



中国清洁能源 综合利用途径设计及 优化模拟模型研究

鞠立伟 谭忠富 谭清坤/著



科学出版社

中国清洁能源综合利用途径设计 及优化模拟模型研究

鞠立伟 谭忠富 谭清坤 著

科学出版社

北 京

内 容 简 介

全书共分9章。首先,介绍中国水力、风能、太阳能和天然气等清洁能源的利用现状。其次,分别从需求响应、储能系统以及电动汽车三个方面,讨论单一路径模式下的清洁能源优化模型。再次,分别构造微电网、虚拟电厂以及多能互补运行优化模型,讨论综合利用途径下的不同清洁能源优势互补效应。最后,分别构造计及碳排放权交易以及跨区域消纳清洁能源发电调度优化模型,为制定清洁能源发展激励措施提供政策启示和实践依据。

本书主要供各类高等院校、能源研究机构、相关领域科研工作者阅读参考,对改善现有能源结构、提高能源利用率,实现中国能源资源的可持续发展有着重要的理论价值和实际意义。

图书在版编目(CIP)数据

中国清洁能源综合利用途径设计及优化模拟模型研究 / 鞠立伟, 谭忠富, 谭清坤著. —北京: 科学出版社, 2019.5

ISBN 978-7-03-059573-7

I. ①中… II. ①鞠… ②谭… ③谭… III. ①无污染能源—综合利用—研究—中国 IV. ①X382

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2018) 第 263704 号

责任编辑: 马 跃 李 嘉 / 责任校对: 贾娜娜

责任印制: 张 伟 / 封面设计: 无极书装

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码: 100717

<http://www.sciencep.com>

北京虎彩文化传播有限公司 印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2019 年 5 月第 一 版 开本: 720 × 1000 1/16

2019 年 5 月第一次印刷 印张: 15

字数: 300 000

定价: 120.00 元

(如有印装质量问题, 我社负责调换)

前 言

中国经济的迅猛发展推动了能源需求的急剧增长,但是以化石能源为主的能源消费结构导致经济增长面临着日益严峻的“资源瓶颈”和“环境瓶颈”,这成为制约经济发展的关键因素。世界各国为了保障能源的可靠供给,正在加快利用以风能、太阳能和生物质能等为代表的清洁能源,开发清洁能源发电正成为优化能源结构的关键途径。中国为了促进清洁能源的开发和利用,陆续出台了一系列的激励政策及保障措施。然而,受制于需求与供给逆向分布的能源禀赋,中国清洁能源利用效果不尽理想,清洁能源弃能问题日益严峻。若想实现清洁能源的规模化利用,需充分发挥不同清洁能源间的优势互补作用,多途径、多手段地提高清洁能源开发利用的效益。因而,本书基于中国能源利用现状,研究并设计中国清洁能源综合利用途径,构建清洁能源综合利用优化模型,以期能够为解决中国当前的严重弃能问题,实现中国社会经济的可持续发展等提供有利的依据。

本书共 9 章,第 1 章介绍我国清洁能源发展利用现状,梳理水力、风能、太阳能和天然气等清洁能源的利用现状;第 2 章研究基于需求响应促进清洁能源消纳优化模型,介绍需求响应的基本理论与政策,总结典型国家需求响应实施经验及启示,构造多类型用户参与需求响应效益分析模型及考虑需求响应的清洁能源消纳优化模型;第 3 章研究利用储能系统协助消纳清洁能源优化模型,构造风电场景模拟及削减技术,建立风电储能两阶段调度优化模型及求解算法;第 4 章研究利用电动汽车充放电消纳清洁能源优化模型,分别建立电动汽车节能减排潜力量化模型、电动汽车消纳风电调度优化模型以及电动汽车充电服务模式评价模型。上述内容从清洁能源利用单一路径开展研究,对比分析需求响应、储能系统和电动汽车对清洁能源消纳的优化效应。

进一步,为发挥清洁能源间的优势互补效应,需综合利用风电、太阳能发电、天然气发电、储能和需求响应等多种分布式发电,具体讨论微电网、虚拟电厂和多能互补等清洁能源综合利用模式。第 5 章研究微电网能量协调控制 Agent 模型,介绍微电网的定义特征及运行模式,分析多代理系统(multi-agent system, MAS)视角下微电网的功能需求,构建基于 MAS 的微电网控制协调模型;第 6 章研究虚拟电厂(virtual power plant, VPP)调度运行优化模型,界定虚拟电厂的基本内涵,介绍虚拟电厂的基本特征,并引入鲁棒系数作为风电、光伏发电的不确定性控制工具,建立计及需求响应的虚拟电厂双层调度优化模型。第 7 章研究驱动清

洁能源的多能互补运行优化模型,集成风能、太阳能(光伏、光热)、天然气为多能互补系统,该系统包括发电子系统、冷热电联供(combining cooling, heating and power, CCHP)子系统和辅助供热子系统,建立多能互补系统多目标运营优化模型及绩效评估体系。上述内容从清洁能源综合利用路径开展研究,为充分发挥清洁能源互补效应,对比不同综合利用途径下的清洁能源消纳优化模型及其优化效应。

最后,第8章和第9章分别研究碳排放权交易机制协助清洁能源消纳优化模型以及跨区域消纳清洁能源发电调度优化模型。其中,第8章梳理碳排放权交易的基本政策、国际市场和国内交易试点,测算火力发电的碳排放成本,并建立碳排放权交易机制下的清洁能源发电调度优化模型;第9章针对清洁能源跨区域消纳问题开展研究,分别构造跨区域能源外送调度优化模型、电力资源跨区域配置效益分配与交易模型。上述内容讨论碳排放权交易机制对清洁能源消纳的优化效应,并探讨区域间协同消纳清洁能源的潜在途径,能够为制定清洁能源发展激励措施提供政策启示和实践依据。

华北电力大学的荣梦蕾、张予燮、赵蕊、李梦露参与本书的部分工作。本书在写作过程中,得到华北电力大学经济与管理学院及北京能源发展研究基地的支持与配合,在此表示衷心的感谢和诚挚的敬意。

本书承蒙国家自然科学基金面上项目“我国减少清洁能源发电弃能的机制设计及其模拟模型研究”(71573084)、北京市社会科学基金青年项目“京津冀园区综合能源体效能协同机制设计及政策分析模型研究”(18GLC058)、北京市社会科学基金特别资助项目“京津冀清洁能源发电协调发展的运营机制与政策分析模型研究”(16JDYJB044)、北京能源发展研究基地项目“京津冀地区产业园区多能互补激励政策及能源互联网发展模式研究”(NYJD20170102)以及国家自然科学基金面上项目“区域电力系统结构演进及其水-能-排耦合研究”(71874053)的资助,特此致谢。

由于作者水平所限,书中难免存在疏漏和不足,敬请读者批评指正。

鞠立伟

2018年11月

目 录

第 1 章 我国清洁能源发展利用现状分析	1
1.1 概述	1
1.2 水力资源发展利用现状分析	3
1.3 风能资源发展利用现状分析	7
1.4 太阳能资源发展利用现状分析	12
1.5 天然气资源发展利用现状分析	14
1.6 本章小结	17
第 2 章 基于需求响应促进清洁能源消纳优化模型	18
2.1 概述	18
2.2 需求响应的基本理论与政策	19
2.3 典型国家需求响应实施经验及启示	29
2.4 多类型用户参与需求响应效益分析模型	37
2.5 考虑需求响应的清洁能源消纳优化模型	44
2.6 本章小结	57
第 3 章 利用储能系统协助消纳清洁能源优化模型	59
3.1 概述	59
3.2 储能系统输出功率模型	60
3.3 风电功率不确定性模拟	61
3.4 风电储能两阶段调度优化模型	64
3.5 本章小结	75
第 4 章 利用电动汽车充放电消纳清洁能源优化模型	77
4.1 概述	77
4.2 电动汽车节能减排潜力量化模型	79
4.3 电动汽车消纳风电调度优化模型	81
4.4 电动汽车充电服务模式评价模型	96
4.5 本章小结	101
第 5 章 微电网能量协调控制 Agent 模型	102
5.1 概述	102
5.2 微电网的定义特征及运行模式	103

5.3	基于 MAS 的微电网功能需求分析	106
5.4	基于 MAS 的微电网控制协调模型	111
5.5	本章小结	131
第 6 章	虚拟电厂调度运行优化模型	132
6.1	概述	132
6.2	虚拟电厂的基本内涵	133
6.3	虚拟电厂的基本特征	136
6.4	计及需求响应的虚拟电厂双层调度优化模型	139
6.5	本章小结	152
第 7 章	驱动清洁能源的多能互补运行优化模型	153
7.1	概述	153
7.2	清洁能源集成 DER CCHP 系统	154
7.3	DER CCHP 系统运营绩效评估指标	156
7.4	DER CCHP 系统多目标运营优化模型	161
7.5	本章小结	181
第 8 章	碳排放权交易机制协助清洁能源消纳优化模型	183
8.1	概述	183
8.2	碳排放权交易市场	184
8.3	含碳排放权的清洁能源发电调度优化模型	191
8.4	本章小结	198
第 9 章	跨区域消纳清洁能源发电调度优化模型	200
9.1	概述	200
9.2	跨区域能源外送调度优化模型	201
9.3	电力资源跨区域配置效益分配与交易模型	217
9.4	本章小结	225
参考文献		227

第1章 我国清洁能源发展利用现状分析

中国经济的飞速发展推动了能源需求的不断提升,但以化石能源为主的能源消费结构却导致经济、能源与环境间的矛盾日益突出。特别是温室效应的不断加剧,使得环境保护和节能减排已成为国际政治博弈的重要舞台。根据中国国家能源局发展规划司相关数据,2016年中国CO₂累计排放量约为1464亿t,超过美国的1462亿t,跃居世界首位。同时,根据中国国家能源局发展规划司2015年统计数据,中国煤、石油、天然气已探明剩余储量分别仅能维持80年、12年、30年左右,这意味着中国正面临严峻的能源供给危机与巨大的环境保护和节能减排压力,加快能源结构调整和强化环境保护已成为中国经济社会可持续发展的重要保障。

1.1 概 述

可再生能源发电,尤其是风能、太阳能和生物质能等清洁能源正成为世界各国优化能源结构的重要替代能源。相比国外发达国家,中国清洁能源开发相对滞后,主要始于20世纪80年代。但在政府的高度重视下,中国积极开展示范性工程,积累了大量的实施经验,清洁能源发电产业发展迅猛^[1]。截至2017年底,中国风电、太阳能发电和生物质发电累计装机容量已分别达到18800万kW、5283万kW和1345万kW,均居世界前列,特别是风电和太阳能发电装机分别超过美国和德国,居于世界首位^[2]。根据《电力发展“十三五”规划(2016—2020年)》,中国风电、光伏发电和生物质发电装机在2020年底将分别达到25000万kW、15000万kW和1500万kW^[3]。可见,加快开发和利用可再生能源发电已成为中国深入调整能源结构的重要战略途径。

然而,受制于需求与供给逆向分布的能源禀赋,中国在规模化发展清洁能源的同时,也面临着能源消纳的巨大挑战。2015年,中国因弃风、弃光限电造成的电量损失分别达到339亿kW·h和48亿kW·h,弃风率和弃光率分别超过10%和20%^[4]。从地域分布来看,弃风和弃光主要分布于“三北”(东北、华北、西北)地区;从时段分布来看,东北和华北地区弃风主要集中在冬季供暖期与后夜低谷时段。中国弃能问题的主要原因包括本地负荷消纳能力不足、风光发电出力随机特征较大以及电力系统智能化程度不够等。为解决中国当前的弃能问题,需充分

发挥不同清洁能源间的优势互补作用,利用大型综合能源基地的资源组合优势,协调满足终端用户的冷、热、电、气等多种用能需求,以提高能源系统的综合效率。

据世界能源理事会统计,全球的水力资源理论蕴藏量可达 40 万亿 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{年}$,除受到地理环境、技术水平以及经济发展等限制外,可利用资源约 16 万亿 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{年}$ ^[5]。发达国家的水能利用水平已经较为成熟,意大利、挪威、法国、日本及瑞典的水力资源利用率均已经超过了 50%,与发达国家相比较,中国的水力资源利用率则处于较低水平,仅为 20%左右。全球风能资源总量约 10 000 亿 kW ,风能利用潜能巨大,对于解决未来全球能源危机和环境危机均具有重要的利用价值^[6]。截止到 2016 年,美国的风电装机容量达到了 8187 万 kW ,占美国总发电量的比例为 6.92%^[7]。德国的陆上风电基本处于饱和状态,德国的海上风电场 Alpha Ventus 是世界上第一家已并网使用的 5MW 及以上的海上风电机组^[8],对我国风电产业的可持续发展具有借鉴意义。中国风能潜在可利用开发量可达 30.5 亿 km^2 ,其中“三北”地区则是风能资源最密集区域,开发利用潜力巨大^[9]。

同时,太阳能是最为丰富的可再生能源之一,其中,北非、中东、美国西南部、澳大利亚、南非以及我国西部地区均是资源条件较好的区域^[10]。德国一直是太阳能领域开发利用的领导者之一,至 2016 年装机容量就达到了 40.41GW^[11]。日本 2016 年全国使用电力中有 4.3%来自光伏发电,比例较 2015 年的 2.7%有显著增长^[12]。美国的新增装机在 2012 年出现了一个井喷式的 135%的增长之后增速趋于稳定,直到 2016 年的 79.27%,整体上呈现一个回暖趋势^[13]。中国太阳能资源极为丰富,全年太阳辐射量可达 1050~2450 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ^[14]。2017 年上半年,全国新增光伏发电装机容量 2440 万 kW ,同比增长 9%。从新增装机分布来看,华东地区新增装机为 825 万 kW ,占全国的 33.8%;华中地区新增装机 423 万 kW ,占全国的 17.3%^[15]。

总体来说,清洁能源发电具有显著的环境友好型的特点,规模化发展清洁能源有利于优化能源结构,也有利于解决中国现阶段能源开发和利用的主要矛盾,即传统能源日渐枯竭与能源需求持续快速增长的矛盾以及以煤炭为主的能源消费结构与环境压力持续增大的矛盾。但在近年来我国强有力政策的支持下,中国可再生能源发电快速发展,风能和太阳能等可再生能源的间歇性与波动性也日益显著,迫切需要提出应对措施。本章梳理水力、风能、太阳能和天然气等清洁能源的利用现状,通过纵向和横向对比清洁能源开发与利用现状,从整体上把握当前清洁能源发电整体状况、清洁能源发展整体趋势及存在的问题,为未来激励清洁能源规模化发展及后续研究提供政策建议和决策工具。

1.2 水力资源发展利用现状分析

1.2.1 水力资源利用

中国水力资源丰富,总量居世界首位。根据国家2009年全国农村水能资源调查评价成果,我国水电技术可开发装机容量约为6.6亿kW,年发电量约3万亿kW·h。中国地形与雨量差异较大,因而形成水力资源在地域分布上的不平衡,水力资源分布呈西部多、东部少的特征。另外,中国位于亚洲大陆的东南部,濒临世界上最大的海洋,具有明显的季风气候特点,因此大多数河流年内、年际径流分布不均,丰、枯季节流量悬殊,需建设调节性能好的水库,对径流进行调节。

水力资源较集中地分布在大江、大河干流,便于建立水电基地,实行战略性集中开发,我国十三大水电基地资源量超过全国的1/2,基地的建设在水电建设中居重要地位。特别是地处西部的金沙江中下游干流总装机规模为58580MW,长江上游干流总装机规模为33197MW,长江上游的支流大渡河以及黄河上游、澜沧江、怒江等的装机规模都超过20000MW,乌江、南盘江红水河的装机规模也超过10000MW。“十二五”时期,我国开工建设了金沙江乌东德、梨园、苏洼龙,大渡河双江口、猴子岩,雅砻江两河口、杨房沟等一批大型和特大型常规水电站,总开工规模达到5000万kW。同时,开工建设了黑龙江荒沟、河北丰宁、山东文登、安徽绩溪、海南琼中、广东深圳等抽水蓄能电站,总开工规模2090万kW,创历史新高。

1.2.2 水力发电装机

我国幅员辽阔,水力资源蕴藏丰富。根据中国水力发电工程学会统计数据,中国陆地水力资源储量超过1万kW的河流约为3886条,其中,技术可开发装机容量高于5.42亿kW,年均发电量超过 2.5×10^4 亿kW·h,我国的水力资源技术可开发装机容量居世界首位。截至2016年底,全国发电装机容量达到16.5亿kW,其中全国火电装机容量为105388万kW、常规水电装机容量超过3亿kW,发电量为1.18万亿kW·h,占可再生能源发电量的76%。按照《可再生能源发展“十三五”规划》目标,2020年水电装机容量为3.4亿kW,发电量将占可再生能源发电量的66%。2030年,为实现非化石能源占一次能源消费比例20%的能源发展战略目标,水电发电量约占可再生能源发电量的46%。图1-1为2008~2016年中国发电装机容量构成。

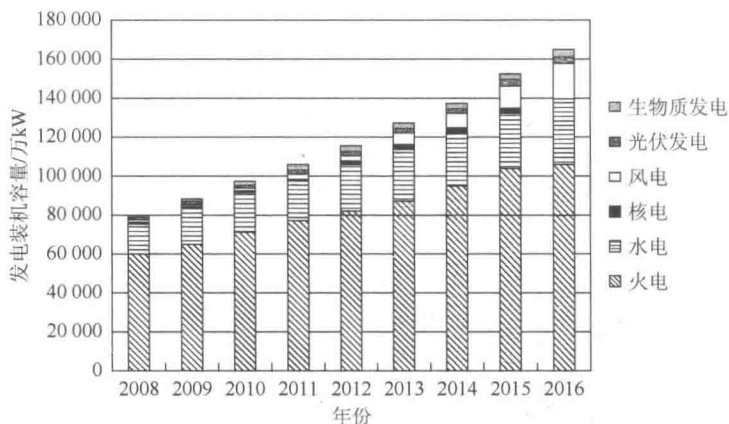


图 1-1 2008~2016 年中国发电装机容量构成

从图 1-1 可以看出, 2013 年我国火电装机容量首次下降至 70% 以下, 而水电则保持相对平稳的占比, 表明我国的电力装机结构优化取得了阶段性的成果。水电装机容量中, 传统水电装机容量为 28 305 万 kW, 占水电总装机容量的 92.8%, 抽水蓄能电站装机容量为 2181 万 kW, 占水电总装机容量的 7.2%。从地区分布来看, 中国水力资源分布相对不均, 水力资源主要集中在西南地区。相关数据显示, 西南地区 (包括四川、重庆、贵州和云南四省市) 的技术可开发装机容量约为 4.5 亿 kW, 占全国水电可开发容量的 60% 以上。2014 年, 西南地区水电发电量合计 10 092 亿 kW·h, 占全国水电发电量的 95.20%。图 1-2 为 2000~2016 年我国水电装机容量变化情况示意图。

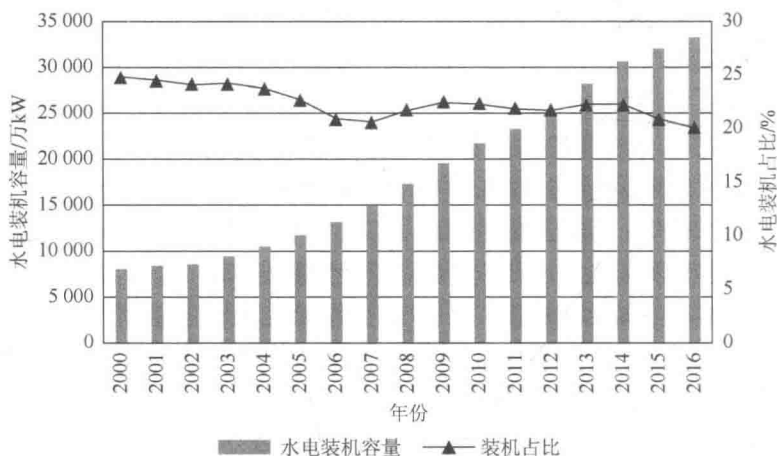


图 1-2 2000~2016 年我国水电装机容量变化情况

从开发程度上看,四川、云南、重庆的水电开发已经接近 65%,在未来 5 年时间里,仍将是水电开发的重点区域。其中,中国西藏地区的水力资源开发利用程度较低,未来具有较大的开发空间,而西部地区技术可开发装机容量高于 6600 万 kW,但仅开发了约 40%的装机容量,未来也具备较为可观的发展空间。华北地区水电技术可开发装机容量为 900 万 kW,已开发比例约为 40%。东北地区水力资源开发比例约为 38%,但技术可开发空间较少,仅为 1760 万 kW;华北、东北地区还有一定的水电开发潜力。除了上述地区,我国中南和华东地区的水力资源开发空间较小,未来的水力资源利用应以增加装机容量为主。

从流域来看,中国水力资源主要集中于金沙江、澜沧江、长江和黄河等区域,总的技术可开发装机容量约为 3.7 亿 kW,截至 2014 年底,以上流域的水电开发规模已达 1.28 亿 kW,约占全国总装机容量的 45%。其中雅鲁藏布江、金沙江等流域是我国未来水电开发的重点。水能作为可再生的清洁能源之一,将成为中国今后电源建设的重点利用能源。水电在中国经历了多个发展阶段,总装机容量从 20 世纪 80 年代的约 1000 万 kW,跃增至 2015 年的 3.19 亿 kW。近几年,受到水电开发成本增加、弃水严重等的影响,投资速度放缓,整体发展进入稳定发展期或成熟期,2016 年我国水电建设投资规模为 612 亿元,同比减少 21.70%。另根据中国水利部发布的数据,2017 年 1~9 月的电源完成投资中,水电完成投资 339 亿元,同比减少 4.1%。截至 2016 年底,全国全口径水电装机容量为 3.3 亿 kW,同比增长 3.9%;2016 年水电新增装机容量 1179 万 kW(含抽水蓄能 366 万 kW)。“十三五”期间计划新增投产水电装机容量 6000 万 kW。

1.2.3 水力发电并网

2016 年底,我国水电装机容量历史性地突破 3 亿 kW,发电量为 10 601 亿 kW·h,水电设备平均年利用小时数为 3477h,比 2013 年增长 296h。自 2000 年开始,我国水力发电量的变化趋势基本与装机容量变化趋势相一致,说明我国水电总体并网发电状况良好。2000~2014 年,水电设备年利用小时数基本保持在 3000~3500h,变化幅度较小,2014 年,水电设备利用小时数增长 296h,同比增长 9.3%,创历史增长峰值,主要是因为火电比例下降,水电分摊了部分发电份额。我国水电装机容量突破 3 亿 kW,稳居世界首位。水电装机容量是世界第二位(美国)的 2.8 倍。我国水电开发集中,大型水电站基本均位于西南地区,而我国的负荷中心则位于东部沿海地区,因此我国水电必须依托大规模远距离输电技术进行输送。随着溪洛渡、向家坝和锦屏水电站陆续投产,以及“向上直流”“复奉直流”等特高压直流工程的顺利投产,我国西南地区水

电的输送能力进一步加强，预计到 2020 年底，我国西南地区水电外送能力将达到 1 亿 kW。图 1-3 为 2000~2016 年我国水电发电量和水电设备平均年利用小时数变化情况。

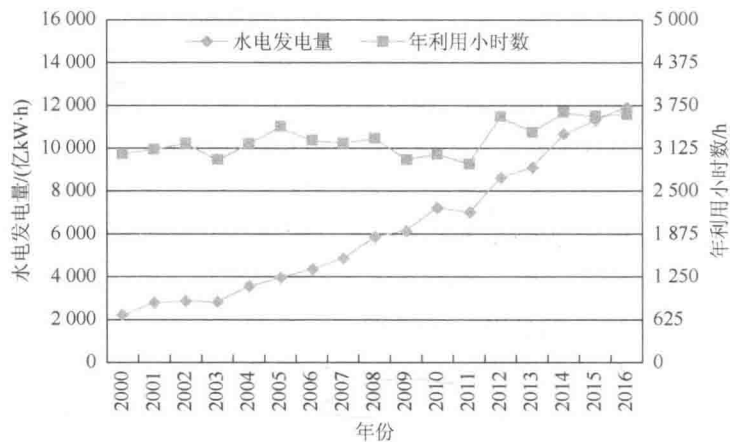


图 1-3 2000~2016 年我国水电发电量和水电设备平均年利用小时数变化情况

伴随着水电集中投产，我国西南地区也出现了严重的弃水现象。四川、云南作为我国水电装机大省，弃水问题十分严重。“十二五”期间，四川水电装机容量年均增长率约为 20%，总体增长呈现先增加后减缓的趋势，2013 年和 2014 年，水电新增装机容量超过 2300 万 kW，水电装机容量年均增长率在 2014 年仅为 3%，2015 年更是出现水电总装机容量递减的现象。截至 2016 年底，四川水电装机容量突破 7000 万 kW，稳居全国第一。同样，在“十二五”期间，云南年平均水电装机容量约为 1000 万 kW，2011~2014 年，水电新增装机容量约为 3000 万 kW。根据相关数据，截至 2016 年底，云南水电装机容量达 5901 万 kW，但由于负荷需求不足，尽管部分火电机组已经调试完毕，但仍旧不能投入运行。表 1-1 为我国主要水电装机省区 2017 年前三季度发电及弃水情况对比。

表 1-1 我国主要水电装机省区发电及弃水情况

省区	上网电量/(亿 kW·h)	弃水电量/(亿 kW·h)	水能利用率/%
四川	2333.5	123.8	88
广西	417	44.2	90.4
云南	1655	240.5	87.3

由表 1-1 可以看出，四川、云南、广西三省区的水电同时存在不同程度的弃水

现象,2017年前三季度,上述三省区的弃水电量超过400亿kW·h,按照0.3元/(kW·h)的水电上网电价折算,弃水损失约120亿元,造成了极大的浪费。“十三五”期间,我国的电源投资将持续增长,预计到2020年,水电装机容量将达到4.5亿kW,与此对应的是水电消纳难和弃水严重的问题。本书根据历年弃水和水电消纳数据,以及相关政策,深入分析了水电弃水的三个主要原因。

(1) 水电快速发展与电力需求增长缓慢不匹配。水电规划建设不够合理,导致某些年进行水电机组大规模建设,水电机组增长率超过负荷需求增长率,以四川省为例,“十二五”期间,年均新增水电装机容量超过1000万kW,截至2016年底,四川省水电装机容量突破7000万kW,稳居全国第一,但省内负荷和省外负荷需求增长较低,导致机组利用效率较低。

(2) 汛期来水量不足,负荷需求低谷时,水电弃水。结合水电机组运行特性,若汛期来水量丰富,水电机组发电能够全天运行,但在负荷低谷时期,为了满足系统供需平衡,水电机组不得不产生弃水,导致水电机组利用效率不高。

(3) 水电外送通道建设尚存潜力。由于水电基地与负荷中心呈逆向分布,水电的外送需要依托长距离大容量的特高压工程进行。就目前的情况而言,为了保证电网的安全可靠运行,需要加强电力系统调度运行管理,优化管理资产设备,协调省外市场接受发电负荷,以实现消纳水力资源的目标。

1.3 风能资源发展利用现状分析

1.3.1 风能资源利用

中国现已成为世界上风能发电规模最大、增长最快的市场。2017年2月10日,全球风能理事会发布2016年全球风电发展统计数据:2016年全球市场新增风电装机容量超过54.6GW,全球累计风电装机容量达到486.7GW,而中国新增风电装机容量和累计风电装机容量份额均居世界第一。2016年,全国风电保持健康发展势头,全年新增风电装机容量为1930万kW,累计并网装机容量达到1.49亿kW,占全部发电装机容量的9%,风电发电量为2410亿kW·h,占全部发电量的4%。图1-4为中国主要风能资源区风电开发潜力。

中国的风能资源主要集中在北部地区、东南沿海地区及附近岛屿。北部地区年风功率密度大多在 $200\sim 300\text{W}/\text{m}^2$,有的甚至可达 $500\text{W}/\text{m}^2$ 以上。东南沿海地区年风功率密度在 $200\text{W}/\text{m}^2$ 以上,风功率密度线平行于海岸线。风能发电在当前全球能源短缺、环境污染严重及对节能减排要求不断增强的背景下,已成为一个快速发展的朝阳行业。2016年,中国新增风电装机容量为2337万kW,累计装

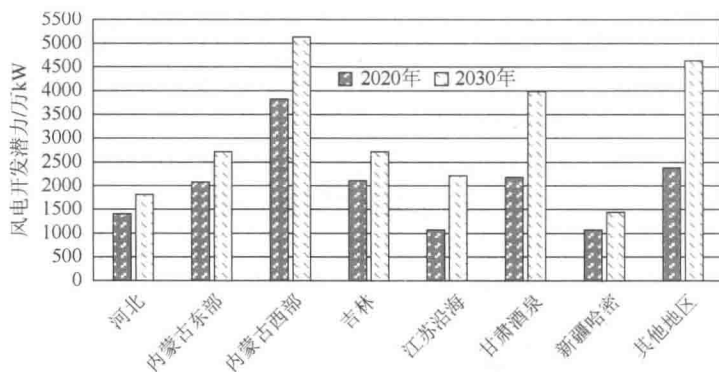


图 1-4 未来中国风电开发潜力

机容量达到 16 873 万 kW。新增装机容量虽然较上一年有一定幅度的下滑，但仍保持较快的增速，与 2014 年基本持平。2016 年，全国风电平均年利用小时数为 1742h，比 2015 年的 1728h 增加了 14h，比 2014 年的 1893h 则下降 151h。若将 2 亿 kW 作为“十三五”期间风电发展的最低目标，2016~2020 年，中国风电每年新增装机容量需达到 2000 万 kW。根据《风电发展“十三五”规划》思路，2016~2020 年中国风电新增装机容量将达 1 亿 kW，其中，“三北”地区大风电基地 5 年内新增装机容量 6000 万 kW，中东部中低风速资源区新增装机容量 3000 万 kW，海上风电新增装机容量 1000 万 kW。

1.3.2 风力发电装机

“三北”地区以及东部沿海地区是我国风能资源主要集中的地区。2011 年风能资源勘察与评价数据显示，我国风能资源总开发潜力超过 25 亿 kW。其中陆地 50m 高度 3 级以上（风功率密度大于等于 $300\text{W}/\text{m}^2$ ）的风能资源潜在开发量大约为 23.8 亿 kW；近海 5~25m 水深区域 50m 高 3 级以上的风能资源潜在开发量大约为 2 亿 kW。中国风能资源总的技术可开发装机容量为 7 亿~12 亿 kW。其中，陆地实际可开发装机容量达 6 亿~10 亿 kW，近海风电可开发装机容量约为 1.5 亿 kW。内蒙古的东部和西部、河北坝上、江苏沿海和吉林西部等地区均是我国风能资源丰富的地区，上述地区的风能资源占全国陆地风能资源的 77.7%。我国风力发电资源丰富，但相比欧美国家来说，我国风力发电技术研究起步较晚，风电产业主要经历了四个发展阶段。

(1) 初始研究阶段。从 20 世纪 50 年代开始，我国开展了风电技术的研究工作，但由于技术水平较低，我国风电未能实现发电并网。

(2) 离网式发展阶段。自 20 世纪 60 年开始，我国陆续建立了离网式小型风

力发电机，开始了风力发电技术的深入研究，主要用于解决农村地区和偏远地区的电力供应问题，保障了偏远地区的用电需求。

(3) 试点与示范阶段。自 20 世纪 80 年代开始，我国总结了离网式发展阶段的试点经验，开始研究大型风力发电机，并于 1986 年在山东省建立了马兰风电场，这意味着中国风电商业化模式逐步开启。1994 年，中国新疆达坂城建成了总装机容量约为 10.1MW 的风电场，这意味着我国开启了首个千万千瓦级风电场的建设运行。

(4) 规模发展阶段，自 20 世纪 90 年代开始，为了促进风电的快速发展，我国政府逐步颁布了风电发展扶持激励政策，推动了风电行业的发展，风电装机容量不断增加，并网电量不断提高。

在国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委）和国家能源局政策的支持与指导下，结合我国风力发电资源相对集中的特点，我国以“三北”资源区为主要基地，进行基地式大规模发展。在内蒙古东部、吉林、甘肃、新疆、河北、内蒙古西部、江苏、山东建立 8 个千万千瓦级风电大基地。截至 2016 年底，我国风电装机容量达千万千瓦级以上的地区有 4 个，分别是内蒙古、甘肃、河北和新疆，10 个省区风电装机容量均达 500 万 kW 以上。图 1-5 为 2016 年我国主要风电开发省区的装机容量情况。

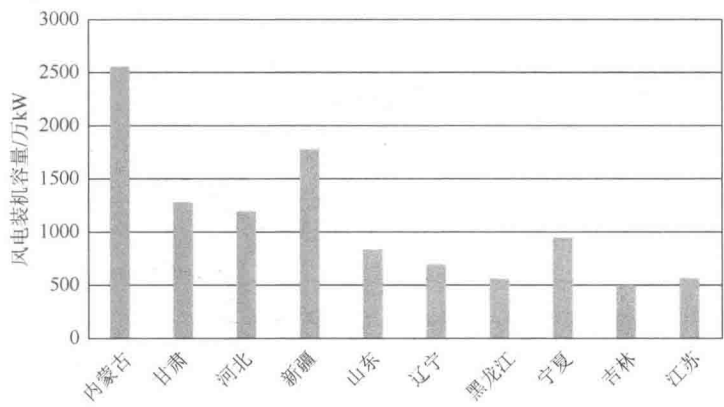


图 1-5 2016 年我国主要风电开发省区装机容量

由图 1-5 可以看出，内蒙古风电装机容量排第一，达 2557 万 kW，甘肃和河北风电装机容量相当，约 1200 万 kW。综合考虑风电基地资源条件、开发条件、跨区电网建设规划及输送能力研究情况，根据相关规划，我国拟在 2020 年前建设完成规模达到 12 000 万 kW 的风电基地，在 2030 年该规模将达到 20 900 万 kW。表 1-2 为我国主要风电基地未来开发规模。

表 1-2 我国主要风电基地未来开发规模

风电基地	2020 年装机容量/万 kW	2030 年装机容量/万 kW
甘肃酒泉	2000	3200
新疆哈密	1000	2000
河北坝上	1600	1800
内蒙古西部	2700	4000
内蒙古东部	1200	2700
吉林	1000	2700
江苏沿海	1000	2000
山东沿海	1500	2500

1.3.3 风力发电并网

截至 2016 年底，我国风电并网装机容量为 14 864 万 kW，占全国发电装机总量的 62%，年发电量为 2410 亿 kW·h，占全国总发电量的 4.1%。图 1-6 为 2008～2016 年我国风电并网装机容量及增速。

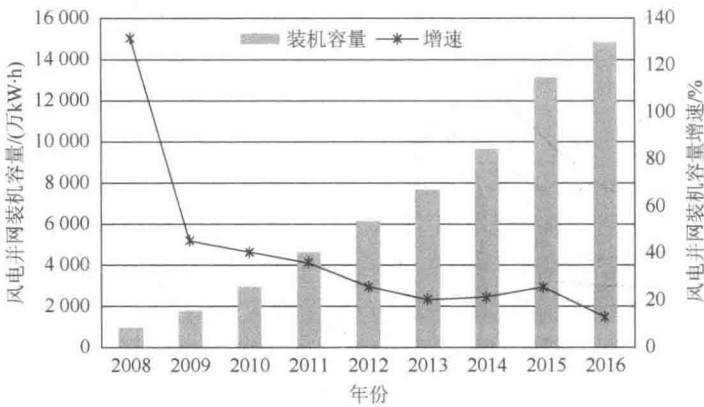


图 1-6 2008～2016 年风电并网装机容量及增速

自 2003 年起，我国风电并网装机容量增速逐年提高，到 2008 年增速已达 131.74%，而 2009 年以后，增速明显放缓，2016 年风电装机容量增速下降至 12%，基本与风电发展规模相一致，这意味着我国风电已经进入了稳定发展的模式。尽管我国风电并网装机容量基本能够匹配风电发展规模，但仍然存在并网装机容量远低于累计装机容量的问题，表 1-3 为风力发电并网装机容量数据。