

## 竞争性电力市场对我国核电发展的影响

沈抗

(中国广东核电集团有限公司技术中心, 广东深圳, 518124)

### 1 竞争性电力市场体制要求核电作全面根本性的变革

我国正在推行国家电力体制改革。电力改革的指导思想是建立电力市场体制, 实现三个有利于, 即有利于电力发展、有利于系统安全、有利于环境保护。改革的总体目标是打破垄断、引入竞争、提高效率、降低成本、健全电价机制、优化资源配置、促进电力发展、推动全国联网、加强政府监管、构建健康市场。“十五”期间的主要任务是厂网分开、竞价上网、清洁供电、直购试点。改革中包括政企分开、产权多元化和放开大用户等政策。这一改革与国际潮流完全一致。十年来, 联合国经合组织国家、发展中国家和经济转型国家的电力工业都正在经历一场从公益性国家垄断经营到市场竞争的转变, 有人又称之为重组、解除管制、自由化或解放, 其深度、广度和速度都令人惊异。无论是营运中的核电公司, 还是未来的核电公司, 一概不能避开其影响。影响所及, 核电的生存环境、发展空间以及经营理念、经营组织、经营方式、经营策略无不发生深刻变化。我国核电即将直接面对与国际同行今天正在面临的严峻形势和变化。

我们必须回答以下基本的问题: 在竞争性市场条件下, 核电将面临怎样的生存发展条件? 需要哪些经济政策的法律保障和市场规范才能建立起对核电公正、公平、公开、自由和无歧视的竞争环境?

传统的垄断专营体制的核心弊病是效率低, 它最终又必将反过来通过补贴、产出和税收的损失以及直接的预算支出造成国民经济和国库的损耗。这种弊病只能通过电力市场改革, 即结构重组和引入竞争机制才能革除。

在传统的体制下也能搞核电, 但是我国实现现代化第三步战略部署只有靠高效率才能完成。只有在电力体制改革的方针下, 核电的高速发展才有出路。

#### 新旧机制的基本差异

	改革前	改革后
经营机制	公益性专营	市场
经营者	政府	法人
决策者	政府	企业投资者
追求目标	公益	资产增值、赢利、效率
财务模式	税后成本加利润	由供求-竞争关系决定
定价方法	政府决定	竞争定价
抗险机制	政府兜底, 用户承受	经营者自负
特征: 1. 活力	缺乏动力	强大动力
2. 透明度	导致高投资高成本	导致低投资、低成本
3. 灵活性	不适应市场	适应市场

### 2 电力改革使核电生存环境发生巨变

综 述  
核 电 设 计  
工 程 管 理  
工 程 建 造  
运 行 维 护  
核 安 全  
核 电 前 期  
核 电 论 坛  
核 电 经 济  
核 电 国 产 化  
核 质 量 保 证  
核 电 信 息

电力改革将使核电面对：

- (1) 市场不再有保证；
- (2) 上网电价减低，波动幅度加大；
- (3) 市场风险增多，承担责任增大，出现破产可能；
- (4) 竞争性市场追求短期回报，新建核电站可能遭遇融资难题；
- (5) 核电失去政府保护，直接面对藐视、误解和不公正对待核电的市场竞争；
- (6) 缺乏法律法规来规范和保护核电进入发育中的竞争性电力市场，可能出现意外情况；
- (7) 核电相关各环节如不能协调同步改革，核电企业将常遇掣肘，而削弱竞争力；
- (8) 电网可靠性减低；
- (9) 核电企业的规模过小，难以抵御新建核电站的财务负担和各种风险；
- (10) 面临WTO规则的约束和外来竞争的夹击。

### 3 市场竞争大大增加了核电的风险和不确定性

#### 3.1 市场竞争大大增加了核电的风险和不确定性

##### 3.1.1 竞争性市场条件下核电经营的财务风险增大

###### (1) 来自电网负荷方面的风险

- 负荷需求不足或与负荷需求不匹配；
- 受到电网输电能力的限制。

###### (2) 来自电力市场的风险

- 在负荷低谷期竞价失利，市场占有率损失，发电成本上升，导致恶性循环；
- 竞争电价下降，波动幅度加大；
- 煤、油、气价暴跌；
- 汇率、利率、税率变动。

###### (3) 来自运作管理方面的风险

- 建设、调试和运行的延迟、中断及超支；
- 技术或安全性能达不到业绩要求；
- 运行事故或设备故障导致一次长达数月以至数年，经济损失可达数亿甚至数十亿美元的停产修复；
- 执照评审程序繁琐多变或不完善、不确定导致建设、调试、运行延迟或中断；
- 未实行风险通报和以业绩为中心的核安全监管程序，安全监管被动死板，不能及时发现纠正关键根本原因，导致大范围长时间的停堆整顿；
- 电网可靠性下降。

国际经验表明：电力市场化追求效益的倾向可能导致电网备用率下降，干扰增多，可靠性降低。

#### (4) 政策法规不健全、不确定使成本或电价的预测发生重大偏移的风险

一如竞争电价中不能剔除国家公益性部分，即由政府强加的部分和属于资产运作而非业绩竞争0的部分，如尚未回收的初投资折旧，乏燃料处置及电站退役成本，核电可能被竞争扼杀，因为核电这部分成本占据的份额特别高；

—乏燃料处置责任与成本发生变动；

当前乏燃料处置的价格是借用公司间的合同价假定的，没有国内数据支持。根据世界核能协会2003年的新数据，在采取后处理政策的情况，乏燃料处置成本大致相当发电总成本的10%。美国采取直接深埋方法，这部分成本很低，只有0.1美分/kWh。处置成本随所用技术与规模变化幅度很大，以后发生变动的可能性很大。这一变动可能使一座百万千瓦级核电站的全寿期成本发生超过20亿美元的变化。任何公司都不可能承受这样大的不确定性。

—电站退役基金的责任与数额发生变动；

a、在决策投资之时和运营期中最终退役时间/方案还未确定，所需费用的额度无法预测，只能在始终保证缴齐一个核定的基数的前提下采取逐年核算逼近法；

b、竞争中被淘汰电厂可能在缴齐退役基金前破产，既形成逃避责任的漏洞又使基金无法收齐；

c、核电站退役基金数额庞大，根据世界核能协会的新说法，大体相当于电站初始基建总投资的9%~15%或发电成本的5%。在美国一座百万千瓦级压水堆机组退役基金约4亿美元（2000年价），折现期可能超过100年，预缴数额的准确性对最终值的影响可能很大，发电公司无法承受存在这样的不确定性。

—核事故与不可抗力损害赔偿不明确与额度赔偿能力的严重不足；

尽管严重核事故几率极低极低，但作为业主也需要考虑一旦发生就应向受到损害的一方支付赔偿金，否则会损害公众和国家的利益，但我国至今没有相关立法，一旦发生无穷的索赔诉讼，使电厂难于应付。

#### (5) 融资困难

—失去政府保证，风险由业主自负，效益无保证，待定问题多；

—核电基建投资大，资金回报期长，竞争前景不明，不确定因素多，风险大。

#### (6) 电力体制改革本身失败反复的风险很高，美国南加州电力危机就是一例。

核电最大的风险是在新建新型核电站的前期。美国的经验表明，核电各种风险的集中表现是新建新型核电站的融资困难。

### 3.1.2 竞争性电力市场下核电风险的最大变化是风险后果的承受者转移到企业法人和投资者

在我国，这种根本性的转变几乎没有人察觉。经过几十年计划经济的熏染，习惯于把风险后果转嫁用户的政府与管生产的企业都几乎忘了风险这码事。而电力体制改革，从公益专营到竞争性市场的转变需要漫长的过程，现在还只是前期，没有来得及思考；而核电的周期特长，作出决策的领导人大抵未必会承担后果，发生重大经营事件的概率毕竟是如此之小，承受者多半是后任，或者是后任的后任。

### 3.1.3 风险的分类与消除责任

核电的风险大体可分两类：由于政府决策或政策法规的不确定性所导致，为第一类；工业界的失误，为第二类。无论从核电发展历史的教训，还是对近期项目的剖析，都证明，第一类是决定性的；对消除第一类原因，发电公司与工业界能够起的作用很小，必须由政府解决，政府部门对此应有明确认识。

### 3.1.4 抗风险能力

当前我国核电企业的抗风险能力很差，表现在：

### (1) 经济竞争力不强

—除非实行两部制电价竞争机制，否则，核电的显性经济竞争力比煤电差，在负荷低谷期竞争力更差；

—投资量大回收慢，融资质量不佳；

—如无政府大力财物支持，新建新型核电站没有竞争力，无法启动。

### (2) 风险意识差，对经营风险没有警觉；

### (3) 规模偏小，产业结构和产权结构不适应市场竞争要求；

### (4) 核能行业没按市场竞争要求整合和改革；

### (5) 外来干扰多，计划经济体制的影响很大，有时甚至还在起着主导作用；

### (6) 一旦风险演化成事故灾害，几乎没有依法赔偿能力，没有保护公众基本权利的公信力。

## 3.1.5 正视风险是消除风险的前提

当前中央能源主管部门、地方政府和核能界看到国家能源紧缺形势和电力需求，以及开发其他能源的困难，对发展核能寄以很大期望，存在广泛的乐观情绪。主要表现在以下方面：

(1) 真地相信广东核电是“零成本裂变”。其实，尚没有充分认识到没有政府的支持和国家的优惠政策，没有香港的特定条件，没有国家银行的全额保证，没有电网和其它单位的支持，就不会有广东核电的今天；

(2) 听说美国要带领全球掀起第二次核电建设高潮，就以为我国核电大发展也会指日可待。事实是，世界上已有对核电最有利、最完善的法律制度和技术基础的美国正受到政策不稳定、法律不完善的困扰，一直找不到愿意掏钱新建核电站的投资者。而我国连最基本的原子能法都没有，许多法规对核能存在事实上的不公平，基本的市场规范还在建立之中；

(3) 大亚湾核电站的还贷记录一直非常好，国内外银行争着要贷款。但是在新形势下，如果中央政府不再提供风险全包和特殊优惠，银行和投资者一旦醒来意识到风险真的要由自己来承担，还会愿意抢着提供融资吗？

(4) 一次设备故障、一次管理失误、一次政策变更、一次煤价下浮、一次汇率波动都可能引发数月的停产、数亿美元的损失和公司财务状况的严重恶化，对于广东核电这样规模偏小、构成单一的企业会形成不能忍受的风险；规模比我们大数十倍、构成均衡、法律保障较完善的美国十大发电集团仍担心新建核电站的风险太大。

(5) 电力改革是以经营体制为核心的全面的根本性改革，美国南加州的电力危机证明这是高风险的改革。我国电力改革的进入条件并不好，情况特别复杂，又缺乏经验，对核电的风险更高。即使世界最发达国家，新建核电站如何竞争过关的问题仍没有解决。

只要清醒地研究一下电力体制改革带来的风险责任的转移和新条件下出现的大量的风险和不确定性，以及核电的投资大、回报慢、融资质量不佳等固有弱点，研究一下世界核电大起大落的沉痛历史教训，就应该认真地正视这些风险和不确定性，研究并采取切实有效的办法加以消除和规避，使核电得以健康平稳地发展。完全可以预计，一旦哪个核电站出现了什么问题，或者从一厢情愿的乐观中醒来，情况就可能发生逆转。一些现在看来非常容易解决的问题，如融资，可能变成难以逾越的障碍--这正是美国新建核电站今天正在面对的最大难题。

## 3.2 国家的市场政策将决定核电的前途

核电在我国作为一种产业还处于成长早期，重重困难围绕着弱小的生命。没有国家政府的扶持，前途便是夭亡，最好的也只能是成为侏儒。对世界上任何一个国家，国家的扶持都是核电发展的决定性因素。在电力体制改革的新形势下，国家扶持的形式发生根本性变化：不再直接经营核电，不再把经营风险都背负在自己肩上，而是规范和培育市场，让市场通过自身运作以最高的效率体现社会公众的利益和要求。当公正、公平、公开的市场培育出来，不再受到歧视和不公正待遇的核电便可以平等的身份，从同一条起跑线投入竞争；政府经济政策的健全完善又会消除核电经营的许多风险和不确定性，加上核电

自身的技术进步和效率提升，核电的前景必然是一片光明。

核电站大体可分三种情况：运营中的、新建的和新建的新型核电站，各需要不同核能政策的扶持。核电的市场优势集中于运行中后期，最困难的是新建特别是新型核电站的运行前期。对于许多困难核电站业主自身无能为力，只能靠政府的市场政策的健全才能解决。运营中的核电站只需要基本的扶持，而新建核电站特别是新建新型核电站则需要更多更有力的特别扶持。基本扶持，主要是政策扶持，以法律、法规和规则的形式提高市场的公正性和公信力，消除不确定性风险，维护市场竞争的健康运行。

### 3.2.1 基本扶持

(1) 为保证所有市场的参与者都能从同一条线上起跑，并保持向竞争性市场的平稳过渡，防止新的风险和动荡，有必要首先规范市场竞争的范畴，把改革前由国家而非企业直接决定的、与经营运作竞争无关尚未沉没的社会公益部分剥离出来。其中包括基建投资，乏燃料处置成本和电厂退役成本。我国正在加紧制订的两部制电价法，把这部分成本作为固定成本成分，由国家确定容量电价，不进入竞争，是妥善处理这一问题的好办法。美国采用容许电厂回收可能会搁置的“搁置成本”的立法，它与两部电价制的实质是完全相同的。这种过渡办法将在竞争性市场充分发育后淡出。这一措施必将明显改善核电的竞争态势，使之处于有利地位。

(2) 核电属于基建资金密集型产业，发电成本中，可变部分小，特别是燃料成本份额小。随着负荷因子升高，核电比煤电发电成本上升慢。因此，核电的特点之一是单位发电成本随负荷因子升高而下降的趋势更强。所以，核电用于基荷运行最符合经济原则。当核电在电网中占有的份额很高时，将不得不参加调峰、调频和旋转备用，代价除了事故发生率和设备故障率上升外，还包括单位发电成本的上升和经济效益的下降。电网需要这些服务时，应当支付合理的价格作为补偿。政府在制定电价制度时，应当考虑这一因素。这也是许多国家电力改革中的典型做法。

(3) 在未来相当长的时期内，我国还将缺乏准确确定乏燃料处置和电厂退役成本的技术财务根据，现在的估计数据将来迟早有一天会变，这就为核电将来的电价与市场竞争力留下最大的不确定性。巨额的变化幅度是任何发电公司所不能接受的。国家可把这些成本归入容量电价，这样，既能从用户回收，又不致干扰核电的竞争能力。参照美国做法，归入搁置成本回收范围，也有同样效果。

(4) 核能不排放温室气体，具有良好的生态和环保效应。政府应加大立法力度，落实国家鼓励包括核能在内的清洁能源的经济政策。政府提高排污费的收取标准和正在制订“排放折价办法”都是重要的步骤。考虑到矿石燃料能源在整个能源中占据特大份额，真正按实际外部（隐性）成本（对煤电，其数值大体相当于上网电价）计算排污费和折价的数额是不可取的，那样做的结果将是公众的电费负担和企业的生产成本的大幅上升，以致国家国民生产总值的增速也会受到明显影响。排污费和排放折价只能是导向性、象征性的，其补偿和鼓励作用有限。将对矿石燃料电能的惩罚性涨价变为对核电等清洁能源奖励性减价，操作成本低得多，效果会好得多，也许是更好的办法。我国核电的税赋大大高于美国，在国内比煤电的实际税赋还要高，不符合鼓励清洁能源的方针。至少核电的增值税应该减收。

(5) 尽管发生严重核事故的概率极小，而30年后技术的进步将完全消除发生核电站放射性外泄事件的可能性，可是，恐怖组织破坏的可能性依然存在。按现行规范方法测算，即使有1%的放射性存量泄露到环境，造成的人员伤亡、经济损失、生态效应、社会心理影响后果极其严重。电厂周围广大地区的公众和代表他们利益的地方政府在没有得到正式承诺和法律保证之前，完全可能不同意建设核电站，核电绝无立足的可能。沿用至今的国函（1986）44号文件存在根本性的弊病，我国制定核损失赔偿的法律已属燃眉之急。国家应建立应诉咨询服务机制，规范事故电厂和国家的赔偿责任和最低赔付额度，组织联合保险机制，并由国家最高权力机关颁布法令，宣布由国家承担最终托底责任，保证任何受到损害的公民得到合法的赔偿。

### 3.2.2 对新建核电站的扶持

#### (1) 对售电保证协议提供指导、监督和保护

新建核电站基建成本高，运行前期还贷压力大，经营困难大。即使核电具有运行中后期发电成本很低的优势，如果前期上不了网，也无法发挥出来。政府应鼓励核电公司、电网、银行及保险公司一起签订售电保证协议，并提供监督和保护。充分利用核电运行后期的价格优势和运行成本长期稳定的优势，通过协议，以最小风险最优惠的条件，以后期的盈余补偿前期的亏损，降低初期电价，保证上网，达到全寿期的高效益。根据当前的国际利率，只要核电的全寿期平均发电成本比煤电低6%-8%以上，核电仍具有竞争力。

#### (2) 支持倡导核电买卖双边直接签订长期大宗批发售电合同

为了有效地遏制竞争性电力市场中常见的电价大幅度动荡和市场投机行为，政府应大力推动核电公司与大的电力用户或电网公司之间直接签订双边长期大宗批发售电合同。除非遇到特殊情况，核电电价

总能保持长期稳中有降，使用户的生产成本免受电价不确定之害。美国的经验证明，政府和大用户们有时宁愿以高出市场平均结算价15%~20%的溢价购进核电，以换取有保证的经济效益。

### 3.2.3 对新建新型核电站的扶持

#### (1) 财务支持

新型核电站是指采用尚未建成运行、未经全面运行验证的新设计的核电项目。一个新型号的核电站，需要经过几个项目（5-10台机组）的实践才会达到基本定型。新型核电站常因其新有更多的风险：如因技术不成熟，或法规程序的不完善或变更，或新设计不能及时通过评审引起的建设、调试、运行的延迟和中断；因不适应负荷需求或输电能力不相匹配等原因而引起的发电不足或竞争力不足。新核电站还必须支付首批使用新设计的附加费用、承受新设计的不完善和不熟练而导致的质量工期损失的“学费”代价，以及偿付因某些原因产生的额外利息。按美国能源部的测算，这些附加费用的总和，即使对基础好的系列项目也会达到15-30亿美元。即使该系列定型后能够具有很强的竞争力，该系列的首批双机组电站也因这巨额的附加费用而丧失了进入市场的资格，因为其单位投资成本和单位电价已经比目标值分别高了45%和18%。不解决这个难题，就不可能有首批电厂。因为每一个投资者都等着后续电厂。为了未来能有一大批竞争力最强的电厂，国家只能挺身而出，直接投入财务支持，先解决这部分资金缺口，过了这个坎，具有非常吸引力的市场就培育出来了，大量的投资自然就会涌进来。以投资引致投资，以投资增殖投资，体现凯恩斯说的政府投资的乘数效应。美国国会不久前就批准了这样的计划，以支持它的新建核电站项目。这一支持，对该项目的成立和成功，具有决定性的意义。

(2) 政府认识到在现有设计的基础上翻版改进不能从根本上改变核电竞争力不强的状况，必须加大投入的力度，开发并进而应用安全性更高、竞争力更强的新技术新堆型，同时大力提高我国的设计自主化、设备本地化的能力和水平，争取未来成为世界先进核电的设备制造工厂和设计研发中心。

(3) 制定与新建新型核电任务相适应的许可证法规和安全监管法规，消除因法规的不完善、不确定、繁琐、变动和不可预知导致建设、调试、运行的延迟和中断的风险。这里还应说明一下，本文讨论的是在已经充分市场化的电力市场环境中的核能产业政策的前瞻考虑，而在当前以至未来相当长的时期内，我国电力市场还不可能完全发育，计划经济的做法仍然会是重要的甚至是主要的。责任和风险从政府向企业法人的转移一时难以完成。但是，无论是国家政府还是企业，对其责任和风险还是应当有明确的界定和清醒的认识。核电走向市场化毕竟是方针所在和大势所趋。