



TLG 视野

2012年2月

本版中...

在本期TLG视野中国特刊中，我们重点讨论中国电力行业面临的重大挑战。

The authors:

唐迈珂 (Mike Thomas)
mthomas@lantaugroup.com

胡新民 博士 (Xinmin Hu)
xhu@lantaugroup.com

高魁星 (Christian Kaas)
James Doig
張柳潼 (Liu Tong Zhang)

www.lantaugroup.com

免责声明：

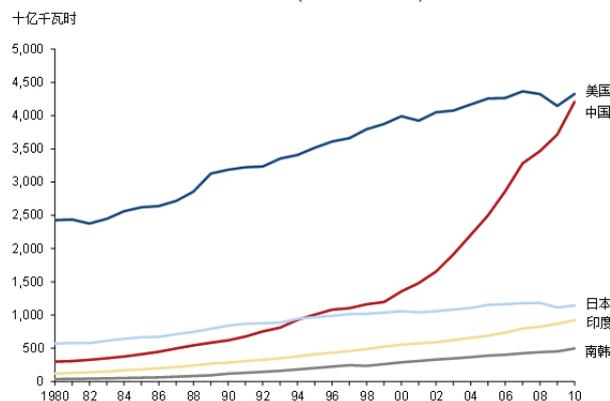
本通讯仅为一般信息传播。本通讯并非用以提供咨询意见，因此请不要在没有得到专业意见的情况下依照本通讯的内容采取任何行动。如果您对此或对与此相关事宜有任何疑问或需要进一步的有关资料，请联系本通讯作者或者您在TLG的固定顾问。

本通讯可以被认为是广告性宣传。欲了解更多关于TLG的信息，请访问 www.lantaugroup.com

中国电力市场：规模掩盖下的诸多挑战

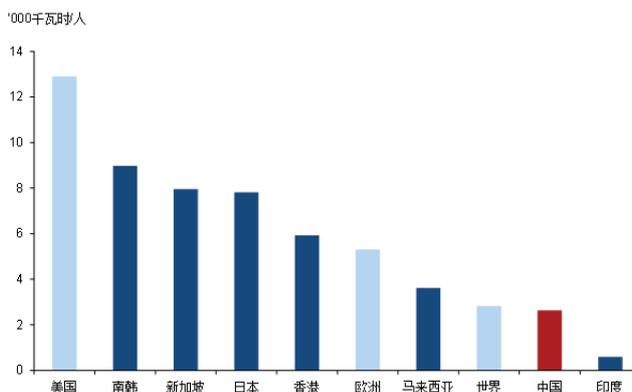
如果不先关注中国电力行业令人瞩目的规模和增长率，或许很难认真点评其未来。过去三十年中中国的发电量以高于9%的年增长率增长了近15倍，从1980年的约3千亿千瓦时增长到2010年的4.2万亿千瓦时（见图1）。中国的发电装机容量也由1980年的6600万千瓦增长至今天的10亿千瓦，仅次于美国而位居世界第二。倘若以装机容量的年增长率来衡量，中国的增速就更令人震撼了：“中国已经连续五年每年建设了相当于一个南韩或英国规模大小的电力系统”。即使如此，中国的人均能源消费仍相对较低，中国的电力需求和电力市场仍有很大的成长空间。

图1：不同国家发电量图示（1990-2010）



来源：BP 世界能源统计(2011年6月); 世界银行集团

图2：不同国家和地区人均能耗（2009）



来源：世界银行集团

然而，中国电力行业的高速增长和规模之大常常有误导性。尽管一开始国外投资者常被中国电力行业的规模和增长潜力所吸引，但是深入了解后，他们往往对所见到的有限机会和明显的财务风险感到失望。因此，综合中国电力行业的发展历史以及国际背景来研究该行业，加上严谨的分析，有助于更好地理解中国本土的电力企业的经历和面临的挑战。在本期TLG视野中，我们聚焦于中国电力行业所面临的重大挑战。

五大电力集团

五家最大的国有发电企业（以下简称“五大”）目前拥有大约一半的中国发电装机容量。在2005-2010年期间，中国新增发电容量的三分之二为五大投资所建。作为世界电力

巨头的五大，他们庞大的规模却并没有创造出与之相衬的可见业绩。2008到2010年，五大在火电发电业务中损失了人民币600亿元。类似的情况在2011年重演¹。这些巨额损失起因于中国一直坚持执行严格的电价调控以及对煤炭价格松绑的体制。

尽管没有可观的财务回报，2006-2010年五大仍然平均每年投资人民币约2000亿元用于新建或扩建发电机组-中国在2006-2010年期间，平均每年投入人民币6400亿元，即每年约有中国国民生产总值的百分之二用于电力建设（见图3）。基于收入和成本的压力，五大严重依赖外债来维持其增长，其债务水平高达80-90%²（见图4）。借助于与政府的亲密关系，五大才能承担如此高的负债率³。无论是否有政府作后盾，这一巨额的债务负担已对该行业产生了深刻的影响并无形中束缚着其发展。在2011年的前七个月，五大的财务成本比上一年增长了33%，约为人民币530亿元⁴。仅仅在电力行业年债务利率加25个基点就可导致五大的年财务成本增加55亿元 - 约为2010年五大累计报告的税前利润的25%。

用更多的债务来弥补收入差距的空间有限，但伴随中国电力需求不断增长，五大面临着巨大的使命和挑战，也就是如何持续付出巨额投资来支持强劲的经济增长所需新增的电机容量。而解决这个难题的途径就是变革现有的电力行业制度。

图3：年发电投资和电网投资图示

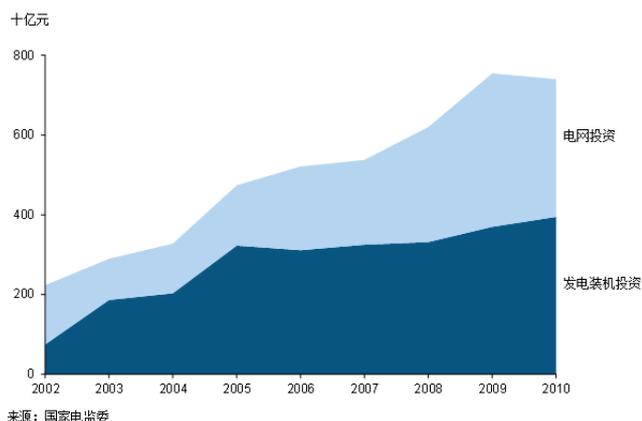
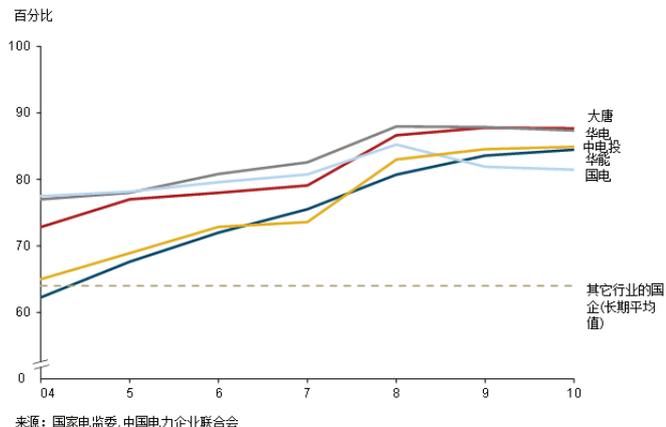


图4：“五大”债务和资产比例



无独有偶。除中国外，许多亚洲国家政府也不支持让消费者承担反映发电成本的电价机制。其后果是，很多亚洲地区的电业

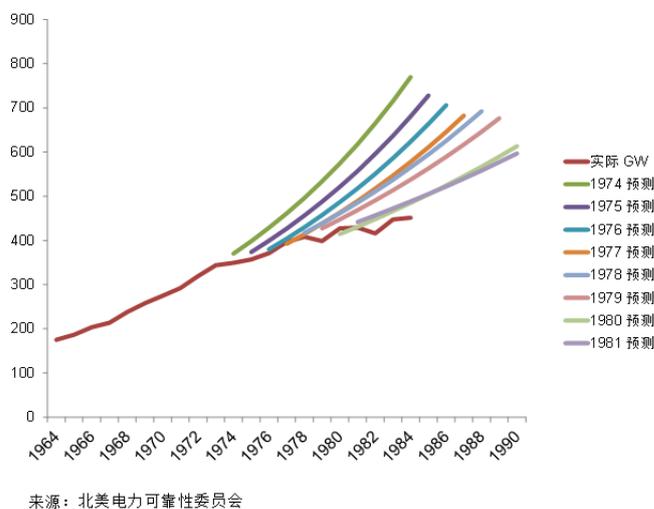
1 资料来源：中国电力企业联合会（2011年8月）。
 2 五大的债务水平大大高于其他行业的国企也负债率。
 3 基于政府会采取措施支持中国的独立发电商，信用评级机构Fitch在2011年11月重新肯定华能的信用评级为BB+/信用稳定。
 4 资料来源：中国电力企业联合会（2011年8月）。

巨头 - 从中国的五大到南韩的韩国电力公司（KEPCO），从马来西亚的国家电力公司（TNB）到印度尼西亚的国家电力公司（PLN）- 始终不能做到电价与其投资和运营成本相匹配。反复变动和居高不下的燃料价格更使其处境雪上加霜。这一挑战更因节能减排的压力而与日俱增。

长期的价格和成本的不般配可以在短期内给终端用户（或终端用户团体）带来较低的价格，但却以长期积累问题为代价。南韩断电，马来西亚本国天然气生产的削减以及香港政府拒绝提高电价来支付法律要求的（从前是政府允许的）排放控制设备和低碳燃料供应而导致的新增成本，这些都是长期积累的问题的表现。尽管某些问题可能潜伏数年之久，但矛盾百出的电力调控政策根本无法成就一个持续高效的行业。

上述情形难以为继，最终必然让位于真正的变革。美国就是最好的例子。经过30年的显著和相对稳定的增长，美国电力部门遭遇了二十世纪七十年代和八十年代的困难时期：美国在电源结构中引入核电，但与此同时，需求增长开始放缓，而成本开始上升（见图5）。新的核电站的发电不仅比原先预计的昂贵，而且在经济增长放缓的环境下新的发电装置开工率也没有达到先前的预期。加之受到燃料价格上涨的打击，美国发电企业寻求价格上涨。他们可能期望在一个成本净上升时期，涨价要求会被视为是公平和合理的，特别是在过去几十年中价格处于稳定甚至下降的趋势。结果却出乎他们的意料。在政府和消费者团体对垄断的发电企业的反对声中，三十年的行业商誉在一瞬间消失了-对于任何相信发电企业能在逆境中利用他们已建立起来的良好商誉来度过难关的人来说，这是一个发人深省的教训。

图5：1974年之后美国电力产业增长意外放缓图示



这些动向对美国电力行业有深刻的影响。几家美国发电企业因此而破产，而重大的行业改革随之而至，例如推出独立发电商（IPP）的改革。改革当然也伴随着压力。综合历史和经济的角度来看，人们不禁会思考发生于美国的事件是否也会在中国和亚洲重演。

中国的调控难题

在任何具有大型固定资本长期投资特征的行业里，投资者必然面临着几十年的金融风险。一旦他们做出财务承诺，投资者除

了希望游戏规则不要以无法预期的方式改变之外，其他方面就几乎无能为力了。一些国家提供了比别国更多的保护以对抗“套牢”的风险 – 这里“套牢”是指利用在投资者做出不可逆的（通常是非常大的）财务承诺后继而削弱投资者谈判地位的能力。强有力的监管保护和持久稳健的商业合同（电力购买协议）是国家保护电力行业投资者抵御风险的两种最有效的方式。目前，中国两者都没有。

由于存在明显的套牢风险，投资者投资电力市场的欲望不高。如果被迫这样做，那么由此产生的投资环境可能充斥着价值扭曲的寻租行为，糟糕的财务控制，降低的透明度，以及潜在的腐败。

中国的五大可能仍被指示建设发电站，但鉴于其财务业绩不佳和承担额外债务的能力有限，如此继续投资将是不智之举。可靠的电力系统是复杂的。行政决策者的指示并不能保证电力系统的可靠运行，无论这些指令开明与否；电力系统可靠运行的保证来自于电力系统几十年作为一个复杂的多元经济和商业系统，它能回报或吸引投资者，引导他们采取必要的行动来把握可预见的问题，然后提出、求证并投入需要解决问题的资源。

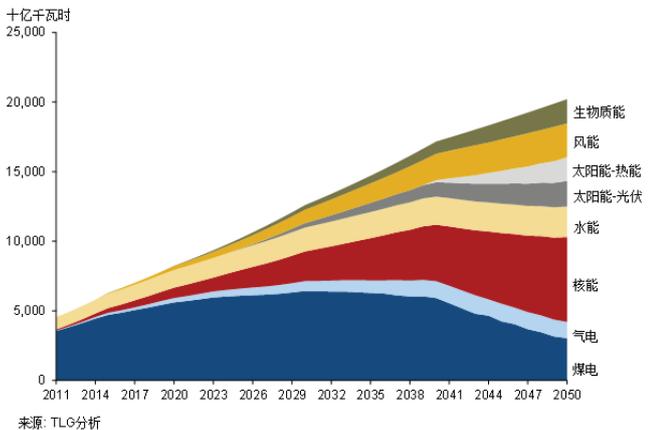
TLG的中国电力行业模型 (CPSM)

为了考核这些因素及其对当地、区域和全球经济的影响，我们决定开发中国电力行业模拟仿真模型CPSM以便评估各种长期电力行业的发展方案。CPSM以满足各种运行和刚性限制条件下的最小化发电成本为基础，同时优化规划期内所需新增发电装机容量和短期调度发电成本。CPSM模型可以模拟大量的政策方案、发电技术的部署和市场条件。

如果我们假设燃料价格保持2011年的名义价值计算不变⁵，燃煤发电将继续成为中国未来二十多年的主要电源（见图6）。大型水电的开发起初也会较快增加，但很快就受到了预计资源的限制。长期而言，随着非燃煤发电技术的成本效益和可用性的提高，煤电的份额会最终缩小。

如同大多数其他的预测，我们的模型结果表明，如果目前预计的成本、可用性和各种技术性能的假设正确，中国的核电产业将显著扩大。到现在为止，主要制约因素一直是中国的规模发展和建设新设施的能力。麦肯锡和其他公司也看好核电在中国的经济优势⁶。另一方面，如果核能发电的经济优势不像预测的那么乐观，中国则可能需要更多地投资于燃煤机组以支持其经济增长。这样的话，中国的碳排放量会大幅增加。

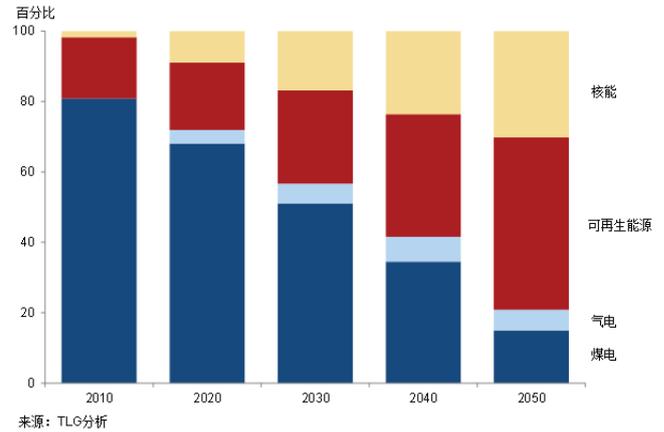
图6：多种技术发电预计年产量



5 其他假设，例如化石能源技术转换效率的提高和非传统的可再生能源技术项目成本的下降，也扮演重要的角色。

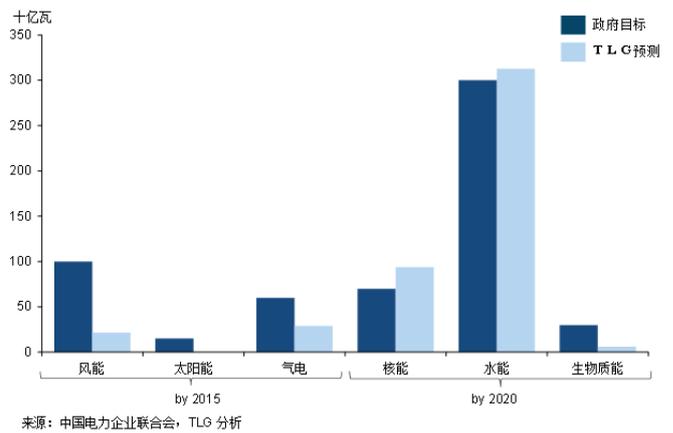
6 见麦肯锡季刊“中国的绿色产业机遇”（2009年5月）。

图7：发电资源构成



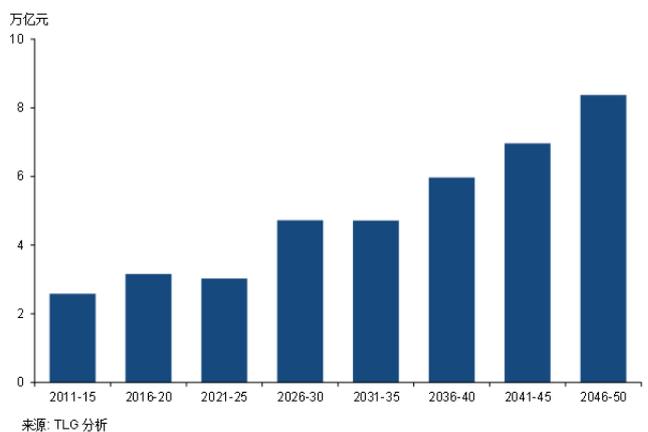
下一步，我们就CPSM模型对未来发电装机容量的预测与中国政府对电力行业发电装机容量目标（如中国的第12个五年计划）做比较，我们发现中国政府就核能和水电至2020年的目标与我们模型的预测很接近（图8）。但是中国政府风能，太阳能，生物质能和天然气发电的目标似乎不太现实，需要强有力的财政和政策支持才有可能实现。

图8：2015-2020年间CPSM模型预期和国家计划的比较



为满足中国未来十年的电力负荷增长需求，我们的模型估计这将需投资接近6.0万亿人民币（图9），该值与中国电力企业联合会（CEC）估计的5.7万亿的投资大体一致⁷。

图9：新能源发电的预计资本需求



7 资料来源：中国电力企业联合会：“电力行业投资预测”（2011年2月21日）。

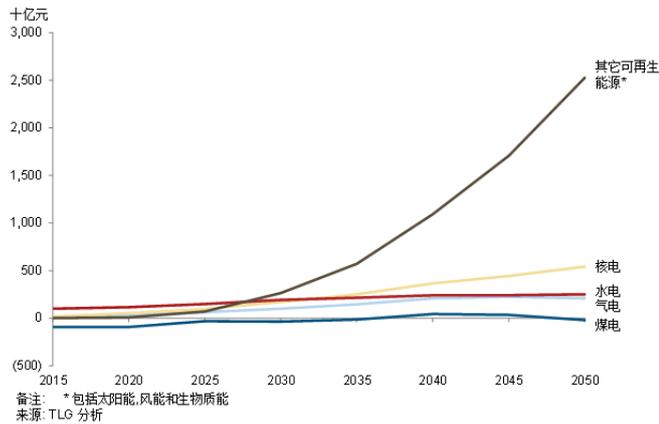
投资未来发电装机

对于中国的电力行业来说，中国政府持续对国家电力价格的严格管理潜在着巨大的风险。最近上网电价虽有所增加，五大仍无法完全回收其投资煤电所付出的资金（图10）。要使新的燃煤电厂的投建和运营得到合理收益，当今的电价需要进一步增加约15%。结合温和通胀、技术进步和未来燃料成本的假设，所需上调电价来弥补成本的缺口会持续增长，到2020年该缺口将高达40%。

同样的，中国电力价格的管理对于中国的电力部门和政府也潜在着巨大风险。即使经过最近的涨价，中国的五大也几乎不可能实现建设新的燃煤发电机组的商业价值（图10）。但倘若没有对煤电的投资，中国的电力部门便无法应对中国日益增长的电力需求。对以商业为导向的投资者来说，现阶段的电价增长仅仅只够维持电力行业生存的水平而矣。

最终，全球燃料市场的走势及中国金融业是否继续投资电力行业将决定中国电力行业的命运。即使煤炭价格按名义价格计算上涨（甚至仅上涨通胀率的一部分），未来需要弥补电价和成本的缺口将大幅扩大。而五大无论如何都难以弥补其账面亏空。

图10：新能源发电投资的经济回报



因此，中国需要对现有的制度做出改革。于此，中国政府可借鉴两种模型。

第一个选择：封闭式投资模型

在封闭式投资模型中，五大将继续负责未来大部分发电装机的资本投资，而外来投资者鉴于套牢的风险只有有限的投资机会（和有限的投资意愿）。

政府将继续实施强行的不规律的价格调整，而且主要以维系五大的生存为目标。在这个意义上，传统投资方式目前不仅无法收回全部成本，而且一旦建成也无法撤走资本。五大仅在必须维持其基本运行能力的范围内方可取得特别涨价权；或者在燃煤价格下降或政治大环境允许时取得意外收益。

如果这样，五大会被“套牢”，而且他们只有在有限的机会（如果有的话）能从已做投资中赚取实际利润。这一封闭式投资模型的可持续性只能在于五大相信未来上网电价的调整将支持他们的投资。

封闭式投资模式不是中国独有的。马来西亚和韩国的独立发电商（IPP），通过与国有发电商签定的电力买卖合同，普遍享有商业上可行的回报，而其国有发电商（马来西亚国家发电公司（TNB）或韩国电力公司（KEPCO））必需承担与电价政策相关的金融风险。这两个国家电力行业内的商业安排是结构化的，即如果燃料成本增加，由国有发电商来承担财务风险，而不是IPP。

第二个选择：开放式投资模型

在开放式投资模式中，五大不再是电力行业投资的首要引擎。相反，新的改革措施的有效推行将促进和支持国内和国际投资者对中国电力行业的投资。

购电合同为新的发电项目而设定。购电合同将考虑成本和其他相关的承诺和保证以避免被套牢的风险。为此，国内和国际投资者变得更加愿意投资于中国电力行业，从而创建新的资金来源以适应该行业增长的融资需求。

在这种机制下，电价上涨的压力放缓。这是因为五大已有的发电机组执行传统的上网电价而新机组的投资则被新的合同安排所涵盖。终端用户只承担以上价格的加权平均价格。这样将为监管部门提供了一个逐步由国家控制和担保融资转为放开的经营体制，也将释放国家资本使其能够流向中国经济的其他行业。但是，由于五大的回报主要取决于现有已投产的（非合同）资产所赚取的上网电价，五大可能仍然不能赚取更高的回报。

“套牢”是束缚利用商业资本的主要风险。透过解决套牢风险，开放式投资模式提供了一个从管理已有资产价值到管理新投资资产价值的过渡路径。但是开放型投资模式并不能解决五大面临的最困难的问题 - 即他们可能无法完全收回的投资回报 - 但这个模式的确可中止其财务状况持续恶化，以及转向旨在提高行业整体效率的更果断更广泛的改革。

结论

增速和规模是中国电力行业的亮点，但它们作为电力投资环境的吸引指标很容易误导他人。相反，五大已经被迫承担无法维持的高额债务，因而产生了一个更为脆弱的行业结构。然而，中国电力行业仍需要大量的资金投入来满足其电力需求的快速增长。

如果燃料价格居高不下或利率上涨，中国电力行业会面临很大的问题。其行业制度需要改革，中国可考虑区别已建和新建发电机组的监管保护，以及加速开放电力投资市场。新的监管保护和商业合同工具可用于对电力市场进行资产重组，从而创建一个更完善的投资环境来更有效和及时地支持未来的增长。