

双碳目标的挑战与电力结构调整趋势展望

蔡绍宽

引用本文:

蔡绍宽. 双碳目标的挑战与电力结构调整趋势展望[J]. 南方能源建设, 2021, 8(3): 8-17.

CAI Shaokuan. Challenges and Prospects for the Trends of Power Structure Adjustment Under the Goal of Carbon Peak and Neutrality[J]. *Southern Energy Construction*, 2021, 8(3): 8-17.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

能源战略下的能源电力发展方向和碳排放问题

Energy Power Development Direction and Low Carbon Emission Under Energy Strategy

南方能源建设. 2019, 6(3): 32-39 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.03.006>

广东能源与电源发展战略研究

Research on Strategy of Guangdong Energy and Source Development

南方能源建设. 2018, 5(4): 37-43 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.04.005>

中国能源战略发展关键问题思考

Discuss on Key Problems of Energy Development Strategy in China

南方能源建设. 2019, 6(1): 22-23 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.01.004>

大型逆流式自然通风高位收水冷却塔的应用研究

Application Research on Large Counter-flow Natural Draft High Level Water Collection Cooling Tower

南方能源建设. 2017, 4(1): 109-112 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2017.01.021>

大型电力设计院在新能源发电领域的发展战略思考

Research on New Energy Development Strategy of Large Electric Power Design Institute

南方能源建设. 2016, 3(1): 58-62,69 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2016.01.013>

双碳目标的挑战与电力结构调整趋势展望

蔡绍宽[✉]

(中国海洋工程咨询协会海上风电分会, 北京 100161)

摘要: [目的] “碳中和·碳达峰”是促进中国能源经济转型, 构建人类命运共同体的重要战略决策。中国是能源消费大国, 双碳目标下全社会面临着巨大的挑战, 实现双碳目标需要正确理论方法的指导和科学的部署。[方法] 为此, 文章基于中国能源发展形势, 剖析了双碳目标的本质, 从宏观层面给出了双碳目标的根本出路, 并从能源供给侧的角度对双碳目标下零碳能源发电负荷构成和负荷需求指标等电力负荷发展趋势进行了预测, 提出了“等效电力能源替代”新概念。[结果] 基于核能、水能、风能、太阳能等资源禀赋给出了双碳目标下电力结构调整的方案, 分析了电力结构调整带来的系统运行特性问题, 提供了解决问题的措施。[结论] 双碳目标或将掀起新一代能源革命和全面的工业革命, 水、风、光、核四种主要的零碳能源资源能够满足中国的社会经济持续发展需求, 新能源将迎来高速发展时代。文章从多方面论述了未来能源的发展趋势, 给出了电力结构调整的建设性意见, 对双碳目标的实现具有重要的理论指导意义。

关键词: 碳中和; 碳达峰; 发展趋势; 电力结构; 零碳能源; 系统运行

中图分类号: TK01

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2021)03-0008-10

开放科学(资源服务)二维码:



Challenges and Prospects for the Trends of Power Structure Adjustment Under the Goal of Carbon Peak and Neutrality

CAI Shaokuan[✉]

(China Offshore Wind Association, China Association of Oceanic Engineering, Beijing 100161, China)

Abstract: [Introduction] "Carbon peak and neutrality" is an important strategic decision to promote the transformation of China's energy economy and build a community of shared future for mankind. China is a big energy consuming country and the whole society is facing huge challenges under the "carbon peak and neutrality" goal. The realization of the goal requires the guidance of correct theoretical methods and scientific deployment. [Method] For this reason, based on China's energy development situation, the essence of the "carbon peak and neutrality" goal was analyzed, the fundamental way to achieve the goal was given from a macro level, the development trends of power load such as zero-carbon energy power generation load composition and load demand indicators under the "carbon peak and neutrality" were predicted from the perspective of the energy supply side, and a new concept of "equivalent electric energy substitution" was proposed in this article. [Result] Based on the resource endowments of nuclear energy, hydropower, wind energy, solar energy and other resources, the power structure adjustment scheme under the "carbon peak and neutrality" goal was given, and the system operation characteristics problems caused by the power structure adjustment were analyzed, and measures to solve the problems were provided. [Conclusion] The "carbon peak and neutrality" goal may set off a new generation of energy revolution and a comprehensive industrial revolution. The four main zero-carbon energy resources of water, wind, light, and nuclear can meet the needs of China's sustainable social and economic development, and new energy will usher in an era of rapid development. This article discusses the development trend of future energy from many aspects, and gives constructive opinions on the adjustment of power structure, which has important theoretical guiding significance for the realization of the "carbon peak and neutrality" goal.

收稿日期: 2021-08-03 修回日期: 2021-08-23

基金项目: 广东省促进经济发展专项基金(海洋经济发展用途)“广东省海洋六大产业三年行动计划方案制订”(粤自然资源合[2019]013号)

Key words: carbon neutrality; carbon emission peak; development trend; power structure; zero-carbon energy; system operation
2095-8676 © 2021 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

继2020年12月12日，中共中央总书记习近平于联合国气候雄心峰会上庄严宣告中国将力争在2030年前实现碳达峰，努力争取2060年前实现碳中和的“双碳目标”之后，2021年4月30日，习近平总书记中共中央政治局第二十九次集体学习会上强调，实现碳达峰、碳中和是中国向世界作出的庄严承诺，也是一场广泛而深刻的经济社会变革，绝不是轻轻松松就能实现的。各级党委和政府要拿出抓铁有痕、踏石留印的劲头，明确时间表、路线图、施工图，推动经济社会发展建立在资源高效利用和绿色低碳发展的基础之上。

面临伟大而又艰巨的双碳目标，中国将面对怎样的挑战呢？这个目标究竟向中国提出了什么要求呢？笔者认为，归纳起来共有两大要求：一是能源需求侧节能，二是能源供给侧零碳化。

双碳目标是一个庞大的覆盖全社会多行业多学科的课题，本文仅仅从能源供给侧的角度，分析研判能源行业在双碳目标使命下的挑战与对策，即逐步全部实现“一次能源零碳化，二次能源电力化”的零碳能源直接使用和电力化二次使用。

以下，笔者力图立足于宏观层面从双碳目标的本质、双碳目标下中国电力负荷发展趋势、从资源禀赋看可能的解决方案、电力系统储能和其他改善供给侧与需求侧运行特性的主要解决方案、结论共五个方面论述揭示双碳目标的挑战与电力结构调整趋势。

1 双碳目标的本质：零碳能源代替排碳能源

首先，我们来罗列一下已经发现的一次零碳能源：水能、风能、光能、核能、地热能、潮汐能、波浪能、洋流能、温差能等^[1]。其中，当前已经发现的可以直接进行热利用的一次零碳能源只有地热和光热两种。一次能源热直接利用的特点是使用方式和应用场景单一，故其对于完成双碳目标的贡献率较小，本文暂不将其列入研究范围。真正对全社会实现双碳目标贡献率最大的是零碳能源的电力化利用。因此，我们可以得到一个结论：双碳目标的本质，就是零碳能源全部替代排碳能源，零碳能源

的主要利用途径是一次零碳能源电力化。

因此，可以把讨论的范围收缩到为实现双碳目标下电能结构调整面临的挑战及对策两个方面。只要能够分析研究清楚未来全社会各阶段对电力负荷的需求总量、一次零碳能源资源是否能与各阶段需求实现平衡、电力系统中的电源、储能、供给侧调节能力与需求侧调节能力共同作用能否实现电力系统的实时平衡，就能够全面揭示双碳目标任务进程的本质规律。

要能在非常复杂的能源认知中梳理清楚正确的研究途径，必须在以下三个方面有正确的认知。

1.1 一次零碳能源资源满足需求的可能性判断

前已述及，天然存在可直接零碳使用且能相对规模化应用的一次能源只有两种：地热、光热。现已发现可规模化转换为零碳电能的一次能源只有四种：水能、风能、光能、核能。可以转换为零碳电能但难以规模化开发的一次能源主要有：地热能、潮汐能、波浪能、洋流能、温差能等。

当前电力系统一次排碳能源的使用主要有：燃油、燃煤、燃气（包括LNG）、燃生物质（包括垃圾发电），这些都是需要纳入以下讨论需要退役被替代的火电电力类型。

这里，我们还必须界定规模化开发的“规模”，否则将引发出若干无谓的争议。笔者暂时把可以实现经济性开发的一次能源发电电量总规模可能达到同期电力能源生产总量的1%视为规模化开发的划分界线。

1.2 氢能不是能源

氢在天然情况下不能独立存在，不属于一次能源，生产过程必然耗能，故其不是“能源”。灰氢，由于碳排放必须逐步归零属于双碳目标下的技术路线而前景黯淡。蓝氢，由于看不到可以市场化经济性前景应暂不考虑。绿氢，必须“绿色电能、绿色制氢（电解水）”两头绿才是当之无愧的绿氢，“排碳电能、电解水”生产的氢不能视为绿氢。由于通过“绿色能源—电—绿氢—电”技术路径，制备氢发出的“氢电”属于四次能源，需经三次能源形式的转换，每一次转换都要付出“损耗+经济代

价(产业成本)”,必然呈现耗能特性和经济性差两大特点,所以氢能不是“能源”,应划入负荷侧,即需求侧;氢能经济性差,不得已才使用。氢能在电力系统中的作用是“储存、调节”,特点是“昂贵、低效”,这里说的“低效”讲的是能源转换效率低。

1.3 双碳目标的根本出路

综上所述,从当前的能源利用技术水平和可以预测的未来判断:能够规模化转换为零碳电能,可以作为完成双碳目标的主力能源只有水能、风能、光能、核能四种。双碳目标任务的本质,就是要全力开发利用“水能、风能、光能、核能”,以实现对接碳能源的“增量需求”和“存量”的逐步全面替代。

2 需求预测:双碳目标下中国电力负荷发展趋势预判

现在,我们应该清楚地认识到了:未来世界,除了少量的直接利用地热和光热之外,所有的一次零碳能源利用都必须转化为电力化利用。这样,就必然产生了三大问题:各个目标阶段的电力负荷是多少?零碳能源资源是否满足需求?在新的电力能源结构发生根本性重大变化后,电力系统电源与负荷间的实时平衡如何实现?本节重点讨论双碳目标

的电力需求发展趋势。

2.1 双碳目标下的中国2020年度等效发电量构成分析

在双碳目标约束下,电力负荷的增长将呈现和以往完全不同的规律,因为除了以往社会经济发展形成的电力负荷自然增长外,还必须计入由于排碳能源的渐次退出带来的电力替代下的电力负荷替代性增长,即等效电力能源替代。这种替代性增长,包括各个时段存量的渐次替代和增量的全部替代产生的电力替代性需求增长。

按照用途,可以把排碳能源分为三个大类:火电、交通运输燃油燃气、生活及工业燃料。因此,电力负荷在新环境下的增长主要由四个种类构成:传统电力负荷的常规自然增长,燃油运输替代性增长,生活及工业燃料的替代性增长,燃油、燃气、燃生物质等火电退役的替代性增长。

在把天然气发电归入清洁能源的条件下,2020年,全国天然气发电、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量24.3%^[2]。根据中国电力企业联合会2021年7月8日发布的《中国电力行业年度发展报告2021》^[3],各发电量构成详见表1;相比之下,如果把天然气归入排碳能源,清洁能源发电占比为32.1%,超7.8个百分点。可见电能发展、替代空间还很大。

表1 中国2020年度发电量构成

Tab. 1 Composition of China's electricity generation in 2020

序号	发电类型	装机/GW	增长/%	装机占比/%	占比变动/%	发电量/亿kWh	增长/%	发电量占比/%	占比变动/%
1	水电	370.28	3.42	16.82	-1.00	13 553	4.09	17.78	0.00
	其中:抽水蓄能	31.49	3.96	1.43	-0.08	335	4.99	0.44	0.00
2	火电	1 246.24	4.76	56.59	-2.59	51 770	2.59	67.88	-0.99
	其中:燃煤	1 079.12	3.70	49.01	-2.77	46 296	1.66	60.70	-1.45
	燃气	99.72	10.51	4.53	0.04	2 525	8.61	3.31	0.14
3	核电	49.89	2.36	2.27	-0.16	3 662	5.03	4.80	0.04
4	风电	281.65	34.66	12.79	2.39	4 665	15.08	6.12	0.59
5	太阳能发电	253.56	24.12	11.51	1.35	2 611	16.56	3.42	0.37
6	其他	0.41	58.02	0.02	0.01	3	12.40	0.00	0.00
7	总计	2 202.04	—	100	—	76 264	—	100	—

注:数据来自《中国电力行业年度发展报告2021》(中国电力企业联合会),《中国太阳能热发电及采暖行业蓝皮书2020》(国家太阳能光热产业技术创新战略联盟)。

由表1可知:(1)水电370.28 GW,比上年增长3.42%,其中抽水蓄能装机31.49 GW,比上年增长3.96%;(2)并网风电281.65 GW,比上年增长

34.66%(3)并网太阳能发电253.56 GW,比上年增长24.12%,其中分布式光伏装机78.31 GW,占光伏总装机比重30.9%。2020年并网的光热发电累

计装机容量达到538 MW（含兆瓦级以上规模项目，其中首批太阳能热发电示范项目并网容量达到450 MW，共7座）；（4）除燃煤和燃气外，火电中还包括余热/余压/余气发电以及燃油发电等。

2.2 计算方法探讨与选择

根据以上分析，双碳目标下最终的一次零碳能源使用方式只有两类：直接热利用、发电电力利用。因此，除了少量直接热利用之外，所有能源的利用几乎都以电力负荷的形式存在，电力负荷的测算几乎可以等同于双碳目标下全社会能源需求的测算。

本文预设以下约束条件开展2020年、2030年、2060年三个水平年的负荷预测工作。

1) 各类能耗都归算到等效电耗进行分类统计。

2) 预测2020年至2030年的GDP增长指标，预判各类能耗折算成电耗以后的电力弹性系数，然后计算2030年和2060年两个水平年的发电负荷电量。

3) 根据零碳能源资源禀赋，预测各类零碳能源发展指标。

4) 预设到2030年，中国电力系统火电退役替代为2020年已有存量的10%，对应火电10年间新增电量需求的100%全替代；2020年交通运输燃油存量10年间替代7%、增量全替代；2020年工业和生活燃料存量10年间替代5%、增量全替代。到2060年，实现对排碳能源全替代。

5) 考虑到未来电力系统对稳定发电基荷及为了维持电力系统动态稳定对转动惯量的需要，预设2030年中国电力系统火电退役替代10%的部分和对应火电10年新增电量的100%全替代的需求部分，全部由新增核电替代。预设到2060年，核电占比为50%。

6) 在电力电量平衡的基础上，预判系统储能调节（储能调峰）可能的措施安排。

2.3 2020年度全国能耗统计分析

国家统计局发布了2020年国民经济和社会发展第十四个五年规划统计公报。公报中显示，2020年中国能源消费总量为49.8亿吨标准煤。其中：煤炭消费40.4亿吨，石油消费6.6亿吨，天然气消费3288亿 m^3 ，非化石能源消费7.9亿吨标准煤。国家能源局发布的2020年全社会用电量数据为75110亿度。

根据多年的统计规律，煤炭消费中约有50%用于发电；石油消费中，约有55%用于交通运输；天然气消费中，15%用于发电，15%用于化工，32%用于城市燃气，38%用于工业燃料；非化石能源100%为零碳能源发电；在75110亿度用电量中，其中的火力发电51700亿度已包含50%的用煤的燃煤发电。

为了便于与电能替代对比分析，我们进一步把能源消费整理为四个大类：（1）非电煤耗；（2）交通运输用油；（3）生活及工业燃料；（4）非化石能源发电及火电。把现存发电类（火、水、风、光、核）归在一起，是为了用传统电力自然增长计算预测对应的未来电力负荷发展水平。

假设2020年全中国已实现零碳电能对排碳能源全替代，中国2020年度需要等效发电负荷主要构成测算如下：

1) 电力系统实际总发电量为76264亿度。

2) 交通运输燃油粗略按电力系统60%估算等效电能电量，约为45758亿度。

3) 生活及工业燃料粗略按电力系统35%估算等效电能电量，约为26692亿度。

4) 火电需要退役替代电能电量51770亿度。

2020年等效零碳能源电能电量累计为148714亿度。其中，电力系统发电量占比为51.28%；124220亿度等效电能电量及其发展增量就是我们需要用零碳电能完全替代的，占比为83.53%。由此可见，双碳目标任务是非常艰巨的。

2.4 中国2030年发电负荷主要构成预测

首先，预测现有电能电量的自然增长。参考部分经济学家的预测，预设预测条件：2020年至2030年的10年时段，中国GDP平均递增率为7%；2030年至2060年的30年时段，中国GDP平均递增率取4%。

根据中国的发展阶段、电网覆盖率、用电结构变化趋势，按照经典的电力弹性系数法预测2030年、2060年两个水平年的负荷需求是合适的。根据电力弹性系数与社会经济发展不同时期对应关系的规律^[4]，即从重型工业化经济结构向轻型产业化经济结构逐步变化规律，前10年：取传统电力的弹性系数为0.7，交通燃油替代部分电力弹性系数取0.6，生产及生活燃料替代部分的电力弹性系数取

0.5；后30年，所有等效和传统的电力负荷的电力弹性系数都取0.5。

按照以上两个粗略预测分析，测算出2030年、2060年两个预测水平年的全等效电能电量需求，再将2030年按照部分替代进行拆分，预测该年度排碳能源存留量和零碳能源替代量。

2.5 中国2030年零碳能源发电负荷需求指标预测

传统动力系统部分电力增长率为4.9%，2020年基数为76 264亿度，2030年为117 300亿度。

交通运输燃油等效电能电量部分，递增率为4.2%，2020年为45 758亿度，2030年没有被替代条件下为66 264亿度。

生活及工业燃料等效电能电量部分，递增率为3.5%，2020年基数为26 692亿度，2030年在没有被替代条件下为36 378亿度。

按照以下原则测算2030年的替代量：火电，2020年基数51 770亿度存量替代10%（1995年以前投产机组全部退役，含当时的在建项目建后的容量替代）、增量全替代；交通运输燃油存量2020年基数45 758亿度替代7%、增量全替代；工业和生活燃料存量2020年基数26 692亿度替代5%、增量全替代。计算2030年各项指标预测量。

2.5.1 火电退役10%存量替代

火电退役10%存量的替代量=51 770亿度 \times 0.1=5 177亿度。火电对应增量替代为：[51 770 \times (1+0.049)⁹-51 770]亿度=(79 626-51 770)亿度=27 856亿度。火电对应替代负荷总量为：(27 856+5 177)亿度=33 033亿度。按照预设条件，这部分从量上全部由核电替代。替代后，2030年火电存量为46 593亿度。

2.5.2 交通运输燃油存量7%部分替代

交通运输燃油存量7%部分替代量=45 758亿度 \times 0.07=3 203亿度，交通运输燃油增量替代量为=[45 758 \times (1.042)⁹-45 758]亿度=(66 264-45 758)亿度=20 506亿度。交通运输燃油对应替代负荷总量=(20 506+3 203)亿度=23 709亿度。替代后，2030年交通运输燃油存量等效电量为42 555亿度。

2.5.3 生产生活燃料存量5%部分替代

生产生活燃料存量5%部分替代量=26 692亿度 \times 0.05=1 335亿度。生产生活燃料增量替代量为=[26 692 \times (1.035)⁹-26 692]亿度=(36 378-26 692)

亿度=9 686亿度。生产生活燃料对应替代负荷总量=(1 335+9 686)亿度=11 021亿度。替代后，2030年生产生活燃料存量等效电量为25 357亿度。

综上，三大零碳电能替代排碳能源等效电能电量总量=[33 033（火电）+23 709（交通运输燃油燃气）+11 021（生产生活燃料）]亿度=67 763亿度。

2.5.4 2030年全社会需要零碳能源电能电量

水风光自增到2030年存量为32 037亿度，需要替代交通运输燃油能源等效电量为23 709亿度，需要替代生产生活燃料能源等效电量为11 021亿度，三项合计共66 767亿度。

核电自增到2030年存量为5 632亿度，需要替代火电10年期间增量和期间退役机组替代电量分别为27 856亿度、5 177亿度，三项合计共38 665亿度。

2030年火电存量为46 593亿度。

三项合计152 025亿度。其中电力能源结构各项占比为：水风光43.92%，火电30.65%，核电25.43%，零碳电能已经接近电能总量的70%。

2030年，能源需求总量为以上四个大项累加后的等效电能电量为219 937亿度，主要能源结构中，水风光电占比30.36%，火电占比为21.18%，核电占比为17.58%，燃油燃气占比为19.35%，生产生活燃料占比为11.53%。零碳能源已经接近能源消耗总量的50%。

2.6 中国2060年零碳能源发电负荷需求指标预测

根据前述预测，2030年，全社会等效年电力负荷为219 937亿度。电力部分为152 025亿度。其中：火电存量46 593亿度，装机存量1.246 24 TW；核电需要38 665亿度，按年利用小时为8 000 h考虑，需要装机483.31 GW，减去存量49.89 GW后，10年间须新增装机433.42 GW；水电按2030年装机达到425 GW，年利用小时预设为4 250 h，年发电量为18 063亿度；风光电需要48 704亿度，在不考虑弃风限光的条件下，按平均年利用小时2 550 h（陆上风电平均3 300 h，海上风电4 000 h，光伏平均1 600 h）考虑，需要装机容量为1.909 96 TW，减去存量535.21 GW，10年间须新增1.374 75 TW。综上所述，2030年装机规模为4.064 51 TW，年发电量152 025亿度，平均利用小时为3 740 h。

预设2030—2060年30年时段中国GDP年均递增率取4%，电力弹性系数取0.5，即30年间电力平均递增率取2%，计算得到2060年全社会需要零碳电能（水风光核电）电量总量=219 937亿度×(1.02)²⁹=390 574亿度。其中：核电占比50%，年发电195 287亿度，按年利用小时8 000 h计算，需要装机2.441 09 TW；水电按2060年装机达到500 GW，年利用小时预设为4 500 h，年发电量为22 500亿度；扣除前述两项所发电量之后尚余172 787亿度，属于风光发电的供电任务，参考光伏组件转换效率提升至平均28%、海上风电在风电中的占比提高至30%，按风光发电设备平均利用小时2 850 h考虑，需要装机为6.062 70 TW。2060年，中国全社会电力系统发电侧总需求为：年发电量390 574亿度，对应装机容量为9.003 79 TW，平均年利用小时为4 338 h。

3 从资源禀赋看可能的解决方案

3.1 关于核能资源禀赋

很明显，要实现双碳目标，核电的地位和作用将非常重要^[5]，这就是要求我们首先分析核电资源禀赋状况。

核能中铀是最重要的天然核燃料。世界陆地铀矿的探明储量为145.55万吨（1983年），主要分布于美国、南非、澳大利亚、加拿大和尼日利亚等国。此外海水中含有核聚变燃料约45万吨。核裂变能的主要原料是铀，它在地壳中储量达几十亿吨。铀的储量虽然很大，但分布却十分分散，要找到比较集中的矿点比较困难。钍的来源比铀广泛，价格较便宜。

作为核聚变原料的氢及其同位素氘和氚，在地球上储量十分丰富，海洋中还有氘约23.4万亿吨，足够人类使用几十亿年。对于人类来说，核聚变能将是一种取之不尽、用之不竭的“长寿能源”。

由于笔者不是核能方面的专家，不能预测核能尤其是可控核聚变的科技突破的进程，因此本文仅仅从最小需求的角度来安排核能在未来中国零碳电能能源的比例，假设到2030年可控核聚变技术尚未取得突破性进展，核电比例按预设需求达到25.43%，核电需要38 665亿度，按年利用小时为8 000 h考虑，需要装机483.31 GW，减去存量49.89 GW后，2020

年至2030年10年间须新增装机433.42 GW。从资源条件方面是可以满足需求的。

在2030年至2060年30年间，笔者假定期间可控核聚变会取得突破性进展。这样，对于核电占比50%，年发电195 287亿度，按年利用小时8 000 h计算，需要装机2.441 09 TW的需求，核能资源是远远超出目标需求的。

3.2 中国水能资源禀赋

中国水能资源可开发极限容量500 GW，按平均利用小时4 500 h计算，年发电量22 500亿度。

3.3 中国陆上太阳能资源禀赋

据相关资料，中国属太阳能资源最丰富的国家之一，据初步分析，全国陆上太阳能技术可开发装机容量达到15.6 TW^[6]。其中：新疆约为4.2 TW，青海3.4 TW，内蒙古2.615 TW；此外甘肃、西藏、宁夏以及山东等地太阳能技术可开发装机容量也比较可观。随着工作深度加深、光伏技术进步形成转换效率不断提高、应用场景不断扩展，中国的光伏可经济利用资源量正在大幅增加。2030年，预计陆上光伏装机650 GW，平均按利用小时1 600 h计算，年发电量10 400亿度；到2060年，即使按照最保守的总装机容量15.6 TW计入，如果暂按开发50%考虑，7.8 TW，预设在此期间光伏组件转换效率已提升至28%，平均按利用小时1 600 h计算，年发电量为124 800亿度。

3.4 中国陆上风能资源禀赋

由于受工作深度和资源普查分析时风电科技水平认识的局限，中国陆上风能资源一直没有一个较准确全面的权威禀赋数据。比如“迄今为止，比较权威的说法：中国陆上10 m高处的理论蕴藏量为3.226 TW，其中技术可开发量按10%推测，并考虑风轮扫掠面积，为253 GW”。但事实上是，根据2020年度国家电力统计资料^[7]，2020年底，中国风电总装机已达281.53 GW，其中海上风电装机为9 GW，陆上风电装机272.53 GW。当前，陆上风电还正在以前所未有的速度发展，这种高速发展状况还将持续10年以上。单机容量越来越大、机组安装高度越来越高、风能资源利用高空越来越高、工作深度和广度越来越大等等，都使中国风能资源量越来越大到超越专家们的认知。因此，中国的陆上风电、海上风电、陆上光伏、海上光伏等资源禀赋

都呈现出众说不一的状况，而只能以不同时期的模糊预测来作分析判断。

笔者根据海上风电海域面积和资源类比，作出以下的判断假定：陆上风电经济可开发容量5 TW，2030年开发率达到20%，装机1 TW，年利用小时平均取2 800 h，年发电量为28 000亿度；到2060年，开发率达到50%即2.5 TW，平均利用小时3 000 h，年发电量75 000亿度。

3.5 中国海上风能资源禀赋

海上风速高，风机单机容量大，部分海域年运行小时数最高可达4 000 h以上，海上风电效率较陆上风电年发电量多出20%~40%^[8]。根据世界银行近期研究成果，中国5~50 m水深，理论装机容量1.4 TW；50~200 m水深漂浮基础海上风电理论装机容量1.582 TW，合计2.982 TW。因此，中国5 m至50 m水深、140 m高度海域低空的海上风电资源规模为1.4 TW，暂按60%考虑，可开发装机规模不小于840 GW，平均年利用小时约3 500 h，年发电量为29 400亿度；50~200 m水深漂浮基础海上风电理论装机容量1.582 TW，暂按50%考虑，可开发装机规模为791 GW，按平均利用小时3 800 h计算，年发电量为30 058亿度。综上，固浮合计为1.631 TW，年发电量约59 458亿度。未来海上风电还具有“三高”特性：发电电量高、利用小时数高和高电能质量高。

笔者判断，到2030年，海上风电漂浮式基础还达不到具备市场化商业开发条件，暂不计入该阶段参与平衡。将840 GW可经济开发资源在此期间按开发投运50%即420 GW计入，平均利用小时3 800小时，年发电量为15 960亿度。

到2060年，具备固定基础施工条件的剩余420 GW均投运，平均利用小时取4 000 h，年发电量为16 800亿度。此时，总装机达到840 GW，平均利用小时为3 900 h，年发电量为32 760亿度。

3.6 中国海上光伏资源禀赋

中国海上太阳能资源禀赋的中期认识：相关粗略研究分析表明，如果海上光伏实现平价化开发，其发电量将略大于海上风电。本次讨论，只提示其规模化的存在，不纳入参加平衡。

3.7 双碳目标下电力结构调整结果

综上所述，得到实现双碳目标下2030年、2060

年的电力结构调整结果如下：

2030年：核电发电量38 665亿度，装机483.31 GW；水电年发电量18 063亿度，装机425 GW；陆上风电年发电量为28 000亿度，装机1 TW；陆上光伏年发电量10 400亿度，装机650 GW；海上风电年发电量为15 960亿度，装机420 GW。火电存量46 593亿度，装机存量1.246 24 TW。2030年六项累加年发电量为157 681亿度，装机4.224 55 TW，平均年利用小时为3 732 h，比预测需求152 025亿度略大。

2060年：核电年发电量195 287亿度，占比50%；按年利用小时8 000 h计算，需要装机2.441 09 TW的需求；水电年发电量22 500亿度，总装机500 GW；陆上风电75 000亿度，总装机2.5 TW；陆上光伏年发电量为124 800亿度；总装机规模7.8 TW。预设在此期间光伏组件转换效率已提升至28%，平均按利用小时1 600 h；海上风电年发电量为32 760亿度；总装机达到840 GW，平均利用小时为3 900 h。2060年五项（火电全部退役）累加年发电量为450 347亿度，装机14.081 09 TW，平均年利用小时为3 198 h。彼时，核电占比为43.36%，水电占比为5.00%，陆上风电占比为16.65%，陆上光伏占比为27.71%，海上风电占比为7.27%。由于最低利用小时的光伏装机比例大幅增加，次低利用小时的陆上风电装机比例也大幅增加，利用小时越来越低符合电力装机结构调整变化的规律。

这里，可能读者会质疑，预测需求量为390 574亿度，为什么安排的年发电量为450 347亿度，是预测需求量的115%？这里就会涉及笔者下一节会论述到的：为解决系统调节容量不足时的“冗余装机”解决方案问题。

以上论述，没有安排的海上光伏、海上漂浮式风电、地热发电、光热发电、潮汐能发电、波浪能发电、洋流能发电、温差能发电等等，可以作为辅助性零碳能源补充。未来能源结构的发展变化，既要有战略定力，又要有事物并不是完全以人们的意志为转移的需要与适当的变化相适应的灵活性。

4 关于电力结构调整带来的系统运行特性问题的解决方案预判

虽然中国的零碳能源电力资源在发电量方面，

在计入占比为50%的核电后，再考虑储能技术进步，电力系统在量、质两方面均能支撑中国社会经济永续发展的。

但是在新的电力能源结构发生根本性重大变化后，电力系统电源与负荷间的实时平衡如何实现是摆在我们面前必须解决的最大难题^[9]。

关于电力系统运行特性调节的问题，不能仅仅看作是储能问题，这样看就显得过于肤浅。我们谈储能，本质上讨论的是：在电力系统中，实现由于供给侧的系统发电负荷出力特性与需求侧用电负荷的用电特性之间，必须实现实时平衡的问题，即本质上是在任何瞬间，电源与负荷特性匹配平衡问题。因此，问题的解决，应该从三个方面研究解决措施：一是供给侧即发电电源侧，二是需求侧即电力用户侧，三是二者之间的储能调节池。供给侧措施实际上是一直以来就在发生作用的用电源自身的调节能力调节与负荷之间的实时平衡关系，水电、火电等都有这类功能；需求侧措施最传统常用的是我们早些时候熟悉的“拉闸限电”，并且随着科学技术的发展，是通过自动控制技术实现的用户侧“分时用电”^[10]，即把一部分负荷的使用时间自动分配到用户负荷水平最低时段使用；我们常说的“储能”是属于第三个方面的措施，如抽水蓄能电站^[11]、化学电池储能电站等等^[12-14]。在传统动力系统中，由于核电利用小时很高，可以提供大量的基荷，常规水电、火电所占比重较大，调节能力（火电最大调节能力可达到其出力装机容量的近50%）很强，匹配以少量的抽水蓄能电站，系统维持发电负荷与用电负荷的实时平衡是有保障的。但是在风电、光伏电占比很大而火电逐步退役其占比越来越小的双碳目标进程中，维护发用之间的实时平衡就越来越难，电力系统的调蓄能力不足的问题就越来越凸显。

出路何在？笔者通过长期全方位的分析研究认为，依靠储能调节、电源供电特性、负荷用电特性三个方面，将来电力发用实现实时平衡的措施可能主要有下述三大类。

4.1 抽水蓄能

中国有大量的抽水蓄能建站资源，而且在当今社会技术水平条件下，抽水蓄能可开发规模巨大、转换效率高、技术成熟、经济指标适中，应该排在

优先开发序列。

4.2 换电站

换电站是指：电动汽车的电池使用方式从传统的充电模式转化为换电（池）模式。根据前面已经探讨过的相关问题分析研究结论，未来在双碳目标指引下，交通运输燃油替代所需的电力能源规模巨大，在将来交通工具用电池实现“小体积、大容量、快充电、标准化”时，与所有加油站配套甚至彻底代替加油站是历史的必然。虽然每一个换电站容量较小，但是其总量巨大，必将成为未来电力系统储能的主力之一^[15]。

一般情况下，每一个加油站都可以增设一个换电站，由于随着时间的推移，燃油交通工具逐步退出历史舞台，必将在不久的将来加油站逐步被换电站替代，换电站系统将成为最大的储能系统。据统计资料，2019年度中国拥有加油站总数为10万6556座。随着社会经济的发展，到2030年，中国的加油站（换电站）在2019年基数上翻一番，到达20万座。而为了实现换电站最经济的运行模式，在科技进步的助力下，实现电力负荷低谷期和光伏发电最高峰期充电，可能需要按照3倍以上的倍比设置电池容量，同时确定相应的数量。如果平均1座换电站有10 MW高峰容量，系统总的调蓄容量就能得到2 TW。试问，还有什么储能措施的规模能与之相比？

4.3 冗余装机

冗余装机的定义：实际装机规模与需求装机规模之比大于1，甚至比1高很多。比如，某一电力系统在确定时间段需要风电装机为100 GW，把实际装机规模投产量达到130 GW，冗余装机的冗余比就是1.3:1，这种冗余装机措施实施的前提，是该种类电源发电成本远低于平价水平。如：在中国某一省市，当地标杆电价为0.40元/kWh，而风电上网成本电价可以达到0.30元/kWh，为了改善风电系统发电出力特性，可将该地区风电冗余规模设定为1.33:1，这样，保证出力增加了三分之一，同时弃掉约三分之一的系统难以调度使用的尖峰电量，既能实现项目投资的经济投入产出平衡，又能使发电侧发电负荷出力特性得到大幅提升。这从当前已经显现出来的风光成本电价大幅降低的现实情况看，是完全具备规模化前景的。

因为很难具有经济性条件下的规模化发展前景,其他储能方式都只能是系统调蓄的补充辅助角色。

抽水蓄能和换电站两种储能调节方式,都是要消耗能源的,且其耗能水平还不能忽略不计,因为其转换效率为75%~80%,加之规模巨大,今后在实际的电力系统规划工作中,应把因储能调节消耗的电能加进预测负荷中。

5 结 论

1) 双碳目标的本质是零碳能源逐步代替排碳能源,代替的形式都是将零碳一次能源电力化,因此,必然引发新一代能源革命和相应的全面的工业革命。

2) 自然增长,燃油运输替代性增长,生活及工业燃料替代性增长,燃油、燃气、燃生物质等替代性增长,这四个方面的电力负荷增长必将使得中国电力系统负荷、电源、电网超常规高速度发展,给电力供需平衡、电力系统智能化带来极大的挑战。

3) 从全局看,水、风、光、核四种主要的零碳能源资源能够满足中国的社会经济永续发展需求。

4) 水、风、光、核四种主要的零碳电力能源的高速开发将对包括中国的政策适应性、新能源科技进步、投资开发强度、扩大的电力系统产业链、电力系统对新能源为主的电源结构调度运维适应性的认识与调整等诸多方面都极具挑战性。

5) 未来的能源世界一定是新能源唱主角的世界,新能源的高速发展期已经来临!

衷心期待中国的与清洁能源相关的政府部门、电网公司、研究机构、从业企业共同积极推动技术进步,早日实现能源零碳化,服务中国,贡献全球,为世界的清洁能源事业做出重大贡献!

参考文献:

[1] 钟史明. 能源与环境 [M]. 南京: 东南大学出版社, 2017.
ZHONG S M. Energy and environment [M]. Nanjing: Southeast University Press, 2017.

[2] 国家统计局. 中华人民共和国2020年国民经济和社会发展统计公报 [R]. 北京: 国家统计局, 2021.
National Bureau of Statistics. Statistical communique of the People's Republic of China on the 2021 national economic and

social development [R]. Beijing: National Bureau of Statistics, 2021.

- [3] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告2021 [R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2021.
China Electricity Council. Annual report on development of China power industry 2021 [R]. Beijing: China Electricity Council, 2021.
- [4] 单葆国, 李江涛, 谭显东, 等. 经济转型时期电力弹性系数应用 [J]. 中国电力, 2017, 50(12): 1-4.
SHAN B G, LI J T, TAN X D, et al. The application of electricity elasticity coefficient during economic transition period [J]. Electric Power, 2017, 50(12): 1-4.
- [5] 高树超, 曹述栋. 确保安全前提下积极有序发展核电力实现碳达峰, 碳中和目标——专访中国核工业集团有限公司副总经理曹述栋 [J]. 中国核电, 2021, 14(3): 295-299.
GAO S C, CAO S D. Actively and orderly developing nuclear power to achieve the goal of carbon peak and carbon neutralization, under the condition of ensuring safety——an exclusive interview with CAO Shudong, vice president of China National Nuclear Corporation [J]. China Nuclear Power, 2021, 14(3): 295-299.
- [6] 齐中熙. 2020年我国太阳能发电装机有望达到1.6亿千瓦 [J]. 工程建设标准化, 2016(6): 25.
QI Z X. In 2020, the installed capacity of solar power generation in China is expected to reach 160 million kW [J]. Standardization of Engineering Construction, 2016(6): 25.
- [7] 国家能源局. 国家能源局发布2020年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. (2021-01-20) [2021-08-30]. http://www.nea.gov.cn/2021-01/20/c_139683739.htm.
National Energy Administration. The National Energy Administration released the statistical data of the national power industry in 2020 [EB/OL]. (2021-01-20) [2021-08-30]. http://www.nea.gov.cn/2021-01/20/c_139683739.htm.
- [8] 刘吉臻, 马利飞, 王庆华, 等. 海上风电支撑我国能源转型发展的思考 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(1): 149-159.
LIU J Z, MA L F, WANG Q H, et al. Offshore wind power supports China's energy transition [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(1): 149-159.
- [9] 朱建全, 段翻, 刘明波. 计及风险与源-网-荷双层协调的电力实时平衡调度 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(13): 3239-3247.
ZHU J Q, DUAN P, LIU M B. Electric real-time balance dispatch via Bi-level coordination of source-grid-load of power system with risk [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(13): 3239-3247.
- [10] 陈沧杨, 胡博, 谢开贵, 等. 计入电力系统可靠性与购电风险的峰谷分时电价模型 [J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2141-2148.
CHEN C Y, HU B, XIE K G, et al. A peak-valley tou price

- model considering power system reliability and power purchase risk [J]. Power System Technology, 2014, 38 (8) : 2141-2148.
- [11] 杨青. 抽水蓄能与电池储能技术经济比较及建议 [J]. 电工技术, 2021(12): 35-36.
YANG Q. Comparison and suggestion of technical and economic between pumped storage and battery storage energy storage [J]. Electric Engineering, 2021(12): 35-36.
- [12] 才秀敏. 储能将成为新型电力系统中的要素 [J]. 电器工业, 2021(6): 58-59.
CAI X M. Energy storage will become an essential element in the new power system [J]. China Electrical Equipment Industry, 2021(6): 58-59.
- [13] 周倜然, 蒋福佑. 碳中和目标下的储能“猜想” [J]. 中国电业, 2021(5): 14-17.
ZHOU T R, JIANG F Y. "Conjecture" of energy storage under carbon-neutral target [J]. China Electric Power, 2021 (5) : 14-17.
- [14] 孙伟卿, 裴亮, 向威, 等. 电力系统中储能的系统价值评估方法 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(8): 47-55.
SUN W Q, PEI L, XIANG W, et al. Evaluation method of system value for energy storage in power system. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8): 47-55.
- [15] MCGEE R, WAITE N, WELLS N, et al. Vehicle to grid: electric vehicles as an energy storage solution [C]//International Society for Optics and Photonics. Energy Harvesting and Storage: Materials, Devices, and Applications IV, Maryland, United States, 29 April-1 May 2013. Maryland: SPIE, 2013: 87280T. 1-87280T. 8.

作者简介:



蔡绍宽 (通信作者)

1955-, 男, 中国海洋工程咨询协会海上风电分会会长, 中国长江三峡集团公司原总经理助理兼发展研究院院长, 教授级高级经济师, 博士生导师, 主要从事能源战略研究工作 (e-mail) caisk2011@163.com。

蔡绍宽 com。

(责任编辑 叶筠英)

