

国际分布式能源联盟 中国电力经济模型

来自国际分布式能源联盟的分析



2005年1月

英国外交和英联邦
办公厅资助



Foreign &
Commonwealth
Office, the UK



国际分布式能源联盟

中国会员---
中国电机工程学会



Cogeneration Study
Committee of the Chinese
Society of Electrical
Engineers

国际分布式能源联盟简介

国际分布式能源联盟成立于 2002 年 6 月，属非盈利性研究和推广机构，致力于在全世界范围内加快分布式能源系统的推广和利用。经过不懈努力，国际分布式能源联盟逐步得到了各国热电联供和分布式能源方面的机构、分布式能源公司和分布式能源生产单位以及世界各地的政府机构的支持，并在世界范围内发展了二百多家直接和间接的会员公司和机构，并得到了它们直接和间接的支持。

分布式能源技术包括以下形式的发电系统，这些发电系统能在或靠近消费的地点提供电能：

- 高效热电联产；
- 就地可再生式能源系统；
- 能源循环系统，包括利用废气、余热和压差来就地发电。

国际分布式能源联盟依据上述标准来确定某一系统是否属于分布式能源系统，而不论其项目大小、燃料种类或技术，也不论该系统是否与电网联网与否。

国际分布式能源联盟认为分布式能源的更广泛使用是全世界的电力系统能否达到低成本现代化和是否能得到发展的关键。鉴于，低效的集中式供电系统占全世界发电量的 93%，而分布式能源的发电量仅占 7%，国际分布式能源联盟的总目标是在 2012 年将这一比例翻番，达到 14%。随着分布式能源的增长，电力系统的成本将更低、使用将更加可持续化、效益将更为强劲。

为了实现该目标，国际分布式能源联盟始终致力于更广泛的研究和积极的推广活动。

- 国际分布式能源联盟在主要国家和地区从事推广和研究工作，并参与分布式能源的政策、规定和环保方面的规章和制度的制定。
- 国际分布式能源联盟致力于扩展国家分布式能源和热电联供机构在国际上的网络。到目前为止，国际分布式能源联盟的网络成员分布于欧洲、美国、印度、中国和巴西。

- 国际分布式能源联盟为从事分布式能源的公司和组织专业会议和论坛。
- 国际分布式能源联盟与其它机构合作出版专业机构“热电联产与就地发电”（由国际分布式能源联盟的伙伴 James & James 发行）

本研究报告由国际分布式能源联盟高级研究员奥莱利莫仁德撰写。

aurelie.morand@localpower.org

欲知更多的关于国际分布式能源联盟的情况，可从网站 www.localpower.org 了解，或与下列人士联系：

Michael Brown

Director

WADE

15 Great Stuart Street

Edinburgh, EH3 7TP, UK

+44 131 625 3333, fax 3334

michael.brown@localpower.org

Thomas R. Casten – Chairman of WADE

Chairman & CEO

Primary Energy LLC

2000 York Road, Suite 129

Oak Brook, IL 60523, USA

+1 630 371 0505, fax 0673

tcasten@primaryenergy.com

致谢

国际分布式能源联盟感谢英国政府全球机会基金和英联邦办公厅对此项目提供的财务赞助。

国际分布式能源联盟同时感谢下列机构和人员对此研究报告提供的协助。 他们是：中国电机工程学会热电联供研究委员会；群鹰公司/北京， 中国能源网；杨青（康明斯发电公司，北京）；肯特·卡特和罗伊·迪恩（太平洋顶峰公司，北京）；纳森·里夫（挪威 Cicero）；及英国驻中国大使馆，北京。

主要研究结果

分布式能源能够以低于集中式发电的成本满足需求的增长

无论形式如何，分布式能源¹均能够以低于集中式发电的资金成本和零售价格满足中国日益增长的电力需求。

这主要是因为分布式能源的输电和配电成本低（输电和配电）

输电和配电网所需的资金大，运营和维护成本高，能量损失严重。与集中式发电不同，分布式能源离电力需求所在地更近，因此电流到用户的距离更近，可极大地减少输电和配电的投资。分布式能源的零售和资金成本的优势如图 1 和 2 所示。该等图清楚地说明了与输电和配电有关的成本。与集中式发电程度高的情况相比，分布式能源程度高的情况下，零售成本可降低 28%，资金成本降低 38%，并且在 2021 年这段时间里可节省四千亿美元。

图 1: 下列情况下的零售成本

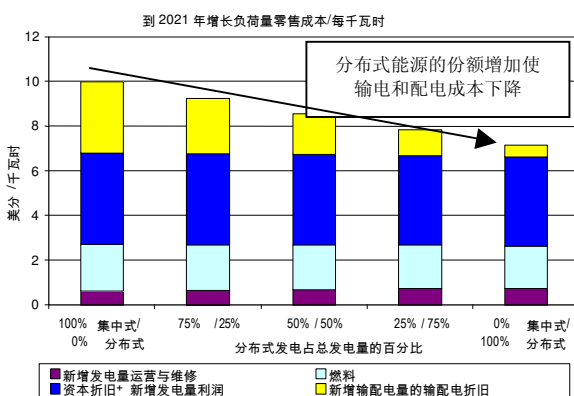
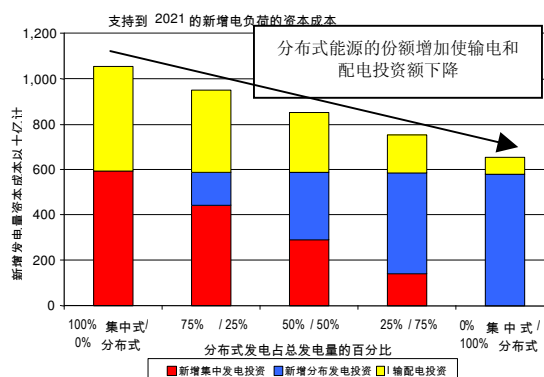


图 2: 下列情况下的资金成本



两个图表：国际分布式能源联盟 2004 年

¹ 分布式能源包括：高效热电联产、就地可再生能源和能源循环利用。

² 1 美元 = 人民币 8.28 元（2004 年 12 月 2 日）

分布式能源的高度利用同时也减少废气排放

由于分布式能源系统使用的燃料比集中式发电系统使用的燃料矿物性低，所以分布式能源的高度利用将极大地减少废气排放。二氧化碳的排放比高度使用集中发电的低 56%，而氮化物和硫化物的排放低 89%。

其它关键研究结果

国际分布式能源联盟进行广泛的针对具体情况的分析，以便探讨不同因素的影响。

主要研究结果包括：

- **中国的典型还贷期仅是十年。如果还贷期延长到二十年，那么零售价格的下降幅度可达 20%。**
- **降低碳化物排放，不一定非利用核能源不可。**
在集中式发电程度高和碳化物排放量低的情况下的二氧化碳的排放量比分布式能源利用程度高的情况下高。在分布式能源利用程度高和碳化物排放量低的情况下的排放量是最低的。降低碳化物排放，不一定非利用核能源不可。
- **燃气的分布式能源的最大成本优势不受燃气价格的影响。**
在各种情况下，即使将燃气价格增加一倍，对总零售价格的影响很小。
- **对降低电力需求率影响巨大**
与 4.8% 的参考增长率相比，3% 需求率可使资金成本下降幅度达 49%。

国际分布式能源联盟的经济模型

国际分布式能源联盟制作经济模型的目的是计算在既有集中式发电又有分布式发电的情况下提供增量电力负荷增长对经济和环境的影响。通过输入不同的估算值，该模型可适用于世界上任何国家、城市或地区。从目前或近年来的发电容量开始，并结合对容量淘汰率和负荷增长率的估计，该模型可计算出由用户指定的能够满足未来二十年的新的电力需求容量。

该模型的数据输入要求详细而广泛，需要对范围很广的包括如下各方面的信息进行综合性分析：

- 按技术类型分的现存的容量和发电量；
- 按技术类型分的污染排放量；
- 按技术类型分的热耗、燃料耗用量和负荷因素；
- 按技术类型和针对输电和配电分的资金和投资成本；
- 按技术类型分的平均运营和维护及燃料成本；
- 对某一选中的系统而言，该系统的增长特性；
- 按技术类型分的关于目前年容量淘汰量的估算；
- 按技术类型分的关于未来容量增长的估算。

针对中国的各种参考情况对比的完整的输入单见在附件四，输入值的来源见附件 B。附件 C 包含有用于此项研究的针对各种发电情况的估算值。

该模型的输出值有：

- 二十年内的投资(发电容量+输电和配电)总额；
- 第二十年的新增发电容量的零售价格（输电和配电投资资金分摊+发电厂投资分摊+运营和维护费用+燃料成本）
- 第二十年的新增发电容量的二氧化碳和其它污染物（硫化物、氮化物和颗粒物）的排放量。

该模型估算了新增的发电量和输电及配电容量，以便满足二十年的电力需求。该模型所参考的情况设定范围包括从 0%的分布式能源 / 100%集中发电 到 100%分布式能源 / 0%集中发电。该模型同时也考虑了这两种极端下的各种情况。该模型也使用户能够运用各种情况下的任何

数据进行计算，比如需要的某种技术、改变燃料价格或满足特定当地环保目标。该等各种情况均应用于本报告所描述的针对中国进行的模型计算。

该模型考虑了很多真实的但不太为人所知的电力系统特性。例如，它考虑到了调峰期间电网损失对为满足新的电力需求而投入的集中发电的电量所产生的巨大影响。假设调峰期间输电和配电的损失是 26.5% (参考方案中使用的估算值)，只有投入 1.35 MW 的新的集中式发电的电量才能满足 1 MW 的新增电力需求。

欲详细了解国际分布式能源联盟制作的模型，请登陆 www.localpower.org 中的模型说明查找。

迄今为止，国际分布式能源联盟制作的模型共为包括中国在内下列国家和地区进行过计算：

- 巴西
- 欧共体（得到了欧共体分布式能源项目资助）
- 爱尔兰（得到了爱尔兰共和国政府的资助）
- 加拿大安大略省（得到了加拿大联邦政府的资助）
- 泰国（得到了欧共体热电联产-3 项目的资助）
- 美国
- 世界各地

在这些地方中，主要的模型计算结果已经在巴西、欧共体、安大略省和世界各地公开发表。此外，针对美国的计算结果也已公开发表，并解释了结果的来源和意义。欲了解关于这些结果或国际分布式能源联盟的经济模型的更多信息，请与国际分布式能源联盟联系。

基于中国数据的模型

情况说明

参考情况

此情况是根据中国 2001 年得到的数据以及对从 2001 年至 2021 年这段时间所有其他输入值平衡后的估算值而设计的。该方案所使用的输入值见附件 A

模型情况 (1) – 需求增长和经济条件

为此项目，对下列情况进行了计算：

- 低电力需求增长(3.0% 对比参考方案中的 4.8%);
- 高电力需求增长 (8.0%);
- 燃气价格上涨一倍（集中式发电 3.91 美元 /吉焦； 分布式发电 5.87 美元 /吉焦）
- 对输电和配电及发电的贷款还贷期加长一倍（从 10 年到 20 年）；
- 输电和配电成本高（在参考情况中的 750 美元 /千瓦的基础上上涨 33%）

在每一种情况下，只改变了被命名的变量；所有其它输入值与参考情况中的一样，保持不变。

模型情况 (2) –发电情况

同时，也对下列关于未来中国电力需求变化的情况进行了计算：

- 低碳 – 增加核电（集中式发电）和可再生能源（集中式发电和分布式发电）容量所占份额；
- 高燃气容量 – 增加燃气发电的容量，燃气集中式发电和燃气分布式发电均有的情况。
- 高燃煤量 – 增加了燃煤发电的容量，燃煤集中式发电和燃煤分布式发电均有的情况。

各种情况中引用的输入值见附件 C。对于各种情况，仅提及了未来新技术的市场份额；模型中所有输入值均与参考方案一样，保持不变。

输出值 – 参考情况

下列图表说明国际分布式能源联盟经济模型中四项主要输出值中的每一种结果，即资金成本、零售价格、矿物燃料使用和污染物（碳化物、氮化物、硫化物和颗粒物）³排放。

与参考情况下经济方面相对应的模型结果见表一。根据该情况，将所有 2021 年前的增量发电容量都视为分布式发电的容量，将比所有增量发电容量都视为集中发电的容量的情况下节省四千亿美元。其结果是，在 100% 分布式发电的情况下，新电厂的零售价格到 2021 年时将明显降低，每千瓦时将便宜 2.81 美分。

表 1: 集中发电或分布式发电对满足 2021 年以前电力需求增长的影响；参考情况

	100% 集中发电	100% 分布式发电	分布式发电节约	节约 %
总资金成本: (容量 + 输电和配电) 以十亿美元为计价单位	1,053	653	400	38%
零售价格 (美分 / kWh; 新电厂)	9.97	7.16	2.81	28%

国际分布式能源联盟 2004 年

表 2 说明了两种极端情况对污染物的影响。在 100% 分布式发电的情况下，与 100% 集中发电情况相比，少排放二氧化碳 56%、颗粒物 58%、氮化物和硫化物⁴达 89%。

表 2: 电或分布式发电对满足 2021 年以前电力需求增长的影响；参考情况

	100% 集中发电	100% 分布式发电	分布式发电节约	变化%
排放 (000 t)⁵:				
二氧化氮	917	99	819	89%
二氧化硫	910	97	813	89%
颗粒 ¹⁰	48	20	28	58%
二氧化碳排放 (Mt)	739	322	416	56%

国际分布式能源联盟 2004 年

³ 通篇来看，各种方案下所指的集中式发电(CG)和分布式发电(DE)是两种极端的情形。这两种情形是，从第 1 年到第 20 年间集中式发电或分布式发电的能力提升 100%（比如集中式发电新增 100%或分布式发电新增 100%）。实际上，上述任何一种情况都不大可能出现；最有可能出现的情形是集中式发电和分布式发电的一种混合式增长。

100%的分布式发电的情形，意味着 20 年间所增长的发电量只来自于分布式发电，而非所有新增的发电量都来自于分布式发电，认识到这一点也同样十分重要。分布式或集中式发电在第 20 年里的实际市场占有率应该是先前发电量（从第 1 年开始）和新增发电量（从第 1 年到第 20 年）的一个函数值。国际分布式能源联盟估计，如果在 100%的分布式发电情形下，第 20 年的集中式发电市场份额将至少可以达到 40%。

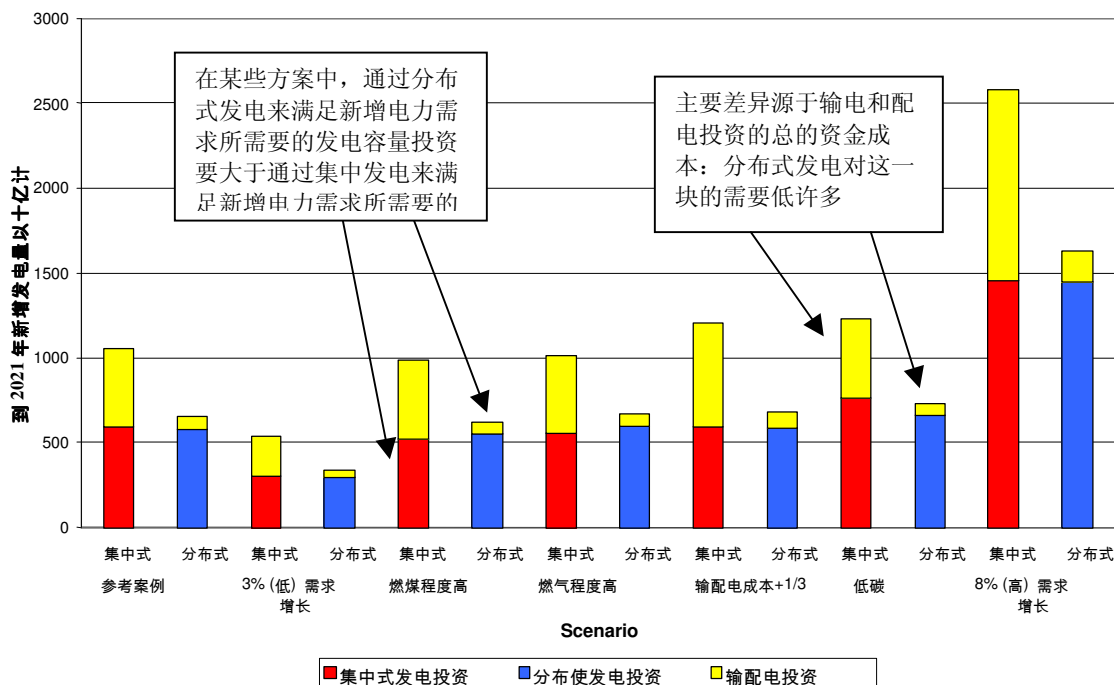
⁴ 此模式把由于利用热电联产代替锅炉设备所减少的污染物排放考虑在内。

⁵ 数值以最新的整体数字为依据

输出值 - 模型情况

1. 对于满足2021年前电力需求所需的资金成本的影响

图 3: 根据模型方案, 用于满足 2021 年前增量电力需求的资金的成本



国际分布式能源联盟 2004 年

- 燃煤量高、燃气量高和参考情况之间的差异很小;
- 输电和配电成本的增加对集中式发电的影响远大于对分布式发电的影响- 这是因为 在满足同等电力需求的情况下, 集中式发电比分布式发电需要更多的输电和配电投资;
- 无论是对集中式发电还是分布式发电, 低碳排放量的方案在发电方案中是最昂贵的;
- 如表 3 所示, 电力需求增长是对资金成本影响最大的变量。需求增长率从 4.8% 降低至 3.0% (在参考情况中)将使能够满足新增电量需求所需的资金的成本下降 49%。
- 从表 5 和 6 (第 13 页和第 14 页)中可以看出, 需求增长对燃料使用和二氧化碳排放的影响也是最大的。

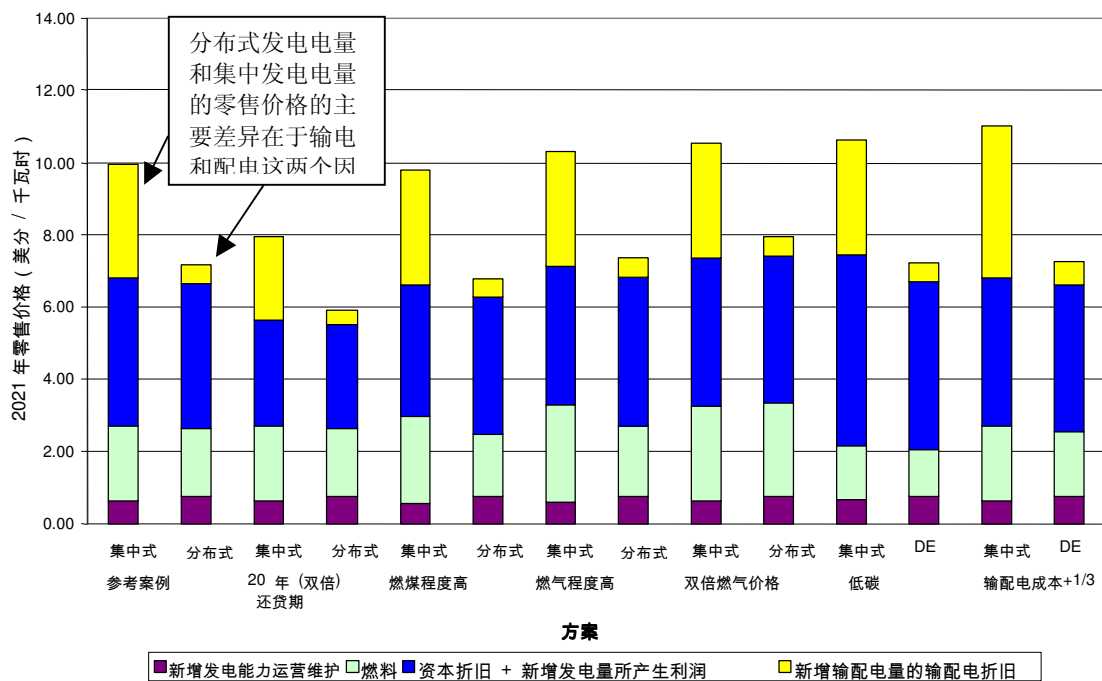
电力需求增长对 100%新增分布式发电和 100%新增集中发电两种情况下的资金成本的影响，

方案	年电量需求增长	相对于参考方案的电量需求增长	资金成本(以十亿美元计)	与参考方案对应的资金成本
100% CG				
低需求	3.0%	-38%	538	-49%
参考方案	4.8%	-	1,053	-
高增长	8.0%	+67%	2,597	+147%
100% DE				
低需求	3.0%	-38%	335	-49%
参考方案	4.8%	-	653	-
高增长	8.0%	+67%	1,625	+149%

国际分布式能源联盟 2004 年

2. 对零售价格的影响

模型方案下与 2021 年的增量电力负荷相对应的中国电量零售价格



国际分布式能源联盟 2004 年

- 还贷期的长短和输电及配电成本对零售价格的影响最大；
- 由于在满足相同的电力需求的情况下，分布式发电比集中式发电需要的资金成本小，所以分布式发电因输电及配电成本增加而遭受的损失较小。输电及配电成本增加及还贷期的长短对分布式发电和集中式发电的影响见表 4 的总结。

输电及配电成本增加和还贷期限对 2021 年中国新增发电厂的电量的零售价格的影响

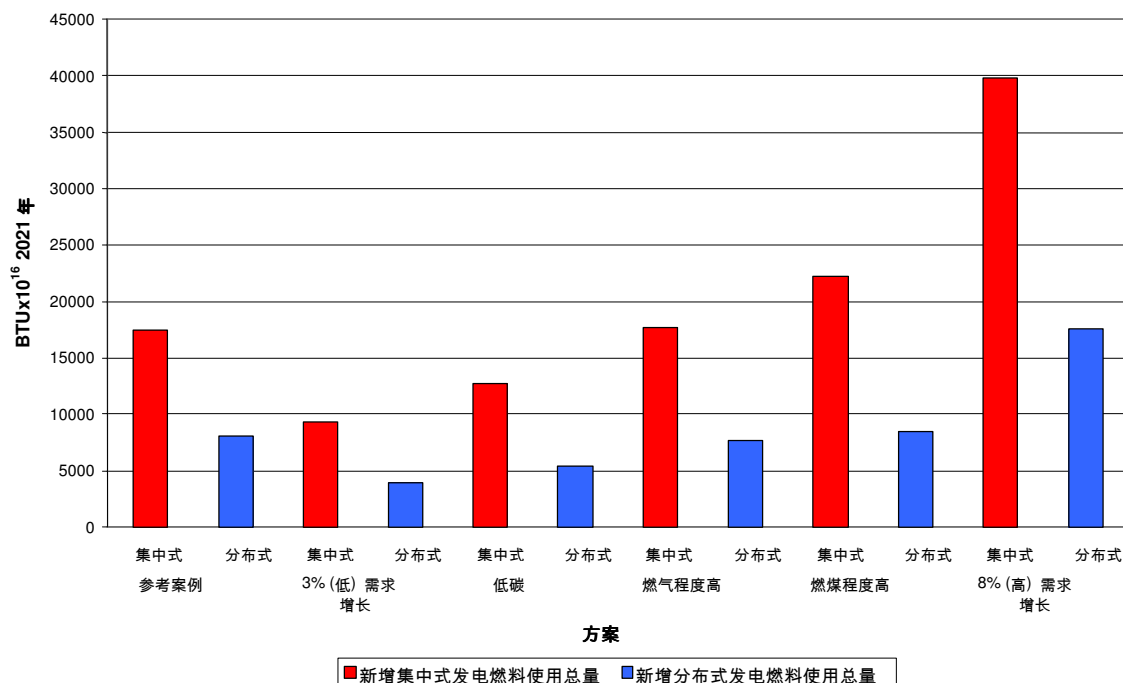
		总零售价格) 美分/ 千瓦时	分布式发电成本 优势	与参考方案的差异
参考情况	100% CG	9.97	28%	-
	100% DE	7.16		
还贷期限延长一倍 (20 年)	100% CG	7.95	26%	-20%
	100% DE	5.90		-18%
输电及配电成本 +1/3	100% CG	11.03	34%	+11%
	100% DE	7.27		+1.5%

国际分布式能源联盟 2004 年

- 因为相对于参考情况中引用的燃煤发电量而言，燃气发电量所占比例很小，所以即使燃气价格上涨一倍，对总的燃料成本的影响也将是很小的。然而，在燃气发电容量很高的情况下，燃气价格上涨一倍将产生很大的影响；
- 燃气发电量很高的方案与参考情况之间的差异很小；燃煤发电量高的方案下的零售价格较低。
- 对于集中式发电方式而言，低碳排放量情况下（增加了核电和可再生能源发电份额）的零售价格最高。因为在分布式发电方式中不存在价格昂贵的核能发电，所以分布式发电利用程度高的方案的影响不大。

3. 对使用矿物性燃料的影响

图 5：在模型引用得情况下，利用矿物性燃料来满足 2021 年中国的增量电力需求

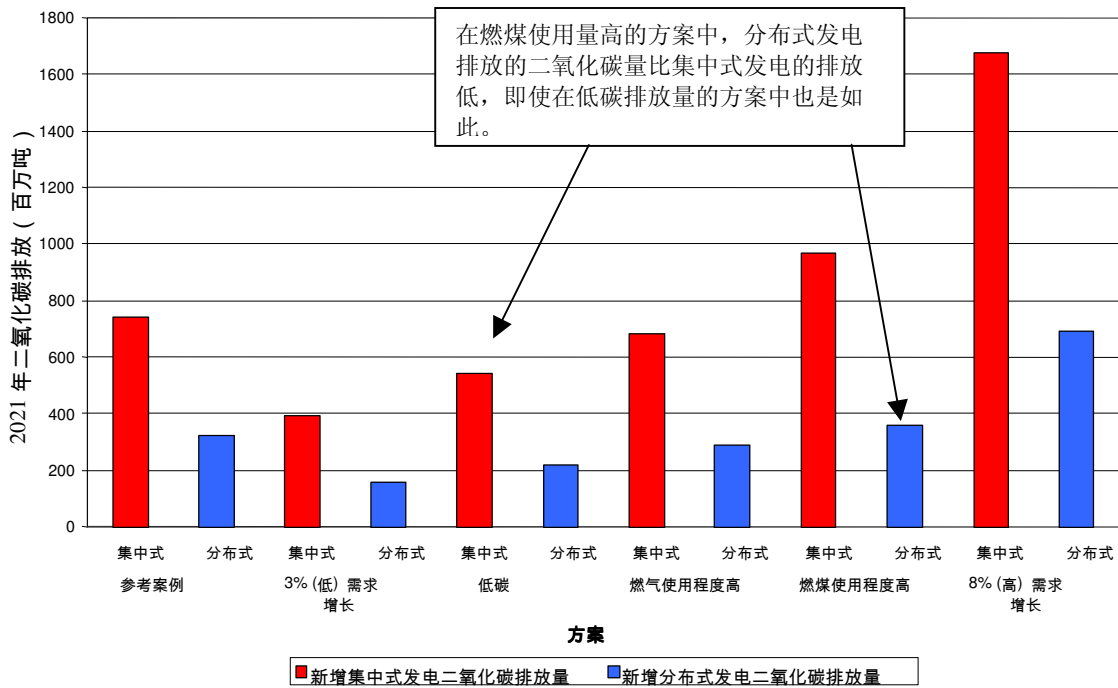


国际分布式能源联盟 2004 年

- 在各种情况中，分布式发电使用的矿物性燃料均少于集中式发电；
- 在参考情况中，分布式发电所使用的矿物性燃料数量低于低碳排放量方案中集中式发电使用的矿物性燃料量；
- 燃煤利用程度高的方案中矿物性燃料使用量比任何其他发电方式使用的都多，这是因为燃煤发电的转换效率低；
- 高需求增长的方案中矿物性燃料的使用量最多。

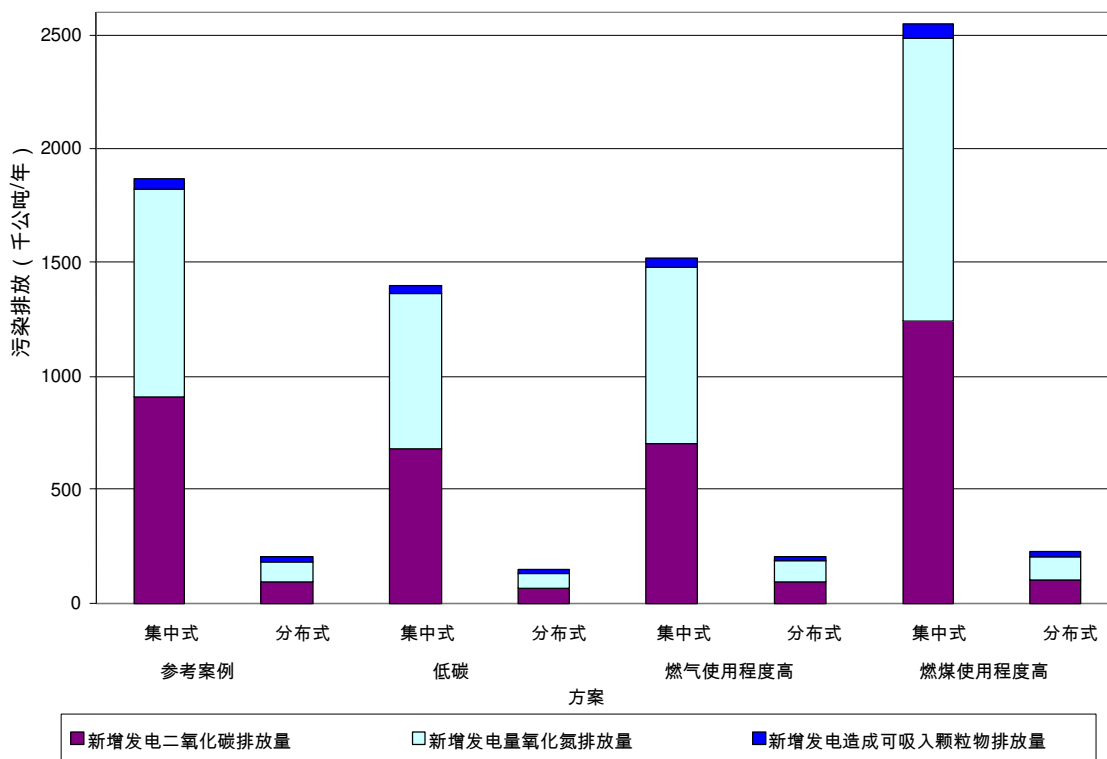
1. 对二氧化碳和污染物排放的影响

图 6：在不同情况下，2021 年中国装机容量增长后的二氧化碳排放情况



国际分布式能源联盟 2004 年

- 在所有的情况下，分布式发电的二氧化碳排放量均低于集中式发电的排放量；
- 在燃煤使用量高的情况下，分布式发电的二氧化碳排放量要低于低碳排放量方案中集中式发电的二氧化碳排放量少。



- 在低碳排放量和参考情况中，分布式发电的二氧化氮、二氧化硫和颗粒物的排放量是同等情况下集中式发电的排放量的 10%（大部分锅炉排放被热电联产电厂抵消掉了）。
- 在燃气使用量大的情况下，分布式发电的优势较小（是集中式发电排放量的 13%）。
- 在燃煤使用量大的情况下，分布式发电的优势较大（是集中式发电排放量的 9%）。

主要结论

通过分布式发电，中国可以在满足2021年之前的电力需求增长的同时节省四千亿美元。

与 100%利用集中式发电相比，100%地利用分布式能源发电来满足 2021 年之前的电力需求增长可节省大约 40%的资金成本。

分布式发电的电能零售价格明显低

在参考情况中，100%利用分布式发电产生的电能的零售价格比相同条件下集中式发电的低 28%。在所有方案中，分布式发电电能的零售价均低于集中式发电电能的零售价。

输电和配电成本的差异是集中式发电和分布式发电两者之间的关键所在

在满足同等电力需求的情况下，分布式发电的输电和配电成本要远低于集中式发电所需要的。此外，分布式发电受输电和配电成本上涨的影响很小。集中式发电的资金成本和零售价格受输电和配电成本上涨的影响均很大。

分布式发电为降低二氧化碳排放量提供了一个低廉的解决方案

在参考情况中，100%利用分布式发电所产生的二氧化碳排放量比100%利用集中式发电产生的二氧化碳排放量低56%。即使在燃煤使用量大的情况下，分布式发电的二氧化碳排放量也比低碳排放量情况下集中式发电的二氧化碳排放量低。

需求增长对资金成本、矿物性燃料的使用和废气排放量影响最大。

这说明了通过成本控制来提高终端使用效率的重要性及发电对环境的影响。

附件

附件 A - 针对中国情况设计的参考方案的输入参数

Existing Capacity and Generation				
	Installed Capacity GW	Load Factor %	Electricity Generation TWh	Future Load Factor %
DE - 2001				
Coal - Steam	240.160	53.4%	1,123.80	60.0%
Oil - steam	6.067	86.3%	45.89	80.0%
Oil - Comb. Turb.	0.000	0.0%	0.00	10.0%
Oil - Comb. Cyc.	0.000	0.0%	0.00	60.0%
Gas - Steam	5.814	48.7%	24.63	50.0%
Gas - Comb Turb.	0.000	0.0%	0.00	10.0%
Gas Comb Cycle	0.000	0.0%	0.00	60.0%
Bioenergies	0.000	0.0%	0.00	75.0%
Hydro/pump Stor.	82.700	38.3%	277.43	60.0%
Geothermal	2.300	50.0%	10.07	50.0%
Nuclear	2.100	95.0%	17.48	85.0%
Solar	0.000	0.0%	0.00	30.0%
Wind	0.399	29.0%	1.01	29.0%
DE - 2001	339.540		1904.51	
DE - 2011				
Coal CHP	29.293	50.0%	128.30	60.0%
Oil CHP	1.910	50.0%	8.37	60.0%
Gas CHP	0.837	50.0%	2.79	60.0%
Bioenergies CHP	0.000	0.0%	0.00	65.0%
Hydro (Local)	26.262	37.9%	87.10	38.0%
Solar (Local)	0.200	15.0%	0.56	30.0%
Wind (Local)	0.003	26.6%	0.01	27.0%
DE - 2011	284.867		1268.83	

Heat Rates / Fuel Consumption - (kJ/kWh) LHV					
	existing mix kJ/kWh	Future Plants kJ/kWh	Fossil ?	CO2 Factor	CO2, lb/MMBtu (LHV)
CO					
Coal - Steam	11,000	10,300	yes	Coal - Average	206.858
Oil - steam	11,000	10,300	yes	Heavy Fuel Oil	184.120
Oil - Comb. Turb.	14,000	9,000	yes	Heavy Fuel Oil	184.120
Oil - Comb. Cyc.	7,500	6,000	yes	Heavy Fuel Oil	184.120
Gas - Steam	11,000	10,300	yes	Natural Gas	129.415
Gas - Comb Turb.	13,000	9,000	yes	Natural Gas	129.415
Gas Comb Cycle	7,000	6,000	yes	Natural Gas	129.415
Bioenergies	12,000	11,000	no	Wood / biomass	0.000
Hydro/pump Stor.	0	0	no	none	0.000
Geothermal	0	0	no	none	0.000
Nuclear	0	0	no	none	0.000
Solar	0	0	no	none	0.000
Wind	0	0	no	none	0.000
DE	5,250	4,550	yes	Coal - Average	206.858
Coal CHP	7,000	4,550	yes	Heavy Fuel Oil	184.120
Gas CHP	5,250	4,550	yes	Natural Gas	129.415
Bioenergies CHP	8,000	6,000	no	Wood / biomass	0.000
Hydro (Local)	0	0	no	none	0.000
Solar (Local)	0	0	no	none	0.000
Wind (Local)	0	0	no	none	0.000

Capital / Investment Costs						
	2001 Installed Cost (US\$/KW)	Arg. Yearly Cost Increase (Reduction) US\$	Cost / kW in 2021 US\$	Return on Capital %	Financing Term years	
CO						
Coal - Steam	600	0%	600	10%	10	
Oil - steam	700	1%	854	10%	10	
Oil - Comb. Turb.	377	1%	460	10%	10	
Oil - Comb. Cyc.	600	1%	732	10%	10	
Gas - Steam	700	1%	854	10%	10	
Gas - Comb Turb.	400	0%	400	10%	10	
Gas Comb Cycle	600	1%	732	10%	10	
Bioenergies	1,250	-1%	1,022	10%	10	
Hydro/pump Stor.	1,100	1%	1,342	10%	10	
Geothermal	1,500	-1%	1,275	10%	10	
Nuclear	1,700	0%	1,700	10%	10	
Solar	4,000	6%	4,824	10%	10	
Wind	950	-1%	777	10%	10	
DE	700	0%	700	10%	10	
Coal CHP	700	0%	700	10%	10	
Oil CHP	700	0%	700	10%	10	
Gas CHP	950	1%	1,159	10%	10	
Bioenergies CHP	1,500	-1%	1,227	10%	10	
Hydro (Local)	850	1%	1,037	10%	10	
Solar (Local)	5,000	5%	5,750	10%	10	
Wind (Local)	850	-1%	695	10%	10	
T&D	750	%	750	10%	10	
T&D	750	%	750	10%	10	
Assumed Return on Capital				10%	Years	
Financing Term					10	

Future Growth Determination			
Model assumption is that future "growth" KWh are met by given proportions			
DE Growth as a % of market share will be shown for various scenarios			
	Existing % of Generation	New Capacity Generation % for year 1	New Capacity Generation % for year 20
CO			
Coal - Steam	74.89%	77%	35%
Oil - steam	3.68%	1%	0%
Oil - Comb. Turb.	0.00%	0%	0%
Oil - Comb. Cyc.	0.00%	0%	0%
Gas - Steam	1.65%	1%	0%
Gas - Comb Turb.	0.00%	0%	4%
Gas Comb Cycle	0.00%	2%	15%
Bioenergies	0.00%	0%	5%
Hydro/pump Stor.	18.49%	13%	13%
Geothermal	0.67%	0%	3%
Nuclear	1.16%	4%	15%
Solar	0.00%	0%	0%
Wind	0.07%	2%	10%
DE	100%	100%	100%
Coal CHP	56.56%	80%	33%
Oil CHP	3.69%	2%	2%
Gas CHP	1.23%	5%	3%
Bioenergies CHP	0.00%	1%	1%
Hydro (Local)	38.40%	10%	10%
Solar (Local)	0.12%	1%	7%
Wind (Local)	0.00%	1%	1%
T&D	100%	100%	100%

	Pollution					
	Current ppm	Future (exist. equip) ppm	Future (New Equip) ppm	2001 / current kg/MWh	Future - Existing kg/MWh	Future - New kg/MWh
NOx						
Coal - Steam	487	400	100	3.36	2.76	0.65
Oil - steam	847	400	100	3.77	1.78	0.42
Oil - Comb. Turb.	723	400	100	13.87	7.67	NA
Oil - Comb. Cyc.	75	45	5	0.77	0.46	NA
Gas - Steam	708	400	100	3.29	1.86	0.43
Gas - Comb Turb.	60	25	5	1.07	0.45	0.06
Gas Comb Cycle	60	25	5	0.58	NA	0.04
Bioenergies	60	25	5	0.00	0.00	0.00
DE	200	100	20	0.66	0.33	0.06
Coal CHP	75	45	10	0.72	0.43	0.06
Oil CHP	60	25	10	0.43	0.18	0.06
Gas CHP	500	400	100	0.00	0.00	0.00
Bioenergies CHP						
SO2						
Coal - Steam	840	400	100	5.80	2.76	0.65
Oil - steam	220	400	100	0.98	1.78	0.42
Oil - Comb. Turb.	3,827	400	100	75.34	7.67	NA
Oil - Comb. Cyc.	10	5	5	0.10	0.05	NA
Gas - Steam	4	4	4	0.02	0.02	0.02
Gas - Comb Turb.	4	4	4	0.07	0.07	0.05
Gas Comb Cycle	4	4	4	0.04	NA	0.03
Bioenergies	4	4	4	0.00	0.00	0.00
DE	100	50	20	0.33	0.16	0.06
Coal CHP	10	5	5	0.10	0.05	0.03
Oil CHP	12	10	10	0.09	0.07	0.06
Gas CHP	8	5	5	0.00	0.00	0.00
Bioenergies CHP						
PM10						
Coal - Steam	13	10	5	0.20	0.15	0.07
Oil - steam	13	10	5	0.13	0.10	0.05
Oil - Comb. Turb.	4	4	4	0.18	0.17	NA
Oil - Comb. Cyc.	5	4	1	0.10	0.09	NA
Gas - Steam	6	2	1	0.06	0.02	0.01
Gas - Comb Turb.	6	2	1	0.24	0.08	0.03
Gas Comb Cycle	5	2	1	0.11	NA	0.02
Bioenergies	5	2	1	0.00	0.00	0.00
DE	11	5	5	0.08	0.04	0.03
Coal CHP	5	2	1	0.11	0.04	0.01
Oil CHP	5	2	1	0.08	0.01	0.01
Gas CHP	15	10	5	0.00	0.00	0.00
Bioenergies CHP						

Existing Capacity Yearly Retirement Determination				
Base Year	2001	% Retirement in Year 1		
	Current CG Capacity GW	CG Retirements MW		
CO				
Coal - Steam	240.160	100.00	0.042%	
Oil - steam	6.067	32.00	0.527%	
Oil - Comb. Turb.	0.000	0.00	0.000%	
Oil - Comb. Cyc.	0.000	0.00	0.000%	
Gas - Steam	5.814	0.14	0.002%	
Gas - Comb Turb.	0.000	0.00	0.000%	
Gas Comb Cycle	0.000	0.00	0.000%	
Bioenergies	0.000	0.00	0.000%	
Hydro/pump Stor.	82.700	2.00	0.002%	
Geothermal	2.300	1.00	0.043%	
Nuclear	2.100	0.00	0.000%	
Solar	0.000	0.00	0.000%	
Wind	0.399	0.00	0.000%	
DE	339.540	135.14	0.040%	
DE	29.293	19.00	0.065%	
Coal CHP	1.910	7.20	0.377%	
Gas CHP	0.837	5.03	0.005%	
Bioenergies CHP	0.000	0.00	0.000%	
Hydro (Local)	26.262	125.00	0.476%	
Solar (Local)	0.200	5.00	2.500%	
Wind (Local)	0.003	0.00	0.004%	
TOTAL Yearly Retirement	294.667	156.23	0.053%	291.3701

Average Operating, Maintenance, & Fuel Expenses					
	O & M (Current Plants)	O & M (Future Plants)	O & M Improvements (Future Plants)	Fuel Cost US\$/GJ	Fuel Cost Annualized Increase (Reduction)
CO					
Coal - Steam	4.5	4.5	0%	1.03	4%
Oil - steam	4.0	4.0	0%	1.50	4%
Oil - Comb. Turb.	4.0	4.0	0%	1.50	4%
Oil - Comb. Cyc.	6.0	6.0	0%	1.50	4%
Gas - Steam	4.0	4.0	0%	3.91	2%
Gas - Comb Turb.	6.0	6.0	0%	3.91	2%
Gas Comb Cycle	4.0	4.0	0%	3.91	2%
Bioenergies	7.0	7.0	0%	0.75	0%
Hydro/pump Stor.	6.5	6.5	0%	0.00	0%
Geothermal	8.0	8.0	0%	0.00	0%
Nuclear	10.0	10.0	0%	1.94	0%
Solar	2.0	2.0	0%	0.00	0%
Wind	6.0	6.0	0%	0.00	0%
DE	8.0	8.0	0%	1.86	4%
Coal CHP	8.0	8.0	0%	1.70	4%
Oil CHP	8.0	8.0	0%	1.87	2%
Gas CHP	7.2	7.2	0%	1.00	0%
Bioenergies CHP	8.0	8.0	0%	1.00	0%
Hydro (Local)	8.5	8.5	0%	0.00	0%
Solar (Local)	3.0	3.0	0%	0.00	0%
Wind (Local)	8.0	8.0	0%	0.00	0%

System Growth Properties		
Annualized Demand Growth	4.80%	T & D 2004 safety 0%
Annualized Peak Growth	5.33%	T & D 2006 safety 0%
Year to be Analyzed	2021	T & D 2008 safety 0%
Arg T&D Losses	2	T & D 2010 safety 0%
Peak Trans. & Dist Losses	26.5%	T & D 2012 safety 0%
Safety / Outage Levels		T & D 2014 safety 0%
Concurrent Peak %	0.9	T & D 2016 safety 0%
CO Safety Margin	15.0%	T & D 2018 safety 0%
T&D Safety Margin	20.0%	T & D 2020 safety 0%
DE Safety Margin	10.0%	T & D 2021 safety 0%
DE random Outage	20.0%	
Coincident Peak divided by Non-coincident total load		

附件 B: 国际分布式能源联盟针对中国情况设计的经济模型参考情况中所使用的数据来源 - 除了燃料价格是现价以外, 所有图表均是 2001 年的。

发电容量

集中式发电

燃煤汽轮机	2000 分项 (APEC)适用于 2001 总量 (LBL)
燃油汽轮机	
燃气汽轮机	
核能	LBL
抽水蓄能发电	LBL
地热	1999 (DTI)按比例上调
风能	DTI

分布式发电

燃煤热电联产	2001 年热电联产 (APEC) 总量细分: 92% 燃煤, 6% 燃油, 2% 燃气, 0% 生物质能 (大概值, 太平洋顶峰)
燃油热电联产	
燃气热电联产	
水电(就地)	SHA 中国
太阳能 (就地)	DTI
风能 (就地)	DTI

发电

集中式发电

燃煤 汽轮机	总矿物性燃料发电量(LBL)估计细分成: 燃煤 (ST) c. 92%, 燃油 (ST) c. 6% 及燃气 c. 1%; 发电量按比例计算
燃油汽轮机	
燃气 汽轮机	
核能	LBL
抽水蓄能发电	APEC 和 LBL
地热	DTI (估计值)
风能	按 29%LFhe1 装机容量计算

分布式发电

燃煤热电联产	假设 50% LF; 适用于现有的容量, 并适用于 C G
燃油热电联产	
燃气热电联产	
水电 (就地)	SHA 中国
太阳能 (就地)	DTI (估计值)
风能 (就地)	对于容量和发电量, L F 是利用 1998 年的数据计算的。将 L F 用于 2001 年的容量

系统增长

输电和配电损失	LBL (全国平均)
调峰时输电和配电损失	输电和配电损失与调峰时输电和配电损失(*1.765)之间的比例 应用于中国的输电和配电损失
中间安全裕度	同美国的一样
年电力需求增长	平均 - EIA 国际能源观察和 PNL
年度调峰发电增长	需求增长河调峰增长(*1.1) 之间的比率 应用于中国的需求增长
输电和配电安全裕度	同美国的一样
重复调峰%	
分布式发电安全裕度裕	
中间安全裕度	美国估计该数字是 3%; 利用因素 6.66 计算出中国的数字. 该数字是基于网络发展不太成熟的基础上的
分布式发电随意停机	
输电和配电安全年数 1-20 年	每年 0%

资金成本

输电和配电	
输电和配电	将美国的数字下调得出中国的数字
输电和配电贷款偿还期	太平洋顶峰 (肯特卡特尔)

集中发电

燃煤汽轮机	太平洋顶峰 (肯特卡特尔)
燃油汽轮机	估计值 国际分布式能源联盟)
燃油燃气汽轮机	估计值 国际分布式能源联盟)
燃油 联合循环	数字与燃气联合循环情况下的相同
燃气汽轮机	估计值 国际分布式能源联盟)
燃气燃气汽轮机	公吨
联合循环燃气汽轮机	公吨
核能 r	平均公吨和 BMI
抽水蓄能发电	平均 BMI and PNL
地热	估计值 国际分布式能源联盟)
生物质能	
太阳能	BMI 数字, 下调 国际分布式能源联盟)
风能	PNL
电厂贷款偿还期:	太平洋顶峰 (肯特卡特尔)

分布式发电 - 分布式发电的成本不是基于边际成本之上的, 即没有留出锅炉的重置成本裕量. 边际成本方法会降低分布式发电厂的资本成本

燃煤热电联产	太平洋顶峰 (肯特卡特尔) + 热网裕量
燃油热电联产	估计值 (国际分布式能源联盟), 相对于燃煤热电联产
燃气热电联产	CPG (弗雷德扬) 平均]
生物质能	估计值 国际分布式能源联盟), 相对于燃煤热电联产
水电 (就地)	BMI
太阳能 (就地)	估计值 国际分布式能源联盟),
风能 (就地)	由于中国是小型涡轮的主要市场, 况且该等涡轮均可在国内制造, 因此风场成本 (PNL) 下调。
电厂贷款偿还期	太平洋顶峰 (肯特卡特尔)

运行、维护与燃料

运营、维护集中式发电

燃煤汽轮机	太平洋顶峰 (肯特卡特尔)
燃油汽轮机	估计值 国际分布式能源联盟) - 大幅下调美国的数字
燃油燃气汽轮机	
燃油 联合循环	
燃气 汽轮机	
燃气燃气汽轮机	
联合循环燃气汽轮机	
核能	
抽水蓄能发电	
地热	
生物质能	
太阳能	
风能	

燃料集中式发电

燃煤 汽轮机	太平洋顶峰 (罗伊迪恩): 燃煤 250 元/公吨; 燃煤 29.27 吉焦/公吨, 即燃煤 1.031 美元/吉焦
燃油汽轮机	估计值 (国际分布式能源联盟) - 大幅下调美国的数字
燃油燃气汽轮机	
燃油 联合循环	
燃气 汽轮机	分布式发电燃气价格 (CPG) 降低 33%
燃气燃气汽轮机	
联合循环燃气汽轮机	PNL
核能	
生物质能	

运营和维护分布式发电

燃煤热电联产	太平洋顶峰 (肯特卡特尔)
燃油热电联产	估计值 (国际分布式能源联盟)
燃气热电联产	CPG (扬青) (平均)
生物质能	
水电(就地)	估计值 (国际分布式能源联盟)
太阳能(就地)	
风能(就地)	

燃料分布式发电

燃煤热电联产	CPG (弗雷德扬) 美元\$56/吨; 燃煤 27 吉焦/吨, 即燃煤美元 1.86/吉焦
燃油热电联产	估计值 (国际分布式能源联盟)
燃气热电联产	CPG (弗雷德扬) 0.229 美元/m ³ ; 0.039 吉焦/m ³ 5.87 美元/吉焦
生物质能	估计值 (国际分布式能源联盟)

磨损率

集中式发电

燃煤 汽轮机	
燃油 汽轮机	
燃油 联合循环	估计值 (国际分布式能源联盟)
燃气 汽轮机	
燃气 燃汽轮机	
联合循环燃汽轮机	
核能	第一年: 电厂平均历史约 5 年 (2001 年时 4*1 年和 3*10 年)
抽水蓄能发电	
地热	估计值 (国际分布式能源联盟)
生物质能	
太阳能	
风能	估计值 (国际分布式能源联盟)

分布式

燃煤热电联产	
燃油热电联产	
燃气热电联产	
生物质能	估计值 (国际分布式能源联盟)
水电(就地)	
太阳能(就地)	
风能(就地)	

现在和将来的热耗和燃料消耗率

集中式发电

燃煤汽轮机	太平洋顶峰 (罗伊迪恩)
燃油 汽轮机	
燃油 联合循环	和美国的相同
燃气 联合循环	
燃气 燃汽轮机	
联合循环燃汽轮机	
生物质能	

分布式发电

燃煤热电联产	太平洋顶峰 (罗伊迪恩)
燃油热电联产	
燃气热电联产	和美国的相同
生物质能	

污染物

所有污染物	所援引的浓度与其它模型中用的相同
-------	------------------

未来符合率

集中式发电

所有	估计值 (国际分布式能源联盟)
----	-----------------

分布式

所有	估计值 (国际分布式能源联盟)
----	-----------------

资料来源:

APEC	亚洲太平洋经济合作组织“能源数据库”
BMI	Battelle 纪念学院, Logan et al “中国电力选择: 经济和环境成本的分析”
CEA	法国原子能委员会 “世界核能发电市场” 介绍
CPG	康明斯发电: 皮尔斯康姆 / 弗雷德扬
DTI	英国贸易和工业局 “英国- 中国再生能源” 网站
EIA	美国能源信息管理委员会 “国际能源展望”
LBL	劳伦斯伯克利国家实验室 “中国能源数据库 v.6.0”, 2004 年 6 月版
MIT	美国麻省理工学院
Peak Pacific	皮尔斯康姆 / 弗雷德扬 / 罗伊迪恩 / 肯特卡特尔
PNL	太平洋西北实验室(DOE,美国)
SHA China	中国小水电协会

Abbreviations:

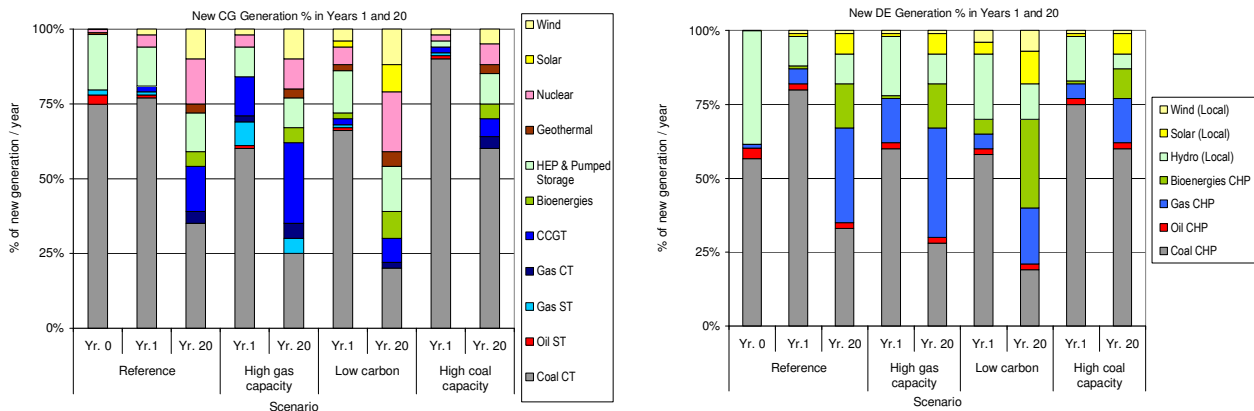
CC	联合循环
CCGT	联合循环燃汽轮机
CG	集中式发电
CHP	热电联产(热电联供)
CT	燃汽轮机
DE	分布式能源
HEP	水利电力
LF	负荷系数
O&M	运营和维护
ST	汽轮机
T&D	输电和配电

附件 C (a): 未来增长数值估算

参考				高燃气容量		低碳排放量		高燃煤量	
	现在在总发电量中所占比例	第一年的新增发电量	第二十年的新增发电量	第一年的新增发电量	第二十年的新增发电量	第一年的新增发电量	第二十年的新增发电量	第一年的新增发电量	第二十年的新增发电量
100% 集中发电									
燃煤汽轮机	74.9%	77.0%	35.0%	60.0%	25.0%	66.0%	20.0%	90.0%	60.0%
燃油汽轮机	3.1%	1.0%	0.0%	1.0%	0.0%	1.0%	0.0%	1.0%	0.0%
燃油 燃气轮机	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
燃油 联合循环	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
燃气 汽轮机	1.7%	1.0%	0.0%	8.0%	5.0%	1.0%	0.0%	1.0%	0.0%
燃气燃气轮机	0.0%	0.0%	4.0%	2.0%	5.0%	0.0%	2.0%	0.0%	4.0%
联合循环燃气轮机	0.0%	2.0%	15.0%	13.0%	27.0%	2.0%	8.0%	2.0%	6.0%
生物质能	0.0%	0.0%	5.0%	0.0%	5.0%	2.0%	9.0%	0.0%	5.0%
抽水蓄能	18.5%	13.0%	13.0%	10.0%	10.0%	14.0%	15.0%	2.0%	10.0%
地热	0.7%	0.0%	3.0%	0.0%	3.0%	2.0%	5.0%	0.0%	3.0%
核能	1.2%	4.0%	15.0%	4.0%	10.0%	6.0%	20.0%	2.0%	7.0%
太阳能	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	9.0%	0.0%	0.0%
风能	0.1%	2.0%	10.0%	2.0%	10.0%	4.0%	12.0%	2.0%	5.0%
100% 分布式能源									
燃煤热电联产	56.6%	80.0%	33.0%	60.0%	28.0%	58.0%	19.0%	75.0%	60.0%
燃油热电联产	3.7%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
燃气热电联产	1.2%	5.0%	32.0%	15.0%	37.0%	5.0%	19.0%	5.0%	15.0%
生物质能热电联产	0.0%	1.0%	15.0%	1.0%	15.0%	5.0%	30.0%	1.0%	10.0%
水电（就地）	38.4%	10.0%	10.0%	20.0%	10.0%	22.0%	12.0%	15.0%	5.0%
太阳能（就地）	0.1%	1.0%	7.0%	1.0%	7.0%	4.0%	11.0%	1.0%	7.0%
风能（就地）	0.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	4.0%	7.0%	1.0%	1.0%

WADE, 2004

附件 C (b) 未来增长图表



国际分布式能源联盟于 2004 年

国际分布式能源联盟的地址:

15 Great Stuart Street

Edinburgh

EH3 7TP

Scotland, UK

Tel: +44 131 625 3333

Fax: +44 131 625 3334

info@localpower.org

www.localpower.org

