



Energy
Transitions
Commission

电力增长零碳化(2020-2030): 中国实现碳中和的必经之路

落基山研究所, 能源转型委员会

作者与鸣谢

作者

曹艺严, 陈济, 刘秉祺, Adair Turner (能源转型委员会), 朱思捷

* 作者姓名按姓氏首字母顺序排列。除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

其他作者

Koben Calhoun, 李婷

联系方式

曹艺严, ycao@rmi.org

Koben Calhoun, kcalhoun@rmi.org

引用建议

曹艺严, 陈济, 刘秉祺, Adair Turner, 朱思捷, 电力增长零碳化 (2020-2030): 中国实现碳中和的必经之路, 落基山研究所, 2021年1月

*除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下机构和个人对本报告撰写提供的洞见观点与宝贵建议。

Clyde Loutan, California ISO
Louise Clark, UK National Grid
Mark Dyson, 落基山研究所

此外, 团队也感谢能源转型委员会成员对本次工作的积极参与。

特别感谢Angela Wright Bennett Foundation、Bloomberg Philanthropies、ClimateWorks Foundation、Quadrature Climate Foundation、Sequoia Climate Fund和The William and Flora Hewlett Foundation对本报告的支持。

*按机构首字母顺序排列

关于我们



Energy
Transitions
Commission

能源转型委员会 (ENERGY TRANSITIONS COMMISSION)

能源转型委员会 (ETC) 汇集了全球能源领域中各行各业的领导者, 其中包括能源生产商、能源密集型产业、设备供应商、金融机构和环保领域的非政府机构。我们的使命是打造一个既能够确保发展中国家达到发达世界生活水平, 又能够将全球气温上升限制在 2°C 以内, 并尽可能趋近 1.5°C 的全球经济。要实现这一目标, 我们的世界需要在世纪中叶前后实现温室气体净零排放。



落基山研究所 (ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE)

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI), 是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作, 推动全球能源变革, 以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段, 加速能效提升, 推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。

目录

1. 碳中和加速电力增长零碳化进程	5
2. 零碳电力增长的经济性日益显著	9
3. 瞬时电力平衡管理技术已然成熟	19
4. 时-日-季节电力供需平衡可实现	25
5. 未来10年电力零碳增长政策建议	47
附录	51
参考文献	53

1

碳中和加速电力增长零碳化进程



碳中和加速电力增长零碳化进程

2020年9月22日举行的联合国大会上，习近平主席承诺中国将在2030年前实现碳排放达峰，并在2060年前实现碳中和。¹这是全球应对气候变化工作的一项重大进展，显示了中国作为负责任大国承担起全球领导力的决心。

我们认为，中国能够在2060年前，甚至有可能在2050年实现碳中和，并全面发展成为一个发达经济体。正如我们近期发布的两部报告（分别讨论了全球和中国经济全面脱碳的可行性²）所示，技术先进的经济体以非常低的经济成本在本世纪中叶实现零碳，其可行性是毫无疑问的。

实现这一碳中和目标的关键在于应尽早完成尽可能多部门的电气化，并确保几乎所有电力来源于零碳资源。全球越来越多的国家都极为重视电力系统低碳转型的需求与机遇，并制定了相应的目标：

- 英国现在已通过立法正式承诺将于2050年实现净零温室气体排放，并计划在2035年实现零碳或近零碳电力系统。
- 美国当选总统拜登提议美国将在2035年前实现电力系统零碳并在2050年前实现全社会净零排放。

清华大学气候变化与可持续发展研究院近期发布的一份研究显示，中国可以在2060年或更早完成碳中和目标，与将全球升温幅度控制在1.5°C的路径保持一致。

在所有国家可实现的全面脱碳情景中，电力的脱碳都必须先于更大范围的整体经济脱碳。因此，中国电力系统在未来十年的发展对于其在2030年前实现达峰和在2060年或更早时间实现碳中和目标至关重要。要完成习主席提出的目标，中国必须大幅提高零碳发电资源的投资速度，而任何新建煤电投资形成的资产都有可能阻碍这一目标的实现，或必须被迫在远早于其使用寿命结束的时间关停，这不但将造成投资资源的浪费，更对电力系统脱碳带来更多挑战。

因此，符合中国长期碳中和目标的合理策略，应确保中国所有新建发电装机基本为零碳清洁能源。但是，目前中国仍在继续建设新的燃煤电厂，仅2020年1-6月间，新批复的煤电装机即达20 GW，比过去4年中任何一年的全年核准装机量都高。^{i, 3}

这是不同关切和利益诉求综合作用的结果。首先，由于各省具备不同的资源禀赋和经济发展特征，在考核与激励措施实施上可能各有侧重。同时，一些偏颇的观点认为，在不增加更多新增煤电的前提下增加可再生能源上网和消纳，这在技术上存在难度，甚至是不可能的。另一些观点认为，零碳电力供应的增长速度是有限的，难以满足未来十年的电力需求增长，而煤电是必然选择。在本报告中，将阐述为何这些观点并不准确，并证明几乎所有新增发电均来自零碳资源的策略是可行且具备经济效益的。

到2050年，中国经济体将大部分完成脱碳化—如地面运输和住宅供暖等目前主要使用化石燃料的部门活动基本将接近完全电气化，总耗电量将达到约15万亿千瓦时，大约是当前水平的2倍。研究表明，到2030年，随着经济的持续增长和电气化范围扩大到新的部门，中国的电力需求将达到10-12万亿千瓦时（图1）。

在本报告中，我们设定了一个与2050年完成中国电力部门脱碳相一致的2030情景，并将其称为“零碳投资情景”。如图2所示，该情景包括了以下假设：

- 2030年，电力需求约达到11万亿千瓦时，在当前水平基础上增长54%，年均增长率约4%；
- 将煤电装机控制在2019年1041 GW的装机水平，但通过提高现有装机的使用率少量提高煤电发电量；ⁱⁱ
- 非水可再生能源发电装机平均年增长约110GW，从2019年的408 GW增长到2030年的1650GW，非水可再生能源发电量占当年发电总量的比例达到28.5%；
- 非化石燃料发电占比达到53%，略高于中国政府在2016年提出的50%的目标。⁴

ⁱ 其中大部分新核准的煤电厂项目并非“上大压小”等容量替代项目。

ⁱⁱ 目前计划或在建的煤电项目会带来新增装机，但应与淘汰落后小煤电的数量持平，考虑到越来越严重的资产搁浅风险，总煤电装机不应高于目前的水平。

在该情景时间节点之后，从2030到2050年，零碳发电供应比例应继续快速提高，并逐渐减少存量燃煤机组（除非配合碳捕集与封存）。实现这一情景将有助于实现“2030年前达峰”的目标，并确保中国处于实现2060年碳中和目标的正确发展路径上。

本报告通过以下四个章节展示了用零碳发电资源来满足未来十年用电增量的可行性，以及要实现这一目标所需的政策支持：

1. 零碳电力增长的经济性日益显著
2. 瞬时电力平衡管理技术已然成熟
3. 时-日-季节电力供需平衡可实现
4. 未来10年电力零碳增长政策建议



图 1
2030年中国电力需求的预测比较

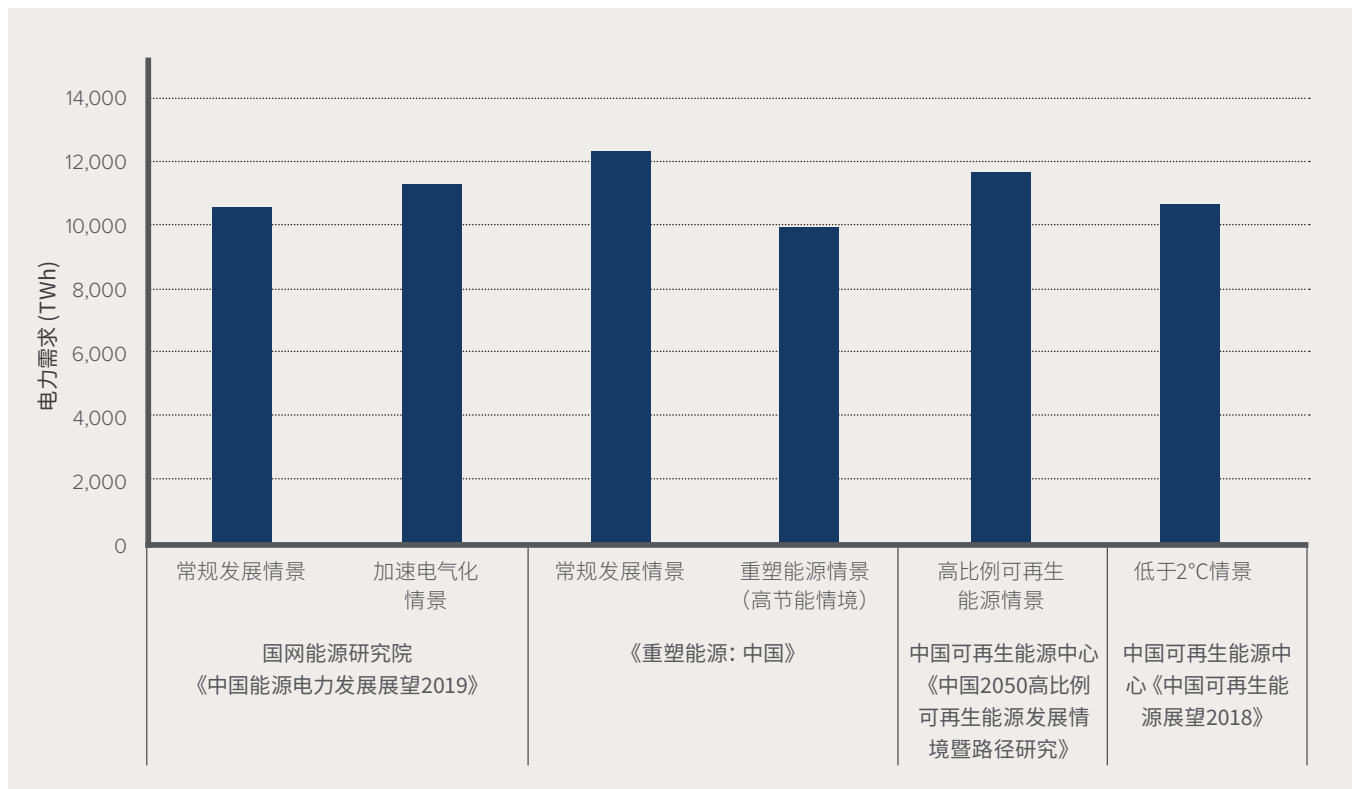
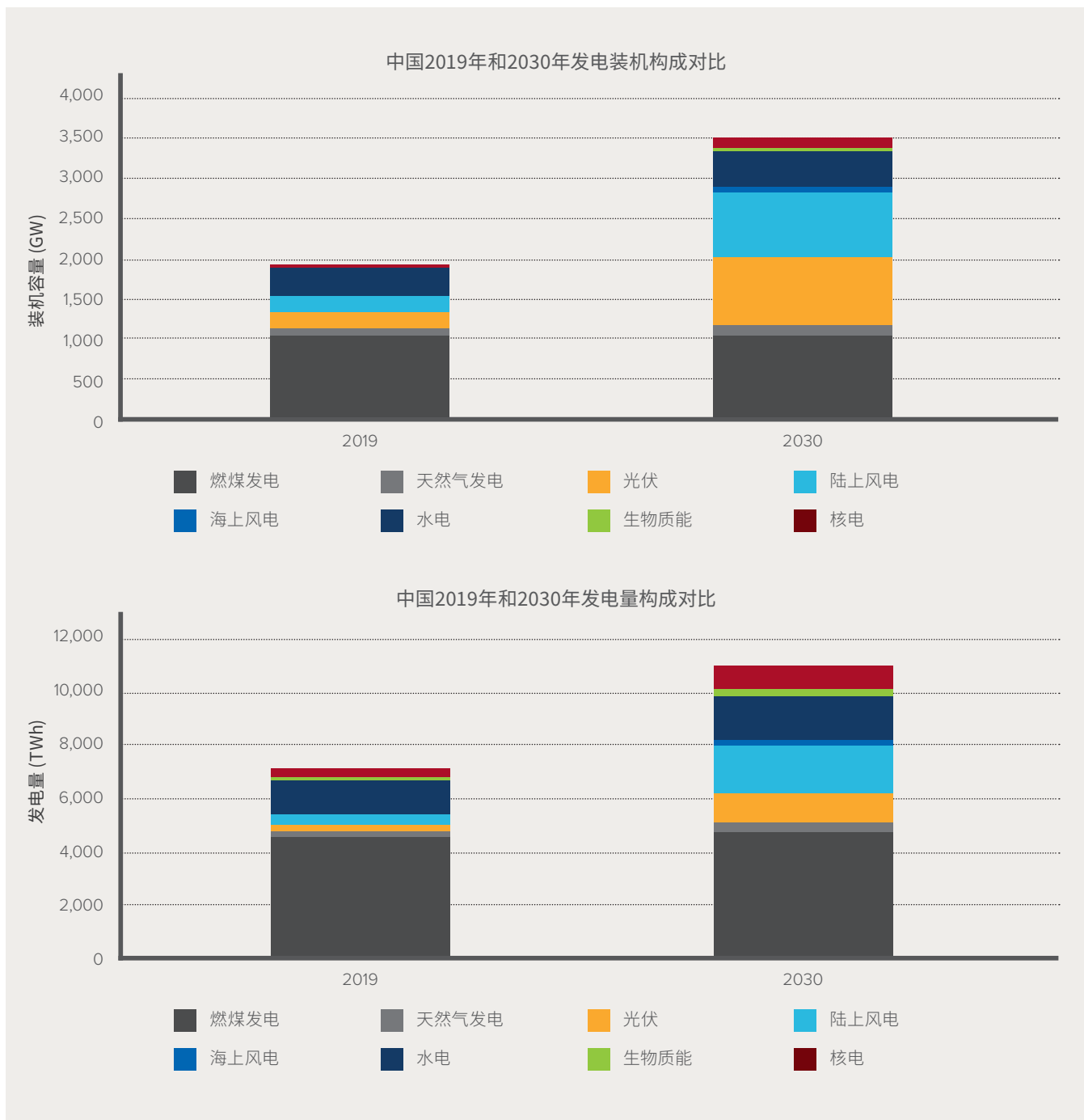


图 2

在零碳投资情景下, 中国2030年的发电量和发电装机构成ⁱⁱⁱ



ⁱⁱⁱ 该情境的假设说明在附录表格A中展示



零碳电力增长的经济性日益显著

在全球各地，可再生能源发电成本持续下降并逐渐开始低于化石燃料发电成本，中国也不例外。但中国需调整政策以确保可再生能源成本能持续快速下降，并且零碳电源投资也能满足未来电力需求增长。

全球可再生能源成本都在下降

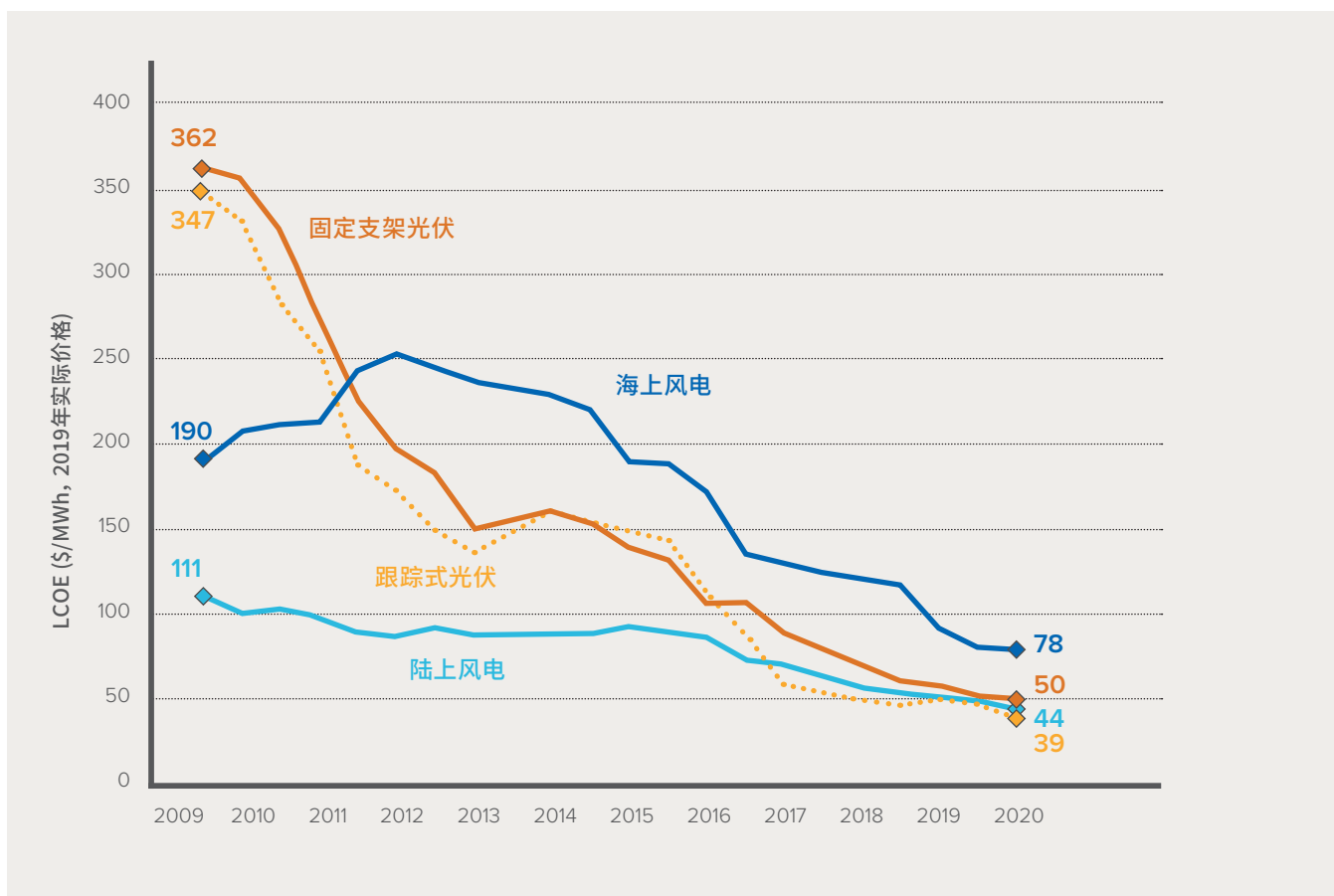
过去10年，可再生能源的发电成本降幅巨大。据测算，全球光伏和陆上风电的平准化发电成本(LCOE)分别下降了85%和60%，海上风电成本如今也开始快速下降，仅过去五年就下降了60%。⁵在可再生能源资源丰富地区，可再生能源竞价甚至更低。目前全球光伏LCOE平均水平大约是每千瓦时0.35元，

但美国加利福尼亚州、葡萄牙和中东已经出现了每千瓦时0.14元甚至更低的报价。全球海上风电的LCOE目前为每千瓦时0.63元左右，英国最新的中标价格大约每千瓦时0.36元。⁶

在许多国家，光伏与风电目前已经能够与作为基荷的化石燃料发电竞争。甚至在一些国家，可再生能源加储能已经成为比燃气轮机更具经济性的调峰方式。基于美国市场的研究显示，在税收减免政策的支持下，光伏或风电成本在所有州都已低于基荷燃气发电(图4)，许多州也取消了新建燃气调峰电厂计划，为光伏加电池储能方案提供发展空间。⁸

图 3

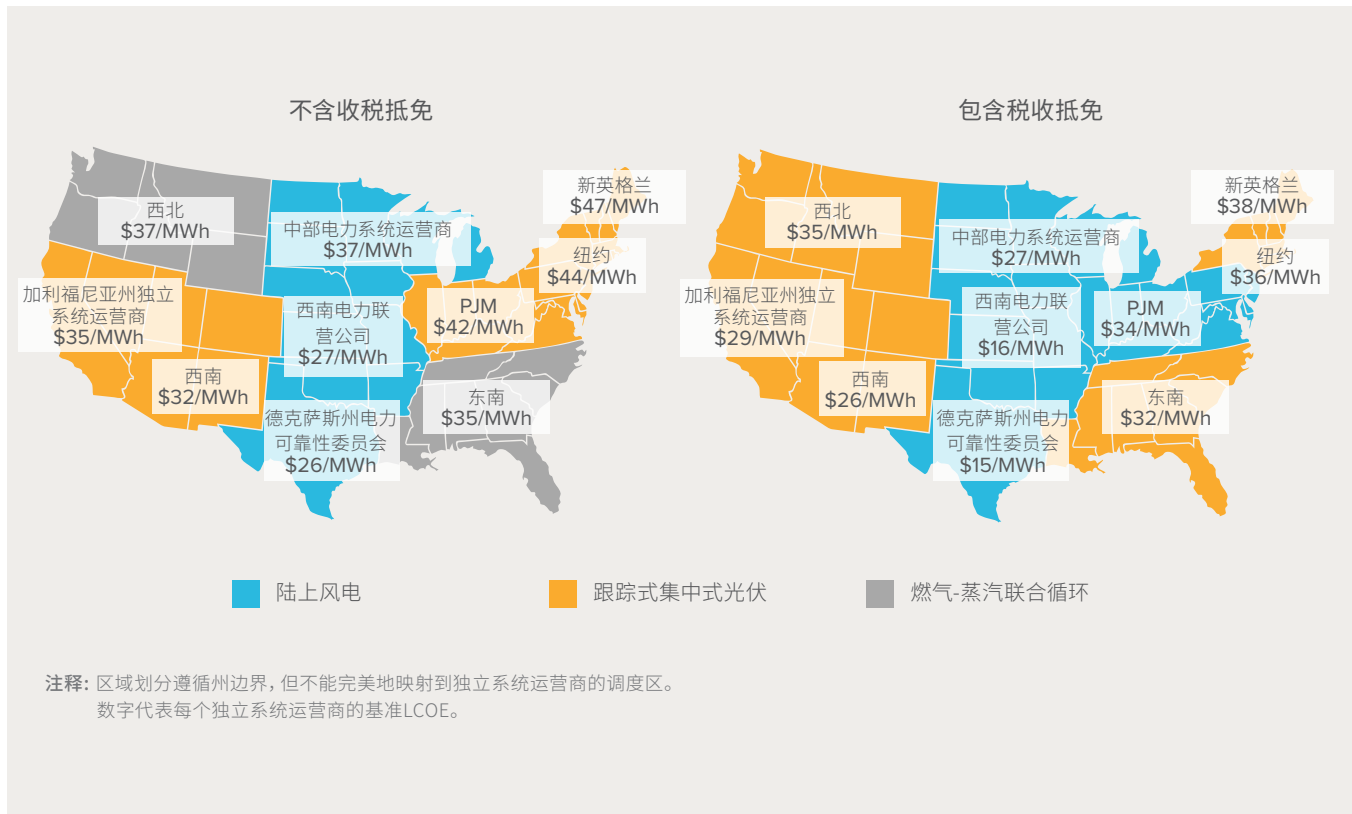
2009-2020年全球光伏与风电平准化发电成本基准⁷



来源: 彭博新能源财经

图 4

2020年美国成本最低的新建大规模发电项目⁹



来源: 彭博新能源财经

展望未来,可再生能源发电成本下降趋势必将持续下去。因此,光伏和风电成本很快就将在一些国家降低至低于现有燃煤或燃气电厂边际运营成本。未来十年,许多国家的光伏与风电成本都将陆续达到这一转折点,而可再生能源的优势也将随时间推移愈加显著。图5展示的美国发电成本变化趋势显示,可再生能源的竞争力正在超过新建煤电项目和许多现有燃煤电厂,给这些电厂及投资者带来了越来越大的经济性压力。¹⁰

中国可再生能源和其他零碳发电成本

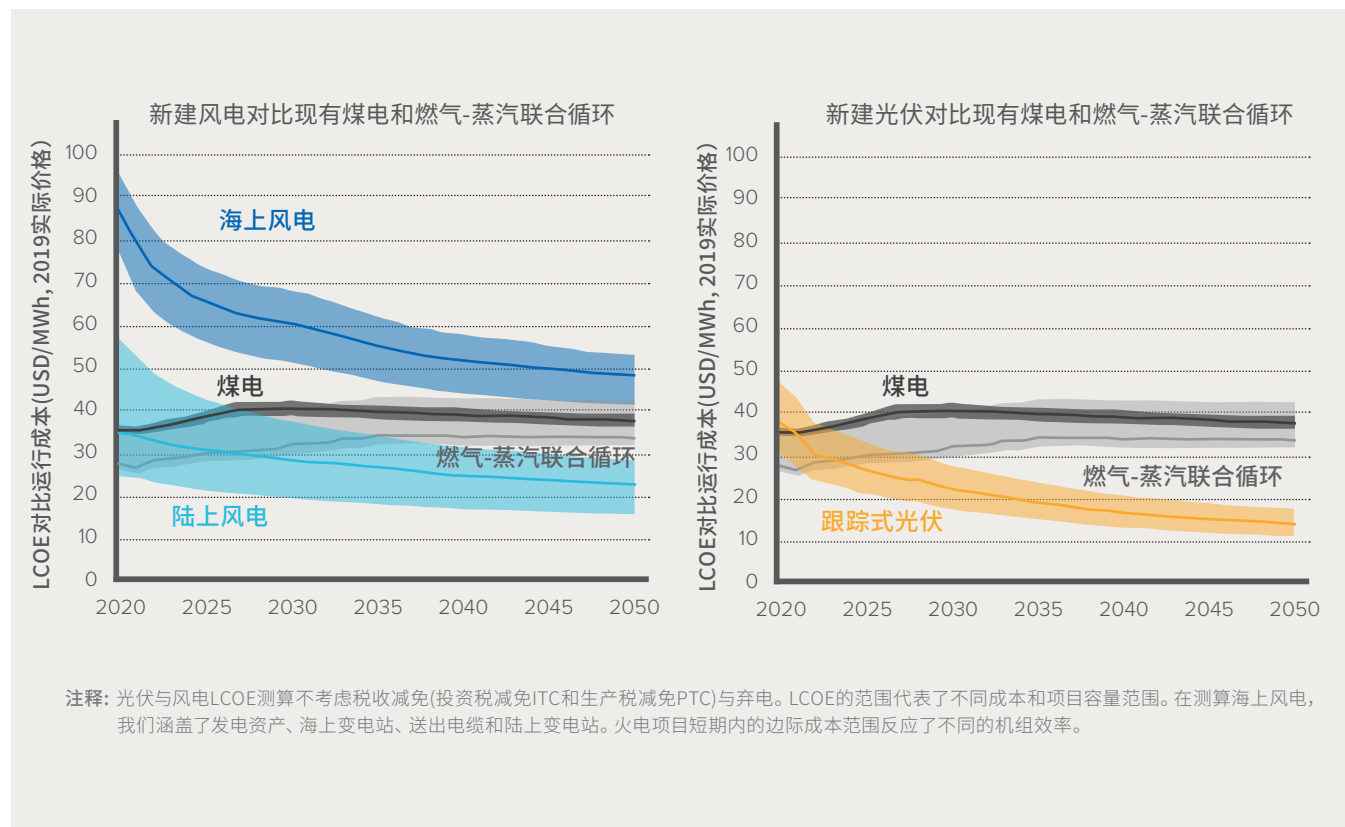
全球范围的大趋势在中国也在同步发生。中国的光伏发电成本已经低于燃煤发电成本,而陆上风电也将很快达到这一水平。海上风电成本很可能将在未来十年具备竞争力,而中国的核电成本目前已经基本可以与煤电竞争。

光伏成本已经低于新建煤电

据彭博新能源财经预计,中国光伏发电目前的LCOE在每千瓦时0.2-0.41元之间,在多数地区已经具备了与新建燃煤发电竞争的能力(图6)。2018年以前,中国通过煤电标杆上网电价加固定度电补贴形式支持光伏项目发展,且补贴水平逐年降低。而在2019年,中国开始启用了补贴竞价模式。最新的核准与竞价结果已经在很大程度上确认了彭博新能源财经的预测:光伏目前已经能够与新建煤电竞争,并将逐渐具备与现有煤电竞争的能力。

2019年的竞价结果显示,光伏上网电价与2018年的标杆电价相比已下降30%,而2020年的结果在2019年的基础上进一步

图5
美国新建可再生能源与现有火电项目经济性对比¹¹

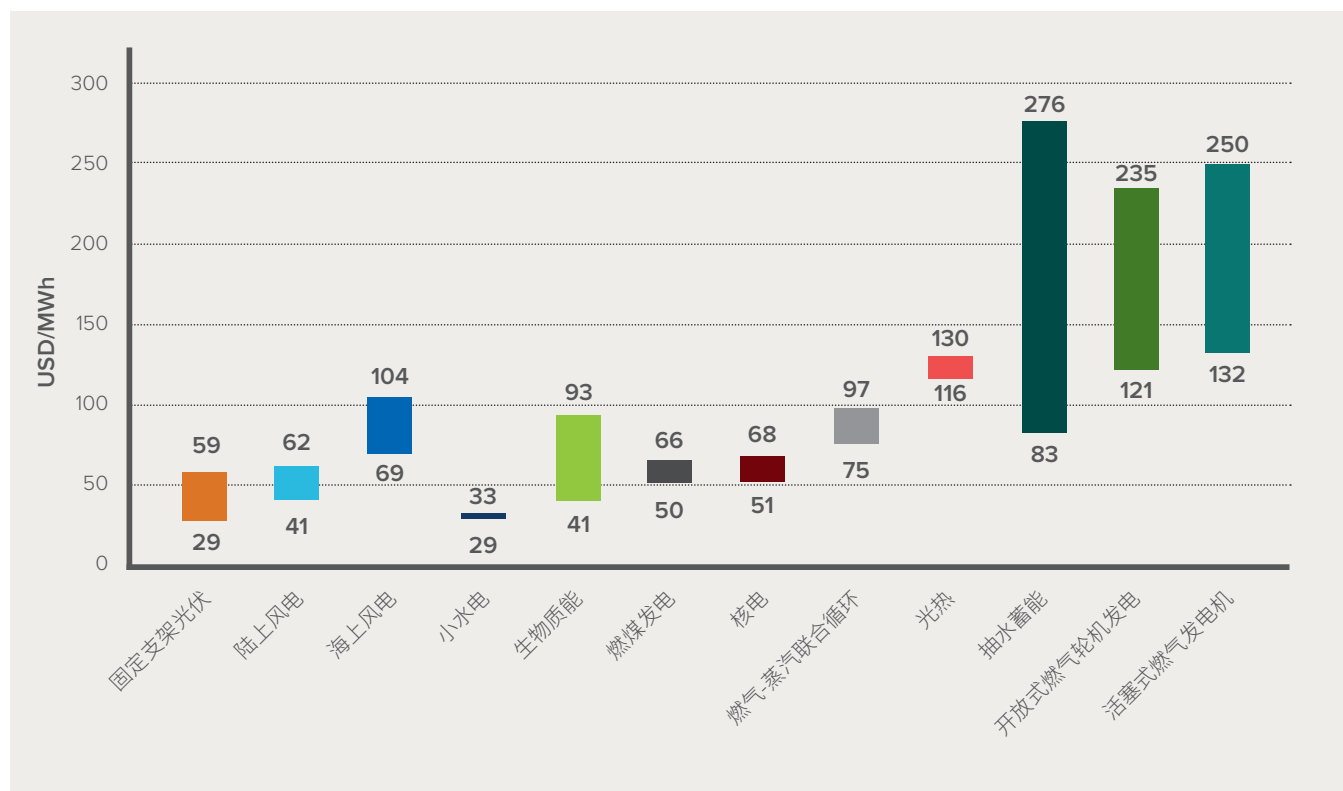


来源: 彭博新能源财经

下降20%，这与彭博新能源财经预计的26%的LCOE降幅相近。^{iv} 因此，虽然2020年仍有近20个省份申请了光伏补贴，但平均补贴金额已经下降至每千瓦时0.033元^v，最低补贴金额仅为每千瓦时0.0001元（图7）。¹³ 成本下降是必然趋势，这意味着2021年可实现的上网电价将在几乎所有省份显著低于标杆煤电电价（图8），在许多省份甚至低于煤电市场化交易价格（图9）。^{vi} 这也与行业预测相一致，即2021年起光伏补贴或将全面取消。

随着光伏成本竞争力的增强，光伏项目的补贴也逐渐退出，平价项目将越来越普遍。2020年，33GW新建平价项目得到核准，近50GW平价光伏项目正在建设当中，横跨中国20个省份。

图 6

2020年中国不同发电来源的平准化发电成本¹²

来源：彭博新能源财经

^{iv} 价格降幅计算基于国家能源局公布的竞价结果。

^v 补贴是指在标杆煤电价格基础上支付的价格溢价。

^{vi} 市场化交易价格是中长期合同的价格，通常介于边际运营成本和全成本之间，一定程度上可以反映电厂的运行成本。

图 7

中国新建煤电与光伏竞价对比

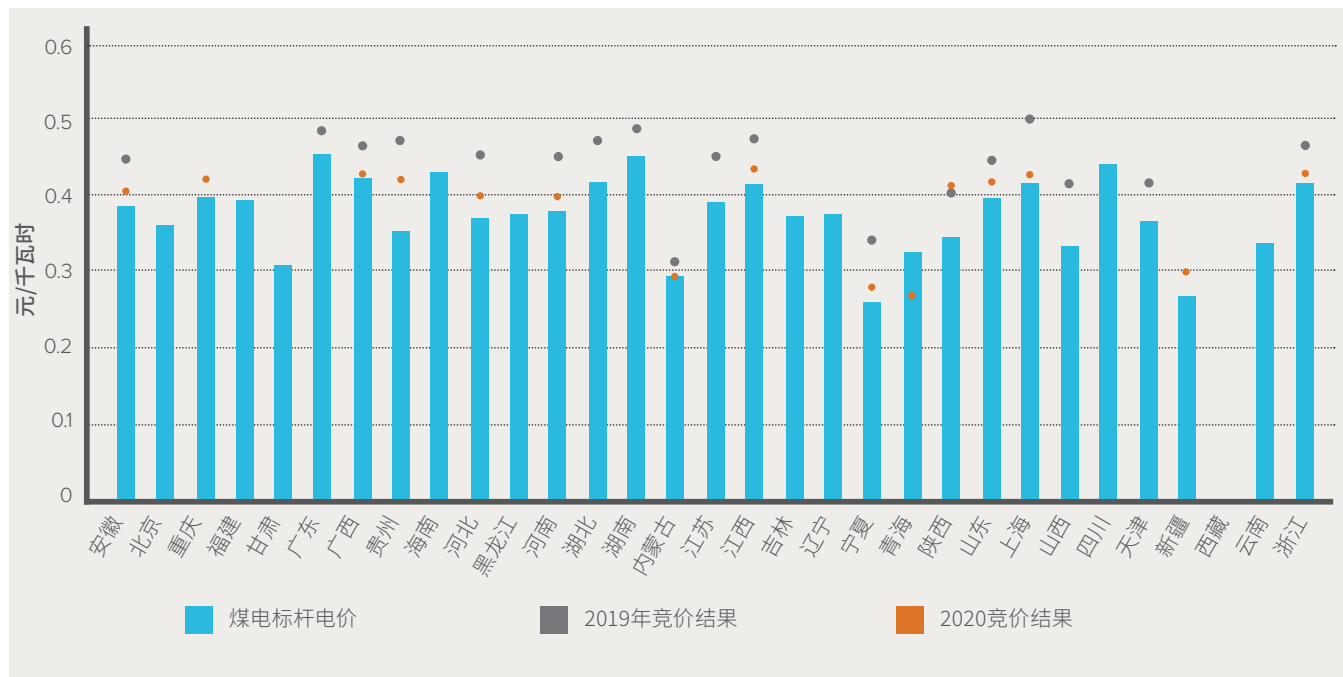
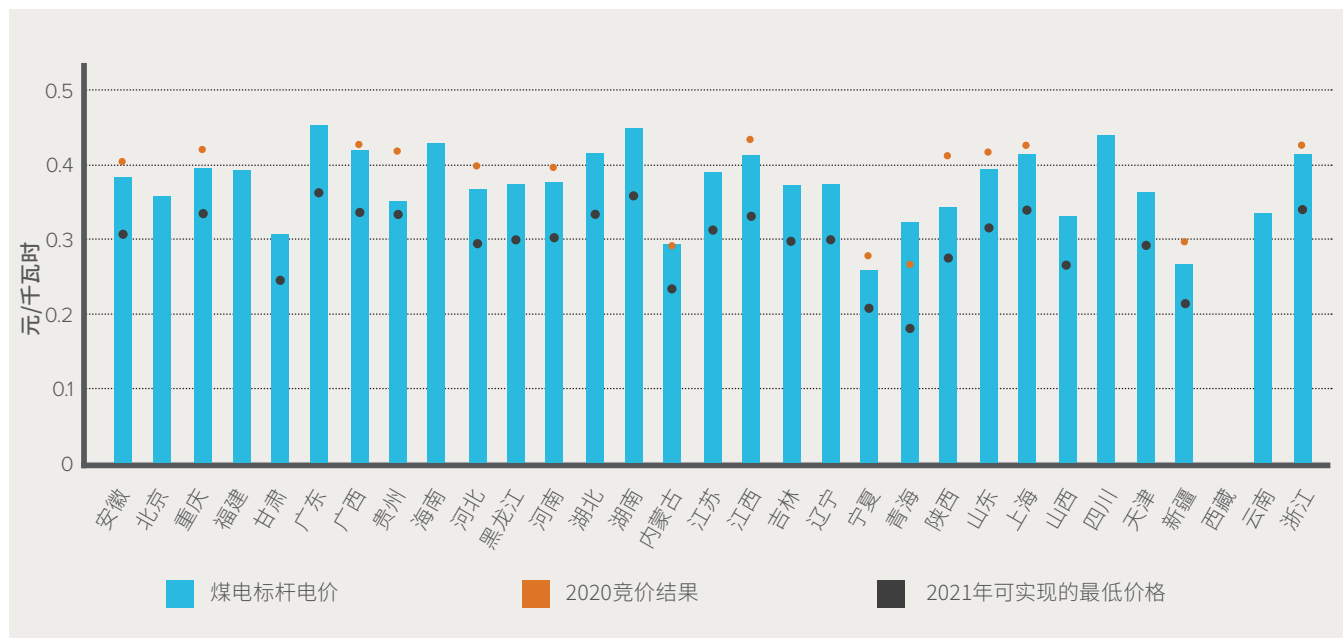


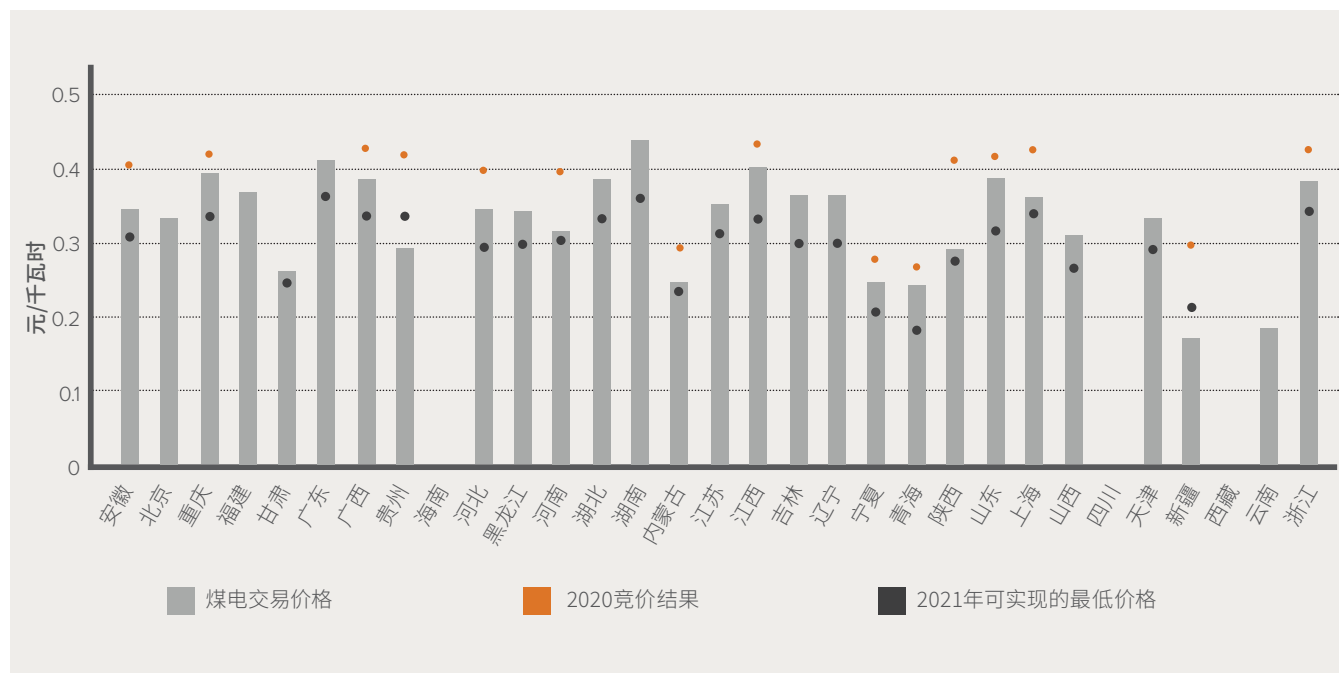
图 8

中国新建煤电、2021年可行价格与2020竞价对比^{vii}



^{vii} 2021年的可实现价格是在2020年最低项目价格基础上降低20%。

图 9

中国现有煤电与新建可再生能源电价对比¹⁴

陆上风电成本即将低于煤电，海上风电也在未来十年达到这一水平

自2010年以来，中国陆上风电成本已下降约40%，彭博新能源财经预计，2020年成本范围在每千瓦时0.29-0.43元之间，与新建煤电相比已具备了很强的竞争力。基于如此巨大降幅，政府在2019年提出2021年后停止向陆上风电提供补贴（图10）。

但是，政策框架的重大变化增加了近期成本分析的不确定性：

- 2019年执行了风电竞价的省市（如天津与重庆）的竞价结果显示，补贴范围在每千瓦时0.08-0.17元水平，远高于2019年光伏竞价每千瓦时0.065元的平均值。
- 2020年已获核准的新增平价项目装机总量较低，仅有11GW。

值得注意的是，发电成本将会受装机速度的影响出现短时内的动态波动，但并不影响其长期趋势。短期内，在补贴退出的压力下，出现了项目抢装和风机订单的激增，受到行业产能的限制，暂时提高了项目建设成本；而一旦装机恢复常态化稳步增长，成本仍将出现大幅下降。彭博新能源财经预计到2025年，平均成本还将下降30%，在2025年和2030年分别降至每千瓦时0.25元左右和0.21元，而多数具备资源优势的地区的发电成本将远低于这一水平（图11）。考虑到未来政策将会继续支持行业发展以实现2030年装机量大幅增长目标（如图2），预测中国风电成本将在2020年代后期低于煤电交易价格。

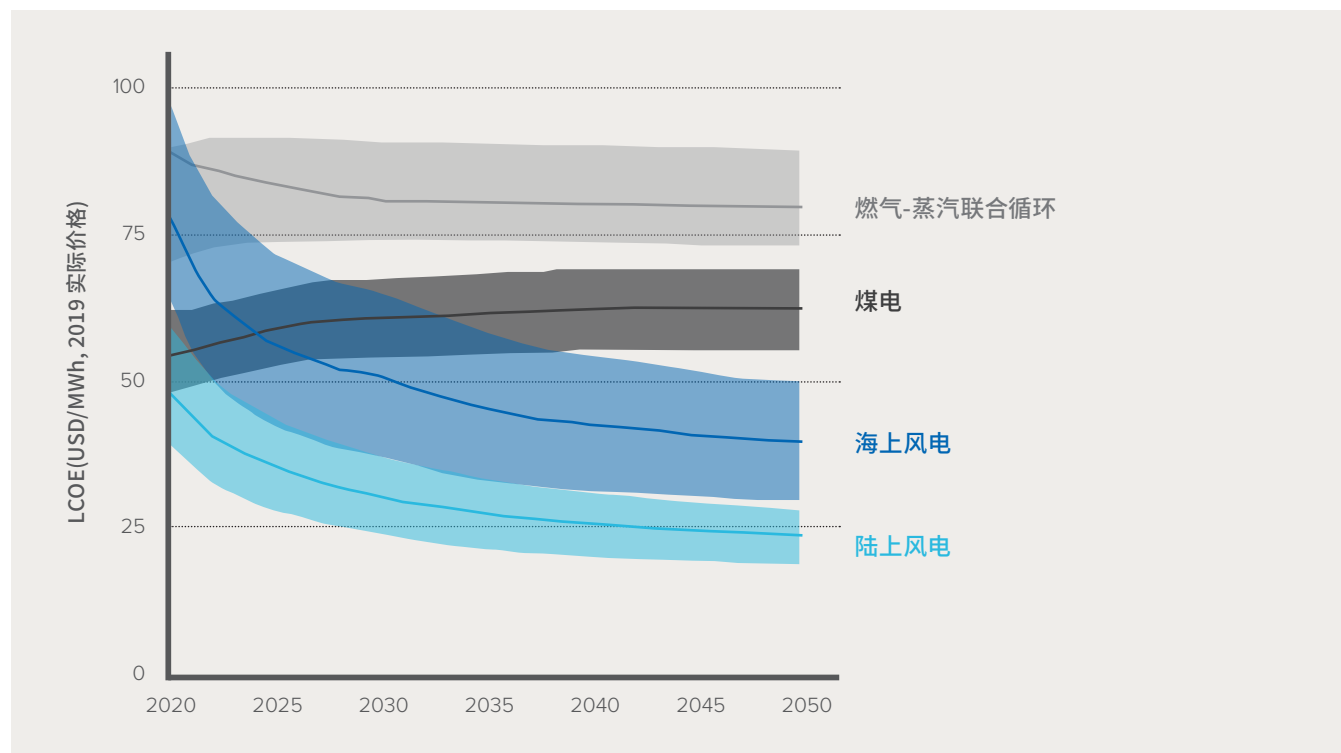
图 10

中国风电、光伏补贴退出的并网日期

	并网截止日期	
	2019年1月前核准的项目	2019-2020年核准的项目
陆上风电	2020年底	2021年底
光伏	无确定截止日期	

图 11

中国各发电来源新建大规模发电项目经济性对比¹⁵



来源: 彭博新能源财经

到目前为止, 海上风电在中国发展规模有限, 截至2019年的装机容量仅为6GW。据估计, 当前新建海上风电装机的成本远高于新建煤电成本。随着全球范围内成本的快速下降和海上风电产业在中国的快速发展, 海上风电将在2025年以后具备

与新建煤电项目竞争的能力。明确的量化目标(如广东省目标在2030年建成30GW海上风电装机)将有助于推动这些成本的下降。¹⁶

可再生能源成本的进一步下降将对现有煤电产生威胁

光伏和风电已经或即将成为中国最具经济性的新建发电电源。此外，据彭博新能源财经估计，到2020年代末，新建风电和光伏的发电成本将低于许多现有燃煤电厂（或联合循环燃气轮机）的运行成本，使现有煤电资产不再具备经济效益（图12）。现有燃煤发电的产能过剩更加剧了这一风险——目前中国燃煤发电厂的平均利用率仅为56%。这一风险已经在可再生能源资源较为丰富的中国西北和西南等地区成为了现实，当地的燃煤电厂的平均利用率仅为35%，造成了巨大的经济损失和资产搁浅。

核电和水电成本具备竞争力

彭博新能源财经预计，中国核电成本可以达到每千瓦时0.36-0.48元，而当前的实际上网电价也符合这一估算。这使得核电作为基荷电力完全具备与煤电竞争的能力。中国水力发电成本同样非常具有竞争性。水电的边际成本低，其市场化交易价格通常在每千瓦时0.3元左右，有些甚至低至每千瓦时0.2元。在中国，水电是普遍认为成本最低的发电方式。

明确的量化目标可进一步提速成本下降

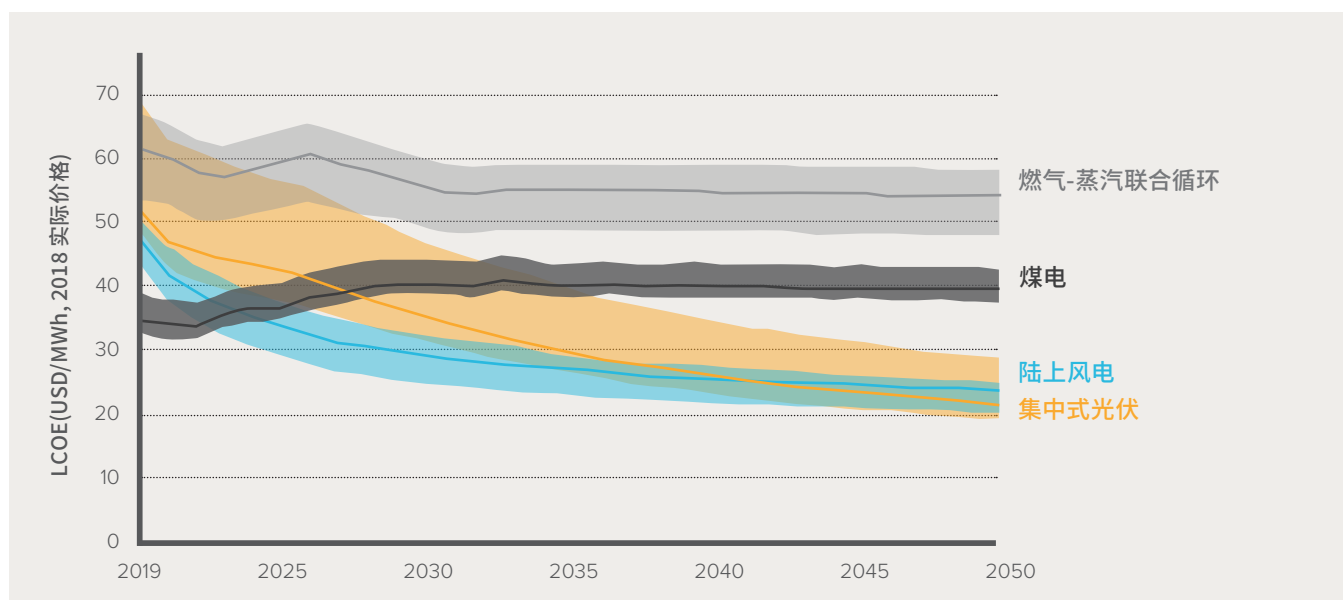
中国过去的零碳电力发展成果瞩目：现有风电和光伏装机总量已超过400GW，引领全球可再生能源项目开发。这反映了过去政策的成功，即早期补贴与量化目标促进了产业的快速扩张，并推动成本大幅下降。通过明确量化装机增长速度，实现了规模经济和学习曲线效应，促成了中国乃至全球成本的大幅下降。

然而，零碳电力目前的并网速度并不足以达到2030目标，尤其是风电部署的速度。据估算，要实现2030目标，中国仍必须新增大约650GW光伏、600GW陆上风电、60GW海上风电、113GW水电和66GW核电装机（图2）。

2020年，中国核准的光伏项目装机总量目前是59GW，达到了实现2030年目标所需的年新增量，其中平价项目装机量为33GW。核电方面，考虑到目前大约12GW正在建设中，以及约22GW已确定开工日期——66GW的新增目标看起来是可以实现的。约40GW的在建项目和超过20GW的计划项目也是提

图 12

中国新建光伏与陆上风电平准化发电成本与现有燃煤和燃气电厂运营成本的对比¹⁷



来源：彭博新能源财经

供了实现110GW新建水电装机目标的可能性。但是，相对于2030年目标水平，目前新增风电项目的速度还达不到要求。随着风电补贴的逐步退坡，已获核准的11GW平价风电的开发速度显然无法满足未来电力需求。

如果合适的政策得到落实，每年55GW新增风电的投资速度无疑是可以实现的：在2016和2017年，各有30GW新增风电装机获得核准，提前实现十三五规划目标。未来几年，随着风电开发商和风机制造商逐渐完成积压的项目订单，新项目申报和核准的速度大概率会加快。但依然存在的主要风险在于，未来几年的投资速度过于缓慢，新增煤电投资会填补这一空缺，从而造成不必要的成本投入，导致未来的资产搁浅。

合适的政策制定需要明确风电（和光伏）项目新增装机数量，从而确保实现成本和价格的下降。其他国家的经验表明，随着光伏和风电成本接近或低于化石燃料发电成本并消除对补贴的依赖后，为可再生能源发电企业提供大部分发电量的价格保障依然是十分重要的，因为这可以降低可再生能源项目的开发风险，从而降低成本和所需的价格收益要求。

实现这些的途径可以是设定可再生能源占总电量比例的目标（如中国的可再生能源配额制），和/或继续根据预先确定的可再生能源发电装机规模进行竞价。在竞价机制引导下，未来一到两年内可再生能源竞价报价就有望低于火电发电价格。

例如，英国首相最近宣布英国将在2030年前建造40GW海上风电项目^{viii}，并将通过竞价机制确保采购到最低成本的电力供应。这些竞价将以“差价合约”和批发市场电力价格进行核算，在某些情况下可能造成可再生能源发电企业向电网支付费用的情况（如果竞价价格低于未来批发电价）。但由于这种合约提供了价格确定性，对于发电企业仍然非常具有吸引力。

本报告第四章节将深入讨论推动快速发展所需的政策。只要这些政策得到落实，可再生能源发电成本将保持快速下降势头，不但能够以低于新建煤电项目的成本提供新增电力供应，还能在2030年前下降至低于许多现有燃煤电厂运营成本的水平。

与全球许多其他市场一样，中国目前面临的关键问题已不再是可再生能源和其他零碳发电技术是否具备成本竞争力，而是电网接纳高比例非水可再生能源面临的技术和经济性挑战。

^{viii} 由于中国的电力系统约为英国系统的25倍（按发电量计算），这大致相当于中国的1000GW目标。



瞬时电力平衡管理技术已然成熟

中国非水可再生能源装机目前占总装机容量的21%，贡献了10.2%的发电量。这些比例都将继续上升，并且如第二章所述示，其电力供应的成本也将更具竞争力。但中国电力系统一直以来存在的观点和顾虑是，从某种意义上说，将可再生能源比例在当前基础上大幅提高，在技术上是不可可能的，或者说其高昂的成本是系统无法承担的。

放眼全球许多其他国家，当非水可再生能源增长到类似阶段时往往也出现同样的顾虑。但是有些国家的非水可再生能源占能源供应的比例在一些时候已经超过了50%，峰值时段占比甚至更高。

在德国，可再生能源电力占净电力供应的比例在2019年4月22日当天高达70%，其中风电40%，光伏20%，其他17%。¹⁸在整个欧盟，可再生能源电力占总发电量比例在2020年5月11日和24日分别达到了54%和55%。¹⁹在美国加利福尼亚州，风电和光伏发电量占电力需求总量的比例在2017年3月23日上午11:20时刻达到了49.2%。²⁰而英国在2020年8月26日凌晨1:30，风力发电占电力供应总量的比例几乎达到了60%。²¹

这些例子充分说明运行一个非水可再生能源比例远高于中国当前水平，甚至高于“零碳投资情景”下28%水平的电力系统在技术上是完全可行的。同时，这也有力地证明了当前有足够的方案来解决以下在讨论提高非水可再生能源比例问题时经常被提起的四大技术性挑战：

- 频率控制
- 电压控制
- 故障穿越
- 远距离高压直流输电线路的利用

频率控制

一些中国行业专家表示的最大担忧是，非水可再生能源比例的不断上升将增大频率控制的难度。但其他国家已经开发了一系列解决方案来确保高比例非水可再生能源电力系统的稳定运行。

稳定的系统运行需要供需的瞬时平衡以维持频率在可接受的范围内。如果供需严重不平衡，频率偏差就会导致发电机组脱网。在传统以火电为主的系统中，转动惯量提供了一种灵活的手段来减缓频率波动，直调电厂也可以灵活地快速调整出力以跟踪负荷变化。

相反，非水可再生能源不具备随意调度的能力，并且无法准确预测其未来出力。因此，随着非水可再生能源比例的上升，频率控制的难度会越来越大。但这些挑战可以通过以下四种方式的结合来解决：

1. 提高对可再生能源出力的预测

非水可再生能源出力的不确定性越大，对备用容量和灵活性资源的需求就越大，这样才能应对预料之外的出力波动。如果能够提高预测的准确性，即便非水可再生能源比例增加，对“调节能力”（即快速增加或减少出力的能力）或备用容量的需求也会降低。

以加利福尼亚州独立系统运营商（CAISO）为例，非水可再生能源发电比例在2015-2019年间从12.2%上升到了20.9%，²²但由于日前和实时预测的平均绝对百分误差（MAPE）显著改善，对调节能力和备用容量的需求基本上没有发生变化（图13）。

中国目前的日前预测平均绝对百分误差（约10%-20%）远高于CAISO（4%-6%）。因此，提高预测准确性是当前的优先任务。以下信息框A提供了一些关键的最佳实践做法。

图 13

CAISO与中国电力系统及运行信息对比^{ix}

		CAISO		中国
		2015	2019	2019
年份				
年用电量 (GWh)		231,495	214,955	7,225,000
非水可再生能源渗透率		12.2%	20.9%	10.2%
风电预测MAPE	日前	6.2%	5%	~10%–20%
	实时	2.7%	1.1%	-
光伏预测MAPE	日前	6.4%	4.2%	~10%–20%
	实时	3.7%	1.6%	-
调节需求	向上调节能力 (MW)	347	~350	-
	向下调节能力 (MW)	327	~430	-
备用容量 (MW)		1,664	~1,600	-

信息框A: 提高非水可再生能源预测的最佳实践

提高预测准确性和协助电力调度的国际经验

- **提高数据质量。** 确保输入预测模型的历史数据的数据质量，对用于预测过程的信息进行充分的数据校核，并优化数据集选择。
- **持续更新预测算法和软件。** 对所提供的预测进行准确性分析，并定期与供应商就观察到的情况进行反馈。

- **通过评估预测和相应反馈机制持续提高准确性。** 对可再生能源预测的准确性进行多种统计，对实时运行中观察到的情况进行全面评估并及时调整，进而提高预测水平。
- **减少预测用的数据时间跨度。** 与外部预测供应商合作，通过降低历史数据时间跨度降低数据冗余和干扰，提升预测精度。

^{ix} CAISO数据总结自参考文献22。

2. 预测并减少短期可再生出力极端变化

即便预测准确性得到改善，但突发性或不可预知的天气变化仍会造成非水可再生能源发电量的迅速变化，特别是对风电而言。这种情况对频率控制造成的危险可通过以下方式规避：

- **大规模功率变化事件的探测与预测。**例如，德克萨斯州电力管理委员会（ERCOT）开发了ERCOT大型功率变化警报系统（ERLAS），生成不同严重程度和不同持续时间的功率变化事件的概率分布，可每15分钟提供未来六小时内区域性和整个系统范围的天气预测。这可以用来警告系统运营商风电发电量可能发生大幅度快速变化。
- **降低风电功率变化产生的影响。**可以通过调整风机的设计和操作方式来避免因风速的瞬间变化而造成出力同等幅度的突然变化。多家系统运营商都要求风电场限制风机功率变化的最大速度（图14）。

3. 使用非水可再生能源和其他非火电资源来提供频率控制服务

包括中国在内的许多国家，非水可再生能源提供一次频率调节已成为一种常见要求，但中国目前仍依赖火电厂提供二次频率调节（也称为自动发电控制服务）。然而，在其他国家，逆变器或管理系统的变化现在已经使非水可再生能源能够提供自动发电控制。例如，美国科罗拉多州的Xcel Energy公司现在要求风机具备自动发电控制能力，而在该公司运营的地区内，有三分之二的风电场已经具备了这种能力。电厂的经验还表明，光伏电站可以通过结合使用智能逆变器和先进的控制

策略来提供自动发电控制。CAISO已对此进行了测试，并证明是可行的。²⁴

飞轮和电池储能也可以提供调频服务：事实上，它们对频率控制信号的响应速度比传统的火电机组快17倍。因此，使用电池进行频率控制越来越普遍：

- 在澳大利亚，电池储能目前可提供6秒、60秒和300秒调频服务。2017年12月和2018年1月澳大利亚发生的两次发电机组脱网事件中，电池快速响应显著缩短了恢复时间。²⁵
- 在美国，联邦电力监管委员会从2013年起允许与电网相连的电池可作为小型发电机组提供电力供应服务。到2015年，PJM、CAISO、纽约独立系统运营商（NYISO）、中部电力系统运营商（MISO）和新英格兰电力系统运营商（ISONE）地区的调频市场均在使用电池储能。

同时，在德克萨斯州ERCOT市场中，一些满足分时计量和遥测等特定要求的工业负荷可以作为受控负荷资源（CSR）提供调频服务。

4. 提高系统惯量监控并应用新的监控方式

系统惯量的监测和预测越准确，对惯量资源的需求就越低。因此，德克萨斯州ERCOT开发了一种惯量监测工具，它可以计算所有在线同步发电机的总惯量贡献，并通过循环滚动方式预测未来七天的惯量情况。然后，系统操作人员可以在必要时调度同步发电机来增加惯量，进而降低对额外惯量的需要。

图 14

非水可再生能源频率变化速度限制的国际案例²³

	风电装机容量	功率变化速度限制
新英格兰电力调度中心	< 200 MW	每分钟小于20MW
	> 200 MW	每分钟小于额定容量的10%
美国西南电力联营	< 200 MW	每分钟小于8MW
	> 200 MW	每分钟小于额定容量的4%

此外，系统惯量还可以通过非火电资源提供，例如：

- 同步调相机或同步补偿器
- 带有旋转设备的储能，如飞轮储能
- 光热发电 (CSP) ²⁶
- 具备能提供该功能逆变器的风机、太阳能光伏和电池²⁷
- 需求侧旋转机械

电压控制

电压控制有时会被认为是非水可再生能源比例上升的潜在挑战，但技术解决方案已经存在。其中，无功功率和电压谐波是需要解决的两大问题：

- 无功功率必须立即得到局部补偿，以保持功率因数在允许的范围之内。与其他国家类似，中国对非水可再生能源的功率因数的要求在-0.95 至 +0.95之间。这可以通过部署静止无功补偿器 (SVC)、静止无功发生器 (SVG)、静止同步补偿器 (STATCOM) 或晶闸管控制串联电容器 (TCSC) 等设备来实现。
- 电压需要保持在安全范围内，以确保系统的稳定性。谐波不可避免地会影响电压的稳定性。应采用滤波器处理电压中的谐波，提高电能质量。

因此，应在非水可再生能源电源侧和电网侧部署电压控制装置。即使是在非水可再生能源比例非常高的情景下，也将会有充足的资源来提供电压控制。

故障穿越

短期电压变化是电力系统中常见现象，如果系统突然失去一台发电机组，这种变化会被放大。在系统恢复正常之前，发电机组必须具备穿越电压扰动的能力，这一点至关重要。非水可再生能源发电机组的耐受电压范围常常比传统的火电机组要窄，更容易脱网，一旦脱网，电压波动将进一步增加，甚至导致连锁故障。

然而，这种危险可以通过要求非水可再生能源机组配备高电压穿越 (HVRT) 能力来规避。对于现有电厂来说，这可以通过改造逆变器来实现。因此，大多数发达国家现在都在其电网规范中明确了高电压穿越要求。图15展示了一些案例。

中国自2012年起实施低电压穿越 (LVRT) 改造，系统的可靠性得到了显著提高。虽然当前也已经制定了严格的高电压穿越标准，但是该标准尚未作为现有非水可再生能源机组并网的强制性要求。

因此，对现有电厂进行改造以满足高电压穿越标准，以及对所有未来的非水可再生能源机组落实这些标准，应该是目前的首要任务。

图 15

欧美国的高电压穿越要求案例²⁸

国家	高电压穿越要求
美国	$V_{max} = 120\%$ (额定电压) $T_{max}=1s$
德国	$V_{max}=120\%$ $T_{max}=0.1s$
澳大利亚	$V_{max}=130\%$ $T_{max}=0.06s$
西班牙	$V_{max}=130\%$ $T_{max}=0.25s$

* 当并网点电压在不高于 V_{max} 时，非水可再生能源发电机组应能保证不脱网连续运行的时间为 T_{max} 。

高压直流输电的利用

中国拥有丰富的太阳能和风能资源，但其中一些与主要负荷中心的距离非常遥远。高压/特高压输电线路能够将可再生能源远距离传输到负荷中心，而高压直流传输在远距离送电上的成本优势更明显。因此，高压直流线路在中国广泛部署，对支持偏远地区非水可再生能源发展发挥了关键作用。

仅靠非水可再生能源自身并不能保证高压直流输电的高效和稳定运行，因此在某些情况下，可能需要在可再生能源电厂周边建设火电厂，以便在非水可再生能源出力较低时，可以用火电来“填满线路”。

不过，对于此类火电厂的实际需求其实远小于当前的假设，并将随着其他可行方案的出现而继续下降：

- 高压直流线路并不需要以固定的功率运行，目前中国部署的主要高压直流输电形式——基于电网换相整流器高压直流输电——在运行时要求技术利用率必须高于最小值，而该数值通常仅为铭牌容量的10%。因此，并不存在需要火电机组“填满线路”的技术需求。低于100%的利用率显然会增加每度电的传输成本，但考虑到偏远地区非水可再生能源具备的显著成本优势，即使高压直流线路没有得到充分利用，其开发也仍具备经济可行性。此外，风能和光伏组合打捆可以提高平均利用率，且随着时间的推移，储能（如电池或氢能）成本的下降将创造出新的替代方式来稳定并提高输电线路的平均利用率。因此，尽管现有火电装机在将利用率保持在10%以上方面可以发挥有益的作用，但没有必要通过新建煤电投资来匹配大规模非水可再生能源项目投资。

- “换相失败”的技术挑战也可以在以非水可再生能源为主的电力系统中得到解决。扰动会增加直流电流并导致电力传输的暂时中断，这时就会出现换相失败。目前，火电机组为系统提供调节和惯量，以降低任何换相失败时的瞬态传输中断的影响。但是，在高比例非水可再生能源系统中，适用于提供频率调节和电压调节的同一套技术解决方案（例如，同步调相机、电池储能、非火电的转动惯量提供者和无功功率补偿器等）也可以降低换相失败的影响。
- 此外，现在的新一代电压源换流器高压直流输电（VSC - HVDC）技术能够提供很好的电压调节能力，消除了换相失败风险，并简化了对发电和用电省份的技术要求。虽然这会造成容量下降产生经济性损失，但在许多地区仍可确保偏远地区非水可再生能源发电和高压直流输电的经济性，特别是可进行VSC-HVDC技术改造的现有线路。

总而言之，高压直流输电的所有技术挑战都可以得到解决，且不需要任何新增煤电装机来匹配非水可再生能源的投资。

综上所述，只要中国实施必要的政策以鼓励创新解决方案，那些可能阻碍非水可再生能源比例增长至远高于目前水平的技术性管理问题就会得以解决。剩下的问题是，如何在一个高比例非水可再生能源电力系统中，确保电力在一年中的每一天、每一小时的供需平衡。本报告的下一章节就将讨论这个问题。



时-日-季节电力供需平衡可实现

非水可再生能源在有太阳照射和有风的时候发电，但这些资源并不总与用电负荷形态相匹配。这就给当前以火电和水电为主的电力系统带来了巨大的平衡挑战。

然而，在全球许多国家/地区的非水可再生能源发电比例都已超过了图2中国2030零碳投资情景中所示的28%。例如，非水可再生能源在德国和西班牙电力系统中的占比已经分别达到了33%和37%。许多国家都规划到2030年实现零碳电力占全年总发电量的50%以上，甚至超过70%，并在之后的10-20年里将零碳电力比例增加到接近100%，其中非水可再生能源的比例将高达80%（图16）。

本章节总结了全球多个国家的经验，并讨论了如何将这些经验运用于中国的具体情况中。其结论是明确的，即中国完全可以实现图2所示的非水可再生能源发电量占比达到28%的目标，并且未来最终实现零碳的电力系统总成本将不会高于，甚至可能低于当前以化石燃料为主的系统成本。

全球经验

图16展示的这些计划显示，各国都有信心通过兼具技术性和经济性的解决方案，来满足短期和长期供需变化产生的不同灵活性需求。对于目前常见的可再生能源渗透率水平（20%-30%），大部分问题是通过现有火电（燃气或燃煤）更灵活的运行来解决的。但随着可再生能源比例进一步增加，则需要更多元的解决方案。

(1) 日内供需平衡

在大多数国家，由于工厂和办公室的大量用能需求，系统对电力的需求常在中午或下午早些时候达到峰值，而在凌晨前后几小时下降到低谷。因此，即使在可再生能源增长之前，系统也必须灵活地应对这种用电需求的变化，而这主要是通过改变燃煤或燃气电厂的出力来实现的。

在某种程度上，可再生能源的增长有可能减小这种日内灵活性的挑战，因为光伏发电量在白天更高，正好与此时的高需求相吻合。但在光伏发电占比很大的电力系统，往往会在傍晚时候出现对非光伏资源需求的突然增加，这是因为光伏发电在这段时间迅速下降，但用电需求下降的速度慢很多。

图 16

全球各国/地区已承诺的零碳电力占发电总量比例的目标

国家/地区	2019年非水可再生能源发电量占比	2019年非水可再生能源装机占比	目标
德国	33%	53%	可再生能源发电（包括水电）比例到2030年达到65%
英国	23%	36%	可再生能源发电（包括水电）比例到2030年达到50%
加利福尼亚	21%	23%	符合规定的可再生能源发电占州内零售电量的比例在2020、2030、2045年分别达到33%、60%和100%
西班牙	37%	49%	可再生能源发电（包括水电）比例到2030年达到74%
瑞典	10%	17%	可再生能源发电（包括水电）比例到2040年达到100%
中国	8.6%	20.6%	非化石燃料发电比例到2030年达到50% ²⁹

每日风力发电的状态随地方天气条件变化而波动更大；在一些地区（但不是所有地区），风力发电往往在夜间更高，而且在一些面临气旋和反气旋天气系统交替的地区，每天和每周风力发电量形态的波动都比光伏更大。

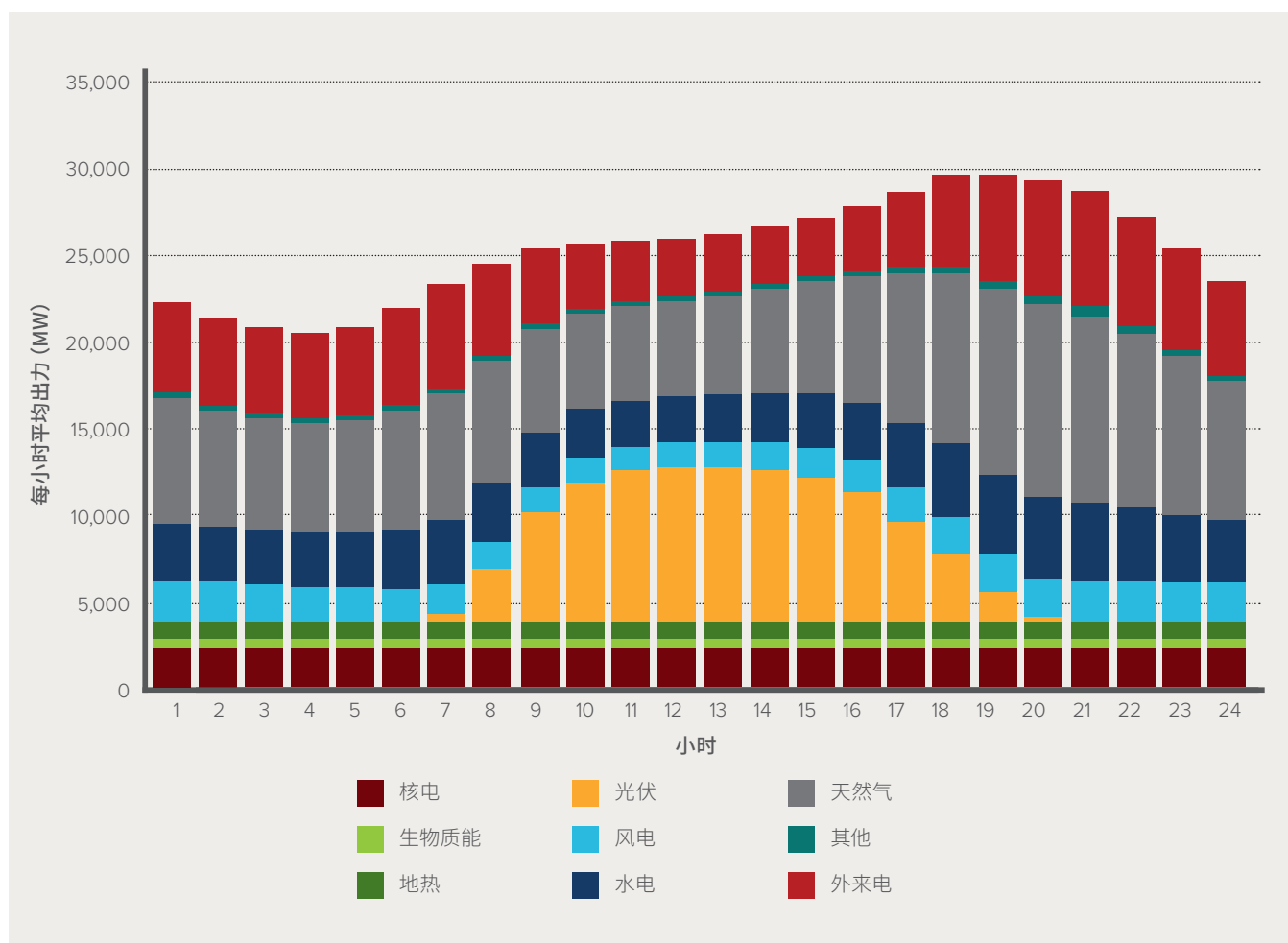
在当前常见的可再生能源渗透率水平下，这些日内灵活性挑战可以轻易地通过灵活运行燃气或燃煤电厂来解决。在美国加利福尼亚州，为了平衡光伏发电，燃气发电的出力在一天中不断变化，在傍晚的时候迅速增加，在晚上7-9点左右时达到气电供应峰值（图17）。

在德国，天然气、硬煤和褐煤发电量的变化可满足灵活性的需要。虽然天然气是最灵活的发电资源——图19显示了燃气出力在一周内的变化形态，从最低的1.6GW到最高的9.9GW（最大峰谷差等于峰值容量的84%），但硬煤出力也在1.4GW到6.5GW之间波动（79%），甚至褐煤发电功率也在3.5GW到12.0GW间波动（71%）（图18）。

随着可再生能源比例的提高，系统对灵活性的需求也会增加。在燃气发电装机占比高的国家，仍有很多调峰燃气电厂可以满足这一增长的灵活性要求。但其他灵活性资源也将发挥越来越大的作用，并且在某些情况下，更具经济性。尤其是在提供日内灵活性方面：

图 17

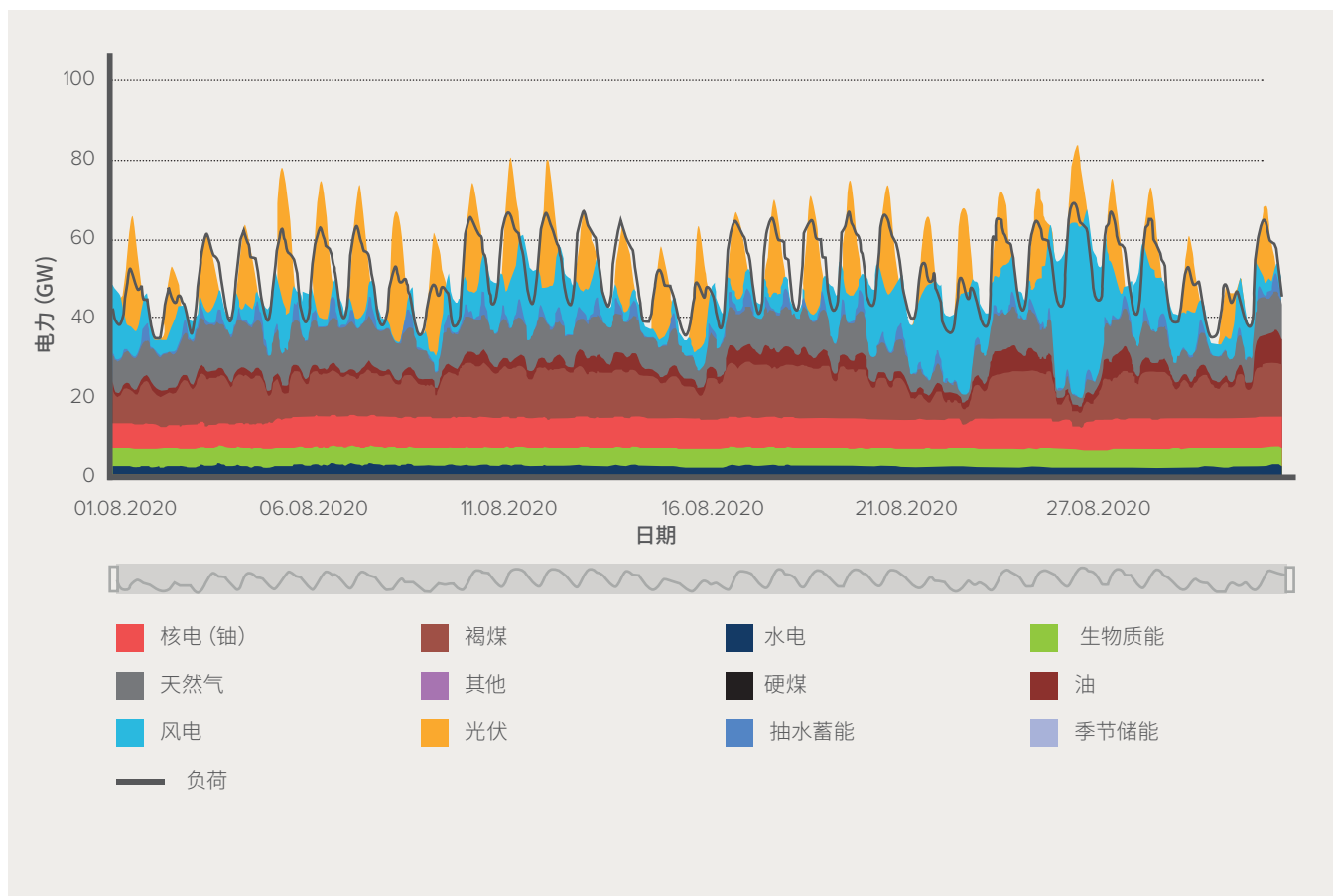
加利福尼亚州市场各燃料类型每小时平均出力（2019年）³⁰



来源: CAISO

- 抽水蓄能可能会发挥越来越重要的作用。如图18所示，德国已经使用少量抽水蓄能来满足在早晨光伏出力较低时快速增高的用电需求，并在下午早些时候弥补光伏发电的迅速下降。
- 需求侧管理在平衡可再生能源供应和电力需求的短时偏差方面也具有巨大潜力，如果部署得当，将是最具经济性的灵活性资源。在一天的时间尺度内，主要存在三类需求侧资源：
 - 住宅供暖电气化后，可通过智能温控或微型储能技术实现该部分负荷调节。
 - 电动汽车可以通过调节充电时间，或作为储能资源向电网供电来实现巨大需求调节潜力。如果2050年全球使用中的电动汽车数量达到15亿辆，每辆车配备50kWh电池，这将能够提供750亿千瓦时储能容量，即使在全球年耗电量从当前的27万亿千瓦时增长到90万亿千瓦时的情况下，也相当于全球日用电量的30%。³²
- 电池价格的大幅下跌（在过去10年里下降了85%）使电池储能成为了一种经济性越来越高的选择，一些美国电网纷纷取消了与燃气调峰电厂的合约，转而支持可再生能源发电加电池储能的方案。考虑到成本的进一步下降（图19），电池的使用将会在2030年前持续扩大，并在此后随着非水可再生能源比例升高而迅速增长。

图 18
2020年8月德国电力供应与需求³¹



来源: 德国Fraunhofer ISE

- 此外，工商业需求响应也潜力巨大，在分钟级、小时级和日间进行调节有望得到提高，包括零售制冷系统、农业环境控制电解铝和电解水制氢等其他新兴应用领域。

要释放这些潜力的关键在于更细致的分时电价机制。考虑到多种选项的存在，即便非水可再生能源比例上升到远高于50%的水平，并最终达到80%或更高，越来越多的人也相信日内平衡挑战能够通过低成本手段来解决。

(2) 季节性供需平衡

季节性平衡指的是在数周或数月时间范围内的电力平衡供需需求。这一需求又可细分为两个类别，即：

- 可预测的长期不平衡**，这来源于季节性需求的大幅变化与供应能力变化不匹配。以未来的英国电力系统为例，住宅供暖电气化可能导致冬季需求峰值比夏季水平高80%。幸运的是与之相匹配，英国冬季的风力资源（英国最丰富的可再生能源资源）也远比夏季丰富。但在其他国家，冬季可能存在更高的用电需求，但风力发电量的增加并不足以弥补光伏发电量的季节性减少。

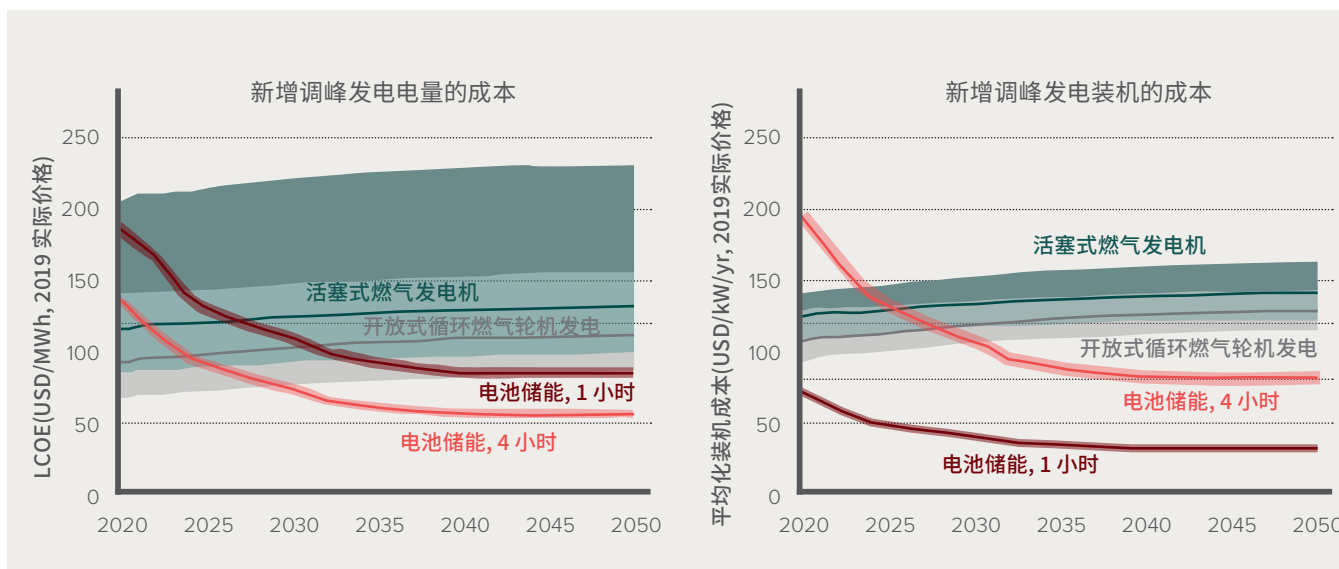
- 更加难以预测的每周波动**。即使系统供给和需求的季节性变化正好一致，但天气的变化仍然可能造成每周出力出现明显波动。如果欧洲西北部地区出现反气旋天气，常常会造成冬季风电供应出现数日的骤减（极端情况下甚至会延续数周），而这将成为英国未来最大的供需平衡挑战。

随着非水可再生能源比例上升到“零碳投资情境”所示的28%水平，以上两种季节性挑战仍可通过现有火电厂的灵活使用来轻松解决。甚至在可再生能源比例较低的电力系统中，这些季节性挑战常常比日内挑战更易于管理，因为它们不会出现下午晚些时候因光伏发电供给下降（即使在光照水平中等情况下）造成的需求量激增的情况。燃煤电厂可以通过调节运行水平来满足不同季节、月或周的需求变化，甚至在需求过低时关闭部分电厂，这比日内调频调峰的问题更容易解决。

然而，在更长时间范围，随着非水可再生能源比例达到比图2所示的28%甚至更高，季节性平衡挑战将更艰巨，成本也会更高。不过，在那之前，系统就已经出现经济可行的解决方案，具体包括：

图 19

2020年美国调峰发电成本对比



来源：彭博新能源财经

- 使用火电厂满足季节性变化，但运行小时数保持较低水平。如果这些电厂通过提供的容量和峰荷时期的电量得到补偿，这也是经济可行的。要实现完全零碳电力系统，长期来看这些资产还需要配备碳捕捉与封存设施。
- 燃气机组改造后可以燃烧氢能（或投资改造此类机组），而这部分氢能可以利用低价的过剩可再生能源通过电解技术生产。
- 抽水蓄能可以满足多日时间尺度的灵活性需求，例如1-3天的供应短缺。
- 季节性/周的灵活性管理。与日内不同，这种管理不会过多关注住宅供暖或电动汽车充电转移带来的潜力，而是更关注如何让检修停机与工业生产计划相匹配以及根据预测的季节性供需及电价变化来优化利用率。

(3) 总系统成本估算

在某些情况下，应用上述灵活性选项将会导致系统运行成本的增加。但是这些额外的成本也将很大程度被低成本的零碳电力所抵消。

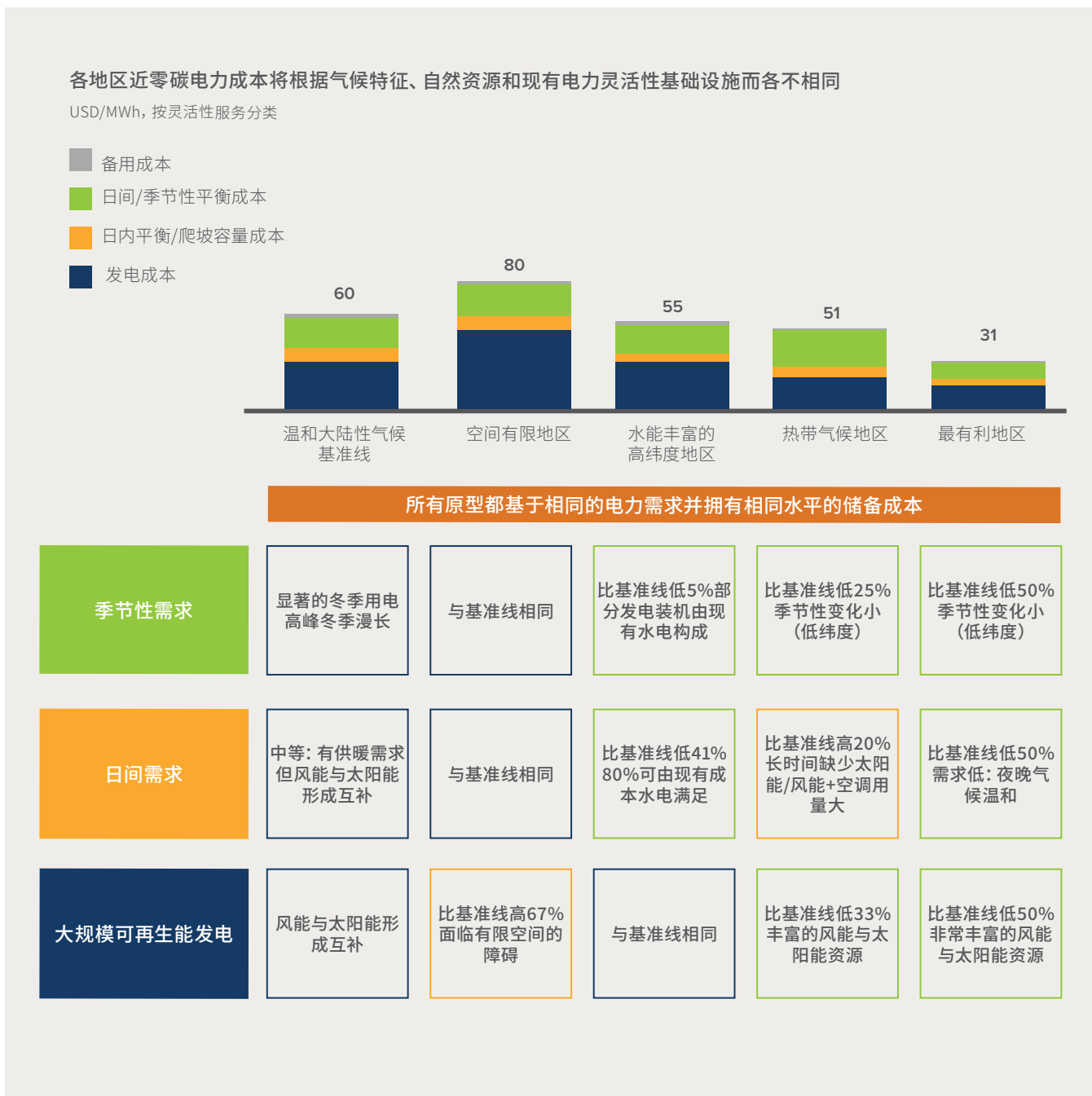
根据可再生能源资源分布的不同，各地电力系统的具体构成将有很大的差别。在能源转型委员会的研究中（图20），针对不同资源禀赋和气候特点的地区，对2035年建立几乎完全使用可再生能源的电力系统的成本进行了测算。结果显示，大部分系统都能实现约每千瓦时0.35-0.4元水平的总发电成本。但在一些空间资源有限的国家，较高的发电成本会将总成本提高至每千瓦时0.56元；而在资源有利地区，丰富的风能和太阳能资源、低廉的发电成本和有限的季节性灵活性需求会使总成本降低至每千瓦时0.22元。在多数国家，这些成本都会比继续主要依赖于煤炭或天然气的电力系统的成本更低。

因此，各国可以致力于更快地增加可再生能源和其他零碳发电技术，相信在长期来看，系统总成本造成的影响将微不足道，而减排的潜力则是巨大的。



图 20

2035年近完全非水可再生能源电力系统的全球系统总成本



来源: 能源转型委员会和气候政策倡议组织

中国的具体挑战与解决方案

在上文描述的全球背景下，每个国家发电结构和负荷特性不同，面临的具体挑战也不同。在中国，用能特性并没有造成很大的挑战，但中国能源禀赋和发电结构的两个明显特点会带来一些挑战：一是对于煤电的依赖很高，而非天然气；二是水电灵活性不足。但是，这些挑战是可以解决的。

对标其他国家，中国的非水可再生能源渗透率也可以轻松达到28%的目标（图2所示），并且不需要新建任何燃煤电厂。参考其他国家的经验，即使中国实现了系统脱碳且非水可再生能源比例远远超过50%，其长期系统总成本很可能会低于当前以化石燃料为主的系统。

(1) 中国当前和2030年的用电需求形态

相较于一些非水可再生能源渗透率已经达到20%-35%的国家，中国的日负荷和季节性负荷特性都相对稳定，并不会显著增加供需平衡的难度。

图21列出了甘肃、湖南和广东三省的典型日负荷曲线。以甘肃为例，用电需求中大部分来自工业负荷（78%），因此负荷曲线比较平缓。但在湖南和广东，由于商业办公和住宅用电需求比例更高，它们的负荷曲线与图17和图18所示的情况更相似。用电需求通常在午夜最低，上午7点至10点左右迅速上升，傍晚迅速下降。

然而，即使在这些省份，总体最大负荷与最小负荷的比值也低于一些发达经济体。以英国为例，冬季和夏季典型日最大负荷与最小负荷之比均约为1.71，而该比值在广东和湖南则分别只有1.57和1.5。

中国不同省份之间的季节性负荷特性也存在显著差异

（图22）。在某个典型的北方省份，季节性变化并不明显。但南方省份通常会出现因空调负荷造成的夏季用电高峰，而中部和东部省份经常同时出现夏季空调和冬季供暖的双高峰。南方省份夏季高峰月份的用电需求比冬季用电需求平均高出约30%，其负荷曲线形状与加利福尼亚州相似（图23）。但东部/中部省份的变化则会更大一些。

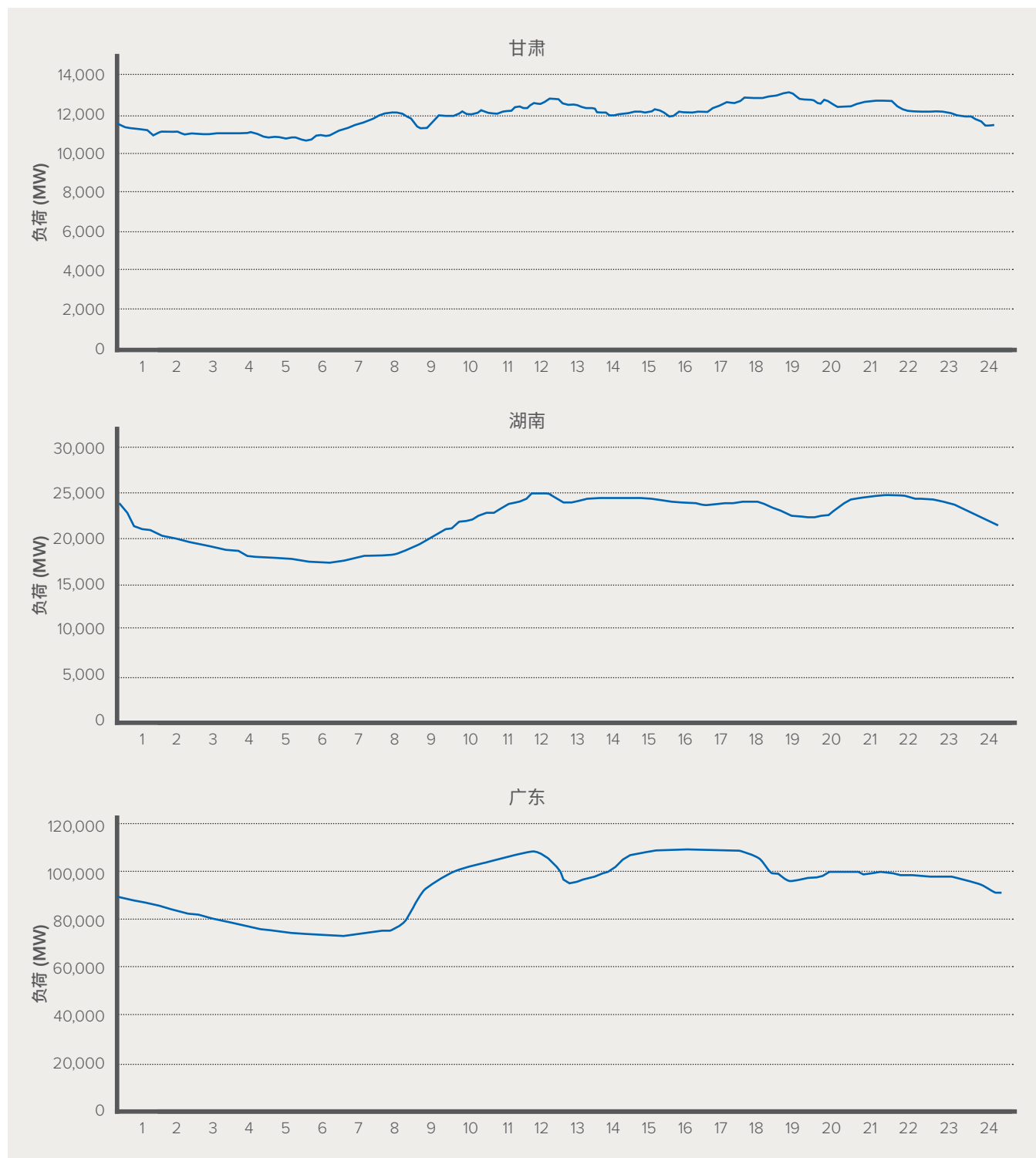
中国地域范围广阔且有包含多种气候带，因此相较于单个省份，全国整体的负荷特性则更为平缓。如图24所示为全国的季节性负荷特性，8月的全国用电峰值与5月和10月的全国用电低谷差约30%。

随着电气化进程的推进，中国的负荷特性也将随着时间的推移而发生变化。基于对2030年用电需求增长的预测，商业和住宅建筑的用电比例将不断上升（主要受供暖、空调和计算机设备的影响），这可能会在一定程度上增大日负荷、季节性负荷的变化。但在一些有着更高非水可再生能源发展目标的国家，也面临着季节性负荷波动更大的问题。例如，英国计划实现大部分住宅供暖的电气化，同时其夏季空调需求量却很有限，那么到2050年，冬季与夏季平均日用电量的比例将从现在的1.5:1上升到1.7:1。

因此，相比于其他同样在进行电力系统清洁转型的国家，中国的负荷特性并不会造成系统平衡中明显的困难和挑战。

图 21

2019年中国三个省份的典型日负荷曲线³³



来源: 中国国家能源局

图 22

2019年中国三个省份的典型年负荷曲线

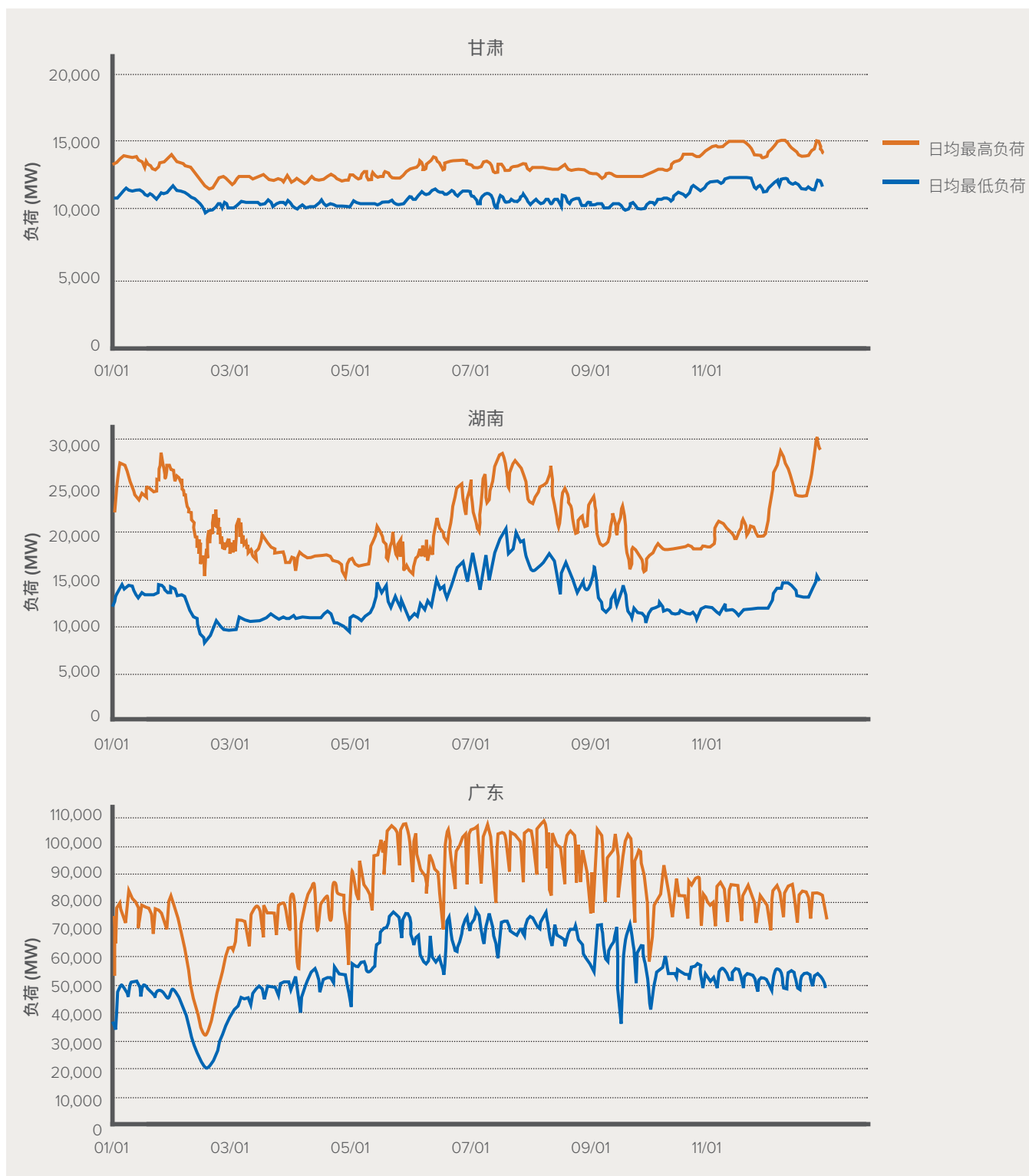
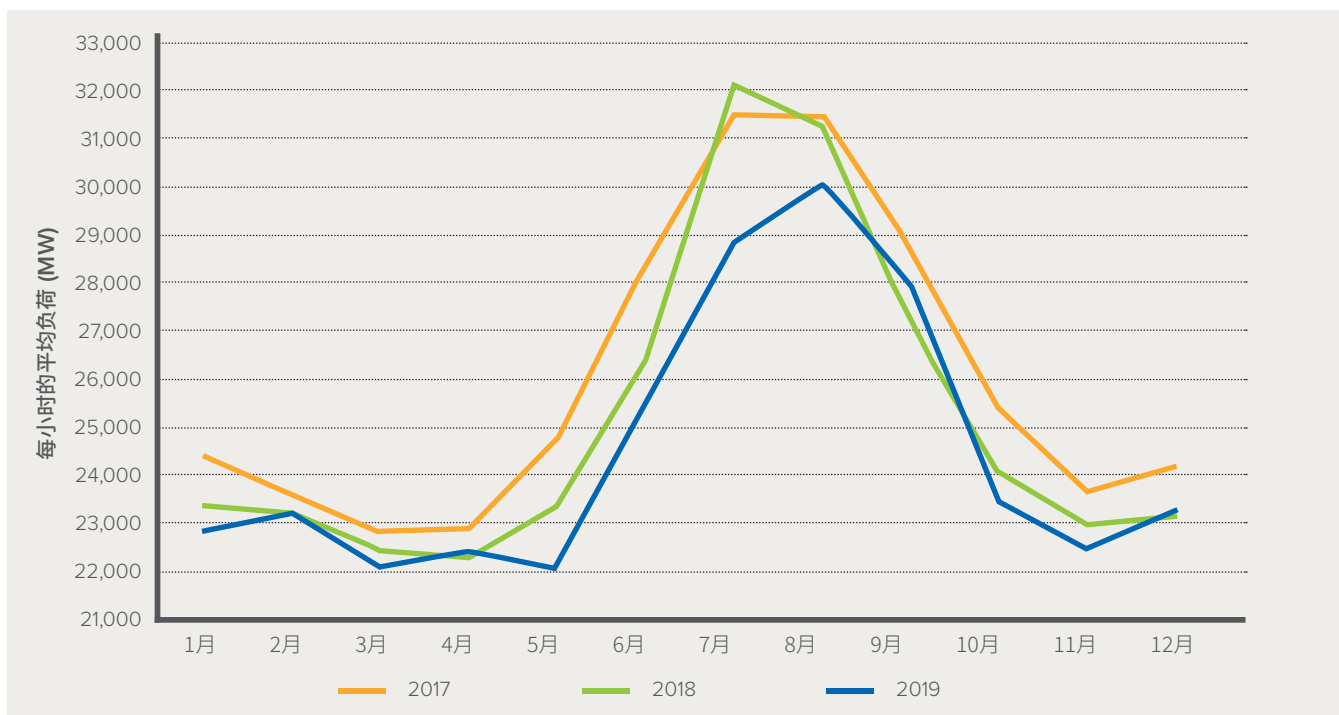


图 23

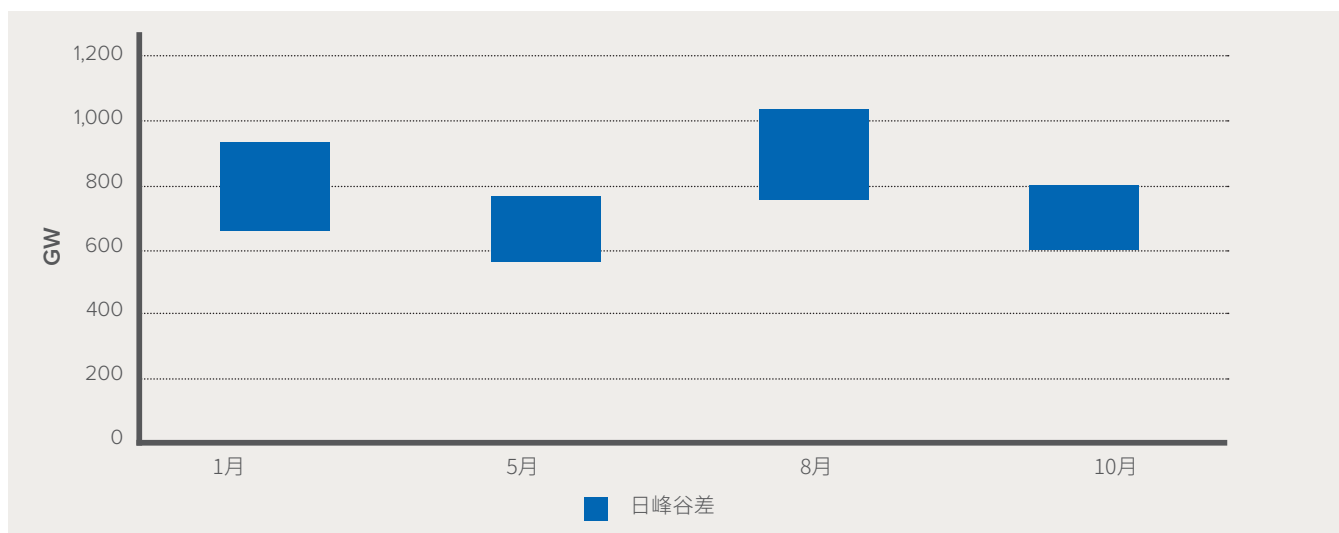
加利福尼亚州各月份每小时平均负荷^x



来源: CAISO

图 24

中国2019年不同季节日最大负荷和最小负荷



来源: 中国国家能源局

^x 2017年曲线比2019年曲线更能代表用电需求特点, 因为家用用户侧光伏发电设施的广泛应用减小了对电网供电的需求。

(2) 中国电力供应灵活性的两大重要特点

在供给侧，中国电力供应的两大特点将会给提高非水可再生能源比例带来挑战：

- **对煤电的依赖程度高**，煤电发电量约占总供电量的62%。如前文所述，在向高比例非水可再生能源电力系统转型的早期阶段，火电灵活运行是平衡电力供需的重要手段。由于燃气电厂更加灵活，以燃气发电为主的国家（如美国加利福尼亚州和英国，2019年燃气发电占发电总量的比例分别为42.97%和39.65%³⁴）面临的挑战往往小于以煤电为主的国家。当然，这个挑战也是可以克服的。如图18所示，燃煤电厂的灵活运行在德国发挥着重要的作用。而目前以燃气发电为主的国家也正在计划到2050年时，仅保留少量或者完全没有燃气机组，可见火电机组在未来电力系统灵活性方面的作用并非是不可替代的。中国正处于初始阶段，对煤电的依赖度高，在这种情况下，提高煤电灵活性就变得尤为重要，尤其是热电联产机组。^{xi}
- **中国的水电灵活性不高**。在许多地区/国家（如斯堪的纳维亚、瑞士、奥地利），水电被认为是最具灵活性的发电资源，可以满足日内和季节灵活性的双重需求。但目前，中国的水电在系统灵活性上并未发挥主要作用。其原因包括物理因素和合同（发电计划）因素。

在中国，从资源条件和电站形式上，水电的灵活性就不如其他国家。中国径流式水电站较多而坝式水电站较少，水库容量小且落差小。相比于欧洲，中国的水库大坝还承担着更多防洪、船运和灌溉的责任。由于降雨分布的影响，中国冬季和夏季的水电发电能力差别较大。此外，发电计划的刚性执行也造成了一定的影响，使一些可以灵活运行的水电厂只能按照平稳的方式运行，但此类问题很容易解决。

即便面临上述挑战，2030年实现非水可再生能源发电占比28%对中国来说也并非是高不可攀的目标，并且有潜力继续提高。如果从经济性出发，中国需要提高其煤电和水电的灵活性，并解决电网调度运行管理分散带来的挑战及缺乏市场价格信号等问题。

(3) 全国层面供需平衡

如果电力系统能够作为一个整体统一调度，省与省之间充分互连，中国很容易实现零碳投资情境中28%的非水可再生能源渗透率目标。

图25展示了2030年模拟的夏季和冬季典型的全国日负荷曲线，并根据情境中设定的风电和太阳能装机容量获得整体典型出力。对核电和水电出力做出了最保守的假设，即在日内完全不具备灵活性。尽管在实际运营中，水电还有很大的灵活性潜力。总负荷曲线减去这些非灵活性资源出力后剩余的部分，就是需要火电等可调节资源出力去满足的空间（图25负荷曲线下的空白部分）。

图26对图25中灵活性出力需求部分进行了单独展示，以明确对火电灵活性的需求。可看出在夜晚所需火电出力较高，而下午三点左右达到低谷。抽水蓄能作为调节资源能部分减少这种需求的波动和所需的火电灵活性。考虑已经建成、正在建设和已经规划的项目，2030年将有约81GW抽水蓄能为系统提供平衡服务。灵活性较高的燃气发电也可以满足晚上和夜间的部分调峰需求，并在下午三点左右完全关闭。在此基础上，剩余的部分就是对煤电的出力要求：

- 日内对煤电出力变化的需求较小，不足20%。这个数值远小于火电厂正常可达到的40%-50%调节范围。
- 傍晚时分出现最大爬坡需求，约为每分钟1GW，也远低于现有可用火电机组每分钟铭牌容量1%-2%的爬坡能力。

即便以当前燃煤电厂的灵活出力能力，也是完全可以平衡的：在实际操作中，风电和光伏出力的随机性（即便是将全国所有风光出力整合）会增加系统对短时灵活性的需求。但同样，在现实中水电是可以实现短时快速调节的，尽管在较长时间尺度的调节能力相对有限。

因此，从“全国统一调度”理论体系的角度来看，在非水可再生能源比例达到28%的电力系统中，供需平衡是可以轻松实现的，且无需对煤电或水电灵活性做重大改造。

^{xi} 中国北方的大多数火电厂都是热电联产机组，在冬季，为了满足供热需求，灵活性很差。

图 25

2030年中国典型冬季和夏季全国电力供需平衡模拟结果^{xii}

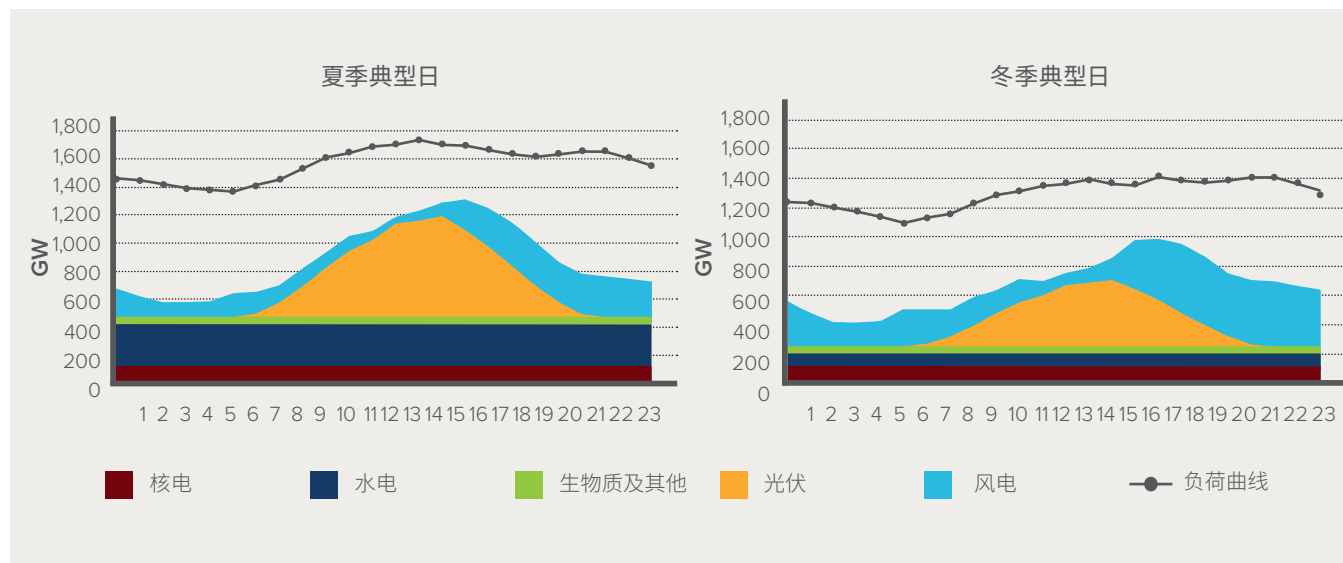
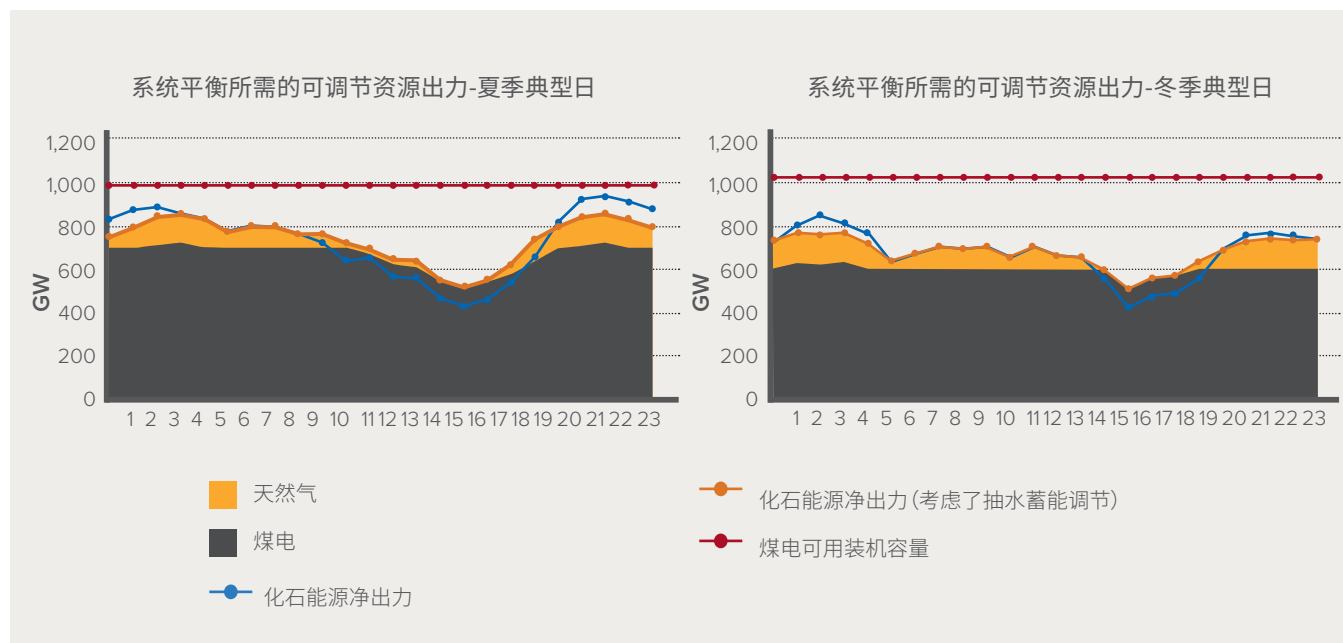


图 26

中国2030电力系统灵活性发电需求



^{xii} 负荷曲线和可再生能源曲线的绘制基于《重塑能源：中国》的模型假设。

(4) 省级供需平衡的复杂性与挑战

上述基于全国统一调度的理论性分析提供了有价值的信息参考。但在现实中，中国电力系统目前的调度运行方式是分散化的，通常以省份为主体。虽然同一地域辖区内的省份之间已经可以通过省间互济解决短时发电余缺问题，但日常调度决策者主要还是省级调度中心。同时，全国范围内的省间送电计划都是以年为单位制定，并在制定日计划时采用较为平稳、缺乏灵活性的固定曲线。这种分散式的机制限制了灵活性资源的潜力，提升了非水可再生能源增加带来的系统风险。

图27和图28展示了2030年情景下，典型送端省和受端省份面临的灵活性挑战。和上文类似，该情景中，假设水电出力是较为固定的，且省间外送/受入电力曲线也是固定的。

- 在图27显示的受端省份，光伏出力的增加有效地降低了午间高峰用电期间对火电出力的需求。但由于外来电和水电缺乏灵活性，基于目前燃煤电厂的灵活性能力，还不能满足夜间平衡的需求。同时在春秋两季，外来电和水电出力的相对固化甚至会导致火电厂在晨间时段完全没有出力空间。
- 在图28显示的送端省份，正午时间光伏大发，欠灵活的电力外送计划无法完全送出过剩的光伏发电量（导致弃光），而傍晚风电出力较大，会将火电出力空间压缩为零。这将要求每日频繁启停火电机组来平衡系统，这样的做法显然是不经济的。

虽然这里使用的仅为说明性假设，对现实情况进行了简化，但它们足以反映出基本问题。即受缺乏灵活性的省间送电计划及水电出力的影响，可再生能源比例越高，对煤电灵活性的需求就越高，甚至会导致成本过高或者完全不切实际。如果可以合理解决省间送电及水电不灵活的问题，电力系统将具备足够的灵活性满足2030年的发展目标。而在此之后，则需要继续开发更多的灵活性资源，包括：

1) 更灵活的跨省交易

目前，大多数利用远距离高压直流线路送电的省间合同都是年度合同，提前制定好了整体的送电计划曲线，日间的变化幅度很小。为了满足这种相对固定的送电需求，也为了确保特高压直流线路更高的利用率，通常要求火电与可再生能源捆绑出力。同时这也能满足送出省提高送电量以带动当地经济发展的需求。

但如本报告第三章节所述，从技术角度高压直流线路并不需要保持很高且恒定传输功率，灵活的省间送电计划是技术可行的。它既能够与送端省份可再生能源出力曲线更匹配，也能够与受端省份用电需求曲线更匹配。例如，如果在如图27所示的典型受端省份的外来电计划可以根据负荷曲线的形状变化，如在上午7-10点增加送电，并在夜间逐渐降为零。就可以同时降低受端省份的灵活性需求和平衡难度，也可以减少送端省白天的弃光（如图29）。

2) 提高燃煤电厂灵活性

燃煤电厂的灵活性受多个因素影响，包括装机容量、市场机制及相关激励机制。建议政策从以下两角度出发，提高火电灵活性，满足系统平衡需求：

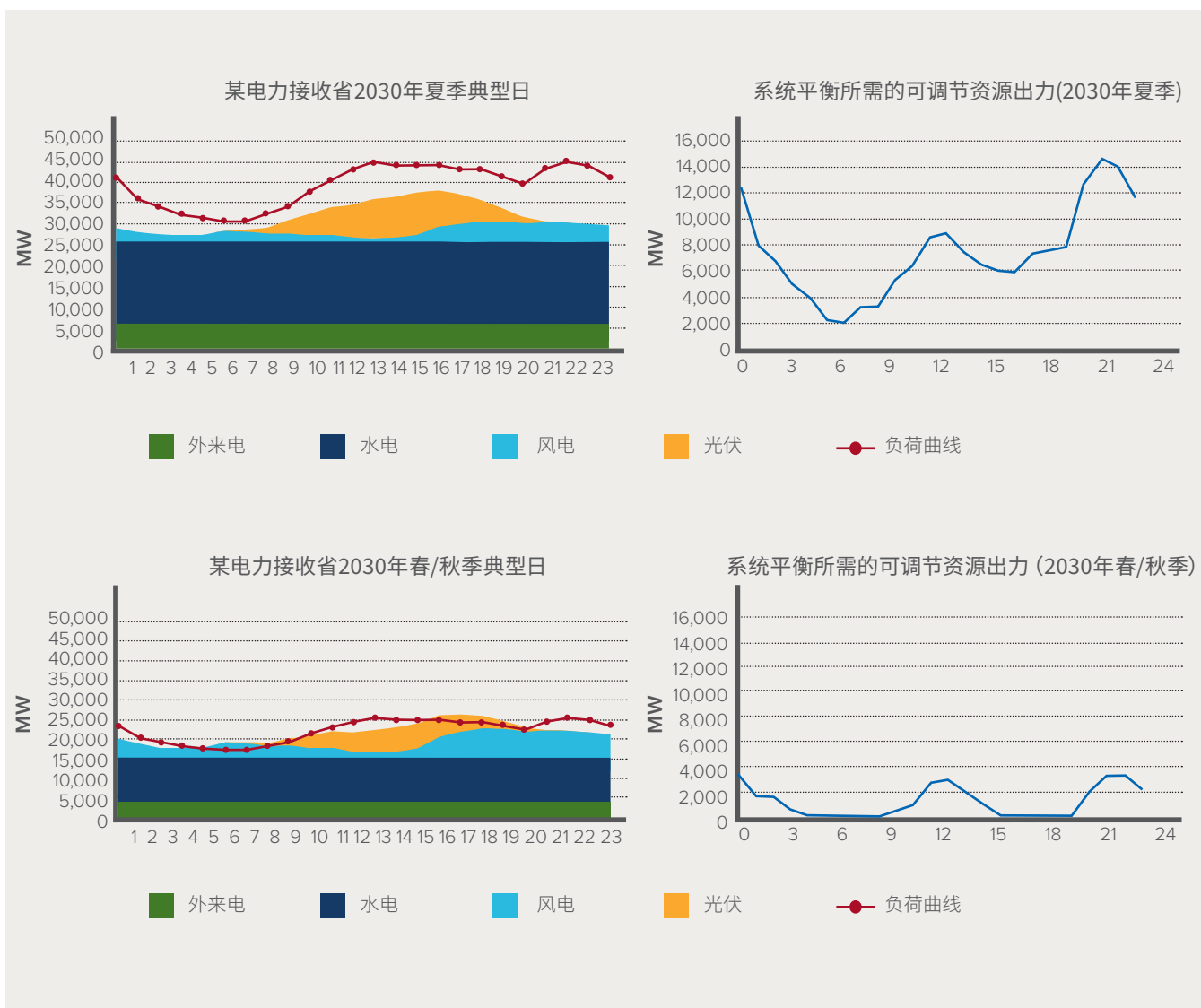
- **推进技术改造，提高火电物理灵活性。**燃煤电厂的灵活性天然不如燃气电厂，一是爬坡速度慢，二是“热启动”及“冷启动”的时间长。最小技术出力也是影响灵活性的重要因素。新的技术正在持续从这三个方面提升火电灵活性——逐渐降低最小技术出力，提高爬坡速率，缩短热启动和冷启动时间。图30展示了中国当前常规机组和先进机组之间的差距。

中国火电机组的整体技术水平是较为先进的。大多数燃煤电厂可以达到50%的最小技术出力，600兆瓦机组在不进行改造的情况下甚至能够达到40%。³⁵然而，改造后的火电机组能达到30%-35%，有些先进的火电厂甚至能达到15%-20%。³⁶如果机组需要供热，受供热约束影响，最小技术出力将需要增加20%-30%左右。因此，整体上有很大的提升空间。

中国“十三五”规划制定了220GW的改造目标——纯凝机组和热电联产机组的最低运行率分别从55%和70%-80%降低到30%-40%和50%。这将额外释放约占铭牌总装机容量20%的调节能力，即大约44GW。然而，到目前为止，这220GW目标中只完成了58GW。³⁷继续完成“十三五”规划目标，并继续尽可能提高煤炭机组的灵活性，应该被视为优先任务。

图 27

2030年中国中部地区某电力接收省典型日平衡模拟^{xiii}



^{xiii} 2030年图形仅为根据公共资源和基础假设绘制的说明性图形。数据与图形不代表真实情况。

图 28

2030年中国西北部地区某电力输出省典型日平衡模拟

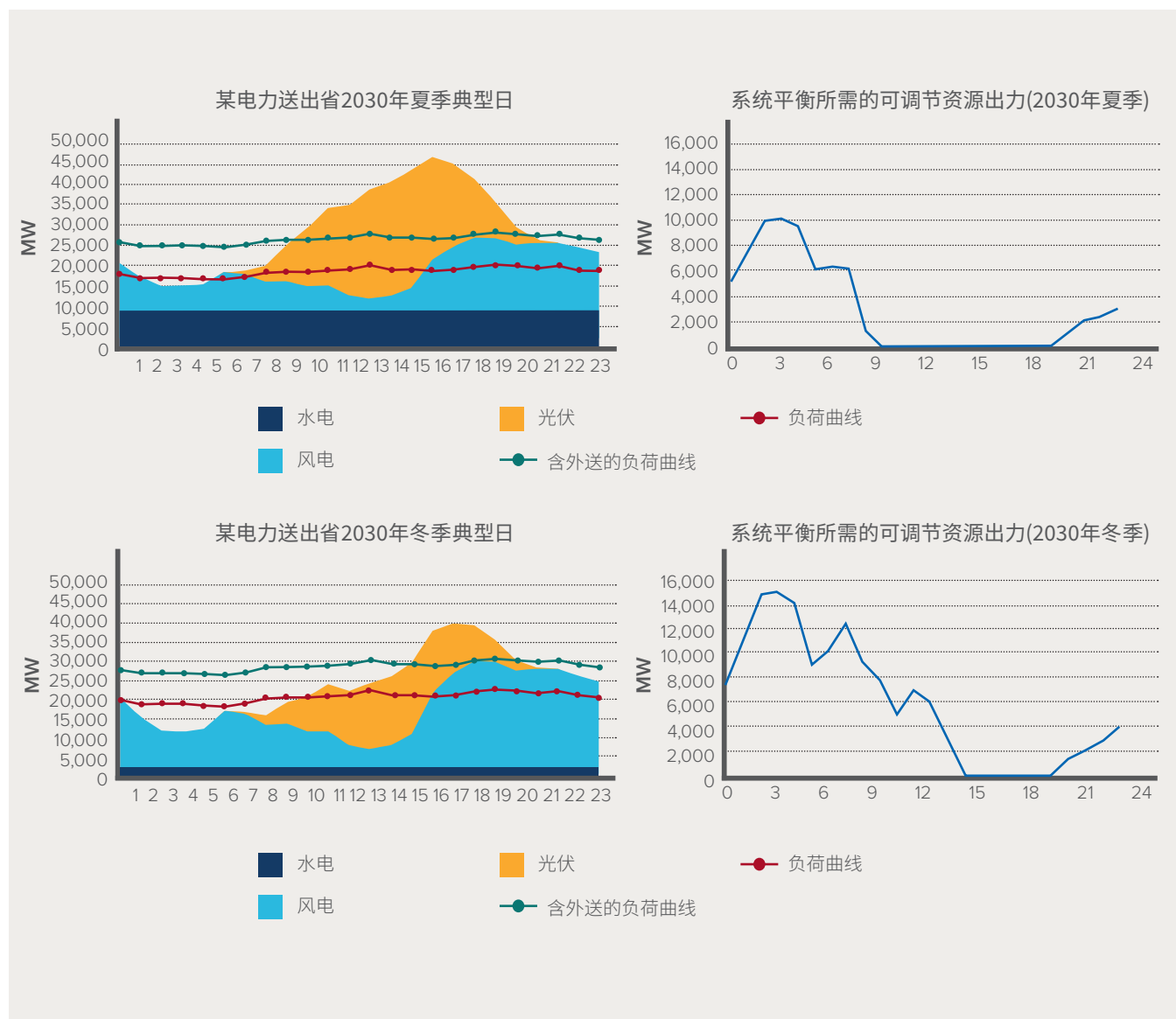
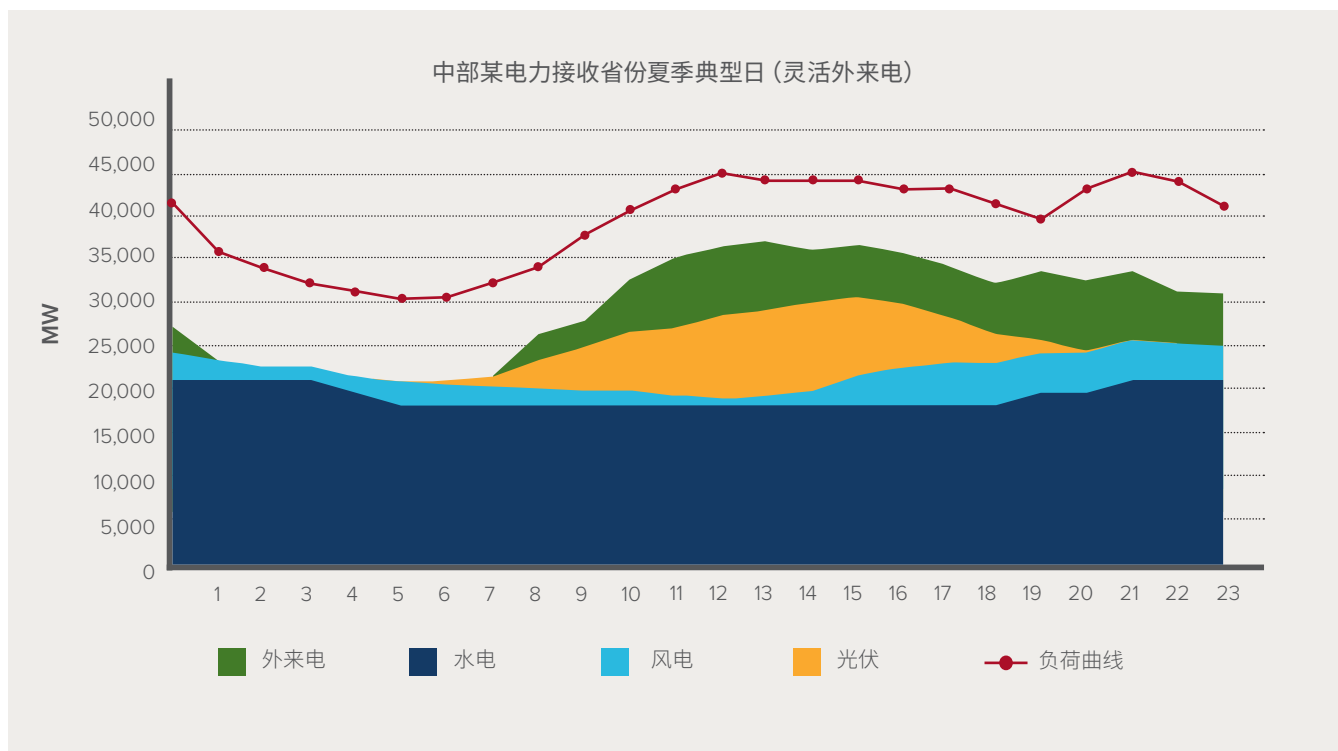


图 29

电力接收省份经过调整的灵活外来电计划



- **完善市场机制, 提高火电灵活性。**在2015年以前, 中国的做法是将发电量较平均地分配给每个火电厂, 并按制定好的发电计划执行。虽然超过30%的发电量已经进入市场(中长期市场为主), 但大多数发电量仍是按固定度电价格来获得发电补偿, 火电厂没有动力主动提供灵活性。如今, 在缺乏电能现货市场的情况下, 一些地区建立了调峰辅助服务市场, 通过价格激励燃煤电厂更灵活的运行。^{xiv}

随着电力系统向高比例非水可再生能源和其他零碳资转型, 火电比例将会持续下降。但未来一段时间内, 火电厂仍可作为灵活备用资源来使用。因此, 在电力市场中需要提高对灵活性的价格激励信号, 同时需要为其提供的备用容量服务进行补偿。

^{xiv} 中国的辅助服务市场通常包括调频和深度调峰(机组通过以降低到一定出力以下而获利)。这些辅助服务市场是在没有电能量市场的情况下, 基于当前的调度机制设计出来的, 主要目标是对发电机在默认/基荷出力外的其它贡献进行补偿。虽然同称为辅助服务, 但中国许多服务类别与国际上通常定义辅助服务并不相同。

图 30

中国典型火电厂灵活性³⁸

	常规机组	改造后机组
最小负荷 (%额定值)	纯凝机组: 50%-60% 火电联产机组: 60%-70%	纯凝机组: 30%-35% 热电联产机组: 40%-50%
平均爬坡速率 (%额定值/分)	1%-2%	2%-5%
热启动时间 (小时)	3-5小时	1.5-4小时

3) 提高水电灵活性

水电与煤电类似, 也存在两大关键问题——中国水电受物理条件约束的实际灵活性, 以及发电计划和激励措施对水电灵活性的影响。前者的改善需要进行大量的投资, 而后者可以通过电力市场改革得到快速改善。

中国国家发展改革委能源研究所2018年的分析表明, 可以通过电力市场改革和送电计划优化来挖掘水电在日内平衡中的巨大灵活性潜力。³⁹如图31, 在2020年, 水电的日内出力在100-200GW之间变化。该研究认为, 到2035年, 该范围可扩大至60-300GW, 并且在2050年前还有进一步提高的空间。如果实现了上述的灵活性提升, 将极大降低实现20%渗透率目标的成本和难度。

因此, 建议政策聚焦于:

- 识别出具有经济性的改造投资方案并予以落实, 提高水电机组灵活性的物理可行范围。
- 通过市场改革和发电计划优化来提升水电资源的灵活运行。

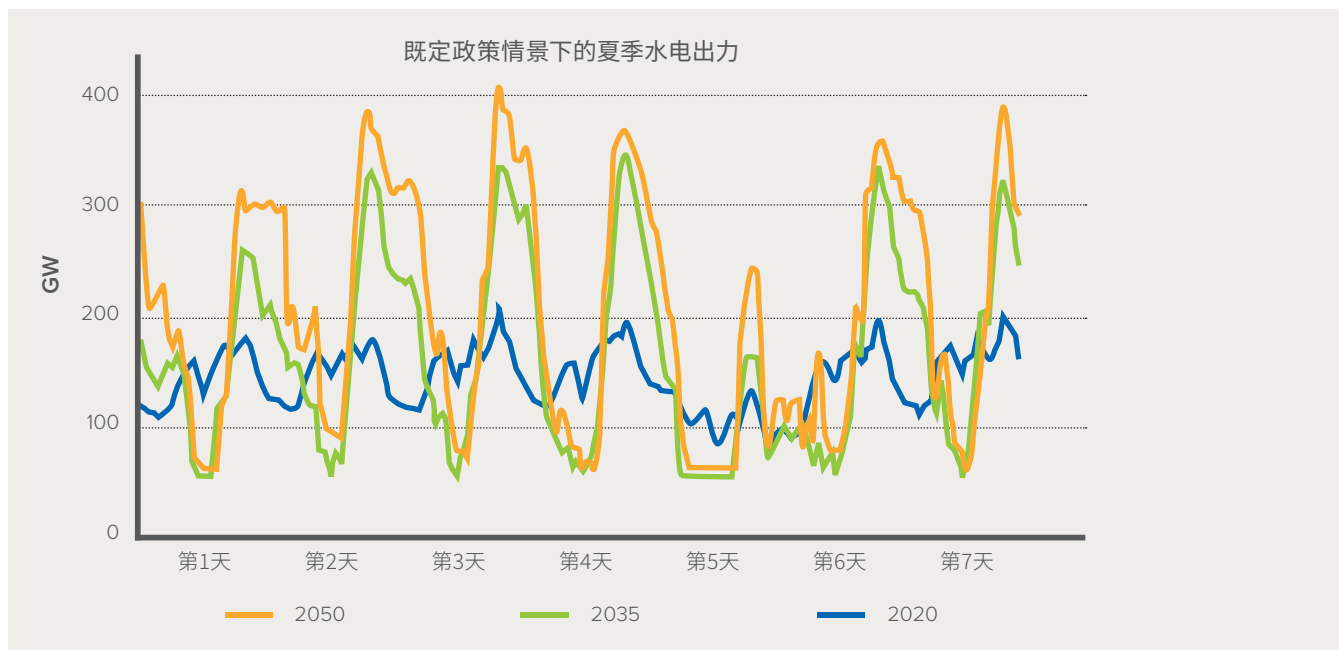
4) 未来中长期灵活性资源: 电池、氢能、需求响应

通过有效利用和开发跨省输电、火电和水电这三种灵活性资源, 中国可以在2030年前轻松实现非水可再生能源渗透率28%的目标, 并有望在2035年左右达到更高的水平。中国国家发展改革委能源研究所在2018年描述的2035年情景显示, 绝大部分的灵活性将来自于火电厂和水电厂, 电池储能在该阶段的作用还比较有限 (图32)。

随着可再生能源在2030年后的十余年继续快速增长, 新的灵活性资源将发挥越来越重要的作用。尤其在以下三个重点领域, 中国应在十四五规划中提前部署, 积极支持和培育这些技术的早期发展:

- **电池储能**的重要性和经济性将不断提高。中国在电动汽车行业处于领先地位, 这将是推动电池成本继续下降的重要因素; 固定储能系统 (ESS) 的经济性也将越来越好。因此, 应将固定储能系统作为提供调频、爬坡和日常供需平衡服务的替代方案。中国应为其引入竞价机制, 以激励该行业的早期发展。
- **需求响应**也将在提供灵活性, 尤其是在日内平衡中发挥重要作用。中国国家发展改革委能源研究所报告显示, 需求响应在未来十年的作用会越来越重要, 最终与电池储能都会发挥关键作用。鉴于它的长期战略地位, 未来十年内对于需求响应的开发就显得至关重要。这包括将电动汽车充电时间从早上转移到中午, 与光伏出力特性匹配; 以及对家用电器智能控制和非工空调系统控制等 (图33)。

图 31

中国夏季一周的水力发电模拟曲线^{xv}

来源: 中国国家发改委能源研究所

鉴于中国在多种软件和网络应用方面的实力, 以及作为全球最大市场所具备的定义通用标准的机会, 中国完全有能力成为电池储能技术应用的领导者。对包括人工智能、5G 和智能电网等“新基建”的投资已经被确定为中国未来5年的重点工作。这些投资的具体实施旨在确保智能需求侧管理系统和相关市场的快速发展。

- **氢能**-氢能主要通过电解水生产并在燃气轮机中燃烧或通过燃料电池发电。从长期来看, 将有望在季节性供需平衡中发挥重要作用。在推动电解槽设备成本下降方面, 中国已经处于世界领先地位。中国应采用多种措施继续推动这一行业的发展, 如设定明确的量化目标, 以及采取类似欧盟目前正在实施的补贴形式等。这不仅为中国积累在成本上的竞争优势, 还将为未来实现低成本可再生能源电力存储创造机会。

(5) 中国的电力系统总成本

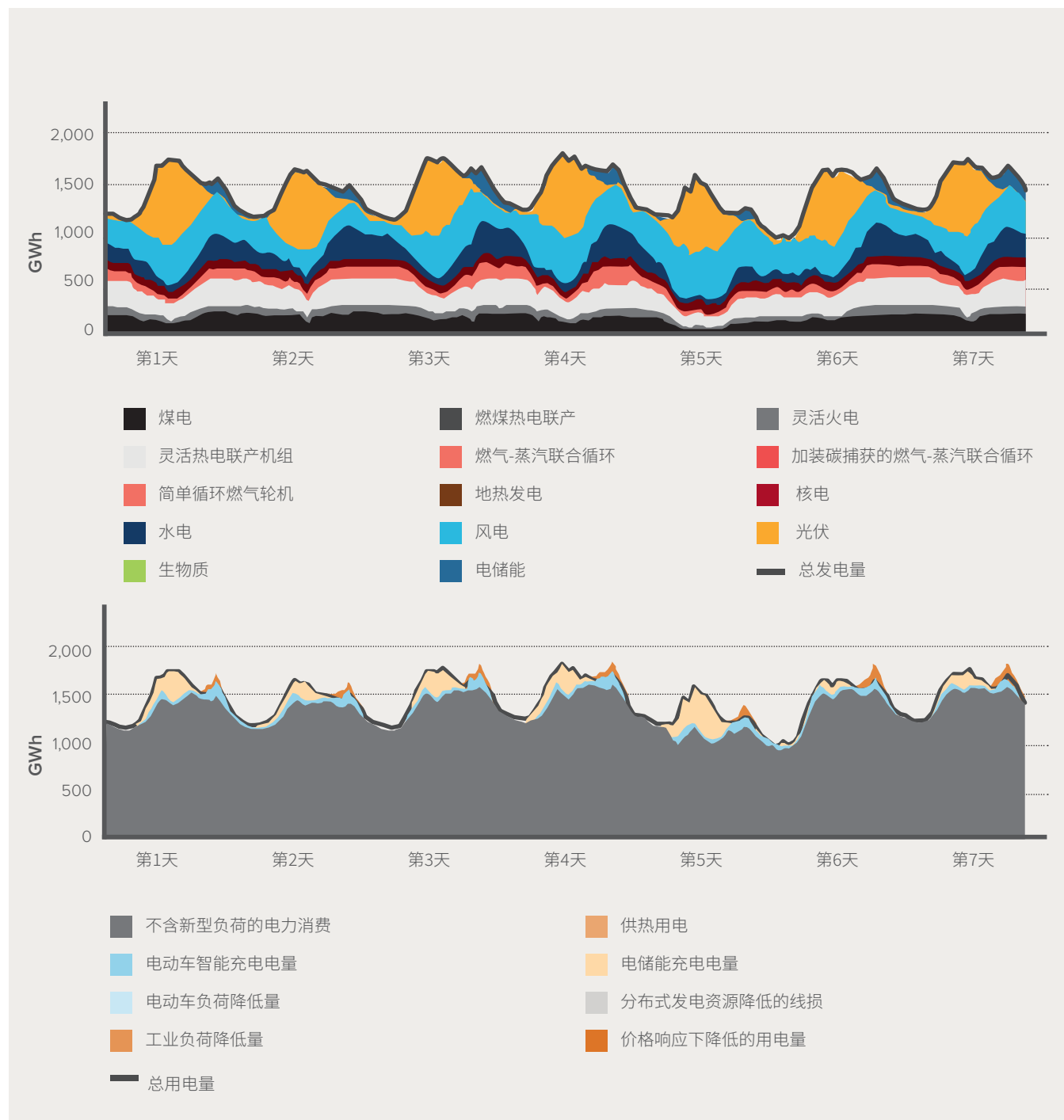
尽管增加某些灵活性资源会增加系统成本, 但合理利用需求响应等低成本调节资源将有助于降低系统成本, 并且随着时间的推移, 一些形式的灵活性资源 (例如电池和氢能) 的成本也会逐渐下降。同时, 未来可再生能源和其他零碳发电技术的成本也将远低于火电。

图34中对中国发电总成本的情景研究也印证了上述发展趋势, 即低碳/零碳系统的系统总成本很可能将会低于目前以化石燃料为基础的电力系统总成本。

^{xv} “既定政策情景是指基于能源转型、气候政策和环境政策方面的当前和已公布的政策。与2°C以下情景相比, 既定政策情景在2020年以后的可再生能源部署量更低, 煤炭、石油和天然气用量更高, 终端应用领域的电气化水平也更低。”

图 32

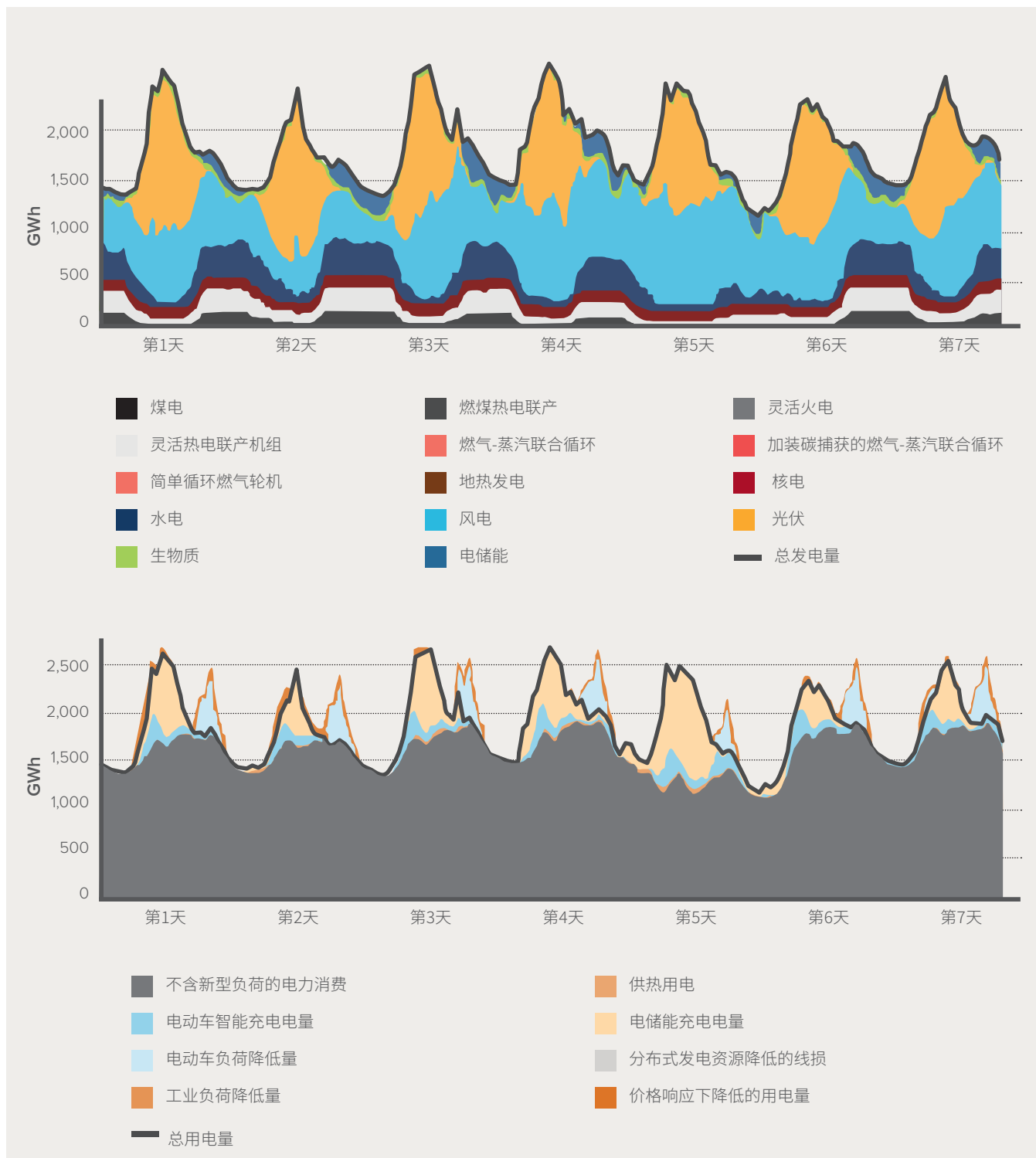
中国在2035年夏季的发电量与用电量预测曲线（既定政策情景）⁴⁰



来源: 中国国家发改委能源研究所

图 33

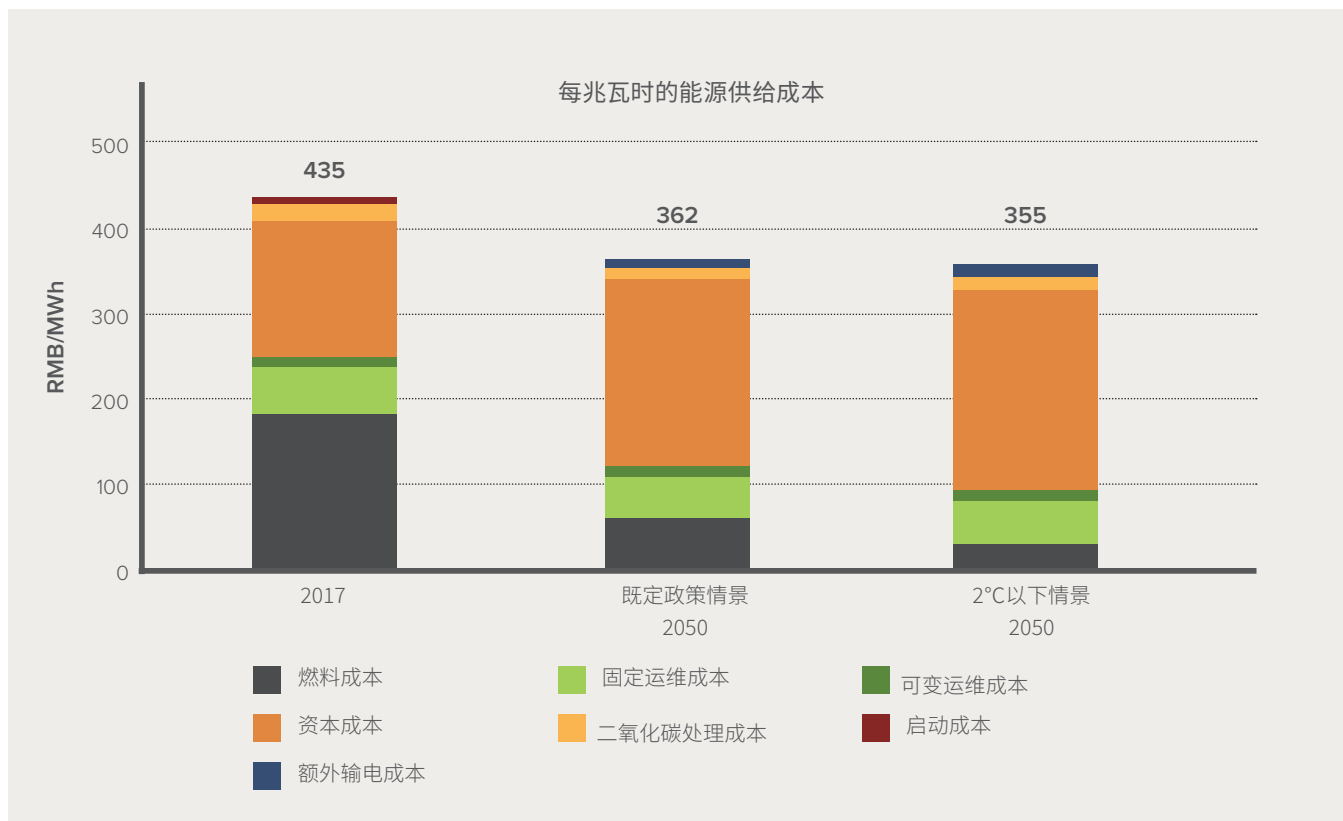
中国在2050年夏季的发电量与用电量预测曲线 (2°C情景) ⁴¹



来源: 中国国家发改委能源研究所

图 34

中国2017和2050年不同情境下的系统成本对比



5

未来10年电力零碳增长政策建议



未来10年电力零碳增长政策建议

毫无疑问，中国从现在开始不再建设新的燃煤电厂，并通过零碳电源满足未来新增电力需求，这在技术和经济上都是可行的。这一战略将推动中国按计划实现2060年碳中和目标。反之，如果仍然投资煤电，新增煤电资产将很有可能在未来被迫在使用寿命结束前关闭，造成投资浪费，带来重大资产搁浅风险，增加实现碳中和目标的难度。因此，确保十四五规划等政策与碳中和长期目标相一致至关重要，其关键在于：

- 提出明确的量化目标，允许更加多样的可再生能源电力采购形式，为可再生电力开发主体提供长期确定性，推动成本持续下降。
- 通过进一步完善电力市场建设、提高技术规范要求以及加大数据公开透明力度，高效地挖掘系统灵活性，实现瞬时、日内和季节性供需平衡。

通过明确的量化指标与政策来确保目标的达成

在全球范围内，可再生能源发电的成本正降至低于火电的水平，并且随着投资规模继续扩大，其成本还将进一步下降。因此，对补贴（售电价格预计高于火电价格的部分）的需求已经或即将消失。

但这并不意味着完全自由化的市场在现阶段是最合理的，因为中国仍需要通过不断推动可再生能源投资的增长，降低相关投资风险，确保项目投资回报，促进可再生能源成本持续、快速下降。因此，有效的电力市场政策应将明确的量化指标与能促进降低成本的机制相结合，并注重降低并网难度，鼓励长期市场化合同。

2030年和十四五量化目标

量化目标将推动中国风电和光伏项目开发和产业链实现降低成本的规模经济和学习曲线效应。未来十年和五年目标都很重要：

- 十年目标的重要性体现在，它可以避免在十三五后期多个省份出现过的由于提前完成装机目标，可再生能源发展速度放缓的情况。因此，应确立“所有新建装机都来自零碳电源”的指导性方针，并将其转化为零碳电力消纳率的具体目标，如图2所示的53%。

- 但同样重要的是，为十四五制定可再生能源消纳和装机容量增长目标，将其分解为每年的指标并对每个省份提出具体的要求。

要实现“所有新建发电装机都来自零碳来源”这一目标，装机容量目标应与图2所示的结果基本保持一致，包括：

- 风电和光伏装机都以每年50-60GW速度增长，到2030年各自达到800GW以上；
- 核电与水电也按照现有计划继续增长，到2030年分别达到120GW左右和440GW；
- 除已经在建的燃煤电厂外，停止新增煤电投资。^{xvi}

实现目标所需的政策

为了确保可再生能源的快速发展和成本的进一步下降，有必要通过多样的采购形式继续为可再生能源发电企业的大部分发电量提供长期稳定的价格保障。具体采购形式包括：

- 继续现行的平价制度以标杆煤电价为并网的光伏/风电项目提供价格保证。随着风电和光伏发电经济性的不断改进，签订标杆煤电价合约的陆上风电和光伏项目将获得越来越高的溢价，激励短期内的快速部署。
- 沿用竞价机制来确保激烈的竞争。中国也应考虑对特定规模的风电和光伏开发项目采用竞争性机制，给中标者相当一部分发电量提供确定的固定价格。随着时间的推移，竞价价格将逐步下降，渐渐低于目前标杆煤电价。如果其他两项政策下装机量不足以实现省级目标，就应启用此类竞价机制。
- 鼓励长期市场化合同。在大多数国家，上述两类政府组织的采购形式一直都是可再生能源发展的主要推动力。但在一些国家，特别是美国，市场化的长期电力合同（PPA）也发挥着较大作用。因此，最优政策也应激励大型市场化电力用户直接与发电企业签订长期电力合同，作为公开竞价机制的补充。可再生能源消纳责任制（通常称为“RPS”）将有助于推动市场化长期电力合同机制在中国的发展。

以上所有建议均需结合明确可再生能源并网规则，优化并网过程、降低并网成本。

^{xvi} 应制定全面的财政改革，使地方政府能够通过实施脱碳获得报酬，以支持这一目标。

通过市场和电网改革来支持灵活性电力供给

随着可再生能源发电成本的下降及其渗透率的提高，电力系统面临的关键挑战已从降低发电成本转变为本报告第四章讨论的问题——如何在小时、日和季节时间范围内实现电力供需平衡。在某种程度上，这是一个技术问题，可以通过技术创新和投资来提高火电厂和水电厂的潜在灵活性。但最重要的是市场和电网管理的改革，以及更透明的数据公开，以实现所有资源的灵活使用。

- **推进实时能源批发市场建设。**目前，实时价格信号缺失和经济激励不足，导致火电和水电运行缺乏灵活性。时间精度更高的日前和实时市场能发挥更大的作用，可以更好的将可再生能源出力的变化在市场价格中体现出来，并刺激所有系统资源通过跟踪价格信号来响应系统需求。国际经验已证明了这一潜力，中国也自2019年6月起在8个省份开展了现货市场试点。^{xvii} 但为了平衡众多利益相关方的利益和减少阻力，很大一部分机组或电量仍然遵循着原有的计划调度和标杆电价模式，这将会阻碍系统实现最优化和灵活运行的目标，放缓低碳化的步伐。
- **向所有参与者公平开放市场。**电力能量市场和辅助服务市场也应面向所有技术类型的机组公平开放。^{xviii} 仅涵盖部分种类机组或部分电量的开放市场将可能破坏市场的有效性，无法实现真正的优化调度。它还可能阻碍电力系统平衡技术的创新发展，而随着2030年以后清洁能源发电比例增长到较高水平，系统对这些技术的需求将越来越高。目前，电池储能只能在少数省份获得辅助服务的补偿，需求响应等需求侧资源能够日常参与的市场机制也尚未建立。
- **相互协调且灵活的跨省调度及区域市场。**正如本报告第四章所讨论的，如果中国作为一个统一的电力系统运行，到2030年，实现零碳投资情景的电力平衡将不会面临巨大挑

战；由于只有两家大型电网公司作为电力系统的主要运营者，中国比起其他国家地区更具备建立区域市场或协调跨省交易的优势。但目前缺乏灵活性的跨省年度交易和执行方式，将大大增加高比例可再生能源系统实现平衡的难度。要解决这一问题，应考虑：

- 短期内，在当前调度结构下要求跨省交易和调度能够更好地响应省级的价格信号，并与省级供需动态进行更加即时的协调。而不是采用目前作为边界排出省级市场、以年为单位固定价格和送电安排的方式。
- 在中长期，应坚持扩大调度平衡区域范围并发展高度协调的跨系统调度。
- **对技术中性容量市场的潜在需求。**良好运作的能量市场本身就能够提供足够的激励来帮助系统获得灵活性（这应是发展的重点），灵活性不断增加的火电厂也可以通过容量费用来获得补偿。尽管天然气电厂只在每年非常少的时间内才开启，能量市场将促进该领域的投资。但需要注意的一点是，容量市场的必要性和合理性应基于能量市场的稳定运行。同时，容量市场应面向所有可以提供所需服务和具备相关功能的技术类型机组开放，包括未来需求会逐渐增加的电池和氢能等。
- **数据披露及公开获取。**多样化的市场参与和公平的竞争可以提供低成本的灵活性资源并推动创新。保证市场参与主体对重要基本信息（如负荷分布和负荷预测等）的平等访问权，也是市场运行最重要的基础。目前只有少数几家主要公司拥有和控制专有数据，新的参与者很难有效参与竞争。因此，制定披露行业数据类型、精细度和频率的标准将是非常重要的。

^{xvii} 美国德克萨斯州ERCOT电力市场实行5分钟间隔的电能量市场和调度机制，成功激励了各发电机组灵活的运行和响应以获得更大的收益。在这种方式下，即使可再生能源的增长十分迅速，ERCOT并没有如预期那样对辅助服务需求大幅增加，因为合理设计的能量市场已激发了尽可能多的灵活性。

^{xviii} 风光可再生能源可考虑在市场结构尚未完善前维持目前的保障消纳模式。

优化电力规划流程以支持可再生能源项目的开发

更精细的预测和公开也是指导电网规划和引导投资所必须的。

- **全面且精细的负荷预测。**电力公司/电网公司目前会发布电力负荷分布和预测，但这通常只包括典型负荷曲线，和未来最大负荷或年用电需求的增长。目前在美国也激发大量讨论，认为这种只公布最大负荷预测，而不明确尖峰需求频率和时长的方式，很可能造成对火电投资的偏好而不利于其他储能及需求侧调峰选项。公开全年实际每日负荷曲线的详细数据，以及对这些数据将如何随需求增长而变化的预测，将有助于推动清洁能源更高效的开发和布局。
- **电网规划与可再生能源装机增长协调发展。**随着非水可再生能源渗透率的增长，应确保输电级和配电级电网升级规划都与长期可再生能源量化目标相协调。此外，透明地公开评估未来可再生能源并网消纳能力的方法学，将使可再生能源发电企业对未来的发展规划有更清晰的预判，从而制定长期的发展计划，降低可再生能源开发的非技术成本。

支持电网瞬时平衡管理的技术方法和市场机制

如本报告第二章节所述，要在2030年实现非水可再生能源比例远高于图2提到的28%，技术上显然也是可行的。但这将需要：

- **有效的辅助服务市场**，如调频辅助服务。就如同能量现货市场和容量市场，这些市场应都建立在“技术中性”的基础上。
- **技术管理升级。**本报告第三章描述的技术规范、并网要求和管理流程对于保证系统稳定，支持可再生能源高速增长十分重要，具体包括：
 - 优化非水可再生能源出力预测，减少弃风弃光，同时减少对系统备用的需求。
 - 对风电出力施加严格的规定，控制风电出力的大幅变化，减少对系统平衡的影响。
 - 强制要求非水可再生能源机组具备高电压穿越能力，提升在系统发生扰动时的运行性能，进而避免连锁故障。
 - 实现对系统惯性的量化和管理，保障可再生能源比例增加时的系统可靠性。

附录



附录

表A

2030年零碳投资情景的假设说明

发电量 (TWh)	2019	新增发电量 (TWh)	2030	组成比例
煤电	4,554	202	4,756	43%
气电	233	132	365	3%
光伏	224	887	1,110	10%
风电	405	1,364	1,769	16%
海上风电		251	251	2%
水电	1,270	371	1,641	15%
生物质发电	111	133	244	2%
核电	349	516	865	8%
总发电量	7,325	3,975	11,000	

总装机 (GW)	2019	2030	新增装机 (GW)	年新增装机 (GW)
煤电	1,041	1,041	0	0
气电	90	140	50	5
光伏	204	854	650	59
风电	204	804	600	55
海上风电	6	66	60	5
水电	328	440	110	10
生物质发电	23	50	27	2
核电	49	120	71	6

参考文献



参考文献

1. 中华人民共和国外交部 (2020), https://www.fmprc.gov.cn/mfa_eng/zxxx_662805/t1817098.shtml.
2. *Making Mission Possible – Delivering a Net-Zero Economy*, Energy Transitions Commission (2019), <https://www.energy-transitions.org/publications/making-mission-possible/>; *China 2050: A fully developed rich zero-carbon economy*, Energy Transitions Commission (2019), <https://www.energy-transitions.org/publications/china-2050-a-fully-developed-rich-zero-carbon-economy/>.
3. 数据收集自省级政府和北极星等渠道。
4. 国家发改委、国家能源局,《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》, https://www.ndrc.gov.cn/fggz/zcssfz/zcgh/201704/t20170425_1145761.html.
5. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
6. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
7. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
8. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
9. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
10. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
11. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
12. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
13. 国家能源局,《2020年光伏发电项目国家补贴竞价工作总体情况》, http://www.nea.gov.cn/2020-06/28/c_139172962.htm.
14. 数据收集自中电联、省级电力交易中心、中信证券等多渠道。
15. Bloomberg New Energy Finance, 1H 2020 LCOE Update, 2020.
16. 广东省能源局,《广东省海上风电发展规划(2017—2030年)(修编)》。
17. Bloomberg New Energy Finance, *New Energy Outlook*, 2019.
18. Julian Wettengel, “Renewables hit record 77 percent of German power on Easter Monday”, *Clean Energy Wire*, April 24, 2019, <https://www.cleanenergywire.org/news/renewables-hit-record-77-percent-german-power-easter-monday>.
19. Sophie Vorrath, “EU notches up new record daily renewables share of 55% in May”, *RenewEconomy*, June 10, 2020, <https://reneweconomy.com.au/eu-notches-up-new-record-daily-renewables-share-of-55-in-may-61133/>.
20. John Fitzgerald Weaver, “California solar + wind record high at 49.2%, renewable electricity peaks above 56%”, *Electrek*, March 27, 2017, <https://electrek.co/2017/03/27/california-solar-wind-renewable-electricity-record-high-peak/>.
21. Joshua S Hill, “British wind sets new 60% power share record”, *RenewEconomy*, September 1, 2020, <https://reneweconomy.com.au/british-wind-sets-new-60-power-share-record-70895/>.

22. *Annual report on market issues & performance 2019*, California ISO, June, 2020; and *Annual report on market issues & performance 2015*, California ISO, June, 2016.
23. Kevin Porter et al., “Variable Generation and Electricity Markets”, Energy System Integration Group, March 2015.
24. Clyde Loutan et al. “Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant”, NREL, March, 2017, <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf>
25. Zeng Hui et al., “Analysis of Australian 100 MW Energy Storage Operation and Its Enlightenment to China,” Automation of Electric Power Systems, April 25, 2019.
26. Udi Helman, “Economic and Reliability Benefits of Large-Scale Solar Plants”, Renewable Energy Integration, 2014.
27. Peter Fairley, “Can Synthetic Inertia from Wind Power Stabilize Grids?”, *IEEE Spectrum*, November 02, 2016, <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/renewables/can-synthetic-inertia-stabilize-power-grids>; and Radoslav Antic et al., “Grid Inertia Supporting by Energy Storage Inverters”, 2nd International Conference on Intelligent Control, Modelling and Systems Engineering (ICMS '14), January 2014, https://www.researchgate.net/publication/273203142_Grid_Inertia_Supporting_by_Energy_Storage_Inverters; and Zeng Hui et al., “Analysis of Australian 100 MW EnergyStorage Operation and Its Enlightenment to China,” Automation of Electric Power System, April 25, 2019: 86-92.
28. Ali Q. Al-Shetwi et al., “A Review of the Fault Ride Through Requirements in Different Grid Codes Concerning Penetration of PV System to the Electric Power Network,” *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, November 2015.
29. 国家发改委、国家能源局, 《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》, https://www.ndrc.gov.cn/fggz/zcssfz/zcgh/201704/t20170425_1145761.html.
30. *Annual report on market issues & performance 2019*, California ISO, June 2019.
31. “Electricity generation in Germany in August 2020,” Fraunhofer ISE, https://energy-charts.info/charts/power/chart.html?l=en&c=DE&source=all&stacking=stacked_absolute_area&timezone=use&interval=month&month=08.
32. *Making Mission Possible – Delivering a Net-Zero Economy*, ETC (2019), <https://www.energy-transitions.org/publications/making-mission-possible/>.
33. 国家能源局, 《各省级电网典型电力负荷曲线 (2019)》
34. “In-State Electric Generation by Fuel Type (GWh),” California Energy Commission, April, 2020, <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>; and “Electricity generation mix by quarter and fuel source (GB);” and Ofgem, July, 2020, <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-generation-mix-quarter-and-fuel-source-gb>.

35. 王仲颖等,《聚焦 | 京津冀电力系统灵活性提升的潜力与路径》,2020-9-24, <http://news.bjx.com.cn/html/20200924/1106649.shtml>.
36. 中国电力企业联合会,《中电联:煤电机组灵活性运行政策研究(摘要版)》,2020, <http://news.bjx.com.cn/html/20200702/1085571.shtml>.
37. 国家电网,《服务新能源发展报告2020》.
38. 王仲颖《聚焦 | 京津冀电力系统灵活性提升的潜力与径》,2020-9-24, <http://news.bjx.com.cn/html/20200924/1106649.shtml>; 李帅,《煤电灵活性改造仅完成规划目标两成什么原因?》,2019-1-9, https://www.sohu.com/a/287817137_120048522; 国家发改委,国家能源局,《关于提升电力系统调节能力的指导意见》,2018-2-28; 姜士宏,张俊春,《中国火电灵活性提升路线和关键技术》,2017-11;《供热改造及灵活性改造技术》,2018-3-21, <http://www.docin.com/p-2102227481.html>; 王仲颖等,《电力系统灵活性定义及资源特性》,2020-9-15, <https://www.china5e.com/news/news-1099874-1.html>; 李树明等,《350 MW 超临界热电联产机组灵活性改造分析》,发电技术,2018(10),39(5): 449-454.
39. 国家发改委能源研究所,《中国可再生能源展望2018》, Figure 7-27.
40. 国家发改委能源研究所,《中国可再生能源展望2018》, Figure 7-21.
41. 国家发改委能源研究所,《中国可再生能源展望2018》, Figure 7-23.



北京市朝阳区景华南街5号
远洋光华国际C座1606室
www.rmi.org

© 2021年1月 RMI版权所有。Rocky Mountain Institute® 和 RMI® 均为注册商标。