

中国电力供应安全的经济 分析与保障路径研究

GREENPEACE 绿色和平

www.greenpeace.org.cn

中国电力供应安全的经济分析 与保障路径研究

主要作者

袁家海 / 教授

张浩楠 / 华北电力大学

朱衍磊 / 华北电力大学

宋 岩 / 华北电力大学

杨晓文 / 华北电力大学

协调员

吴婧涵 / 绿色和平

李丹青 / 绿色和平

免责声明

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。

本报告为袁家海教授研究团队基于可得信息独立调查研究产出的成果，该团队在与绿色和平、中华环保联合会合作期内（经审批备案），绿色和平为环保公益和信息分享目的，对本报告进行宣发。绿色和平、中华环保联合会、华北电力大学袁家海教授研究团队不对报告中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作任何担保。

报告作者简介

袁家海 教授

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 80 余篇，出版中文专著 4 部，英文专著 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 年以来，对国内的煤电政策及电力市场进行了深入的研究。

报告评审专家简介

胡兆光

国家电网能源研究院原副院长、首席能源专家，华北电力大学、北京交通大学兼职教授、博士生导师，国家自然科学基金会评审专家，享受政府特殊贡献津贴。

徐 震

山东省科学技术协会常务委员、山东省电力科学技术协会执行主席、山东省电力企业协会副会长，山东省电力市场管理委员会成员，兼中国能源研究会理事、中国机械工业联合会能源互联网设备与技术分会副理事长、山东省社会组织总会副会长、山东省新能源产业协会副理事长。

专家荐语

随着经济的发展，负荷率会不断下降，即峰谷差还不断扩大。这将为电网调峰带来一定的压力与挑战。为了电网的安全稳定运行，需要一定的调峰电源，如水电、抽水蓄能电站、燃气电站等。由于我国这些资源相对不足，在北方地区也采用煤电调峰，这是不得已。如何应对这种挑战？该报告从国家、电网、电厂、用户等多个视角，科学地研究了我国峰谷差不断加大如何调峰的问题，结论认为：新建大型煤电机组来满足尖峰负荷供应是非常不经济的，而需求响应是满足短时尖峰负荷需求的首选资源，并对浙江、江苏、广东、山东等省份已开展需求响应实践进行了研究与总结，认为当尖峰负荷持续时间延长，“需求响应+延寿煤电”的供应方式更为经济合理。随着电力市场的建立，许多国家采用需求响应的便捷方法调整负荷的不平衡。我国也在这方面积累了许多经验。我们有条件全面大规模推广需求响应这种既经济又便捷的方法解决电网调峰问题。

在充分研究及得到的结论的基础上，该报告提出的运行建议，特别是建议：“十四五”电力规划需要重新审视传统的满足100%最大负荷供应平衡的规划思路，根据需求响应等手段削减尖峰用电负荷的有效能力，将负荷平衡条件下调，若需求响应可以有效降低最大用电负荷5%，以95%最大用电负荷为新的平衡条件，可以减少电源容量建设、降低供电成本。

另外建议：建立公平合理的容量机制，释放价格信号，健全的容量机制可以有效降低容量采购成本，形成类似“需求响应+延寿煤电”的方案来更经济地满足尖峰负荷需求。

该报告的分析科学严谨，数据详实，提出的建议具有针对性实时性及可操作性。将对政府、企业等相关部门提供重要决策参考。

国网能源研究院
原副院长 胡兆光教授
2020年6月5日

专家荐语

研究报告的分析思路好，方法和结论对山东电力的发展特别是对正在进行的山东“十四五”规划的编制具有较高的参考价值。

山东省是电力大省，由于用电需求结构变化、夏季高温天气等因素，近几年出现了尖峰电力缺口，预计 2020 年夏季用电高峰时段依然会出现缺口。表面上看，出现电力缺口是因为电力系统没有足够的装机来满足电力负荷，但根本原因是电力系统的结构性矛盾。

袁家海教授课题组的研究报告从资源经济性的角度探讨了如何在根源上解决尖峰电力缺口问题，并以山东省为实例展开了深入的分析。报告认为需求响应是满足短时尖峰负荷需求的首选资源，而通过新建大型煤电机组来满足尖峰负荷需求会造成极大的资源浪费。

报告提出了电力供应结构的优化方案和若干措施，并对山东省煤电功能调整、自备电厂、跨区输电、容量补偿机制等问题进行了深入的讨论和分析。同时建议：

- 1、本课题研究中采用的 Screening Curve 模型，始于上个世纪的 60 年代，其历史局限性导致这一方法无法考虑可再生能源的波动特性，有没有更新的能够让风电和太阳能等可再生能源有更直观判断的工具，会增强研究结论的可信度、说服力和指导性。
- 2、希望更多的考虑发电厂还需满足供热需求。随着城镇化率的提高，山东省内供热需求将大幅提高，需要在电源结构调整过程中考虑如何保障问题。

山东省已经启动电力发展“十四五”规划编制工作，确定了“一个规划、一个项目库和三个专题研究”的中心任务，其中三个专题研究包括电力供需平衡研究、煤电行业转型升级研究和电力系统调节能力提升与配套政策机制研究。该报告的研究内容与山东省的三个专题研究非常相关，可为山东电力发展“十四五”规划研究编制工作提供有力的支撑。

山东省电力企业协会
副会长 徐震
2020 年 6 月

执行摘要

研究背景

“十三五”期间，中国电力需求快速增长、电力装机容量不断扩大，但“煤电过剩与尖峰电力短缺并存”的电力结构性矛盾始终没有得到解决，出现了“全年富电量，短时缺电力”的现象，严重影响了中国的电力供应安全（即电力系统有足够的发电和输电容量，在任何时候都能满足用户的用电要求）。常规趋势下，2020年中国华北、华中和华东地区的尖峰电力供应缺口问题将进一步加重。但受疫情影响，经济“休克”和用电需求增长放缓，短期内负荷短缺可能不会很严峻；随着社会生产恢复、新基建提振电力消费、经济增长向服务业转轨和多元化用电需求增长，“十四五”需要做好应对期间出现负荷峰谷差拉大、尖峰负荷短缺加剧情况的准备。

用电负荷可分为基荷、腰荷和峰荷三个等级，其中峰荷可细分为高峰负荷和尖峰负荷。高峰负荷是社会生产和生活集中用电时出现的高水平负荷段，依据季节的不同出现在每天上午9-11时和晚上17-22时。尖峰负荷设定为一年里峰荷中持续时间较短、负荷值最高的那部分，也是最容易出现供应缺口的负荷段。中国的电力缺口集中出现在盛夏和寒冬月份，以非常规的空调电器为代表的温控负荷快速增加使得用电负荷变得尖峰化（例如，2019年夏季，北京和山东的空调负荷占电网最大负荷的比重分别达到45%和31%），在部分地区，全年最大负荷95%以上的尖峰持续时间低于24小时，97%以上的持续时间则更短。尖峰化的用电负荷将成为未来的常态，对电力系统的供应安全提出巨大挑战。

根据国家发改委公布的2019年省级电网的典型负荷曲线，对各省的年最大负荷进行简单加总，共计11.06亿千瓦，而2019年中国的电力装机总量高达20.1亿千瓦，其中火电机组11.9亿千瓦，超过了各省年最大负荷的总和，却依然在用电高峰时段出现了电力缺口。短时尖峰负荷供应短缺是当前中国电力供应安全面临的主要难题，并非是电力装机与用电负荷之间数量差异导致的，其根源是中国电力系统结构性问题——基础电源过多、尖峰资源不足。因而，解决电力缺口问题不能孤立地聚焦尖峰负荷供应，而要从电力系统的整体角度出发，优化电力供应结构，在根源上解决电力缺口问题。本报告旨在从资源经济性角度确定电力系统中分别对应不同等级用电负荷的电力资源组合，明确各类电力资源的系统功能定位，提出保障用电负荷需求的电力供应优化方案（以山东省为例，可向全国推广），并评估了不同尖峰负荷供应保障方案的经济代价，以供行业和决策者参考，为“十四五”电力规划和电力行业高质量发展建言献策。

主要结论

在保障电力供应安全的前提下，利用电力资源充裕度技术经济分析的方法，可以从规划层面优化电力供应结构、设计尖峰负荷资源保障体系。假设存在持续时间 100 小时的 500 万千瓦尖峰负荷缺口，“需求响应（270 万千瓦，最大负荷的 3%）+ 延寿煤电（230 万千瓦）”方案的年化成本最低，为 3.25 亿元；“新建燃煤机组 5×100 万千瓦”方案的年化成本最高，为 17.55 亿元，每年造成 14.3 亿元的浪费。若中国继续存在 2018 年电力缺口规模，即各省电力缺口总和 2454 万千瓦，用新增煤电来满足尖峰负荷缺口将造成约每年 70.2 亿元的浪费；如果从煤电机组全寿命周期（30 年）的时间范围看，预计将造成共计 2106 亿元的浪费。可见，**新建大型煤电机组来满足尖峰负荷供应是极其不经济的，而需求响应是满足短时尖峰负荷需求的首选资源**，浙江、江苏、广东、山东等省份已开展需求响应实践，并取得了良好的效果；当尖峰负荷持续时间延长，“需求响应 + 延寿煤电”的供应方式更为经济合理。

山东省是当前中国电力结构和供需矛盾（即基础负荷供应充足甚至过剩、尖峰负荷供应短缺）最为典型的代表，其电力供应结构优化和电力资源功能定位调整对于解决全国多个省份电力缺口问题有很好的参考价值。以山东为例，电力资源充裕度经济性排序结果为：尖峰资源由延寿煤电和需求响应来满足（发电侧储能可在成本进一步下降后纳入），延寿煤电（折旧和还本付息已完成的 30 万千瓦及以下合规机组）、抽水蓄能和气电作为高峰电源，跨区输电、60 万千瓦以下煤电机组作为腰荷电源，60 万千瓦及以上煤电机组作为基荷电源。**山东省现有电力结构的发电年化成本约为 1466.7 亿元，而优化方案的年化成本约为 1232.3 亿元，电力供应结构不合理导致了每年 234.4 亿元的浪费（其中国定投资浪费 131.9 亿元，变动成本浪费 102.5 亿元），相当于新建约 321 万千瓦陆上风电或 426 万千瓦光伏项目所需的投资。**山东的实例分析表明，中国电力行业存在着依靠很大的低效冗余电源投资保障电力供应安全的问题，结构性改革“降成本”的潜力巨大。

进入 2020 年后，疫情冲击全球经济，尽管中国复产复工进展顺利，但国内需求和对外出口的不景气直接导致电力需求下降。对外出口受阻导致制造业产能下滑，会拉低基础用电负荷水平，而“新基建”有一定滞后性，难以快速拉动电力需求；服务业用电需求回暖、数字经济快速发展和城乡居民用电量稳步增长会继续拉高用电峰荷。因而，中国大概率会出现用电负荷“谷段下沉、峰段升高”此消彼长的情况，导致负荷峰谷差进一步拉大。煤电是支撑基础用电负荷的主力电源，但在基础用电负荷水平下降、大量煤电产能闲置的情况下，新建煤电机组用于解决尖峰电力缺口问题会加重电力系统的容量冗余，是极其不经济的，会造成极大的社会资源浪费；而对符合条件的老旧机组进行延寿处理，既可以缓解煤电过剩问题，也可以提供尖峰电力服务。因此，中国煤电未来发展的重心不再是装机规模的增长，而是挖掘现有机组的容量价值。

政策建议

1、疫情冲击用电需求，“十四五”电力规划要重新审视电力增长情况

受疫情影响，国内消费和对外贸易的增长态势均有所下滑，直接导致全社会用电需求的下降；全球疫情持续时间尚不明朗，“去全球化”、中美贸易冲突不可避免地会影响中国对外出口，再考虑到中国经济潜在增速降低、经济结构转变以及新一轮基建项目的辐射作用等多方宏观因素的叠加消涨效应，中国“十四五”电力发展已不能按照 2018 年和 2019 年的预判来进行总量规划，尤其是煤电发展规模问题。“十四五”电力规划要基于当前的宏观经济基本面来重新审视电力需求形势，考虑可能出现的电力消费结构（二产比重进一步下降、三产和居民消费比重显著增加）、用电负荷特性（负荷峰谷差进一步拉大）、电力资源功能（电源 - 电网 - 需求侧 - 储能从孤立到协同）等的变化，制定电力发展目标和路径。

2、改变电力供应安全的单一思路，经济合理地保障电力资源充裕

“十二五”及之前的电力规划大多是从满足电力电量平衡的角度制定方案，在很大程度上杜绝了电力缺口的大范围出现，但弊端是很容易造成电力结构冗余。“十三五”用电负荷缺口暴露出的是整个电力系统的结构性矛盾，基础电源过多、尖峰资源不足，继续一味地新增大型电源无疑会加重结构性矛盾。采用综合资源规划的理念保障电力资源充裕度，可以直观地体现各类资源的经济性，并明确各自的系统功能定位，从而指导电力规划进行电源结构优化。

“十四五”电力规划应从电力系统结构性调整入手来解决电力供应安全问题，明确现有电力资源的功能定位，利用市场机制引导资源配置来“补短板”，而不是一味地建设电源容量尤其是已经过剩的煤电来满足新时期的用电负荷需求。“十四五”电力规划需要重新审视传统的满足 100% 最大负荷供应平衡的规划思路，将需求响应纳入区域规划，可以根据需求响应等手段削减尖峰用电负荷的有效能力，将负荷平衡条件下调，例如若需求响应可以有效降低最大用电负荷 5%，则 95% 最大用电负荷为新的平衡条件，从而减少电源容量建设、降低供电成本。“十四五”电力规划是面向长远转型目标的战略“窗口期”，将煤电发展的工作重心从规模扩张转向功能调整。

3、继续完善市场机制打破省间壁垒，提高跨区输电通道利用效率

跨区输电是解决新能源消纳、加强区域资源互济的重要渠道，消纳送端省份富余电力、减少受端省份煤电规模，对送端和受端省份都有明显的利好效应。但中国电力交易形成了“省为实体”的格局，为了保护本省经济或发电企业利益，往往不愿意接收外来电力，人为地阻碍了跨区输电，形成了省间壁垒。从资源经济性角度看，跨区输送的清洁电力的价格通常要低于本地的标杆电价，在市场化竞争中有明显的成本优势。因此，要继续完善电力中长期交易、现货交易等市场机制，发挥跨区输电的经济性优势，减少人为抬高输配电价或施加行政手段限制交易等行为，避免地方政府以邻为壑，只顾自己发展。

4、煤电要发挥主体电源作用，发展重心从装机扩容转向功能调整

在未来经济增长和用电需求存在极大不确定性的情况下，不宜继续扩大煤电规模。煤电电量已到达或接近峰值，继续新增煤电会拉低整个煤电行业的效益；以保障电力供应安全为借口建设煤电，实际上是对各类资源的电力价值的认识不清晰。高效的大容量煤电机组应是作为基荷电源；作为腰荷电源的中等容量机组要加快深度调峰改造和热电解耦，提高系统灵活性；对于能效指标达标又完成超低排放改造的到期机组，在保证设备安全的情况下，应该建议实行延寿运行，用于启停调峰、战略备用，继续为电力系统提供容量贡献。同时，加快自备电厂的市场化，依法依规将其转变为公用电厂，参与电网安全调峰工作。

5、建立公平合理的容量机制，释放价格信号

健全的容量机制可以有效降低容量采购成本，形成类似“需求响应 + 延寿煤电”的方案来更经济地满足尖峰负荷需求，避免出现“建设煤电机组来应对短时电力供应短缺”的不合理情况。高比例可再生能源发展和用电负荷“新常态”对电力系统的备用容量充裕度有更高的要求，但单一电量市场往往无法激励充足的发电投资来确保资源充裕性，特别是在当市场最高限价被各种政治因素所限而被人为压低的情况下，因此需要引入容量机制，以确保发电商能够收回固定成本。中国特殊的政治经济学语境，和世界各国电力市场机制建设的经验均决定了在中国引入容量机制的必要性。发电主体按照各自功能从现货市场和容量市场获取相应收益，在监管机制下发挥“市场力量”的作用，真正还原电力的商品属性且兼顾电力“实时平衡”的商品特性。

目录

01. 电力供需现状分析	02
1.1 全国电力供需形势	03
1.2 区域电网电力供需	05
02. “十四五” 电力供应安全保障的总体思路	07
2.1 建立综合资源战略规划体系	08
2.2 平衡好电力安全与经济代价	08
2.3 平衡好电力安全与长期电力转型关系	09
03. 电力资源充裕度技术经济比较	10
3.1 资源充裕度理论	11
3.2 电力供应资源	12
04. 山东省案例	15
4.1 山东省电力基本情况	16
4.2 山东省电源优化方案	17
4.2.1 电力供应结构优化结果	17
4.2.2 电力供应结构优化措施	25
4.2.3 讨论与分析	25
4.3 不同电力供应保障方案的经济分析	28
05. 结论与政策建议	29
5.1 研究结论	30
5.2 政策建议	31
附录	33
附录 I 综合资源战略规划	33
附录 II Screening Curve 模型	34
附录 III 山东省电力资源情况	36
附录 IV 山东省煤电应急调峰储备电源名单	39
注释	40

01 电力供需 现状分析



1.1 全国电力供需形势

2019 年，中国全社会用电量 7.23 万亿千瓦时，比上年增长 4.5%，如图 1-1 所示，用电需求增速较 2018 年有所下滑，回归增长常态，符合用电需求波动增长趋势。分行业用电需求看，2019 年一产、二产、三产和城乡居民用电量较 2018 年分别增长 4.5%、3.1%、9.5% 和 5.7%，三产和城乡居民用电在全国电量消费中分别占比 17% 和 14%，分别拉动全社会用电量增长 1.5 和 0.8 个百分点，对全社会用电量增长的贡献率合计达到 51%；分区域用电需求看，2019 年，东、中、西部和东北地区全社会用电量较 2018 年分别增长 3.6%、4.5%、6.2%、3.7%，占全国比重分别为 47.2%、18.7%、28.3%、5.8%，全国共有 28 个省份用电量实现正增长，西部地区用电量增速领先¹。

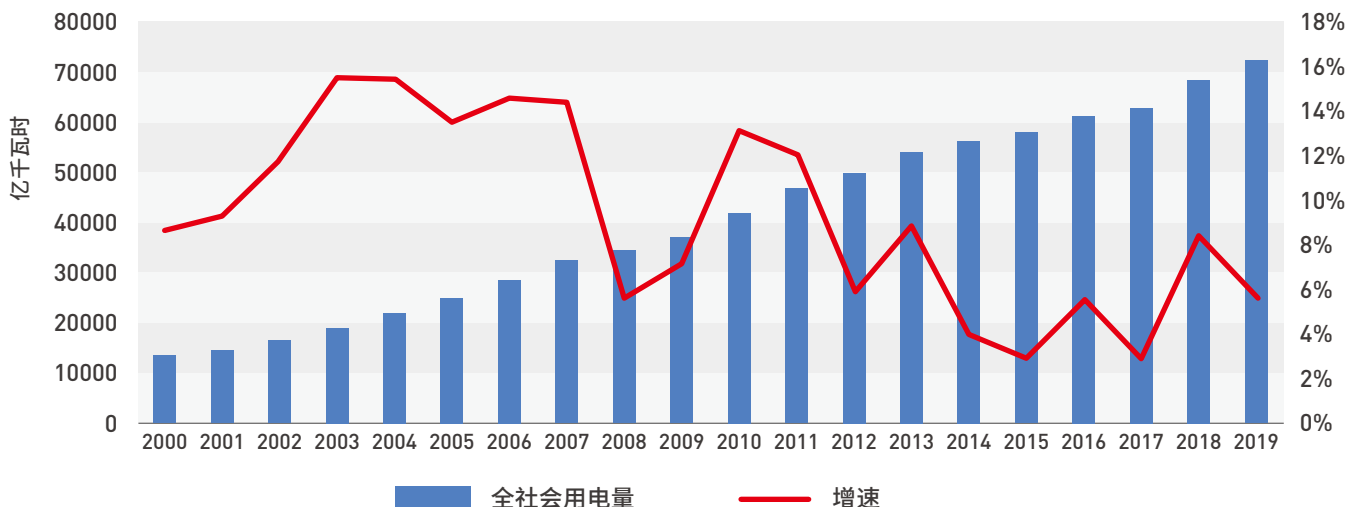


图 1-1 中国用电需求增长情况

中国用电需求结构中三产和居民消费比重不断增加，二者的时段性需求模式会使得电力负荷特性恶化，主要表现为用电峰谷差拉大、尖峰负荷拔高且短暂、平均负荷率降低，进入用电负荷“新常态”阶段。随着中国经济结构性改革、新旧动能转换及城镇化电气化发展等现代化进程不断推进，负荷特性将持续恶化，尤其是以非常规的空调电器为代表的温控负荷快速增加（2019 年夏季，北京和山东的空调负荷占电网最大负荷的比重分别达到 45% 和 31%），全年最大负荷 95% 以上的尖峰持续时间普遍低于 24 小时²，对电力系统的调节能力提出巨大挑战。有别于过去用电负荷的整体基数式增长模式（即用电负荷曲线的峰、平、谷段均增长），新时期的用电负荷增长模式主要是峰值拉伸式（即尖峰负荷显著提升，而基荷和腰荷则增长缓慢）。用电负荷增长模式的不同决定了满足负荷增长的电力供应扩容方式不同，在应对电力普遍短缺的基态局面时，新增电源装机是最为直接有效的解决办法，而在负荷增长“新常态”下，应从综合资源规划角度着手优化电力供应结构来满足尖峰负荷。

电力供应能力方面,中国电力供应能力持续增强,结构进一步优化。2019 年底,全国全口径发电装机容量 20.1 亿千瓦、同比增长 5.8%。分类型看,水电 3.6 亿千瓦、核电 4874 万千瓦、并网风电 2.1 亿千瓦、并网光伏发电 2.0 亿千瓦、火电 11.9 亿千瓦(其中煤电装机 10.4 亿千瓦、气电 9022 万千瓦)³,如图 1-2 所示。非化石能源发电装机比重达到 41.9%,比上年底提高 1.1 个百分点,发电装机结构进一步优化。新增装机方面,2019 年,全国新增发电装机容量 10173 万千瓦,其中新增煤电装机容量 2989 万千瓦,较 2018 年少投产 67 万千瓦,新增非化石能源发电装机容量 6389 万千瓦,占新增发电装机总容量的 62.8%,成为新增电源主力(如图 1-3 所示)¹。“十二五”期间,火电(煤电加气电)是新增电源主力,占五年内全部新增电源装机的 51%,其中累计新增煤电装机高达 2.3 亿千瓦;而“十三五”期间,以风电、光伏为代表的新能源电源取代煤电成为新增装机的主角,占 2016-2019 年间全部新增电源装机的 52.7%⁴。从新增电源装机的变化情况来看,中国在保证每年电源建设规模的同时,也在加快清洁低碳转型步伐;煤电新增规模的下降是煤电产能过剩后供给侧改革成效的体现,也是电力低碳转型的必然要求。

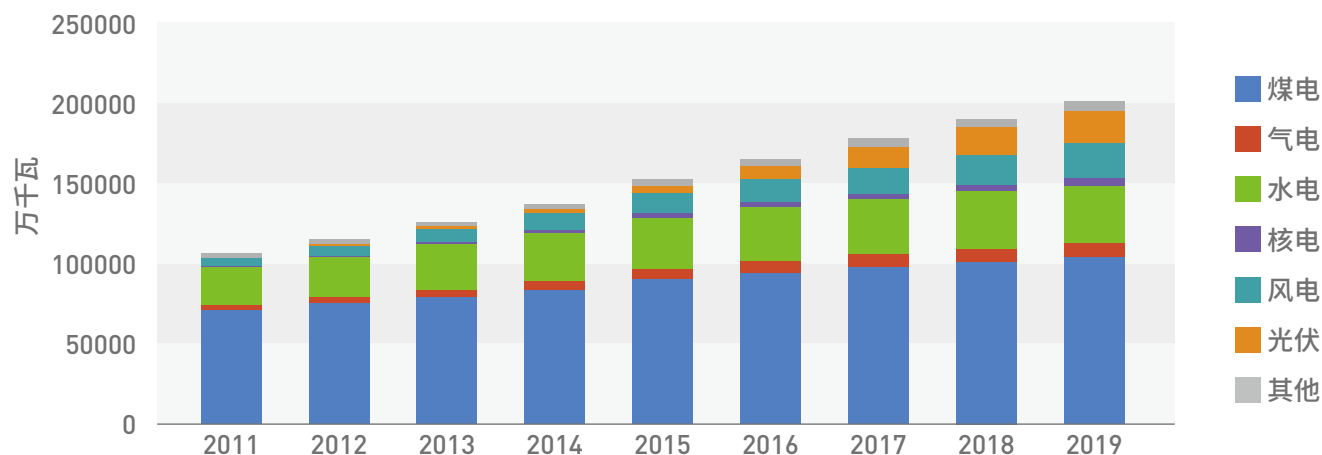


图 1-2 中国电源装机结构

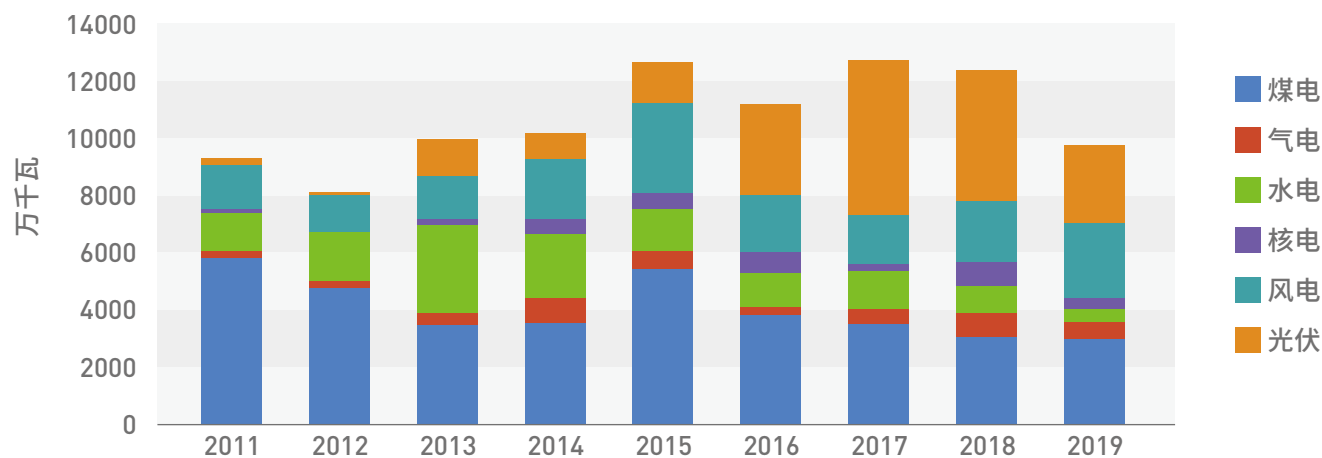


图 1-3 中国新增电源情况

电力生产能力方面,中国电力延续绿色低碳发展趋势,非化石能源发电量保持较快增长。2019 年,全国全口径发电量为 7.33 万亿千瓦时,比上年增长 4.7%,如图 1-4 所示;发电设备平均利用小时 3825 小时,比上年降低 54 小时,主要是由于新能源发电比重提升且电源装机总量过剩,拉低了总体的利用小时数水平³。全国非化石能源发电量 2.39 万亿千瓦时,比上年增长 10.4%,占全国发电量的比重为 32.6%,比上年提高 1.7 个百分点,其中,水电、核电、并网风电和并网太阳能发电量分别比上年增长 5.7%、18.2%、10.9% 和 26.5%。全国全口径火电发电量 5.05 万亿千瓦时,比上

年增长 2.4%；其中，煤电发电量 4.56 万亿千瓦时，比上年增长 1.7%³。2019 年较 2018 年新增的发电量中，水电、核电、风电、光伏和煤电的贡献率分别为 20.8%、16.4%、12.0%、14.0% 和 23.3%，可以看出，非化石能源发电已经成为新增发电量的贡献主体，电力清洁低碳化进一步提升。

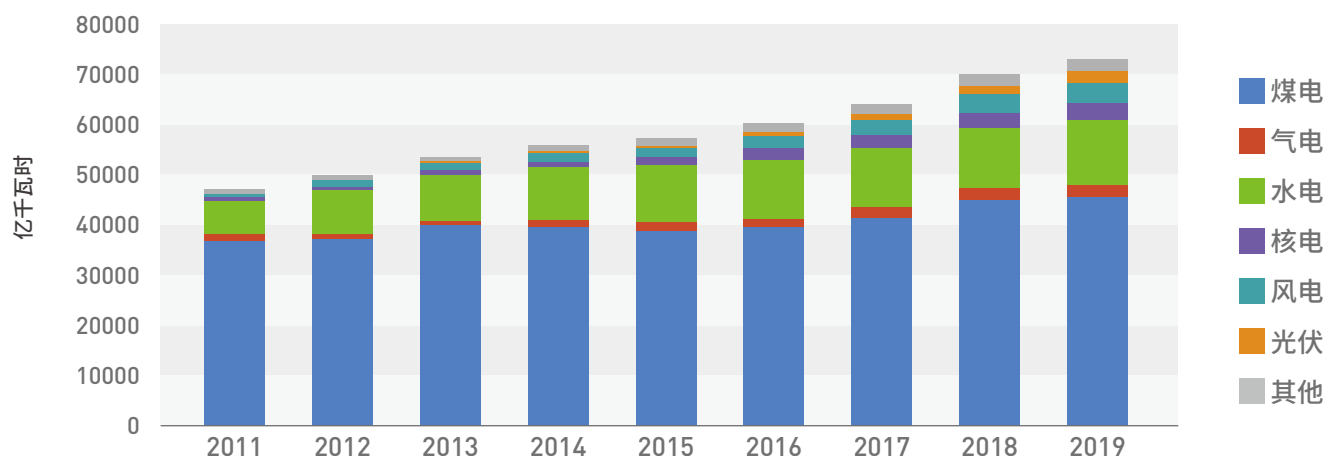


图 1-4 中国发电量增长及结构

进入 2020 年后，新冠疫情对中国经济社会运行影响极大，短期经济发展停滞，随着各行业复工，对电力行业的影响减退，但国内外研究机构普遍认为中国 2020 年电力需求增速将有所下降。疫情对电力需求的影响，短期来看，二产和三产用电量普遍下降，城乡居民生活用电上升，其中，1-3 月份全国用电量累计 15698 亿千瓦时，一、二、三产和居民用电增速（同比）分别为 4%、-8.8%、-8.3% 和 3.5%。各行业累计用电量增速中，信息传输、软件和信息技术服务业最高，住宿和餐饮业最低⁵。国家统计局数据显示，1-3 月份中国发电量 15822 亿千瓦时，同比下降 6.8%；其中，3 月份火电、水电增速同比下降 7.5%、5.9%，但降幅收窄（分别比 1-2 月份收窄 1.4 和 6.0 个百分点）；核电、风电和光伏的发电量分别增长 6.9%、18.1% 和 8.6%⁵。疫情冲击全球经济，尽管中国复产复工进展顺利，但国内需求和对外出口的不景气直接导致电力需求下降。对外出口受阻导致制造业产能下滑，会拉低基础用电负荷水平，而“新基建”有一定滞后性且规模有限，难以快速拉动电力需求；服务业用电需求回暖、数字经济快速发展和城乡居民用电量稳步增长会继续拉高用电峰荷。因而，中国大概率会出现用电负荷“谷段下沉、峰段升高”此消彼长的情况，导致负荷峰谷差进一步拉大。

1.2 区域电网电力供需

2018 年，全社会用电增速回升，全国电力供需形势从总体宽松转为总体平衡、局部过剩；2019 年，全国电力供需总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧。具体来看，2018 年东北和西北区域电力供应能力富余，华北、华东、华中和南方区域电力供需总体平衡，部分地区受年初大范围雨雪天气、夏季持续高温天气、部分时段燃料供应偏紧等因素影响，局部时段电力供需平衡偏紧、采取有序用电措施，其中，华北、华中和西南电网电力最大缺口分别为 600 万千瓦、500 万千瓦和 230 万千瓦，部分省份电力供需情况如表 1-1 所示；2019 年东北、西北区域电力供应能力富余，华北、华东、华中、南方区域电力供需总体平衡，其中，蒙西、冀北、辽宁、浙江、江西、湖北、海南等省级电网在部分时段采取了有序用电措施，蒙西电网从前几年的电力供应能力富余转为 2019 年以来的电力供应偏紧。对比 2018 和 2019 年区域电网供需情况，二者之间没有整体性变化，在经济发达、人口稠密的地区易出现尖峰负荷缺口¹。

中电联预计，2020 年华北、华中区域部分时段电力供需偏紧，华东、南方区域电力供需总体平衡，东北、西北区域电力供应能力富余¹；而国网能研院预计 2020 年夏季高峰负荷期间，在不采取措施的情况下，华北、华东和华中电力缺口可能分别达到 1000 万、800 万和 1500 万千瓦⁶。照此估计，中国中东部（华北、华中和华东）地区的电力供需情况将进一步吃紧。但受疫情不确定性影响，经济“休克”和用电需求增长放缓，短期内负荷短缺可能不会很严峻；随着社会生产恢复、新基建提振电力消费、经济增长向服务业转轨和多元化用电需求增长，“十四五”需要做好应对期间出现负荷峰谷差拉大、尖峰负荷短缺加剧等可能情况的准备。

电力供应安全不仅要考虑供电能力的提升，还要考虑供电成本问题。电力供应“降成本”首先从规划角度入手是更为经济性的选择，提前做好资源配置工作能够提高电力服务质量、减少“事故”补救成本。如今，中国经济基本完成工业化进程、三产居民用电负荷成为新增负荷主体、叠加极端气象因素，用电负荷特性持续恶化，电网负荷率降低、尖峰负荷短而高，这是中国电力需求的“新常态”，如果继续单纯依靠增加电源来满足 100% 的负荷需求要付出极大的代价。经济学的边际成本（即增加一单位的产量随即而产生的成本增加量）理论认为，每一单位产品的成本与总产品量有关，随着产量的增加，边际成本会先减少后增加。以煤电机组为例，在其发电能力范围内增加年发电小时数，机组的固定成本摊销到每度电上的成本会减少、供电煤耗降低使得度电变动成本减少，从而使得生产每度电的边际成本减少，因此以前建设的煤电机组是追求高利用小时数的电量型基础电源；若为满足每年几百甚至几十小时的尖峰负荷而投资数亿元建设煤电机组，其年产出将会极低、边际成本极高、效益不经济，造成严重的投资浪费和资源挤压。在此负荷“新常态”下，尖峰负荷不能再单纯依靠电源建设来满足，而应从综合资源规划角度着手来优化电力供应结构。从资源充裕度的经济性角度来看，需求响应无需前期高昂的建设成本，是更为经济的选择，甚至可以在必要时将符合条件的老旧煤电机组进行延寿处理作为战略备用型资源。此外，电网负荷的“新常态”下，中国的电力安全观也应有所调整，若需求响应规模可达最大负荷的 5%，电力规划不应以 100% 最大负荷为负荷平衡条件，95% 更为经济、科学（超过最大用电负荷 95% 的持续时间普遍低于 24 小时），剩余的 5% 则可以由需求响应、储能和新型可调度新能源（风电 + 储能、光伏 + 储能、光热、可再生能源集成虚拟电厂）等资源来满足。与此同时，按照最大负荷计算的系统备用率也可相应下调。

表 1-1 2018 年部分省份电力供需形势

	区域	电力供需	状态
华北 电网	京津唐	-50 万千瓦	短缺
	河北南网	-440 万千瓦	短缺
	山东	-300 万千瓦	短缺
	山西	-214 万千瓦	短缺
华东 电网	安徽	-150 万千瓦	短缺
	浙江	-100 万千瓦	短缺
华中 电网	湖北	-220 万千瓦	短缺
	湖南	-250 万千瓦	短缺
	河南	-250 万千瓦	短缺
	江西	-150 万千瓦	短缺
东北 电网	辽宁	200 万千瓦	富余
	吉林	300 万千瓦	富余
	黑龙江	400 万千瓦	富余
	蒙东电网	650 万千瓦	富余
西北 电网	甘肃	300 万千瓦	富余
	新疆	300 万千瓦	富余
	青海	800 万千瓦	富余
西南 电网	四川	-160 万千瓦	短缺
	重庆	-170 万千瓦	短缺
南方 电网	电力供需平衡有余		

注：表中为各省电网最大负荷缺口/富余，并非同时出现，所以与区域电网的最大缺口存在偏差。
数据来源：国网能源研究院《中国能源电力发展展望 2019》系列报告

02 “十四五” 电力供应 安全保障的总体思路



2.1 建立综合资源战略规划体系

“十四五”是电力低碳发展的战略“窗口期”，而电力供需形势变化（电力结构性矛盾使得短时缺电力问题更加突出）、能源革命目标（2030年非化石能源发电量比重达到50%）、环保政策加码（火电机组环保成本增加，经济性进一步下降）、电力市场化改革（竞价机制尚不完善，引导电力资源配置的效果不及预期）、巴黎协定温控目标（要求中长期煤电逐渐退出）等多重因素使得电力发展“内外交困”，与以往“按需定供”的简单总量平衡规划相比，“十四五”电力规划须有新的内涵与定位，同时将更具有挑战性。同时“十四五”电力发展面临的系统性问题是低碳转型目标下如何进一步优化电力结构来安全可靠地满足新型用电需求。具体来讲，如何满足高比例新能源消纳和负荷特性恶化对系统灵活性的需求，如何调节煤电和新能源的博弈关系，如何推动煤电功能定位调整，等等。“十四五”规划不应再是各电源品种简单叠加的“拼盘式”规划，而是各类电源定位明确、功能互补；不应再是单纯的电源规划，而是立足综合资源战略规划，源网荷储用有机衔接的规划。综合资源战略规划理论的详细内容见附录I。

电力安全始终是中国电力发展的首要命题，也是电力规划工作的核心目标，同时也要兼顾经济代价与清洁低碳。因此，综合资源战略规划需重点关注两个要点：一是要平衡好电力安全与经济代价；二是要平衡好电力安全与长期电力转型的关系。

2.2 平衡好电力安全与经济代价

安全、经济 and 可持续是传统能源“不可能三角”体系（Energy Trilemma Index, ETI）的三个核心指标，其核心思想是能源供给安全、能源价格低廉和能源清洁环保这三大目标之间再不存在帕累托改进空间（即资源改进到不能再改进的理想状态），任何一个目标方向的优化都意味着其他方向的恶化⁷。很多国家都在尝试打破传统能源体系，例如美国发展更为环保的气电来取代煤电、欧洲国家依靠发展新能源推进“退煤”。在可预见的未来，技术进步有望使得“可再生+储能”组合的成本大幅下降，从而成为安全可靠、低碳、经济的发电资源，塑造新的能源体系，从而打破传统能源“不可能三角”体系。

中国电力发展的首要命题是保障供应安全可靠，进而权衡低碳减排和经济适用原则，所对应的可量化指标分别为满足最大负荷水平与系统备用率、电力碳排放强度与污染物排放总量、发电成本与电力供应成本。电力资源充裕度理论可以作为量化电力供应安全与发电经济性之间关系的方法。电力资源充裕度是指电力系统提供电力和能源需求的能力，即在任何时候都能提供足够的发电量和电网容量，特别是在负荷峰值期间。如何用最小的经济代价满足发电需求，是电力资源充裕度理论的主要目标。

2018年，用电增速回升、电网负荷峰谷差拉大，受极端天气影响，华北、华东和华中电网出现短时供电缺口，部分时段采取了有序用电措施。多方观点认为，为保障电力供应安全应放开煤电项目限制；反观火电利用小时数4361h⁴，说明有充足的电量供应能力。这种“短期缺电力、全年富电量”状态，是在中国经济基本完成工业化进程、三产居民用电负荷成为新增负荷主体、叠加极端气象因素作用下的负荷增长所出现的“新常态”。在此负荷“新常态”下，尖峰负荷不能再单纯依靠电源建设来满足，而应从综合资源规划角度着手来优化电力供应结构。中电联认为，为保障电力安全供应，2030年煤电装机可能接近13亿千瓦⁸；国网能源研究院认为，2025年煤电装机容量12-13亿千瓦，是中国实现经济可靠电力供应的重要保障⁹。二者均支持为保障电力供应安全继续建设煤电。但从资源充裕度的经济性角度来看，为满足短时间的非常态负荷而建设耗资数十亿的燃煤电厂会浪费大量的社会资源，需求响应无需前期高昂的建设成本，是更为经济的选择，甚至可以在必要时将符合条件的老旧煤电机组进行延寿处理作为战略备用型资源。

2.3 平衡好电力安全与长期电力转型关系

平衡好短期安全与长期转型的关系，既要保障“十四五”和中长期（2030-2050年）的电力需求和供应安全，同时也要为能源生产和消费革命/生态文明要求下的中长期电力转型和可再生能源高比例发展留足空间，并在电力市场环境下结合自身竞争优势找准功能定位和盈利点。2030年，中国能源转型要实现非化石能源发电量比重50%的目标¹⁰，清洁电力将成为未来电力工业的发展重点。根据IRENA的预测来看，中国如果大力发展可再生能源，2030年煤电发电量占比将下降到43%（图2-1）¹¹。若2030年全社会用电量达到10万亿千瓦时¹²，留给煤电的电量空间不超过4.3万亿千瓦时，这甚至低于2019年的煤电电量（4.56万亿千瓦时）¹。这意味着从电量角度看煤电已没有增长空间，已到达或接近电量峰值。但从电力供应安全角度看，煤电是中国现有电力资源条件下不得已的灵活性资源选项，需要承担起保障高比例可再生电力系统安全稳定运行的重任。因此，未来电力发展的重心要转向发展非煤电源来进一步推动低碳转型；而煤电未来的发展重点不再是装机规模的增长，而是提高现有机组的灵活性和容量价值。

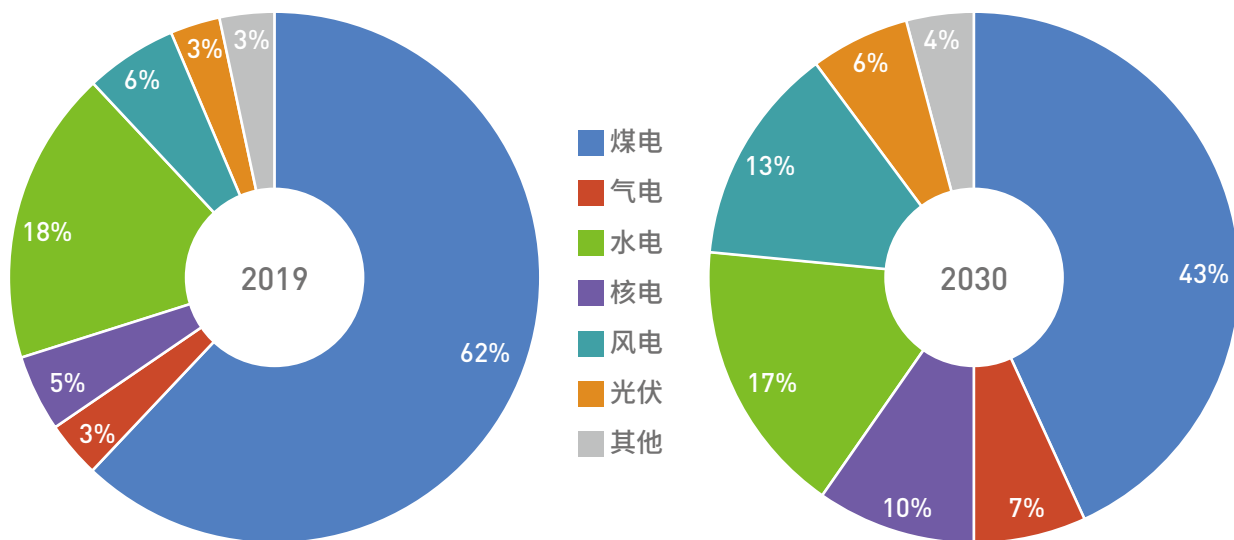


图 2-1 2019（左）与 2030 预测（右）各类电源发电量占比

虽然煤电清洁高效发展取得了长足的进步，但依然存在短板，灵活性不足、低效机组拖累、落后机组减排效果不达标、自备电厂僵局等。全国不同地区发展基本面存在差异，煤电机组定位调整要切实根据不同地区的电力供需状况和主要矛盾、煤电机组装机规模预期、可再生能源发展与替代潜力、灵活性改造要求与电源结构优化潜力等，结合煤电机组自身特性做出差异化决策，避免“一刀切”。可以说，当前传统化石能源（煤炭）的清洁化利用是中国能源生产革命的主要举措，集中表现为从技术进步层面来推动煤电清洁高效发展；中长期看，还是要靠可再生能源的规模化发展来实现能源生产和消费革命，这就需要煤电做出巨大变革和牺牲，从市场机制、盈利模式、技术理念到机组运行进行全方位的深刻调整，以承担“基荷保供、灵活调峰、辅助备用”的多角色重任。

03 电力资源充裕度 技术经济比较



本报告从电力规划与技术经济的角度，采用资源充裕度理论中经典的 Screening Curve 模型来量化电力资源的技术经济性，明确各类电力资源在电力供应组合中的排序，进而优化电力供应结构。电力负荷缺口补足代表性的方案可分为机组类、需求响应和储能设备三类。

3.1 资源充裕度理论

本节描述了用于电力资源规划的 Screening Curve 模型。Screening Curve 是 20 世纪 60 年代首次提出的以最小发电成本为目标的发电计划模型，通过构建成本曲线，直观地给出发电容量扩展的最优选择。该模型只需很少的技术数据，即可权衡发电机组的资本和运行成本，得到发电成本最小化的解决方案，即电力系统中分别对应峰荷 / 腰荷 / 基荷的发电容量组合¹³。该模型也存在一定的局限性，例如，没有考虑经济调度、需求波动、辅助服务、输电成本以及机组层面的最小出力、机组停运、机组启动成本、新能源波动等因素¹⁴。该模型虽然无法做到电力生产模拟层面的高精度实时机组组合可靠性评估，但在设定合理系统备用容量的前提下，可以专注于经济性层面，直观透明地体现不同类型电力资源在电力供应体系中的功能定位。

电力资源选择通常有传统的常规电厂、新能源发电厂、独立发电厂、外购电力、热电联产、输配电系统改进、电力需求侧管理等。传统的火电、水电机组运行状况可调控，对电力系统的机组调度有很好的响应能力，系统价值较高；需求响应和储能可贡献负荷调节能力，且响应快速、直接有效，是很好的尖峰资源；风电、光伏等新能源机组受气象因素的影响，其发电出力有很大的不确定性和波动性，在夏季用电高峰时期，风电出力很小，光伏出力与白天用电需求非常匹配，所以量化资源充裕度经济性时，假设新能源发电量全部消纳，将风电和光伏的机组出力从负荷曲线中剔除，得到净负荷曲线作为计算电力资源组合的依据。

本报告所关注的问题是：在容量确定、持续时间未确定的情况下，满足最大负荷需求的最经济方案。解决方案是根据确定的发电能力和不同机组的成本曲线，选择满足不同时长尖峰负荷的最优方案。实施步骤如图 3-1 所示，模型原理见附录 II。

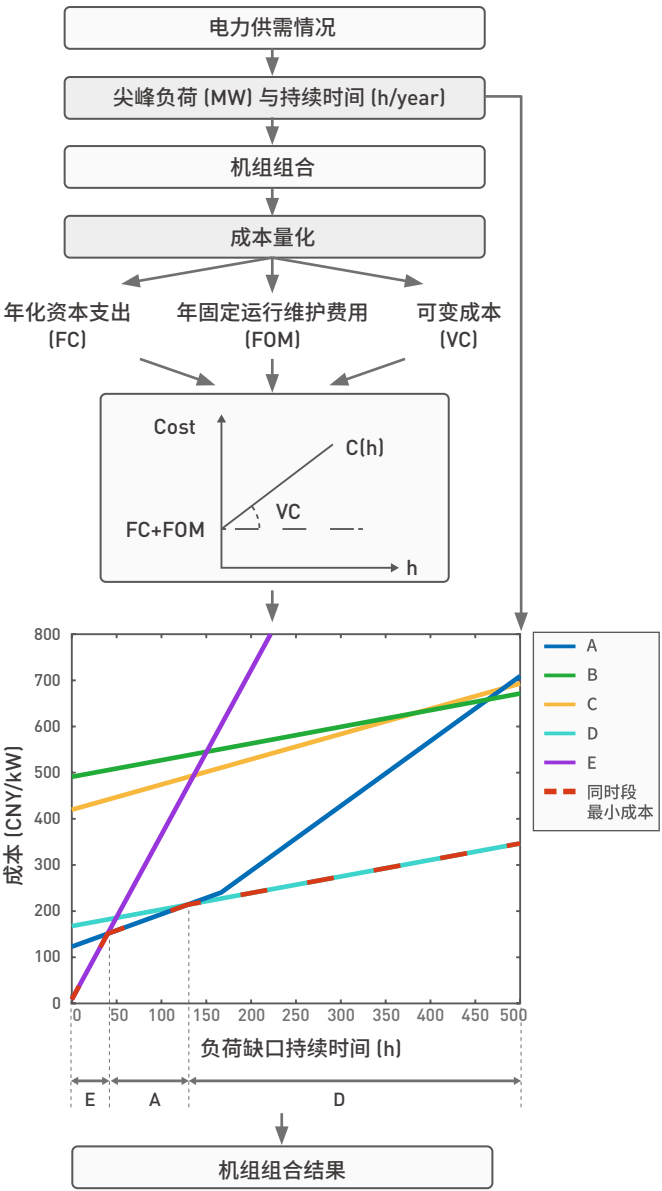


图 3-1 满足尖峰负荷需求的机组组合确定流程

3.2 电力供应资源

(1) 机组类

中国目前主要的机组类电源包括火电（煤电、天然气发电和生物质发电）水电、核电、风电和光伏，构成了中国庞大的电力供应体系（潮汐和地热能发电等电源的机组容量较少、处于发展初级阶段，此处暂不考虑）。

火电和水电作为中国电力工业的传统主要电源，贡献了超过 85% 的发电量²。传统的火电、水电机组（除径流式水电站）运行状况可调控，可以根据电力系统需要在一定范围内调整机组出力或者进行启停调节，对需求变动的响应能力较强，可以提供调峰、调频、备用等服务，系统价值较高。中国正实施大型电力基地与分布式能源并举发展策略，电源建设呈现区域性布局整合态势，按照“控制东部、稳定中部、发展西部”的总体安排，优化电力资源布局。如图 3-2 所示，按照规划，九大煤电基地装机容量达到 26393 万千瓦，主要分布在内蒙古、山西、陕西和新疆；十三大水电基地的总装机容量可达 28576 万千瓦，剩余经济可开发水电资源集中在西南部地区，以金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江等河流为重点¹⁵。

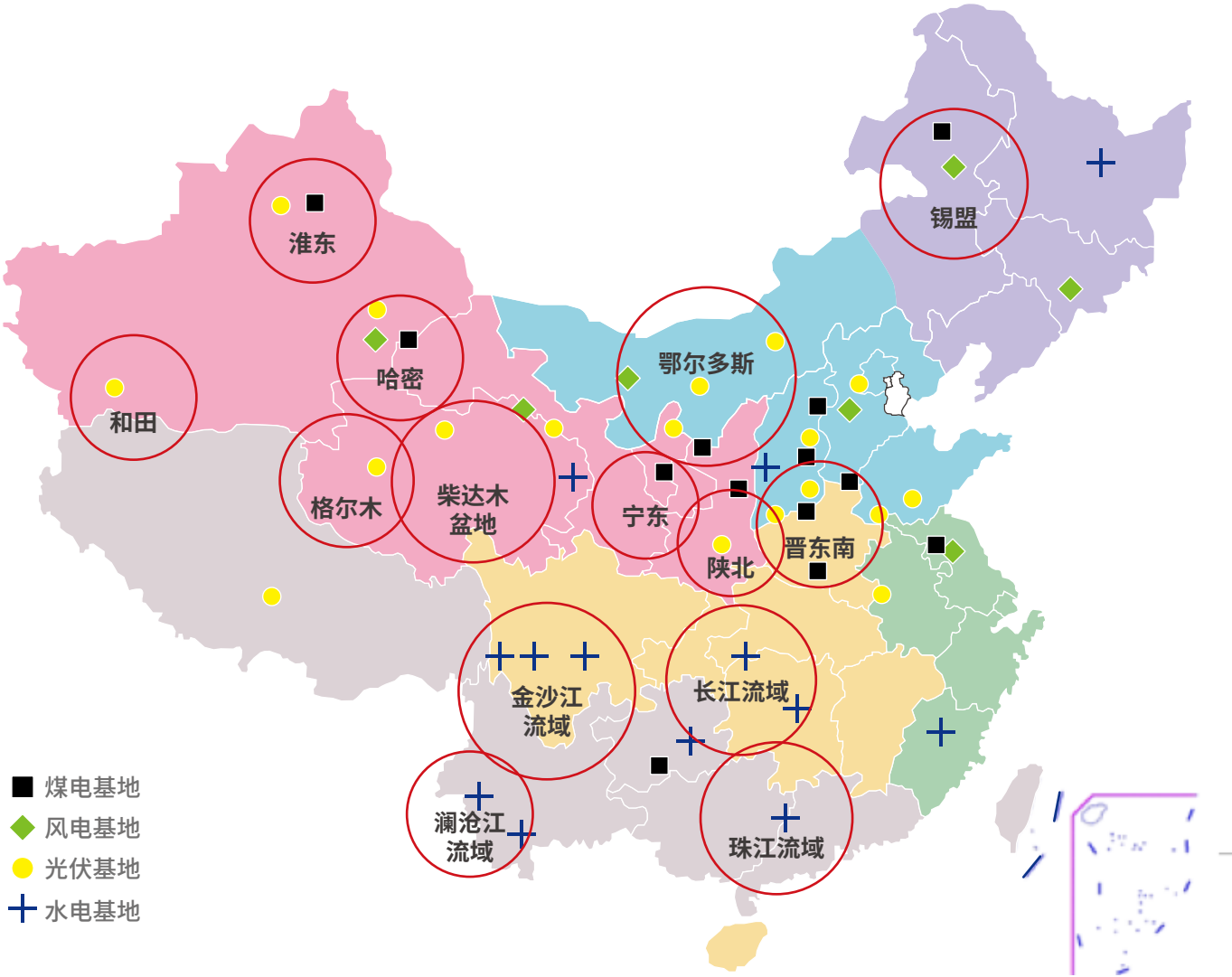


图 3-2 中国电源基地分布图

风电和光伏作为资源充沛、清洁低碳的优质能源，符合能源低碳转型的理念，成为了新增电源的主力，中长期内将逐渐替代化石能源发电。光照条件和风资源较好的区域主要集中在新疆、甘肃、青海、内蒙古、西藏等西部地区，七个千万千瓦级风电基地总装机容量预计可达 12600 万千瓦，十个光伏领跑者基地预计可达 4920 万千瓦¹⁵。利用跨区特高压输电线路，可以将西部丰富的风光发电与火电打捆输送到中东部地区，从而缓解中东部省市的污染问题。同时，沿海省市加快海上风电的发展、中东部地区加快分布式光伏部署，海上风电和分布式光伏可以就近消纳，免去长距离输电成本，缓解禁煤后本地能源稳定供应不足、外部能源调入受阻的问题。

(2) 需求响应

需求响应（DR）是需求侧管理（DSM）的解决方案之一，是指当电力批发市场价格升高或系统可靠性受威胁时，电力用户接收到供电方发出的诱导性减少负荷的直接补偿通知或者电力价格上升信号后，改变其固有的习惯用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷而响应电力供应，从而保障电网稳定，并抑制电价上升的短期行为。图 3-3 是需求响应的主要类型，表 3-1 是 2018 年前试点城市需求响应的实施情况。需求响应作为供需互动的重要手段，有助于实现发电侧和需求侧资源的协调优化，与“节能环保”、“绿色低碳”、“提高效率效益”的发展要求高度契合¹⁶。

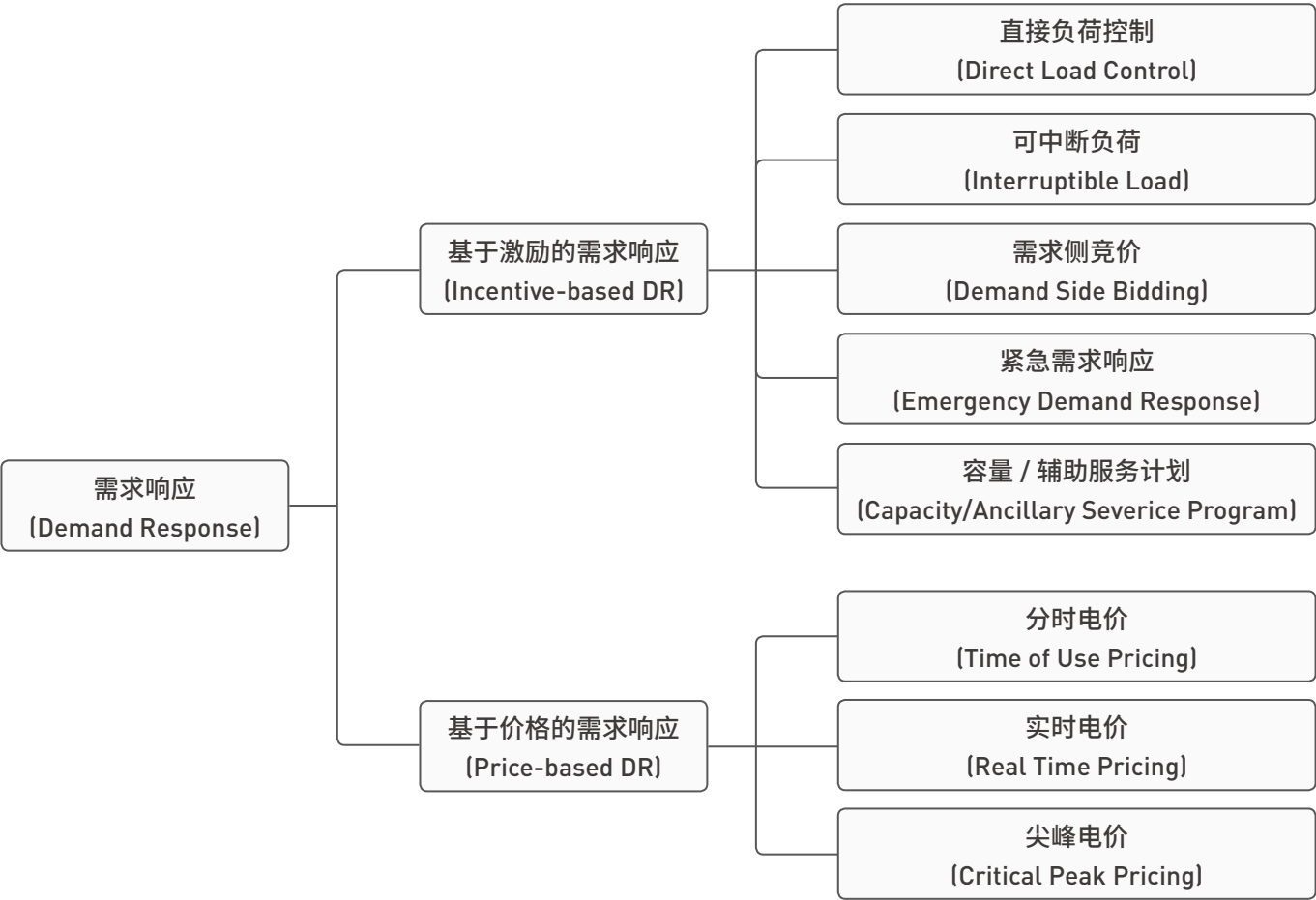


图 3-3 需求侧响应类型¹⁷

表 3-1 2018 年前试点城市需求响应¹⁸

内容	触发条件	项目类型	补贴标准	历史响应量	管理部门
北京	97% 高峰负荷，空气 污染黄色预警及以上	手动 DR/ 自动 DR	提前 30min(120 元 / kW)， 4h(100 元 /kW)， 24h(80 元 / kW)	7 万 kW(2015.8.12 11:00-12:00)， 6.6 万 kW(2015.8.13 11:00-13:00)	发改委、财政局、节 能环保中心、电力公 司
江苏	备用不足或局部过载， 形成电力缺口，电网 负荷达上年 95% 峰荷， 或峰谷差率达 20%	约定需求响应、 实时需求响应	100 元 /kW(每年至少参 与 10 次，不足 5 次违约， 如< 5 次则按比例)	187.04 万 kW (2015.8.4 14:30 15:00)， 352 万 kW (2016.7.26 14:00-14:30)	经信委、物价局、电 力公司
上海	当日温度达到或超过 35℃，或出现电力供 需紧张	月 / 周 / 日响应 计划、可中断响 应计划、自动响 应计划	2 元 /kWh(根据参与 DR 项目期间转移电量进行 补贴)	2000kW(2014.7.22 14:00- 16:00)， 4739kW(2014.8.29 13:30-16:00)	客服中心、经信委、 物价局、电力公司、 节能服务公司、节能 监察中心
佛山	气温条件、全市或区 域用电负荷情况以及 DR 城市综合试点要求	自动 DR	130 元 /kW(持续时间> =80% 的需求响应事件 要求持续时间)	4.2 万 kW(2015.7.30 10:00- 11:00)， 7.7 万 kW(2016.9.1 14:30-15:30)	经信委、佛山供电局、 市财政局、各区经济 和科技促进局

2017 年 9 月《电力需求侧管理办法（修订版）》发布，其中明确要求要“逐步形成占年度最大用电负荷 3% 左右的需求侧机动调峰能力”¹⁹。中国需求侧资源利用正从行政式管理向市场化响应转变，但面临电价机制不灵活、市场机制不成熟、参与主体不广泛等问题，依然落后于欧美国家。2019 年广东省电力需求响应工作目标是在全省形成峰时一般地区负荷约 3%，重点地区负荷约 5% 需求侧的机动调峰能力²⁰；2019 年山东省为确保形成占上年最大直调用电负荷 3% 的需求侧机动调峰能力，鼓励各市原则上需按上年最大直调用电负荷的 5%，组织电力用户申报参与需求响应²¹；2019 年浙江省全省安排削峰需求响应总负荷 300 万千瓦，形成年度最大用电负荷 3.8% 的需求侧机动调峰能力²²。有研究认为，“十四五”期间如相关机制能够逐步理顺，预计 2025 年中国需求响应规模有望达到 7000 万千瓦，占最大负荷的 4% 左右²³。本报告认为，随着电力市场化改革的深入和地方电力部门对需求响应的重视，在部分经济条件较好的省市有望实现当地最大负荷 5% 的需求响应规模。

参与需求响应的用户主体有多种，主要分为参与电力市场化交易的用户、大工业用户、负荷集成商（售电公司、储能、非工业用户中央空调等）三类。具体的，如广东省要求 2500kVA 及以上容量的大工业用户参与需求响应、山东和浙江要求 315 千伏安及以上容量的大工业用户参与需求响应；负荷集成商则要具备完善的负荷管理设施，相关数据接入供电公司的负荷管理系统。

[3] 发电侧储能

配置储能系统的主要作用是在用电低谷时作为负荷存储电能，在用电高峰时作为电源释放电能，起到“移峰填谷”、促进可再生能源消纳和提高电力系统灵活性的作用。但随着可再生能源比例的不断提高，电力系统运行呈现出新的特点，各国电力市场正在积极发展储能调频，以满足系统对调节性能良好的电源需求，并通过市场化定价方式对储能机组进行经济补偿，进一步促进可再生能源消纳。美国、北欧、澳大利亚均已在辅助服务市场引入了储能调频产品，通过日前、日中和实时报价以及调频性能指标对储能进行考核和交易。中国在 2016 年发布了《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》，首次明确了储能在辅助服务市场的主体地位，提出了在发电侧建设的储能设备可与机组联合参与调峰调频，或作为独立主体参与辅助服务市场交易²⁴。

04 山东省案例



中国自 2015 年开始实施供给侧结构性改革，着力推进电力系统低碳转型，重点化解阶段性煤电产能过剩、加大清洁能源开发力度，在构建清洁高效电力系统方面取得了显著成效。虽然中国电力供需总体平衡，但局部地区部分时段负荷供应偏紧，电力结构性矛盾依然存在，即基础负荷供应充足甚至过剩、尖峰负荷供应短缺。山东省是当前中国电力结构和供需矛盾最为典型的代表。作为中国的经济和电力大省，山东目前存在的“煤电占比很高、电力总体过剩但尖峰电力短缺、特高压线路利用率偏低”等问题是中国很多省份面临的普遍难题，并且山东有大量的自备电厂，运用需求响应来保障电力供应的工作刚刚开始探索。因此，报告以矛盾最突出的山东省作为实际案例来分析如何经济合理地保障电力供应安全，其解决方案也将对其它省份具有指导意义。

4.1 山东省电力基本情况

山东省是中国的经济和电力大省。自改革开放以来，省内长期缺电，省政府一直鼓励企业通过各种手段投资建设电厂。特别是 2000 年以来，受长期拉闸限电的刺激，山东省电力装机快速发展；截止到 2019 年底，山东省电力装机 1.47 亿千瓦，位居全国首位。山东省电力供给高度依赖煤电，电源结构如图 4-1 所示，山东省煤电装机比重比全国平均水平高出 25 个百分点，是中国当前最为典型的煤电省份，其电力供应结构优化和电力资源功能定位调整对保障全国电力供应安全有很好的借鉴价值。

2019 年，山东省煤电装机为 1.108 亿千瓦，是全国唯一的煤电装机过亿的省份，包含了 2910 万千瓦的孤网运行自备煤电机组。尽管最近几年山东省新能源实现了爆发式增长，但是山东省煤电装机占比仍然达到 75%，高于全国平均水平 25 个百分点，电源结构仍然非常不合理。其中百万级超超临界机组 8 台，总装机 800 万千瓦；60 万千瓦级机组 32 台，总装机 2079 万千瓦；30 万千瓦级机组 146 台，总装机 4779 万千瓦；30 万千瓦以下机组 826 台，总装机 3399 万千瓦。30 万千瓦以下机组在数量上占比超过 80%，在装机量上占比超过了 30%。除在运的煤电机组外，山东省目前仍有 36 台煤电机组在建，在建总规模 1257 万千瓦。2019 年，山东省风电装机 1342 万千瓦，居全国第五位；光伏装机 1615 万千瓦，居全国首位；到山东的跨省输电线路（即外电入鲁，包括银东直流、昭沂直流、鲁固直流和华北电网向山东送电的锡盟、榆横及华北联络线断面）安全稳定送电能力可达到 2000 万千瓦左右。山东省电力资源具体情况见附录 III。

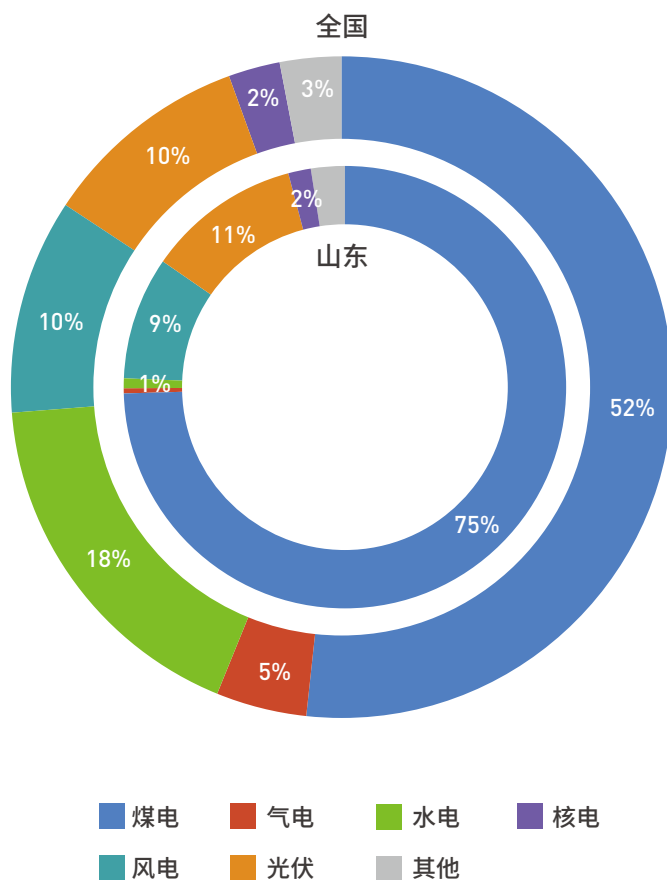


图 4-1 2019 年山东省与全国电源结构对比

4.2 山东省电源优化方案

4.2.1 电力供应结构优化结果

(1) 山东省用电负荷情况

2019 年，山东省全社会用电量 6218.72 亿千瓦时，同比增长 5.1%。考虑移峰限电因素，2019 年山东省公用电网实际最高负荷约 9000 万千瓦（从全部电力负荷中排除了魏桥、信发等具备孤网自备机组的用电负荷），较 2018 年增加 600 万千瓦。图 4-2 是国家发改委公布的 2019 年山东省全年日最高、最低负荷曲线。2019 年山东省空调负荷高达 2800 万千瓦，占最大负荷的 31%，是导致夏季供电缺口的直接诱因。空调负荷具有启动快、负荷高、时间集中的特点，在夏季高温时段大规模集中开启会对电网调度调控造成极大压力，在基础电源过多、尖峰资源不足的情况下很容易出现电力缺口，这是全国普遍面临的挑战。

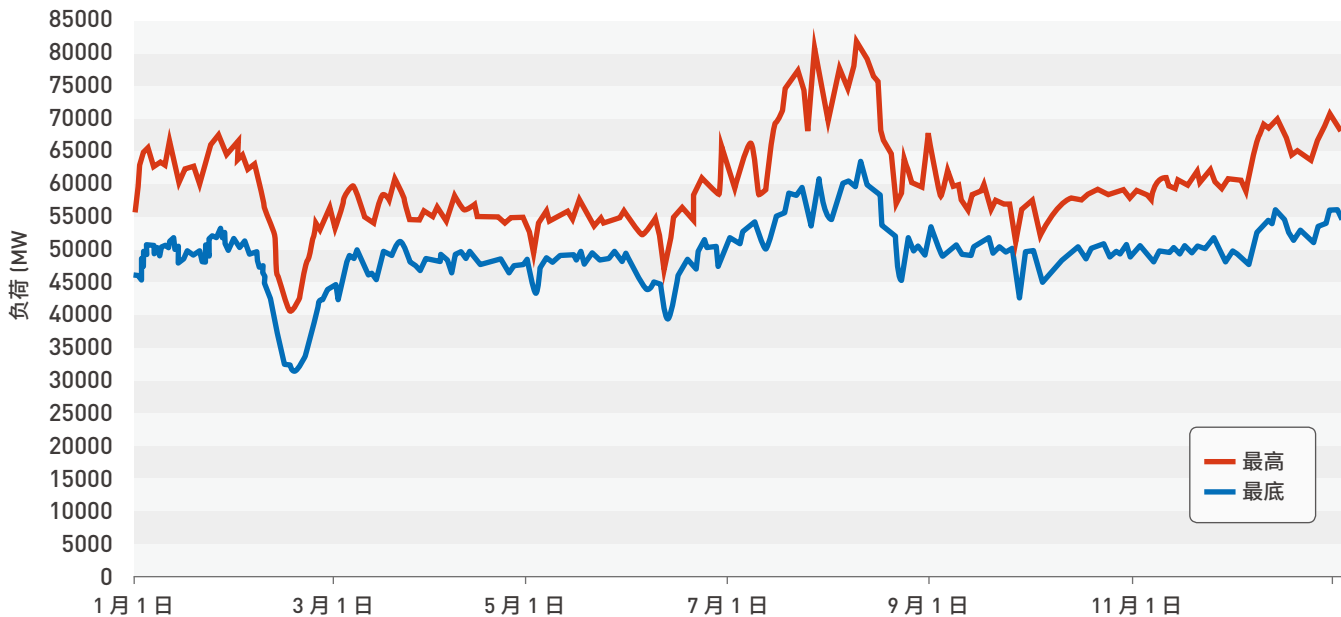


图 4-2 2019 年山东省全年日最高、最低负荷曲线

图片来源：国家发改委《2019 年省级电网的典型负荷曲线》

尽管山东省本地公用电网的稳定电力容量 8897 万千瓦（全部电源装机除去风电、光伏和孤网自备电厂，其中公用煤电 8150 万千瓦）加上 2000 万千瓦的外电入鲁容量后，超过最高用电负荷，但由于“基础电源过多、尖峰资源不足”的结构性矛盾，全省夏季电力供需形势总体紧张，用电高峰期存在 500 万千瓦的供电缺口²⁵。

解决电力缺口问题不能孤立地聚焦尖峰负荷供应，而要从电力系统的整体角度出发，寻求成本最小化的资源组合，优化电力供应结构，在根源上解决电力缺口问题。为充分保障电力供应安全，在山东省最大负荷的基础上，本报告额外考虑电力系统的备用率达到 15%，即电源规划容量要在最大用电负荷的基础上提高 15%。图 4-3 为根据公开信息估算的山东省 2019 年实际净负荷（除去优先调度的风电和光伏）与考虑了 15% 备用率后的净负荷持续时间曲线。

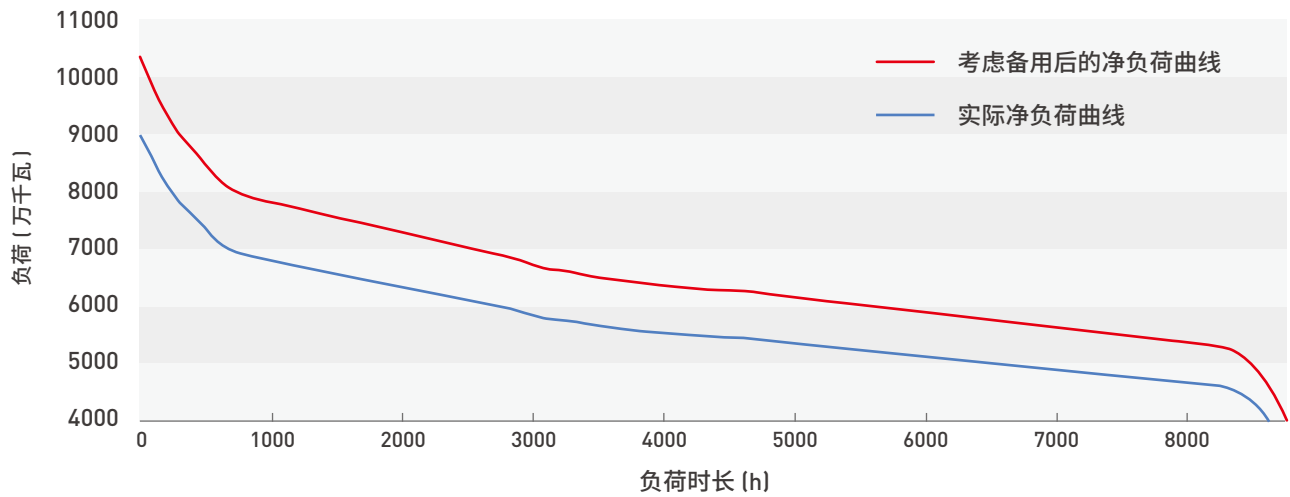


图 4-3 山东省 2019 年实际净负荷与考虑备用后的净负荷持续时间曲线

(2) 电力资源成本参数设定

根据山东现有的电力资源，本报告选取了煤电（60 万千瓦及以上）、煤电（60 万千瓦以下）、延寿煤电（折旧和还本付息已完成的 30 万千瓦及以下合规机组）、气电（山东全部为分布式气电，经济性比集中式气电要差）、外电入鲁（将跨区输电线作为电源机组考虑）、核电、抽蓄、储能和需求响应等九种资源，运用 Screening Curve 理论从经济性的角度探讨山东省电源优化问题。表 4-1 是各类电力资源的经济参数。为确保储能系统保障电力充裕度的能力，设定最小充放电时间为 0.5 小时，且电力缺口时长在 0-180h 之间储能系统容量没有变化，等同于其他策略的初始投资；当电力缺口时长超过 180h 时，需要增加储能系统容量；山东省需求响应采用单边竞价原则，削峰需求响应和填谷需求响应统一出清价格均为 30 元 / 千瓦，为便于比较和计算，此处拟定需求响应价格为 3.6 元 / kWh，后文会对价格变动进行讨论。

表 4-1 各类电力资源的经济参数			
类型	固定成本 (元 / 千瓦 · 年)	变动系数 (元 / kWh)	备注
60 万千瓦及以上煤电	321	0.257	-
60 万千瓦以下煤电	383	0.268	-
延寿煤电	74	0.32	折旧和还本付息已完成
分布式气电	481	0.632	默认为单循环机组，寿命期为 20 年
外电入鲁	320 ²⁶	0.15	以山西送山东线路为例
核电	2140	0.026	-
抽蓄	462	0.024	水电容量较少，默认全为抽蓄；采用谷时电价
发电侧储能	123	0.7 (0-180h) ； 1.38 (> 180h)	储能成本随缺口时长有所变化
需求响应	0	3.6	拟定价格

[3] 基础用电负荷供应组合

根据 Screening Curve 理论，得到负荷持续时间曲线和机组成本曲线，如图 4-4 和图 4-5 所示，离横坐标轴最近的曲线表示在利用小时内成本最小，在电力供应组合中优先排序。需要说明的是：

- ① 机组型电源往往需要建设配套的电网，但模型的局限性使得在计算时仅考虑机组本身发生的成本，不能考虑输电成本，而“外电入鲁”比较特殊，被假想成一种电源，其变动成本为送端电力的上网价格；
- ② 图 4-4 中，如果将时间轴继续延长，“外电入鲁”直线与“核电”直线会有交点，但在一年 8760h 范围内外电入鲁的排序要先于核电；
- ③ “煤电（60 万千瓦及以上）”直线始终在“煤电（60 万千瓦以下）”直线的下方，说明大容量机组要优于小机组；
- ④ 实际电力供应过程中，在进行机组排序时，当某种电源容量不足，就需要由下一类型电源来补足；
- ⑤ 抽水蓄能虽然有较低的成本曲线，但仅在高峰时段发电，不参与基础用电负荷的机组排序。

结合山东省电力资源的实际容量，按照供电时间从长到短可以得到电力资源满足基础用电负荷（基荷 + 腰荷）的排序：**外电入鲁 > 核电 > 煤电（60 万千瓦及以上） > 煤电（60 万千瓦以下） > 延寿煤电 > 气电**。如果不考虑山东电源容量的实际情况，在外电入鲁容量足够大的极端情况下，山东的基础负荷可完全由跨区输电来满足。

外电入鲁的利用小时数在 820h 以上时，其成本较其他类型电力资源有明显优势，是作为基荷资源的首要选择，甚至在极端情况下完全可以满足基荷需求。这说明跨区输送清洁电力的特高压工程的经济性在大多数时候是要优于本地电源建设的，同时，跨区清洁电力可以有效减少本地煤炭消耗和电源投资、缓解环境污染。**特高压通道全年利用小时数的设计目标是 4500 小时²⁷**，但山东省特高压通道利用率不高，目前只能作为腰荷资源，不能作为基荷资源。

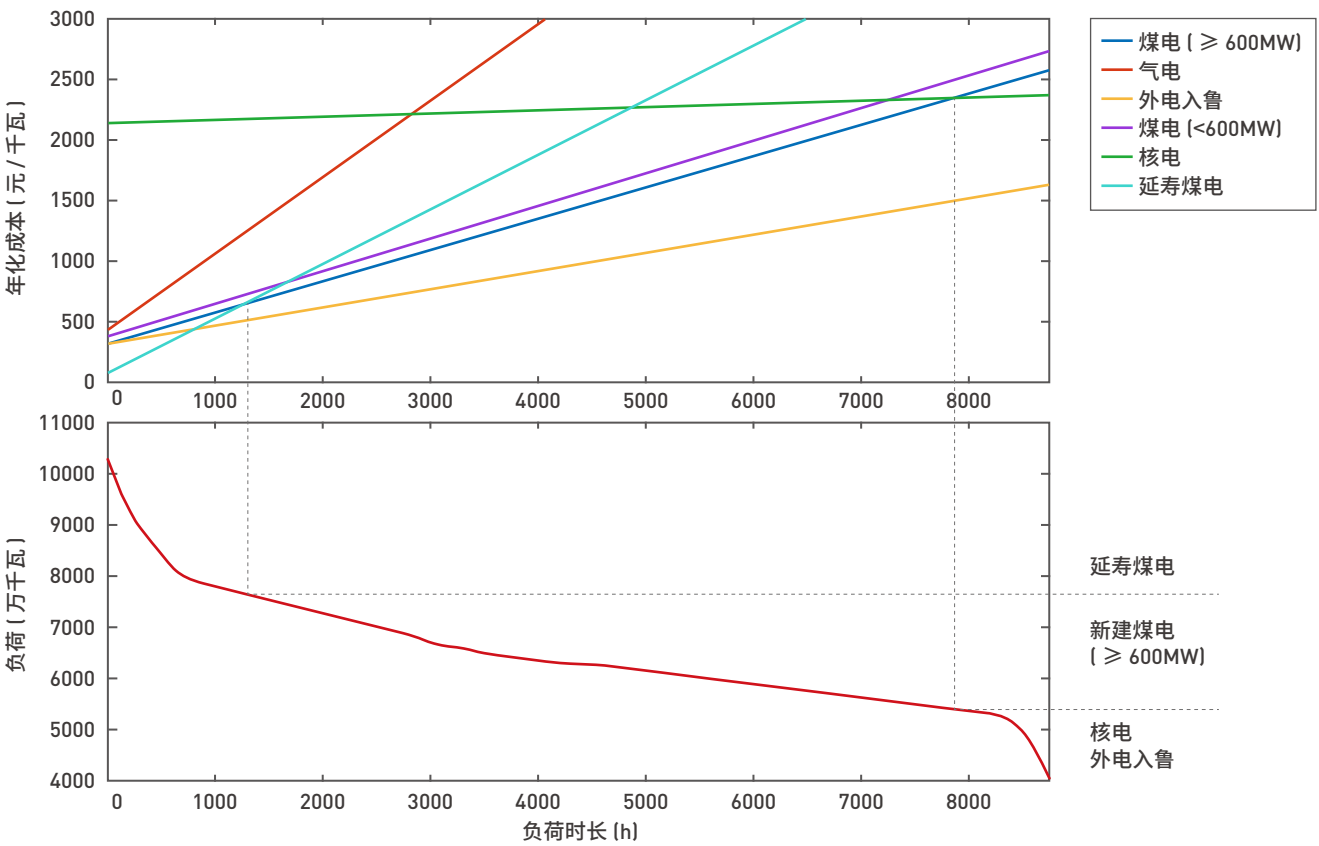


图 4-4 电力资源满足基础用电负荷（基荷 + 腰荷）的组合排序

山东电源跨区输电容量和核电容量不足以满足基础负荷需求，因此，**大容量煤电机组是满足基础用电负荷的主力电源。**煤电机组的合理经济利用小时数范围是 1286-7844h，说明煤电机组要承担基荷和腰荷的电力供应；并且大容量煤电机组的经济性在全时段都优于煤电小机组，在全部大机组安排出力顺序后才轮到小机组。因此，实际情况下，按照经济性优劣，应是大容量煤电机组承担基荷供应、获得较高的利用小时数（一般可达 6000h 以上），而小煤电机组通常作为补充来供应腰荷、获得较低的利用小时数（中位数在 3500h 左右）。这与电力市场的边际竞价规则所形成的机组出力顺序是一致的；但实际的不合理现状，例如小型供热机组和自备电厂的大量存在，会使得边际成本较高的小机组的排序优先于大容量机组，造成电力经济结构扭曲。

在基础负荷供应机组组合中，由于发电用天然气的价格较高，气电发电成本高，其经济性比延寿煤电差，在有足够煤电机组的情况下是没有发电空间的，并不适合作为基荷电源，作为调峰电源选项更为合适，这也与山东省气电机组均为 E 级以下小机组的实际情况吻合。

在电力规划实际操作过程中，电源侧资源的供应除了电源本身的成本投入，还要考虑配套电网设施的成本。虽然本报告模型并未考虑电源机组的输电成本，但对以上的资源组合排序的顺序影响不大。原因在于，各类电源在分别加上输电成本后的相对排序变化不大；而外电入鲁在基础负荷段、需求响应在尖峰负荷段的经济性已优于电源侧资源，输电成本会使得二者的经济性更加优于电源侧资源。

(4) 高峰及尖峰用电负荷供应组合

高峰负荷选取的时间段为 0-1000h，按照供电时间从长到短满足高峰负荷的排序：**外电入鲁>抽蓄>延寿煤电>需求响应**。当成本曲线高于所设定的电价上限曲线时意味着，为满足更为尖峰的负荷所需的电力供应成本超过了市场能接受的上限，此时就需要切负荷。当尖峰负荷持续时间很短时，需求响应是最优先的选项；随着尖峰负荷持续时间延长，最优的电力资源组合是“需求响应 + 延寿煤电”，如图 4-5 所示。

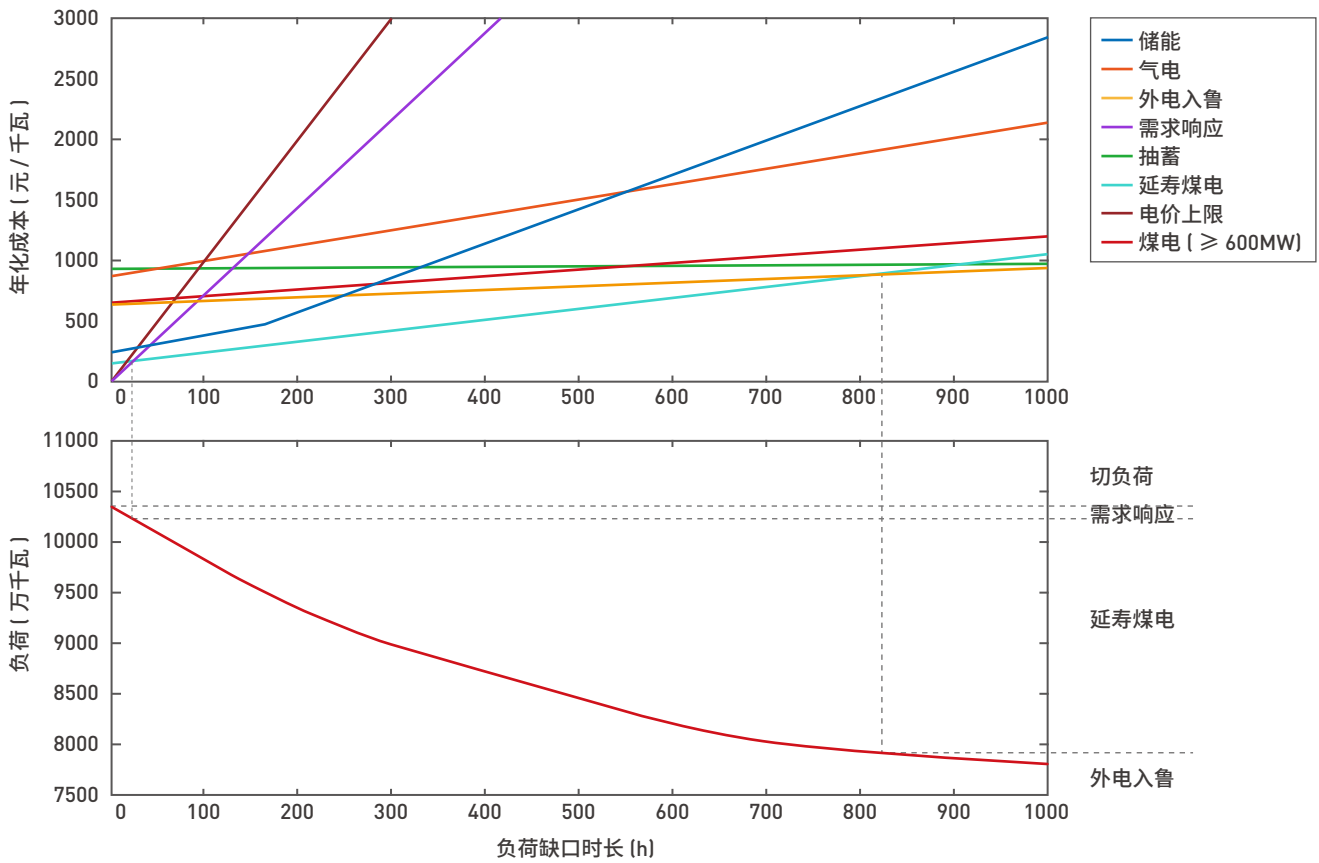


图 4-5 电力资源满足高峰用电负荷的组合排序

在实际电力生产过程中，跨区输电需要较高的利用小时数才能充分发挥其优势，并且如果送端和受端的负荷高峰时段相近，很难形成区域时空互济，因而不建议跨区输电作为高峰负荷资源。

机组利用小时数较低时，延寿煤电机组的经济性要优于常规煤电机组、气电和储能，抽蓄仅在利用小时数 911-1000h 范围内的成低于延寿煤电，**因此，延寿煤电机组适合在较低利用小时数下供应高峰负荷。**煤电机组到期退役之前，往往已历经 3-4 轮技术改造，即便临近寿命期，机组的状态依然可观，简单关停、拆除非常不经济。除了实现存量资产利用率最大化，优质临期机组还可扮演“战略备用”的角色。由于这些机组的投资回收期已过，资产折旧、人员负担相对较轻，固定成本也低于新建机组，将其用于调峰和备用，电量空间让给高效的新机组，有利于提升电力系统的发电效率。

以用户侧空调负荷为代表的需求响应无须前期投资建设，对于平衡尖峰电力供需有很好的响应能力，随着可再生能源的大规模并网和负荷峰谷差拉大，传统的源、网规划以及电网运行调度模式使得电力系统建设运行成本增大，需求响应措施可以减少电力系统安全稳定经济运行投入。当需求响应定价为 3.6 元 /kWh 时，需求响应在 0-23h 范围内经济性优于其他资源，因不存在固定成本，需求响应必将成为需求侧调峰的有效手段。而且需求响应成本下降会延长经济性区间，例如需求响应价格降至 2 元 /kWh，在 0-48h 范围内经济性优于其他资源。如图 4-6 所示，需求响应在不同报价水平下的尖峰负荷响应时长。如果需求响应的报价曲线高于市场给出的价格上限，说明为满足最尖峰的负荷需要付出的极高成本超过了市场所能接受的上限，此时实施负荷控制更为经济。

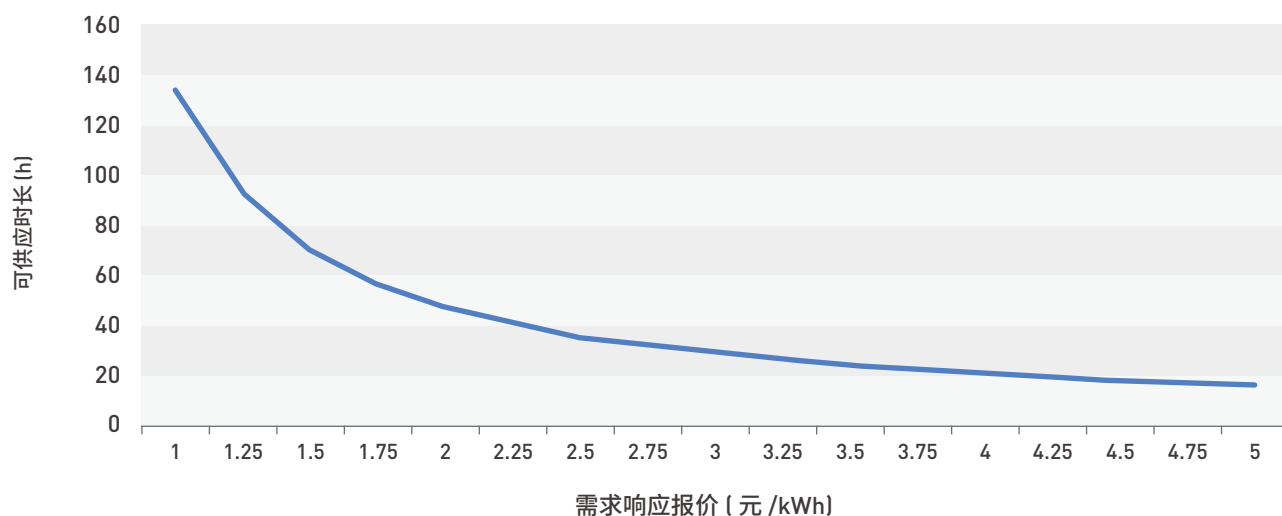


图 4-6 需求响应报价与可供应时长的关系

2018 年，中国多地需求响应实践有了新的进展和突破，如表 4-2 所示。激励性需求响应除通常使用的约定赔偿方式外，竞价模式逐步发展，江苏、山东等地在 2018 年均采用了竞价模式；2019 年广东省发布《关于征求广东省 2019 年电力需求响应方案（征求意见稿）意见的函》，规定市场化交易电力用户参与需求响应的服务费价格标准为每天 20 元 / 千瓦，非市场化交易电力用户服务费标准为 10 元 / 千瓦²⁸。可预见的是，需求响应将在全国范围内陆续开展，逐渐成熟的市场机制和大数据等信息化技术会加快需求响应的推广，将应用场景从当前的约定响应扩展至实时响应，将商业建筑虚拟电厂、智能有序充电桩、非工柔性空调、工业自动响应、储能、综合能源云平台、分布式用能、冰蓄冷等电力资源纳入电力系统实时调度体系，在贡献削峰填谷功能的同时，也可以助力新能源消纳，打破源 - 网 - 荷 - 储数据壁垒，推动电力供需双方需求智能高效互动。例如，目前需求响应提前通知时间为 30 分钟、4 小时或者 24 小时，但电力系统调度通常是每 15 分钟为一个节点，这限制了需求响应参与电力系统调度工作；而随着 5G、大数据、泛在电力物联网等信息通信网络技术的快速发展，未来能够实现 5 分钟甚至 1 分钟级别的精细化调度控制，将需求响应服务平台打造为新型能源信息服务平台，融入到智能化的电力系统中。

表 4-2 2018 年需求响应实行情况				
省份	时间	效果	电量	价格
浙江 [2019]	全年	削峰	300 万 kW	4 元 / kWh、2 元 / kWh ²³
		填谷	-	1.2 元 / kWh
江苏	2.16-2.18	填谷	928 万 kW	5 元 / kW、12 元 / kW ²⁹
	10.1-10.3	填谷	719 万 kW	最高为 8 元 / kW，最低为 1.33 元 / kW ³⁰
山东	冬季	削峰	976 万 kW	30 元 / kW ³¹
	冬季	填谷	576 万 kW	30 元 / kW
上海	6.18	填谷	105.9 万 kW	5 元 / kW ³²
	8.17	削峰	34.45 万 kW	5 元 / kW
河南	7 月	削峰	12 万 kW	12 元 / kW、18 元 / kW ³³
广东 [2019]	全年	市场化	-	20 元 / kW•天
		非市场化	-	10 元 / kW•天

(5) 电力供应结构优化结果与实际情况对比

结合山东实际的电力资源情况，推断得到山东省实际电力供应结构，见图 4-7。山东省煤电机组占据了基础负荷供应的大部分空间，挤占了其他电力资源的市场空间，而且并未对不同容量的煤电机组进行细分；外电入鲁的利用率不高；提供调峰备用服务的 674 万千瓦煤电容量包含了新投产的 2 台共计 167 万千瓦煤电应急调峰储备电源（华能八角 #1、华电莱州 #3）³⁴，具体信息见附录 IV。

根据电力资源充裕度理论，电源优化组合方案为：核电和 60 万千瓦及以上煤电机组作为基荷电源，跨区输电、60 万千瓦以下煤电机组作为腰荷电源，延寿煤电、抽蓄和气电作为高峰电源，尖峰资源则由延寿煤电和需求响应来满足（发电侧储能可在成本进一步下降后纳入，用户侧储能在为系统提供多元化服务收回大部分固定成本后也具有经济性），如图 4-8 所示。由于山东省煤电容量过剩，将核电、60 万千瓦及以上煤电、外电入鲁通道、抽蓄和气电的容量按照现有的最大稳定容量来优先安排，即核电 250 万千瓦、60 万千瓦及以上煤电 2879 万千瓦、外电入鲁 2700 万千瓦、抽蓄 108 万千瓦、气电 46 万千瓦，剩余容量则由 60 万千瓦以下煤电机组 3000 万千瓦、延寿煤电（均为 30 万千瓦及以下的小机组）1100 万千瓦和需求响应 270 万千瓦（最大负荷 3% 的理想目标）来满足。

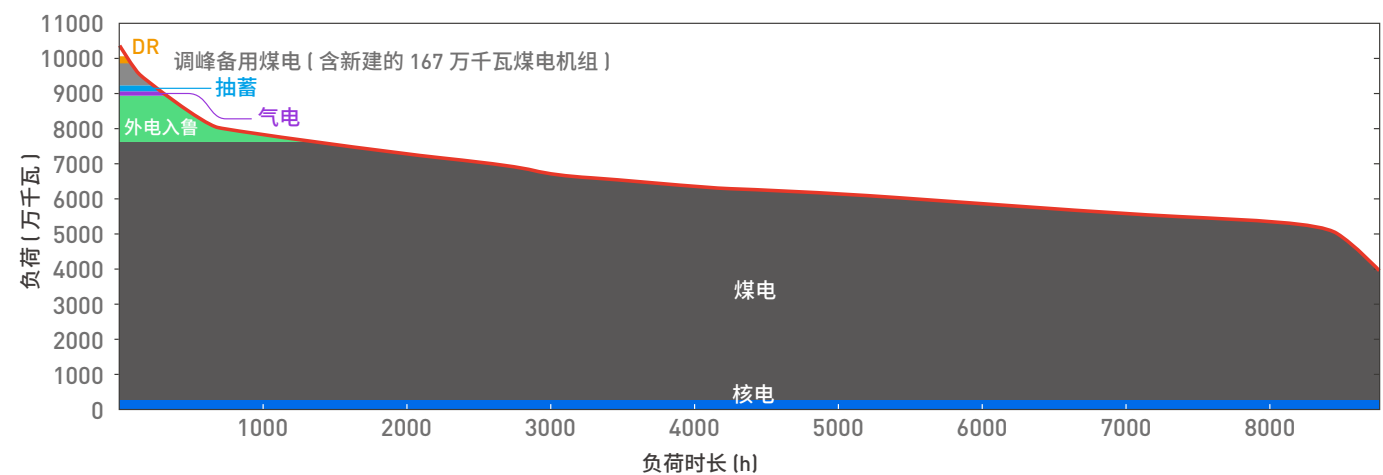


图 4-7 山东省实际电力供应结构

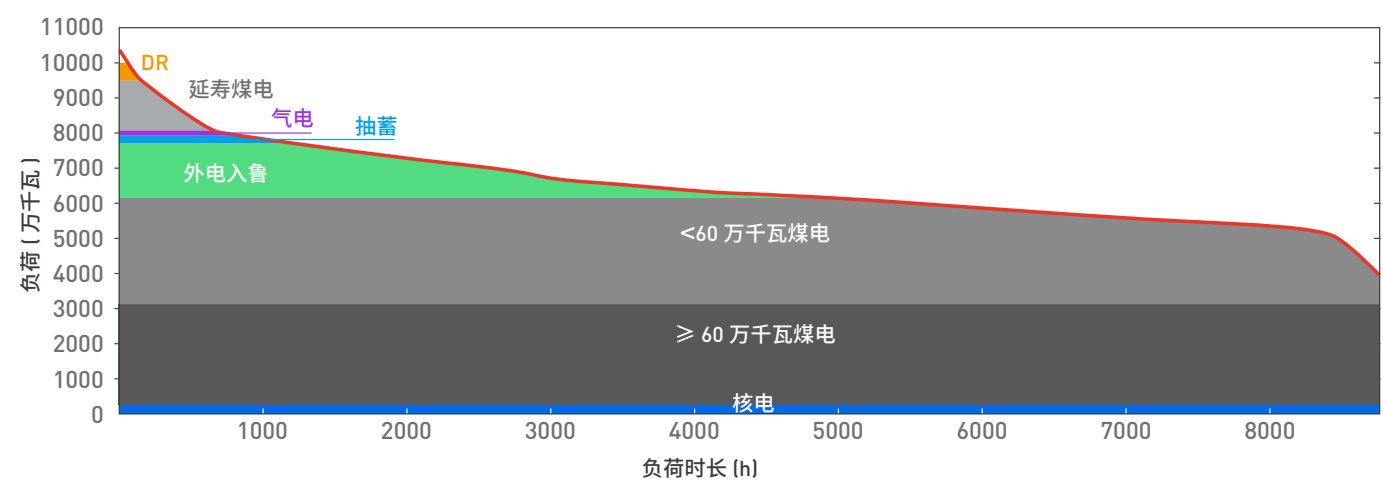


图 4-8 山东省电力供应结构优化结果

对比山东省实际电力供应结构与优化后的结果（如图 4-9 所示），可以发现，山东省需要增加尖峰资源容量、减少基础电源中的煤电规模，具体来讲，需要进一步扩大需求响应和外电入鲁的规模；对现役煤电机组根据机组容量和运行年限进行细致的功能区分，将 60 万千瓦及以上煤电作为基荷电源，将 60 万千瓦以下煤电机组作为腰荷机组，将定为调峰备用的煤电机组重新划入基荷和腰荷机组队列，将 1100 万千瓦符合条件的折旧和还本付息已完成的 30 万千瓦及以下机组划分为延寿煤电。对比两种供电结构中的煤电规模，如果保留全部的 60 万千瓦及以上的煤电大机组，山东省 60 万千瓦及以下煤电机组过剩约 1171 万千瓦。

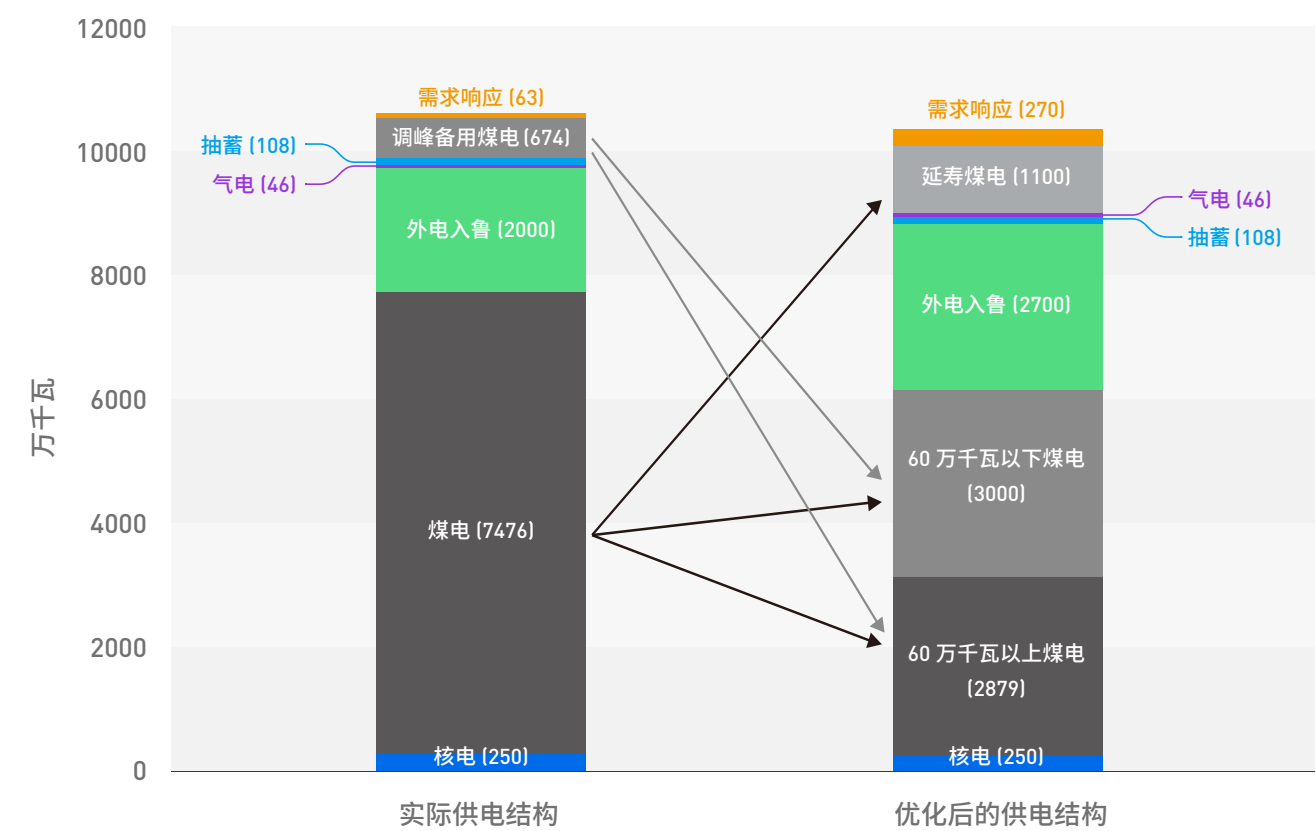


图 4-9 山东省电力供应结构对比

根据电力资源充裕度的技术经济比较结果，并结合上文的山东省煤电机组情况可知，山东省现有电力结构的发电年化成本约为 1466.7 亿元，而优化方案的年化成本约为 1232.3 亿元，电力供应结构不合理导致了每年 234.4 亿元的浪费（其中固定资产投资浪费 131.9 亿元，变动成本浪费 102.5 亿元），相当于新建约 321 万千瓦陆上风电或 426 万千瓦光伏项目所需的投资。山东的实例分析表明，中国电力行业存在着依靠很大的低效冗余电源投资保障电力供应安全的问题，结构性改革“降成本”的潜力巨大。

4.2.2 电力供应结构优化措施

根据山东省电力供应结构的优化结果，提出以下优化措施：

- [1] 加强对跨区输电线路的利用，提高清洁电量的输送比重，充分发挥外电入鲁的经济、清洁、低碳的优势。2020年山东省最大的外电接入能力预计可超过 3500 万千瓦（详见附录 III）；排除因送端电源不足、电量区域分配不合理等问题导致的不稳定输电能力，山东可接入的稳定外电资源约 2700 万千瓦，对本地电源有很好的替代和补充作用。
- [2] 山东省煤电发展的特点集中表现为过剩问题严重、大机组比例小、自备电厂容量大、热电联产占比高，映射出了中国煤电结构特征。为实现电力供应体系优化，需要：
 - ① 慎重核准、建设新的煤电项目，避免再次出现类似“新建 100 万千瓦机组作为备用”的不合理情况；
 - ② 借助市场手段，减少行政干预，推进电力市场化改革，现货市场的边际成本报价原则可以使得煤电机组分级，大容量机组获得较高的发电小时数；
 - ③ 加快自备电厂整治，公平承担相应的社会责任（政府性基金及附加、系统备用费、政策性交叉补贴、节能环保改造），引导其依法依规转为公用电厂，必要时接受电网统一调度，参与电网安全调峰和清洁能源消纳工作；
 - ④ 加快煤电深度调峰改造和热电解耦，提高系统灵活性；
 - ⑤ 鼓励改造达标的老旧机组作为延寿机组，给予合理的容量回报和辅助服务补偿电价，保障电力供应安全。
- [3] 从目前的资源经济性的结果看，气电和储能并不适合作为高峰负荷资源，需要在气价和电池成本大幅下降后才有望大规模参与山东省的电力安全供应组合。
- [4] 尽快将需求响应纳入电力规划和电力市场化改革，利用市场价格信号引导激励用户参与电力供应安全保障。山东省最近几年最大用电负荷的增长速度明显高于电量增长速度，尖峰负荷的特征更加明显。在尖峰负荷中，民用空调负荷占 25% 的比重，本身就有很高的需求响应潜力。2018 年山东省实际削峰需求响应量为 54 万千瓦，远远达不到国家电网公司提出的 3% 需求响应的水平和 PJM 市场 8-10% 的国际先进水平。
- [5] 利用价格和激励策略引导其他需求侧资源（例如电动汽车、分布式电源、能效电器等）参与电力安全供应。

4.2.3 讨论与分析

(1) 用电负荷供应机组的经济组合

核电、水电和大型煤电机组的定位是基荷电源，其发电经济性优势需要在足够高的利用小时数下才能充分显现。但过去计划发电管理体制的行政色彩浓厚，发电机组均享有一定的发电权，从根本上限制了高效低成本电源的发展；电力市场化改革迫使发电商参与市场竞价，开展节能调度，“市场主导 + 行政监管”加快了不同类型、不同等级机组的定位分级，核电、水电和大型煤电机组获得足够高的发电小时数，供电成本降低，从而使得电力供应更趋经济合理。

特高压输电通道的资源定位取决于其年利用小时数，小时数较高可以作为基荷资源，小时数较低则为腰荷资源。60 万千瓦以下煤电机组的发电经济性要比大容量煤电低，在市场竞争中处于弱势地位，往往只能获得较少的发电小时数，成为主要的腰荷资源。

尖峰负荷在时间很短时，需求响应是最为经济的电力资源；随着尖峰负荷持续时间加长，延寿煤电将成为保障电力供应安全的主要资源；抽水蓄能电站在年利用小时数 1000h 左右具有较好的调峰效益；特高压通道在送端和受端省份的尖峰负荷存在时间差的情况下也有较好的尖峰资源供应能力；气电和储能目前缺乏经济性，在成本大幅降低后可以更多地参与电力系统调度。

〔2〕“全年富电量、短时缺电力”问题

“十三五”中后期，中国电力供应局面出现了“全年富电量、短时缺电力”的奇特现象，也就是，虽然煤电机组利用率普遍偏低、大量发电产能闲置，但尖峰负荷需求无法满足的矛盾局面。这主要是因为中国电源结构不合理，基荷电源过多、灵活性资源尤其是尖峰资源较少，在负荷特性恶化、可再生能源渗透率提高的当前，难以实施组合式资源调度来满足用户需求。而**根源则是缺乏合理的定价机制引导电力资源配置**。从山东电力负荷供应机组组合排序可以看出，越是尖峰资源，其年利用小时数越少、度电成本越高，而基荷机组年利用小时数高、度电成本低。而中国电价机制带有“计划”色彩，难以反映出电能的商品属性和稀缺价值，在缺乏足够高昂、敏感的电价激励的情况下，没有利润空间也就难以调动尖峰资源的投资积极性；反观基荷电源，可以获得较高的利用小时数，其发电成本往往低于所给的电价，度电利润较小但总体盈利空间依然很可观，从而吸引了大量的基荷电源投资。于是，大量的基荷电源项目涌入市场，但基荷发电空间有限，很多机组被迫转为腰荷电源（在计划市场中则体现为机组平均分配的发电小时数减少），盈利空间受损。即便如此，当前依然有大量的在投、在建的煤电机组，而尖峰资源却无人问津，造成了“全年富电量、短时缺电力”的不合理局面。

〔3〕自备电厂

山东是自备电厂大省，目前有 3110 万千瓦的自备电厂机组，占到全省煤电装机的 28.1%。自备电厂的形成有其特殊的历史背景，在 20 世纪 90 年代，为缓解电力供应短缺，中国放开电源建设管制，允许民营、外资等非政府机构投资建设电厂，当时电力供应无法保障、时常拉闸限电的情况，迫使高耗能企业兴建自备电厂。虽然当前的发电能力足以保障企业生产活动，但相较于公用电厂，利用小时数高、不缴纳交叉补贴、无需过网的自备电厂有着极大的发电成本优势。相比之下，企业建立自备电厂要比采用公用电厂供电的生产成本低很多，高耗能企业当然乐意使用自备电厂。究其原因，依然是电价机制不合理。按照市场定价规则，高电压等级的工业用户的电价应当较低、低等级电压用户的电价较高，但中国为兼顾社会公平而设立的交叉补贴使得企业承担了额外的高昂用电成本，企业的逐利本质使其转向自备电厂建设。因此，**自备电厂难题的实质是中国不合理电价导致经济激励扭曲的产物**。

自备电厂是山东电力发展僵局的关键问题之一。自备电厂多是 30 万千瓦以下机组，按照 Screening Curve 理论应作为腰荷或者尖峰机组，但实际情况是，自备电厂的平均利用小时数在 6000h 以上，达到了基荷机组的运行工况，而且多数自备电厂是孤网运行、不参与电网调度，从而挤占了很多高效率机组的发电空间，导致山东出现了新建 100 万千瓦机组作为调峰备用机组的非常不合理情况。大量孤网运行的自备电厂使得山东的电力矛盾更为尖锐。自备电厂并不是全年满负荷运转，如果自备电厂纳入到电网调度体系中，并能获得合理的价格回报，在负荷高峰时段贡献一部分机组出力，将极大地缓解供电紧张问题。以山东为例，如果将目前 2910 万千瓦的孤网自备电厂接入公用电网，在高峰时段只需贡献 10% 左右的可调度机组出力，就可以满足 290 万千瓦的负荷需求，减少不必要的煤电投资浪费。

[4] 跨区特高压输电

充分利用特高压输电线路可以有效减少受端地区煤电建设规模，提高社会福利。特高压工程是为了更好的跨区电力资源配置，将西部优质的可再生能源输送到中东部地区，以减少化石能源消耗和环境污染。特高压工程耗资巨大，但省间壁垒会使得线路利用率低，难以收回投资成本，产能闲置意味着投资浪费；跨区清洁电量输送难以达到设计预期，对压减受端省份煤电规模和改善当地环境的作用有限；输送到受端的清洁电力的价格可以和当地的煤电电价竞争，在一定程度上可以降低供电成本，惠及当地用户。除了技术和资源条件的限制，跨区输电最大的障碍是省间壁垒，即送电或受电省份涉及电力的主管部门和相关企业，为了保护本省经济或企业利益，抬高输配电价或施加行政手段限制交易的措施。所以，**省间壁垒导致的特高压线路未充分利用其实是对社会福利的损害。**山东作为受端省份的跨省特高压线路共 8 条，除银东直流（宁夏 - 山东）线路的利用率达到 88.76% 左右，其余线路的利用率都偏低，例如鲁固直流 26.94%、榆淮交流（双回）21.80%、昭沂直流 18.95%、锡盟山东交流（双回）10.27%。这意味着，如果加强对特高压输电线路的利用，山东将可以获得更多的电力容量资源、避免投资新容量，减少本地发电耗煤量、利用清洁电力改善生态环境，降低供电电价、节省用户支出。

[5] 容量补偿机制

2020 年 4 月 20 日，山东省发改委发布了《关于电力现货市场燃煤机组试行容量补偿电价有关事项的通知（征求意见稿）》³⁵（以下简称《通知》）。山东省成为全国首个单独对燃煤机组容量补偿电价进行规定的省份。山东省出台的容量补偿电价的特殊性在于，其出发点是希望通过给火电补偿的方式，促进火电在现货市场按边际成本报价，而不是用于保障电力供应安全的容量采购。山东电力现货市场交易允许核电、新能源机组的部分参与，电力供应富余会让现货价格大概率长时间出现零价甚至负价，对煤电机组产生挤出效应，还可能会使中长期交易合同成交量减少，不利于电力市场的稳定。电力市场的容量补偿电价的存在，可以让现在山东省偏低的现货价格和中长期价格趋同，鼓励市场主体通过中长期避险，让现货价格波动体现供需，从而调动市场主体主动平抑波动的积极性。但山东现货市场长时间（而非短时间）出现零电价甚至负电价的根源在于煤电规模严重过剩、系统最小出力严重冗余，在风光出力较大时，部分煤电机组宁可在电力市场上按照零电价竞价获得继续发电的权利，也不愿承受短时间启停带来的巨大经济损失。如果按机组市场发电量进行行政补偿，会让部分老旧 / 小机组有了一定的保底成本补偿，相当于是“补贴”延缓了老旧不达标煤电机组的退出节奏；如果已经收回固定成本的老旧机组获得容量电价补偿，有了竞价优势，可能会让现货市场的竞争更加激烈，形成竞价“踩踏”，挤占高效机组的发电空间，让矛盾进一步激化，这有悖于容量机制的设计初衷。因此，**容量电价机制应按照市场化竞争规则设定补偿标准，对保障负荷需求的尖峰资源进行经济激励，提高电力系统的可调节容量裕度，而不是采用行政干预手段进行发电补偿，更不是对老旧煤电机组的“兜底补贴”，这会扰乱电力市场化改革进程。**

[6] 用户侧储能

用户侧储能本质上属于分布式电源，已涉及新能源汽车、独立储能电站的削峰填谷、光储充一体化项目、分布式能源、微型电网、需求响应和应急电源备用等多个场景，前景广阔，但尚未形成成熟的参与电力系统调度的商业化体系，发挥的电力调节能力有限。虽然发电侧储能满足尖峰负荷方面的经济性要比延寿煤电差，但用户侧储能的优势在于靠近需求端，无需额外建设电网线路及相关输电费用，在比较尖峰资源经济性时，用户侧储能比发电侧储能更有优势。因此，如果有成熟的技术和市场体系支持，用户侧储能将有望成为优质的尖峰电力资源。

4.3 不同电力供应保障方案的经济分析

电力供应安全是电力工业发展的首要命题。如何用最为经济可靠的方式满足用电负荷需求、保障电力供应安全是电力规划要解决的关键问题之一。电力是特殊的商品，需要大量电力资源保障系统实时平衡，但并不意味着在出现电力缺口时就一定要新建电源机组来满足。特别是电力已经总体过剩、系统结构性矛盾导致用电负荷无法满足的情况下，新建电源无疑会加重电力冗余，导致电力系统整体效益进一步下滑。

假设山东省存在 500 万千瓦的尖峰负荷供应缺口，设定 5 种电力供应保障方案，通过计算负荷持续时间 100h、200h、500h、1000h 下的资源年化总成本来比较不同方案的经济性。5 种方案的经济性对比结果如图 4-10 所示，方案一的年化总成本最低，方案二和方案四的年化总成本相近，其次为方案三，年化总成本最高的是方案五；所有方案的年化总成本随着尖峰负荷持续时间的增加而大幅上涨，主要是年化变动成本增加导致的。

方案一：需求响应容量 270 万千瓦（最大负荷 3%）+ 延寿煤电 230 万千瓦

方案二：需求响应容量 170 万千瓦 + 延寿煤电 230 万千瓦 + 抽蓄 100 万千瓦（山东目前全部水电容量）

方案三：需求响应容量 100 万千瓦 + 延寿煤电 200 万千瓦 + 抽蓄 100 万千瓦 + 气电 46 万千瓦（山东目前全部气电容量）+ 储能 54 万千瓦

方案四：需求响应容量 100 万千瓦 + 延寿煤电 200 万千瓦 + 抽蓄 100 万千瓦 + 自备电厂参与 100 万千瓦（现有孤网自备机组的 3%）

方案五：新建燃煤机组 5×100 万千瓦

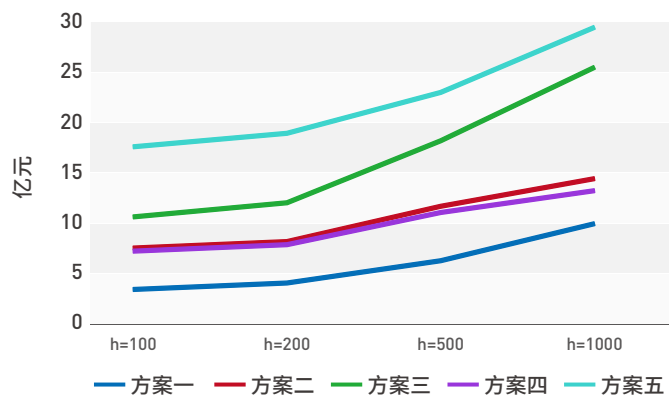


图 4-10 电力供应保障方案经济性比较

注：需求响应成本假设为 30 元/kW，不随负荷持续时间而变化。

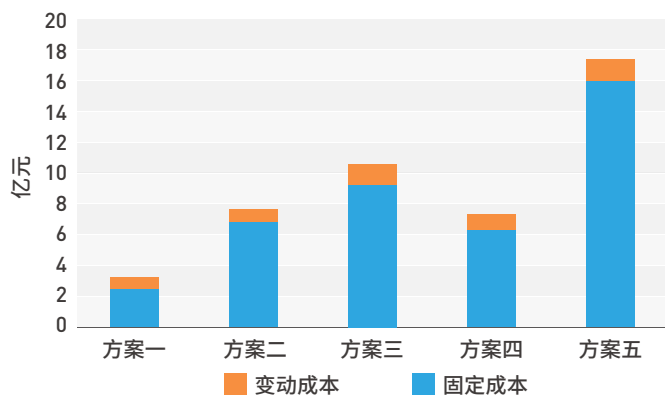


图 4-11 各方案在 100h 情境下的年化成本结构

从电力供应保障方案经济性对比结果可以看出，新建 5×100 万千瓦煤电机组来满足尖峰负荷需求是非常不经济的选择，其年化总成本高达 17-30 亿元、固定成本高达 16 亿元，前期花费大量资金、运行期间利用率不高，造成了极其严重的资源浪费。以 100 小时的 500 万千瓦尖峰负荷缺口为例，“需求响应（270 万千瓦，最大负荷的 3%）+ 延寿煤电（230 万千瓦）”方案的年化成本最低，为 3.25 亿元；“新建燃煤机组 5×100 万千瓦”方案的年化成本最高，为 17.55 亿元，每年造成 14.3 亿元的浪费；若中国继续存在 2018 年电力缺口规模，即各省电力缺口总和 2454 万千瓦，用新增煤电来满足尖峰负荷缺口将造成约每年 70.2 亿元的浪费；如果从煤电机组全寿命周期（30 年）的时间范围看，预计将造成共计 2106 亿元的浪费。需求响应是满足短时尖峰负荷需求最经济的资源，可以减少大量的电力供应成本支出，例如需求响应可以有效降低最大用电负荷 5%，可以使得 95% 最大用电负荷为新的平衡条件，制定的电力规划容量更加契合实际需求。自备电厂贡献很少的容量参与电网调峰工作，可以有效降低电力供应的年化成本，其效益与“需求响应 + 延寿煤电”的组合相当，将极大地提高电力系统的供应保障能力。

05 结论与 政策建议



5.1 研究结论

中国电力工业体量不断扩大、电源清洁高效发展、用电需求多元化增长、存在短时尖峰负荷缺口。按照原本趋势估计，中国中东部（华北、华中和华东）地区的电力供需情况将进一步吃紧。进入 2020 年后，疫情冲击全球经济，尽管中国复产复工进展顺利，但国内需求和对外出口的不景气直接导致电力需求下降。对外出口受阻导致制造业产能下滑，会拉低基础用电负荷水平，而“新基建”有一定滞后性，难以快速拉动电力需求；服务业用电需求回暖、数字经济快速发展和城乡居民用电量稳步增长会继续拉高用电峰荷。因而，中国大概率会出现用电负荷“谷段下沉、峰段升高”此消彼长的情况，导致负荷峰谷差进一步拉大。

科学的电力规划是实现电力“降成本”的首要环节。在保障电力供应安全的前提下，利用电力资源充裕度技术经济比较的方法，可以从规划层面优化电力供应结构、设计尖峰负荷资源保障体系。不同于以往“按需定供”的简单总量平衡规划，资源充裕度理论可以明确各类电力资源的系统价值，合理利用供应侧与需求侧的资源，改变单纯注重依靠增加能源供应来满足需求增长的传统观念，在满足未来经济发展对电力需求的前提下，以更为经济的方式满足同样的电力服务，使得整个规划的社会总投入最小。

以 100 小时的 500 万千瓦尖峰负荷缺口为例，“需求响应（270 万千瓦，最大负荷的 3%）+ 延寿煤电（230 万千瓦）”方案的年化成本最低，为 3.25 亿元；“新建燃煤机组 5×100 万千瓦”方案的年化成本最高，为 17.55 亿元（其中固定成本高达 16 亿元），每年造成 14.3 亿元的浪费；若中国继续存在 2018 年电力缺口规模，即各省电力缺口总和 2454 万千瓦，用新增煤电来满足尖峰负荷缺口将造成约每年 70.2 亿元的浪费；如果从煤电机组全寿命周期（30 年）的时间范围看，预计将造成共计 2106 亿元的浪费。可见，**新建大型煤电机组来满足尖峰负荷供应是极其不经济的，“需求响应 + 延寿煤电”的供应方式更为经济合理。**

山东省电力供应结构不合理、煤电过剩情况严重，需明确各类电力资源在电力系统中的功能定位。按照电力资源充裕度经济性排序结果，山东省电力供应格局应是：核电和 60 万千瓦及以上煤电机组作为基荷电源，跨区输电、60 万千瓦以下煤电机组作为腰荷电源，延寿煤电、抽蓄和气电作为高峰电源，尖峰资源则由延寿煤电和需求响应来满足（发电侧储能可在成本进一步下降后纳入）。根据电力资源充裕度理论，山东省现有电力结构的发电年化成本约为 1466.7 亿元，而优化方案的年化成本约为 1232.3 亿元，电力供应结构不合理导致了每年 234.4 亿元的浪费（其中固定资产投资浪费 131.9 亿元，变动成本浪费 102.5 亿元），相当于新建约 321 万千瓦陆上风电或 426 万千瓦光伏项目所需的投资，电力行业的结构性“降成本”潜力巨大。

煤电是支撑基础用电负荷的主力电源，但在基础用电负荷水平下降、大量煤电产能闲置的情况下，继续建设煤电机组会加重电力系统的容量冗余，而对符合条件的老旧机组进行延寿处理，既可以缓解煤电过剩问题，也可以提供尖峰电力服务；新建的煤电机组用于解决尖峰电力缺口问题是极其不经济的，会造成极大的社会资源浪费。因此，中国煤电未来发展的重心不再是装机规模的增长，而是挖掘现有机组的容量价值。

5.2 政策建议

(1) 疫情冲击用电需求，“十四五”电力规划要重新审视电力增长情况

受疫情影响，国内消费和对外贸易的增长态势均有所下滑，直接导致全社会用电需求的下降；全球疫情持续时间尚不明朗，“去全球化”、中美贸易冲突不可避免地会影响中国对外出口，再考虑到中国经济潜在增速降低、经济结构转变以及新一轮基建项目的辐射作用等多方宏观因素的叠加消涨效应，中国“十四五”电力发展已不能按照 2018 年和 2019 年的预判来进行规划，尤其是煤电发展规模问题。“十四五”电力规划要基于当前的宏观经济基本面来重新审视电力需求增长，考虑可能出现的电力消费结构（二产比重进一步下降、三产和居民消费比重显著增加）、用电负荷特性（负荷峰谷差进一步拉大）、电力资源功能（电源 - 电网 - 需求侧 - 储能从孤立到协同）等的变化，制定电力发展目标和路径。

(2) 改变电力供应安全的单一思路，经济合理地保障电力资源充裕

以往的电力规划大多是从满足电力电量平衡的角度制定方案，以应对全国电力电量供应不足的主要矛盾，主体思路是加快部署电源装机和完善输电网络。这种思路在很大程度上杜绝了电力缺口的大范围出现，但弊端是很容易造成电力结构冗余。新时期用电负荷缺口暴露出的是整个电力系统的结构性矛盾，基础电源过多、尖峰资源不足，继续一味地新增大型电源无疑会加重结构性矛盾。简单的电力电量平衡虽然符合电力规划对安全可靠的要求，但通常要付出很高的社会成本。采用综合资源规划的理念保障电力资源充裕度，可以直观地体现各类资源的经济性，明确各自的系统功能定位，从而指导电力规划进行电源结构优化，并且，将节能和提高需求终端资源利用效率作为替代资源，以更为经济的方式满足同样的电力服务，使整个系统的社会总成本最低。

“十四五”电力规划应从电力系统结构性调整入手来解决电力供应安全问题，明确现有电力资源的功能定位，利用市场机制引导资源配置来“补短板”，而不是一味地建设电源容量尤其是已经过剩的煤电来满足新时期的用电负荷需求。“十四五”电力规划需要重新审视传统按最大负荷平衡的规划思路，将需求响应纳入区域规划，可以根据需求响应等手段削减尖峰用电负荷的有效能力，将负荷平衡条件下调，例如需求响应可以有效降低最大用电负荷 5%，则 95% 最大用电负荷为新的平衡条件，从而减少电源容量建设、降低供电成本。“十四五”电力规划是面向长远转型目标的战略“窗口期”，将煤电发展的工作重心从规模扩张转向功能调整。

(3) 继续完善市场机制打破省间壁垒，提高跨区输电通道利用效率

跨区输电是解决新能源消纳、加强区域资源互济的重要渠道，消纳送端省份富余电力、减少受端省份煤电规模 and 环境影响，对送端和受端省份都有明显的利好效应。但中国电力交易形成了“省为实体”的格局，为了保障本省利益，往往不愿意接收外来电力，人为地阻碍了跨区输电，形成了省间壁垒。从资源经济性角度看，跨区输送的清洁电力的价格通常要低于本地的标杆电价，在市场化竞争中有明显的成本优势。因此，要继续完善电力中长期交易、现货交易等市场机制，发挥跨区输电的经济性优势，减少人为抬高输配电价或施加行政手段限制交易等行为，避免地方政府以邻为壑，只顾自己发展。

(4) 煤电要发挥主体电源作用，发展重心从装机扩容转向功能调整

为顺利实现能源转型和气候治理目标，不宜继续扩大煤电规模。煤电电量已到达或接近峰值，继续新增煤电会拉低整个煤电行业的效益；以保障电力供应安全为借口建设煤电，实际上是对各类资源的电力价值的认识不清晰。新建的煤电机组用于保障尖峰负荷需求是最不经济的选择，而需求响应、抽蓄、延寿煤电甚至优化调度的跨区输电通道，在短时负荷供应方面的经济性都要远远优于新建煤电。高效的大容量煤电机组应是作为基荷电源；作为腰荷电源的中等容量机组要加快深度调峰改造和热电解耦，提高系统灵活性；对于能效指标达标又完成超低排放改造的到期机组，在保证设备安全的情况下，应该建议实行延寿运行，用于启停调峰、战略备用，继续为电力系统提供容量贡献。同时，加快自备电厂的市场化，依法依规将其转变为公用电厂，参与电网安全调峰工作。

(5) 建立公平合理的容量机制，释放价格信号

健全的容量机制可以有效降低容量采购成本，形成类似“需求响应+延寿煤电”的方案来更经济地满足尖峰负荷需求，避免出现“建设煤电机组来应对短时电力供应短缺”的不合理情况。高比例可再生能源发展和用电负荷“新常态”对电力系统的备用容量充裕度有更高的要求，但单一电量市场往往无法激励充足的发电投资来确保资源充裕性，特别是在当市场最高限价被各种政治因素所限而被人为压低的情况下，因此需要引入容量机制，以确保发电商能够收回固定成本。中国特殊的政治经济学语境，和世界各国电力市场机制建设的经验均决定了在中国引入容量机制的必要性。发电主体按照各自功能从现货市场和容量市场获取相应收益，在监管机制下发挥“市场力量”的作用，真正还原电力的商品属性且兼顾电力“实时平衡”的商品特性。

短期来看，以战略备用为代表的目标容量机制适用于中国电力市场，这是由于中国目前电力供大于求，存在大量老旧机组，战略备用容量机制可以作为老旧机组退出电量市场的合理路径；长期来看，全市场容量机制更适应于中国较为复杂的电力市场，较之于行政管控，以市场力量为主体可以更好推动容量市场的平稳有序发展，帮助形成健全合理的电力市场。同时，中国各省间电力供需情况差异较大，电力市场设计不可一概而论，应根据各省的不同情况，确定容量市场建设方向。

附录

附录 I 综合资源战略规划

综合资源战略规划（Integrated Resource Strategic Planning，IRSP）是根据国家能源电力发展战略，在全国范围内将电力供应侧资源（如煤电、气电、水电、核电、风电等）与引入能效电厂³⁶（efficiency power plant，EPP，不同类型需求侧管理项目的汇总）等各种形式的电力需求侧资源综合统一优化，从战略的高度，通过经济、法律、行政手段，合理利用供应侧与需求侧的资源，在满足未来经济发展对电力需求的前提下，使得整个规划的社会总投入最小。供应侧管理是对电力供应部门的电源结构和生产效率进行改进，合理配置生产部门的电能供应模式；需求侧管理主要通过调整用电的结构、方式和效率，降低终端用户对电力资源的需求量。

发达国家实施综合资源规划的时间较早，美国太平洋电力公司、美国加州电力系统以及加拿大诺瓦斯科提亚电力公司等均是较为成功的典型案例。以美国太平洋电力公司为例，其规划目标是能够在符合公众长期利益的基础上以最低成本提供长期充足可靠的电力，该公司实施综合资源规划的流程如图 I-1 所示³⁷。

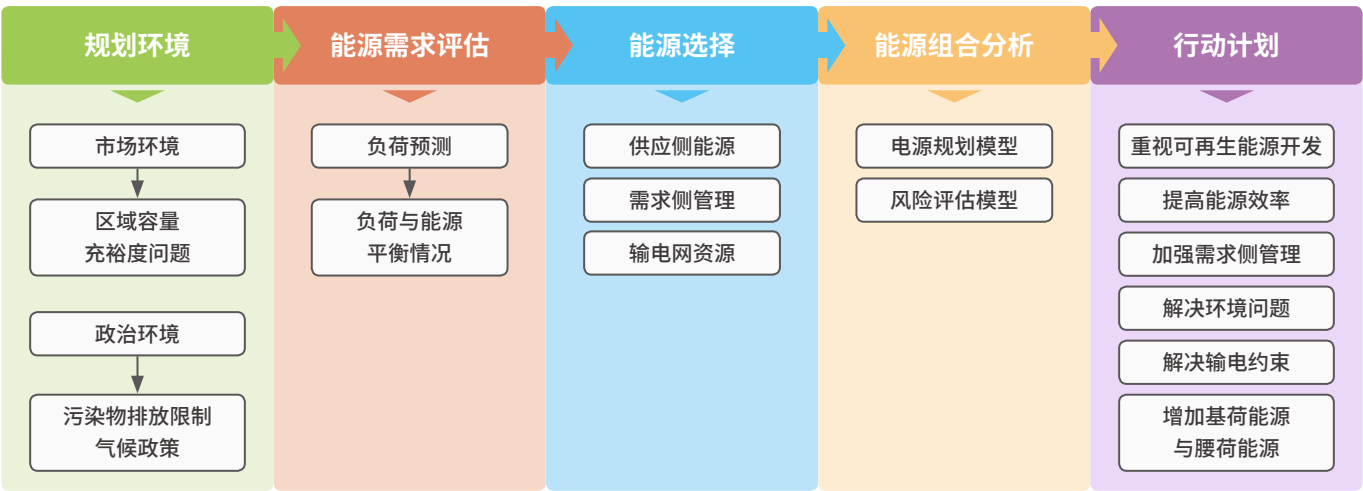


图 I-1 美国太平洋电力公司 2007 年综合资源规划

2019 年美国太平洋电力公司宣布，已经实现了其期待已久的从煤炭发电到太阳能、风能和电池储能系统的转变，并且在其最新的综合资源规划中首次将电池储能系统列为“最低成本组合”的一部分³⁸。

中国在实施 IRSP 时可以充分借鉴发达国家的经验，要遵循发电与供电相结合、开发与节约并重、供需平衡的原则，将供电方和用电方协同参与电力规划，优化电源结构、完善网架设施、引导需求侧资源，对供电方案和节电方案进行成本效益分析，经过优选组合形成让社会、电力行业 and 用户等各方受益的规划方案。电力规划要明确各类电力资源的系统价值。“十四五”期间，煤电要从电量型电源向电力电量型电源转变，保持主体能源地位，并充当最主要的灵活性资源；水电要持续稳步开发，作为重要的基荷电源；新能源从补充替代电源发展成为主体能源之一；重视储能和需求响应，强化供需耦合，有效削峰填谷，改变电力系统形态；跨区输电是实现东西部能源互补的关键。电力综合资源规划可以实现以上各类电力资源的有效互动，改变单纯注重依靠增加能源供应来满足需求增长的传统观念，将节能和提高需求终端资源利用效率作为替代资源，以更为经济的方式满足同样的电力服务，使整个系统的社会总成本最低。

附录 II Screening Curve 模型

Screening Curve 模型需要两条曲线作为输入数据：负荷持续时间曲线和机组成本曲线。

(1) 负荷持续时间曲线

负荷持续时间曲线是一段时间内不同等级电力负荷的累积曲线，根据精度要求，将负荷曲线离散成多个负荷段。负荷段按其大小随时间累积的降序排序（图 II-1）。低谷负荷持续时间长，峰段负荷持续时间短。也就是说，负荷持续时间曲线（横坐标为一年时间 8760 小时）的趋势是随着时间而降低的³⁹。负荷时间曲线可用于经济调度、系统规划和可靠性分析。

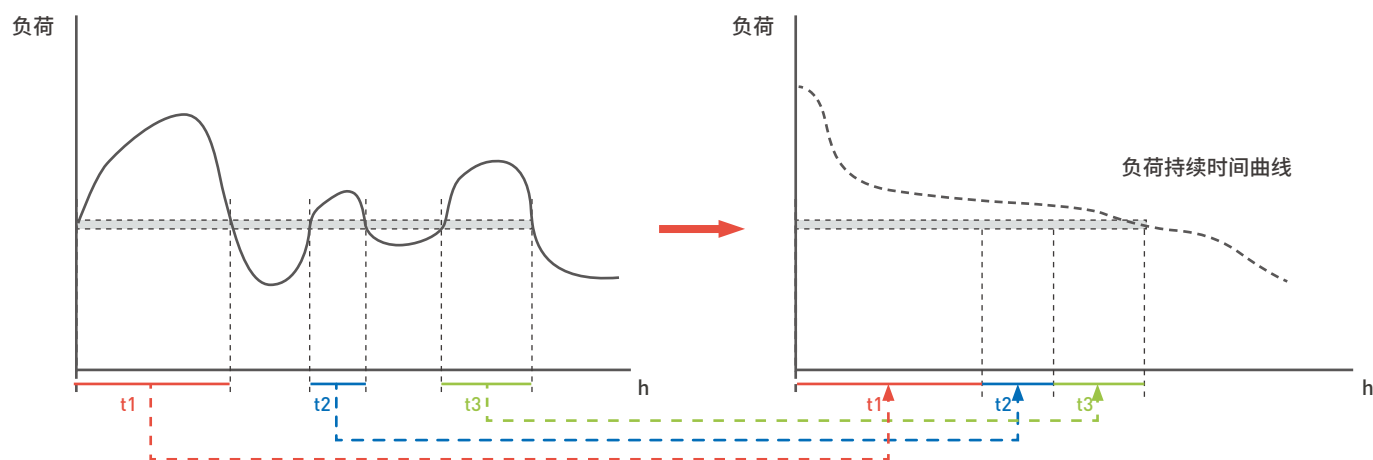


图 II-1 负荷持续时间曲线

(2) 各项成本定义

通过对比不同类型电力资源的年化成本，选择其中成本最低的发电方案。为了得到不同机组不同利用率下的成本，可以采用两种方法：

a) 不考虑负荷持续曲线，直接计算 0~8760 小时的利用率成本。成本曲线表示发电机组一年内不同利用小时的总成本。因此，成本曲线的截距项主要是固定成本（图 II-2），即生命周期内发生的所有固定成本的年金现值，斜率主要是可变成本⁴⁰。

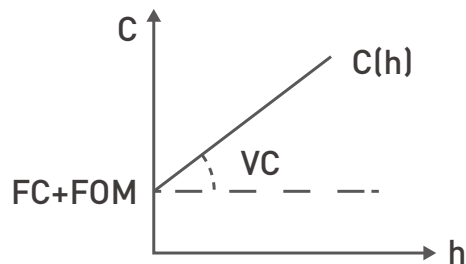


图 II-2 机组成本曲线

机组成本曲线的计算方式如下：

$$C(h) = (FC + FOM) + VC \times h \quad FC = CAPEX \times \frac{r \times (1+r)^t}{(1+r)^t - 1}$$

其中， $C(h)$ 是单位机组（1MW 为例）每年的运行总成本， FC 是年化的资本支出（CAPEX）， FOM 是每年的固定运行维护费用， VC 为可变成本（主要是燃料成本）， h 是机组年利用小时数， r 是贴现率， t 为机组运行寿命。

将不同机组的成本曲线放在同一坐标轴下（图 II-3），离横坐标轴最近的曲线表示在利用小时内成本最小⁴¹；截距最小的曲线表示机组的初始投资最小；截距较大的曲线斜率表示机组的可变成本较大；曲线的交点表示两个机组在该利用小时数下的成本相同。然后，根据负荷持续时间和成本曲线，可以得到投资的机组类型及其各自的排序，如图 II-3 所示，3 号机组是基荷电源的最经济的选择。

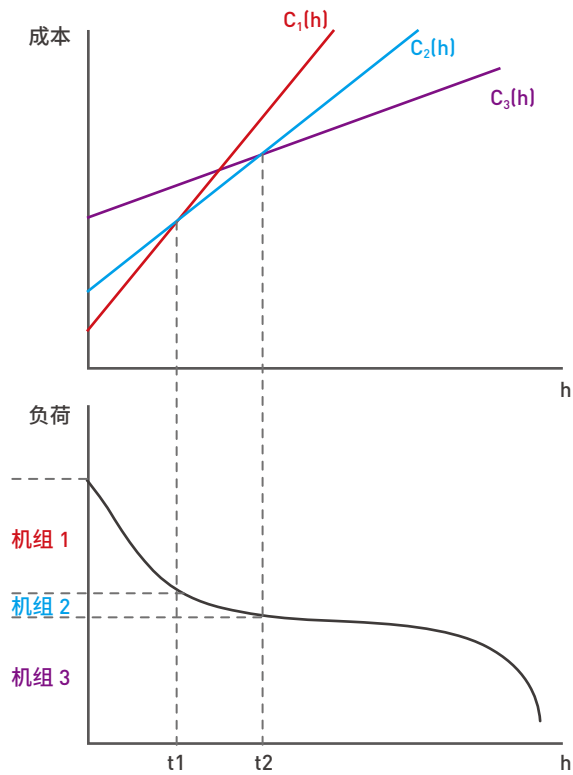


图 II-3 机组成本曲线投影到负荷曲线

b) 成本曲线的计算考虑负荷持续时间曲线。如图 II-1 所示，不同的负荷水平对应于负荷持续时间曲线中的不同持续时间，其中峰段负荷持续时间较短。由于年发电量是负荷和持续时间的乘积，提供峰值负荷的机组年发电量要低于提供谷段负荷的机组的年发电量。由于年发电量较低，当机组提供尖峰负荷时，年化总成本较低。根据负荷持续时间曲线，得到不同负荷段的利用小时数，可计算出不同机组在对应利用小时数和负荷下的成本。随着负荷段等级的增加，利用小时数减少，年化总可变成本减少，因此年化总成本减少。如图 II-4 所示，横轴代表的负荷片段等级从左到右分别是基荷、腰荷、峰荷，3 号机组是提供基本负荷的最经济选择；随着负荷的增加，2 号机组成为最经济的选择；1 号机组是提供短期高峰负荷的最经济的选择。

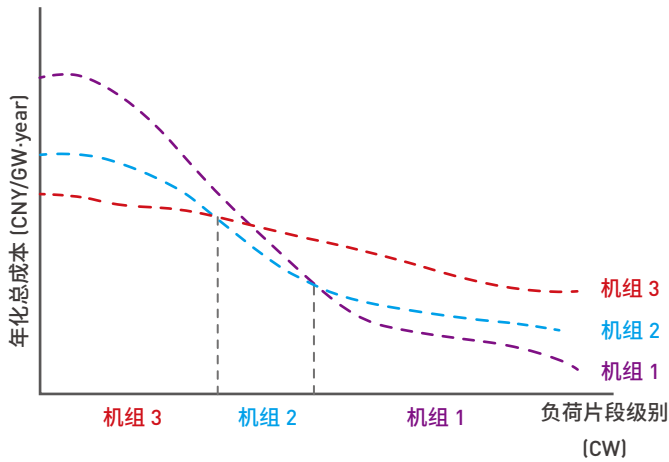


图 II-4 不同负荷段机组年化总成本排序

附录 III 山东省电力资源情况

以下为课题组根据公开信息收集整理得到的山东省各类电力资源情况。

(1) 自备电厂发展情况

山东省是自备电厂装机大省。2002 年以后，受“电荒”影响，国家下放电力审批权限，山东省多个高耗电企业开始大规模建设自备电厂。近年来，因为与电网供电存在巨大的电价差距，山东各地的自备电厂快速发展。尽管经过多次的落后产能淘汰和违规自备电厂整治，到 2018 年底，山东省仍有 285 台自备电厂机组在运，总容量达到 3110 万千瓦，占到全省煤电装机的 28.1%，其中孤网运行的自备煤电机组容量达 2910 万千瓦。

(2) 气电发展情况

山东省气电规模很小。截止 2017 年年底，全省天然气总装机容量为 46.06 万千瓦，占全省总装机的 0.36%，其中 2016 年新增容量 0.1 万千瓦，其余装机均为 2013 年以前投产的装机，2013 年到 2015 年无新增气电项目。目前运营的全部机组均为分布式的中小机组，没有 E 级以上的大型发电机组。

(3) 水电发展情况

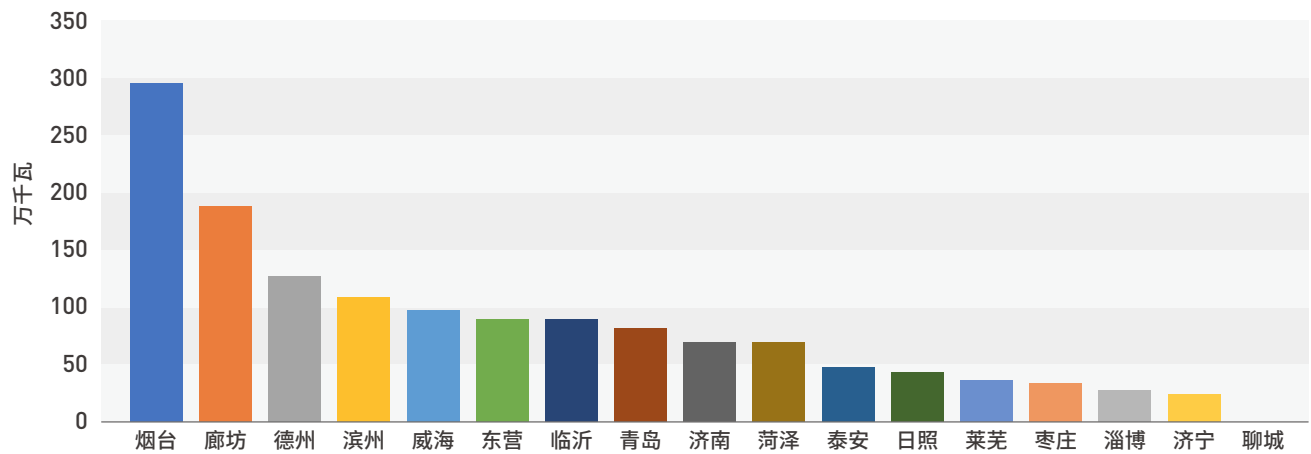
山东省水电资源匮乏。截止 2018 年底，山东省水电总装机 108 万千瓦，占全省总装的 0.76%，2018 年水电年发电量为 4.3 亿千瓦时。其中山东省泰山抽水蓄能电站，安装四台单机容量为 25 万千瓦的可逆式水泵水轮机组和发电电动机，机组全部由山东电网统一调度，主要服务于山东电网，电站在系统中主要担负调峰、填谷作用，兼有调频、调相和紧急事故备用等功能。

(4) 核电发展情况

山东省核电规模很小。2018 年下半年，海阳核电 1/2 号机组投产，山东实现了核电装机的零突破，装机容量达到 250 万千瓦。目前，荣成的高温气冷堆核电站（20 万千瓦）在建，预计 2020 年底将完成建设。

(5) 风电发展情况

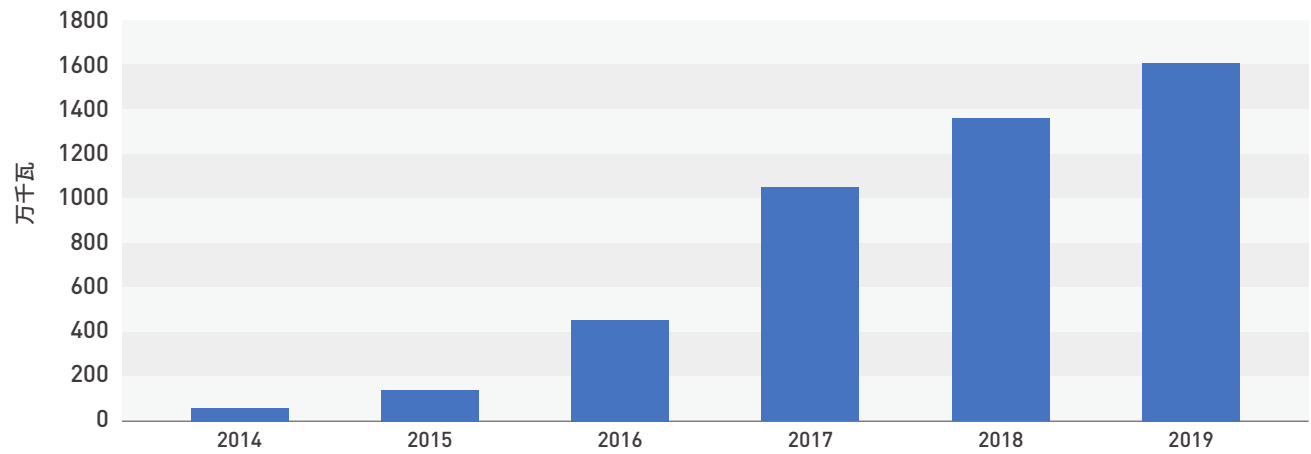
山东省风电装机总量大，增长速度快。山东省风电装机总量全国第五且是前五个省份中唯一一个不弃风的风电大省。2019 年，山东省风电总装机 1342 万千瓦，占全省总装机 9.08%，同比增长 17%⁴³。如图 III-1，烟台地区风电发展最早（1999 年），装机规模最大，共 42 座风电场，总装机容量 296 万千瓦。陆上以青岛、烟台、潍坊、东营、滨州等市沿海陆域和淄博、泰安、济宁、临沂等市丘陵地带为重点，建成陆上千万千瓦级风电基地。适时启动鲁北、莱州湾、长岛等潮间带及近海风电场建设。



图III-1 2018年山东省风电区域分布图

(6) 太阳能发电发展情况

山东省太阳能发电装机总量全国第一，增速较快。2019年，山东省太阳能发电总装机1615万千瓦，占全省总装机10.9%，同比增长18.7%，如图III-2所示^{49, 44}。2018年山东省太阳能年发电量30.72亿千瓦时。济宁地区光伏发电发展最早（2010年），潍坊地区光伏发电规模最大，共31个集中式光伏电站和23327个分布式光伏项目，容量204万千瓦。



图III-2 2014-2019年山东省太阳能发电累计装机容量变化情况

(7) 生物质发电发展情况

山东生物质发电装机位居全国首位。截止2019年底，山东省生物质发电项目拥有量居全国最高，总装机324万千瓦，较去年增长66.5万千瓦，同比增长25.83%。年发电量140.8亿千瓦时，居全国第一。山东省应坚持因地制宜、梯级利用、多元发展，推动生物质能资源规模化和市场化开发，提高综合利用水平和效益。

[8] 山东省省内电网及跨区输电线路建设情况

山东省网架坚强，能够实现省内平衡。从“十二五”以来，山东省不断加大电网投资力度，电网建设步伐加快，主电网网架持续完善，配电网结构明显加强。截至2015年底，全省电网拥有500千伏变电站37座（含胶东换流站），降压变压器80台，变电总容量6200万千伏安，线路94条，长度6930.8公里；500千伏/220千伏联络变压器3台，总容量150万千伏安。全省电网已形成最高交流电压等级为500千伏、直流电压等级为±660千伏，以500千伏为省域主网架、220千伏为市域主网架，发、输、配协调发展的超高压、大容量、高参数、高自动化的大型电网，能够实现配电网的灵活调控、优化运行。

山东省接受外电的能力显著提高，特高压工程建设规模居国家电网系统首位。山东电力发展曾经长期坚持“自给自足”，延续“本省就地平衡”的发展方式。2005年山东电网与华北电网互联，但联网仅仅是为了安全保障，没有电力交换。2008年，山东电力供需形势紧张，但是受煤炭资源不足、环保空间有限、铁路运力紧张等因素限制，山东省开始进行电力发展方式的重大转变，实施“外电入鲁”战略，大规模接受外部电力供给。2017年，国家电网公司投产10项特高压工程，7项在山东，共计建成特高压变电容量1500万千伏安、交流线路1019.4公里，建设规模居全国首位。其中，昌乐1000千伏变电站成为全国一次性投运容量最大和抗震等级最高的变电站，潍坊“一站一线”工程创全国特高压工程建设最短工期纪录，扎青工程仅用12个月建成，所有系统调试一次通过。截至2017年底，送电山东的“四交两直”特高压工程建成后，向山东安全稳定送电能力可达到2000万千瓦左右，约占全省全社会最大负荷的22%。

1000千伏的山东河北环网在2020年1月4日正式投产⁴⁵，该工程在山东境内共经过聊城、菏泽、济宁、枣庄、临沂、日照、潍坊、济南共8个市，山东境内新建枣庄、菏泽2座1000千伏特高压交流变电站，扩建济南、潍坊2座1000千伏特高压交流变电站，新增1000千伏变电容量1500万千伏安；新建潍坊-临沂-枣庄-菏泽-石家庄1000千伏特高压双回线路，山东境内线路长度2×583公里。到2020年山东省稳定外电接入的能力预计可超过2700万千瓦。

附录 IV 山东省煤电应急调峰储备电源名单

国家发改委和能源局在 2018 年 9 月下发《关于煤电应急调峰储备电源管理的指导意见》后，全国多地出台了将部分煤电作为应急调峰储备电源的相关文件。截至 2019 年 6 月，全国已有 63 台机组（装机容量超 4200 万千瓦）被列为煤电应急调峰储备电源⁴⁶。其中，山东煤电应急调峰储备电源包括了 10 台机组、共 674 万千瓦，见表 IV-1。

表IV -1 山东省煤电应急调峰储备电源名单	
电厂名称	机组容量
华能烟台八角电厂	2×67 万千瓦
华电莱州电厂二期	1×100 万千瓦
大唐东营电厂	1×100 万千瓦
莒难力源热电二期热电联产工程	2×35 万千瓦
山东钢铁集团日照钢铁精品基地自备电厂	2×35 万千瓦
山东华电莱州二期超超临界机组工程 4 号机组	1×100 万千瓦
大唐东营“上大压小”新建项目 2 号机组	1×100 万千瓦

参考文献及注释

1. 中电联. 2019-2020 年度全国电力供需形势分析预测报告 [R]. 2020.01
2. 国网能源研究院. “十四五” 电力规划要解决三大问题 [EB/OL]. 2020.05.06.
http://www.sgeri.sgcc.com.cn/html/sgeri/col1080000037/2019-12/11/20191211101032024826397_1.html
3. 中电联. 2019 年全国电力工业统计快报 [R]. 2020.01
4. 中电联. 2011-2019 全国电力工业统计快报 [R].
5. 国家统计局. 2020 年 3 月份中国能源生产情况 [EB/OL]. 2020.04.
http://www.stats.gov.cn/statsinfo/auto2074/202004/t20200417_1739385.html
6. 国网研究院. “十四五” 电力规划要解决三大问题 [EB/OL]. 2019.12.
<https://tech.sina.com.cn/roll/2019-12-05/doc-iihnzhfz3891277.shtml>
7. 相晨曦. 能源“不可能三角”中的权衡抉择 [J]. 价格理论与实践, 2018(4).
8. 张琳. 严控规模 推动煤电有序灵活高效发展 [EB/OL]. 能源研究俱乐部, 2019.06.27.
<http://news.bjx.com.cn/html/20190627/988890.shtml>
9. 国网能源研究院. 中国能源电力发展展望 2019[R].2019.12.03.
10. 国家发展改革委、国家能源局. 能源生产和消费革命战略 (2016-2030)[Z].2016.12.
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201704/t20170425_962953.html
11. 北极星风力发电网. 走向 2030: 中国可再生能源路线图 [EB/OL].2016.7.
<http://news.bjx.com.cn/html/20160727/755590.shtml>
12. 刘吉臻. 2030 年全社会用电量将达 10 万亿千瓦时 [EB/OL].2018.9.21.
<http://finance.sina.com.cn/china/gncj/2018-09-21/doc-ihkhfqt4349897.shtml>
13. Tong Zhang. Generation Planning Using Screening Curve Method [D]. The University of Texas at Austin. 2016.05.
14. Yusuf Emre Güner. The Improved Screening Curve Method regarding Existing Units. European Journal of Operational Research, 2017.06.
15. 北极星电力网. 7.2 亿千瓦! 一文看懂国家电力基地规划! [EB/OL]. 2017.09.08.
<http://news.bjx.com.cn/html/20170908/848661.shtml>
16. 栾凤奎. 2018 年中国电力需求响应实践与探索 [J]. 新能源经贸观察, 2019(3).
17. 唐鑫. 工业用户的电力需方智能响应研究 [D]. 北京交通大学, 2015.
18. 李彬, 等. 中国实施大规模需求响应的关键问题剖析与展望 [J]. 电网技术, 2019, 43(02):378-388.
19. 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知 [Z]. 2017.
20. 广东省能源局. 《广东省 2019 年电力需求响应方案 (征求意见稿)》[Z].2019.04.22
21. 山东省能源局. 《关于开展 2019 年电力需求响应工作的通知》[Z].2019.07.11
22. 浙江省发改委. 《开展 2019 年度浙江省电力需求响应工作的通知》[Z]. 2019.07.31
23. 张宁, 汤芳, 代红才. 需求响应应成为“十四五”电力系统发展规划和调度运行中的重要资源 [EB/OL]. 能源杂志,
<http://shupeidian.bjx.com.cn/html/20191213/1028439.shtml>
24. 国家能源局. 关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿 (市场) 机制试点工作的通知 [Z]. 2016.06.18.
http://www.gov.cn/xinwen/2016-06/18/content_5083393.htm
25. 山东省能源局. 2019 年全省电力迎峰度夏预案 [Z]. 2019.05.20.
http://nyj.shandong.gov.cn/art/2019/5/20/art_59960_6202788.html
26. 彭吕斌, 何剑, 谢开贵, 汤涌. 特高压交流和直流输电系统可靠性与经济性比较 [J]. 电网技术, 2016, 41(4): 1099-1105.

27. 搜狐网 . 西电东送电量连续七年创历史新高 [EB/OL]. 2019.01.11. https://www.sohu.com/a/288293607_556387
28. 广东省能源局 . 关于征求广东省 2019 年电力需求响应方案 (征求意见稿) 意见的函 [Z]. 2018
29. 河南负荷集成商可与用户分享补贴, 2018 电力需求响应哪家强 [EB/OL]. 南方能源观察, 2018.06.27
30. 我省首次实施国庆期间填谷电力需求响应 [N]. 新华日报, 2018.10.05
31. 山东省能源局 . 关于 2018 年度电力需求响应补偿的公示 [Z]. 2018
32. 上海市经济信息化委 . 关于开展端午节期间电力需求响应工作的批复 [Z]. 2018
33. 河南省发展和改革委员会 . 关于 2018 年开展电力需求响应试点工作的通知 [Z]. 2018
34. 煤电应急调峰储备电源是指未纳入年度投产计划, 手续合法齐全并已基本完成工程建设, 且具备并网发电条件的煤电 (热电) 机组, 在电力、热力供应紧张、电网严重故障以及重大保电需要时, 启动运行发挥应急保障作用, 在其他时段停机备用。国家发改委和能源局下发的《关于煤电应急调峰储备电源管理的指导意见》规定, 在同等条件下, 煤电应急调峰储备电源可优先考虑安排纳入本地区下一年度投产计划, 其总容量原则上不应超过上一年度最大负荷的 2%。被列为应急调峰储备电源项目可以从停建缓建名单中移出, 这是山东省 2 台新投产的煤电应急调峰储备电源的由来。
35. 山东省发展和改革委员会 . 关于电力现货市场燃煤机组试行容量补偿电价有关事项的通知 (征求意见稿) [Z]. 2020.04.20. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2020/4/20/art_91686_9022027.html
36. 能效电厂 (efficiency power plant, 简称 EPP) 是一种虚拟电厂, 即通过实施一揽子节电计划和能效项目, 获得需方节约的电力资源。国际能源界将实施电力需求侧管理, 开发、调度需方资源所形成的能力, 形象地命名为能效电厂。将减少的需求视同“虚拟电厂”提供的电力电量。能效电厂是一种虚拟电厂, “能效电厂”把各种节能措施、节能项目打包, 通过实施一揽子节电计划, 形成规模化的节电能力, 减少电力用户的电力消耗需求, 从而达到与扩建电力供应系统相同目的。
37. 全生明, 卢键明, 曾鸣, 田廓, 杨鹏举 . 发达国家综合资源规划工作的经验与启示 [J]. 电力需求侧管理, 2009, 11(05): 77-80.
38. 能源界 . 美国太平洋电力公司公布太阳能 + 储能项目发展路线图 [EB/OL]. 2019.10. <http://www.nengyuanjie.net/article/30730.html>
39. Stoughton, N.M., Chen, R.C., Lee, S.T., 1980. Direct construction of optimal generation mix. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS -99 (2), 753-759.
40. Kooten G. C. V., Mokhtarzadeh F., 2019. Optimal investment in electric generating capacity under climate policy [J]. Journal of Environmental Management, 232: 66-72.
41. Güner, Y.E., 2018. The improved screening curve method regarding existing units. EUROPEAN JOURNAL OF OPERATIONAL RESEARCH 264 (1), 310-326. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.06.007>.
42. Zhang, T., Baldick, R., 2017. Consideration of Existing Capacity in Screening Curve Method. IEEE Trans. Power Syst. 32 (4), 3038-3048.
43. 一季度风电 66.99 亿千瓦时 山东新能源发电创新高 [EB/OL]. 2020.04.15. <http://news.bjx.com.cn/html/20200415/1063478.shtml>
44. 前瞻产业研究院 . 2019 年山东省光伏发电行业发展现状 [EB/OL]. 2019.12.31. <https://www.nengapp.com/news/detail/3634848>
45. 北极星输配电网 . 山东 - 河北特高压环网工程正式投入运行 [EB/OL]. 2020.01.06. <http://www.chinasmartgrid.com.cn/news/20200106/634647.shtml>
46. 北极星电力网 . 63 台、42GW ! 以后新投产的煤电大机组是不是只能用作应急调峰储备电源了? [EB/OL]. 2019.06.26. <http://news.bjx.com.cn/html/20190626/988796.shtml>



GREENPEACE 绿色和平

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：北京东城区东四十条 94 号亮点文创园 A 座 201 室

邮编：100007

电话：86 (10) 65546931

传真：86 (10) 64087851

www.greenpeace.org.cn