业煤炭消费总量控制措施，从电网实际运行角度，利用低碳电力调度模型对典型电网系统中各类替代能源的应用潜力和系统运行可行性进行分析，研究压煤、挖潜空间，并进一步对煤炭控制方案进行成本效益分析；结合电力发展战略目标、原则、布局，提出电力行业煤炭消费总量控制目标措施以及相应的政策建议。

第一部分 概述

一、我国电力发展概况

我国经济持续高速增长带动能源电力消费持续增加，电力行业在保持快速发展的同时，不断适应经济结构调整和科技迅猛发展带来的深刻变化，持续推进转变发展方式，调整电力结构，加强电力节能减排，为经济社会环境协调发展做出了重要的贡献。

2013 年我国全社会用电量达到 5.32 万亿千瓦时，发电装机容量达 12.47 亿千瓦，首次超过美国跃居世界首位，其中煤电装机达 7.9 亿千瓦。2013 年火电完成投资比 2005 年减少 59.1%；所占电源投资比重降至 25.0%，比 2005 年降低 45.4 个百分点，其中 2013 年煤电投资占电源投资比重降至 19.6%。

据中国电力企业联合会统计，截至 2012 年底，全国火电装机容量 81968 万千瓦，占我国总装机容量的 71.48%。2012 年，全国火电发电量 39255 亿千瓦时，占总发电量的 78.7%。2000-2011 年我国火电装机容量及占总装机比重变化见图表 1，火电发电量及占总发电量比重变化见图表 2。

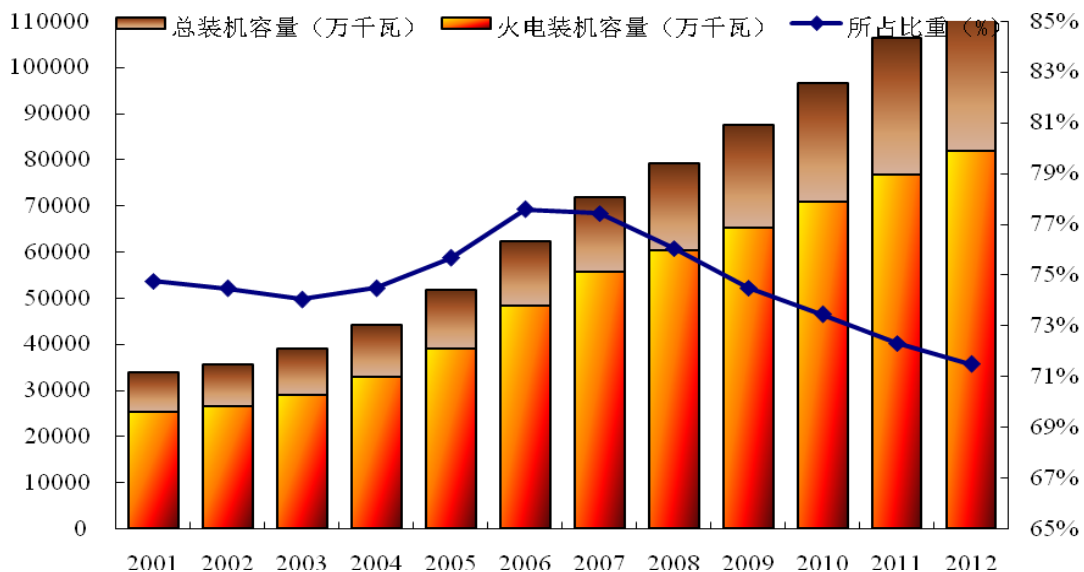


图 1 2001-2012 年我国火电装机容量及占总装机比重变化

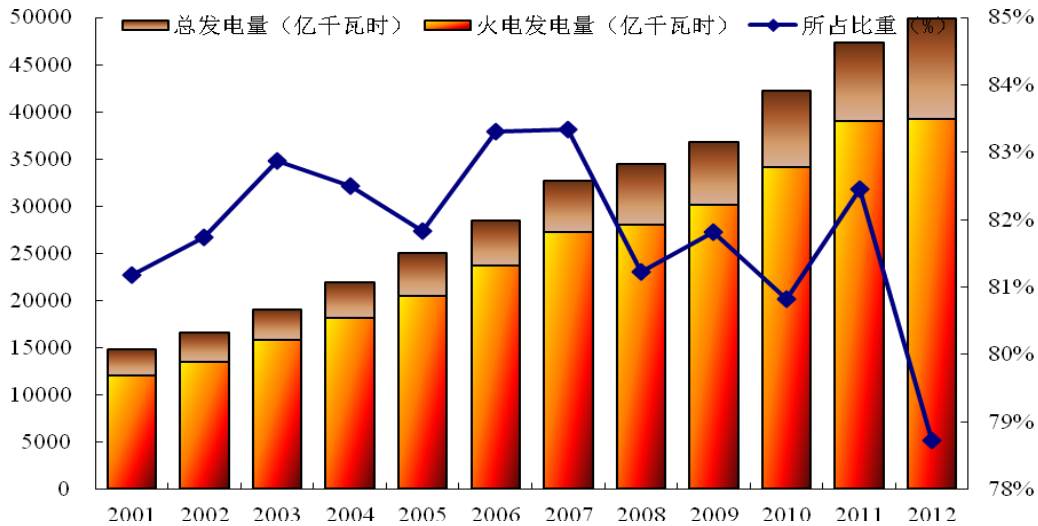


图 2 2001-2012 年火电发电量及占总发电量比重变化

我国能源以煤为主，根据《中国统计摘要 2013》，2012 年我国能源消费总量 36.2 亿吨标准煤，其中煤炭占能源消费总量的 67.1%，石油占 18.5%，天然气占 5.2%，水电、核电及其他能源发电占 9.2%。在煤炭的消费结构中，电煤占煤炭消耗量比重最大，2012 年，受电力消费需求放缓以及水电多发影响，全国 6000 千瓦及以上电厂发电消耗原煤 17.90 亿吨，比上年减少 1.87%；6000 千瓦及以上电厂供热消耗原煤 1.84 亿吨，比上年增长 1.01%。全年 6000 千瓦及以上电厂发电生产及供热消耗原煤 19.74 亿吨，比上年减少 1.61%，占全国原煤供应总量的 50.23%。2011 年分行业煤炭消费情况见图表 9。

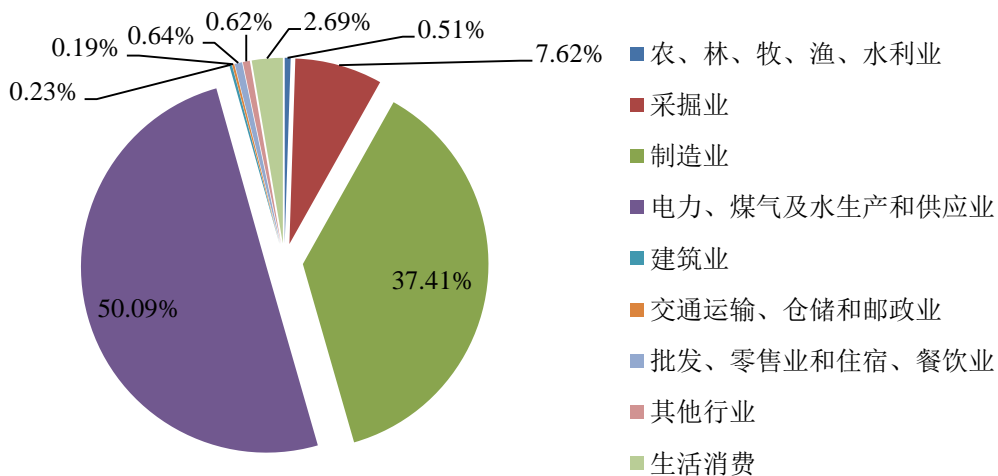


图 3 2011 年分行业煤炭消费情况

资料来源：《中国能源统计年鉴 2012》，电力、热力的生产供应业所占比例为 49.8%。

二、成就与挑战

1、2013 年装机与电力生产规模跃居世界第一，但人均装机仍有较大发展空间。

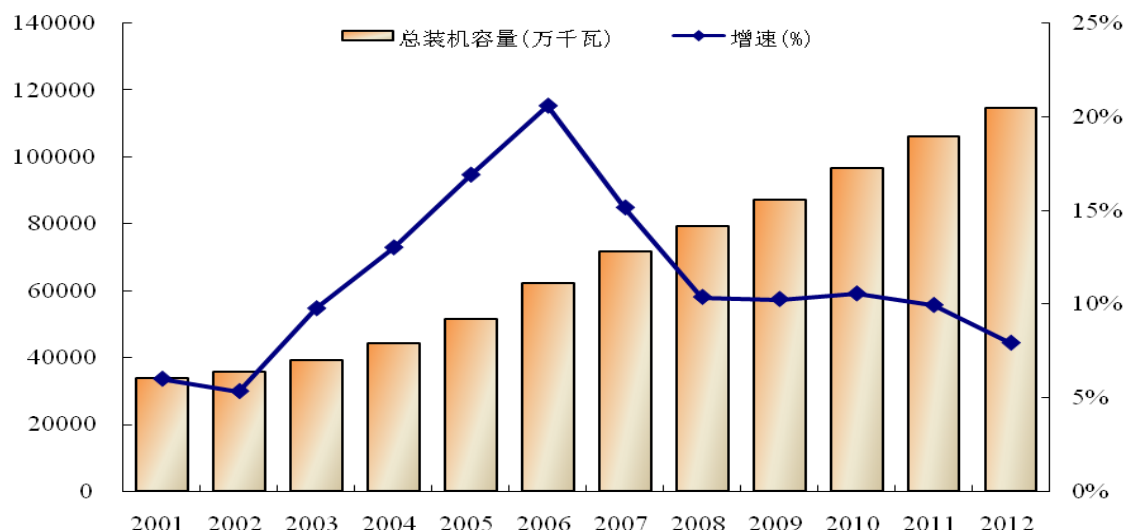


图 4 2001-2012 年全国发电总装机容量及其增速变化

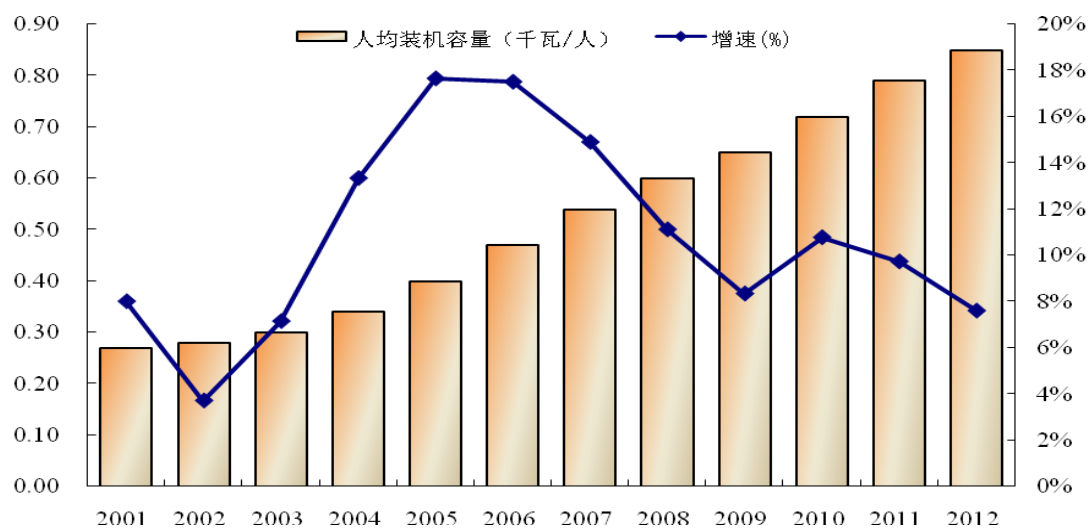


图 5 2001-2012 年全国人均装机容量及其增速变化

2、以煤电为主的装机和发电结构，使电力行业在节能减排中理应承担无可推卸的责任。

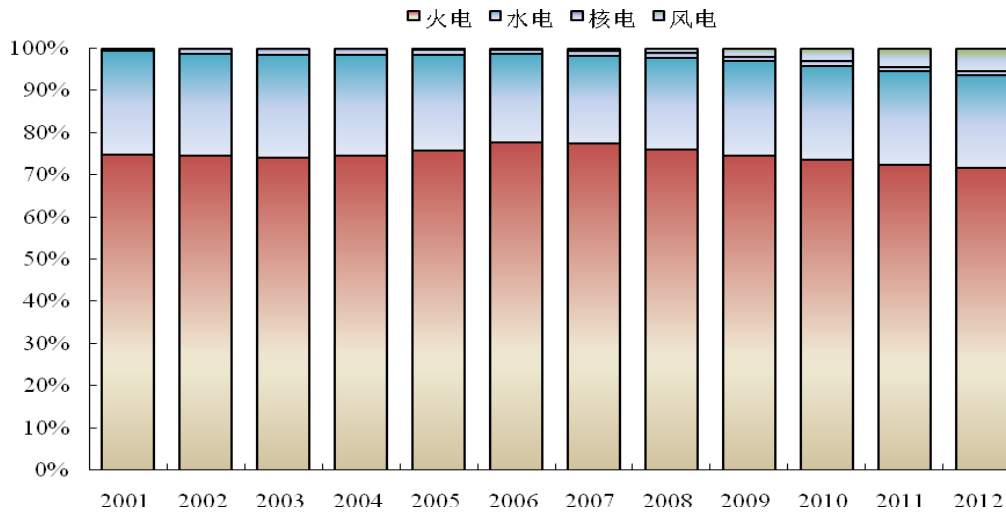


图 6 2001-2012 年全国不同发电类型装机比重变化

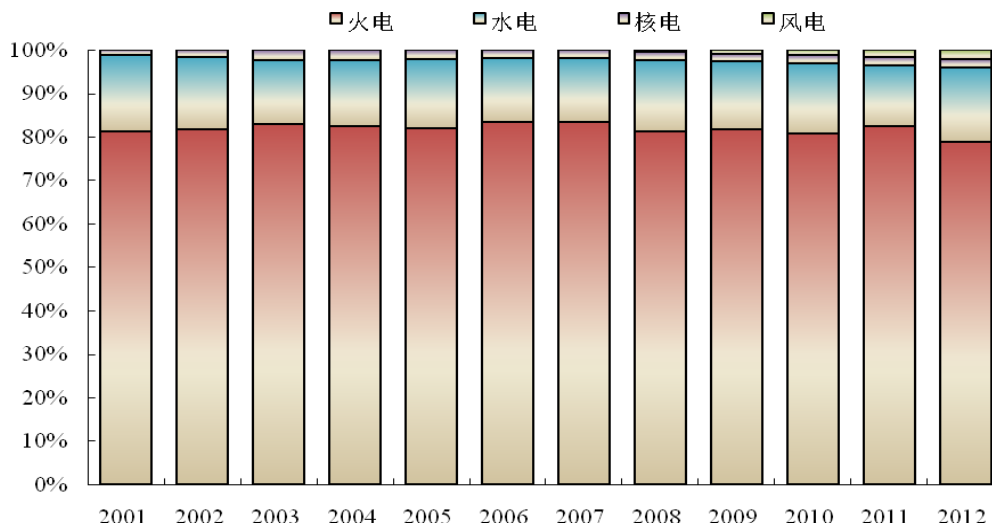


图 7 2001-2012 年全国不同发电类型发电量比重

3、电气化水平显著提升，但仍存在较大提升空间。

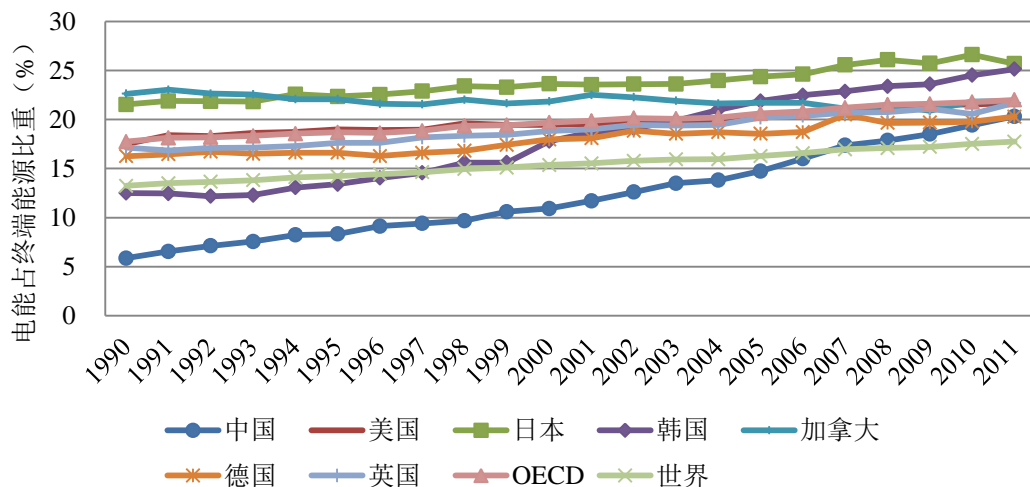


图 8 电气化水平国际比较

4、煤电能效显著提升，2012 年供电煤耗为 325 克标煤/度电，主要污染物排放绩效近年来也显著提高，但与《煤电节能减排升级与改造行动计划》的要求相比，节能减排的空间和压力巨大：新建机组供电煤耗小于 300 克标煤/度电，现有机组平均低于 310 克标煤/度电；东部煤电污染物排放绩效达到燃气机组水平，中部接近燃气机组水平。

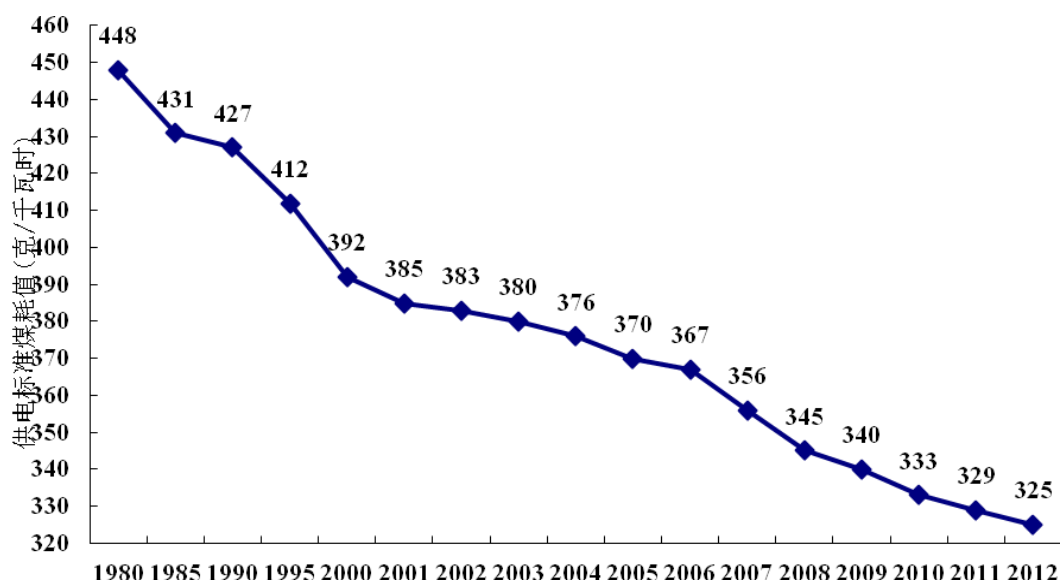


图 9 1980-2012 年我国火电机组平均供电标准煤耗变化情况

5、可再生能源，特别是风电 2006 年以来发展迅速，但非化石发电比例依然低（2012 年不足 22%）；中国核电发展速度远低于预期；可再生能源并网遇到较大困难；太阳能发展严重滞后。

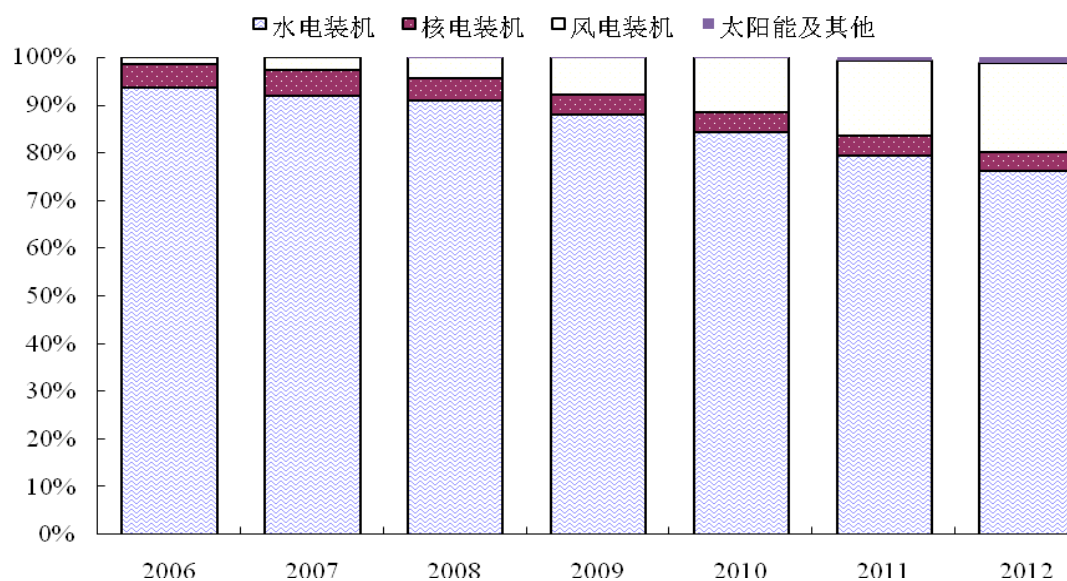


图 10 2006-2012 年我国不同类型非化石能源装机比重变化

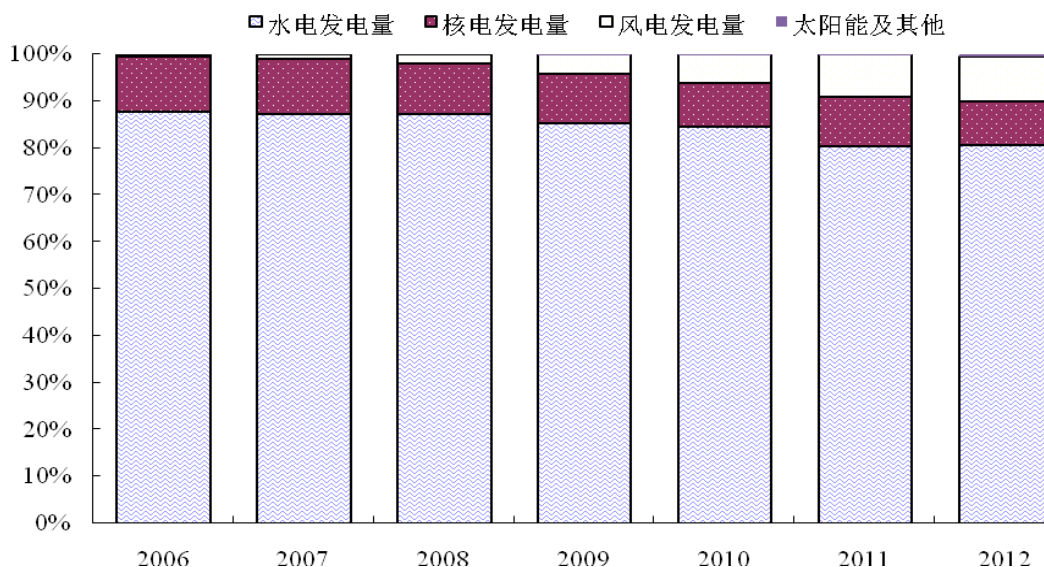


图 11 2006-2012 年我国不同类型非化石能源发电量比重变化

第二部分 电力低碳转型路线及技术经济评估

报告对主要发电技术的技术发展路线进行了分析和展望，主要包括清洁煤发电技术、天然气发电技术、风电技术、核电技术、太阳能发电技术以及智能电网技术。同时，报告还从发电侧与售电侧两个角度对可再生能源的竞争力情况进行了比较分析，分析结果如图表 12 所示。发电侧主要是对集中式的可再生能源电源与火力发电上网电价进行对比，售电侧则是针对分布式电源与零售电价的比较而言。

综合技术发展路径和技术经济评估，课题组提出中国电力行业低碳转型路径如下：

2020 年前：火电依然占据主体位置，西部发展大型煤电基地，以 USC、CFB 为主，机型以 USC (SC) +CHP、天然气调峰电站、分布式天然气热电冷联产 (CCHP) 为主，煤电装机进入高峰期；清洁能源以水电、核电和陆上风电为主，加大对海上风电和太阳能光伏的扶持力度，鼓励在东部负荷中心发展分布式 PV。

2020-2030 年：煤电高峰期结束，CCS 改造或退役火电厂改建 CCS 成为煤电发展新趋势，700 摄氏度 USC 进入商业化前示范阶段；受天然气供应能力提升的影响，天然气发电的比重将有进一步的提升；

水电基本饱和，风电、太阳能（包括 PV 和光热）成为主力电源；三代核电技术迅速推广；可再生比例显著提高，各种能效措施的节能潜力得到充分释放。

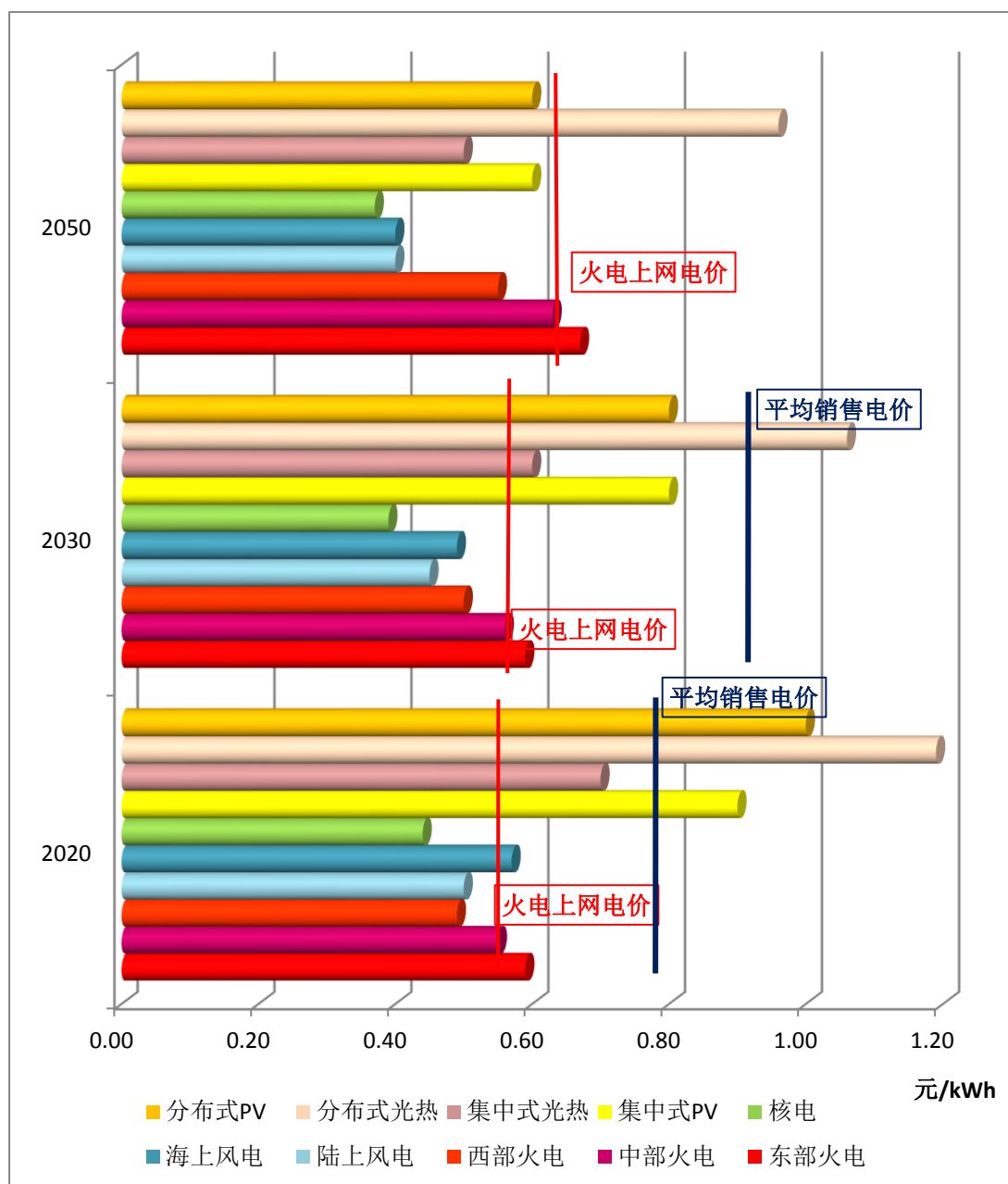


图 12 2020-2050 年可再生能源竞争力对比

2030-2050 年：700 摄氏度 USC 进入商业化运行，将显著提升煤电的发电效率；火电（煤电和气电）开始进行 CCS 改造；三代核电技术全面实现乏燃料闭环运行，四代核电技术开始由商业化示范进入商业化运行；各种储能技术（氢能、及其它燃料电池）全面运用，电

网格局发生根本性变化，实现“大网+中网+微网”协同发展，并与其它能源网络融合。

第三部分 中长期低碳电力规划情景方案研究

一、电力需求预测分析

1、人均用电量的国际比较。

2012 年中国人均用电量为 3667 千瓦时，相当于美国 1959 年、英国 1965 年、日本 1972 年、韩国 1995 年的人均用电水平。2005 年美国、欧盟、日本等国家的人均用电量先后达到峰值，用电量出现饱和之后逐年下降，2012 年日本人均用电量为 7945 千瓦时，OECD 为 8163 千瓦时，韩国为 10236 千瓦时，美国为 13156 千瓦时。

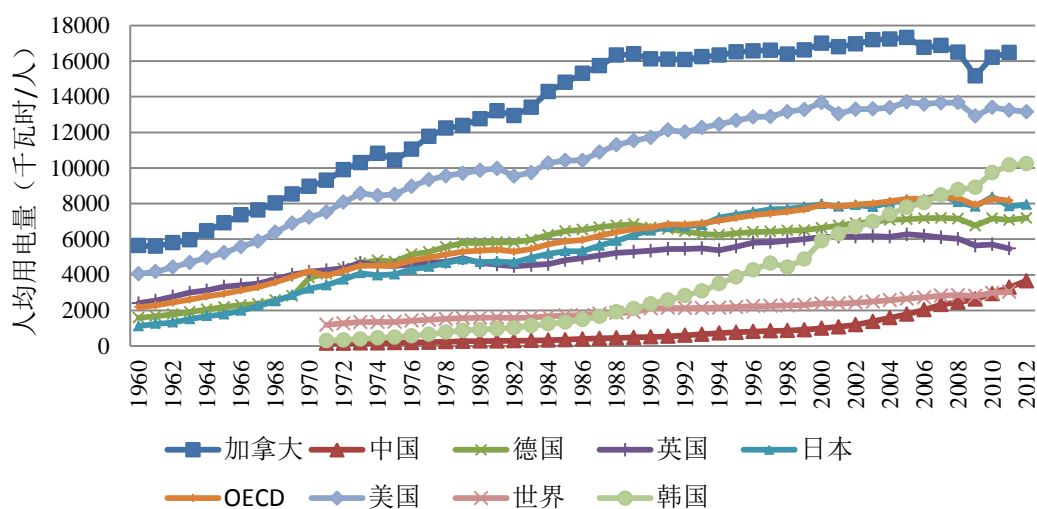


图 13 人均用电量国际比较

2、电力需求预测基准方案

2010 年，全国全社会用电量 4.20 万亿千瓦时，“十一五”期间年均增长 11.1%；全口径最大负荷 6.61 亿千瓦，“十一五”期间年均增长 11.3%。2011 年和 2012 年用电量同比增长 11.7% 和 5.6%。

综合考虑经济社会发展、电气化水平提高等影响因素和电力作为重要基础产业及民生重要保障的地位，对比分析世界发达国家用电需求发展历程，借鉴国内各机构预测成果，采取多方法进行预测，提出未来电力需求增长高中低方案预测结果。预计 2020 年全国全社会用

电量 7.6-8.1 万亿千瓦时，推荐方案为 7.99 万亿千瓦时，2012-2020 年年均增速 6.07%左右，人均用电量约为 5570 千瓦时。

预计 2030 年全国全社会用电量 9.5-11.5 万亿千瓦时，推荐方案为 10.54 万亿千瓦时，2020-2030 年年均增速 2.81%；人均用电量 7250 千瓦时，相当于 OECD 国家 1996 年的平均水平。

预计 2050 年全国全社会用电量 12.0-13.2 万亿千瓦时，推荐方案为 12.76 万亿千瓦时，2030-2050 年年均增速 0.96%，人均用电量 9210 千瓦时，相当于韩国 2010 年的平均水平。

表格 1 经济发展和能源电力需求预测表（基准方案）

项目	2020 年	2015-2020 均增	2030 年	2020-2030 均增	2050 年	2030-2050 均增
人口（亿人）	14.33		14.53		13.85	
GDP（万亿元）	83	7.00%	145	5.74%	277	3.29%
人均GDP(2010年美元)	9670		16660		33389	
用电量（亿千瓦时）	79890	6.07%	105390	2.81%	127590	0.96%
人均用电量（千瓦时）	5570		7250		9210	

3、电力需求预测政策方案

能效电厂（efficiency power plant, EPP）不是一种真实的发电厂，而是一种虚拟电厂，即通过实施一揽子节电计划和能效项目，在需求侧节约电力资源。从实施目的来说，能效电厂包括降低电能消耗（节能，相当于减少建设提供基本负荷的发电厂）和降低最大电力负荷、改善电力负荷曲线（移峰填谷，相当于建立调峰电厂）2层含义。

在美国，25 个州都发布了长期（大于等于 3 年）的能源节约目标，或者能效标准。这 25 个州占全美销售电量的 60%。如果这些州可以做到其设定的目标，2020 年的可节约电量 2320 亿千瓦时，相当于全国销售电量的 6%。图表 14 是各州的能效目标的设定汇总，可以看出，能效占比（节能量占全社会用电量的比例）平均在 1%~1.5% 浮动，且处于上升的状态。

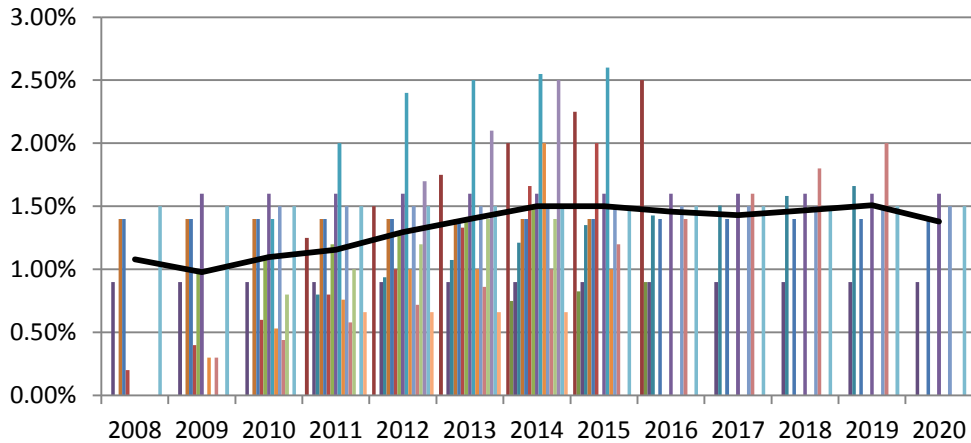


图 14 美国典型州能效目标的设定

资料来源：ACEEE, State Energy Efficiency Resource Standards(EERS), April 2014

电力节能潜力评估。在节能潜力评估方面，工业节能与建筑节能分别由专业的行业课题组进行研究与描述，本报告仅研究通用型节能技术与电力行业自身能效技术的节能效果。此外，地源热泵技术作为一种新兴高效节能技术，在报告中予以考虑与体现。

报告通过对文献和数据的整理及计算，得出中国在 2020、2030 到 2050 年的节能减排水平预估如表格 2 所示。

表格 2 节能潜力评估

技术/亿 kWh	2020 年	2030 年	2050 年
节能灯	480.02	3304.54	0.00
高效电机	1300.00	1800.00	2300.00
节能变压器	88.70	91.65	17.74
变频调速器	977.00	935.00	757.00
高效家电	4000	7500	10000
地源热泵技术	171.98	311.18	589.59
总计	7017.69	13942.38	13664.33

负荷曲线优化潜力评估。负荷曲线优化的主要技术手段是依靠冰蓄冷、电动汽车以及需求侧管理等。

冰蓄冷技术在用电低谷期蓄存冷量，用电高峰期融冰释冷单独供冷或与制冷机共同运行供冷。由于电力负荷与空调负荷特性基本一致，所以，冰蓄冷技术具有削峰填谷的作用，可缩小电网峰谷差、平衡电力负荷、减小机组装机容量、改善发电机组效率以及降低环境污染等。冰蓄冷系统的应用可提高电网负荷率，使电力部门实现减排。

电动汽车接入网络（Vehicle to Grid， V2G）技术体现了能量双向、实时、可控、高速地在车辆和电网之间流动，为电网调峰带来了新途径。利用电动汽车作为可移动的分布式储能装置可避免或延缓电网建设的优势受到广泛关注。以每辆电动车平均每年节省成品油 3t、平均耗电率为 0.2 kWh/km 来计算，每辆车每年的节能量（节油量折合成标准煤，耗电量折合成标准煤）达 2.421tce。

表格 3 不同规模电动汽车对峰谷差影响

电动汽车规模/万辆	峰谷差/万kW	调峰容量节约/万kW	调峰投资现值节约/亿元
0	947.74	0	0
10	925.24	22.50	5.63
20	902.74	45.00	11.25
50	835.25	112.49	28.12
100	722.73	225.01	56.25

资料来源：张秉良，孙玉田，李建祥. 电动汽车的电网高峰模型及效益分析. 《供用电》2012年2月

电力需求侧管理是指对用电一方实施的管理。这种管理是国家通过相应政策措施来引导用户高峰时少用电，低谷时多用电，从而减轻用电高峰时段的供电压力，提高供电效率，优化用电方式的一种办法。目前普遍实行的错峰用电、全社会节能以及大客户负荷终端控制，就是需求侧管理的几个重要方面。

需求侧管理在 20 世纪 90 年代由国外引入中国，2002 年后政府开始全面倡导，在过去的十多年中，需求侧管理成功应用于移峰填谷、节能节电等方面，累积节电 1304 亿千瓦时、节煤 5860 万吨、移峰 380 万千瓦、削峰 3650 万千瓦、减排二氧化硫 133 万吨，为节能减排工作做出了巨大的贡献。

电力需求政策方案主要考虑深度节能政策对电力需求过快的抑制功能，同时也充分考虑了我国电力能源供应的资源禀赋和环境生态承载力约束。考虑电力节能的影响后，对 2020、2030、2050 年中国人均用电量做出预测，分别为 5400、6610、8710 千瓦时。30、50 年的人均用电量相当于 OECD 国家 1985、2007 年的平均水平。与基准情景相比，分别降低 640、500 千瓦时。

通过对我国节能灯、高效电机、节能变压器、变频调速器等典型节能技术的潜力进行综合评估，测算不同节能技术最大程度的节能电量或移峰电量。结合我国目前的能效管理现状以及不同节能技术对电量与负荷的影响，并借鉴美国能效占比演变趋势的国际经验，设定2020、2030、2050年可以实现的能效电量占理论节能电量的35.4%、66.6%、50.3%。

表格 4 电力需求预测参数（政策情景）

	2020	2030	2050
人口（亿）	14.33	14.53	13.85
GDP（万亿元）	83	145	277
GDP 增速（%）	7.50%	5.8%	3.3%
人均 GDP（2010 年美元）	9670	16660	33389
人均用电（千瓦时）	5400	6610	8710
电量净增长率（%）	5.65%	2.19%	1.15%
全社会净需求电量	77403	96100	120720
能效电量	2487	9290	6870
全社会总需求电量	79890	105390	127590

二、全国及分区电力发展规划情景

本报告设计两种具有代表性的情景进行分析，一是基准情景，即水电、核电、风电等可再生能源均达到预期开发规模的下限；二是政策情景，即在政策工具指导下优化电力资源配置，实现经济上可开发利用的最优核电与可再生能源发电规模，积极促进核电与可再生能源的发展，实现煤电替代，控制煤炭消费总量。

1、全国及分区电力规划基准情景

基准情景以水电、核电、风电、太阳能发电达到预期开发规模下限为边界条件，研究该情景对应的电力流和电源结构。

表格 5 全国电源装机及发电量表（基准方案）

年度	装机构成（万千瓦）					发电量（亿千瓦时）			
	2012	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
水电	24947	36000	41000	42500	44000	12600	14350	14900	15400
抽蓄	2033	6000	15000	22500	30000	480	1800	3300	4500
煤电	75400	108000	128000	126000	124000	54000	61440	57960	57040
燃气	3717	10000	20000	25000	30000	3000	6000	7500	9000

核电	1257	5800	16000	23000	30000	4060	11200	16100	21000
风电	6142	20000	35000	52500	70000	4000	7000	10500	14000
太阳能	341	10000	30000	50000	70000	1600	4500	7000	9800
生物质能	769	1400	2000	2500	3000	630	900	1100	1350
合计	112573	197200	287000	344000	401000	79890	105390	115060	127590

2020、2030、2040、2050 年我国燃煤燃气发电装机容量所占总装机逐步下降，分别为 60%、52%、44%、38%；非化石能源发电装机所占比重逐年上升，分别为 40%、48%、56%、62%。

《煤炭工业发展“十二五”规划》提出，“十二五”期间将在蒙、新、晋、陕、甘、宁、黔等省（自治区）建设锡林郭勒、鄂尔多斯、呼伦贝尔、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 16 个大型煤电基地，到 2020 年逐步形成一批以外送电力为主的现代化千万千瓦级大型煤电基地。2014 年，鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 9 个煤电基地开工和启动前期工作规模 7000 万千瓦，占到全国煤电总装机的 8%。基准情景中煤电装机于 2030 年左右达到峰值。

表格 6 分区火电装机、发电量预测（基准方案）

年度	装机（万千瓦）				发电量（亿千瓦时）			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
华北电网	33118	38064	37831	37598	16559	18270	17412	17295
华东电网	21985	23791	23460	23128	10992	11420	10799	10639
华中电网	16670	19890	19367	18844	8336	9548	8915	8668
东北电网	8313	8881	8409	7937	4156	4263	3870	3651
西北电网	15037	22257	22016	21775	7518	10683	10100	10017
南方电网	12877	15116	14917	14718	6439	7256	6864	6770
合计	108000	128000	126000	124000	54000	61440	57960	57040

电力规划基准情景中，2020 年全国发电耗煤 15.66 亿吨标煤，折合 21.92 亿吨原煤；2030 年耗煤 17.20 亿吨标煤，折合 24.08 亿吨原煤；2040 年耗煤 15.94 亿吨标煤，折合 22.31 亿吨原煤；2050 年耗煤 15.40 亿吨标煤，折合 21.56 亿吨原煤。

2、全国及分区电力规划政策情景

- 1.促进可再生能源发电规模化发展和高效消纳
- 2.核电安全高效发展
- 3.促进发电技术创新与学习效应
- 4.全国与区域性污染物排放控制
- 5.应对气候变化的政策与行动
- 6.发电外部成本内部化

图 15 六大政策工具

政策情景以水电、核电、风电、太阳能发电达到预期开发规模上限为边界条件，即大规模发展核电、风电、太阳能发电。

表格 7 全国电源装机及发电量（政策方案）

年份	装机构成（万千瓦）					发电量（亿千瓦时）				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
水电	36000	40000	44000	46000	48000	12600	14000	15400	16100	16800
抽蓄	7000	11000	15000	21000	30000	560	880	1500	2100	3000
煤电	100000	103400	94000	83000	71000	50000	51700	45120	39000	33370
集中式气电	5000	7500	10000	11000	12000	2500	3750	4500	5000	5400
分布式气电	5000	7500	10000	16000	23000	1250	1875	2500	4000	5750
核电	5800	12500	19000	29000	39000	4060	8750	13300	20300	27300
风电	23000	35500	43000	62000	80000	4600	7100	8600	12400	16000
集中式 PV	4500	7500	10000	25000	40000	720	1200	1600	3750	6000
分布式 PV	6500	13500	20000	30000	40000	780	1620	2400	3600	4800
太阳能光热	1500	4800	7600	11000	15000	450	1440	2280	3300	4500
生物质能	1400	1700	2000	3000	4000	630	765	900	1350	1800
总合计	195700	244900	274600	337000	402000	77400	91910	96100	108100	120720

2020、2025、2030、2040、2050 年我国燃煤燃气发电装机容量所占总装机逐步下降，分别为 56%、48%、42%、33%、26%；非化石能源发电装机所占比重逐年上升，分别为 44%、52%、58%、67% 和 74%。

通过政策工具优化，大规模高比例发展核电、可再生能源发电，基于电力电量平衡，测算煤电装机规模，与基准情景相比，政策情景

中的煤电装机大幅下降，并于 2025 年左右达到峰值，实现煤炭消费控制的目标。

表格 8 分区火电装机、发电量预测（政策方案）

年份	装机（万千瓦）				发电量（亿千瓦时）			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
华北电网	32635	31163	28017	24871	16318	15582	13636	11690
华东电网	18750	14202	12175.5	10149	9375	7101	5935	4770
华中电网	14344	13589	11608	9627	7172	6795	5660	4524
东北电网	7052	4904	3966	3028	3526	2452	1938	1423
西北电网	15875	20333	18457	16581	7938	10166	8980	7793
南方电网	11344	9809	8277	6745	5672	4904	4041	3170
合计	100000	94000	82500	71000	50000	47000	40190	33370

电力规划政策情景中，2020 年发电耗煤 14.25 亿吨标煤，折合 19.95 亿吨原煤；2025 年耗煤 14.48 亿吨标煤，折合 20.27 亿吨原煤；2030 年耗煤 12.41 亿吨标煤，折合 17.37 亿吨原煤；2040 年耗煤 10.53 亿吨标煤，折合 14.74 亿吨原煤；2050 年耗煤 8.84 亿吨标煤，折合 12.38 亿吨原煤。

三、电力行业污染物排放预测

根据《火电厂大气污染物排放标准》以及《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》的要求，东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。在情景设定中，将全国分为重点控制区域和一般控制区域。对于重点控制地区，2020 年现有燃煤发电机组三大污染物要执行特排放限值，新建机组实现近零标准（5/35/50mg/Nm³），2030 年现有机组实现近零标准（5/35/50mg/Nm³）；对于一般控制地区，2020 年现有燃煤发电机组要执行《火电厂大气污染物排放标准》要求的普通排放限值，新建机组执行特别排放限值，2030 年现有机组执行特别排放限值，新建机组实现近零标准（5/35/50mg/Nm³）。

表格 9 火电厂大气污染物排放限值预测（单位：mg/Nm³）

		2020		2030	
		现有机组	新建机组	现有机组	新建机组
重点控制区域	烟尘	20	5	5	5
	SO ₂	50	35	35	35
	NO _x	100	50	50	50
一般控制区域	烟尘	30	20	20	5
	SO ₂	100	50	50	35
	NO _x	200	100	100	50

1、污染物排放量情景预测

通过严格控制全国各地区火电污染物排放，2020、2030 年电力行业污染物排放量控制效果显著。在更为严格的污染物排放约束条件下，政策情景与基准情景相比，2020 年烟尘、SO₂、NO_x 的污染物排放量分别比基准情景下降了 2.73、21.70、27.11 万吨，2030 年分别下降 7.03、57.32、61.1 万吨。

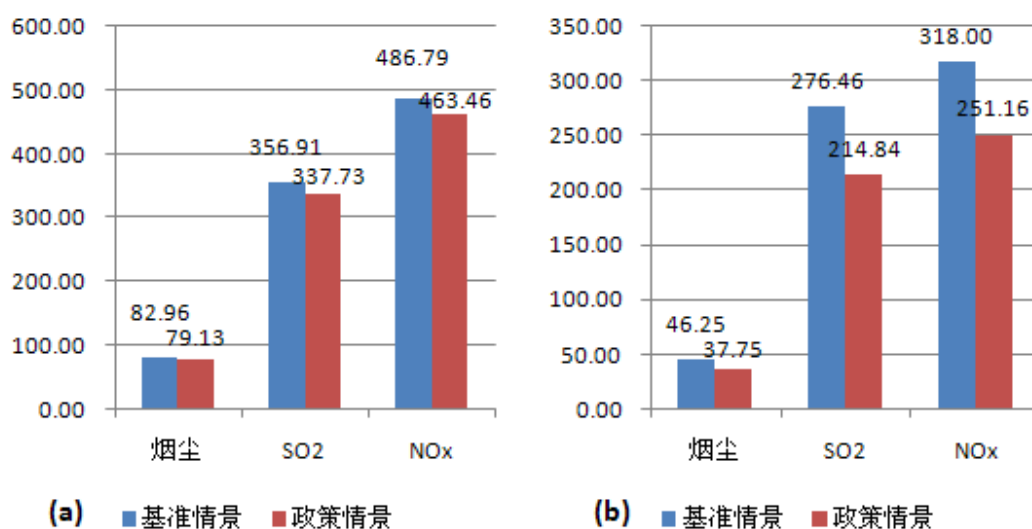


图 16 2020(a)、2030(b)年基准情景与政策情景电力行业污染物排放比较

根据报告情景设定及分析预测结果，2020、2030 年电力行业污染物排放量相比 2012 年的排放水平呈现较大的下降幅度，具体来说，在政策情景中，相比 2012 年的排放水平，2020 年烟尘排放量下降至 2012 年的 52%，2030 年下降至 25%；SO₂ 排放量在 2020 年时下降至 2012 年水平的 38%，2030 年下降至 24%；NO_x 的排放量在 2020 年时下降至 2012 年水平的 49%，2030 年进一步下降至 26%。从整个

污染物排放量的下降趋势来看，我国电力行业污染物排放量的下降潜力是巨大的。

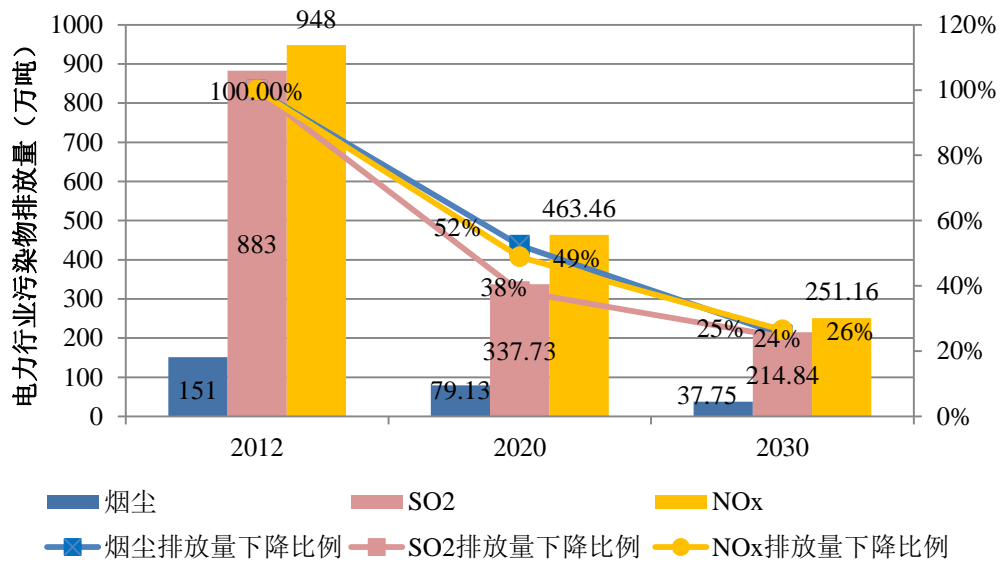


图 17 电力行业污染物下降潜力

我国环境保护虽然取得积极进展，但环境形势依然严峻，以煤为主的能源结构导致大气污染物总量居高不下，城市大气环境形势依然严峻，区域性大气污染问题日趋明显，京津冀、长三角、珠三角地区等城市群大气污染呈现明显的区域性特征。国家多次出台相关政策控制污染物排放，综合改善空气质量，统筹规划重点区域的大气污染防治。由此可见，我国对环境保护工作提出了更高的要求，根据总课题组设定的全国 PM2.5 污染物下降目标以及分区域的 PM2.5 达标和空气质量改善的阶段性构想，明确全国及重点区域的 PM2.5 下降速度，具体见图 18。

基于电力行业排放浓度与排放绩效的预测，受益于污染物末端治理技术的不断升级改进，基准情景中 2012-2020 年全国、京津冀、长三角地区的电力行业污染物排放下降速度明显快于 PM2.5 降速，污染物控制效果显著，实现了短时期内的污染物快速控制，但 2020-2030 年间，全国及京津冀、长三角重点区域的电力行业污染物排放降速明显低于 PM2.5 降速，尤其是全国、京津冀地区的 SO2、NOx 污染物

降速仅达到 PM2.5 降速的 1/3、1/2。

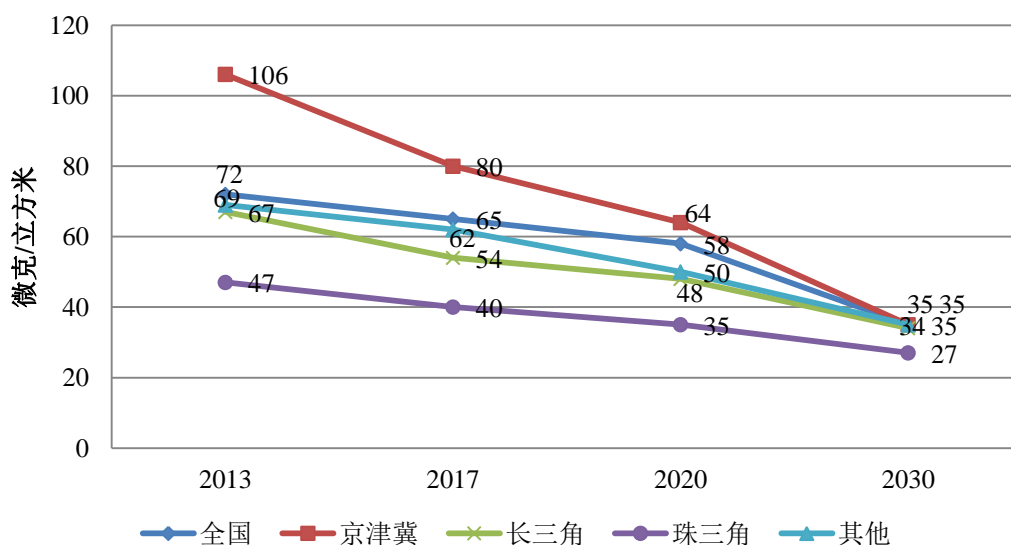


图 18 空气质量达标对全国及各区域 PM2.5 浓度下降速度要求

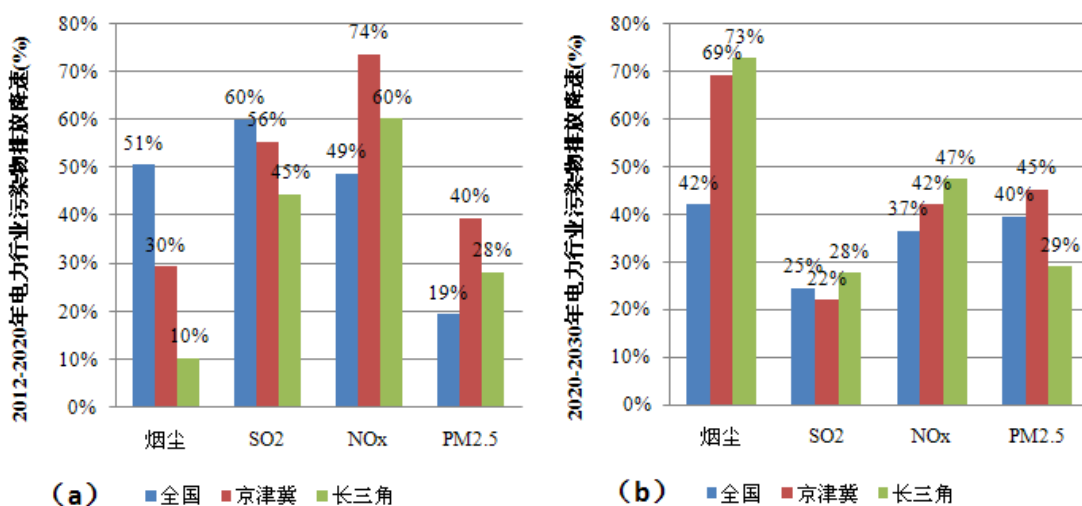


图 19 2020(a)、2030(b)年基准情景电力行业分区域污染物排放降速

2、电力行业二氧化碳排放预测

电力行业作为一次能源消费大户，是我国最大的二氧化碳排放者，其排放量占到了我国化石能源消费排放量的 40%，电力行业的碳减排对我国 2015 年和 2020 年减排目标的实现具有特殊意义。

电力规划基准情景，2020 年电力行业二氧化碳排放量 49.39 亿吨，2025 年排放量达 52.61 亿吨，2030 年排放二氧化碳 55.72 亿吨，2050 年达 51.73 亿吨，2030 年左右电力行业二氧化碳排放量达到峰值。政策情景中，受一系列更加严格的控煤措施的影响，煤电装机将在

2020-2030 年处于一个相对平稳的平台期，2030-2050 年则会呈现较大幅度的缩减。2020 年电力行业二氧化碳排放量达 45.51 亿吨，2025 年二氧化碳排放量达到 47.06 亿吨，2030 年二氧化碳排放量逐渐下降至 41.58 亿吨，2050 年排放量下降至 32.72 亿吨。考虑到 2030 年开始实施煤电及天然气发电机组 CCS 改造，到 2050 年形成 3 亿吨二氧化碳的捕获封存能力，因此 2050 年二氧化碳排放量可进一步下降为 29.72 亿吨。政策情景中，2025 年电力行业二氧化碳排放量达到峰值，与基准情景相比，饱和峰值降低了近 9 亿吨，减排效果显著。

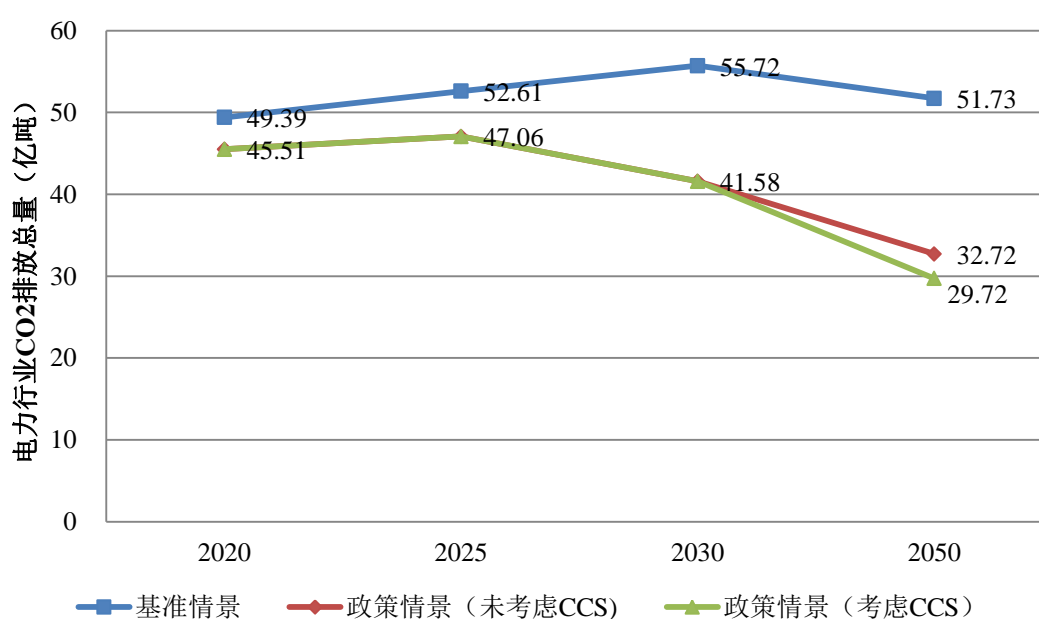


图 20 电力行业 CO2 排放总量预测 (单位: 亿吨)

四、煤电水耗预测

1、煤电基地的基本情况

依托煤炭基地资源优势，“十二五”期间将在蒙、新、晋、陕、甘、宁、黔等省（自治区）建设 16 个大型煤电基地，煤电基地及其所在省份如表格 10 所示。

由于安徽、黑龙江和贵州三个省份自身的水资源相对而言比较丰富，而内蒙古、宁夏、山西、陕西、甘肃和新疆这六个省份的水资源矛盾更加突出，因此本报告主要对这六个省区进行研究。

表格 10 各省份规划煤电基地

省份	煤电基地
内蒙古	准格尔、鄂尔多斯、锡林郭勒、呼伦贝尔、霍林河
黑龙江	宝清
宁夏	宁东
山西	晋东南、晋中、晋北
陕西	陕北、彬长
甘肃	陇东
新疆	准东、哈密、伊犁
安徽	淮南
贵州	贵州

资料来源：中国科学院地理科学与资源研究所，陆地水循环与地表过程重点实验室.《噬水之煤(煤电基地开发与水资源研究)》[M]. 北京：中国环境科学出版社, 2012

2、煤电基地基准方案下的需水量预测

由于水资源预测的复杂性和以及气候的多变性，报告引入一项指标——火力发电耗水量占该地工业用水的比重，来考察煤电基地的水资源利用情况和水资源约束强度。报告结合国家统计局 2012 年的统计数据，得到六大煤电基地火力发电耗水量占该地区工业用水量的比重，如图表 21 所示。

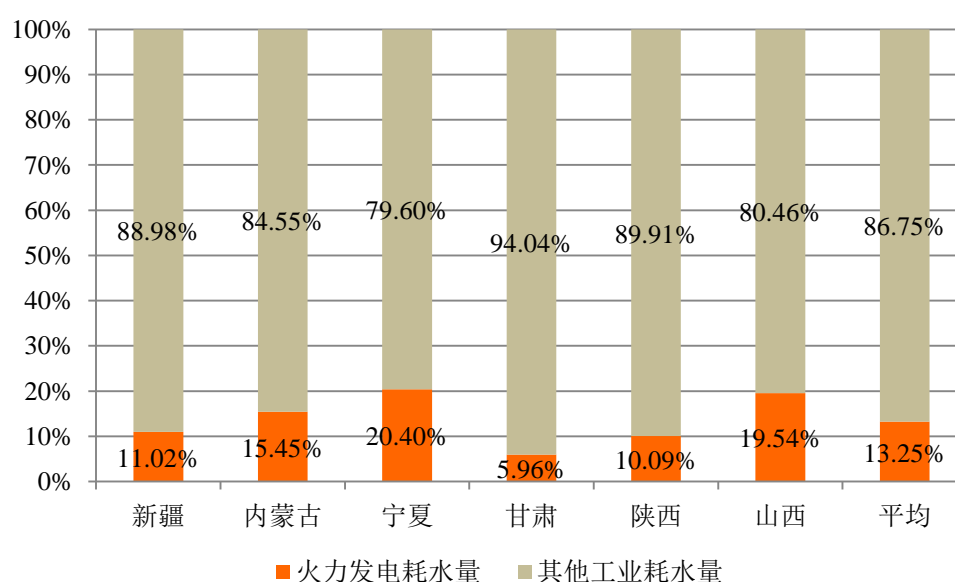


图 21 六大煤电基地 2012 年火力发电耗水量占工业用水的比重

结果显示，宁夏和山西两省的指数相对较高，几乎达到 20%，其

次是内蒙古，火电耗水量占 15%左右，而六大煤电基地中仅甘肃省该指标是低于 10%的。平均来看，2012 年六大煤电基地其火电耗水量占工业耗水量这一指标为 13.25%。报告假设现有的水耗量对于煤电基地来说是可以承受的；但如果火力发电的耗水量再有较大幅度增长，对当地水资源来说无疑是个严峻的挑战。

根据基准情景 2020 和 2030 年的耗水量预测结果，倘若其他工业的用水量保持 2012 年的水平不变，那么基准情景 2020 年和 2030 年火力发电耗水量占整个工业用水量的比重如图表 22 所示。随着装机容量的增长，2020 和 2030 年各大煤电基地的火电耗水量都有明显的增长。平均来看，2020 年煤电基地火电耗水占整个工业用水量的比重已经超过 20%达到 21.66%，宁夏、山西两省的指标甚至超过 30%；2030 年该指标的平均数值也超过了 20%，宁夏该指标甚至达到了 32.65%。煤电基地火电装机容量的大幅增加，在一定程度上增加了煤电基地水资源环境的压力。

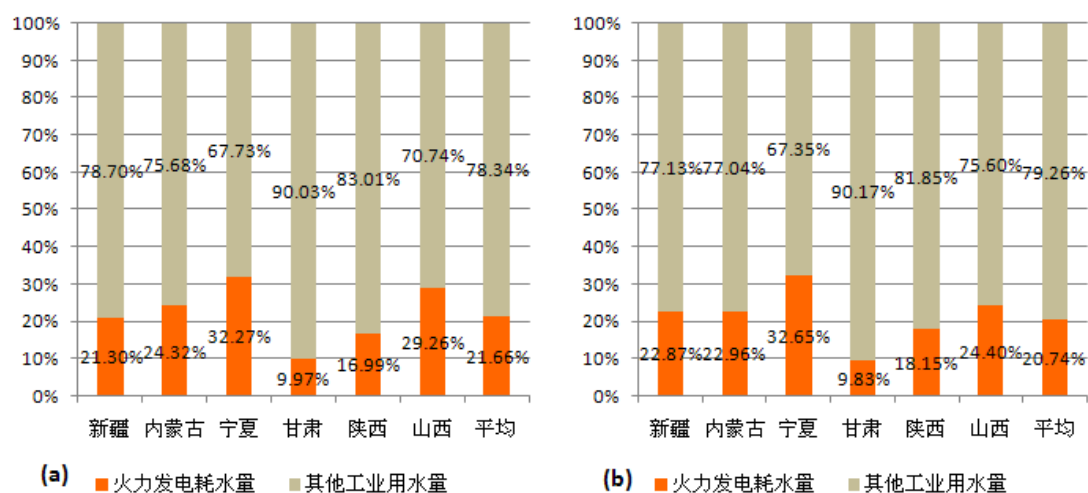


图 22 基准情景 2020 年(a)和 2030 年(b)火力发电耗水量占整个工业用水量的比重

3、煤电基地政策方案下的需水量预测

根据同样的计算思路，对 2020 以及 30 年煤电基地的需水量进行了预测。倘若按照基准情景那样大规模地扩大各煤电基地火电装机规模，必然造成煤电基地水资源供给的压力，因此通过节能和能效，在满足社会电力需求的前提下，一定程度上控制了煤电基地火电规模大

幅度增长。由于装机容量的减少，使得政策情景 2020、2030 年六大煤电基地火电耗水量均有不同程度的减少以缓解水资源压力。

针对水耗情景预测分析，基准情景中 2020 年主要煤电基地所在行政省区的耗水量为 20.47 亿吨，政策情景对应的耗水量减少了 0.57 亿吨；基准情景 2030 年耗水量为 19.37 亿吨，政策情景中对应减少了 6.06 亿吨。政策情景在很大程度上缓解了煤电基地的水资源压力。

五、中长期电力投资测算及供电成本分析

1、情景说明

在进行电力投资测算及供电成本分析时，设定三个情景假设，一是基准情景 S1（高增长需求、延续现有政策），即在电力需求高速增长的情景下，假设煤价年均增长率 1.5%，未考虑煤炭外部成本；二是政策情景 S21（低增长需求，延续现有政策），即通过考虑节能潜力降低用电需求增长，煤价年均增长率 1.5%，未考虑煤炭外部成本；三是政策情景 S22（低增长需求，实施严格的控煤措施），即通过考虑节能潜力降低用电负荷，同时考虑煤炭外部成本来控制煤炭消费，煤价年均增速为 1.0%。

2、电力投资测算

电力投资主要包括电源建设投资与电网建设投资。其中，针对大规模远距离输电的需求，电网建设投资单独核算了跨区输电线路投资。

（1）电源建设投资

根据不同类型电源的装机规模和单位投资成本，计算不同情景下 2020-2050 年不同类型电源建设投资成本。

表格 11 不同类型电源不同时期新增建设投资总额（单位：亿元）

	S1			S2		
	2012-2020	2020-2030	2030-2050	2012-2020	2020-2030	2030-2050
水电	11053	5500	1950	11053	8800	2600
抽水蓄能	1593	4050	6750	1993	3600	6750
煤电	11550	7600	0	8470	77	830
集中式气电	370	1480	360	370	1850	720
分布式气电	4500	5400	7200	4500	4500	8000

核电	7723	13260	16800	7723	17160	24000
风电	10394	10800	24500	12644	14400	28000
集中式 PV	2933	4480	14210	3743	4400	21000
分布式 PV	4841	11970	8800	6141	12150	16000
太阳能光热	1920	1430	8700	2400	7930	7400
生物质能	560	420	700	560	420	1400
合计	57436	66390	89970	59596	75287	116700

注：2050年煤电机组投资总额包括 CCS 改造以及 700 度 USC 替代部分旧 SC 机组的更新费用。

(2) 电网建设投资

电力行业电源投资与电网投资的经验关系是 1:1。本报告假定 2020-2050 年电源投资与电网投资比例关系仍保持这一比例，2020-2050 年电网建设投资见表格 12。区域电力流格局对我国跨区电网输电能力提出了更高的要求，迫切要求提高电网跨区域电力输送能力，实现更大规模、更大范围的资源优化配置。

表格 12 2020-2050 年电网投资与跨区输电线路投资（单位：亿元）

年份	S1			S2		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
电网投资	57436	66390	89970	59596	75287	116700
其中：跨区电网投资	3714	3446	3488	4328	4371	4800

3、到网发电成本

本节分析的到网发电成本，对于电力输出省区，即本地按电量加权的平均 LCOE 加上因可再生能源产生的额外接入成本；对于电力输入省区，是本地区按电量加权的平均 LCOE、可再生电网接入成本和跨区输电成本三项之和。特别注意，本处的概念是“到网发电成本”，不是通常的“上网电价”，也不是到终端用户侧的“供电成本”。

全国到网发电成本主要包括三部分，即发电成本、跨区输电成本与新能源接入成本。其中发电成本占到网发电总成本的比重均超过 80%，三个情景下跨区输电成本大致在 0.06-0.11 元/千瓦时，其占到网发电总成本的比重在 2030 年达到最高值，分别为 14%、18.33%、17.74%。新能源接入成本比例较小，不超过 1%。S22 与 S1 相比，2020 年全国到网发电平均成本升高了 0.08 元/千瓦时，2030 年升高了 0.12 元/千瓦时，2050 年升高了 0.13 元/千瓦时，主要是煤电外部成本内部

化的影响。

表格 13 2020-2050 年全国到网发电成本（元/千瓦时）

年份	S1			S21			S22		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
发电成本	0.39	0.42	0.47	0.42	0.48	0.55	0.45	0.50	0.55
跨区输电成本	0.06	0.07	0.06	0.07	0.11	0.10	0.07	0.11	0.10
新能源接入成本	0.003	0.004	0.003	0.004	0.006	0.004	0.004	0.006	0.004
到网发电成本	0.45	0.50	0.53	0.50	0.60	0.66	0.53	0.62	0.66

在对全国到网发电成本进行分析之后，报告还进一步结合发电量这一指标对基准情景（S1）以及政策情景（S22）总的到网成本进行了比较分析，如图表 23 所示。

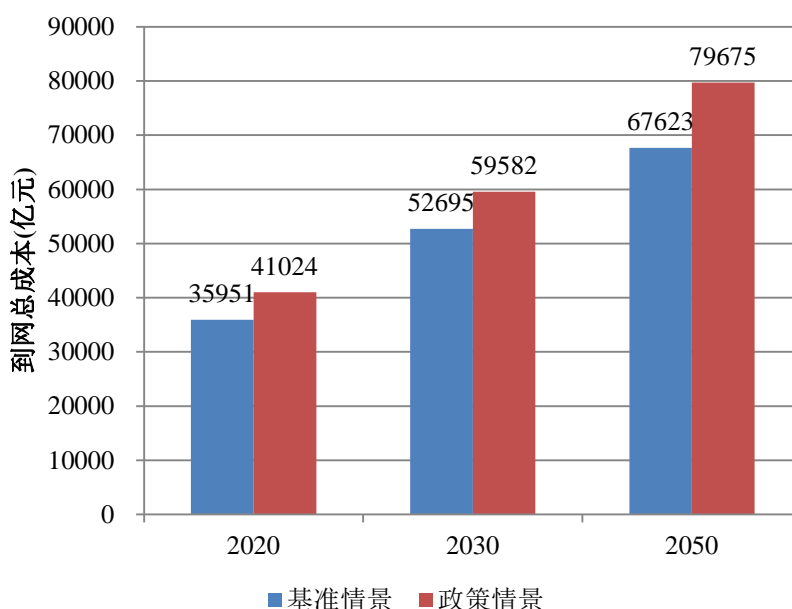


图 23 2020-2050 年基准情景与政策情景到网总成本比较

分析结果表明，为了达到预期的低碳目标，需要进行额外的投资，并且这部分额外投资是呈现扩大的趋势，具体来说，2020 年政策情景比基准情景的到网总成本要高出约 5000 亿元，也就是说为了达到预期的低碳目标，2020 年政策情景相比基准情景要多投资 5000 亿元；2030 年，为了达到预期的低碳目标需要追加的投资额扩大到 6887 亿元；2050 年这部分追加的投资额进一步增长，达到 1.21 万亿元。

4、燃煤机组污染物控制投资

本报告对燃煤机组污染物控制投资部分的测算，主要是对燃煤机组脱硝改造部分的投资估算。根据 2010 年典型电厂燃煤机组脱硝改造投资数据，综合考虑不同情景下的火电厂大气污染排放限值，计算燃煤发电技术排放因子和单位脱硝投资及改造费用，核算不同情境下的燃煤机组脱硝改造投资。

表 4- 12020-2030 年燃煤发电脱硝投资费用（单位：亿元）

	S1	S2
2020	2900	3200
2030	3540	2500

六、控煤的综合效益分析

由于可再生能源发电的大规模发展，2020、2030、2050 年政策情景比基准情景的到网总成本分别增加了 5073、6887、12053 亿元，

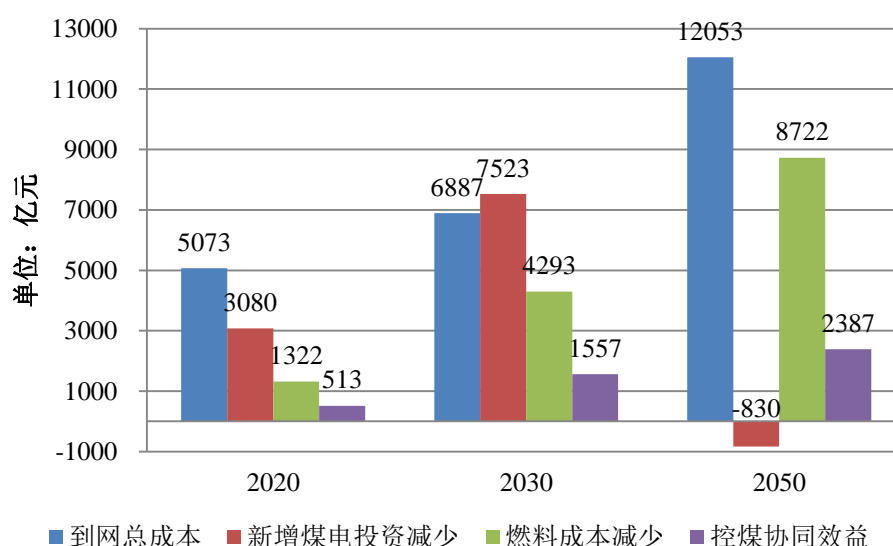


图 24 控煤综合效益

但考虑到控煤后煤电新增投资成本、燃料成本、外部成本的下降，以及战略性新兴产业发展带动的产业、行业投资与就业机会，控煤的经济效益与环境效益要明显高于供电总成本，控煤的综合效益突出。因此，电力行业通过不断优化电源结构，大力推动技术进步，积极探索体制创新，不仅可以有效地控制煤炭消费总量，还可以保护生态环境，促进电力行业低碳可持续发展。

第四部分 电力行业煤炭消费总量控制方案及政策措施

一、电力行业煤炭消费总量控制方案研究

电力规划基准情景，在电力需求正常增长并保持现有的政策措施不变的情况下，2020年全国发电耗煤15.66亿吨标煤，2030年耗煤17.20亿吨标煤，2050年耗煤15.40亿吨标煤，2030年左右发电煤炭消费总量达到峰值。而政策情景中，基于能效优化后的电力需求与政策工具，采取一系列控煤措施对电力规划进行优化，2020年发电耗煤14.25亿吨标煤，2030年耗煤12.41亿吨标煤，2050年耗煤8.84亿吨标煤；电力行业煤炭消费总量有望在2025年达到峰值，经过测算，2025年耗煤量为14.48亿吨标煤，饱和峰值降低了2.72亿吨标煤。2020、2030、2050年政策情景比基准情景的发电用煤总量分别节省了1.41、4.79、6.56亿吨标煤。

1、大力推广节能技术

通过综合分析节能灯、节能电机、节能变压器、变频调速器、高效家电、地源热泵等不同节能技术发展趋势，基于能效管理进行电力节能潜力评估与负荷曲线优化潜力评估，从需求侧大幅降低用电负荷需求，达到控制煤炭消费总量的目的。

2、提高非化石能源发电比重

2012年全国非化石能源装机32708万千瓦，占总装机容量28.52%，发电量10610亿千瓦时，占总发电量的21.28%。基准情景中，2020年，非化石能源发电装机占总装机容量的40.16%，非化石能源发电量占总发电量的28.05%；2030年，非化石能源发电装机占总装机容量的48.43%，非化石能源发电量占总发电量的34.30%；2050年，非化石能源发电装机占总装机容量的61.59%，非化石能源发电量占总发电量的44.71%。

政策情景中，持续提高非化石能源发电比重，优化电源结构，积极有序发展水电、安全高效发展核电、加快发展风能、太阳能、生物质能等可再生能源。预计到2020年，非化石能源发电量比重将达到

30%。到 2030 年，非化石能源发电量的比重将超过 45%。到 2050 年，非化石能源发电量的比重将超过 60%。

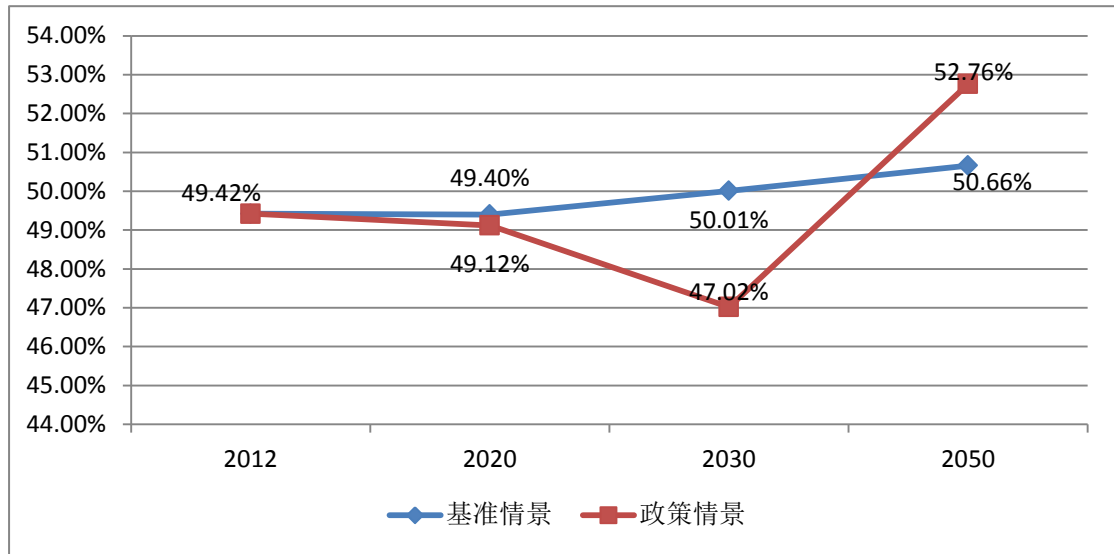


图 25 电煤占煤炭消费总量的比重

随着 2020-2050 年非化石能源发电的不断发展，基准情景中，电煤占煤炭消费总量的比重呈现缓慢上升的趋势。政策情景中，2020-2030 年，电煤占煤炭消费总量的比重有所下降，由 49.12% 下降到 47.02%，导致这种情况发生的原因是多方面的，最主要是非化石能源发电对煤电的替代作用逐渐增强导致的；2030-2050 年，电煤占煤炭消费总量的比重有了一定幅度的提高，这种趋势是符合一般规律的，即随着散烧煤逐步被大型煤电所替代，电煤占煤炭消费总量的比重有较大幅度的提高。不过需要指出的是，由于非化石能源对煤电的替代，在中国煤电占煤炭消费总量的比重不可能达到美国或欧洲超过 90% 的水平，这也与中国所处经济发展阶段和产业结构有关。

3、优化火力发电结构与布局

我国煤炭资源相对丰富，电源结构以煤电为主的格局将在相当长一段时间不会改变，因此需要特别重视煤电绿色发展。

1、继续推进“上大压小”工程，以合理的速度淘汰落后机组

- 根据国务院印发的《节能减排“十二五”规划》，“十二五”期间，将重点淘汰小火电2000万千瓦。由于目前火电投资放缓，火电装机容量和增速呈快速下降趋势，因此关停小火电机组的速度应适宜，可在增加一部分热电联产、燃气电站的基础上，以合适的速度关停小火电机组。

2、积极发展热电联产

- (1) 大型发电机组兼顾供热
- (2) 现役纯凝机组供热改造
- (3) 利用热电厂供热介质实现区域制冷

3、积极优化火电机组结构与布局，使火电机组向清洁方向发展

- 未来60万千瓦及以上机组容量等级占火电容量比重会逐渐提高，30万千瓦及以下机组会逐步淘汰或是改造为热电联产。

图 26 火力发电结构与布局优化措施

4、提高火力发电能效和技术

1、提高机组负荷率

- 提高机组负荷率是目前节能潜力最直接、最经济的节能方式。深化节能发电调度，优化机组与电网运行方式，努力减少电网中高参数火电机组旋转备用设备容量，最大限度的提高机组负荷率。

2、降低机组发电煤耗

- 机组容量等级不同，机组的实际发电煤耗相差很大，基本遵循机组容量越大，机组的效率越高，机组的发电煤耗指标越好，节能减排力度越大。
- 政策情景通过调整火电机组结构可以降低发电煤耗，2020、2030、2050年政策情景的全国煤电机组平均发电煤耗相比基准情景各下降5克/千瓦时。

3、大力发展清洁煤发电技术

- (1) 超超临界发电技术。目前，超临界机组发电效率为43%左右，超超临界机组发电效率甚至可达45%以上，对于降低我国火电机组煤耗、节能减排起到了关键作用。
- (2) 循环流化床燃烧技术。我国煤炭种类复杂，劣质低热值煤、高硫煤等储量较多，循环流化床燃烧发电技术是洁净煤燃烧发电技术较为现实的发展方向之一。

4、持续推进节能技术改造

- 一是进行能量梯级利用改造。
- 二是开展汽轮机通流部分技术改造。
- 三是对有节能减排潜力的辅机、辅助设备、辅助系统进行技术改造，降低厂用电率。

图 27 提高火力发电能效和技术

由于我国煤炭资源相对丰富，电源结构以煤电为主的格局长期不

会改变，需要高度重视煤电绿色发展。运用国内外大型火电厂先进、成熟、可靠的设计优化技术和成功经验，加大节能新技术、新工艺、新产品在新建机组中的应用，进一步优化火电机组的系统设计、参数匹配和设备选型等，不断提高新建项目能耗指标的先进性。

5、实施低碳电力调度

节能发电调度的基本原则是：在电力系统安全稳定运行的前提下，以节能环保为目标，通过对各类发电机组按能耗和污染物排放水平排序，以分省排序、区域内优化、区域间协调的方式，实施优化调度，并与电力市场建设工作相结合，充分发挥电力市场的作用，努力做到单位电能生产中能耗和污染物的排放最少。

节能调度的利用，能够在当前电网结构的条件下，有效的扩大可再生能源的接入比重，发挥可再生能源对化石能源的替代作用，并优化火电机组平均的煤耗水平。实施节能调度，可以有效的实现控制煤炭的消费。

6、节煤潜力分析

本报告从能效、非化石发电比重和火电能效及运行优化三个方面对各项控煤措施的量化影响进行了因素分析。结果显示：以上三项控煤因素中，对控煤影响最大的是提升非化石能源发电比重，控煤潜力均占到了 46% 以上，并且呈逐年上升的趋势。

表格 14 2020-2050 年电力行业控煤空间及其因素分解（单位：亿吨标煤）

		2020	2030	2050	
基准情景		15.66	17.20	15.40	
政策情景		14.25	12.41	8.84	
控煤空间		1.41	4.79	6.56	
控煤措施	提升需求侧能效	0.48	1.49	0.82	
	提升非化石能源发电比重	0.65	3.00	5.47	
	提高火电能效及运行优化	优化火电结构	0.28	0.30	0.27
		提高火力发电能效			
	低碳电力调度				

二、电力行业煤炭消费控制政策措施

1、立足国情、稳步推进电力市场化改革

电力体制改革的核心是新型电力治理体系管理框架的顶层设计，其中政府能否通过立法实现电力治理体系和治理能力的现代化至关重要。实现“让市场在资源配置中发挥决定性的作用”与“政府用‘看得见的手’进行顶层设计”并重。

电力市场化改革是一个适时调整、逐步完善的动态过程。我国应由政府主管部门制定总体方案和实施步骤，分阶段地推进电力市场化改革。按照电力市场体系建设不同阶段的重点，可以分为三个阶段。



图 28 电力市场化改革三阶段

2、大力推广节能技术，促进节能减排

电力规划改革是电力体制改革重要的一环。建立以综合资源战略规划（IRSP）为核心的国家电力规划设计体系，需要将需求侧资源（能效电厂）纳入电力规划，并进一步明确电力规划主体与实施流程。综合资源战略规划将是解决当前我国在发展中所遇挑战的有效手段，对需求侧管理、节能减排、应对全球气候变化等措施提供理论支撑。

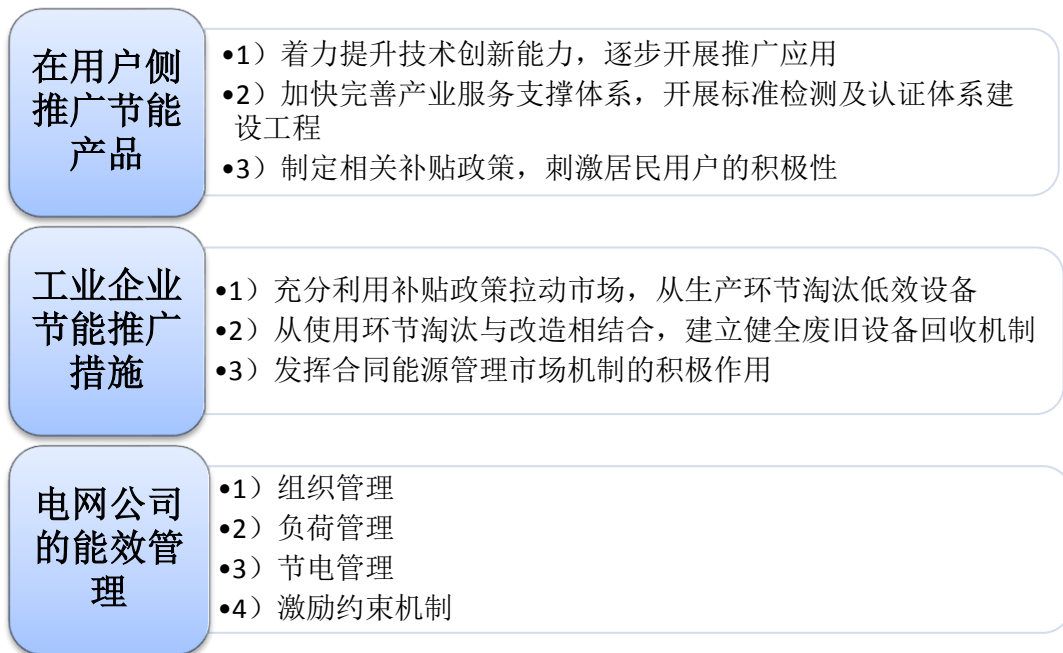


图 29 促进节能减排措施

3、推进电力科技创新，建设协同创新体系

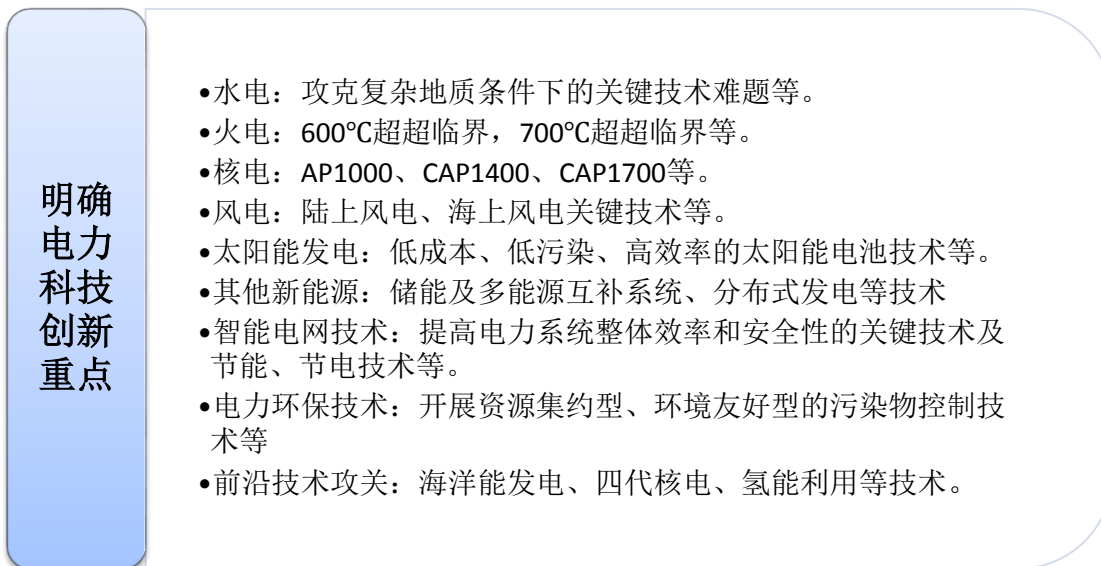


图 30 电力科技创新重点

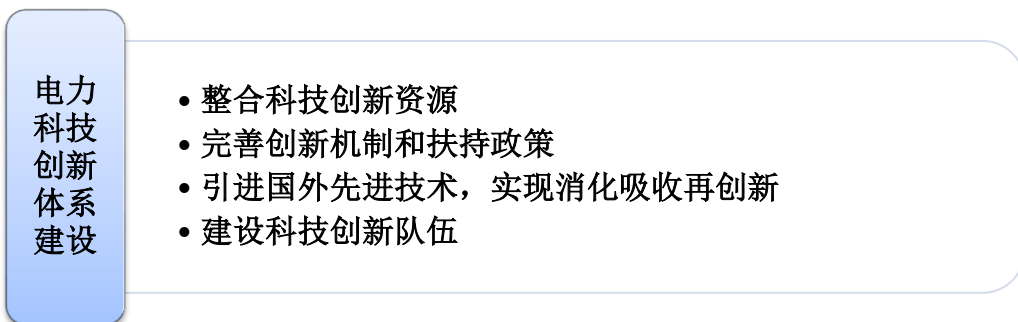


图 31 电力科技创新体系建设

4、消除影响可再生能源发电应用的体制机制障碍

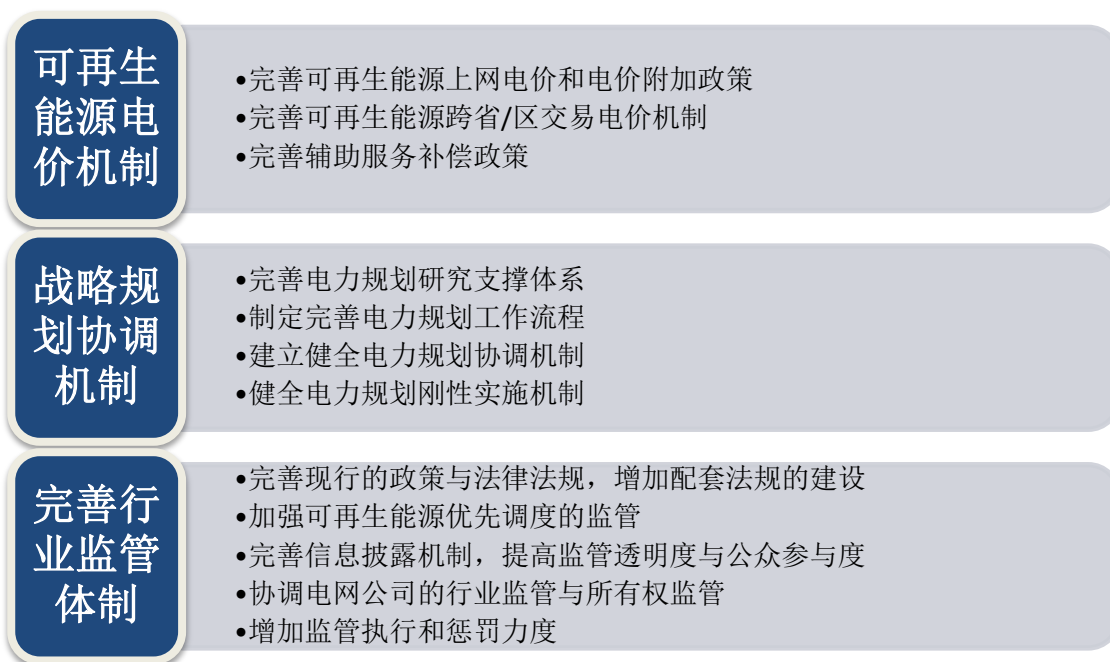


图 32 消除影响可再生能源发电应用的体制机制障碍

5、优化火电结构

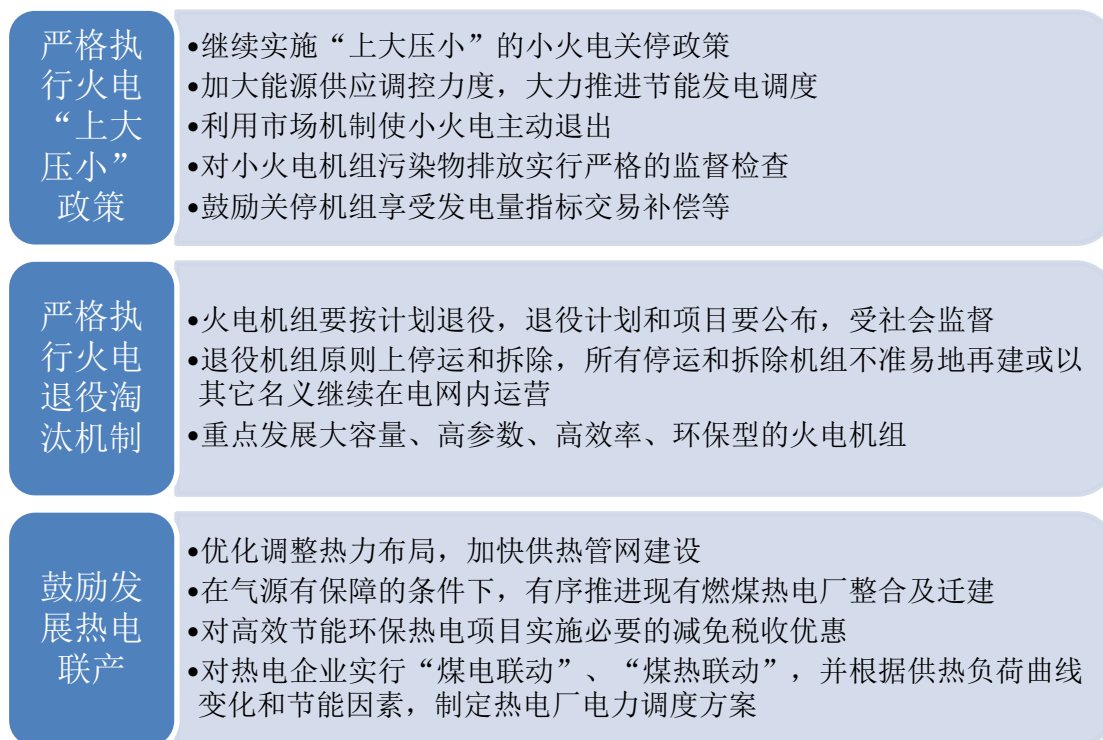


图 33 优化火电结构

6、深化现有火电机组能效改造

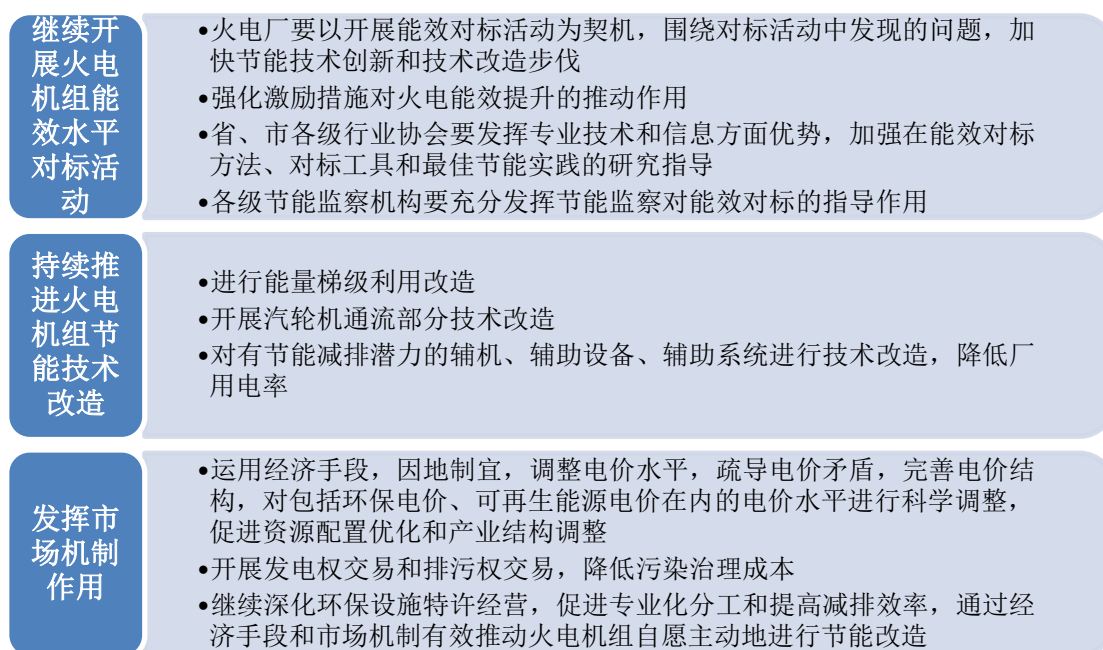


图 34 深化现有火电机组能效改造

7、实施节能发电调度

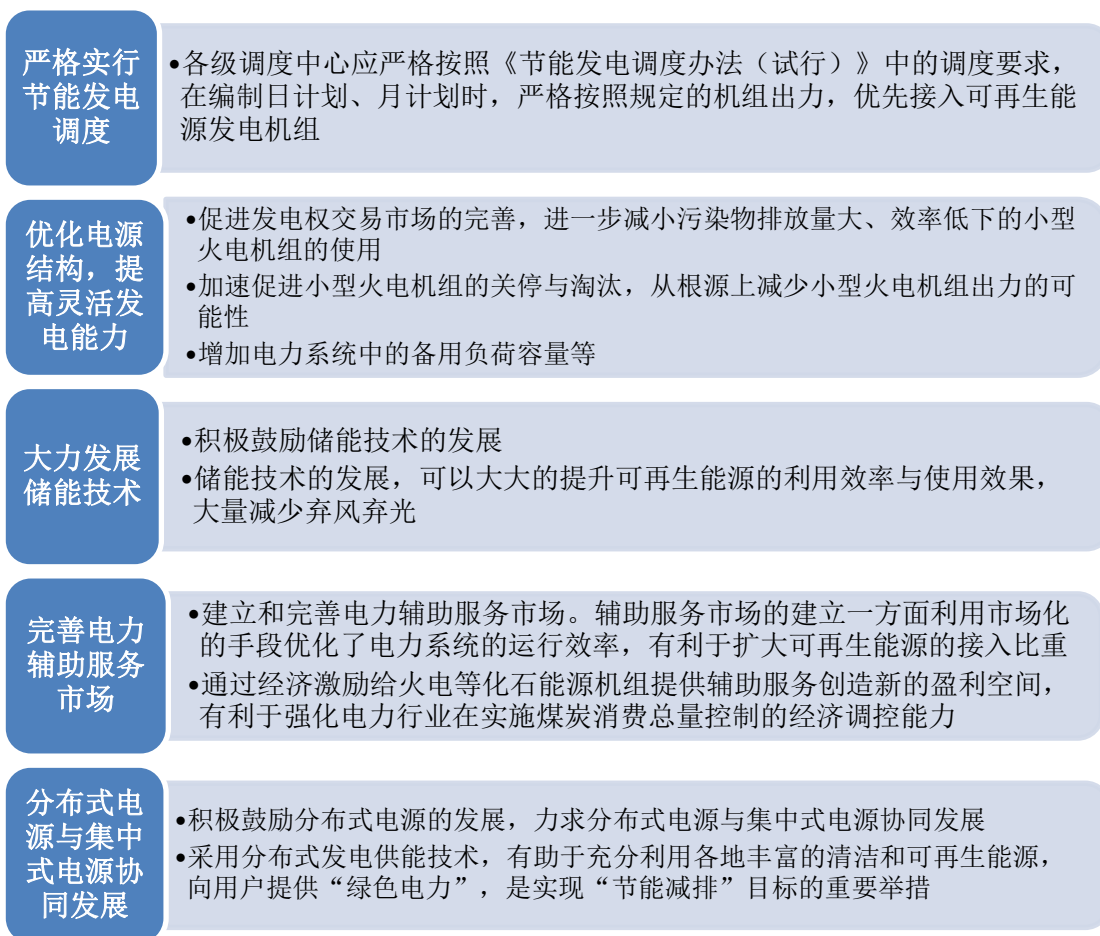


图 35 实施节能发电调度

第五部分 研究结论与政策建议

一、研究结果

通过本报告对电力行业不同发展情景的研究，采取一系列节煤控煤措施，结合政策工具优化，可以有效地控制电力行业煤炭消费总量。报告设计了两个代表性的情景，分别是基准情景和政策情景。基准情景中，按照现有的规划路线和趋势，作为主力电源，煤电装机在 2030 年达到峰值，装机容量 12.8 亿千瓦；发电耗煤量同样在 2030 年达到消耗峰值，耗煤 17.20 亿吨标煤。政策方案中，通过采取一系列严格的节煤控煤措施，煤电装机预计在 2025 年达到峰值，装机容量 10.34 亿千瓦，峰值削减了约 2.5 亿千瓦；2025 年，发电耗煤量预计达到峰值，耗煤 14.48 亿吨标煤，相比基准情景，峰值提前 5 年达到，并且峰值削减了约 2.7 亿吨标煤。

报告还从污染物控制、CO₂ 排放以及西部水资源约束等角度对两个情景进行了分析。

对于污染物控制，基准情景中，基于末端治理，2012-2020 年全国、京津冀、长三角的电力行业污染物排放下降速度明显快于 PM_{2.5} 的降速要求，污染物控制效果显著；但 2020-2030 年间，全国、京津冀、长三角重点区域的电力行业污染物排放降速明显低于 PM_{2.5} 的降速，尤其是全国、京津冀地区的电力 SO₂、NO_x 降速仅达到 PM_{2.5} 降速要求的 1/3、1/2。因此，2020 年，电力部门通过末端治理能够为空气质量达标做出突出贡献，但 2020-2030 年间，仅靠末端治理，不足以支撑空气质量达标。政策情景中，通过末端治理与源头减量相结合，预计到 2030 年电力部门主要污染物排放减量速度能够有力支持 PM_{2.5} 浓度降低目标的要求。

对于 CO₂ 排放，总情景预计 2020 年全国 CO₂ 排放达到平台峰值 100 亿吨，2030 年后逐步下降，2050 年为 80 亿吨。基准情景中，电力部门 CO₂ 排放量预计 2030 年达到峰值 55.7 亿吨，然后才开始缓慢下降，这一趋势与总情景预测的全国 CO₂ 排放趋势偏差较大，不能支撑我国温室气体减排的目标。政策情景中，电力部门 CO₂ 排放趋势与总情景组控制趋势基本一致，并且电力部门 CO₂ 排放占比也是呈现的逐步降低的态势。

对于西部水资源约束，基准情景中，2020-2030 年，六省煤电用水量达到 19-20 亿吨，占工业供水平均比例超过 20%，个别省份超过或接近 30%。这无疑是对西部水资源的严峻挑战。相比基准情景，政策情景中 2020 年的耗水量减少了 0.5 亿吨，2030 年减少了 6.1 亿吨，很大程度上缓解了煤电基地的水资源压力，但是与 2012 年的用水量水平相比，还是有大幅增长，水资源压力仍然不容忽视。

二、政策建议

1、完善能源与电力法律法规体系

《能源法》

从制定战略规划到储备应急，从立足国内到对外合作，从政府监管到利用市场，从反对强势团体的垄断到对弱势群体利益的保护，从技术创新到经济刺激等方面予以规定和保障，加强能源产业的综合管理，建立高效的能源综合管理体制

深化能源领域改革，促进能源领域由计划经济向市场经济转型，通过市场机制引导实现能源资源的优化配置，最终形成高度发达的统一开放、竞争有序的能源市场

图 36 完善能源管理法律体系

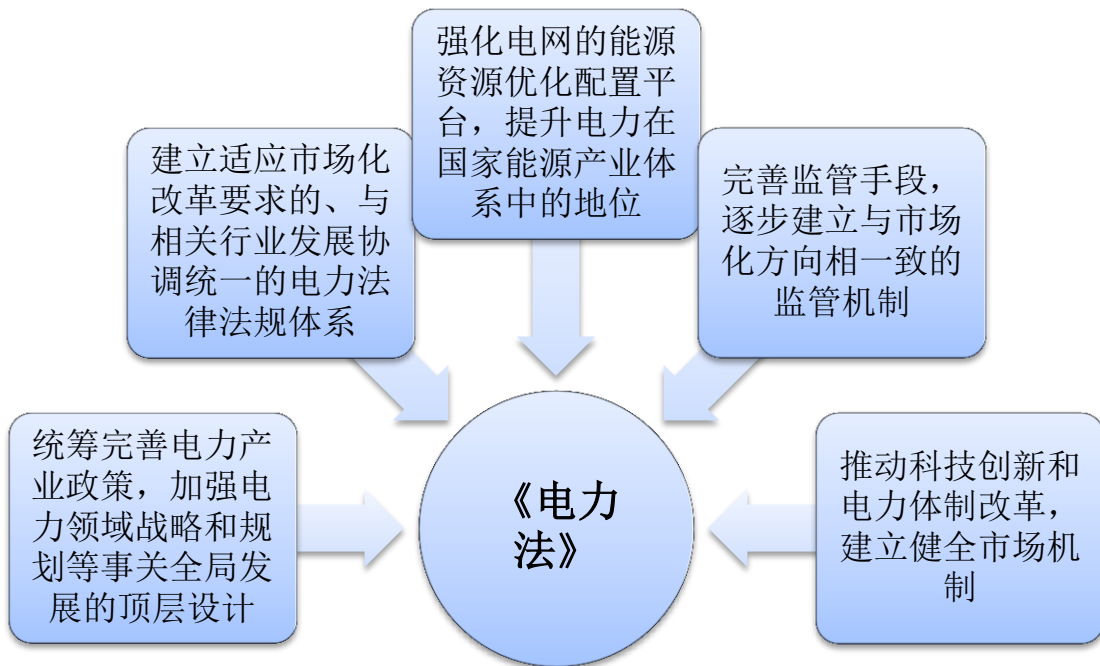


图 37 《电力法》的修订

2、加快完善电力宏观调控机制

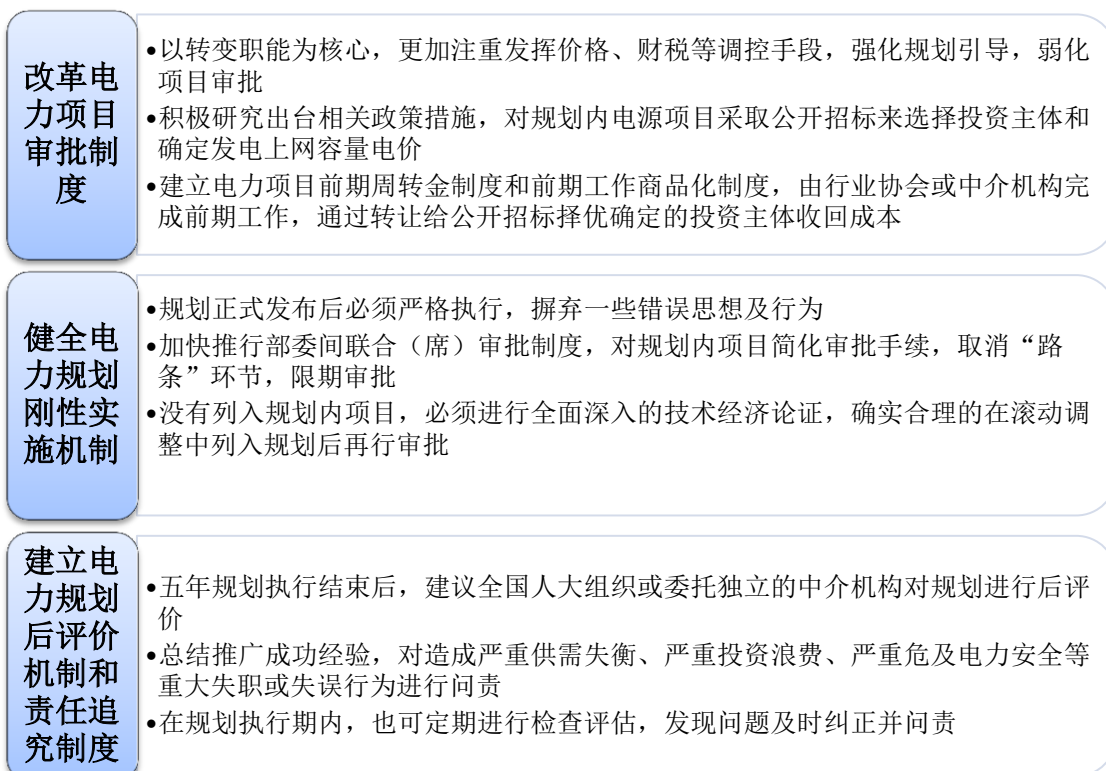


图 38 完善电力宏观调控机制

3、坚持节约优先，加快落实节能减排

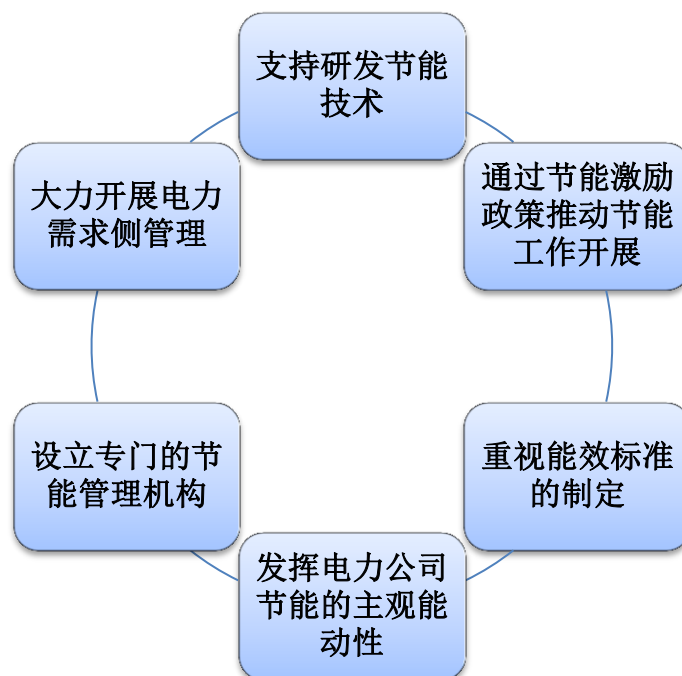


图 39 坚持节约优先，加快落实节能减排

4、促进能源资源的清洁高效利用

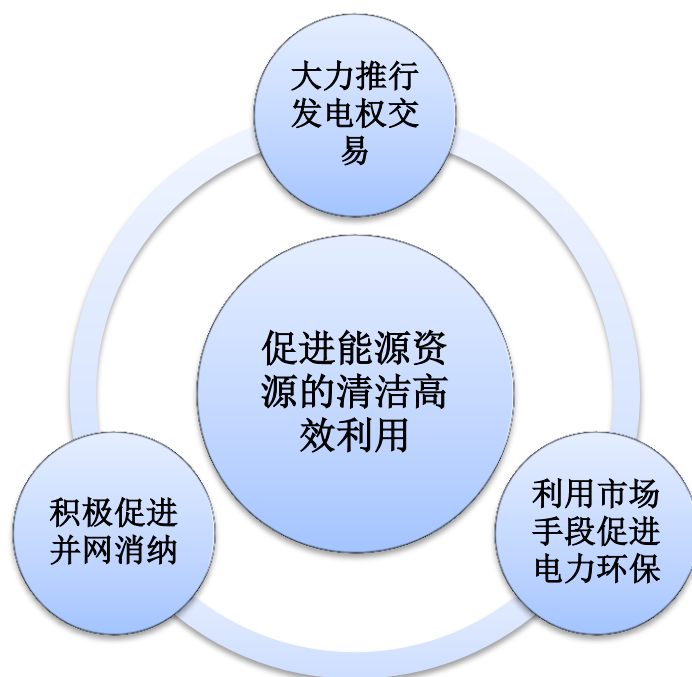


图 40 促进能源资源的清洁高效利用

5、完善电力节能调度机制

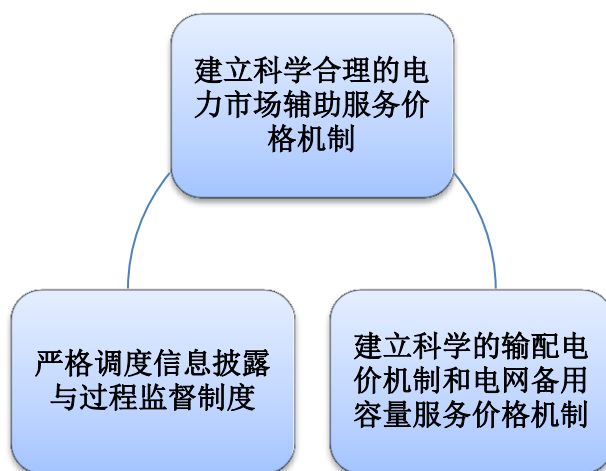


图 41 完善电力节能调度机制

6、明晰主力电源的发展政策

为了能在短期内达到预期的控煤效果，必须明晰主力电源的发展政策，依靠水电、核电、气电来替代煤电；适应可再生能源发展需要，加快抽蓄蓄能电站的健康有序发展。

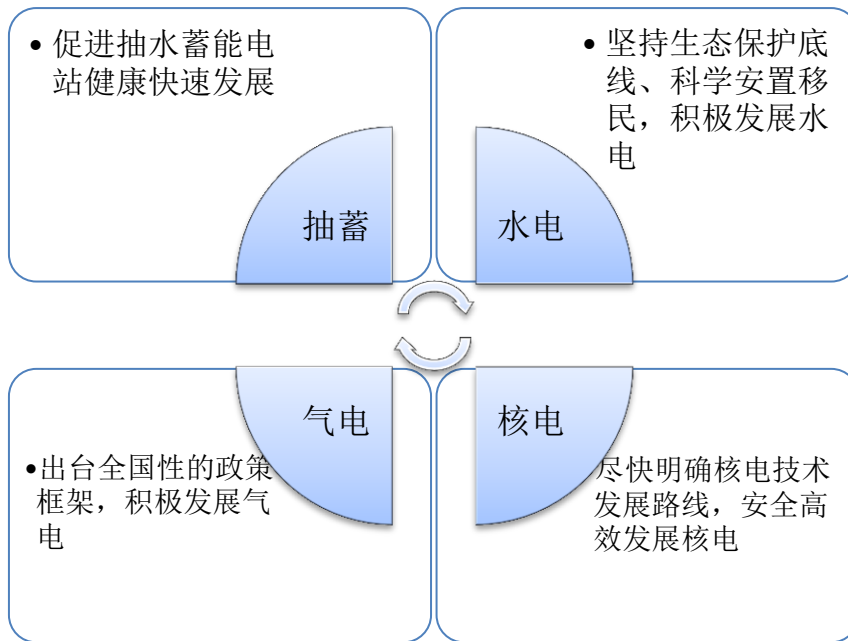


图 42 明晰主力电源的发展政策

7、立足国情、稳步推进电力市场化改革

放开两头，监管中间，构建统一开放的全国电力市场体系。放开两头就是在发电环节和售电环节，逐步放松管制，激发市场活力。监管中间就是在电网环节，继续发挥当前体制优势，进一步强化监管，实现电网公平开放。构建统一开放的全国电力市场体系，就是建立市场规则，健全电价机制，消除省间壁垒，形成发电企业自主卖电，电力用户自主买电，资源在全国范围内优化配置的市场格局。

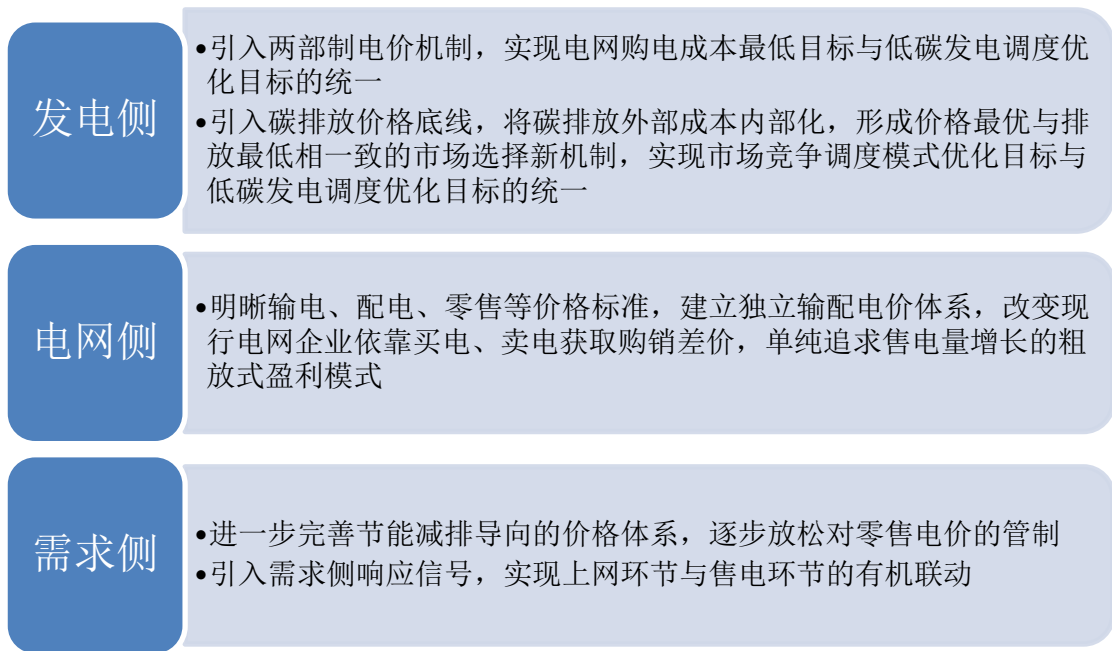


图 43 建立市场导向的新型电价结构体系和价格形成机制

附件1:

可再生能源大规模发展的电力规划激进情景

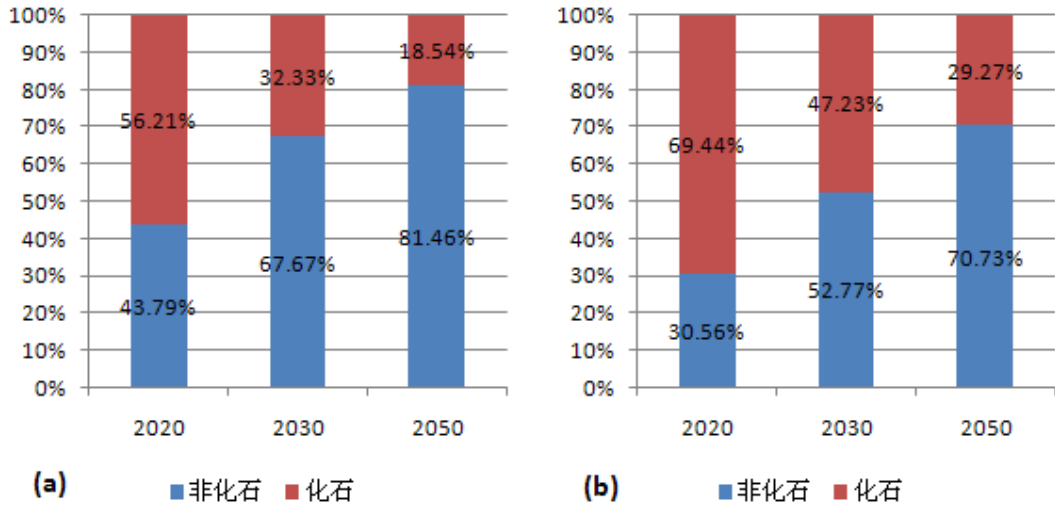
本报告的基准情景是在对现有发展趋势做惯性外推的基础上得出的，而政策情景也较多地考虑了可再生能源的技术经济成熟度和电网的接纳能力。近年多个有影响力的报告均表明，如果可再生能源的技术经济性改善超出预期、智能电网的跨越式发展大幅提升电网对可再生能源的接入能力、电网运行控制技术的大幅进步，以及需求侧智能响应的配合等，可再生能源在中国有可能实现更加激进的发展。因此，除基准情景与政策情景外，在报告的附件部分，我们补充了可再生能源电力大规模发展的激进情景，以探讨未来的另一种可能图景。

在激进情景中，可再生能源电力装机规模增长更为迅猛，尤其是风电和太阳能发电装机相比政策情景有了更大规模的发展，装机规划展望见表1。从装机结构来看，风电在2020年装机容量为2.3亿千瓦，2030年达到5亿千瓦，2050年发展至12亿千瓦；太阳能发电（包括太阳能光热）在2020年的装机容量为1.25亿千瓦（其中太阳能光热1500万千瓦），2030年装机达到8亿千瓦，2050年发展至14亿千瓦。此外，从图1中很明显地看到非化石能源的装机比重由2020年的43.79%迅速增加到2030年的67.67%，进而到2050年发展至81.46%；发电量随着装机容量的增长也有了大幅度的增长，非化石能源发电量由2020年的30.56%增长到2030年的52.77%，到2050年进一步增长到70.73%。

附表1 可再生能源大规模发展的激进方案

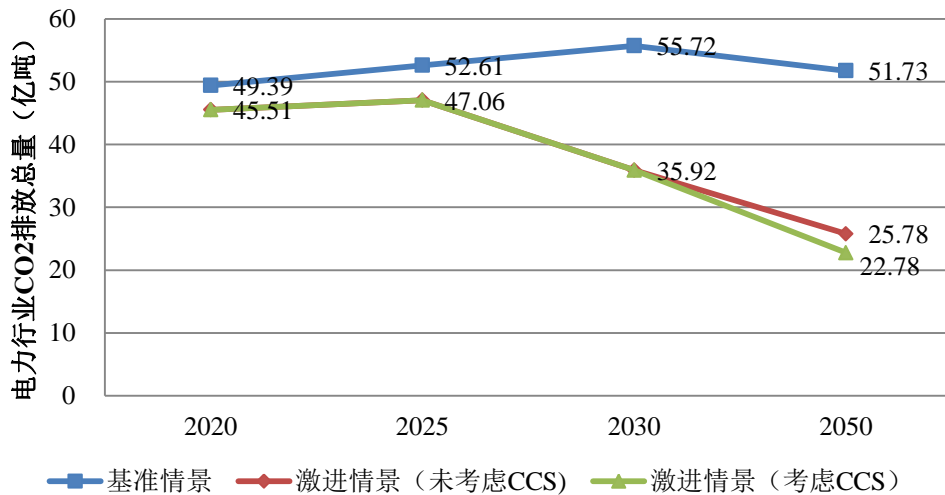
年份	装机构成（万千瓦）			发电量（亿千瓦时）		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
水电	36000	45000	48000	12600	15750	16800
抽蓄	7000	15000	30000	560	1500	3000
煤电	100000	80000	55000	50000	38400	25850
集中式气电	5000	10000	10000	2500	4500	4500
分布式气电	5000	10000	20000	1250	2500	5000
核电	5800	16000	30000	4060	11200	21000
风电	23000	50000	120000	4600	10000	24000

集中式 PV	4500	35000	60000	720	5600	9000
分布式 PV	6500	35000	60000	780	4200	7200
太阳能光热	1500	10000	22000	450	3000	6600
生物质能	1400	3300	4000	630	1485	1800
总合计	195700	309300	459000	77403	96135	120750



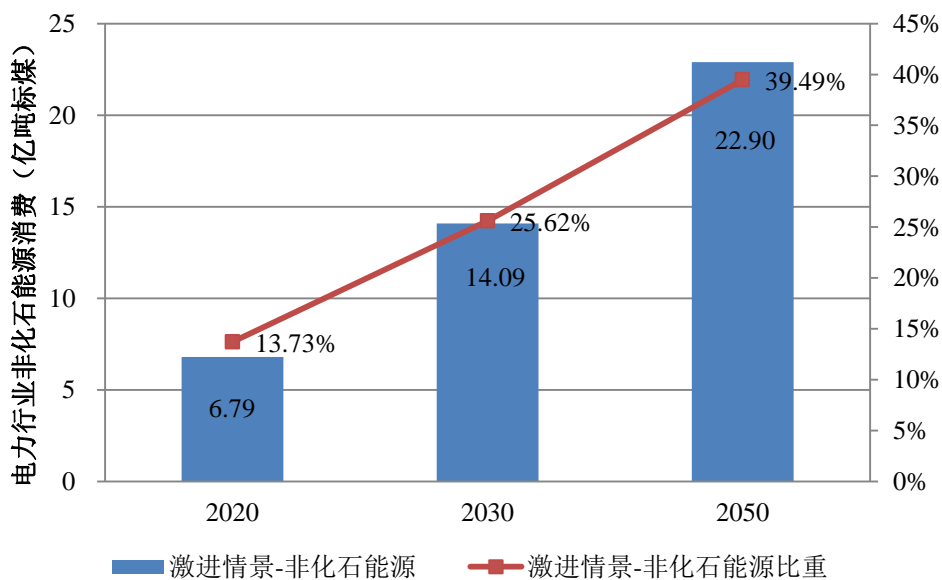
附图 1 激进方案非化石能源装机比重(a)与发电量比重(b)

长期来看，由于可再生能源的替代效应，可再生能源电源的迅猛发展必然会缩减煤电以及气电的装机规模，从而减少电力行业的二氧化碳排放量。从图 2 中可以看出，2025 年到 2030 年，煤电装机的大幅度压缩导致二氧化碳的排放量相比基准情况有了显著的下降，并且这种下降趋势一直延续到 2050 年。从排放量上来看，2020 年激进情景案比基准情景的二氧化碳排放量减少了 3.88 亿吨；2025 年，控煤效果逐渐明显，二氧化碳排放量减少了 4.86 亿吨。2025 年以后，随着可再生能源的大规模增长，到 2030 年，二氧化碳排放量减少了 19.8 亿吨；到 2050 年减排量进一步扩大到 25.95-28.95 亿吨。



附图2 电力行业二氧化碳排放总量预测

随着可再生能源的迅速发展，激进情景中电力部门非化石能源生产量占一次能源的消费比重也有了更大程度地增长。从绝对量上来看，非化石能源消费量从2020年的6.79亿吨标煤增长到2030年的14.09亿吨标煤，到2050年进一步增长到22.90亿吨标煤。从占比上看，2020-2030年从13.73%增加到25.62%；到2050年进一步增长到39.49%。



附图3 电力行业非化石能源生产量占一次能源消费比重