

# 平衡之道：中国电力系统灵活性与资产搁浅风险



## 关于碳追踪（Carbon Tracker）

---

碳追踪倡议(Carbon Tracker Initiative)是一支由金融专家组成的团队，致力于在当今的资本市场中使气候风险具体化。我们迄今为止在不可燃烧碳和滞留资产方面的研究，已经激起了如何将金融系统与低碳经济转型目标拉齐的新辩论。

[www.carbontracker.org](http://www.carbontracker.org) | [hello@carbontracker.org](mailto:hello@carbontracker.org)

## 关于作者

---

### 祈尚恩（Sam Clissold） - 助理分析师

祈尚恩于 2022 年加入碳追踪，担任电力和公用事业团队的助理分析师一职。在加入碳追踪之前，他曾在香港中信里昂（CLSA）的股票研究部门担任研究助理，专注于亚洲主题投资趋势和新兴市场宏观策略研究。

## 致谢

---

作者要感谢以下个人和组织就报告提供见解和观点。他们的意见和建议具有重要价值：澳大利亚亚洲协会的杨木易；英国驻北京大使馆金融与专业服务参赞高瑞（Rhys Gordon-Jones）；英国驻北京大使馆气候变化、能源和环境参赞孟姗兰（Shannan Murphy）；以及英国驻北京大使馆高级分析师赵嘉坤。

同样感谢碳追踪倡议以下同事对该项目的贡献和模型输出的审核：Mirabella Pulido、Richard Folland、Nico Gonzalez Jimenez、Lorenzo Sani、Jonathan Sims、Kofi Mbuk、Christopher DeVere Walker 和 Durand D'Souza。

# 目录

<b>1</b>	<b>关键结论和建议</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>简介</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>中国未来煤炭投资计划中的资产搁浅风险</b> .....	<b>6</b>
3.1	中国的煤炭投资计划可能导致因资产搁浅而造成高达 260 亿- 400 亿美元的价值破坏.....	6
3.2	热电联产确保稳定回报.....	9
3.3	中国的煤电扩张与之前禁止新建基荷煤电的声明不符.....	10
3.4	可再生能源成本下降，新增煤电装机容量不再具有财务合理性.....	11
3.5	中国可再生能源建设在全球范围内无可比拟.....	14
<b>4</b>	<b>不够灵活的电力定价和输电系统推动了煤电投资</b> .....	<b>16</b>
4.1	中国在 2021-2022 年间经历了一系列供电危机.....	16
4.2	中国电力市场改革进展.....	17
4.3	现有的输电基础设施往往仍未得到充分利用.....	18
4.4	储能利用的经济激励措施不足.....	20
<b>5</b>	<b>供给侧灵活性对减排至关重要</b> .....	<b>22</b>
<b>6</b>	<b>关键结论</b> .....	<b>28</b>
<b>7</b>	<b>附录</b> .....	<b>30</b>

## 1 关键结论和建议

2020 年 9 月，中华人民共和国宣布了全经济体于 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的目标。中国的排放量占全球总量的三分之一，因此该承诺是全球应对气候变化过程中最重要的承诺之一。中国的发电量约有 60% 依赖于火力发电，其中大部分是燃煤发电。因此，为了实现其气候目标，中国必须向低碳能源转型，以替代其对煤炭的依赖。受可再生能源相比于煤炭的经济优势驱动，中国在风能和太阳能的部署方面一直处于世界领先地位。然而，近期数据显示，目前约有 200 吉瓦的新煤电装机容量正在建设或处于不同的许可阶段，其中仅 2022 年就有 50 吉瓦已经开始建设<sup>1</sup>。如果按计划全部建成，这些机组将和现有装机一样承受财务压力，且不太可能在其运营期内收回投资成本。这种糟糕的财务情况表明，这些投资背后的主要动机是保障能源安全，而该动机和 2021-2022 年的一系列能源供给危机有关。不过，计划增加的煤电装机容量规模与中国的既定排放目标相悖，尤其是如果将其作为基荷电源的话。

- 中国计划投资超过 200 吉瓦的新煤电煤电装机容量，可能会因资产搁浅而导致 260-400 亿美元的价值损失。让计划中的机组全部完工会带来巨大的财务风险，并可能增加电力部门按时脱碳的成本。

为了减少资产搁浅的风险，如非对电网平衡或地区供暖具有绝对重要性，所有计划中的煤电机组均应取消或停建。不再新建基荷煤电的既定承诺应得到更严格的执行。

- 现有的电网管理和电力交易安排巩固了省级政府投资当地火电以应对电力需求增长和波动的动机。不灵活的长期电力交易的盛行抑制了更有活力的区域电力传输，促使了地方能源规划者投资于当地煤电以确保供电安全。

推动价格发现机制的发展和灵活的省际交易应作为当前电力市场改革近期的关键优先事项。扩大更短期、更灵活的电力交易渠道（如通过省际现货市场）可以释放中国电网的潜力，并降低新增煤电投资的动力。

- 对煤电机组进行技术改造以提高其灵活性，对减排、可再生能源整合和系统稳定性有重大积极意义。然而，目前还不清楚是否存在足够的经济激励措施，能让煤电厂对从基荷发电转向灵活发电的技术做出投资。

通过技术改造计划可实现的潜在减排和系统价值提升，值得其应用扩大到所有可行的机组。应优先考虑通过扩大辅助服务市场带来的市场外收入和实施竞争性容量市场，为运行中的煤电机组提供更大的经济激励，推动其转型成为更灵活的角色，从而加速基荷煤的退出和电力部门排放量的下降。

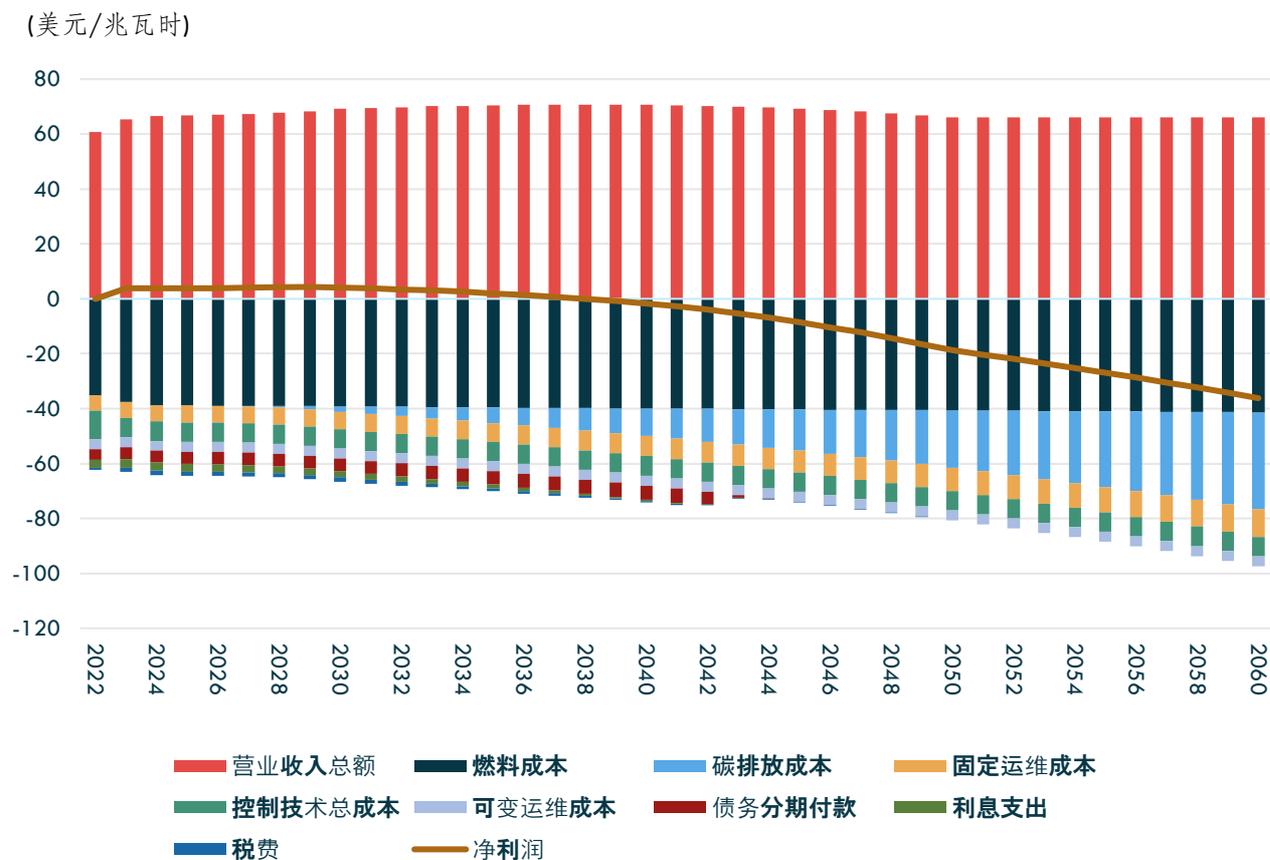
## 2 简介

鉴于机组自然运行年限一般为 30-40 年，要及时实现电力行业的脱碳，就需要中国计划中的绝大多数煤电机组提前退役，或将其利用率降至财务上不可行的水平。这意味着，当项目收入不足以收回投资成本时，中国计划中的煤电投资有可能“搁浅”。本报告旨在评估这些投资的财务风险，并为尽量减少未来财务损失和避免碳排放增长提供上层建议。我们进行了资产层面的项目财务建模，考虑了所有即将新建的煤电机组的运营利润、债务融资义务和税收支出。利用资产层面的财务数据，我们量化了计划中的煤电项目在符合国内和国际气候目标的多种淘汰情况下可能产生的搁浅资产余额。我们的建模表明，这些投资可能因资产搁浅导致 260-400 亿美元的价值破坏。因此，允许这些项目开始运营将增加电力部门按时完成脱碳的成本和挑战。

近期煤电投资的增加是在中国电力行业动荡时期的背景下发生的。2021 年，国内煤炭价格的急剧上涨使煤电行业面临严重的运营压力，许多煤电厂因无法收回运营成本而拒绝发电，导致了一系列停电事件。2022 年，极端热浪造成了电力需求空前激增，随后导致政府实施拉闸限电。为应对这些问题，政府开始通过市场干预来限制煤炭价格，并重新关注实施电力市场改革，以缓解煤电机组的财务压力。然而，这也伴随着巨额的煤电装机容量新投资，以求满足未来高峰需求的跃升，并避免 2021-2022 年的情况重复发生。

我们认为，按照目前计划的规模增加煤电装机容量，来满足电力需求的预计增长和管理未来高峰负荷波动，在财务上是一种浪费的做法。新的煤电容量将和目前的装机一样，因高燃料价格而面临紧张的利润率。因全国碳排放权交易系统（ETS）的实施而带来的碳价格上涨也将稳步侵蚀目前微薄的利润或负利润。在目前的市场结构下，要使机组恢复盈利，需要大幅提高电力价格，将商品和碳成本转嫁给实体经济。这将反过来给国内能源密集型产业带来压力，而这些产业在历史上一直是中国经济增长的支柱。

图 1: 当前计划的煤电装机总现金流和净利润估算 (2022-2060)



来源：碳追踪

这些新的煤电投资也是在可再生能源的成本下降已经超过关键的经济拐点后出现的。我们的分析表明，对于几乎所有的技术，以及在中国几乎所有的主要电网地区，风能和太阳能发电的平准化成本现在都低于新建煤电的平准化成本。这意味着，中国计划中的煤电厂可以取消，并由可再生能源替代，并且不会产生财务损失。

这些经济上的有利因素支撑着中国在推进可再生能源方面取得了巨大进展，这在全球范围内是无可比拟的。仅在 2022 年，中国就新增了 122 吉瓦的风能和太阳能，根据国际能源署（IEA）的数据，尽管煤电投资大幅增长，但这些可再生能源的投资是煤电投资的 11 倍<sup>ii</sup>。在发电量上，可再生能源约占总发电量的 13%，而煤电约占 60%。

虽然现在相对经济性的变化明确地倾向于可再生能源多过煤电，但中国的可再生能源发电集中在中部和北部电网地区，而最大的电力需求来源则位于南部和东部沿海的城市中心。运输这些电力有很大的挑战，目前受到许多技术和法规的限制。这些挑战被视作增加地方煤电装机容量的非经济性理由，因为这些机组可以被迅速调度以平衡电网。毫无疑问，确保在 2021-2022 年发生问题之后的电力供应安全，也是最近扩大煤电投资的核心驱动力，一些省份强制要求建设新的煤电电厂以支持可再生能源发电<sup>iii</sup>。

由于现有电网管理方法不利于区域间交易、储存容量的利用和低碳电力系统，这种情况变得更加严重。中国的大多数跨区域电力交易仍然是根据中长期的、预先商定的配

额来决定的。这造成了中国电力系统的脆弱性，意味着它难以对短期的供需不平衡做出快速反应。此外，不同地区电力定价的差异也会阻碍区域间的交易，因为省级电网可能不愿意以更高的价格进口电力。总的来说，确保用本地发电量来满足未来电力需求高峰的激励已经根深蒂固。因此，促进更有活力的电力交易以释放中国电网的潜力，应该是当前电力部门改革的首要任务。作为电力系统现代化长期改革探索的一部分，中国已经尝试了省内电力现货市场。在创建“全国统一电力市场”的更大范围的尝试中，2022年7月，第一个省际电力市场在中国南方电网地区开始试运行，不过所有现货市场的交易量都相对较低。扩大这些动态的短期交易渠道将会越来越重要，以平衡更多可再生能源发电可能带来的变化。

除了电网管理和交易的灵活性之外，加快电力部门脱碳的另一个关键因素则是可调度发电量的灵活性，以确保不断增长的可再生能源能够得到最大限度的利用。由于天然气的装机容量很少，中国只剩下煤电作为其主要的灵活电力来源。在目前的市场结构下，煤电厂的主要财务激励措施是以更高的基荷利用率运行，以增加长期批发市场的收入，这阻碍了可再生能源的整合，并增加了总体的碳排放。尽管之前承诺禁止新建基荷发电装机容量，但许多即将投产的机组的许可文件表明，它们计划以基荷发电方式运行<sup>iv</sup>。大多数煤电机组的设计并不灵活，这在过去造成了可再生能源的高度缩减，情况因此变得更加复杂。

中国已经认识到对灵活性的进一步需求，并实施了一项计划：对运行中的煤电电厂进行改造，以提高其灵活性和效率。该计划到2025年的改造目标是200吉瓦。这些尝试具有重大的财政和环境影响，因为灵活的操作意味着平均利用率和碳排放量的下降。这些潜在减排量的重要意义证明了将该计划扩大到所有技术上可行的煤电机组的必要性。然而，鉴于与改造相关的高额资本成本和机会成本，目前还不清楚是否存在足够的财务激励措施，能够使发电厂愿意实施这些改造。

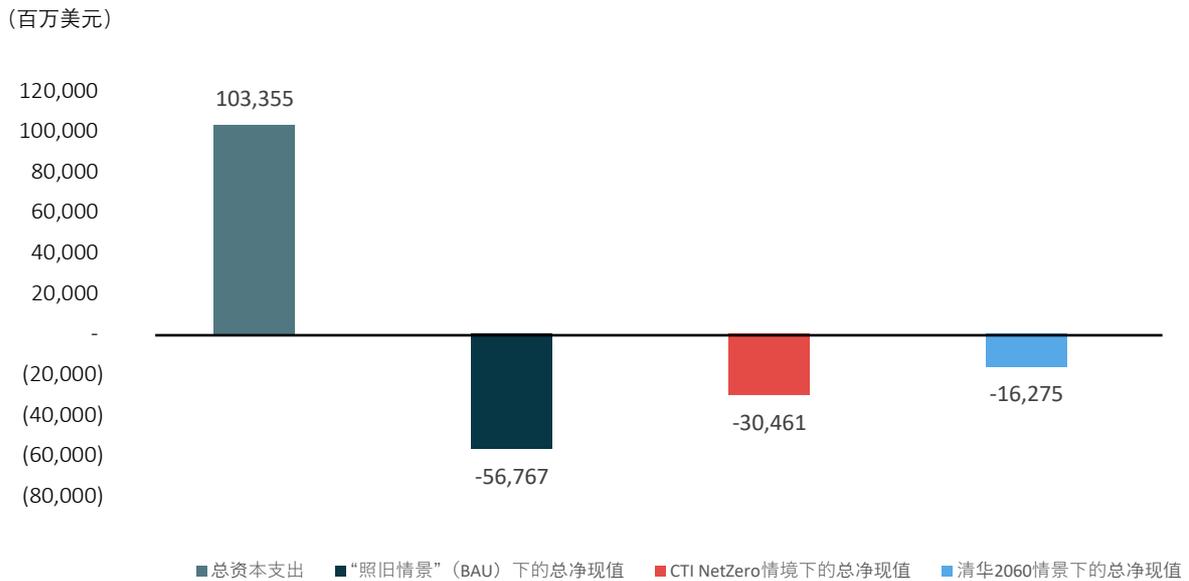
市场改革（如扩大电力辅助服务市场）为灵活发电创造了一些市场外的激励措施，这有助于解决可再生能源缩减的问题。这些市场也鼓励更多地利用储存容量，以取代煤电作为中期电网平衡提供者的角色。政策制定者应该扩大这些市场外收入计划，使灵活运行成为经济上有吸引力的、基荷运行的替代方案。还应该探索竞争性的容量市场，来帮助灵活机组支付固定成本和机会成本，因为它们不再作为基荷电力后就会失去批发电力的收入。在发展所有基于市场的计划时，中国应避免零敲碎打的做法，注重协调和整合，特别是在区域层面。这将有助于避免意外后果，例如现有的燃煤发电厂利用市场权力影响改革的方向。

### 3 中国未来煤炭投资计划中的资产搁浅风险

#### 3.1 中国的煤炭投资计划可能导致因资产搁浅而造成高达 260 亿- 400 亿美元的价值破坏

根据全球能源监测 (Global Energy Monitor) 的数据<sup>v</sup>, 在 2023 年 1 月, 中国有 317 个煤电厂正在建设或处于不同阶段的审批过程中, 总装机容量约为 200GW, 资本支出约为 1000 亿美元。为了评估这些投资的财务影响, 我们比较了每个资产在“一切照旧” (BAU) 的情景下 (即煤炭资产可以一直运营到其寿命结束) 和在限制排放的情景下 (即煤电厂为防止超出碳预算而被迫提前退役) 的净现值<sup>vi</sup> (NPV)。通过计算这些排放约束, 我们开发了一份煤电退出计划, 具体指明了每个煤电厂必须退役的年份, 以防止煤电排放超出安全水平, 其中要优先淘汰成本高、电网位置不利和类型老旧的电厂<sup>vii</sup>。为了模拟在限制排放情况下的 NPV, 我们使用了碳追踪的“2050 年净零排放”情景 (CTI NetZero)<sup>viii</sup>, 该情景预计未采取碳捕集措施的煤电产能将在 2040 年之前逐步淘汰, 与全球平均温度上升约 1.5 度的路径保持一致。我们还使用了清华大学的“2060 年碳中和”情景, 该情景与中国宣布的在 2030 年前实现温室气体排放峰值、在 2060 年实现碳中和的目标保持一致, 预计到 2050 年, 电力行业中未采取碳捕集措施的煤电将被淘汰<sup>ix</sup>。对这些情景下未来电厂的预期财务表现进行比较, 可以计算出资产搁浅余额<sup>x</sup>。

图 2：所有计划中的燃煤机组在“照旧情景”（BAU）与应对气候变化情景下的资本支出和净现值比较



来源：碳追踪数据

我们的建模表明，如果所有 200GW 的未来煤电装机容量都被接入电网，这些燃煤电厂将在 BAU 情景下带来约 570 亿美元的负净现值。而在受到排放限制（即煤电厂被迫提前关闭）的情景下，中国计划中燃煤项目的负净现值可能分别降至 CTI NetZero 和清华 2060 情景下的 300 亿美元至 160 亿美元之间。BAU 情景下的负净现值比排放限制情景下的更严重，反映出中国许多计划中的燃煤电厂要么从开始运营时就是亏损的，要么则是在自然运行到报废的过程中随着时间推移而变得无利可图。

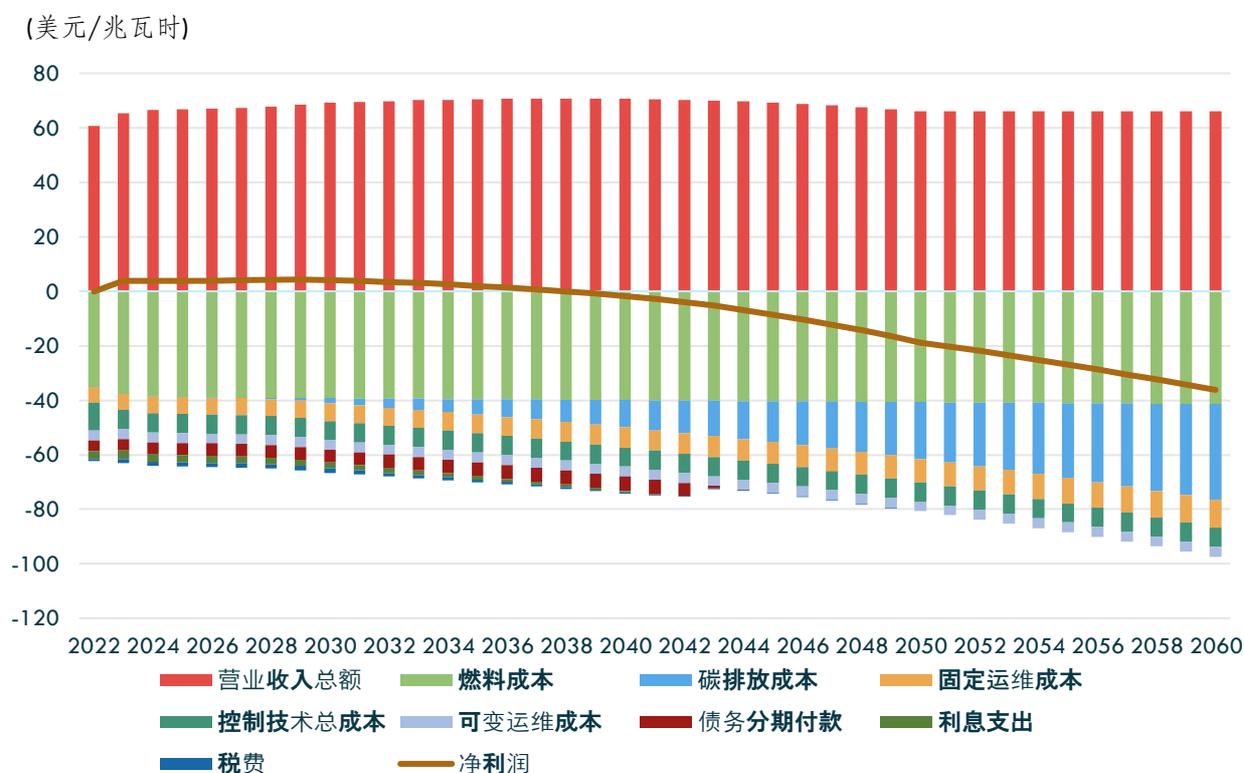
在发电厂预计能够产生正收益、提前关闭将导致未来利润损失的市场中，投资者将产生“正”资产搁浅余额，因为在 BAU 情景下的净现值大于在与气候目标一致的退役计划下的净现值。相比之下，由于中国大多数计划中的煤电厂预计在其自然运营生命周期内将无利可图，如果这些电厂在与气候目标一致的退役计划下提前退役，财务损失将较小。因此，在 CTI NetZero 和清华 2060 情景下，中国的煤电计划将分别面临 26 亿美元和 40 亿美元的“负”资产搁浅风险。

CTI NetZero 和清华 2060 情景中风险的差异反映了这两种情况下煤电开始退出的日期不同。在 CTI NetZero 中，中国的煤电退出在 2023 年立即开始；而在清华 2060 模型中，煤电退出至少要从 2030 年开始。虽然中国计划中的煤电站的财务状况目前非常脆弱，但我们的模型表明，这些电站的财务状况将在 2030 年代中期开始迅速恶化（更多细节见下文）。因此，清华 2060 模型中较晚的退出日期最初为一些电站在 2020 年代中后期偿还投资成本提供了更多的时间，解释了清华 2060 模型与 CTI NetZero 情景相比亏损较小的原因。然而，需要强调的是，根据国际能源署（IEA）的模型，与全球温度

上升安全水平一致的煤电退出必须在 2030 年之前开始，这与巨大的负面搁浅风险一起，凸显了约束这些新建煤电装机容量投资的财务和环境激励。

自 2021 年开始，中国国内煤炭价格的快速和持续上涨，加上不灵活的电力定价机制，导致许多煤电厂无法收回增加的成本。许多发电厂因此拒绝运营，这也是自 2021 年起一系列停电事件的起因之一。作为回应，监管机构实施了半市场化的煤电定价（电价可以围绕固定省级基准上下浮动 20%），要求高耗能用户在竞争性的批发市场采购电力，并对国内煤炭价格设置了上限<sup>xi</sup>。这些干预措施减轻了燃煤发电厂面临的一些压力，但中国许多煤电厂仍然难以实现盈亏平衡。虽然出现了这些损失，但 2022 年仍有 50GW 的装机容量开始建设，相比 2021 年增长了 50% 以上<sup>xii</sup>。

图 3：当前计划的煤电装机总现金流和净利润估算（US\$/MWh）



来源：碳追踪数据

长期不盈利主要是由于可再生能源的增加导致煤的利用率（以及相应的电力销量）降低，同时 2021 年全国碳排放权交易系统（ETS）引起的碳成本上涨也侵蚀了电厂的利润<sup>xiii</sup>。尽管煤电机组的相对经济效益因电网区域的不同而有所差异，但在利用率下降和碳价格上涨的情况下，未来的煤电投资将在 2040 年之前出现净利润转负的情况。因此，煤电将越来越依赖于市场干预和国有银行提供的软预算约束。在当前的市场结构下，要想盈利，就需要大幅提高电价以应对高昂的大宗商品和碳成本。这将给中国的高能耗制造业施加压力，而这些产业一直是中国经济增长的支柱。

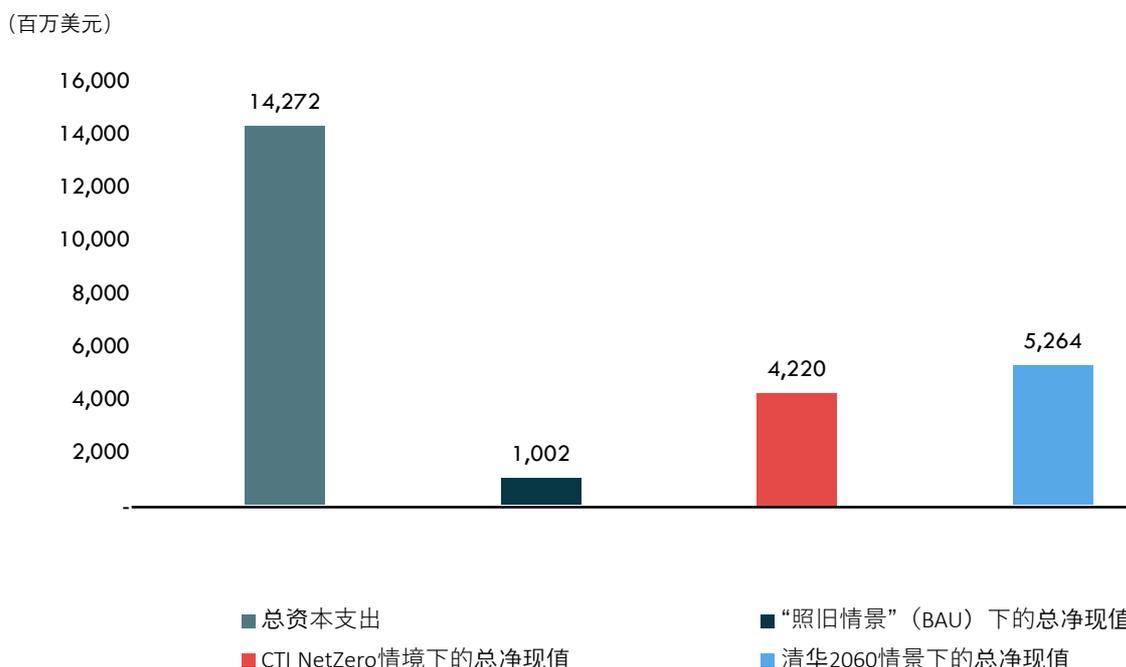
这些数据清楚地列出了中国存在从利润出发的动机，即通过减少未来的煤电投资来降低潜在损失。我们明白，确保电网稳定和供应安全需要稳定的电力储备。然而，在没

有明确的退出策略的情况下，潜在的煤电投资规模可能会不必要地增加碳排放，并耗费有限的财政资本，而这些资本本可以用于与中国已声明的电力部门脱碳目标相一致的投资，如灵活发电、输电和储能等。

### 3.2 热电联产确保稳定回报

在本报告中，我们针对热电联产电厂（CHP）进行了单独的建模。热电联产电厂在当前计划中的总量为 30GW，约占计划总量的 15%。热电联产电厂，也称余热发电厂，能够回收燃煤发电过程中产生的热能，并将其卖出用于供暖和工业用途。在中国，大多数热电联产电厂位于冬季严寒的北方地区。捕获热能并出售也就意味着，相对于只发电的电厂，热电联产电厂具有额外的收入来源。此外，风电和光伏等可再生能源技术通常不会提供热能，因此在许多情况下，这些技术不能直接替代燃煤热电联产电厂的作用。最后，虽然中国一直在推行电力体制改革以调度煤电和为其定价，但区域供暖的社会重要性意味着热电联产电厂在冬季默认“必须运行”，常常享有优先调度和按成本加成法计算的补偿，这意味着当前的政策环境为其保证了一定的回报<sup>xiv</sup>。为了反映这些事实，我们囊括了从供热销售中获得的额外收入，并调整了容量系数情景以考虑其“必须运行”的地位，并优先考虑煤电机组的尽早淘汰，而非热电联产电厂。

图 4：所有计划中的热电联产机组在 BAU 情景和与气候目标一致的情景下的资本支出和净现值（百万美元）



来源：碳追踪数据

相对于 140 亿美元的资本支出，在 BAU 情景下，中国计划中的热电联产机组将产生 10 亿美元的正净现值，在 CTI NetZero 和清华 2060 情景中分别增加到 42 亿美元和 52 亿美元。所有方案中的正净现值余额都是由于热能销售带来的额外收入，以及相对于电力设备而言较晚的淘汰时间，意味着热电联产厂有更长的运行时间来赚回投资成本。然而，在与气候目标一致的情景中，较大的净现值余额（以及由此导致的负搁浅风险）再次反映了随着中国接近其脱碳目标，碳价格上升的预期。尽管热电联产目前是以成本加成的方式进行补偿，但在目前的市场结构下，这些补偿机制不够灵活，无法将更高的碳成本转嫁给消费者。这意味着许多效率最低的热电联产机组将被迫吸收这些增加的碳成本，在其自然运行寿命结束时转为亏损。提前关闭这些电厂可以避免一些预期的财务损失，从而在有序的淘汰方案下产生更大的净现值。重要的是，中国的许多热电联产厂被设计成同时产生热量和电力，或者只产生电力<sup>xv</sup>。因此，出于环境和财政方面的考虑，重要的是不要把打着增加热电联产装机容量的幌子，实际上增加纯粹用于基荷发电的煤电装机容量。

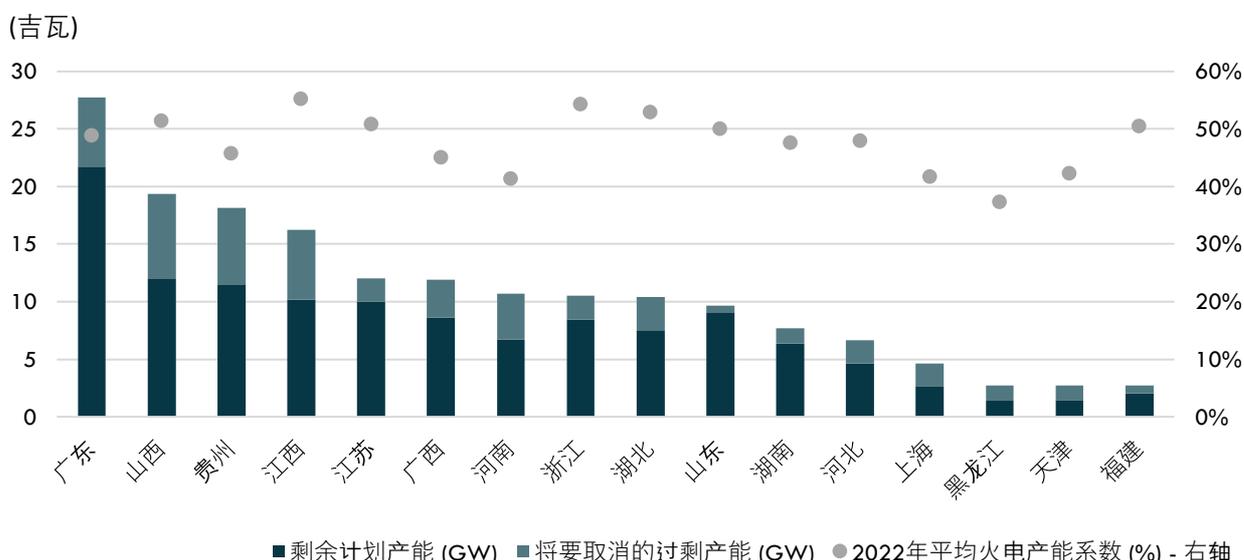
### 3.3 中国的煤电扩张与之前禁止新建基荷煤电的声明不符

未来燃煤机组预期的财务表现不佳，这意味着扩大煤电投资的核心动机可能是省级政府希望避免过去两年全国范围内发生的严重电力供应短缺的情况（详见下文）。2019 年，中国电力企业联合会的一位主任表示，在“十四五”规划期间可能新增 150 吉瓦的煤电装机<sup>xvi</sup>，强调了在可再生能源发电量增加的情况下对可调度储备的需求。2021

年，国网能源研究院重申了这些声明<sup>xvii</sup>。此外，国家能源局在 2022 年表示，“原则上”不再新建单纯以发电为目的的煤电项目<sup>xviii</sup>。

相比于基荷发电厂，主要用于电网平衡的发电厂意味着较低的容量利用率（和排放量）。然而，许可文件表明，许多计划项目的装机意图以基荷电源的利用率运行<sup>xix</sup>；计划的 200 吉瓦装机容量也明显高于平衡可再生能源所需的最大预估容量。结合预期回报较差的情况，这些电厂中可能会有许多最终停建或取消，特别是那些并未认定为对电网灵活性或城市供热有必要性、且仍处于许可早期阶段的电厂<sup>xx</sup>。根据我们的分析，取消 50 吉瓦预期利润最低的非热电联产机组（这些机组位于目前利用率最低的省份，而且尚未完成许可流程），可能会使 CTI NetZero 和清华 2060 两种情景下的潜在资产搁浅分别降低约 85 亿美元和 105 亿美元。

图 5：预测的电网平衡需求煤电装机容量过剩情况



数据来源：碳追踪&全球能源监测

取消这些机组将成为减少计划增容的最具成本效益的手段，以符合先前所述的电网稳定所需最大容量的估计。在目前的定价机制下，完成建厂的项目将会把最大限度的发电作为其财务激励，这将不利于可再生能源的整合，并增加碳排放。因此，应更严格地执行禁止新建基荷煤电的承诺，取消或停建所有超过电网平衡或区域供热所需水平的计划容量装机。

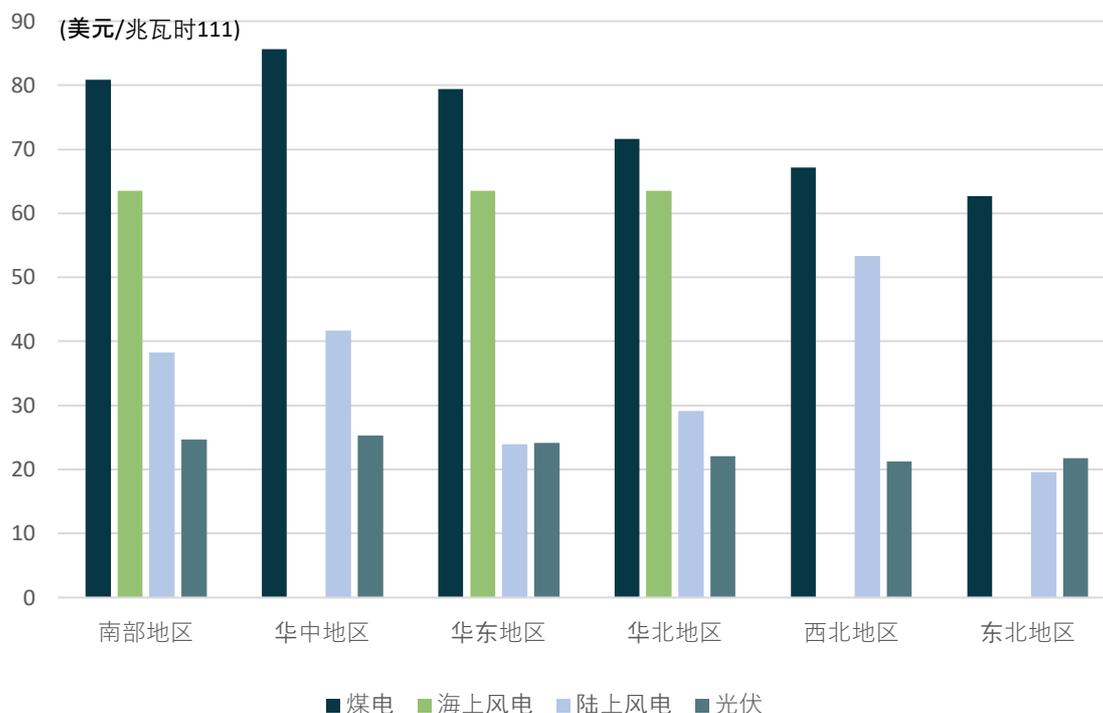
### 3.4 可再生能源成本下降，新增煤电装机容量不再具有财务合理性

这些煤电新增容量的出现，恰逢中国煤电与可再生能源的相对经济性超过了关键的拐点。虽然普遍认为平准化度电成本（LCOE）分析法存在一定限制，但这种方法可以简单地视为观察发电资产相对经济性和资本成本随时间变化的一种代表。将电网限制因素暂置一旁，当可再生能源技术的 LCOE 低于煤电时，新建可再生能源项目要比新建的煤电厂成本更低。在此次分析中，我们对中国各大电网区域的风电和光伏项目的未补贴 LCOE 进行了建模，并将其与新建煤电的地区 LCOE 进行了比较。由于中国幅员辽阔

、内部地理差异显著，可再生能源技术的容量因子（以及受此影响的 LCOE）因地区而异，尤其是风能。同样，由于地方资源禀赋不同，中国各地区的燃料价格存在显著差异。由于需要支付更高的运输费用，中部、东部和南部地区的煤电厂成本更高。

本报告附录中有一张完整的表格，展示了可再生能源 LCOE 与新煤电成本的对比。但总体来说，我们的分析表明，几乎所有的可再生能源技术，在中国的几乎每个主要电网地区，LCOE 均低于新建煤电。由于燃料成本的地区差异，煤电的 LCOE 从东北的 63 美元/ MWh 到中部的 86 美元/ MWh 不等。即使在最低限度下，陆上风电和海上风电（在适用时）的 LCOE 下降也意味着，在每个主要电网地区，现在建造这些技术的成本都比建造新的煤电要低得多。这些成本差异在光伏方面最大，平均而言，光伏在 LCOE 基础上比煤电便宜 51 美元/ MWh。陆上风电成本也很有竞争力，平均 LCOE 目前比煤电低 40 美元/ MWh。西北地区是个例外，该区域较低的煤价和风速让陆上风电与煤之间的平均成本差距减少到了 14 美元/ MWh。

图 6：中国各地区电网的可再生能源发电与煤电 LCOE 比较



来源: 碳追踪数据

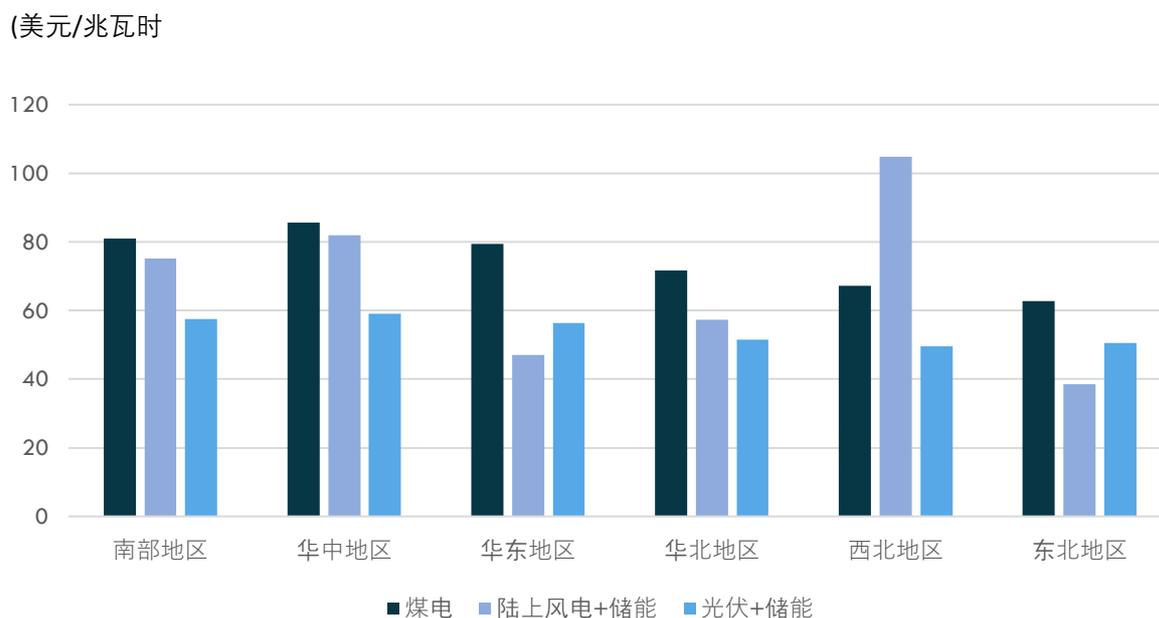
对于非内陆的电网地区，我们建立了海上风电与煤电的 LCOE 模型。与陆上风电相比，建造海上风电涡轮机的复杂性更高，这意味着其资本成本更高，尤其是在远离海岸的更深水域。尽管资本成本较高，但按平准化计算，海上风电依然平均比新建煤电便宜 14 美元/MWh。我们在区域层面上比较了海上风电和新建煤电的平均 LCOE，报告显示，特定的海上风电项目已经在某些省份实现了相较于煤电的平价上网。例如，山东省国家能源局在 2022 年底发布的一份通知<sup>xxx</sup>中称，一个 500 兆瓦的海上风电场以相当于 57 美元/MWh 的 LCOE 并入电网，大致相当于该省煤电的上网电价。这些成本的下降

表明，即使与最昂贵的可再生能源技术相比，投资新的煤电装机容量也已不再具有财务合理性。

将可变电源并入电网的挑战通常意味着增加燃料（如煤炭、核能和天然气）装机容量，以确保充足储备电网稳定所需的调度能力。然而，即使考虑到建造具备现场储能的可再生能源会增加资本成本（大约会使 LCOE 翻倍），这些技术仍然跃过了上文提到的关键经济拐点。在平准化基础上，建造带储能的太阳能比煤电便宜约 20 美元/MWh；对于陆上风电，将项目与储能相结合，平均而言比煤电便宜 7 美元/MWh。

在建模中，我们考虑了足够提供四小时储能时长的成本假设。对于光伏发电，较高的利用率意味着开发商可以在现场安装电池，将白天发电的电能储存起来，以满足晚上日益增长的用电需求，从而提升项目的经济效益。相比之下，风速波动较大，有时持续低迷数天甚至数周，这也解释了为什么建造带有储能的陆上风电项目的经济性不如光伏项目有利可图。此外，需要强调的是，建造带有现场储能的可再生能源发电项目通常仍面临技术挑战和市场壁垒，特别是在大规模部署时，因此具体项目经济情况可能会偏离 LCOE。这些问题在第 45 节中更深入地讨论。

图 7：中国各地区电网“可再生能源+储能” LCOE 与煤电 LCOE 对比



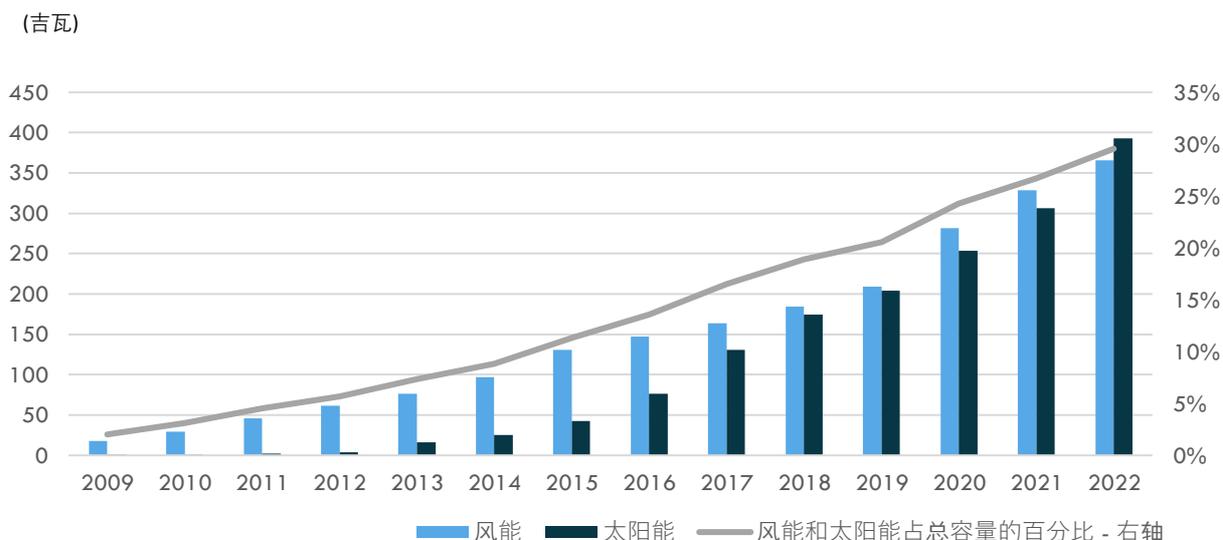
来源：碳追踪数据

正如前文所述，2021 年开始国内燃料价格的大幅上涨，已经显著提高了中国各地煤电的成本；未来国内煤炭价格的下降可能会缩小煤电与可再生能源之间的成本差距。然而，即使假设未来燃料成本有所回落，可再生能源成本的大幅下降意味着上述关键经济拐点不太可能逆转。这意味着中国计划中尚未开始建设的煤电机组可以取消并用可再生能源替代，而不会造成财务损失。

### 3.5 中国可再生能源建设在全球范围内无可比拟

可再生能源相对于煤电的经济性，是中国在推广可再生能源方面取得巨大进展的基础。2009-2022年间，风电总装机容量从17吉瓦增长到365吉瓦；同一时期，光伏总装机容量从微不足道增长到392吉瓦。这意味着，风能和光伏现在占中国总装机容量的30%左右。仅在2022年，中国就增加了122吉瓦的风能和光伏装机容量，根据国际能源署的数据，尽管煤炭投资大幅增加，但2022年的清洁能源投资仍是中国煤电投资的11倍<sup>xxii</sup>。就发电量而言—这也是碳排放的相关指标—由于风电和光伏的平均利用率明显低于核电和火电，可再生能源发电在2022年约占总发电量的13%。相比之下，火力发电（以煤电为主）占总发电量的60%以上。虽然这一比例在过去十年中大幅下降，但这些数据表明，煤电仍然是中国电网中最大的电力来源，这种情况可能会因上述计划的煤电装机容量增加而加剧。这些数据说明中国在电力部门脱碳方面仍然面临挑战，但令人鼓舞的是，在2022年3.2%的总电力需求增长中，风电和光伏的增长占了一半以上<sup>xxiii</sup>，这意味着中国正在向可再生能源发电增长足够满足预计电力需求增长的道路靠近。

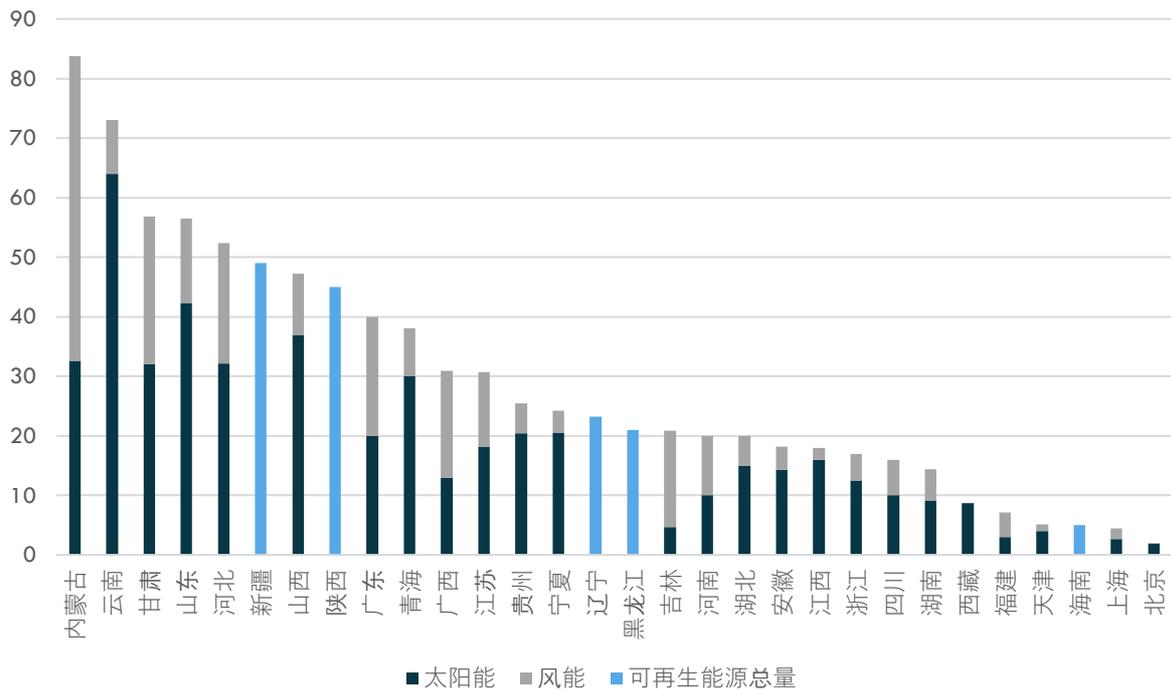
图 8：中国的风能和太阳能装机容量



来源：Wind 金融终端

幸运的是，中国可再生能源技术潜力依然十分巨大。尽管在过去十年中装机容量大幅增长，但风能和太阳能的当前装机容量仅占其总技术潜力的13%和14%<sup>xxiv</sup>。如果中国各省在第十四个五年计划期间提出的所有可再生能源装机计划都得以实现，中国的风能和太阳能将再新增329 GW和545 GW<sup>xxv</sup>，但这依然只能将其占比分别提高到最大技术潜力的24%和35%。

图9：中国“十四五”计划中省级风能和太阳能新增装机容量目标 (GW)



来源：国际能源网 (in-en.com)

中国的北部、中部和西部省份，如内蒙古、新疆和甘肃，因为可用土地更多，所以制定了最具雄心的容量扩建目标；此外，将可再生能源设施置于这些地区从最大化利用的角度来看也是有益的，因为这些地区的太阳辐射和风速均高于平均水平（除西北地区外，该地区的风能利用率低于平均水平）。将容量扩建集中在这些地区带来了明显的成本优势，但是中国的负荷中心位于南部和东部沿海的大城市中，因此将变化的电力从发电地区运输到需求地区存在重大的技术和监管挑战。在这些基地预期的总可再生能源扩建容量中，有 150 吉瓦已被指定要远距离输送至中国的负荷中心<sup>xxxvi</sup>。随着中国在这些地区继续加大可再生能源装机容量的增加，解决这些瓶颈将成为一个日益紧迫的问题。如无法解决，就有可能限制新容量发电量被充分利用的程度。

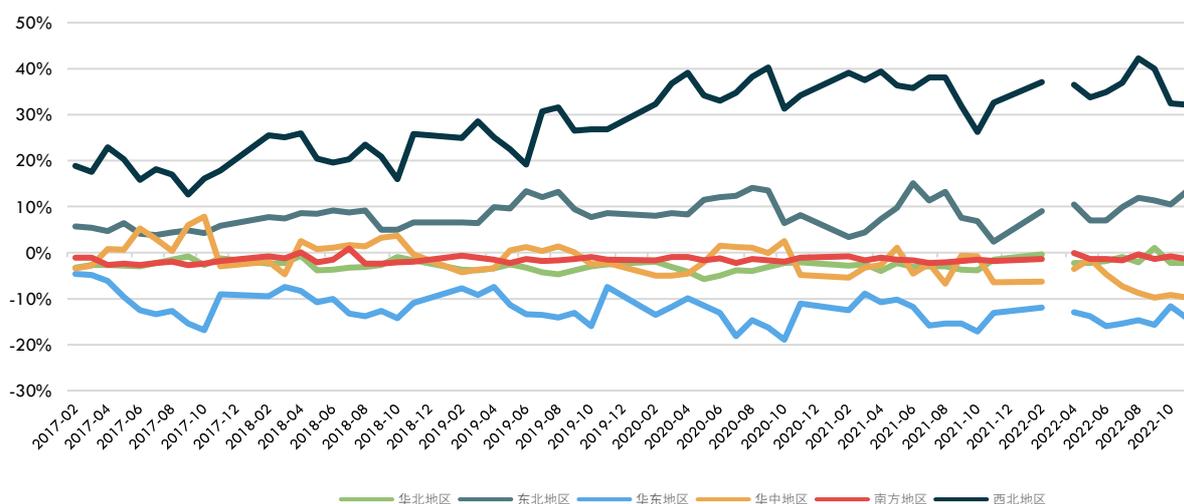
## 4 不够灵活的电力定价和输电系统推动了煤电投资

### 4.1 中国在 2021-2022 年间经历了一系列供电危机

虽然输电限制威胁到了可再生能源整合的速度，但也部分解释了近期的新煤电装机增长。虽然上一章明确解释了新增煤电容量的合理性存疑，但是中国季节性负荷峰值的增长和波动性，以及许多省份无法在短时间内进行大量电力交易，都为短距离内投资煤电产能创造了动力。然而，每增加一点边际煤电容量，就会进一步降低平均利用率，逐步恶化整个燃煤发电机组的财务状况。因此，通过按计划中的规模投资新煤电以应对不断增长的峰值负荷，代价将十分高昂，因为这些燃煤发电厂必须提前退役或越来越多地闲置，以避免阻碍中国的减排目标。

尽管中国的电力行业在国家层面上存在电力装机容量过剩问题，但这些资源并未均匀地分布在各地区。从下图可以看出，东北和西北地区电网的峰值消耗相对于发电量经常出现显著的剩余，而其他地区电网则会出现轻微的不足（除了东部地区一直面临严重短缺）。虽然中国正在建立和试点区域间现货市场以促进更多的短期电力交易，但大多数跨区域交易仍基于中长期的预先协商的配额。尽管存在可再生能源限制这一主要顾虑（详见下文），但只要这些地区供需之间的差异相对稳定，中长期的交易合同就足以维护供应安全。然而，这些交易安排所缺乏的灵活性造成了中国电力系统中的脆弱性，因为它难以应对大规模或意外的峰值负荷增长。2021年下半年和2022年，许多省份的经历就是中国电力行业面临的挑战的一个例证，即在平衡脱碳需求、满足日益增长的用电需求和确保系统稳定性之间需要做出权衡。

图 10：中国各地区电网月度高峰发电量与高峰用电量的相对比值



来源：Wind 金融终端

注：2022年3月左右供应危机期间的数据未能以公开渠道获取

从2021年开始，国内煤炭价格急剧上涨并持续不断，再加上不灵活的电力定价机制，导致许多煤电厂不愿意运营；这段高价期后，一系列极端高温天气导致空调需求峰值急剧上升，尤其是在东部、南部和中部电网地区。根据能源与清洁空气研究中心的数

据，2022年最高瞬时负荷增加了230吉瓦<sup>xxvii</sup>。在这些负荷增加的背景下，发电量相对稳定甚至下降，导致了一系列全国性的供应危机，许多省份不得不实行轮流停电<sup>xxviii</sup>。

虽然任何电力系统都会难以适应这些冲击，但中国的情况因区域电力传输规则而更为严重。长期定额定价的交易引入了一种刚性，让系统无法迅速响应发电和用电之间的短期供需动态；此外，在出现意外的电力紧张时，这种不灵活性会变得更加明显。2022年，这种情况在四川省可能最为严重：四川省的电力系统以水电为主（占总装机容量70%以上），这种能源通常被用来满足夏季多雨的月份中超过80%的省级需求<sup>xxix</sup>。2022年，由于降雨量低于平均水平和严重热浪引起的意外增加的用电需求，该省的电力系统无法满足当地的消费需求，四川的峰值负荷一度同比增长超过25%，达到65吉瓦<sup>xxx</sup>。更糟糕的是，在此期间，四川仍然需要满足其与邻近省份的长期出口配额<sup>xxxi</sup>。作为应对，当地的可调度电源被要求以接近满负荷运行，高能耗工业也被要求削减其用电。虽然目前情况已经有所改善，但一些附近的省份仍存在供电问题，如云南省在2023年初实施了消费限制<sup>xxxii</sup>。

虽然四川省可能受到这一危机的影响最为严重，但这些事件反映了全国范围内面临的普遍问题。几乎整个国家的应对措施都是加大对煤电的投资，这种投资速度自2015-2016年以来首次再现。最近增加煤电投资似乎主要是出于对供应安全的担忧、希望避免重演2021-2022年的事件，因此各省急于确保本地发电量能够满足未来峰值负荷的增长。但实际上，对电网管理和电力定价的监管改革可以促进更大程度利用现有的输电基础设施和发电能力，释放中国电网的潜力，消除增加本地煤电容量的诸多动因。

## 4.2 中国电力市场改革进展

自21世纪初以来，中国监管机构一直试图通过改革电价机制来提高电力系统效率。在历史上，电价由省一级的行政部门决定，煤电厂拿到运行时间配额，并根据估算的平准成本获得补贴。这些基准电价本应定期调整以反映燃料价格的变化，但实际上调整却很少，2004年至2015年只调整了12次<sup>xxxiii</sup>。这意味着电价很少反映发电的边际成本变化<sup>xxxiv</sup>。2015年，一系列改革旨在引入更好的定价信号，包括引入大型用电企业和发电企业之间的双边谈判，但市场化程度在各省之间不统一，相当一部分发电仍按固定基准定价。地区之间的煤价差异也意味着这些基准在各省之间存在显著不同。

在2021年煤价上涨后，政府允许电费范围偏离固定的省级基准电费 $\pm 20\%$ ，并指示所有工业用户开始在竞争性的批发市场采购电力，这进一步推动了系统中的价格发现。然而，截至2022年，全国60%的发电基于市场，其中80%是中长期交易<sup>xxxv</sup>。此外，浮动电价区间在邻近省份之间仍可能存在显著差异，这通常会减少从邻省进口更高价电力的动力，反过来鼓励建设更多的本地发电容量。总体上，在电力市场交易的总电量中，只有20%是跨省交易<sup>xxxvi</sup>。

中国还试图通过限制行政措施，引入更多市场定价机制到可再生能源发电领域。历史上，风电和光伏项目通过固定的省级上网电价或不高于省级燃煤发电基准价的长期合同来获得补贴<sup>xxxvii</sup>。这一机制是在2010年代末可再生能源弃风弃光大量发生的时期实施的，由于煤电在优先调度和保障小时数方面享有监管优势，使这一情况更加严重。强制性的可再生能源消纳配额、可再生能源优先调度，以及在可再生能源发电量大的

时候向煤电厂支付减产费用等改革措施，已经大部分解决了这些问题，也体现了电力行业改革至今所取得的成就。在 2021 年取消风电和光伏项目补贴后，基于中长期交易安排的绿色电力交易试点启动，为可再生能源开发商开辟了上网电价之外的收入渠道<sup>xxxviii</sup>。在这些市场中，独立购电者还会收到“绿色电力证书”，无法参与试点市场的机构可以购买这些证书，以满足其可再生能源消费配额<sup>xxxix</sup>。

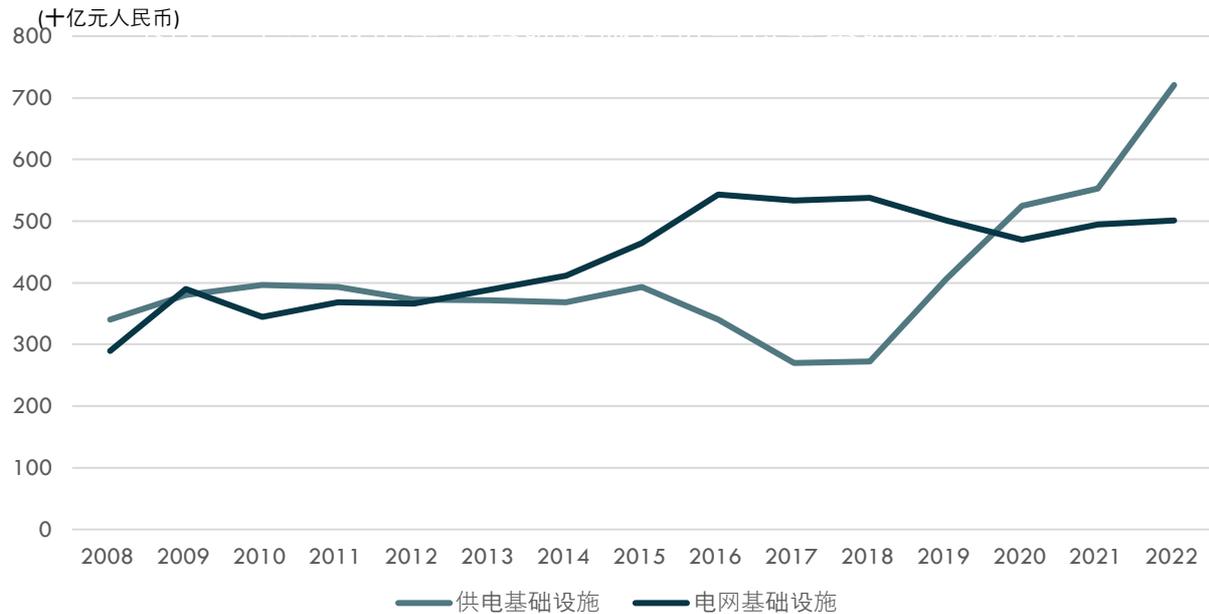
尽管这可以鼓励大型能源消费者直接从发电厂采购绿色能源，但市场化绿色交易的长期属性让可再生能源相对于煤电仍处于劣势地位，因为电力的变化性意味着项目开发人员无法预测未来很长一段时间内的发电量。为了改善更短期的定价信号以推进可再生能源使用，中国还建立了 14 个省内现货电力市场，其中 5 个已经过了初步试点阶段，但每个市场的设计略有不同<sup>xl</sup>。在建设“全国统一电力市场”<sup>xli</sup>的各项努力中，2022 年 7 月，中国南方区域的第一个省际电力市场开始试运营，其成果之一是将现货交易从活跃的广东省内市场扩展到了四个其他省份<sup>xlii</sup>。这些省际现货市场可以为电力买卖双方提供更高效率的平台，以解决区域供需的临时性失衡，随着可变发电量的增加，这将变得尤为重要。中国已经发布了两份公开征求意见的文件，概述了跨省现货市场建设的暂行统一规则<sup>xliii</sup>。但是，对于中长期合同的偏好意味着现货交易目前仅占市场化交易总额的 20%，而可再生能源仅占此份额的一小部分<sup>xliv</sup>。

尽管旨在促进可再生能源的消费，但现有现货市场的价格有时会对使用可再生能源造成不利影响。例如，在 2022 年前五个月，山西省的现货价格经常低于省级煤电基准价，此时发电厂以低于其运营成本的价格销售电力，并依赖长期市场来获得大部分收入。可再生能源较低的边际成本意味着它们很少成为现货市场的价格制定者，因此，在该省，风能和光伏发电厂不得不在基准电价的基础上以高达 63% 的折扣销售电力<sup>xlv</sup>。也就是说，短期市场实验仍然受到旧基准制度的严重影响。此外，2022 年末，国家能源局和发改委再次确认了长期合同在工业能源消费和区域间输电中的核心地位，声明 90% 的交易应以此为基础签约<sup>xlvi</sup>。尽管监管机构对引入更好的短期价格发现有积极的信号，但对价格稳定的渴望仍然优先于引入可以激励更多可再生能源消费和灵活省际交易的高效价格信号。因此，各省寻求建立或统一其现货市场的步伐尚不清楚，且煤电投资的增加表明，在附近建设煤电容量的偏好仍然根深蒂固。

### 4.3 现有的输电基础设施往往仍未得到充分利用

除了监管方面的障碍外，中国的规模和区域发电差异也意味着，在增加电力系统现代化所需的长距离传输方面，电力系统面临着重大的工程和技术挑战。中国一直在大力投资输电基础设施，包括专门为传输可变可再生能源而设计的特高压（UHV）输电线路，目的是减少中国北部和西部产能过剩地区与东南部需求中心之间的制约。这种基础设施对于补充电力行业改革、解决区域不平衡和建立以清洁能源为基础的电力系统至关重要。然而，尽管在第十三个和第十四个五年计划中规划了雄心勃勃的输电容量目标，但省级政府往往更倾向于投资发电容量，自 2017 年以来供给侧投资迅速增长，并在 2020 年超过了当时完成的电网基础设施的投资<sup>xlvii</sup>。

图 11: 电网基础设施与电力供应基础设施的已完成投资



来源: Wind 金融终端

电力线路的长距离特性让其成为了涉及多区域电网公司职权的复杂项目。关于如何分配这些投资的争议导致电网基础设施的资本配置经常缺乏协调,未能跟上供给侧投资的步伐。需要指出的是,供给侧投资的增加很大程度上是由于风能和光伏的推广。然而,尽管电网投资仍在进行中,但缺乏与供给侧的协调意味着虽然一些输电线路在高负荷运行,但其他线路仍未得到充分利用。据报道,2020年中国的特高压输电线路仅运行了计划容量的60%<sup>xlviii</sup>,因缺乏储能或缺乏能用于稳定可变可再生能源的可调度电力支持而受到限制。通过这些输电线路传输的电力还存在低碳发电来源上的重大差异。如下图所示,许多源自四川和云南水力资源丰富地区的老线路向东部负荷中心输送的电力是由100%的低碳电力(即可再生能源和水力)组成的,而内蒙古和新疆的新线路上这一比例则明显较低(20%-40%)<sup>xlix</sup>。

图 12: 中国正在运行的特高压输电线路 (2022)



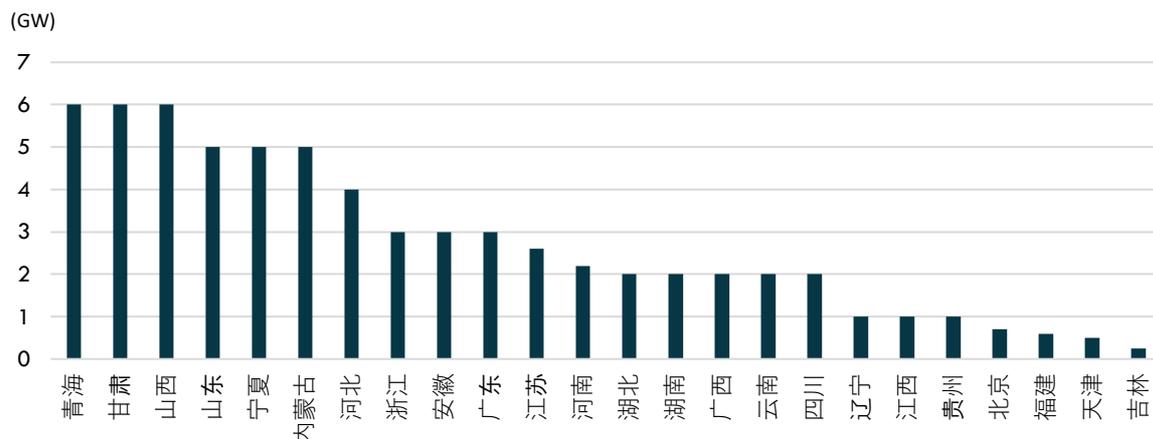
来源：标普全球

在一份 2021 年 3 月的报告中，国家电网通过国资委表示，计划在“十四五”期间内将跨区域特高压传输的低碳电力在全国范围内提高到 50% 以上，相比“十三五”增加 7%<sup>li&li</sup>。这些目标在国家电网的“碳达峰碳中和”计划中也有体现，该计划还希望在 2025 年前新建 7 条特高压线路<sup>li</sup>，从而在 2020 年 164 吉瓦<sup>li</sup>的基础上再新增 56 吉瓦的输电容量。中国北方可再生能源基地增加的输电容量将促进更多的可再生能源电力传输到南方有需求的地方，然而，历史上从北方传输的许多线路存在一些技术原因，使得其中的可再生能源占比相对较低。可再生能源的变化性通常意味着它必须与可调度的电源一起打包使用<sup>li</sup>（这解释了煤电和水电的高传输容量），因为可再生能源电量突然下降可能会危及电网稳定性。

#### 4.4 储能利用的经济激励措施不足

上述问题意味着长距离输电线路起点和终点的许多省份通常需要建造新的煤电装机容量，以明确表达“支持”通过补偿可再生能源电量的周期性下降来维护电网稳定性<sup>li</sup>。正如前文所讨论的，电池成本下降让中国开始走向将可再生能源与现场储能相结合的道路，以替代目前由煤电承担的平衡作用，而不会出现净财务损失。除了需要煤电来稳定新的可再生能源产能外，在“十四五”开始时，7 个省份（包括内蒙古、山东和青海等）宣布要求可再生能源项目的开发商安装现场储能装置；截至 2022 年，至少有 20 个省份发布了到 2025 年新增新能源储能容量的目标，其中包括甘肃、青海和山西各新增 6 吉瓦的目标<sup>li</sup>。基于平准化成本的成本竞争力表明，这些省份在实现这些目标方面立场十分坚定，然而数据表明，现有的市场结构并不完全支持可再生能源加现场储能的商业案例。

图 13：“十四五”计划新增储能容量（吉瓦）



来源：国际能源网 (in-en.com)

2022年中国电力企业联合会发布的一份报告显示，虽然省级政府在部署储能容量方面领先于计划进度，但利用率依然很低。截至2021年底，全国可再生能源加储能的平均利用率<sup>lviii</sup>仅为6%（尽管东北和西北的可再生能源基地的利用率最高）<sup>lix</sup>。这种利用率低的情况可能是由缺乏适当渠道来补偿开发商技术的系统价值所致。大多数风电和太阳能发电站可以利用上网电价，但储能容量的项目经济性通常取决于电力价格的变化。这主要是因为储能提供商的套利一般是通过在供应过剩时购买低价电力，然后在供应紧张时以更高的价格卖回市场来实现的。正如上文所述，中国的大部分电力通过固定价格的配额进行交易和调度，这意味着储能开发商的市场机会不足。省级政府已经实施了分时段的零售电价，其中高峰期和低谷期的零售价格存在差距<sup>lx</sup>，但这些主要是对需求响应和需求侧储能的激励。一些省份（如青海）出台了可再生能源加现场储能的补贴计划，补贴标准为每千瓦时0.1元，可以帮助覆盖一些固定成本<sup>lxi</sup>。然而，在缺乏更广泛的补贴支持或成熟的市场外收入渠道的情况下，可再生能源加储能的要求会增加项目开发商的额外投资成本，而他们无法收回这些成本。

来自中央的一致信息表明，推动市场化是正在进行的改革的重中之重。然而，对中国如此分散的电力系统进行改革将是一个漫长而复杂的过程。同样，建造跨区域输电基础设施以运输可再生能源是一项资本密集、极具技术挑战的长期工程项目。不过，这些挑战无法改变的事实是，许多（如非全部）最近宣布的煤电投资将面临低利用率或提早关闭的情况。在全国范围内的基础设施项目和改革取得进展的同时，重点应更多地放在渐进性的改进上，例如坚持执行不再新建基荷煤电的承诺，更好地协调现有的试点，改善省际间短距离传输的灵活性，以及提高可再生能源交易的市场化程度。重要的是，监管机构应认识到，改革电力部门以适应更多的低碳能源，必须减少对价格的控制，常规的行政干预会妨碍必要的定价信号，这些信号对于电网脱碳的持续进展十分重要。

## 5 供给侧灵活性对减排至关重要

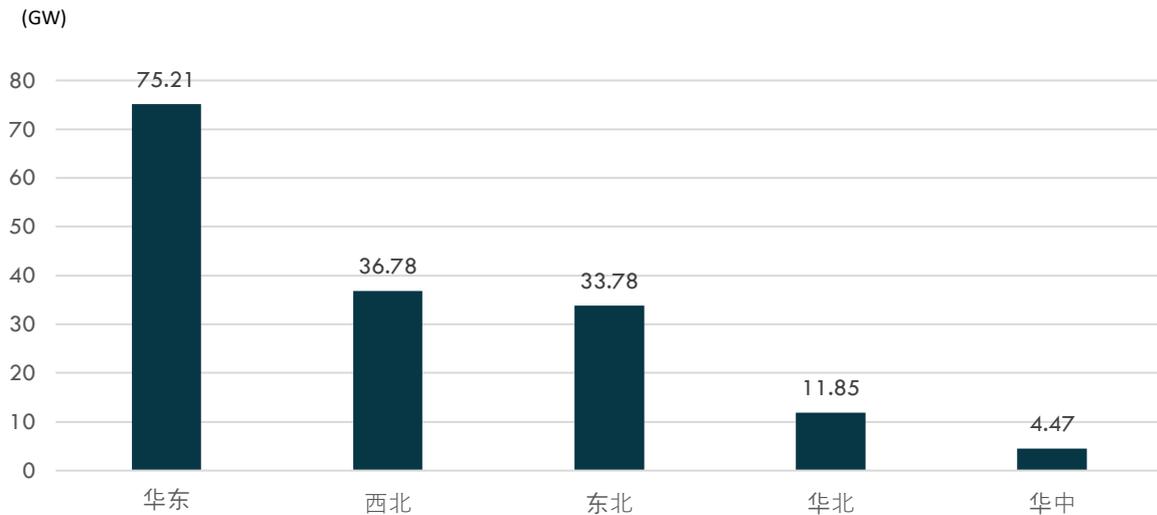
除了价格和输电方面的灵活性外，中国电力部门脱碳速度的另一个关键因素是供给侧的灵活性，以确保不断增长的可再生能源容量得到最大利用。水力资源的季节性波动和不均匀的地理分布意味着，即使有足够的输电能力，也不能总是依靠水力来帮助容纳可再生能源。在许多国家，灵活的发电是由天然气提供的，燃气发电可以快速调节来帮助管理供需波动。但是由于中国燃气装机容量很少，同时不愿意增加对日益波动的全球燃气市场的依赖，因此目前中国主要的灵活发电来源是煤电，特别是考虑到储能提供商面临的市场障碍。尽管中国的燃煤机组相对于国际标准来说比较年轻，但大多数煤电站都是作为基荷电源而设计的，这意味着这些资产通常具有较长的启动时间、缓慢的调整速率，且无法稳定地在低负载下运行。

正如上一节所讨论的，对煤电的优先调度和在短时间内调整煤电的技术困难，导致了“十三五”期间严重的弃风弃光问题。调度安排的改革已经显著减少了这一问题，但是为了实现更大的供给侧灵活性，中国还启动了一项技术改造计划，以提高其运行中的煤炭机组的调节能力。从2016年开始，国家能源局和发改委启动了两个试点项目，旨在提高45个煤电机组的灵活性，这些机组的总装机容量为17吉瓦，主要位于东北电网地区<sup>lxii&lxiii</sup>。

该项目有两个目的：通过降低机组安全运行范围的最小负荷和增加爬坡速率，提升灵活的“调峰”操作；以及通过热电联产电厂的热电分离，将调峰能力从总装机容量的约20%提高到40%<sup>lxiv</sup>。特别是，由于热电联产机组集中在可再生能源较高的北方地区，并且在冬季必须以高容量运行以满足区域供暖，因此分离热电生产对于增加发电的灵活性至关重要<sup>lxv</sup>。

这些技术改造与长期的输电线路升级和电力行业改革相结合，可以使部分运行中的机组开始发挥更灵活的作用，减少总排放量，并加速充分利用可再生能源发电的步伐。中国不是第一个通过改造老旧的燃煤机组来提高灵活性的国家，德国此前也实施了类似的计划以促进可再生能源的整合<sup>lxvi</sup>。除上述提到的两个试点项目外，根据中国券商的公开报告<sup>lxvii</sup>，“十三五”计划期间还有另外162吉瓦的煤电装机容量进行了改造，到“十四五”末，全国的改造目标是200吉瓦<sup>lxviii&lxix</sup>。

图 14: 各电网区域“十三五”期间升级改造的产能 (吉瓦)



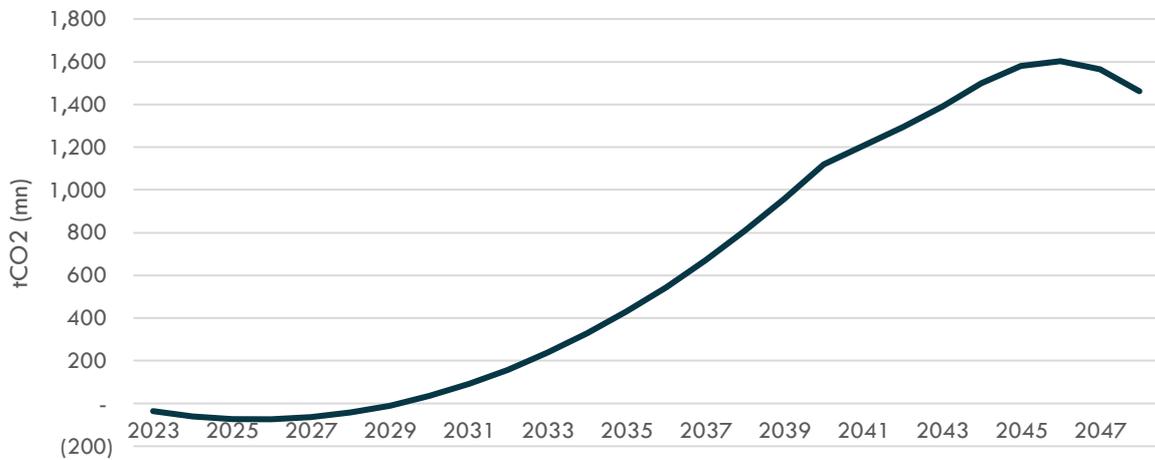
来源：德邦证券引用的国家电网数据

一些省份（如内蒙古）也公开发布了已经完成或正在进行改造的具体煤电机组名单<sup>lxx</sup>；新疆、河南和湖北等省份公布了总计 21 吉瓦的改造产能配额，而整个西北地区电网的产能改造目标为 40 吉瓦<sup>lxxi</sup>。通过这些公开资料，我们确认了总计 130 吉瓦产能改造的所在区域；利用从券商报告中确定的区域剩余产能，我们利用已知样本集的特征、券商报告中的区域配额和国家发改委公开发布的选择标准<sup>lxxii</sup>进行假设，选出了另外 70 吉瓦适合改造的运行中产能。

假设这些改造在“十四五”结束前顺利完成，我们预计该计划将产生重大的财政和环境影响。首先，技术改造是资本密集型项目，虽然根据改造类型和机组规格会有很大差异，但行业专家普遍认为成本在 500-1500 元人民币/千瓦之间<sup>lxxiii</sup>。第二，如果改造后的机组开始按计划发挥更灵活的作用，更频繁的升压和低负荷运行将增加每单位发电量的燃料消耗，降低其运行效率，增加资产的折旧<sup>lxxiv</sup>。第三，承担更灵活的角色意味着这些机组的年平均容量系数可能会相对于其他机组（已经面临巨大的利用率下降压力）以更快的速度下降；北京大学 2022 年的一份报告表明，灵活燃煤机组的容量系数可能会下降高达 50%<sup>lxxv</sup>。最后，虽然总发电量的降低可以转化为更少的总生命周期排放，但这也会产生因放弃批发电力销售而带来的机会成本。

我们将这些新的改造假设纳入模型，并进行了情景分析，以大致估算该计划可能实现的减排规模。如果以前的基荷煤机组因为承担了更灵活的角色而开始更快速地降低其利用率<sup>lxxvi</sup>，那么到 2050 年，相对于这些发电厂仍然作为基荷电源的情景，这些机组的累计排放量可能减少超过 14 亿吨二氧化碳。排放的减少是基于这样一种预期：尽管运行效率下降，但利用率快速下降的影响更大，其累计结果将降低总的煤炭消耗和二氧化碳排放。

图 15: 通过改造计划避免的潜在累积二氧化碳排放量

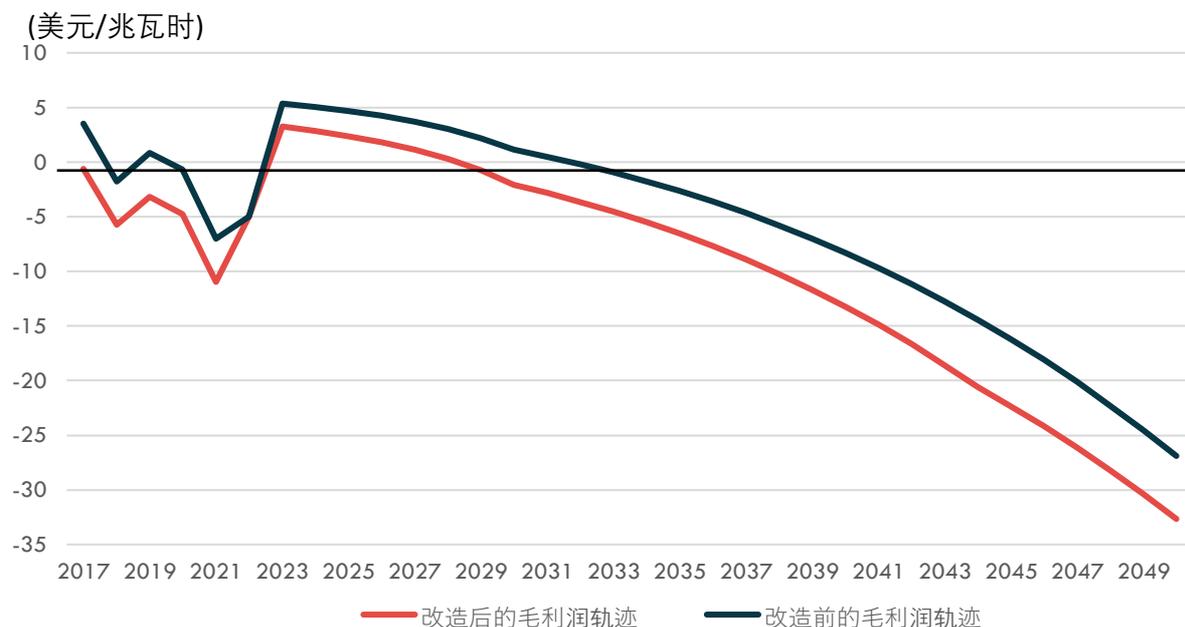


来源：碳追踪数据

重要的是，这些机组的系统价值将得到提高，它们将能够更好地响应可再生能源的激增并进行下调，降低未来可再生能源弃电的风险，同时在短期需求增加时进行上调以稳定电网。例如，对于西北电网地区 40GW 的改造容量，这些机组的调峰能力预计将增加 50GW，这反过来可以促进每年额外 55TWh 的可再生能源发电的整合（增加 1.8%）<sup>lxxvii</sup>。提高运行机组的灵活性，可能意味着管理峰值负荷所需要增加的总煤电容量更少，这在很大程度上消除了系统在稳定性方面尚存的新建煤电装机容量的理由。

但这些灵活性的提高是有代价的。如上一节所述，在中国目前的市场结构下，大多数电力是在中长期批发市场上交易的。这为煤电厂经营者创造了经济激励，使其最大限度地提高基荷发电量，增加固定配额的可售电量。根据我们的分析，改造后机组的毛利润率（基于批发市场的收入）大幅下降，主要是由于改造过程中产生的资本成本和每兆瓦时灵活发电的煤炭成本的增加。考虑到这些成本，有必要扩大市场外收入渠道以帮助弥补这一损失的价值，以确保转向灵活运营是一种经济上有吸引力的替代方案，提升改造计划的潜力，并最大限度地提高未来的减排量。

图 16: 基于批发市场收入, 改造后与未改造煤电机组的毛利润变化轨迹



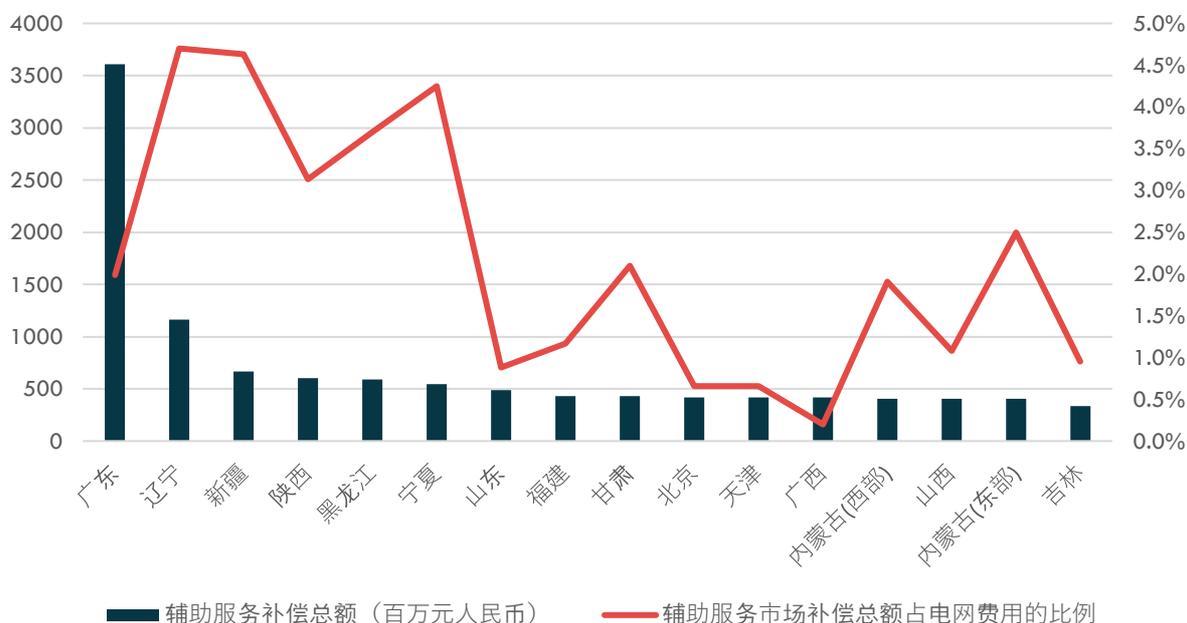
来源：碳追踪数据

辅助服务和容量市场提供了一种弥补此类不足的途径。在辅助服务（AS）市场中，灵活的发电机因调节其发电量以稳定电网和容纳可变可再生能源而产生的成本可以得到补偿。在中国，政府实施了多个补贴计划来补偿燃煤发电厂向下调峰（或“削峰填谷”）所产生的成本。补贴支付的规模取决于机组能在多大程度上实现向下调峰，对能够达到较低负荷的机组支付较高的补贴。这些补贴已经成功减少了弃风弃光，然而补贴计划的性质意味着灵活性不一定会由原本市场上最有效率的发电机提供。中国已经改进了其辅助服务市场，现在覆盖了六个电网区域，发电机组以其愿意低于额定容量的价格进行投标。

2021年底，国家能源局公布了一份文件草案，概述了在国家层面扩大辅助服务市场的一般原则。这份文件包括提高其他有偿服务（如调频）的形象，以及确保将提供辅助服务的成本转嫁给终端消费者的计划<sup>lxxviii</sup>。参与辅助服务市场的资格也扩大到了电池储能供应商，这将提高其作为系统灵活性供应商的收入机会和与煤电竞争的能力。随后有报道称，2022年，中国辅助服务市场的总收入达到320亿元人民币（约47亿美元），比2019年增长了约20%<sup>lxxix</sup>。大约95%的辅助服务总收入是支付给火力发电厂的<sup>lxxx</sup>，这表明虽然煤电厂提供电网稳定服务而不作为基荷电源的激励措施已经深化，但这些收入在总并网收入中的比例仍然很低，仅占1.5%<sup>lxxxi</sup>。

图 17：2019 年上半年辅助服务市场收入（排名最高的 16 个省/地区）

(百万元人民币)



来源：德邦证券引用国家能源局数据

容量市场在许多成熟的电力市场中很常见，它可以为保持发电厂处于可使用状态、以便在未来电力需求增加时满足发电量提供了固定成本的补贴。目前，虽然一些省份已经实施了政府设置的容量支付机制，作为现货市场试点的一部分（山东就是一个例子<sup>lxxxii</sup>），但尚未听说中国有任何全面运作的容量市场。不过，2022 年的报告显示，这些机制正在规划中。特别是，容量机制被视为补偿北方地区的用于支持计划中可再生能源项目的新煤电项目的手段<sup>lxxxiii</sup>。尽管这些机制仍在规划中，但如果将计划中的煤电装机容量纳入未来容量市场的资格，将会增加项目开发商的投资动力，提高大部分计划继续推进的可能性。考虑到如果输电和电力交易改革成功，支持这些煤电厂的非财务理由就会减少，未来任何容量市场的范围，只应在为最灵活和最有效的运行煤电机组提供财务激励、以降低利用率和投资灵活性的情况下进行探讨。此外，将容量支付延伸到煤电厂应该基于市场原则进行确定，如通过竞拍来确定价格，以避免行政定价的扭曲效应，并确保资金的有效分配。

通过对火力发电厂的改造，可以实现减少排放和提高灵活性，这使得该改造计划有必要扩大应用范围，适用于所有技术上可行的燃煤发电厂。目前，中国已经开始实施这一计划，认为所有可以改造的机组都应该改造。根据我们通过公共渠道获得的样本集，绝大部分改造后的机组是 300 兆瓦到 600 兆瓦的亚临界和超临界机组。然而，中国大陆的高级工程师<sup>lxxxiv</sup>在公开采访中提到了对更大的 1000 兆瓦以上超超临界机组进行改造的成功案例，突显了更广泛改造的潜力。不过，这些专家也解释说，特别是考虑到持续高企的煤炭价格，实施这些技术的财务激励并不总是足够的，而提供基础负荷的激励则十分明显。加快发展运行机组辅助服务和容量市场的开发，可以帮助提供激励，但排放减少的速度在一定程度上取决于这些市场外收入计划的扩展速度。如果成

功，未来的改革将更加注重灵活性的激励，也将为现有燃煤机组提供更多的峰值容量，这意味着当前计划中的大部分需求可能会被暂停或取消，从而避免锁定排放并减少经济损失。需要注意的是，与其他改革（如现货市场和绿色电力试点的扩大）的协调非常重要，这样才可以确保现有的发电机组不会利用多个市场相同的灵活性服务来赚取双重补偿。

## 6 关键结论

- 中国计划投资超过 200 吉瓦的新煤电产能，可能会因资产搁浅而导致 260-400 亿美元的价值损失。这些煤电厂将和现有装机一样承受财务压力并面临长期利用率的下降。要想在当前的市场结构下实现盈利，则需要大幅提高电力价格，将高昂的商品和碳成本传递到实体经济中。
- 对于管理峰值负荷或提供供暖非必要的煤电装机容量应被叫停或取消，以降低资产搁浅风险和**环境风险**。之前已经表态禁止新增基荷煤电装机容量的承诺应得到更严格的执行。
- 在中国几乎每个电网地区，可再生能源在经济性上都已经胜过了煤电。由于可再生能源比煤电更有经济价值，中国在风电和光伏的部署方面一直处于世界领先地位。光伏和风电的平准化成本已经低于新建煤电的平准化成本。这意味着为计划中煤电投资所指定的资金可以转向可再生能源投资，而不会有任何财务损失。

在建设更长距离的输电基础设施的同时，电网管理的改革可以提高现有输电基础设施的利用率。将电力从发电端输送到消费端存在瓶颈。随着更多输电能力的建设，应该更加注重对输电和供给侧投资之间的规划和协调。对基于配额制度的省际交易的渐进式改革可以提高现有输电容量的利用率。

- 监管机构应该认识到，为了消纳更多低碳能源，必须减少对价格的行政控制。市场化扩张应该继续，以推进价格纪律提升，鼓励可再生能源增长。最近在基准电价方面的放松是较好的进展。然而，在竞争市场中交易的电力份额仍有提升空间，尤其是可再生能源，而定期的行政干预妨碍了更灵活的低碳电网所必需的更强有力的定价信号。
- 对煤电机组进行技术改造以实现更大的灵活性，对减排和系统稳定有重大的积极意义。潜在的减排效益表明，此类计划值得扩大到所有技术上可行的机组。然而，目前还不清楚是否存在足够的经济激励措施，可以使煤电厂从基荷发电过渡到灵活发电。
- 来自辅助服务市场的收入可以为提升灵活性和储能利用率提供财务激励。辅助服务的收入将成为创造收入流的重要组成部分，从而激励对供给侧灵活性的投资。在这些市场中扩大补偿服务的范围，对于加快低碳技术（如储能）取代煤电在电网平衡中的作用至关重要。
- 容量市场可以帮助现有的煤电机组覆盖固定成本，同时降低发电量和排放量。政府应探索如何利用容量市场激励运行中的煤电产能降低利用率，从而加速淘汰基荷煤电。重要的是，这些资金不应该被用作新建煤电或保持不灵活发电的借口。而且，具体金额应该通过竞争性拍卖确定，以避免行政定价带来的扭曲。
- 政府需要更好地协调各项改革，以避免市场化带来意外后果。中国继续采取零散的改革可能会为现有煤电企业创造机会，利用其市场优势对可再生能源造成不利影响。更好地

整合分散的市场（特别是在区域层面）对于确保这些改革有效地惠及可再生能源非常重要。

## 7 附录

按技术类型划分的区域可再生能源LCOE和煤炭LCOE																		
华东地区	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
光伏	24	22	21	20	19	18	18	17	17	16	16	15	15	14	14	14	13	13
光伏+储能	56	52	49	47	44	42	41	40	38	36	36	34	34	33	33	31	31	30
陆上风电	24	22	21	19	19	18	18	17	16	16	15	15	15	14	14	13	13	13
陆上风电+储能	47	43	41	39	37	35	34	33	32	30	30	28	28	28	27	26	26	25
海上风电	64	59	55	52	50	48	47	45	44	43	41	40	39	38	37	36	35	34
煤电LCOE	79	79	79															
南方地区	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
光伏	25	23	21	20	19	19	18	17	17	17	16	15	15	15	14	14	13	13
光伏+储能	58	53	50	47	45	43	41	41	39	37	36	35	34	34	33	32	31	31
陆上风电	38	35	33	31	30	29	28	27	26	26	25	24	23	23	22	22	21	20
陆上风电+储能	75	69	65	62	59	56	54	53	51	49	48	45	45	44	44	42	41	40
海上风电	64	59	55	52	50	48	47	45	44	43	41	40	39	38	37	36	35	34
煤电LCOE	80	81	81															
华北地区	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
光伏	22	20	19	18	17	17	16	16	15	15	14	14	13	13	13	12	12	12
光伏+储能	52	47	45	42	41	39	37	36	35	33	33	31	31	30	30	28	28	28
陆上风电	29	27	25	24	23	22	21	21	20	20	19	18	18	17	17	16	16	15
陆上风电+储能	57	53	50	47	45	43	41	40	39	37	36	35	34	34	33	32	31	31
海上风电	64	59	55	52	50	48	47	45	44	43	41	40	39	38	37	36	35	34
煤电LCOE	71	72	72															
西北地区	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
光伏	21	20	18	17	17	16	16	15	15	14	14	13	13	13	12	12	12	11
光伏+储能	49	45	43	41	39	37	36	35	33	32	31	30	29	29	29	27	27	27
陆上风电	53	49	46	43	42	40	39	38	37	36	34	33	33	32	31	30	29	28
陆上风电+储能	105	96	91	86	82	79	76	74	71	68	66	63	62	62	61	58	57	56
海上风电	67	67	67															
煤电LCOE	67	67	67															
东北地区	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
光伏	22	20	19	18	17	16	16	15	15	15	14	14	13	13	13	12	12	12
光伏+储能	51	47	44	42	40	38	36	36	34	33	32	30	30	30	29	28	28	27
陆上风电	20	18	17	16	15	15	14	14	13	13	13	12	12	12	11	11	11	10
陆上风电+储能	38	35	33	32	30	29	28	27	26	25	24	23	23	23	22	21	21	21
海上风电	62	62	62															
煤电LCOE	62	62	62															
华中地区	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
光伏	25	23	22	21	20	19	19	18	17	17	16	16	15	15	15	14	14	13
光伏+储能	59	54	51	49	46	44	42	42	40	38	37	36	35	35	34	33	32	32
陆上风电	42	38	36	34	33	31	31	29	29	28	27	26	25	25	24	23	23	22
陆上风电+储能	82	75	71	67	64	61	59	58	55	53	52	50	49	48	48	45	45	44
海上风电	85	84	84															
煤电LCOE	85	84	84															

资料来源：CTI数据 注：红色表示可再生能源技术在特定地区比煤电的LCOE更高；绿色表示LCOE比煤电更低。单位：(美元/兆瓦时)

- <sup>i</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>ii</sup> <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b0beda65-8a1d-46ae-87a2-f95947ec2714/WorldEnergyInvestment2022.pdf>
- <sup>iii</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>iv</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>v</sup> <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/>
- <sup>vi</sup> 净现值 (NPV) 是指一个项目的预期现金流入和现金流出的折现差额, 用于分析投资的预期盈利能力。
- <sup>vii</sup> CTI 的 2050 净零排放情景是 IEA 全球净零排放情景 (NEZ2050) 和区域可持续发展情景 (SDS) 的区域插值。IEA 的 NZE2050 情景模拟了全球无碳捕集措施煤电的退出, 这与相对于工业化前水平约 1.5 摄氏度的全球平均温度增长是一致的。为了估算中国在 IEA NZE2050 情景下的燃煤发电量将如何下降, 我们取用中国在 IEA SDS 全球退煤情景中所占的比例 (包括区域细分), 并按照此比例代入到 IEA NZE2050 的全球路径上。更多信息请参见方法论文件: [https://carbontracker.org/wp-content/uploads/2022/04/PDG-Asia-Methodology\\_Final.pdf](https://carbontracker.org/wp-content/uploads/2022/04/PDG-Asia-Methodology_Final.pdf)
- <sup>viii</sup> 关于清华大学 2060 退煤情景的更多细节, 请见此链接: <http://www.csee.org.cn/pic/u/cms/www/202102/0215054225qp.pdf>。
- <sup>ix</sup> 关于清华大学 2060 退煤情景的更多细节, 请见此链接: <http://www.csee.org.cn/pic/u/cms/www/202102/0215054225qp.pdf>。
- <sup>x</sup> 搁浅资产余额是指某一资产在其自然运营寿命内的利润与在气候情景下提前退役的缩短运营寿命内的利润之间的差异。我们计算了计划中的煤电机组在每种气候情景下所产生的搁浅资产风险, 即“一切照旧” (BAU) 情景下的折现净利润与气候约束情景下的折现净利润之差。
- 我们将每种气候情景下产生的搁浅资产风险计算为 BAU 情景下的折现运营利润与气候约束情景下的折现运营利润之差。
- <sup>xi</sup> 我们的省级煤炭价格假设来自于 Wind 金融终端, 并基于长期合同与现货市场采购之间 80/20 的比例。近期, 中国国内煤炭供应紧张, 这意味着长期合同 (通常比现货采购更便宜) 更难采购。因此, 我们在煤炭价格假设中的 80/20 比例可能略微低估了煤电厂的实际燃料成本。
- <sup>xii</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>xiii</sup> 对于我们的碳价格假设, 我们依靠 Refinitiv 的预测, 认为中国的碳价格将在 2030 年上升到 190 元人民币。在 2030 年后的假设中, 我们预测的 2030 年碳价格以 2022 年的通货膨胀率增长。我们未假设中国的碳排放权交易系统 (ETS) 会过渡到绝对上限, 并假设到 2060 年排放强度基准将线性收紧到 0.5 克/千瓦时, 这是基于《能源》杂志发表的预测: <http://www.inengyuan.com/kuaixun/4185.html>
- <sup>xiv</sup> 我们在建模中排除了自备热电联产电厂, 因为我们假设它们为附近的工业综合体所有并为其服务, 因此不向电网销售电力或提供区域供暖。此外, 监管机构已经表示, 将对自备电厂进行早期退出。
- <sup>xv</sup> <https://unearthed.greenpeace.org/2017/03/02/china-coal-plant-approval-fall-2016/>
- <sup>xvi</sup> <https://www.cctd.com.cn/show-19-196018-1.html>
- <sup>xvii</sup> <https://news.bjx.com.cn/html/20211215/1193645.shtml>
- <sup>xviii</sup> [http://zfxxqk.nea.gov.cn/2021-08/27/c\\_1310486070.htm](http://zfxxqk.nea.gov.cn/2021-08/27/c_1310486070.htm)
- <sup>xix</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>xx</sup> 将仍在审批过程中的非热电联产项目优先淘汰是有道理的, 因为放弃这些项目的沉没成本最小。
- <sup>xxi</sup> [http://nj.shandong.gov.cn/art/2022/11/2/art\\_253733\\_10294616.html](http://nj.shandong.gov.cn/art/2022/11/2/art_253733_10294616.html)
- <sup>xxii</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-investment-2022-datafile>
- <sup>xxiii</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>xxiv</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Nov/IRENA\\_REmap\\_China\\_summary\\_2014\\_EN.ashx?la=en&hash=807F1019E27CA5C3D36FBA445EC48F150D58A6B5#:text=Under%20REmap%202030%2C%20however%2C%20with,about%2020%25%20of%20global%20use](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Nov/IRENA_REmap_China_summary_2014_EN.ashx?la=en&hash=807F1019E27CA5C3D36FBA445EC48F150D58A6B5#:text=Under%20REmap%202030%2C%20however%2C%20with,about%2020%25%20of%20global%20use)
- <sup>xxv</sup> <https://mp.weixin.qq.com/s/pYG4B112dNnP9zfPs7k9XQ>
- <sup>xxvi</sup> <https://www.carbonbrief.org/analysis-what-do-chinas-gigantic-wind-and-solar-bases-mean-for-its-climate-goals/>
- <sup>xxvii</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>xxviii</sup> <https://www.scmp.com/topics/chinas-power-crisis>
- <sup>xxix</sup> [https://www.lantagroup.com/file/brief\\_hydro\\_aug22.pdf](https://www.lantagroup.com/file/brief_hydro_aug22.pdf)
- <sup>xxx</sup> [https://www.lantagroup.com/file/brief\\_hydro\\_aug22.pdf](https://www.lantagroup.com/file/brief_hydro_aug22.pdf)
- <sup>xxxi</sup> [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- <sup>xxxii</sup> <https://www.inengyuan.com/kuaixun/10496.html>
- <sup>xxxiii</sup> [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/04/e3sconf\\_ccgees2021\\_01013.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/04/e3sconf_ccgees2021_01013.pdf)
- <sup>xxxiv</sup> [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/04/e3sconf\\_ccgees2021\\_01013.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/04/e3sconf_ccgees2021_01013.pdf)
- <sup>xxxv</sup> <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/02/Assessing-Chinas-power-sector-low-carbon-transition-a-framing-paper-CE4.pdf>
- <sup>xxxvi</sup> <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/02/Assessing-Chinas-power-sector-low-carbon-transition-a-framing-paper-CE4.pdf>
- <sup>xxxvii</sup> [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/04/e3sconf\\_ccgees2021\\_01013.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/04/e3sconf_ccgees2021_01013.pdf)
- <sup>xxxviii</sup> <https://www.cet.energy/2021/09/15/china-energy-policy-newsletter-september-2021-2/>
- <sup>xxxix</sup> <https://www.cet.energy/2021/09/15/china-energy-policy-newsletter-september-2021-2/>
- <sup>xl</sup> [https://usercontent.one/wp/www.cet.energy/wp-content/uploads/2023/01/CET\\_Overview-of-the-Spot-Power-Market-Rules-Draft\\_December-2022.pdf](https://usercontent.one/wp/www.cet.energy/wp-content/uploads/2023/01/CET_Overview-of-the-Spot-Power-Market-Rules-Draft_December-2022.pdf)
- <sup>xli</sup> [https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/tz/202201/t20220128\\_1313653.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html?code=&state=123)
- <sup>xlii</sup> [https://usercontent.one/wp/www.cet.energy/wp-content/uploads/2022/08/CET\\_China-Energy-Policy-Newsletter\\_August-2022.pdf](https://usercontent.one/wp/www.cet.energy/wp-content/uploads/2022/08/CET_China-Energy-Policy-Newsletter_August-2022.pdf)

- xliii [http://www.sgcc.com.cn/html/sgcc\\_main/col2017021449/2021-11/24/20211124110318688580904\\_1.shtml](http://www.sgcc.com.cn/html/sgcc_main/col2017021449/2021-11/24/20211124110318688580904_1.shtml)
- xliiv <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/02/Assessing-Chinas-power-sector-low-carbon-transition-a-framing-paper-CE4.pdf>
- xlv [https://www.ideacarbon.org/news\\_free/57940/](https://www.ideacarbon.org/news_free/57940/)
- xlvi [https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/tz/202212/t20221222\\_1343756.html](https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/tz/202212/t20221222_1343756.html)
- xlvii 该数据体现了电网的总投资，其中只有一部分可能会投资于专门用于传输可再生能源的特高压线路。背景是在 2022 年下半年，中国国家电网声称将在特高压方面投资 220 亿元人民币，约占 2022 年全年投资数额的 20%。  
<https://www.reuters.com/business/energy/chinas-state-grid-invest-22-bln-ultra-high-voltage-power-lines-report-2022-08-03/>
- xlviii <http://energy.people.com.cn/n1/2020/1216/c71661-31968207.html>
- xlix <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/092322-china-could-exceed-renewables-generation-target-of-33-by-2025>
- <sup>1</sup> <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c17342704/content.html>
- ii <https://www.jiemian.com/article/5744192.html>
- iii <https://chinadialogue.net/en/energy/untangling-the-crossed-wires-of-chinas-super-grid/>
- iiii <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c17342704/content.html>
- lv <http://www.csee.org.cn/pic/u/cms/www/201912/04100423vh6e.pdf>
- lv <https://chinadialogue.net/en/energy/untangling-the-crossed-wires-of-chinas-super-grid/>
- lvi [https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA\\_GEM\\_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf](https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/02/CREA_GEM_China-permits-two-new-coal-power-plants-per-week-in-2022.pdf)
- lvii <https://m.in-en.com/article/html/energy-2320290.shtml>
- lviii 该出版物中使用的确切术语是“等效利用系数”，即在考虑了可用率之后对利用情况的一种衡量。
- lix <https://news.bjx.com.cn/html/20221109/1267438.shtml>
- lx <https://zfxqk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18212&code=&state=123>
- lxi [http://paper.people.com.cn/zqnyb/html/2021-02/01/content\\_2032512.htm](http://paper.people.com.cn/zqnyb/html/2021-02/01/content_2032512.htm)
- lxii [http://zfxqk.nea.gov.cn/auto84/201607/t20160704\\_2272.htm](http://zfxqk.nea.gov.cn/auto84/201607/t20160704_2272.htm)
- lxiii [http://zfxqk.nea.gov.cn/auto84/201608/t20160805\\_2285.htm?keywords=](http://zfxqk.nea.gov.cn/auto84/201608/t20160805_2285.htm?keywords=)
- lxiv <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344918301137>
- lxv [https://iea.blob.core.windows.net/assets/fd886bb9-27d8-4d5d-a03f-38cb34b77ed7/China\\_Power\\_System\\_Transformation.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/fd886bb9-27d8-4d5d-a03f-38cb34b77ed7/China_Power_System_Transformation.pdf)
- lxvi [https://iea.blob.core.windows.net/assets/fd886bb9-27d8-4d5d-a03f-38cb34b77ed7/China\\_Power\\_System\\_Transformation.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/fd886bb9-27d8-4d5d-a03f-38cb34b77ed7/China_Power_System_Transformation.pdf)
- lxvii [https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3\\_AP202207041575739124\\_1.pdf?1656929235000.pdf](https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202207041575739124_1.pdf?1656929235000.pdf)
- lxviii [https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3\\_AP202201171540919700\\_1.pdf?1642415253000.pdf](https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202201171540919700_1.pdf?1642415253000.pdf)
- lxix [https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/ghwb/202203/t20220322\\_1320016.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html?code=&state=123)
- lxx <https://news.bjx.com.cn/html/20221123/1271002.shtml>
- lxxi <https://quangfu.bjx.com.cn/news/20220923/1256876.shtml> & <https://news.bjx.com.cn/html/20221018/1261851.shtml>
- lxxii <https://news.bjx.com.cn/html/20221124/1271297.shtml>
- lxxiii <https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/tz/202111/P020211103333054582799.pdf>
- lxxiv 在我们的模型中，我们保守地假设，改造的资本成本为 600 元人民币/千瓦（约 90 美元/千瓦）。
- lxxv 假设运营效率下降 14gce/KWh，链接：<http://www.nrdc.cn/Public/uploads/2022-07-18/62d4c2e313df1.pdf>
- lxxvi <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceq-20211020/%E4%B8%AD%E5%98%BD%E7%85%A4%E7%94%B5%E6%88%90%E6%9C%AC%E4%B8%8E%E9%A3%8E%E9%99%A9%E5%88%86%E6%9E%90.pdf>
- lxxvii 对于未改造的机组，我们假设容量系数以年均 1.2% 的速度下降，相当于历史上 10 年的复合平均增长率；对于改造后的机组，我们假设容量系数以两倍的速率下降，稳定在 2022 年一半的容量系数水平。在对比情景中，我们假设改造后的机组相对于其他机组的容量系数不会加速下降。
- lxxviii <https://news.bjx.com.cn/html/20221124/1271297.shtml>
- lxxix <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/chinas-ancillary-services-paradigm-shift-market-rules-adapt.html>
- lxxx 该计算基于 2019 年上半年辅助服务市场的总收入（130 亿元人民币），折算为 2019 年全年收入 260 亿元。
- lxxxi [https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3\\_AP202109061514540861\\_1.pdf?1630923186000.pdf](https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202109061514540861_1.pdf?1630923186000.pdf)
- lxxxii [https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3\\_AP202202281549660634\\_1.pdf?1646044581000.pdf](https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202202281549660634_1.pdf?1646044581000.pdf)
- lxxxiii [http://www.shandong.gov.cn/art/2020/6/2/art\\_107851\\_107306.html](http://www.shandong.gov.cn/art/2020/6/2/art_107851_107306.html)
- lxxxiv <https://twitter.com/YanQinyq/status/1580809026488918016>
- lxxxv <https://news.bjx.com.cn/html/20221117/1269728.shtml>

## 免责声明

碳追踪是一家非盈利公司，旨在提出应对气候风险的新思路。该组织由多家欧洲和美国的基金会资助。碳追踪并非投资顾问，不就投资于任何具体的公司、投资基金或其他工具的建议作出任何表述。任何投资于此类基金或其他实体的决定不应依赖本出版物中的任何内容作出。尽管本组织已经取得被认为是可靠的信息，但本组织不对与本文件

所载资料有关的，任何性质的索赔或损失负责，包括但不限于利润损失、惩罚性或后果性损失。编制本报告所用资料均来自公开渠道，以及碳追踪的许可方。有些内容可能为专属内容，属于碳追踪或其许可人。本研究报告中的信息并不构成在任何司法管辖区出售证券的要约，也不构成购买要约的招揽，或对任何证券的投资建议。本报告中的信息并不构成财务建议。本研究报告仅提供一般性信息。这些信息和意见仅构成在所示日期的判断，并可能随时更改，而无需事先通知。因此，这些信息可能不准确或不及时。本报告中包含的信息和意见是根据被认为可靠的来源和真诚地汇编或得出的，但碳追踪不对其准确性、完整性或正确性做出任何明示或暗示的陈述或保证，碳追踪也不保证这些信息是为最新内容。