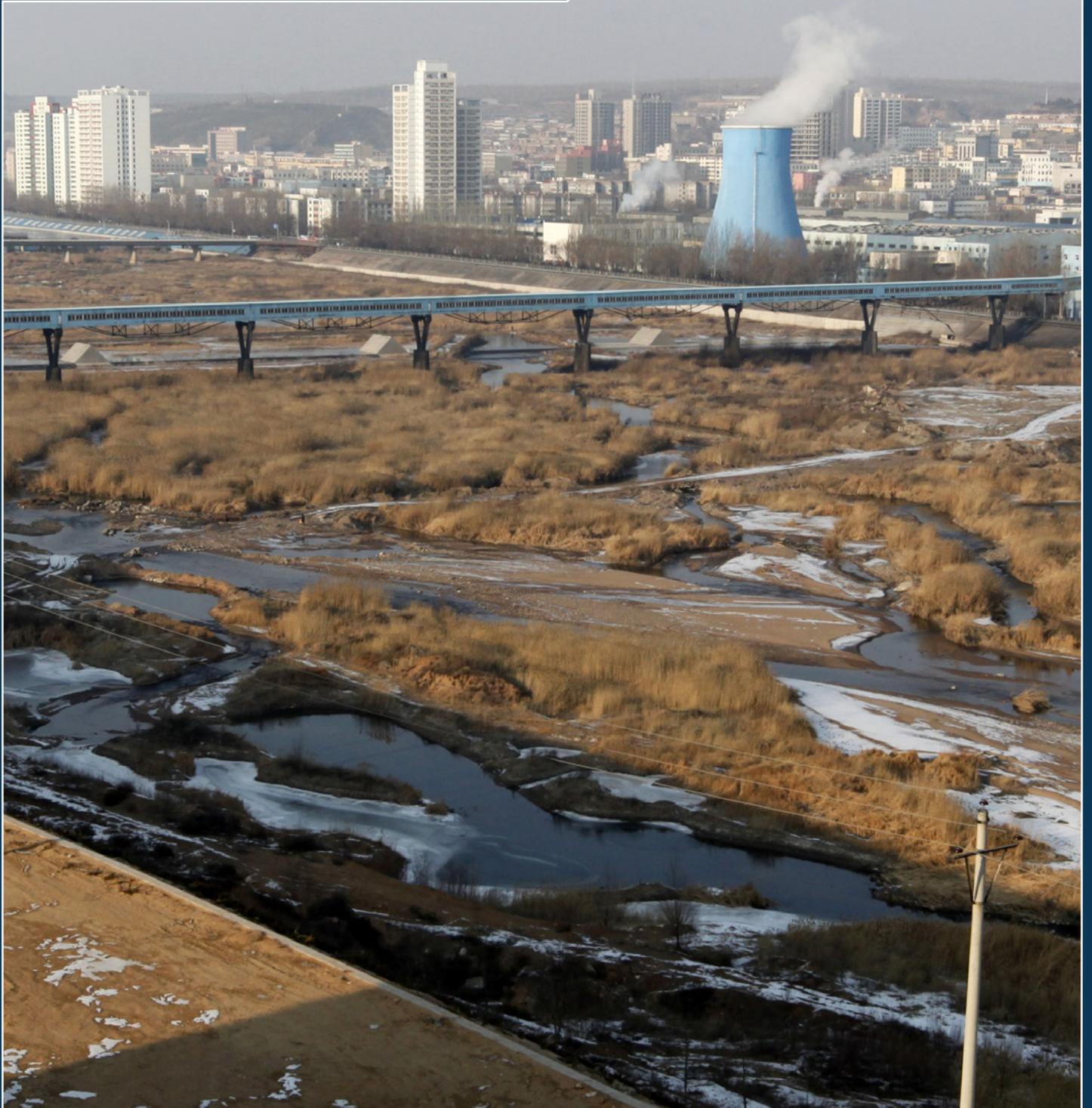


中国煤电产能过剩 与水资源压力研究



中国煤电产能过剩 与水资源压力研究

主要作者

李丹青 / 绿色和平

技术指导专家

袁家海 / 华北电力大学

专家评审委员会成员

袁家海 / 华北电力大学

顾阿伦 / 清华大学

项目协调员

Meri Pukarinen Lauri Myllyvirta Sherry Lin / 绿色和平

封面图片

陕西省榆林市神木县窟野河 © 念山 / 绿色和平

著作权及免责声明

本报告为绿色和平东亚（以下简称绿色和平）于环保公益工作中形成的资料。阅读本报告即表示您已阅读、理解并接受下列著作权和免责声明条款的约束。请认真阅读。

著作权声明

本报告由绿色和平发布，绿色和平是本报告的唯一合法著作权所有人。

免责声明

- 本报告有中文、英文两个版本，如有内容差异，以中文报告为准。
- 本报告作环保公益和信息分享目的使用，不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考，绿色和平亦不承担因此而引发的相关责任。
- 本报告为绿色和平于调研期间内基于可得信息独立调查研究产出的成果。绿色和平不对报告中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作担保。

袁家海简介

2006年6月获管理学博士学位，现任教于华北电力大学经济与管理学院；2011–2012年在密歇根大学(安娜堡)任访问学者。长期从事电力经济、政策与规划问题研究，在能源领域国际权威期刊发表学术论文30余篇，出版中英文专著各1部，在电力规划理论与方法、低碳电力转型与政策、可再生能源经济性评价与发展政策等研究领域多有建树。2013年来受自然资源保护协会委托连续承担了“电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究”、“十三五电力行业煤炭消费总量控制战略与行动计划(2016–2020)”两个政策研究课题，相关研究成果被国内外20多家媒体报道或转载。2015年来在中国能源杂志、中国能源报、中国电力报等期刊媒体就经济新常态下的电力需求展望、“十三五”电力发展关键问题、电力行业煤控战略路线图、可再生能源发展等问题发表多篇政策研究论文，并多次就电力体制改革热点问题接受媒体采访。

顾阿伦简介

清华大学公共管理学院管理科学与工程博士，清华大学能源环境经济研究所副教授。主要研究领域包括能源优化和系统分析模型构建、应对气候变化与国际贸易政策、碳市场中电力成本传递的分析与评价、碳市场与可再生能源政策协调、能源–水关系研究以及地方低碳发展战略和规划。先后主持和参与多项能源和气候变化领域的国家自然科学基金项目、科技部“十二五”支撑计划、国家科技重大专项课题、国家发改委低碳发展宏观战略项目、美国能源基金会、教育部及环保部重点课题和国际合作课题。

评审意见

2014年11月煤电项目核准权由中央下放至地方。随后，无论是从新核准项目规模还是从在建项目规模来看，煤电投资都达到了“狂热”的程度。绿色和平此前已有多份有影响力的报告关注煤电产能过剩问题，对引发政策层面对煤电产能过剩的关注发挥了积极作用。此报告从水资源的视角看待煤电去产能问题，无疑将为国家出台去产能政策提供有益的思路借鉴。

本报告从资源裕度角度，选取电力系统备用率作为判断煤电产能过剩的依据。相较于此前以煤电利用小时数为主的过剩衡量，本报告的判别指标具有较好的科学性，也与国家能源局两版煤电建设规划风险预警的装机充裕度预警指标一致。

报告在系统分析量化的基础上，指出2016年煤电机组过剩规模约1.4亿千瓦，而若无积极有效的控制政策，2020年煤电过剩规模可能会达到2.1亿千瓦。这些结论，客观而中立地量化了我国煤电过剩的现实和潜在风险，可为国家出台量化调控目标提供有益借鉴。

最后，报告从生态文明建设的需要出发，把缓解水资源压力和煤电去产能工作有机结合起来，提出应优先调控高水压力省区的过剩煤电产能。而报告的数据分析也清晰地表明，过剩严重的省区与高水压力地区高度契合。

袁家海 教授
华北电力大学 经济与管理学院

环境压力、产业政策的调整以及可再生能源技术等因素的发展，使得中国煤电产业过剩的局面日益严峻，同时中国又是干旱缺水严重的国家，由于煤电扩张导致对水资源环境的破坏尚未在国内引起足够的重视和有效的控制，“煤电行业产能过剩与水资源压力研究”报告（简称本报告）分析了中国各省煤电过剩产能、燃煤电厂分布和水耗等情况，研究应对煤电过剩产能的应对方法，选题具有重要的现实意义。

1. 本报告选取全球煤炭研究网络 CoalSwarm 数据库的统计，核算了2016年中国已经运行的煤电装机量，并利用电力平衡对各省的煤电过剩产能进行了测算，由于评估过剩产能的指标选取以及数据遴选的原则会直接影响最终的结论，本报告采用保守的原则，研究方法得当，得到的研究结论可信用度高。
2. 基于过剩产能的核算结果，根据不同技术规格的燃煤电厂的水耗和各省机组平均利用小时数，分别测算了2016年和2020年煤电厂的年耗水量，基于电厂的地理位置，并叠加 WRI 的基线水压力地图，标记电厂所在的基线水压力属性，计算煤电行业发电总耗水量、高水压力区煤电机组装机总量和耗水总量，研究的技术路线得当。
3. 本报告给出的我国煤电过剩产能的评估结果，并在充分考虑了区域的水资源限制因素基础上，提出的“十三五”期间控制煤电装机规模的政策，具有现实的合理性和操作性，可以进一步有助于阻止产能过剩问题的恶化。本报告研究方法得当，研究数据选用合理，研究结论可信用度高，报告结构完整，逻辑严密，观点正确，政策建议具操作性，是一份较好的研究报告。

顾阿伦 副教授
清华大学能源环境经济研究所

摘要

在经济结构转型和可再生能源快速发展的背景下，2014–2016 年上半年的低煤价、高上网电价以及 2015 年初火电项目审批权的彻底下放等多重因素助长了发电企业的投资热情，导致中国煤电行业出现了严重的产能过剩问题，煤电机组利用率持续下降。对此，国家发展改革委、国家能源局等有关部门于 2016 年到 2017 年 2 月下发了一系列文件控制煤电装机规模，并提出力争将 2020 年全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内，以防止煤电产能过剩问题的进一步恶化。

尽管煤电产能过剩问题已经引起了重视，但目前发布的政策尚不足以完全解决该问题。与此同时，煤电行业的发展还伴随着各种环境问题，如空气污染、水资源过度攫取、气候变暖等。“十二五”期间为实现西电东送而在中西部地区建设的煤电基地，使高度耗水的煤电行业在水资源匮乏的中西部地区迅速扩张，对该地区的水资源环境造成巨大影响。

由于煤电扩张对水资源环境的影响尚未得到充分重视和相关政策的有效控制，因此本报告选取水资源效益角度，以全球煤炭研究网络（CoalSwarm）的煤电数据为基础，通过叠加中国燃煤电厂分布图和世界资源研究所（WRI）的基线水压力地图，对 2016 年煤电行业产能过剩和水压力区分布情况进行分析，并对 2020 年相应情况进行预测分析，力求根据各省过剩产能、燃煤电厂分布和水耗等情况探究应对煤电产能过剩的有效方法，并提出合理建议。

报告结果显示，2016 年全国煤电过剩产能为 1.14 亿千瓦¹，占全国煤电装机量的 12.5%。如果没有进一步的煤电装机规模控制政策出台，预计 2020 年煤电产能过剩问题将更加严重，煤电过剩产能将达到 2.13 亿千瓦，占比升高至 19.1%。预计全国火电机组年均运行小时数将从 2016 年的 4165 小时降至 2020 年的 3319 小时。与此同时，2020 年将有近 50% 的燃煤电厂位于高水压力地区，17 个省份将同时存在产能过剩和水压力问题。煤电行业预计耗（淡）水量将超过 35 亿 m³，其中超过六成来自于高水压力地区。

为同时化解煤电产能过剩和水压力问题，本报告针对存在产能过剩和高水压力问题的 16 个省份（除福建省²），从最优节水角度出发，提出了通过削减高水压力地区煤电装机来缓解产能过剩问题的方案。预计可为高水压力地区最多节约 5.0 亿 m³ 的煤电耗水量。针对“十三五”期间煤电装机规模控制和分布规划，本报告提出如下建议：

- 1、建议有关部门在“十三五”期间进一步出台控制煤电装机规模的政策，并充分考虑煤电所在区域水资源限制因素。
- 2、建议停止审批和建设燃煤电厂，并根据各省产能过剩程度优先淘汰高水压力地区的燃煤电厂。
- 3、建议根据燃煤电厂冷却方式和各省产能过剩程度，优先停止审批、建设并淘汰高水压力地区使用淡水冷却的燃煤电厂
- 4、针对高水压力地区余下燃煤电厂，建议在考虑电网安全的前提下，适当降低淡水冷却燃煤电厂的运行小时数。

¹ 由于本报告所用数据库未收录 3 万千瓦容量以下的小型煤电机组，统计得到的 2016 年全国煤电装机量为 9.14 亿千瓦，与官方公布的 9.4 亿千瓦相差 2600 万千瓦，因此 2016 年煤电过剩产能实际应为 1.4 亿千瓦

² 由于福建省高水压力地区的燃煤电厂均为民生热电项目，因此未对福建省的产能过剩削减提出建议

目录

| | |
|----------------------------------|-----------|
| 1. 中国煤电行业产能情况 | 06 |
| 1.1 煤电产能过剩概述 | 06 |
| 1.2 2016 年中国煤电行业产能分析 | 07 |
| 1.3 2020 年中国煤电行业产能预测 | 07 |
| <hr/> | |
| 2. 中国煤电行业产能过剩与水压力分析 | 09 |
| 2.1 煤电西进发展概述 | 09 |
| 2.2 中国煤电地区水资源现状 | 10 |
| 2.3 2016 年中国煤电行业产能过剩及水压力分析 | 12 |
| 2.4 2020 年中国煤电行业产能过剩及水压力预测分析 | 15 |
| <hr/> | |
| 3. 通过节水效益最大化进一步化解中国煤电产能过剩 | 21 |
| 3.1 煤电行业用水限定 | 21 |
| 3.2 煤电行业耗水量和产能优化分析 | 22 |
| 3.3 煤电行业水资源利用政策约束分析 | 26 |
| <hr/> | |
| 4. 结论和建议 | 27 |
| 4.1 研究结论 | 27 |
| 4.2 政策建议 | 28 |
| <hr/> | |
| 数据与研究方法 | 29 |

1 中国煤电行业产能情况

1.1 煤电产能过剩概述

近几年，在经济结构转型和可再生能源快速发展的背景下，2014–2016 年上半年的低煤价、高上网电价以及 2015 年初火电项目审批权的彻底下放等多重因素助长了发电企业的投资热情，导致中国煤电行业产能过剩问题严重，煤电机组利用小时数持续下降。根据国家能源局公布的统计数据，2016 年火电设备年平均利用小时数仅 4165 小时³，同比降低 199 小时，为 1964 年来的年度最低值⁴，机组利用率仅为 47.5%。

为避免中国煤电产能过剩程度的加剧，2016 年国家发展改革委和国家能源局发布了《关于促进我国煤电有序发展的通知》⁵、《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知》⁶、《关于进一步调控煤电规划建设的通知》⁷等一系列政策文件缓核、缓建煤电项目，并淘汰煤电落后产能，严控煤电总量规模，以保障煤电有序发展。2016 年底，《电力发展“十三五”规划》⁸提出要将在 2020 年全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内。然而，根据中国电力企业联合会于 2017 年 1 月公布的最新数据，截至 2016 年底，全国煤电装机量已经达到 9.4 亿千瓦⁹。在煤电增长空间如此有限的情况下，截至 2016 年底仍有 3.1 亿千瓦煤电装机量在建和核准¹⁰，仅有 2000 万千瓦的煤电机组将被淘汰¹¹。2017 年 1 月，国家能源局电力司针对广东、甘肃、陕西、山西等 13 个省份进一步下达了《关于衔接 xx 省“十三五”煤电投产规模的函》，要求“十三五”期间共新建或缓建 104 个煤电项目，装机量共计 12148 万千瓦¹²。该政策大幅削减了“十三五”期间的新增煤电装机量。

总体来看，国家应对煤电产能过剩的政策力度呈逐渐加强趋势，但民生热电项目和部分煤电项目仍可以不受缓核、缓建政策的限制继续开工建设。同时，除上述 13 个省份以外，其余要求控制煤电规模的省份并没有明确缓核、缓建煤电项目名单。此外，《关于进一步调控煤电规划建设的通知》¹³针对外送煤电规模的控制政策也意味着，即使电力接收省份需求很低，合理投产规模内的特高压输电配套电源项目仍可以获准开工建设。根据绿色和平统计，仅 2016 年规划、核准和开工建设的燃煤电厂中，就有 3254.4 万千瓦未受到缓建、缓核政策影响¹⁴，另有 6277.7 万千瓦煤电装机量于 2016 年通过各级环保部的环评审批¹⁵。

³ 由于中国尚无煤电利用小时数的统计数据，因此本报告使用变化趋势一致且差距不大的火电数据近似代表煤电情况 <http://www.greenpeace.org.cn/coal-power-overcapacity-and-investment-bubble>

⁴ 《2016 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况》
http://www.nea.gov.cn/2017-01/26/c_136014619.htm

⁵ 《关于促进我国煤电有序发展的通知》http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201604/t20160425_798979.html

⁶ 《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知》http://www.jsdpc.gov.cn/zixun/tzgg_1/201605/t20160506_419094.html

⁷ 《关于进一步调控煤电规划建设的通知》http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201610/t20161020_2311.htm

⁸ 《电力发展“十三五”规划》<http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf>

⁹ 《2016 年全国电力工业统计快报》<http://www.in-en.com/article/html/energy-2258961.shtml>

¹⁰ 《黄学农：建立煤电规划建设风险预警机制 红色区域将不能再建和核准》

http://www.nea.gov.cn/2016-11/07/c_135811357.htm

¹¹ 《电力发展“十三五”规划》<http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf>

¹² 绿色和平根据能源局针对 13 个省份下发的《关于衔接 xx 省“十三五”煤电投产规模的函》进行解读
《能源局下发 13 省市新建火电机组停建清单》<http://news.bjx.com.cn/html/20170116/803648.shtml>

¹³ 《关于进一步调控煤电规划建设的通知》http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201610/t20161020_2311.htm

¹⁴ 梳理各省发改委公布的煤电核准信息及各省环保厅公布的环评信息，并根据《“十三五”煤电投产规模的函》对受到缓核、缓建影响的电厂进行统计分析

¹⁵ 根据 2016 年环保部和国家发展改革委公示的煤电项目核准和开工建设文件进行统计

2015年11月绿色和平发布的《中国煤电产能过剩与投资泡沫研究》¹⁶报告指出，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。因此，即使2020年煤电装机规模控制在11亿千瓦以内，也将远远超出9.6亿千瓦的合理装机上限。本章1.2和1.3小节将对2016年中国煤电产能情况进行分析，并对2020年相应情况进行预测分析。

1.2 2016年中国煤电行业产能分析

根据全球煤炭研究网络（CoalSwarm）的统计¹⁷，2016年全国已运行煤电装机量为9.14亿千瓦¹⁸。本报告从资源裕度角度¹⁹，利用电力平衡对各省煤电过剩产能进行计算²⁰。结果显示，2016年全国煤电过剩产能为1.14亿千瓦²¹，占全国煤电装机量的12.5%。各省产能过剩情况如图1所示。可以看出，2016年全国有一半以上的省份存在煤电产能过剩问题²²。中西部省份如内蒙古、山西、新疆等排在前列，而山东、安徽等东部省份也出现了不同程度的产能过剩。由此可见，中西部和东部地区都已经出现了不同程度的煤电产能过剩问题。其余省份如江苏、湖北、贵州等2016年尚未出现煤电产能过剩情况。

1.3 2020年中国煤电行业产能预测

尽管当前煤电行业面临的产能过剩问题已如此严重，“十三五”期间仍有大量的燃煤电厂正在建设或规划。2017年1月，国家能源局电力司分别对13个省份下达《关于衔接xx省“十三五”煤电投产规模的函》，要求缓建或停建部分煤电项目。根据对该政策的解读²³和对CoalSwarm数据库的更新，在当前政策情景下，预计2020年全国煤电装机量将达到11.15亿

¹⁶ 《煤电产能过剩与投资泡沫研究》<http://www.greenpeace.org.cn/coal-power-overcapacity-and-investment-bubble>；《Coal power overcapacity and investment bubble in China during 2015–2020》袁家海等
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516303615>

¹⁷ 全球煤炭研究网络 <http://coalswarm.org/>

¹⁸ 本报告使用的煤电数据均来自全球煤炭研究网络（CoalSwarm），数据更新至2017年2月。由于该数据库未收录3万千瓦容量以下的小型煤电机组，因此该统计值略低于官方公布的9.4亿千瓦

¹⁹ 资源裕度使用电力系统备用率即电力等效可用装机量与电力最大负荷需求差值的占比进行衡量

²⁰ 具体计算方法详见“数据与研究方法”部分

²¹ 由于本报告所用数据库未收录3万千瓦容量以下的小型煤电机组，统计得到的2016年全国煤电装机量为9.14亿千瓦，与官方公布的9.4亿千瓦相差2600万千瓦，因此2016年煤电过剩产能实际应为1.4亿千瓦

²² 由于电力系统备用率基准选取不同，因此本报告计算得到的煤电产能过剩省份较国家能源局发布的《关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布会2019年煤电规划建设风险预警的通知》中提出的25个省份煤电装机冗余的结论更为保守 http://www.jsdpc.gov.cn/zixun/tzgg_1/201605/t20160506_419095.html

²³ 《关于衔接xx省“十三五”煤电投产规模的函》涉及的13省根据该文件确定缓核/缓建项目名单，其余省份根据2016年煤电缓核/缓建政策的解读进行燃煤电厂状态更新

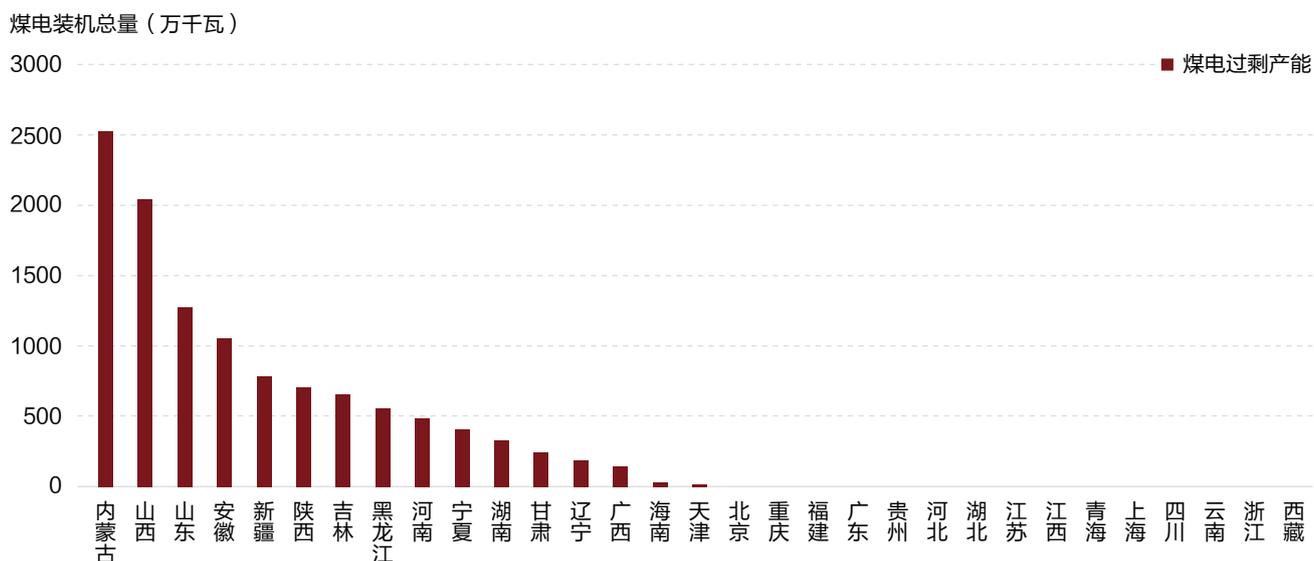


图 1. 2016 年各省煤电产能过剩情况

千瓦²⁴，较 2016 年增加 2 亿千瓦左右，其中涵盖“十三五”期间规划新建的 2.2 亿千瓦燃煤电厂和计划淘汰的 2000 万千瓦落后煤电机组。

综合电力消费弹性、全社会电力需求、能源发展等因素，本报告从资源裕度角度，利用电力平衡对 2020 年全国煤电产能过剩情况进行预测²⁵。预计 2020 年全国煤电过剩产能将达到 2.13 亿千瓦，占全国煤电产能的 19.1%，与 2016 年相比过剩产能将增加 9900 万千瓦。

综上所述，尽管煤电产能过剩问题已经引起了相关部门的重视，但目前发布的政策尚不足以完全解决该问题，2020 年中国煤电产能过剩问题将愈发严重。与此同时，煤电扩张对水资源环境的影响尚未得到有关部门的充分重视和相关政策的有效控制，因此下文将从水资源效益角度出发，探究应对煤电产能过剩的方案。

²⁴ 本报告根据 2020 年 11 亿千瓦的煤电装机规模控制要求，对 CoalSwarm 数据库中煤电项目的运行状态（已运行、在建、已审批、预审批）进行选取，使 2020 年预计投入运行的总装机量尽可能接近 11 亿千瓦

²⁵ 具体计算方法详见“数据与研究方法”部分

2 中国煤电行业产能过剩与水压力分析

尽管煤电行业向中西部地区的发展缓解了煤炭资源与电力需求的逆向分布问题和东部地区的空气污染压力，但也将煤炭与水资源分布的矛盾性带给了煤电行业，进一步加剧了煤电行业的水资源压力。绿色和平发布的《噬水之煤：煤电基地开发与水资源关系研究》²⁶ 报告中指出，由于“十二五”期间中西部煤电基地的加速建设，高度耗水的煤电行业对水资源匮乏的中西部地区造成了巨大影响。原本分布在辽宁、河北、山东等东北部缺水地区的燃煤电厂向水资源更加短缺的中西部地区扩张，给整个煤电行业带来了更为严峻的水资源压力问题。“西电东送”可以将煤电产能从西部输送到东部，却无法转移西部煤电建设所加重的煤电行业水资源压力。

第二、三章将简要分析 2016 和 2020 年煤电行业的产能过剩和水压力问题，并根据燃煤电厂分布和水耗情况给出合理建议，希望从最优节水角度出发，通过削减高水压力地区的煤电装机量来缓解煤电产能过剩问题。

2.1 煤电西进发展概述

煤炭是中国的主要能源，2016 年煤炭消费量占到能源消费总量的 62%²⁷。中国大部分的煤炭资源集中贮藏在水资源匮乏的中西部地区，但中国的电力需求却主要来自于经济发达的东部沿海地区。西煤东运是过去解决煤炭资源与电力需求逆向分布的主要途径。然而，煤炭昼夜不停地向高需求区域运输，不仅增加了煤炭的运输成本，而且对沿途造成了严重的扬尘、废气、噪音等污染，并加剧了交通压力。根据《煤炭的真实成本》²⁸ 报告中的估算，运输费用、税金、利润等非煤费用的总和占到终端煤炭价格的 55% ~ 60%。“十二五”期间，国家发展改革委和国家能源局提出在西部建设煤电基地实现西电东送，这一重要战略缓解了煤炭资源与电力需求的逆向分布问题。

2011 年，《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》²⁹ 首次提出建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地。随后发布的《能源发展“十二五”规划》³⁰ 中再次强调，加快五大国家综合能源基地的建设，计划到 2015 年，五大基地一次能源生产力达到 26.6 亿吨标准煤，占全国 70% 以上；向外输出 13.7 亿吨标准煤，占全国跨省区输送量的 90%。

2014 年 6 月，国务院印发的《能源发展战略行动计划（2014-2020）》³¹ 提出，重点建设

²⁶ 《噬水之煤——煤电基地开发与水资源研究》<http://www.greenpeace.org.cn/thirsty-coal/>

²⁷ 《中华人民共和国 2016 年国民经济和社会发展统计公报》http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201702/t20170228_1467424.html

²⁸ 《煤炭的真实成本》绿色和平、世界自然基金会、能源基金会 <http://www.greenpeace.org.cn/coal/>

²⁹ 《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》http://www.gov.cn/2011lh/content_1825838_2.htm

³⁰ 《能源发展“十二五”规划》http://www.gov.cn/zwggk/2013-01/23/content_2318554.htm

³¹ 《能源发展战略行动计划》http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm

晋北、晋中、晋东、神东、陕北、黄陇、宁东、鲁西、两淮、云贵、冀中、河南、内蒙古东部、新疆等 14 个亿吨级大型煤炭基地。到 2020 年，基地产量占全国的 95%。同时重点建设锡林郭勒、鄂尔多斯、晋北、晋中、晋东、陕北、哈密、准东、宁东等 9 个以电力外送为主的千万千瓦级大型煤电基地。该行动计划与 2014 年 3 月发布的《能源行业加强大气污染防治工作方案》³²中提出的为缓解人口稠密地区大气污染防治压力，在新疆、内蒙古、山西、宁夏等煤炭资源富集地区建设大型燃煤电站的战略目标相一致，被认为是缓解 2013 年以来东部城市空气污染压力的有效方案，加速了西部煤电基地的建设。

根据全球煤炭研究网络 (CoalSwarm) 的统计数据，“十二五”期间中西部煤电在全国煤电产业中的比重迅速增长。2010 年中西部煤电基地装机量仅占全国煤电总装机量的 10%。而从 2010 年起，中西部煤电基地装机量占比逐渐上升，2015 年已达到全国总装机量的 20%。研究数据显示，2015 年中西部煤电基地计划装机量占到了全国总计划装机量的 1/3³³。

为满足“西电东送”的需要，《能源发展“十二五”规划》提出要求，采用特高压输电线路稳步推进中西部能源基地向华东、华中、华北地区和广东省的输电通道。随后，国家能源局于 2014 年 5 月正式下发文件批复建设 12 条“西电东送”输电通道，其中明确提出 4 交 4 直合计 8 条特高压工程建设方案，并计划于 2017 年年底全部投产³⁴。《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》³⁵中进一步提出，建设水电基地和大型煤电基地外送电通道，在大气污染防治行动 12 条输电通道基础上，重点新建西南、西北、华北、东北等电力外送通道。《电力发展“十三五”规划》和《能源发展“十三五”规划》中也再次明确计划建设的输电通道，提出“十三五”期间新增“西电东送”输电能力 1.3 亿千瓦，2020 年达到 2.7 亿千瓦。

2.2 中国煤电地区水资源现状

中国是干旱缺水严重的国家。2015 年中国水资源总量为 2.8 万亿 m³，名列世界第五位³⁶，但中国人均水资源量较低。2015 年中国人均水资源量为 2039 m³，仅为世界人均水资源量的 1/3³⁷，是全球人均水资源最贫乏的国家之一。根据 2015 年统计数据，中国 12 个省份的人均水资源量³⁸在国际公认的重度缺水标准 (1000 m³)³⁹以下，其中 9 个省份 (包括 5 个煤炭基地所在省份) 的人均水资源量低于国际公认的极度缺水标准 (500 m³)。然而，中国又是世界上用水量最多的国家。2015 年中国用水总量达到 6103.2 亿 m³，约为世界年用水量的 15%⁴⁰。

中国大部分地区面临着严峻的水资源短缺问题，而北方和西部地区的水资源压力显著高于南方地区。然而，更严峻的问题是煤炭资源丰富的地区往往水资源非常匮乏，这无疑给本就匮乏的水资源带来了更大的影响。根据 2015 年的统计数据，《能源发展战略行动计划》提出计划重点建设的 14 个大型煤炭基地中，位于中西部地区的煤炭基地，包括新疆、内蒙古、甘肃、陕西、宁夏、贵州、云南等 8 个省份的煤炭保有储量约占全国煤炭保有储量的 79.1%，但水资源总量仅占全国的 18.2%⁴¹。其中陕西、山西、甘肃、宁夏 4 个省份 2015 年人均水资源均低于全国平均水平 (2039 m³) 和重度缺水标

³² 《能源行业加强大气污染防治工作方案》http://www.nea.gov.cn/2014-05/16/c_133338463.htm

³³ 利用全球煤炭研究网络 (CoalSwarm) 2016 年 3 月数据对煤电基地进行分析

³⁴ 《12 条“西电东送”输电通道将开建》
http://www.nea.gov.cn/2014-05/15/c_133334537.htm

³⁵ 《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》
http://www.gov.cn/xinwen/2016-03/17/content_5054992.htm

³⁶ 国家统计局网站 <http://data.stats.gov.cn/>；世界银行各国淡水资源数据 (2014 年) <http://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.INTR.K3>

³⁷ 国家统计局网站 <http://data.stats.gov.cn/>；世界银行人均淡水资源数据 (2014 年) <http://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.INTR.PC>

³⁸ 国家统计局网站 <http://data.stats.gov.cn/>

³⁹ 《中国煤炭工业的水资源管理：政策综述》

<http://www.wri.org.cn/Water-Management-in-China%E2%80%99s-Coal-Sector-Policy-Review>

⁴⁰ 国家统计局网站 <http://data.stats.gov.cn/>；世界银行淡水用水量数据 (2014 年) <http://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.K3>

⁴¹ 国家统计局网站 <http://data.stats.gov.cn/>

准（1000 m³），而山西和宁夏 2 个省份的人均水资源量更是低于极度缺水标准（500 m³）（见表 1）⁴²。

表 1. 中西部煤炭产区所在省（自治区）煤炭储量、水资源总量、人均水资源量一览表（2015 年）⁴³

| 地区 | 煤炭基地 | 煤电基地 | 煤炭储量（亿吨） | 水资源总量（亿 m ³ ） | 人均水资源量（m ³ /人） |
|-----|----------|---------------|----------|--------------------------|---------------------------|
| 新疆 | 新疆 | 准东、哈密、伊犁 | 158.7 | 930.3 | 3994 |
| 云南 | 云贵 | | 59.6 | 1871.9 | 3959 |
| 贵州 | | | 101.7 | 1153.7 | 3278 |
| 内蒙古 | 蒙东、神东 | 呼伦贝尔、霍林河、锡林郭勒 | 492.8 | 537.0 | 2141 |
| 陕西 | 陕北、黄陇、神东 | 陕北、彬长 | 126.6 | 333.4 | 881 |
| 甘肃 | 黄陇 | 陇东 | 32.5 | 164.8 | 635 |
| 山西 | 晋中、晋北、晋东 | 山西 | 921.3 | 94.0 | 257 |
| 宁夏 | 宁东 | 宁东 | 37.4 | 9.2 | 138 |

煤炭资源与水资源分布的不匹配性是客观存在的，然而推动中西部煤电基地建设的政策却将煤电行业进一步陷入了煤炭与水资源分布的矛盾中。《能源发展战略行动计划》中提出重点建设的锡林郭勒、鄂尔多斯、晋北、晋中、晋东、陕北、哈密、准东、宁东等 9 个千万千瓦级大型煤电基地所在省份的水资源总量仅占全国的 14.4%。中西部地区水资源匮乏的现状将加重煤电行业承受的水资源压力。2016 年 3 月绿色和平发布的《煤炭产业如何加剧全球水危机》报告⁴⁴对全球燃煤电厂耗水量与水资源分布进行了分析，并指出截至 2013 年底，中国有 45% 的燃煤电厂位于“过度取水”地区。下文将进一步对中国煤电产能过剩背景下燃煤电厂水压力分布和水耗情况进行分析。

⁴² 《中国煤炭工业的水资源管理：政策综述》
<http://www.wri.org.cn/Water-Management-in-China%E2%80%99s-Coal-Sector-Policy-Review>

⁴³ 国家统计局网站 <http://data.stats.gov.cn/>

⁴⁴ 《煤炭产业如何加剧全球水危机》<http://www.greenpeace.org.cn/the-great-water-grab/>

2.3 2016 年中国煤电行业产能过剩及水压力分析

在各省煤电产能过剩的基础上，本报告采用世界资源研究所（WRI）的 Aqueduct 全球基线水压力地图作为评估区域水压力的指标，来分析产能过剩省份的水压力情况。基线水压力为流域内每年取水量⁴⁵与平均可用水资源量的比值，该数值越高，代表用水竞争压力越大。基线水压力数值在 40%~80% 区间为高水压力区，80%~100% 为极高水压力区⁴⁶；大于 100% 为过度取水区，意味着人类活动的取水速度已超过水资源的恢复速度⁴⁷。由于基线水压力是根据汇水区进行划分的，因此各省区域内可能分布有一种或多种水压力区。

本报告通过叠加全国基线水压力地图与 2016 年已运行燃煤电厂分布图得到每个燃煤电厂所处区域的基线水压力数值，并对全国煤电行业的水压力情况进行分析⁴⁸。结果显示，2016 年全国已运行的 9.14 亿千瓦燃煤电厂中，47.8%（共计 4.37 亿千瓦）位于水压力大于 40%⁴⁹ 的区域，即高、极高水压力区和过度取水区，覆盖山东、河南、内蒙古、山西等 22 个省份，其中 3.76 亿千瓦燃煤电厂位于过度取水区，占全国煤电装机量的 41.1%（见表 2）。

表 2. 2016 年高水压力区、极高水压力区和过度取水区已运行煤电装机量分布及覆盖省份

| 基线水压力 | 煤电装机量 (万千瓦) | 全国煤电装机量中占比 | 覆盖省份 |
|------------------|----------------|------------|--|
| 高 (40%~80%) | 5480.4 | 6.0% | 内蒙古、吉林、江苏、河南、黑龙江、陕西、上海、浙江、四川、福建、辽宁、湖北 |
| 极高 (80%~100%) | 676.0 | 0.7% | 新疆、河南、甘肃、黑龙江、广东 |
| 过度取水 (>100%) | 37561.3 | 41.1% | 山东、河南、山西、内蒙古、河北、新疆、江苏、宁夏、辽宁、陕西、甘肃、安徽、天津、青海、黑龙江、吉林、广东 |
| 总计 | 43717.7 | 47.8% | 山东、河南、内蒙古、山西、河北等 22 个省份 |

注：表中省份按照省内该水压力区煤电装机量降序排列，各省区域内分布有一种或多种水压力区

⁴⁵ 取水量是指供使用的取自淡水水源的总水量

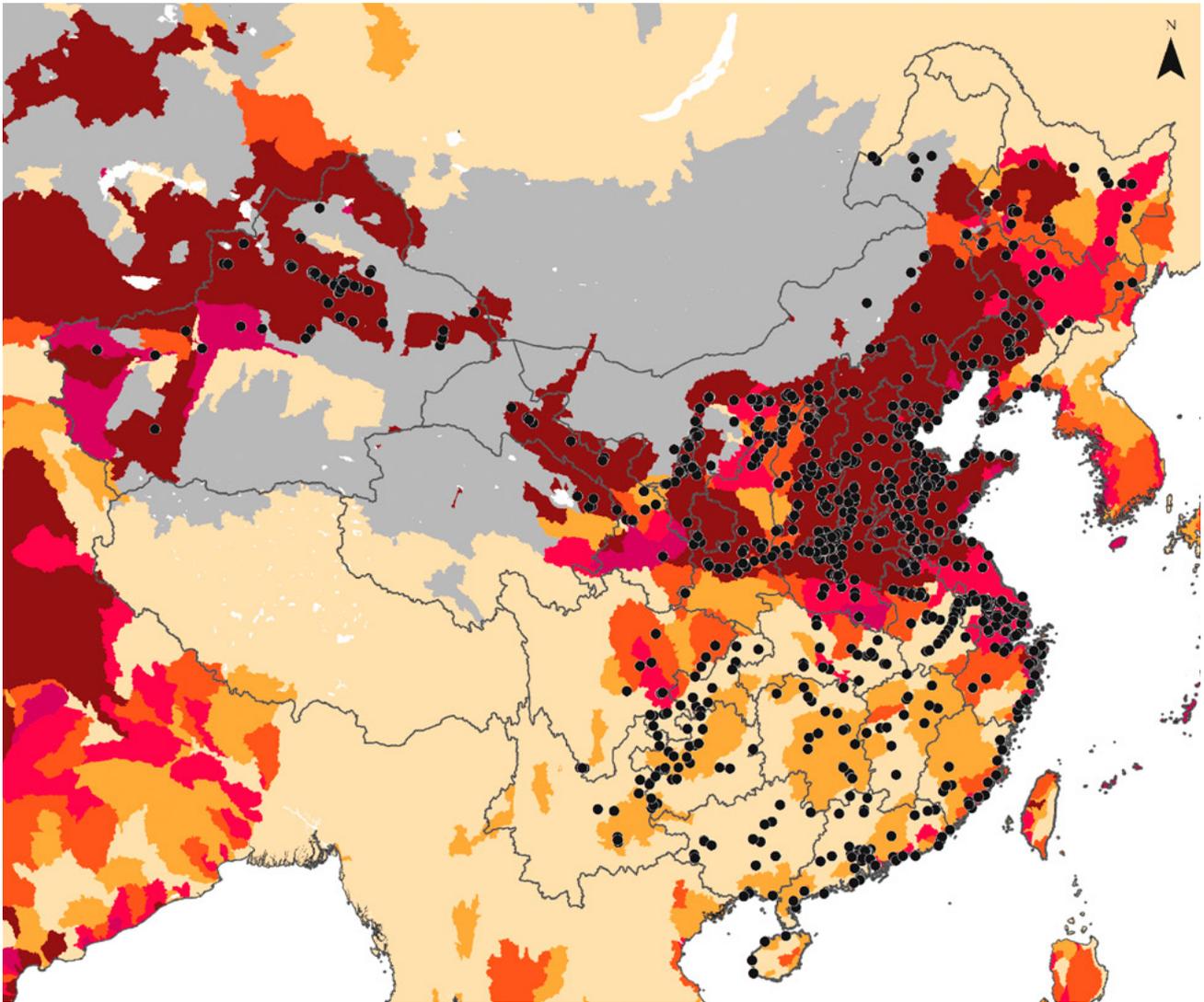
⁴⁶ 《“水道”元数据文件：水道全球地图 2.0》

<http://www.wri.org.cn/publication/aqueduct-metadata-document-aqueduct-global-maps-20>

⁴⁷ 《煤炭产业如何加剧全球水危机》 <http://www.greenpeace.org.cn/the-great-water-grab/>

⁴⁸ 由于基线水压力评估的取水对象为淡水水源，因此分析燃煤电厂水压力分布时排除使用海水或咸淡水作为冷却水的电厂

⁴⁹ 本报告沿用《煤炭产业如何加剧全球水危机》报告中的水压力研究范围



图例

燃煤电厂状态

● 已运行

基线水压力等级

1. 低 (< 10%)

2. 低到中 (10-20%)

3. 中到高 (20-40%)

4. 高 (40-80%)

5. 极高 (80-100%)

6. 过度取水 (> 100%)

干旱和低用水量

图 2. 中国大陆 2016 年已运行燃煤电厂分布与区域基线水压力图⁵⁰

由于无法界定产能过剩的燃煤电厂，因此本报告将存在过剩产能省份的全部煤电装机量定义为承受产能过剩压力，该省

⁵⁰ 基线水压力数据来源为世界资源研究所 <http://www.wri.org/our-work/project/aqueduct>，燃煤电厂数据信息来源为 <http://coalswarm.org/>。本报告研究范围仅限于中国大陆

份位于高水压力地区的煤电装机则同时承受产能过剩压力和高水压力。进一步叠加各省煤电产能过剩情况的结果显示，水压力大于40%区域覆盖的22个省份中，甘肃、内蒙古、陕西、新疆等13个省份同时面临着不同程度的煤电产能过剩问题。也就是说，这些区域不仅煤电装机呈冗余状态，还承受着高水压力。这13个省份共计3.62亿千瓦煤电装机量同时承受着产能过剩压力和高水压力⁵¹，其中3.18亿千瓦煤电装机量承受着更为严峻的过度取水压力。为了更直观地说明各省的产能过剩情况，本报告根据各省煤电过剩产能在全省煤电总产能中的占比，将产能过剩程度由轻到重依次划分为0-20%、20-40%、40-60%、60-80%、80-100%五个等级。全国煤电产能过剩省份与水压力区分布关系如图3和表3所示。

煤电装机总量（万千瓦）

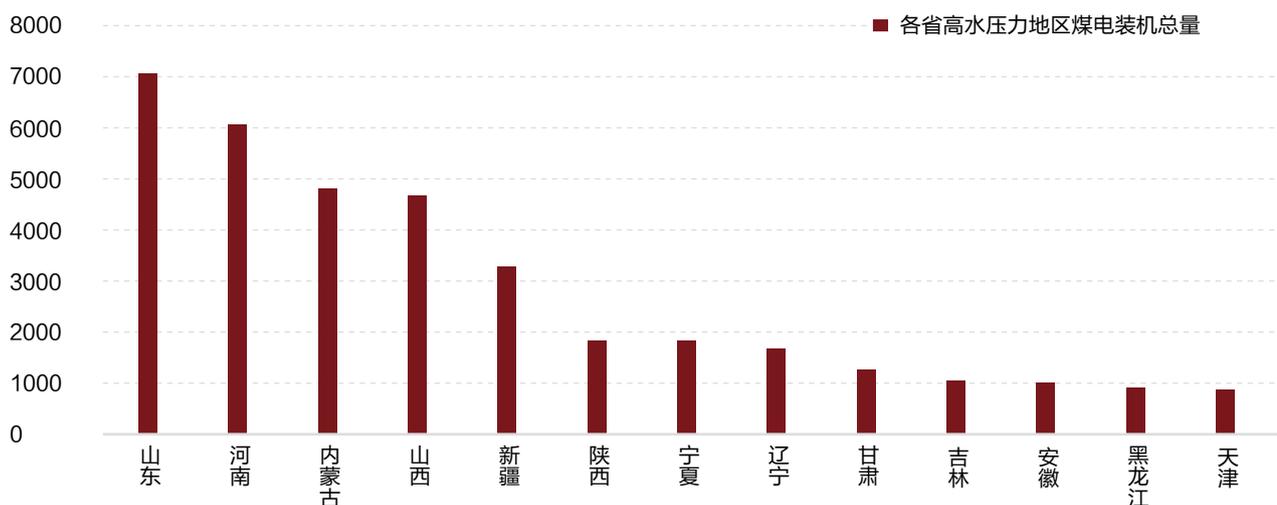


图3. 2016年煤电产能过剩省份高水压力地区煤电装机情况

表3. 2016年同时承受产能过剩压力和高水压力的煤电装机量及覆盖省份

| 产能过剩情况 | 基线水压力 | 煤电装机量 (万千瓦) | 全国煤电装机量中占比 | 覆盖省份 |
|--------------|---------------|-------------|---------------------|---------------------|
| 产能过剩 0%~20% | 高 (40%~80%) | 661.0 | 0.7% | 河南、辽宁 |
| | 极高 (80%~100%) | 590.0 | 0.6% | 新疆、河南、甘肃 |
| | 过度取水 (>100%) | 18897.3 | 20.7% | 山东、河南、新疆、辽宁、甘肃、天津 |
| 产能过剩 20%~40% | 高 (40%~80%) | 2209.0 | 2.4% | 内蒙古、黑龙江、陕西 |
| | 极高 (80%~100%) | 53.0 | 0.1% | 黑龙江 |
| | 过度取水 (>100%) | 12727.4 | 13.9% | 山西、内蒙古、宁夏、陕西、安徽、黑龙江 |
| 产能过剩 40%~60% | 高 (40%~80%) | 819.0 | 0.9% | 吉林 |
| | 过度取水 (>100%) | 208.0 | 0.2% | 吉林 |
| 总计 | | 36164.7 | 39.6% ⁴⁸ | 山东、河南、内蒙古等13个省份 |

注：表中省份按照省内该水压力区煤电装机量降序排列，各省区域内分布有一种或多种水压力区

⁵¹ 除表格内的基线水压力外，下文中“高水压力地区”指位于水压力大于40%的区域，包括高、极高和过度取水区域。

⁵² 由于四舍五入，各项数值相加与总计数值之间存在差异

根据图 3 可以看出，山东省在承受产能过剩压力的同时，位于高水压力区域的煤电装机量最多。分析结果显示，全省 15.2% 的煤电装机为过剩产能，84.0% 位于高水压力地区。河南紧随其后，位列第 2 名。内蒙古、山西和新疆 3 个中西部省份分别位列 3~5 名。同时，根据表 3 的分析结果，全国同时承受 0%~20% 产能过剩压力和过度取水压力的煤电装机量最多，约占 2016 年全国煤电装机量的 20.7%。可以看出，2016 年东部和中西部省份都已出现了不同程度的产能过剩和高水压力问题。

2.4 2020 年中国煤电行业产能过剩及水压力预测分析

根据全国基线水压力地图与 2020 年全国燃煤电厂分布的叠加结果，预计 2020 年全国将有 47.3%（共计 5.27 亿千瓦）的燃煤电厂位于水压力大于 40% 的区域，覆盖山东、河南、山西等 22 个省份，其中 4.59 亿千瓦燃煤电厂位于过度取水区，占 2020 年全国煤电装机量的 41.1%（见表 4）。尽管与 2016 年（表 2）相比，燃煤电厂的水压力区分布比例几乎相同，但位于高水压力地区的煤电装机量却比 2016 年增加了 9000 万千瓦。

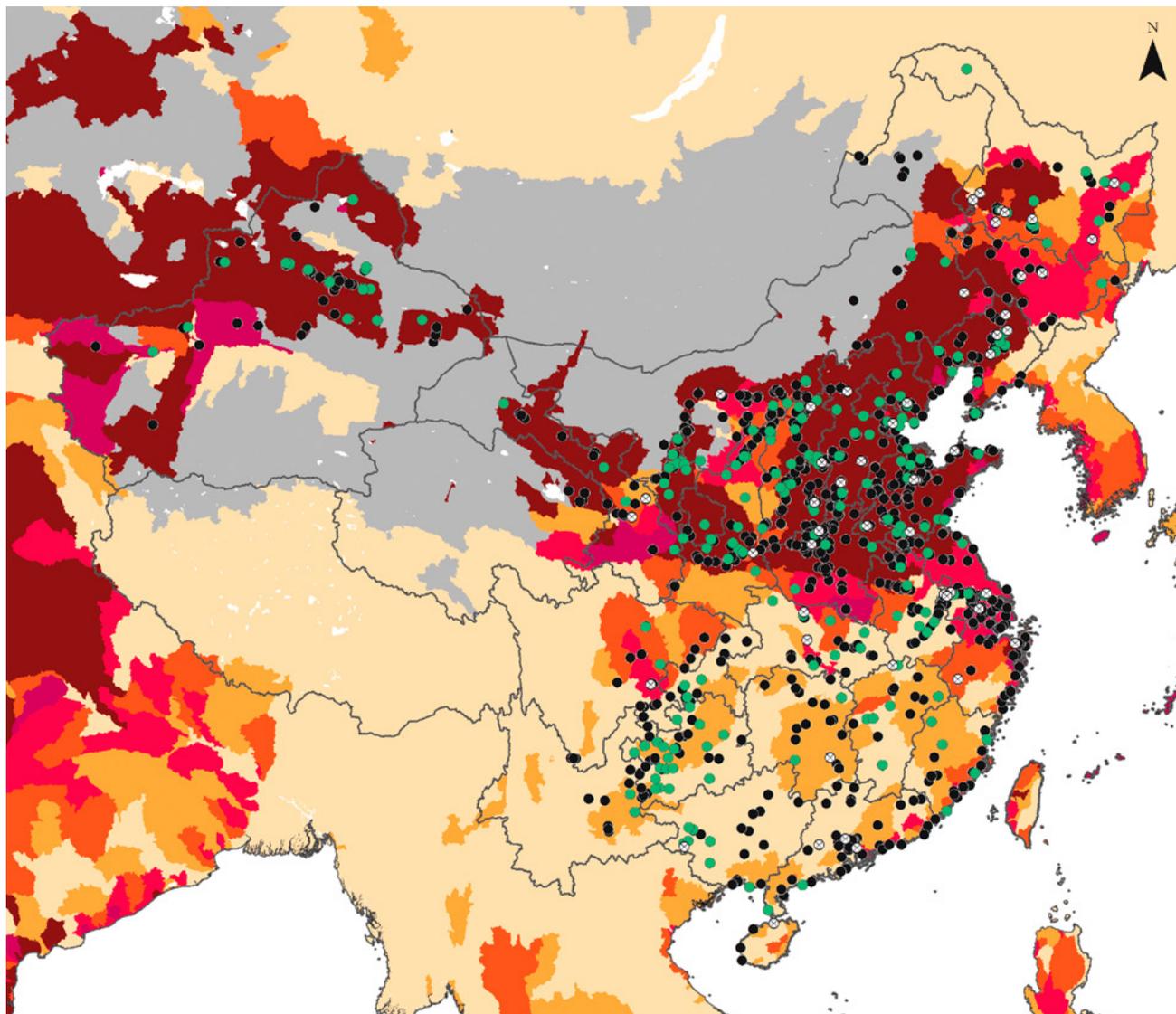
表 4. 预计 2020 年高水压力区、极高水压力区和过度取水区煤电装机量分布及覆盖省份

| 基线水压力 | 煤电装机量 (万千瓦) | 全国煤电装机量中占比 | 覆盖省份 |
|------------------|----------------|------------|--|
| 高 (40%~80%) | 6158.4 | 5.5% | 内蒙古、江苏、吉林、河南、陕西、黑龙江、上海、浙江、四川、福建、辽宁、湖北 |
| 极高 (80%~100%) | 726 | 0.7% | 新疆、河南、甘肃、黑龙江、广东 |
| 过度取水 (>100%) | 45856.8 | 41.1% | 山东、山西、河南、新疆、河北、内蒙古、宁夏、陕西、江苏、辽宁、甘肃、天津、安徽、青海、黑龙江、吉林、广东 |
| 总计 | 52741.2 | 47.3% | 山东、河南、山西、内蒙古、新疆等共计 22 个省份 |

注：表中省份按照省内该水压力区煤电装机量降序排列，各省区域内分布有一种或多种水压力区

而“十三五”期间规划新建的 2.2 亿千瓦燃煤电厂中，有超过 1 亿千瓦的燃煤电厂位于高水压力区，其中 9323 万千瓦位于过度取水区，占规划新建燃煤电厂的 42.4%。这也就意味着规划新建燃煤电厂的规划政策并没有充分考虑水资源短缺的制约因素，承受高水压力的地区仍有大量的新增煤电装机。而这些新增煤电装机将进一步加重当前煤电行业承受的水资源压力。过度取水区域覆盖的省份中，新疆、山西、山东的新增装机量位列前三。此外，内蒙古和新疆有 932 万千瓦规划新建燃煤电厂位于干旱和低用水地区⁵³。该结果也进一步说明了“煤电西进”政策与中国水资源分布的巨大矛盾关系。

⁵³ 根据世界资源研究所对“基准水压力”的定义，将可用水量资源和取水量分别小于 0.03m³/m² 和 0.012m³/m² 的区域，归类为“干旱和低用水量”



图例

燃煤电厂状态

- 已运行
- 建设和规划中
- ⊗ 计划淘汰

基线水压力等级

- 1. 低 (< 10%)
- 2. 低到中 (10-20%)
- 3. 中到高 (20-40%)
- 4. 高 (40-80%)
- 5. 极高 (80-100%)
- 6. 过度取水 (> 100%)
- 干旱和低用水量

图 4. 中国大陆 2020 年预计运行燃煤电厂分布与区域基线水压力图⁵⁴

⁵⁴ 基线水压力数据来源为世界资源研究所 <http://www.wri.org/our-work/project/aqueduct>，燃煤电厂数据信息来源为 <http://coalswarm.org/>。本报告研究范围仅限于中国大陆

在基线水压力分布的基础上，本报告将 2020 年各省产能过剩情况叠加进行分析。由于 2020 年特高压输电线路的实际利用情况无法确定，因此本报告对特高压输电线路的年均利用率，即年均利用小时百分比进行假设，并选取 30% 和 60%⁵⁵ 两种特高压输电线路利用情景进行分析。结果显示，当特高压输电线路利用率为 30% 和 60% 时，水压力大于 40% 的区域中，17 个省份的 4.76 亿千瓦煤电装机量将同时承受产能过剩压力（见表 5、6）。

表 5. 2020 年同时承受产能过剩压力和高水压力的煤电装机量及覆盖省份（特高压输电线路利用率 =30%）

| 产能过剩情况 | 基线水压力 | 煤电装机量 (万千瓦) | 全国煤电装机量中占比 | 覆盖省份 |
|---------------|---------------|-------------|------------|----------------------|
| 产能过剩 0%~20% | 高 (40%~80%) | 2433.8 | 2.2% | 内蒙古、江苏、福建、湖北 |
| | 极高 (80%~100%) | 468.0 | 0.4% | 新疆、甘肃 |
| | 过度取水 (>100%) | 12155.2 | 10.9% | 新疆、内蒙古、江苏、甘肃 |
| 产能过剩 20%~40% | 高 (40%~80%) | 1397.0 | 1.3% | 河南、黑龙江、辽宁 |
| | 极高 (80%~100%) | 291.0 | 0.3% | 河南、甘肃、黑龙江 |
| | 过度取水 (>100%) | 20574.8 | 18.5% | 山东、河南、宁夏、辽宁、甘肃、黑龙江 |
| 产能过剩 40%~60% | 高 (40%~80%) | 1530.0 | 1.4% | 吉林、陕西 |
| | 过度取水 (>100%) | 9195.7 | 8.2% | 山西、陕西、天津、吉林 |
| 产能过剩 80%~100% | 高 (40%~80%) | 242.0 | 0.2% | 四川 |
| 总计 | | 47569.0 | 42.7% | 山东、河南、山西、内蒙古等 17 个省份 |

注：表中省份按照省内该水压力区煤电装机量降序排列，各省区域内分布有一种或多种水压力区⁵⁶

⁵⁵ 本报告沿用绿色和平于 2016 年 7 月发布的《中国煤电热潮高烧难退》中使用的 60% 特高压输电线路利用情景进行分析。同时，考虑到经济转型和可再生能源发展趋势，希望选取较低的特高压利用情景进行对比分析。根据特高压输电线路的实际运行情况和限制，利用率不宜过低，因此选取 30% 特高压利用情景进行研究 <http://www.greenpeace.org.cn/the-fever-of-china-coal-power-plant/>

⁵⁶ 由于四舍五入，各项数值相加与总计数值之间存在差异

表 6. 2020 年同时承受产能过剩压力和高水压力的煤电装机量及覆盖省份（特高压输电线路利用率 =60%）

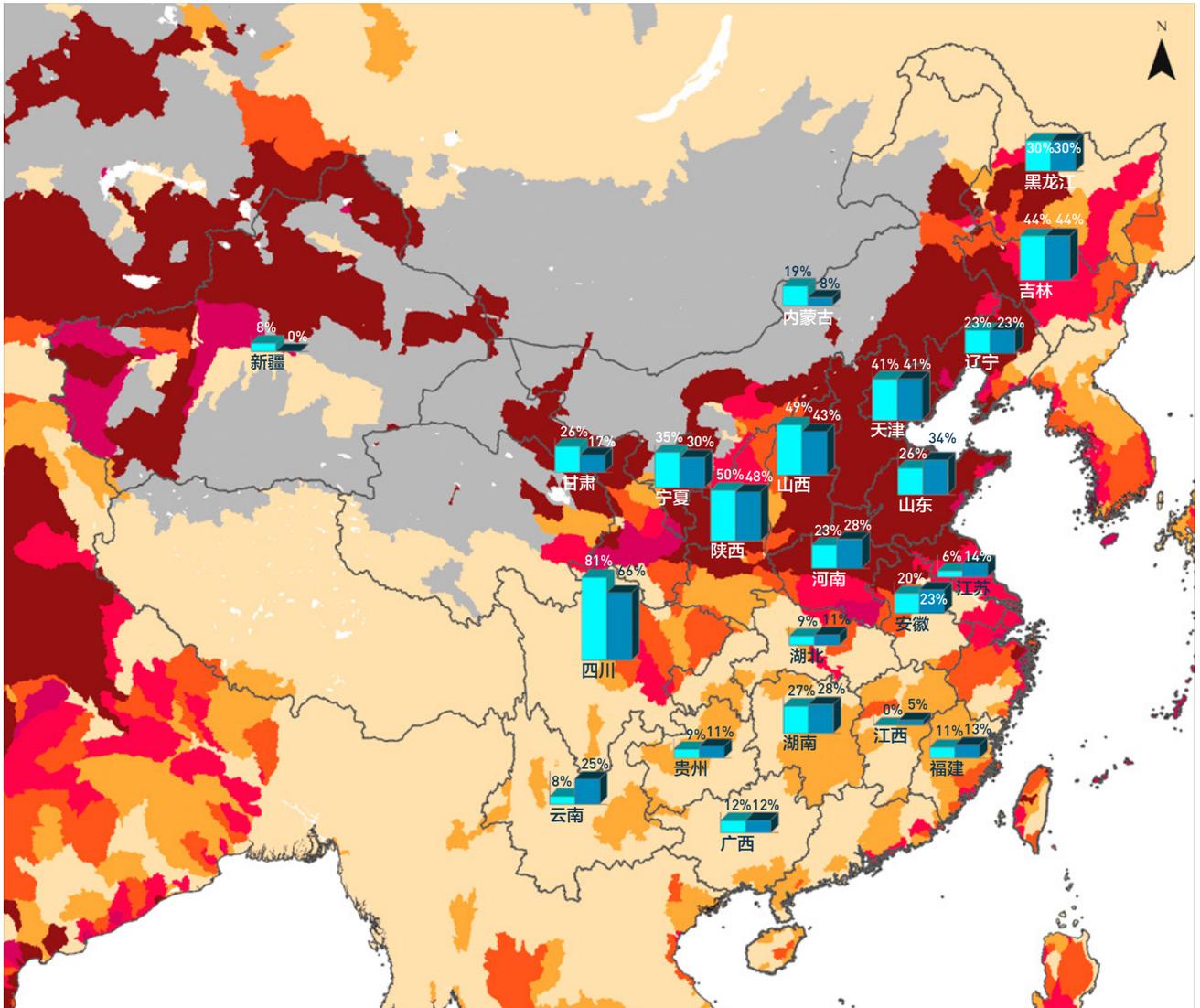
| 产能过剩情况 | 基线水压力 | 煤电装机量 (万千瓦) | 全国煤电装机量中占比 | 覆盖省份 |
|-----------------|---------------|----------------|------------|----------------------|
| 产能过剩 0%~20% | 高 (40%~80%) | 2433.8 | 2.2% | 内蒙古、江苏、福建、湖北 |
| | 极高 (80%~100%) | 468.0 | 0.4% | 新疆、甘肃 |
| | 过度取水 (>100%) | 12155.2 | 10.9% | 新疆、内蒙古、江苏、甘肃 |
| 产能过剩 20%~40% | 高 (40%~80%) | 1397.0 | 1.3% | 河南、黑龙江、辽宁 |
| | 极高 (80%~100%) | 225.0 | 0.2% | 河南、黑龙江 |
| | 过度取水 (>100%) | 19922.3 | 17.9% | 山东、河南、宁夏、辽宁、安徽、黑龙江 |
| 产能过剩 40%~60% | 高 (40%~80%) | 1530.0 | 1.4% | 吉林、陕西 |
| | 过度取水 (>100%) | 9195.7 | 8.2% | 山西、陕西、天津、吉林 |
| 产能过剩 60%~80% | 高 (40%~80%) | 242.0 | 0.2% | 四川 |
| 总计 | | 47569.0 | 42.7% | 山东、河南、山西、内蒙古等 17 个省份 |

注：表中省份按照省内该水压力区煤电装机量降序排列，各省区域内分布有一种或多种水压力区

尽管在两种特高压输电线路利用情景下，同时承受产能过剩和高水压力的省份和煤电装机量相同，但电力输出和输入端省份的产能过剩程度却发生着变化。将表 5、6 进行比较可以看出，当特高压输电线路利用率升高时，新疆、甘肃和四川 3 个电力输出省份的产能过剩程度明显降低：根据过剩产能计算结果，新疆仅剩 2.5 万千瓦的过剩产能，几乎不存在产能过剩问题，而甘肃和四川的产能过剩程度也将明显缓解。同时，与 2016 年（表 3）相比，江苏、四川、福建和湖北 4 个省份加入了产能过剩的行列：以水电为主的四川和福建随着煤电装机量的进一步增加，由原先的煤电装机合理变为过剩；而江苏作为主要的受端省份，在本省风、光电和非煤炭火电装机量快速增长的情况下，特高压输电线路的投入运行将加重江苏本省煤电装机的过剩程度。30% 和 60% 特高压输电线路利用情景下各省煤电产能过剩变化情况如图 5 所示。

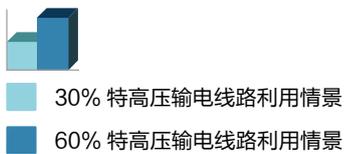
本报告进一步引入了特高压输电线路利用率为 0% 和 100% 的极端情景进行研究，并将不同特高压输电线路利用率下各省的产能过剩情况进行了平行比较（见图 6）。可以直观地看出，随着特高压输电线路利用率由 0% 增加到 100%，四川、甘肃和内蒙古 3 个电力主要输出省份的产能过剩程度明显减轻，下降幅度为 28~51 个百分点。山西、宁夏和新疆 3 个电力输出省的产能过剩程度也分别下降了 24、17 和 14 个百分点。而与此同时，山东、江苏、河南和浙江 4 个电力输入省的产能过剩情况将明显加重。江苏和浙江将随着特高压输电线路利用率的升高加入产能过剩的行列，过剩产能分别增加 24 和 10 个百分点。而山东省的过剩产能将一路由 18% 升至 45%，猛增 27 个百分点；河南省也将出现 19 个百分点的涨幅。值得注意的是，这 2 个受端省份在特高压输电线路未被利用时也将处于产能过剩状态。而当特高压输电线路利用率达到 60% 时，这 2 个省份的煤电过剩产能将增加 2706.3 万千瓦。因此，在东部煤电产能严重过剩的情况下，特高压输电项目无疑将加剧

东部省份的煤电产能过剩程度⁵⁷。



图例

2020年过剩产能占比



基线水压力等级

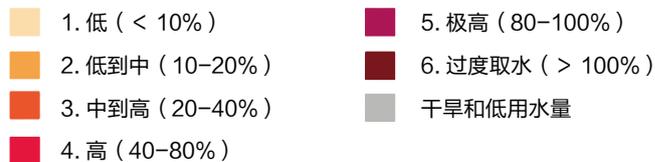


图 5. 中国大陆 2020 年预计煤电产能过剩情况与区域基线水压力图⁵⁸

⁵⁷ 由于自身煤电产能的过剩，东部受端省份将不倾向于接受外来的电力供应，因此经过分析和预测，2020 年特高压输电线路利用率预计将更接近 30% 的预测情景

⁵⁸ 基线水压力数据来源为世界资源研究所 <http://www.wri.org/our-work/project/aqueduct>，燃煤电厂数据信息来源为 <http://coalswarm.org/>。本报告研究范围仅限于中国大陆

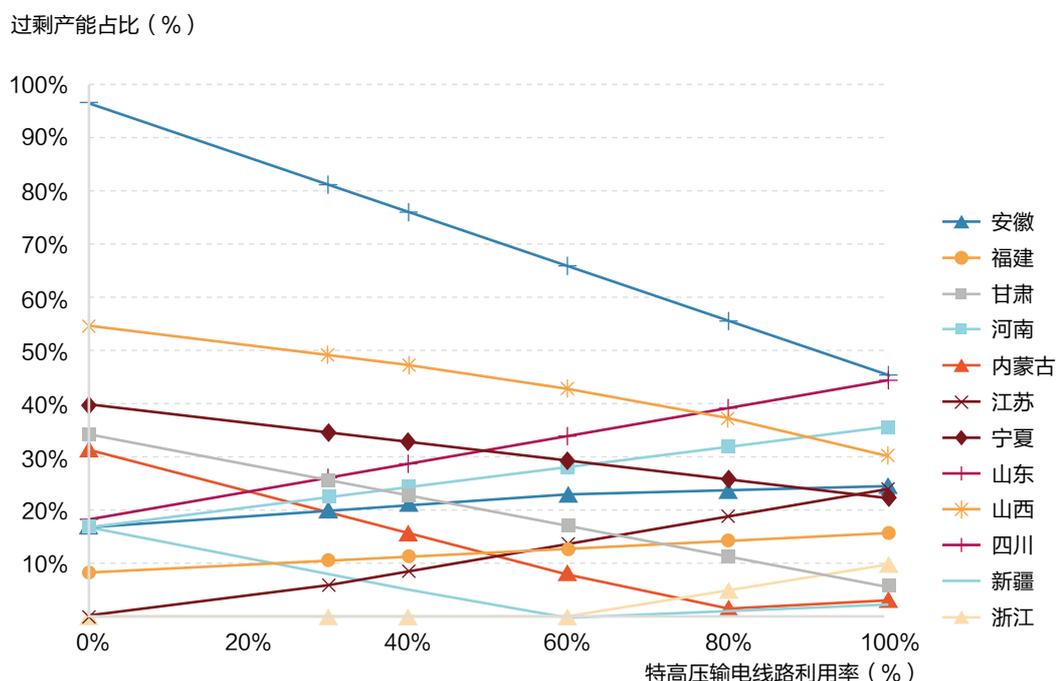


图 6. 2020 年不同特高压输电线路利用情景下各省煤电产能过剩情况

西部煤电基地的建设和“西电东送”项目的初衷是将中西部的煤电产能输送到东部，然而，“西电东送”虽然缓解了中西部的煤电产能过剩问题，却给本就产能过剩的东部增加了更多的过剩产能。东部作为“十三五”可再生能源的发展中心，未来将更难消纳外来的电力供应。此外，尽管降低东部燃煤电厂的运行小时数似乎是缓解东部空气污染压力的必然结果，但东部省份高水压力地区运行的燃煤电厂却仍对当地的水资源环境造成着严重影响。同时，特高压输电线路虽然可以转移西部的煤电产能，却无法转移西部煤电基地建设对当地水资源环境带来的巨大影响。综上所述，若要保证特高压输电线路的合理运行，应同时对东部电力输入端和西部电力输出端的煤电装机量进行削减，并根据区域水压力情况对特高压煤电配套电源规划进行优化。

3 通过节水效益最大化进一步化解中国煤电产能过剩

3.1 煤电行业用水限定

火电属于高耗水行业。2015年全国火电厂的平均发电耗水量是1.4kg/kWh⁵⁹。根据《2015中国水资源公报》公布的数据，2015年直流火（核）电用水量达到480.5亿m³，占同期工业用水总量的36%⁶⁰。火力发电厂主要用水构成包括：发电厂循环冷却系统补给水、电厂除灰除渣系统、锅炉补给水系统、辅助设备的冷却系统、脱硫系统用水、煤场用水以及电厂生活用水⁶¹，其中冷却系统对淡水需求最大，冷却用水一般为电厂取水量的90%⁶²。而不同的冷却技术会导致取水量⁶³和耗水量⁶⁴上的巨大差异。火电厂的主要冷却方式为直流冷却、循环冷却和空冷。直流冷却系统会造成巨大的取水量（可达其它冷却技术的100倍），尽管实际耗水量很低，但仍只能在水资源丰富地区使用。循环冷却系统取水量要远小于直流冷却系统，但耗水量明显升高。空冷系统是以空气而不是水作为媒介进行冷却，从而大大减少了取/耗水量⁶⁵。根据绿色和平统计，2016年中国已运行煤电机组中，约有18.5%采用空冷，81.5%采用水冷，其中包括56.9%的循环冷却和24.6%的直流冷却。

为降低燃煤电厂项目建设对水资源的影响，国家发展改革委等有关部门出台了一系列针对煤电冷却系统建造和循环冷却水的管理政策。国家发展改革委于2004年3月发布的《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》⁶⁶中提出，在北方缺水地区，新建、扩建电厂原则上应建设大型空冷机组，机组耗水指标要控制在0.18m³/(s·GW)以下。该政策推动了中国电厂开始大规模应用空冷系统。随后，国家又陆续出台了《产业结构调整指导目录（2011年本）》⁶⁷等一系列政策鼓励使用空冷技术。同时，山西、内蒙古、新疆、陕西、宁夏5个西部省份于2008年提出硬性规定，火电机组无论大小全部采用空冷机组⁶⁸。

为严格控制燃煤发电行业的高水耗，国家、地方及行业相关的产业政策对火电行业不同冷却方式的用水量进行了规定。《取水定额第一部分：火力发电》（GB/T 18916.1-2012）规定了单位发电取水量定额指标与装机取水量定额指标，与2002年末修订版本相比增加了对空冷机组用水定额的明确规定。《中华人民共和国电力行业标准——火力发电节水导则》（DL/T 783-2001）对规定单机容量为125MW及以上新建或扩建凝汽式电厂发电水耗率进行了限定。2015年4月国家发展改革委、环保部和工信部联合发布的《电力（燃煤发电企业）行业清洁生产评价指标体系》⁶⁹，对燃煤发电企业的冷却机

⁵⁹ 《中国电力行业年度报告2016》<http://www.cec.org.cn/guohuayutongji/gongzuodongtai/2016-08-24/157409.html>

⁶⁰ 《2015年中国水资源公报》<http://www.mwr.gov.cn/zwzc/hygb/szygb/>

⁶¹ 《噬水之煤——煤电基地开发与水资源研究》<http://www.greenpeace.org.cn/thirsty-coal/>

⁶² 《走向水风险评估》<http://chinawaterrisk.org/wp-content/uploads/2016/09/China-Water-Risk-Report-2016-Toward-Water-Risk-Valuation-WebM-Chinese.pdf>

⁶³ 取水量是指火力发电厂为满足除尘等需求而从水系中提取的水的总量

⁶⁴ 耗水量是指总取水量与最终返回原水系的水量之差，即用水过程中所消耗的、不会返回原水系的水量

⁶⁵ 《煤炭产业如何加剧全球水危机》<http://www.greenpeace.org.cn/the-great-water-grab/>

⁶⁶ 《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》http://www.nea.gov.cn/2012-01/04/c_131262602.htm

⁶⁷ 《产业结构调整指导目录（2011年本）》<http://www.gov.cn/gzdt/att/site1/20110426/001e3741a2cc0f20bacd01.pdf>

⁶⁸ 发改办能源[2008]1265号文件<http://www.xzshengtai.cn/msg-1905.html>

⁶⁹ 《电力（燃煤发电企业）行业清洁生产评价指标体系》<http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201504/W020150420534435624529.pdf>

组单位发电耗水量进行了规定（见表 7）。

本报告主要针对煤电机组的耗水量进行研究。通过比较国家、行业与全国 31 个省份地方政策的实施年份,并根据《“十三五”水资源消耗总量和强度双控行动方案》⁷⁰提出的“到 2020 年,高耗水行业达到先进定额标准”的要求,本报告最终确定采用最新发布的《电力行业（燃煤发电企业）清洁生产评价指标体系》中的 II 级标准对燃煤电厂耗水量进行保守定额计算。

表 7. 燃煤发电企业冷却机组单位发电量耗水量

| 机组冷却形式 | 单机容量 | I 级基准值 | II 级基准值 | III 级基准值 |
|--------|-------------|--------|---------|----------|
| 循环冷却 | 600 MW 级及以上 | 1.49 | 1.56 | 1.68 |
| | 300 MW 级 | 1.55 | 1.63 | 1.71 |
| | <300 MW | 1.70 | 1.78 | 1.85 |
| 直流冷却 | 600 MW 级及以上 | 0.29 | 0.31 | 0.33 |
| | 300 MW 级 | 0.30 | 0.32 | 0.34 |
| | <300 MW | 0.36 | 0.39 | 0.41 |
| 空气冷却 | 600 MW 级及以上 | 0.31 | 0.34 | 0.37 |
| | 300 MW 级 | 0.32 | 0.35 | 0.38 |
| | <300 MW | 0.39 | 0.41 | 0.45 |

注：表中 I 级为国际清洁生产领先水平；II 级为国内清洁生产先进水平；III 级为国内清洁生产基本水平

单位: $\text{m}^3/(\text{MW}\cdot\text{h})$

3.2 煤电行业耗水量和产能优化分析

为研究燃煤电厂对区域水资源的影响,本报告在进行耗水量计算时排除了使用海水和咸淡水作为冷却水⁷¹的燃煤电厂。根据燃煤电厂发电量和冷却方式数据⁷²,本报告对全国各省 2016 和 2020 年燃煤电厂耗水量进行了计算⁷³。结果显示,2016 年全国已运行燃煤电厂总耗(淡)水量为 39.8 亿 m^3 ,预计 2020 年全国燃煤电厂总耗(淡)水量⁷⁴在 30% 和 60%

⁷⁰ 《“十三五”水资源消耗总量和强度双控行动方案》http://www.mwr.gov.cn/zwzc/tzgg/tzgs/201611/t20161110_771718.html

⁷¹ 根据已知使用海水和咸淡水作为冷却水的燃煤电厂,判定距离海岸线 6.5km 范围内未知冷却方式的燃煤电厂使用的冷却水均为海水或咸淡水

⁷² 燃煤电厂冷却方式数据来源为 Platts 全球能源数据库(52.6%)和卫星图观测(26.3%)。其余 21.1% 未知冷却方式的燃煤电厂根据地方煤电冷却技术强制政策、海/河距离、建设年份、所在城市冷却技术使用情况进行合理假设

⁷³ 具体计算方法详见“数据与研究方法”部分

⁷⁴ 由于“十三五”期间可再生能源占比的增加,火电运行小时数将持续下降;同时,“十三五”期间淘汰煤电机组几乎全部为水冷,再加上中西部地区空冷机组的增加,导致 2020 年煤电行业耗水量低于 2016 年

特高压输电线路利用情景下⁷⁵分别为 35.9 和 35.4 亿 m³。

煤电行业产能过剩问题严重，同时也消耗着高水压力地区的水资源。各省煤电水耗情况与全国基线水压力地图的叠加结果显示，2016 年位于水压力大于 40% 区域的燃煤电厂总耗水量为 25.7 亿 m³，占全国已运行煤电耗电量的 64.6%。当特高压输电线路利用率为 30% 时，预计 2020 年位于水压力大于 40% 区域的燃煤电厂总耗水量为 22.8 亿 m³，占全国煤电预计耗电量的 63.5%。当特高压输电线路利用率为 60% 时，预计 2020 年位于水压力大于 40% 区域的燃煤电厂总耗水量为 22.2 亿 m³，占全国煤电预计耗电量的 62.7%。可以看出，无论是 2016 年还是 2020 年，燃煤电厂的耗水量都有六成以上来自于高水压力地区。

针对 2020 年同时面临产能过剩和高水压力问题的 17 个省份，本报告进一步对各省燃煤电厂水压力区分布情况进行分析（见表 8）。根据表 8 可以看出，除河南、山东和天津外，其余省份已运行或拟建燃煤电厂在低水压力和高水压力区域下均有分布。同时，与各省过剩产能相比较，假如削减水压力大于 40% 区域的燃煤电厂装机量，便可以解决大部分省份的产能过剩问题。因此，合理优化省内燃煤电厂的装机和分布是同时缓解煤电行业水压力和解决各省煤电产能过剩问题的最优方案。

表 8. 预计 2020 年同时处于产能过剩和高水压力省份煤电装机与水压力分布情况

| 省份 | 煤电过剩产能装机量 (万千瓦) | | 水压力 <40% 地区煤电装机量 (万千瓦) | 高水压力区 煤电装机量 (万千瓦) | 极高水压力区 煤电装机量 (万千瓦) | 过度取水区 煤电装机量 (万千瓦) |
|-----|--------------------|--------|------------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|
| | 30% | 60% | | | | |
| 安徽 | 1078.6 | 1263.3 | 4395.0 | 0 | 0 | 1081.5 |
| 福建 | 331.2 | 401.6 | 377.0 | 134.0 | 0 | 0 |
| 甘肃 | 628.0 | 417.1 | 647.0 | 0 | 66.0 | 1734.0 |
| 黑龙江 | 564.7 | 564.7 | 980.0 | 536.0 | 33.0 | 350.0 |
| 河南 | 1509.0 | 1883.6 | 0 | 741.0 | 192.0 | 5694.5 |
| 湖北 | 310.2 | 353.7 | 3266.0 | 91.0 | 0 | 0 |
| 内蒙古 | 1630.7 | 688.3 | 1842.0 | 1303.0 | 0 | 3898.2 |
| 江苏 | 524.6 | 1176.3 | 1816.1 | 905.8 | 0 | 2017.0 |
| 吉林 | 721.5 | 721.5 | 631.5 | 859.0 | 0 | 168.0 |
| 辽宁 | 731.9 | 731.9 | 60.0 | 120.0 | 0 | 1922.4 |
| 宁夏 | 964.0 | 822.0 | 85.0 | 0 | 0 | 2688.0 |
| 陕西 | 2362.8 | 2297.8 | 1998.0 | 671.0 | 0 | 2100.0 |
| 山东 | 2560.5 | 3325.5 | 0 | 0 | 0 | 8185.9 |
| 山西 | 3621.5 | 3145.0 | 1485.0 | 0 | 0 | 5836.7 |
| 四川 | 1211.4 | 983.6 | 1247.9 | 242.0 | 0 | 0 |

⁷⁵ 随着特高压输电线路利用率的提高，中西部空冷煤电机组运行小时数升高，东部地区水冷煤电机组运行小时数降低，因此煤电行业整体水耗下降

| | | | | | | |
|----|---------|---------|---------|--------|-------|---------|
| 天津 | 569.6 | 569.6 | 0 | 0 | 0 | 1091.0 |
| 新疆 | 546.1 | 0 | 40.0 | 0 | 402.0 | 4506.0 |
| 总计 | 19866.3 | 19345.5 | 18870.5 | 5602.8 | 693.0 | 41273.2 |

为削减各省过剩产能，同时使高水压力地区节水效益最大化，本报告根据各省产能过剩情况、燃煤电厂水压力区分布以及燃煤电厂发电水耗率，针对燃煤电厂的冷却方式和装机量提出了降低各省高水压力地区煤电水耗的最优方案。以机组为单位，在30%和60%特高压输电线路利用情景下，分别根据各省的过剩产能缓核/缓建、停建或淘汰水压力大于40%区域的燃煤电厂（民生热电和特高压配套电源项目除外），使累计削减的煤电装机量最接近但不超过各省过剩产能，以保证各省的电力供应。不同水压力区的淘汰优先级为过度取水 > 极高 > 高。燃煤电厂的淘汰优先级根据《电力（燃煤发电企业）行业清洁生产评价指标体系》中的煤电发电耗水率，优先淘汰单位发电水耗较高的冷却方式和装机量；优先淘汰装机量较小的电厂。在实际缓核/缓建、停建或淘汰燃煤电厂时，建议优先缓核/缓建未开工建设的燃煤电厂，再停建开工一年内的燃煤电厂，继而淘汰已运行燃煤电厂，以避免产生更多的搁浅资产。各省建议缓核/缓建、停建和淘汰的过剩煤电装机量和最多可节约耗水量如表9、10所示。

表9. 2020年各省建议削减高水压力地区燃煤电厂装机量（特高压输电线路利用率=30%）

| 省份 | 建议削减煤电过剩产能装机量（万千瓦） | 需缓核/缓建装机量（万千瓦） | 需停建装机量（万千瓦） | 需淘汰装机量（万千瓦） |
|-----|--------------------|----------------|-------------|-------------|
| 安徽 | 981.5 | 0 | 70.0 | 911.5 |
| 甘肃 | 604.0 | 0 | 30.0 | 574.0 |
| 黑龙江 | 534.0 | 0 | 120.0 | 414.0 |
| 河南 | 1483.5 | 0 | 0 | 1483.5 |
| 湖北 | 91.0 | 0 | 0 | 91.0 |
| 内蒙古 | 1621.2 | 0 | 66.0 | 1555.2 |
| 江苏 | 516.0 | 0 | 0 | 516.0 |
| 吉林 | 656.0 | 0 | 0 | 656.0 |
| 辽宁 | 704.0 | 0 | 40.0 | 664.0 |
| 宁夏 | 933.0 | 70.0 | 70.0 | 793.0 |
| 陕西 | 2281.0 | 474.0 | 140.0 | 1667.0 |
| 山东 | 2560.1 | 0 | 36.0 | 2524.1 |
| 山西 | 3620.5 | 70.0 | 490.0 | 3060.5 |
| 四川 | 242.0 | 0 | 0 | 242.0 |
| 天津 | 546.0 | 0 | 0 | 546.0 |

| | | | | |
|----|---------|-------|--------|---------|
| 新疆 | 518.0 | 0 | 0 | 518.0 |
| 总计 | 17891.8 | 614.0 | 1062.0 | 16215.8 |

表 10. 2020 年各省建议削减高水压力地区燃煤电厂装机量（特高压输电线路利用率 =60%）

| 省份 | 建议削减煤电过剩产能装机量（万千瓦） | 需缓核 / 缓建装机量（万千瓦） | 需停建装机量（万千瓦） | 需淘汰装机量（万千瓦） |
|-----|--------------------|------------------|-------------|-------------|
| 安徽 | 1081.5 | 0 | 70.0 | 1011.5 |
| 甘肃 | 390.0 | 0 | 0 | 390.0 |
| 黑龙江 | 534.0 | 0 | 120.0 | 414.0 |
| 河南 | 1851.5 | 0 | 0 | 1851.5 |
| 湖北 | 91.0 | 0 | 0 | 91.0 |
| 内蒙古 | 666.0 | 0 | 0 | 666.0 |
| 江苏 | 1171.0 | 0 | 132.0 | 1039.0 |
| 吉林 | 656.0 | 0 | 0 | 656.0 |
| 辽宁 | 704.0 | 0 | 40.0 | 664.0 |
| 宁夏 | 797.0 | 70.0 | 0 | 727.0 |
| 陕西 | 2281.0 | 474.0 | 140.0 | 1667.0 |
| 山东 | 3304.1 | 0 | 106.0 | 3198.1 |
| 山西 | 3140.5 | 70.0 | 490.0 | 2580.5 |
| 四川 | 242.0 | 0 | 0 | 242.0 |
| 天津 | 546.0 | 0 | 0 | 546.0 |
| 总计 | 17455.6 | 614.0 | 1098.0 | 15743.6 |

根据表 9、10 的结果，在特高压输电线路利用率为 30% 时，假如各省按照建议削减过剩煤电装机量，预计将削减 1.79 亿千瓦过剩煤电产能，即 2020 年合理煤电装机量将为 9.36 亿千瓦。根据机组削减清单，76% 的煤电机组使用水冷技术，

24% 使用空冷。2020 年煤电预计总耗水量⁷⁶ 将为 33.0 亿 m³，较当前政策情景减少约 2.9 亿 m³，高水压力地区煤电耗水量⁷⁷ 将减少 4.9 亿 m³，约为当前政策情景高水压力地区耗水量的 21.5%。

当特高压输电线路利用率为 60% 时，预计将削减 1.75 亿千瓦过剩煤电产能，即 2020 年合理煤电装机量将为 9.40 亿千瓦。根据机组削减清单，84% 的煤电机组使用水冷技术，16% 使用空冷。按照合理装机量计算，届时煤电预计耗水量将为 32.4 亿 m³，较当前政策情景减少约 3.0 亿 m³，高水压力地区煤电耗水量将减少 5.0 亿 m³，约为当前政策情景高水压力地区耗水量的 22.5%。由于各省过剩产能削减建议仅为减少高水压力地区的煤电耗水量，因此按建议削减后，部分省份仍存在过剩产能。按建议削减高水压力地区煤电装机量后，在 30% 和 60% 特高压输电线路利用情景下，全国煤电过剩产能将分别为 3842.8 和 3387.3 万千瓦。

3.3 煤电行业水资源利用政策约束分析

2012 年 2 月，国务院发布了《关于实行最严格水资源管理制度的意见》，确立水资源开发利用总量控制、用水效率控制和水功能区限制纳污三条红线，并特别测算了工业用水总量控制红线指标⁷⁸。各省随后确立了到 2015 年、2020 年、2030 年的水资源开发利用控制红线，对用水总量提出了明确要求。水利部办公厅于 2013 年 12 月发布的《关于做好大型煤电基地开发规划水资源论证的意见》⁷⁹ 中再次强调区域取用水不得突破区域水资源管理三条红线控制指标，取 / 用水总量达到或超过控制指标的行政区，不得新增取水。

根据 2020 年和 2030 年的全国及各省用水总量要求，各省需尽快对用水总量进行调整。2015~2020 年全国年均用水增长率为 1.4%，而 2020~2030 年允许的年均用水增长率仅为 0.4%⁸⁰。根据国家统计局的统计数据，新疆、甘肃、黑龙江、安徽和江苏 5 个省份 2015 年用水总量已超过 2020 年该省用水总量控制红线，而这 5 个省份仍有超过 5000 万千瓦的新增煤电装机量将在 2020 年投入运行。在各省用水总量受到严格限制时，高耗水的煤电行业若得不到进一步的装机规模控制，不仅将承受日益严重的产能过剩压力，还将与其它行业竞争用水，承受更为严峻的水压力。

⁷⁶ 由于高水压力地区煤电装机量的削减将导致低水压力地区和高水压力地区余下燃煤电厂运行小时数增加，因此煤电行业总用水减少量 = 高水压力地区煤电用水减少量 - (低水压力地区 + 余下高水压力地区) 煤电用水增加量

⁷⁷ 为保证电力最大负荷，高水压力地区仍保留了部分煤电装机量

⁷⁸ 关于实行最严格水资源管理制度的意见》http://www.gov.cn/zwzgk/2012-02/16/content_2067664.htm

⁷⁹ 关于做好大型煤电基地开发规划水资源论证的意见》

http://www.mwr.gov.cn/zwzc/tzgg/tzgs/201312/t20131217_520799.html

⁸⁰ 《中国煤炭工业的水资源管理：政策综述》

<http://www.wri.org.cn/Water-Management-in-China%E2%80%99s-Coal-Sector-Policy-Review>

4 结论和建议

4.1 研究结论

1. 如果未来无更多的煤电规模控制政策出台，2020 年煤电过剩产能将达到 2.13 亿千瓦

报告结果显示，截至 2016 年底，全国已运行煤电装机量为 9.14 亿千瓦。从电力平衡角度分析，2016 年全国煤电过剩产能为 1.14 亿千瓦⁸¹，占全国煤电装机量的 12.5%。尽管国家能源局已经出台了一系列政策控制煤电装机规模，防止煤电产能过剩问题的进一步恶化，但本报告的研究结果显示，2020 年中国煤电产能过剩问题将愈发严重。如果未来无更多的煤电装机规模控制政策出台，2020 年全国煤电装机量预计将达到 11.15 亿千瓦，煤电过剩产能将升高至 2.13 亿千瓦，占全国煤电装机量的 19.1%。

2. 中国煤电行业同时承受着产能过剩和水资源短缺的双重压力

2016 年全国已运行燃煤电厂中，4.37 亿千瓦位于水压力大于 40% 的区域，占全国煤电装机量的 47.8%。其中山东、河南、内蒙古等 13 个省份共计 3.62 亿千瓦煤电装机量同时承受着产能过剩压力和高水压力。预计 2020 年高水压力地区仍有大量的新增装机量，全国将有 5.27 亿千瓦煤电装机量位于水压力大于 40% 的区域，占比为 47.3%，与 2016 年相比增加 9000 万千瓦。同时，全国 17 个省份的 4.76 亿千瓦煤电装机量将同时承受产能过剩压力和高水压力。

3. 2016 和 2020 年煤电行业均有六成以上水耗来自高水压力地区

2016 年全国已运行燃煤电厂总耗（淡）水量为 39.8 亿 m³，其中位于水压力大于 40% 区域的燃煤电厂总耗水量为 25.7 亿 m³，占全国已运行煤电机组耗水量的 64.72%。当特高压输电线路利用率为 30% 时，预计 2020 年全国燃煤电厂总耗（淡）水量为 35.9 亿 m³，位于水压力大于 40% 区域的燃煤电厂总耗水量为 22.8 亿 m³，占全国煤电预计耗水量的 63.5%。当特高压输电线路利用率为 60% 时，预计 2020 年全国燃煤电厂总耗（淡）水量为 35.4 亿 m³，位于水压力大于 40% 区域的燃煤电厂总耗水量为 22.2 亿 m³，占全国煤电预计耗水量的 62.7%。

4. 在相对合理的装机规模和布局下，2020 年煤电行业可最多节约高水压力地区水耗 5 亿 m³

为同时化解煤电产能过剩和高水压力地区煤电水耗问题，本报告根据各省产能过剩情况、燃煤电厂水压力区分布以及燃煤电厂发电水耗率，提出了从最优节水角度出发，通过削减位于高水压力地区的 1.79 亿千瓦煤电装机量⁸²来缓解煤电产能过剩问题的方案，即 2020 年全国煤电装机量将为 9.36 亿千瓦。可以使 2020 年煤电行业耗水量由当前政策情景下的 35.9 亿 m³ 减少至 33.0 亿 m³，减少约 2.9 亿 m³，高水压力地区煤电耗水量将最多减少 4.9 亿 m³，约为原政策情境下高水压力地区耗水量的 21.5%。

⁸¹ 由于本报告所用数据库未收录 3 万千瓦容量以下的小型煤电机组，统计得到的 2016 年全国煤电装机量为 9.14 亿千瓦，与官方公布的 9.4 亿千瓦相差 2600 万千瓦，因此 2016 年煤电过剩产能实际应为 1.4 亿千瓦

⁸² 结论部分选取预计与 2020 年情况更为接近的 30% 特高压输电线路利用率预测情景进行说明

4.2 政策建议

根据本报告的分析结果，针对煤电装机规模控制和分布规划提出如下建议：

第一，建议有关部门在“十三五”期间进一步出台控制煤电装机规模的政策，并充分考虑煤电所在区域水资源限制因素。

第二，建议停止审批和建设燃煤电厂，并根据各省产能过剩程度优先淘汰高水压力地区的燃煤电厂。

第三，建议根据燃煤电厂冷却方式和各省产能过剩程度，优先停止审批、建设并淘汰高水压力地区使用淡水冷却的燃煤电厂。

第四，针对高水压力地区余下燃煤电厂，建议在考虑电网安全的前提下，适当降低淡水冷却燃煤电厂的运行小时数。

数据与研究方法

（一）基础数据

1. 煤电机组

本报告中的煤电机组数据均使用全球煤炭研究网络（CoalSwarm）截至 2017 年 2 月的数据。CoalSwarm 拥有全球燃煤电厂和机组信息，其中中国大陆地区的煤电机组共计 4924 个，并包含机组的位置坐标、装机量、运行状态、锅炉类型、建造时间等数据。煤电机组运行状态包括已运行、在建、通过审核、预审核、规划中、取消和缓核 / 缓建。

在 CoalSwarm 数据库的基础上，根据相关政策对煤电机组运行状态进行更新。根据 2017 年 1 月国家能源局电力司针对广东、甘肃、陕西、山西等 13 个省份下达的《关于衔接 xx 省“十三五”煤电投产规模的函》，对明确要求“十三五”期间缓核、缓建和控制规模的煤电项目状态进行更新。其余省份根据 2016 年 10 月发布的《关于进一步调控煤电规划建设的通知》要求，将 2016 年开工建设的煤电项目状态标记为“缓建”，尚未核准的项目标记为“缓核”。对于《能源发展“十三五”规划》中提出的计划“十三五”期间淘汰 2000 万千瓦落后煤电机组的要求，根据政策中的淘汰标准，由于政策中涉及的机组类型、符合环保条件与否、是否实施改造等信息均无法获取，因此本报告选取保守标准，将数据库中煤电装机量小于 30 万千瓦、运行满 25 年的机组标记为“计划淘汰”，并根据 2000 万千瓦的淘汰要求进行调整，保留装机量较大的机组，优先淘汰装机量较小的机组，最终确定将 1994 万千瓦煤电机组标记为“计划淘汰”。

2. 非煤发电机组

由于本报告撰写时⁸³，2016 年各省非煤炭火电装机量、水电装机量和年电力最大负荷数据尚未发布，因此统一使用 2015 年全年统计数据计算。各省电力最大负荷数据来源为电力公司网站和新闻公布的数据；非煤火电机组装机量、水电装机量数据来源为 Platts 全球能源数据库，包括已运行、在建和计划淘汰装机量数据；风电⁸⁴和光伏⁸⁵的各省装机数据来源为 2015 年国家能源局公布的全年统计数据；核电数据来源为中国核能协会发布的 2015 年全国核电运行情况数据⁸⁶。

3. 基线水压力体系

燃煤电厂的水压力分析采用世界资源研究所（WRI）的 Aqueduct 全球基线水压力地图作为区域水压力的评价指标。基线水压力为流域内每年取水量与平均可用水量资源的比值，可以体现可用水资源的竞争程度。该数值越高，代表用水竞争压力越大。基线水压力等级根据数值划分为：低（<10%）、低到中（10–20%）、中到高（20–40%）、高（40–80%）、极高（>80%）。对于可用水量资源和取水量分别小于 0.03m³/m² 和 0.012m³/m² 的区域归类为“干旱和低用水量”⁸⁷。此外，本报告根据《煤炭产业如何加剧全球水危机》报告中的分类方法，将基线水压力超过 100% 的区域划分为过度取水区，表示该流域上人类的取水速度超过了水资源的恢复速度，意味着该流域需要依赖地下水、跨流域调水和海水淡化来满足用水需求，否则便面临着枯竭的危险⁸⁸。

⁸³ 本报告撰写时间截至 2017 年 5 月

⁸⁴ 国家能源局发布数据 http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c_135066586.htm

⁸⁵ 国家能源局发布数据 http://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c_135076636.htm

⁸⁶ 中国核能行业协会 <http://www.china-nea.cn/html/2016-01/35019.html>

⁸⁷ 《“水道”元数据文件：水道全球地图 2.0》

<http://www.wri.org.cn/publication/aqueduct-metadata-document-aqueduct-global-maps-20>

⁸⁸ 《煤炭产业如何加剧全球水危机》<http://www.greenpeace.org.cn/the-great-water-grab/>

根据《水道水风险框架》中的定义,当基线水压力的阈值为40%时,代表严重的水压力,在这种情况下,会导致企业面临以下水风险:与竞争性用户之间的矛盾增加;难以及时获得供水和用水许可;由于出现新的用水限制条件或需要新的、替代性的、费用更高的水源,造成费用增加⁸⁹。因此,本报告重点关注基线水压力大于40%的高水压力地区,包括高(40-80%)、极高(80-100%)和过度取水(>100%)。在这些区域,企业将面临较高的水风险。

4. 特高压输电线路

特高压输电线路及输电规模信息来源为国家能源局和新闻公布信息。本报告跨省特高压电力输送计算中涉及的跨省特高压输电线路包括:锡盟-山东⁹⁰、锡盟-江苏泰州⁹¹、锡盟-南京⁹²、内蒙上海庙-山东⁹³、蒙西-天津南⁹⁴、扎鲁特-青州⁹⁵、扎鲁特-河南⁹⁶、淮南-南京-上海⁹⁷、淮南-上海⁹⁸、宁东-浙江⁹⁹、晋北-江苏南京¹⁰⁰、晋东南-南阳-荆门¹⁰¹、溪洛渡-浙江金华¹⁰²、锦屏-苏南¹⁰³、向家坝-上海¹⁰⁴、金上-吉安¹⁰⁵、陕北榆横-山东潍坊¹⁰⁶、云南-广东¹⁰⁷、陇东-江苏¹⁰⁸、酒泉-湖南¹⁰⁹、哈密南-郑州¹¹⁰、哈密北-重庆¹¹¹、准东-成都¹¹²、准东-华东¹¹³、浙北-福州¹¹⁴。另有6条特高压输电线路由于输送总电力等信息无法获取,因此未包含在计算中,包括蒙西-武汉、蒙西-长沙、雅安-武汉、陕北至江西、陇彬-豫北、靖边-连云港。

5. 煤电机组冷却方式

燃煤电厂的冷却方式数据来源为Platts全球能源数据库(52.6%)和Google Earth卫星图观测(26.3%)。其余21.1%未知冷却方式的燃煤电厂根据以下原则进行假设:

- a. 山西、内蒙古、新疆、宁夏、陕西5个省份煤电冷却技术强制政策(2008年)¹¹⁵

⁸⁹ 《水道水风险框架》<http://www.wri.org.cn/aqueductframework>

⁹⁰ 《锡盟-山东配套煤电项目获批》http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2015-04/13/content_1553920.htm

⁹¹ 《锡盟-江苏泰州±800千伏特高压直流工程》<http://www.chinairn.com/news/20140710/113902576.shtml>

⁹² 《锡林郭勒至南京1000KV特高压输电工程计划年内核准》http://www.jsym.gov.cn/items/smdt_disp.asp?content_id=1203

⁹³ 《上海庙-山东特高压直流输电工程获得国家发改委核准》http://www.sdfgw.gov.cn/art/2015/12/4/art_89_165763.html

⁹⁴ 《蒙西-天津南1000千伏特高压交流输电工程投入运行》<http://shupeidian.bjx.com.cn/html/20161125/791723.shtml>

⁹⁵ 《国网扎鲁特-青州特高压直流工程和鄂渝直流背靠工程初步设计启动》<http://news.bjx.com.cn/html/20151224/694844.shtml>

⁹⁶ 《内蒙古扎鲁特河南特高压直流输电工程启动》<http://www.escn.com.cn/news/show-210932.html>

⁹⁷ 《1000千伏淮南-南京-上海特高压交流工程开工建设》<http://ah.anhnews.com/system/2014/11/04/006588627.shtml>

⁹⁸ 《淮南至上海特高压输电工程明年年底投运 将大大缓解华东用电紧张》<http://www.shanghai.gov.cn/nw2/nw2314/nw2315/nw17239/nw22560/u21aw687583.html>

⁹⁹ 《宁东-浙江±800千伏特高压直流输电工程奠基》

<http://www.cec.org.cn/zdlhuiyuandongtai/dianwang/2014-11-21/130270.html>

¹⁰⁰ 《晋北-江苏特高压直流工程开工建设》http://news.xinhuanet.com/fortune/2015-06/29/c_1115755473.htm

¹⁰¹ 《中国第一条特高压——晋东南-南阳-荆门特高压工程盘点》<http://news.bjx.com.cn/html/20140415/503781.shtml>

¹⁰² 《溪洛渡左岸-浙江金华±800千伏特高压直流输电工程开工》<http://www.sgcc.com.cn/shouye/tbxw/277368.shtml>

¹⁰³ 《锦屏-苏南±800千伏特高压直流输电工程简介》<http://www.sgcc.com.cn/ywgk/jsxm/jstgyzl/>

¹⁰⁴ 向家坝-上海±800千伏特高压直流输电工程投产》

http://www.gov.cn/jrzq/2010-07/08/content_1648978.htm

¹⁰⁵ 《我州启动首条特高压电网项目前期工作》<http://www.gzz.gov.cn/10000/10017/10023/2015/04/14/10467185.shtml>

¹⁰⁶ 《榆横-潍坊1000千伏特高压交流输电工程开工》<http://www.sgcc.com.cn/shouye/tbxw/325552.shtml>

¹⁰⁷ 《滇西北-广东特高压直流工程开工》http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2016-02/15/content_1654367.htm

¹⁰⁸ 《陇东-江苏特高压被纳入国家“十三五”电力发展规划》<http://news.bjx.com.cn/html/20150619/632636.shtml>

¹⁰⁹ 《酒泉-湖南±800千伏特高压直流输电工程开工》http://news.xinhuanet.com/2015-06/03/c_127874251.htm

¹¹⁰ 《哈密南-郑州±800千伏特高压直流输电工程预计2013年底投产》<http://www.xjdc.gov.cn/info/11368/218485.htm>

¹¹¹ 《两项特高压工程望年内开工》<http://stock.stockstar.com/SS2015042400002606.shtml>

¹¹² 《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》http://www.cpeinet.com.cn/gcjs/jsdt/201504/t20150423_192051.htm

¹¹³ 同上

¹¹⁴ 《浙北-福州1000千伏特高压交流输电工程正式投运》<http://energy.people.com.cn/n/2014/12/26/c71661-26281725.html>

¹¹⁵ 发改办能源[2008]1265号文件<http://www.xzshengtai.cn/msg-1905.html>

- b. 使用海水或咸淡水及距离海岸线 6.5km¹¹⁶ 以内的电厂划定为使用非淡水作为冷却水的燃煤电厂
- c. 对同一城市或区域内的燃煤电厂，根据已知冷却方式电厂的建造年份、距河流距离等统计数据与冷却方式的关系进行假设

（二）研究方法

1. 2016 年过剩产能的计算方法

本报告从资源裕度角度，选用电力系统备用率作为判断各省煤电产能是否过剩的依据。当该省电力系统备用率大于标准值时，即被认为产能过剩。在计算中，假设非火电能源可优先被利用，过剩产能均为煤电产能，即高出电力系统备用率标准值部分对应的煤电装机量被认定为该省煤电过剩产能。因此，

$$\text{煤电过剩产能} = \text{各能源等效可用装机量} - \text{电力最大负荷} \times (1 + \text{电力系统备用率标准值})\%$$

根据各省煤电过剩产能在各能源总装机量中的占比，将产能过剩程度由轻到重依次划分为 0-20%、20-40%、40-60%、60-80%、80-100% 五个等级。

- 电力系统备用率标准值定义：本报告中的电力系统备用率标准值采用 NERC（北美电力可靠性委员会）的默认规划备用容量值 15% 作为可再生能源装机占比较低和水电为主省份的电力系统备用率。对于可再生能源装机占比较高的省份，电力系统备用率根据等效可用可再生能源容量对电力最大负荷的贡献占比进行调整。
- 各省实际电力系统备用率计算：

$$\text{电力系统备用率} = \frac{\text{各能源等效可用装机量}}{\text{电力最大负荷需求}} - 1$$

- 各能源等效可用装机量 = 各能源现役装机量 × 容量置信度 ± 跨省外送 / 接收电力
- 各能源类型和容量置信度¹¹⁷ 如下表所示：

| 能源类型 | 煤电 | 水电 | 风电 | 光伏发电 | 核电 | 非煤炭火电 |
|-------|------|-----|-----|------|------|-------|
| 容量置信度 | 100% | 50% | 10% | 30% | 100% | 100% |

- 跨省电力输送根据各省电力裕度、区域电网线路和省间电力平衡进行估算。

2. 2020 年过剩产能的计算方法

根据已出台的规划或政策通知预测 2020 年各省不同电源的装机容量，以及不同特高压输电线路利用情景下东、西部各省的电力供需情况，再计算各省 2020 年电力系统备用率。当该省 2020 年电力系统备用率大于标准值时，即被认为产能过剩。

- 2020 年各电源装机量预测方法如下
 - 煤电机组预计装机量：根据 2020 年将全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内的要求，对 CoalSwarm

¹¹⁶ 根据已知使用海水或咸淡水作为冷却水的电厂距海岸线平均距离得出

¹¹⁷ 容量置信度为发电容量对系统最大负荷需求的贡献占比。本报告采用北美常见值进行计算

<http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-coalcapacitychina-2016-feb.pdf>

- 数据库中煤电项目的运行状态进行选取，使预计 2020 年投入运行的总装机量尽可能接近 11 亿千瓦。
本报告中 2020 年煤电总装机量的组成为：
目前已运行 + 在建 + 已审批 + 预审批 + 所有民生热电项目 - 计划淘汰。
- 非煤电机组预计装机量：2020 年非煤电机组数据通过基础数据计算。水电、核电、风电和光伏根据《能源发展“十三五”规划》提出的发展规划目标和淘汰率进行预测。
- 各能源等效可用装机量 = 各能源预计装机量 × 容量置信度 ± 跨省外送 / 接收电力
- 2020 年各省电力最大负荷预测：假设各省 2016–2020 年电力最大负荷年均增速与 2014–2015 年各省电力消费年均增速相同，继而根据 2015 年各省电力最大负荷、2014–2015 年各省电力消费年均增速和最大负荷电力消费弹性进行计算。
- 跨省电力输送根据各省电力裕度、区域电网和特高压输电线路以及省间电力平衡进行估算。由于特高压输电线路的实际利用情况无法确定，因此本报告分别假设年均特高压输电线路利用率为 0%、30%、40%、60%、80%、100%，即年均向外输送相应百分比的规划输电量¹¹⁸，再对不同特高压输电线路利用情景下各省电力系统备用率和过剩产能进行计算。本报告仅对 30% 和 60%¹¹⁹ 特高压输电线路利用情景进行详细分析，其余仅进行敏感性分析。由于 2016 年各省非煤炭火电发电量、火电发电量、非火电发电量和全社会用电量数据尚未发布，因此使用 2015 年全年统计数据计算，数据来源为《中国能源统计年鉴 2016》。
- 本报告针对煤电资源裕度和产能过剩的分析全部基于省级层面，并假设省间存在长期的电力电量交易合同，以满足各省用电最高负荷。例如，河北省将 200 万千瓦煤电产能输送到北京以满足北京的用电最高负荷，这部分煤电产能将不用于满足河北省内的用电最高负荷。根据相关部门的意见反馈，各省之间实际存在的电力传输比本报告计算中掌握的信息更多。由于信息可获得性的限制，本报告无法将全部省间电力传输考虑在内。因此，对于省间电力传输较多的省份，本报告的过剩产能估算结果可能存在偏差。假设省间的所有电力传输都基于长期的电力电量交易合同，本报告根据现有的各省发、用电量和跨省电力传输线路数据，对省间电力传输进行了敏感性分析。根据分析结果，省间电力传输将降低内蒙古、安徽、陕西、四川等电力输出省份的煤电产能过剩程度，同时加重江苏、浙江、河北等电力输入省份的煤电产能过剩程度。在这种情况下，2016 和 2020 年全国煤电过剩产能与报告结果相比将分别增加 1000 和 1600 万千瓦左右。本报告基于省级层面的煤电资源裕度估算使全电网层面的煤电资源裕度整体偏高。当各省的最高用电负荷同时被满足时，本报告分别得到了 2016 年 1.14 亿千瓦和 2020 年 2.13 亿千瓦的煤电过剩产能。但实际上，从全电网层面来看，如果考虑各省最高用电负荷的非同时性和全电网的跨区互济能力，2016 年和 2020 年全国煤电实际过剩产能应高于本报告的估计值。

3. 煤电行业发电耗水量计算方法

根据不同技术规格的燃煤电厂的水耗和各省火电机组平均利用小时数计算出每个煤电机组的年耗水量，再根据世界资源研究所 (WRI) 的基线水压力地图和电厂位置，标记每个电厂所在的基线水压力属性，继而计算出煤电行业发电总耗水量、高水压力地区煤电机组装机总量和耗水总量。

¹¹⁸ 特高压输电线路及输电规模信息通过国家能源局网站和新闻进行收集

¹¹⁹ 本报告沿用绿色和平于 2016 年 7 月发布的《中国煤电热潮高烧难退》中使用的 60% 特高压输电线路利用情景进行分析。同时，考虑到经济转型和可再生能源发展趋势，希望选取较低的特高压利用情景进行对比分析。根据特高压输电线路的实际运行情况和技术限制，利用率不宜过低，因此选取 30% 特高压利用情景进行研究 <http://www.greenpeace.org.cn/the-fever-of-china-coal-power-plant/>

- 根据《电力（燃煤发电企业）行业清洁生产评价指标体系》，将煤电机组按照装机量分为 <300MW、300MW 和 >600MW 3 个等级，并根据机组的冷却方式标注对应的单位发电耗水量
- 发电耗水量 = 单位发电耗水量 × 机组成装机量 × 煤电机组年均运行小时数
煤电机组年均运行小时数：中国尚无煤电利用小时数的统计数据，但据估算¹²⁰，同期煤电与火电利用小时数差距不大，且二者变化趋势完全一致。因此，受数据可得性限制，本报告采用公开发布的火电数据近似代表煤电情况。2015 年火电年均运行小时数为国家能源局发布数据¹²¹。2020 年火电年均运行小时数计算如下：

$$2020 \text{ 年火电预计年均运行小时数} = \frac{2020 \text{ 年火电预计发电量}}{2020 \text{ 年火电预计装机量}}$$

- 假设火电发电量增速 ≈ 全社会用电量增速，则：
2020 年火电预计发电量 = 全社会预计用电量 - 非煤火电预计发电量 - 非火电预计发电量 ± 外送 / 接收电量
- 由于 2016 年各省非煤火电发电量、火电发电量、非火电发电量和全社会用电量数据尚未发布，因此使用 2015 年全年统计数据计算，数据来源为《中国能源统计年鉴 2016》。
- 2020 年非煤火电和非火电预计发电量：根据 2015 年数据和 2015-2020 年预计新增量计算
- 2020 年预计全社会用电量 = 2015 年全社会用电量 × (1 + 2016 年前三季度社会用电平均增长率) × (1 + 2014~2015 年社会用电年均增长率¹²²)⁴

¹²⁰ 《煤电产能过剩与投资泡沫研究》<http://www.greenpeace.org.cn/coal-power-overcapacity-and-investment-bubble>

¹²¹ 国家能源局 http://www.nea.gov.cn/2016-01/29/c_135056890.htm

¹²² 2014、2015 和 2016 年前三季度各省社会用电量增长率数据来源为中国煤炭资源网 <http://www.sxcoal.com/data/view/272>。由于经济结构转型，2010-2013 年的全社会用电量增速无法作为预测未来 5 年电力需求增长的依据。同时，由于 2016 年下半年重工业的复苏，2016 年前三季度平均 6% 的用电量高速增长预计将不会长期持续。因此本报告采用 2014 和 2015 年各省社会用电量年均 2.15% 的增速来预测未来 4 年的全社会用电量。

绿色和平是一个全球性环保组织，
致力于以实际行动推动积极的改变，
保护地球环境。

地址：北京市东城区东四十条甲 25 号嘉诚有树 B 座 303A 室

邮编：100007

电话：86 (10) 65546931

传真：86 (10) 64087851

www.greenpeace.org.cn

发布日期：2017 年 7 月