

# 电力市场环境下的发电容量充裕性

## (二) 几种现有方法的分析

鲁 刚<sup>1,2</sup>, 文福拴<sup>1,3</sup>, 薛禹胜<sup>4</sup>, 钟志勇<sup>2</sup>, 黄杰波<sup>2</sup>

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 香港理工大学电机系, 香港;

3. 华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640; 4. 国网电力科学研究院/南京南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003)

**摘要:** 鉴于单一能量市场模式难以确保发电容量充裕性, 国际上已提出多种旨在解决该问题的方法。就设计思路、理论基础、实践经验和特点等方面, 较系统地总结和分析了已提出的近似传统规划方法、容量费用模式、容量责任和装机容量模式、区域装机容量市场法、期权法、运行备用支付法和用户侧容量定购法等。对这些方法在理论上的优缺点和应用方面的可行性、适用范围、配套措施等阐明了观点, 在此基础上对确保中国发电容量充裕性提出了初步建议。

**关键词:** 发电容量充裕性; 近似传统规划方法; 容量费用模式; 容量责任和装机容量模式; 区域装机容量市场法; 期权法; 运行备用支付法; 用户侧容量定购法

**中图分类号:** TM73; F123.9

### 0 引言

就如何确保电力市场环境下的发电容量充裕性这一重要问题, 国内外很多学者做了大量的研究工作, 提出了不少方法。在国际上实际运营的电力市场中, 采用的方法也各不相同, 并仍在改进完善、甚至完全更替的过程之中。例如, 采用单一能量市场的美国加州在 2000 年—2001 年发生电力危机后开始寻求新办法; 容量费用 (capacity payments) 法最早在智利开始实施, 后为许多拉美国家、西班牙以及采用新电力交易规则 (NETA) 前的英国所采用; 容量责任 (capacity obligations) 和装机容量市场 (ICAP) 模式 (以下简称容量责任法) 则为美国的 PJM、新英格兰和纽约市场所采用, 且经过不断完善与改进, 逐步发展为区域装机容量 (LICAP) 市场方法、可靠性定价模型 (RPM) 和远期容量市场 (FCM) 等。实际上, 阿根廷等一些拉美国家也正在考虑从容量费用法转为容量责任法, 美国德克萨斯州电力市场 (ERCOT) 考虑采用期权法。此外, 还有运行备用支付法、容量定购法等。法国和葡萄牙的电力市场实际上仍采用类似传统规划的方法。

将发电容量充裕性问题完全交给市场去解决 (如单一能量市场模式) 产生了诸多问题, 因此如何在电力市场环境下引导长期的发电投资就得到了广

泛关注, 国际上为此已经提出了多种方法。这里将这些方法分为如下 3 类:

1) 近似传统规划法。这是对仅靠电力市场诱导充裕发电容量缺乏信心而采用的办法。目前主要包括在容量不足时才启动新增容量的公开招标程序和系统调度交易机构集中购买峰荷容量这 2 种方法, 其主要特点是保留了相当强度的管制干预。

2) 容量的商品机制。把发电容量作为可以买卖的商品, 通过不同的方式给予发电公司一定的补偿, 以刺激发电投资。这类方法主要包括容量费用法、容量责任法和 LICAP 市场法等, 是目前实际运营的电力市场中应用最广、研究工作也开展较多的方法。

3) 能量市场主框架下的解决方法。容量费用法和容量责任法在实际应用中出现的问题促使专家学者重新审视能量市场设计, 从而形成了在能量市场框架下解决发电容量充裕性的一些新方法, 主要包括期权法、运行备用支付法和用户侧容量订购法等。

需要指出的是, 分类方式并不唯一, 事实上也可以采用其他分类方式。例如, 可以按装机需求量的确定方式和定价方式的市场化程度进行划分等。

纵观国内外对发电容量充裕性问题的研究和实践可以发现, 不同的理念和争论广泛存在。不同方法的出发点和视角不同, 对具体问题的理解也不一致。从总体上看, 电力市场运营的时间仍不长, 对这些方法还难以得出明确的结论。具体到中国, 由于电力市场建设正处于过渡阶段, 未来的发展路径还具有较大的不确定性, 发电公司在未来的投资策略会随市场改革模式的不同而不同。因此, 有必要从

收稿日期: 2008-01-16; 修回日期: 2008-07-27。  
国家重点基础研究发展计划 (973 计划) 资助项目 (2004CB217905); 国家自然科学基金资助项目 (70673023)。

理论和应用 2 个方面分析现有的确保发电容量充裕性的各种方法,以便选择、综合或提出适合于中国市场不同阶段发展的有效方法。

为此,本文对已有的相关研究工作进行了比较系统的分析和比较,并对一些重要问题进行了讨论,以明确各方法在理论上的优缺点和在应用方面的可行性等,在此基础上对确保国内的发电容量充裕性提出了一些初步建议。

## 1 近似传统规划方法

由于认识到了单靠市场机制引导发电投资所存在的风险,一些国家采用了下述近似传统规划方法来解决发电容量充裕性问题。

### 1) 容量不足时才启动新增容量的公开招标程序

监管机构根据一些预先设定的指标来监测电力系统中的发电容量是否充裕,如果不充裕则启动获取所需额外容量的竞价过程。法国和葡萄牙就采用这种方式获取新的容量,欧盟委员会已在 2001 年 4 月要求只有在电力系统存在安全问题时才可以采用这种方法<sup>[1]</sup>。

### 2) 系统调度交易机构集中购买峰荷容量

系统调度交易机构通过支付一定的费用来控制一些机组的运行,实现策略性备用的目的,有关成本由用户承担。这些机组一般是边际发电技术机组,如峰荷机组、陈旧机组和低效机组。瑞典、芬兰、挪威和采用 NETA 阶段的英国就采用了这种方法<sup>[1]</sup>。这种方法虽然可以增加对峰荷机组的投资激励,但把发电机组分为竞争性机组和由系统调度交易机构控制的备用机组这 2 个部分会对市场的正常运营带来干扰,如何适当利用这部分备用机组是一个重要问题;如果向这些机组支付的价格偏低,则投资刺激弱;如果价格偏高,则可能对参与竞争的机组不公平;而允许系统调度交易机构在实际运行时自由调动这部分购买的容量资源来维持系统的安全性和可靠性,会对不同市场主体的利益产生影响。

近似传统规划法对市场干预较大,不利于市场的健康运营,不是一个成熟电力市场应该采用的机制。只有容量严重不足、存在电力供给危机时,或电力市场处于初级阶段时,才可以考虑采用这类方法。

## 2 容量的商品机制

为解决单一能量市场难以诱导充裕发电投资的问题,国际上提出了把发电容量作为可以买卖的商品的方法,以通过对装机容量的直接交易来解决发电容量充裕性问题。这类方法主要包括容量费用法、容量责任法和 LICAP 市场法。

### 2.1 理论基础和实践支持

1) 可靠性具有非排他性,属于公共物品<sup>[2-4]</sup>。目前大多数用户并不具有根据系统可靠性状况而自控用电的意识和能力,因此,只能采用集中方式来获得所需增加的容量。

2) 维持系统可靠性的容量和电能是结合在一起的 2 个商品<sup>[4-5]</sup>。

3) 可以提前产生对未来容量需求的信号,确保电源建设所需要的时间,同时避免采用单一能量市场时所需的长期持续高电价所带来的问题,也可避免缺电风险。

4) 容量市场可以在一定程度上显示发电容量对用户的可靠性价值,因而从理论上讲可以引导出最优的装机容量水平。

5) 容量市场可以为发电公司提供一些稳定的收入,从而在一定程度上降低其投资风险。

6) 实际市场运营经验的支持。例如:文献[6]分析认为容量市场是 PJM 市场能够良好运营的关键;文献[4]则认为若 PJM 没有容量市场,投资信号会严重不足;文献[7]分析发现,在新英格兰电力市场中,发电公司存在收入不足的问题,有必要给予补偿,这样做能够降低用户所承担的高价格风险和容量紧缺时所需负担的其他费用,而如果没有容量费用补偿,则无法维持原有的可靠性水平<sup>[8]</sup>。

基于上述理论和实践经验,很多专家学者认为电力市场一般需要用容量的商品机制来确保发电容量的充裕性。

### 2.2 容量费用法和容量责任法

容量费用法是对发电公司的装机容量进行直接支付以刺激发电投资的方法,所能引导出的装机容量大小由市场确定,成本由用户承担。但无论采用固定还是可变的容量费用方式都存在一些问题。固定容量价格与实际运行时供需的不断变化不相吻合,不能反映容量的稀缺状况,无法引导出最优的装机容量水平;而采用可变的容量定价方式时,发电公司可能通过行使市场势力抬高价格,这在英国电力市场中已经出现过。另外,现有的容量费用支付方式一般都没有考虑各机组对系统可靠性的实际价值,也不能分辨各子区域的容量价值差异。更重要的是波动较大的容量价格实际上并不能为投资提供稳定的信号<sup>[9]</sup>,要通过这种方法引导出预期的装机容量仍然具有挑战性。

容量责任法是由系统调度机构如独立系统运行机构(ISO)确定所需装机容量水平,并按负荷比例强制分摊给负荷服务实体(LSE),要求 LSE 在装机容量市场从发电公司处购得所分配的责任容量。如

果 LSE 未能完成分配的容量责任则会受到惩罚,而购买价格则由市场决定。虽然这种方法能实现预期的装机容量水平,但缺乏对发电公司在容量紧缺时供电和用户参与改善短期可靠性的激励。这主要是因为对发电公司的容量支付无法区分机组在供应能力方面的差别<sup>[2,10]</sup>,对其不履行义务的惩罚也与其所造成的经济损失无关<sup>[5]</sup>,以及能量价格不能体现容量紧张状况<sup>[11-12]</sup>。此外,还存在市场势力问题,容量支付的稳定收入也在一定程度上会削弱发电公司在能量市场的谨慎合理报价,例如纽约市场和 PJM 市场就出现过被认为是行使市场势力的情况<sup>[2,13]</sup>。在实际运营过程中发现的问题也不断增加,如无法分辨各子区域容量价值的差异而不能分别产生足够的投资刺激、按月的短期容量市场只允许现有机组参与竞争而阻碍了潜在投资者的进入、短期需求的无弹性使容量价格两级变化等。

研究人员要为不断出现的新问题提供解决办法,但这似乎并没有终点<sup>[2]</sup>,这是由这些方法所具有的管制特点决定的。最关键的容量价格或需要交易的装机容量都是人工确定的,这背离了“应该由市场决定投资期望水平”的原则<sup>[5]</sup>。事实上,要合理确定这 2 个量中的任何一个都很困难也很重要,对水火电混合系统尤为如此,而诸如未来燃料价格、负荷特性、互联市场的相互容量支持等对此都会有较大影响。特别地,确定容量价格时所基于的失负荷率或可靠性定价方式本身都存在准确性问题;而在计算需要的装机容量时所采用的静态需求曲线、随机强迫停运率等都与实际需求具有内在的不确定性和发电公司在高峰负荷期内积极保持机组的可供应性相矛盾<sup>[14]</sup>,这些问题都很难处理。因为无法准确确定由于发电容量增加而使失负荷损失减少的边际收益曲线的形状,这样在理论上就很难判断容量费用法和容量责任法哪一个更好<sup>[3]</sup>。

如果市场设计不当,就会出现难以预计的诸多问题。尽管文献[11]通过仿真分析表明在最优装机容量附近有很多近似合理点,但无论装机容量设定偏高或偏低都会引起供电成本增加。如果容量值设定错误,将有可能造成比单一能量市场更大的社会福利损失<sup>[3]</sup>。

一个成功的容量市场应该能够引导出适当位置、适当类型、适当水平的发电容量,并且一个设计合理的容量市场应该能够降低相应能量市场所存在的风险和市场势力<sup>[2]</sup>。这是每个市场设计者所希望的,但实现起来相当困难。总之,容量费用法和容量责任法在理论和实践 2 个方面都存在不少问题。

### 2.3 LICAP 市场法

由于容量责任法存在诸多问题,在采用远期容量市场模式前,新英格兰 ISO 曾建议采用 LICAP 市场法<sup>[2]</sup>,其核心是按区域构建不同的装机容量需求曲线。该曲线表示基准峰荷机组(benchmark peaker)的短期利润与系统装机容量之间的关系。这种曲线已应用在纽约电力市场<sup>[15]</sup>,其中短期利润为售电收入与容量支付之和。构建该曲线的 2 个关键参数为:基准峰荷机组单位容量需回收的成本和实现可靠性水平达每 10 年停电不大于 1 d 的系统装机容量水平。装机容量需求曲线价格由系统实际装机容量大小确定,而支付给各发电公司的容量费用则是该价格与基准峰荷机组实际售电收入的差值。

从理论上讲,LICAP 市场法并没有给发电公司提供获取超额利润的机会,且根据基准峰荷机组供电实际收入来确定容量支付大小的事后方式,将使峰荷机组短期收益不会剧烈波动,能提供稳定的投资信号;而只有具有高于基准峰荷机组的运行效率才能获得更高收益,这将促进机组的技术改造;而在容量费用的确定方面,文献[2]采用根据机组在容量紧缺时出力情况的可供应评分  $A_G$  进行补偿,这会刺激机组的供应积极性;另外,虽不能完全揭示输电瓶颈引起的各地容量价值差异,但至少按区域的划分方式增强了投资信号的差异刺激能力。

LICAP 市场法的主要问题在于其构建的装机容量需求曲线,这是该方法的核心。从长期来看,系统装机容量将平衡在基准峰荷机组成本刚好回收的点上,但考虑投资风险时则难以准确评估基准峰荷机组所需回收的成本<sup>[10,16-17]</sup>,因此,这将影响对引导投资的效果。另外,发电公司还需承担需求曲线被调整的管制风险。而且新英格兰 ISO 曾提出的这种 LICAP 市场法是基于月供应市场的,这虽然有利于新英格兰市场和互联的纽约市场进行发电容量的季节性差异互补,但按月的容量价格会波动较大,因此,仍需依靠长期的高价格来诱导充裕的发电投资。这将会如单一能量市场模式那样,使电源建设滞后于容量需求信号,文献[17]则怀疑这种短期信号能否引导出长期的投资。

LICAP 市场法综合了容量费用支付方式和与容量责任相关的容量交易方式,从本质上讲类似于传统的基于回报率的投资成本回收方式,只是仅允许基准峰荷机组按投资回报率方式回收成本,而这也是造成该方法在理论上既有优点也有缺点的根本原因。无论如何,与容量费用法和容量责任法相比,LICAP 市场法具有明显的优势。可以预计,LICAP

市场法的市场运行效果将较容量费用支付方法和容量责任方法更易于为市场管理者所控制。

## 2.4 容量的商品机制发展趋势

需要指出的是,目前的 PJM、纽约、新英格兰电力市场所采用的机制实际上要比上述原理复杂得多,并且各具特色。纽约 ISO 首先设计出上述的装机容量需求曲线,以及提出了机组的非强迫容量(UCAP)概念,即机组在容量市场可申报的容量水平需计及机组实际的强迫停运率。新英格兰电力市场于 2006 年 5 月最终确定采用 FCM 模式,即提前 3 年拍卖所需容量的方法。PJM 市场则充分借鉴这些思想,建立了结合容量的远期拍卖、不同区域的装机容量需求曲线和相应的不同容量价值的 RPM,而所设计的 LICAP 与纽约市场的主要差别在于曲线形状和具体参数的不同。

从总体上讲,各个相关的电力市场一直在对容量的商品机制进行发展完善,主要着眼于如下几个方面:一是设计更合理的装机容量需求曲线,来体现地区差异和促进市场更易达到最优的均衡状态;二是考虑主要采用远期方式拍卖容量;三是考虑机组实际的供应能力,而不是装机容量;四是通过合适的容量费用支付机制,来提高机组供应容量的积极性,以及发展需求侧参与容量市场等。

## 2.5 中国的两部制电价问题

中国曾在东北区域电力市场对竞价电量部分执行两部制上网电价,这属于固定的容量费用模式。因此,前述的容量费用法在理论方面和实际应用中所存在的问题均有可能出现,一些专家学者也因此提出异议,认为其不符合市场机制且可能会导致投资过剩。其实问题的关键在于如何确定适当的容量价格,这对发电投资行为影响很大<sup>[18-19]</sup>,但此问题还没有得到很好的解决。《上网电价管理暂行办法》中规定容量电价需随市场供需状况改变。这种两部制电价模式实际上就是将英国电力市场曾采用的连续的可变容量费用模式简化为离散的可变容量费用模式,从而具有固定容量费用模式的一些优点,同时减少连续可变容量费用模式所产生的问题。文献<sup>[20]</sup>通过仿真结果表明这种可变的容量电价方式可以稳定投资,避免供需波动。然而,容量电价调整的频率或时机选择,以及调整的程度都是需认真研究的问题。采用两部制电价的关键在于如何平衡管制和竞争,这不仅是科学问题,更是艺术问题<sup>[21]</sup>。

## 3 能量市场主框架下的解决方法

容量的商品机制在实际应用中出现的问题使一些研究人员再次回到能量市场设计的起点,寻求基

于市场机制的更合适的确保发电容量充裕性的方法。目前主要有如下 3 个设计思路:

1) 直接的容量商品机制虽然允许用户通过购买容量而拥有使相应机组在线的权力,但用户并没有得到直接的价值,没能获得能量供应的权力,是否供电、供应多少、持留等权力实际仍掌握在发电公司手中。因此,提出了使用户拥有“控制”机组供电的权力的期权方法。

2) 运行备用的价格同能量市场价格一样对发电投资也具有指导作用,而相关的可靠性概念在市场环境下则应计及电价因素,因此,提出了运行备用支付法,以通过合适的运行备用需要量确定方式和运行备用定价方式,来提供有效引导发电投资的短期经济信号。

3) 从本质上讲,引起发电容量充裕性问题的主要原因是不确定的用户用电功率,从让用户自计划用电方式的角度,提出了用户侧容量定购法,以通过可预期的用户侧用电情况来确保发电容量充裕。

### 3.1 容量的期权方法

期权合约<sup>[22]</sup>、可靠性期权(reliability option)<sup>[17]</sup>、障碍看涨期权(backstop call options)<sup>[5]</sup>和可靠性合约(reliability contract)<sup>[23]</sup>都是确保发电容量充裕性的期权方法,基本原理相同,仅是实现细节方面有所区别,均是由 ISO 或 LSE 从发电公司处购得的、金融结算的、物理交割的看涨期权。用户获得敲定价格水平下的用电权力,承担相应的交易成本。交易成本为期权购买费用减去对不履行供电的发电公司的罚款,而罚款额与用户因未供电而产生的经济损失直接相关。

期权法的关键参数是敲定价格,当现货价格超过该敲定价格时,购买者行使期权,发电公司将单位期权的现货价格与敲定价格的差额返还给 ISO 或 LSE。在敲定价格的设定方面,应遵循的原则是设置较高的价格,一般高于系统最贵机组的边际成本而低于能量市场价格上限,这对能量市场的运行干扰很小,又使发电公司有不参加期权交易而获得能量市场高额收益的机会。另外,期权价值等于现货价格持续曲线在敲定价格之上的面积<sup>[5]</sup>,因此,较高的敲定价格可以降低期权费用。敲定价格的高低只是划定发电公司在能量市场收益和期权市场收益的分配比例,并不影响总收入,因此,可以由监管机构统一设定,这有利于简化期权市场的交易方式。

#### 3.1.1 期权法的特点

期权交割特点决定了其在应用上具有如下优势:

1) 用户在期权交易中获得了直接价值,敲定价

格为用户提供了价格保险机制,同时期权费用将波动的价格风险转化为发电公司的稳定收入。这能够实现发电公司投资风险和用户价格风险的交易,而敲定价格的高低则反映了彼此风险承担的程度。

2)期权法不会歪曲能量市场的价格信号,不会抑制用户对价格的反应,而且期权的购买和交割将改变供求曲线形状,使短期供求更有弹性<sup>[22]</sup>。另外,发电公司在现货市场可支配的剩余容量的减少,以及敲定价格的价格上限作用,都有利于削弱行使市场势力的刺激,即使发电公司没有出售期权,也会因供应弹性的增加而受到影响,难以行使市场势力。

3)期权法直接与机组的物理供应能力相关,特别是对未供应的惩罚与能量市场实际价格相关,这可以提高供应紧张时机组出力的积极性,有利于提高系统的短期可靠性。

4)因为敲定价格是统一的,这样各区域不同的能量市场价格会产生不同的期权费,会自然形成区域间的差别,显式表明各区的不同容量需求<sup>[5]</sup>,且这种价值区分不依赖于监管机构对区域的地理划分。

此外,合理的拍卖机制、提前3年的拍卖方式、足够长的拍卖交易时间和期权覆盖期,可以削弱系统内已有发电公司阻碍新机组进入的能力,使市场进入壁垒较低,确保了潜在投资者进入的充分性,这可以降低期权拍卖市场的市场力,而且还有利于稳定能量市场价格,降低投资的风险成本,可能使长期进入成本变小,因此,采用期权法至少不会比利用其他方法的市场效率低<sup>[17]</sup>。

期权法优势明显,即使支持容量责任法的著名学者 Stoft 博士也认为,期权法是确保发电容量充裕性的一个很好的方法,能够得到与理想的容量市场相同的结果<sup>[2,12]</sup>。而且,一些学者还进一步提出了改善期权法执行效率的方法,如让期权购买者支付燃料成本以降低发电公司的风险,采用基金法、担保法、合适的破产法<sup>[22]</sup>来降低用户面临的发电公司信用风险,以及可以采用可中断负荷期权<sup>[6]</sup>、多级敲定价格和可调负荷期权<sup>[22]</sup>等措施。此外,除用户侧的看涨期权外,还可以开发发电侧的看跌期权,促使风险交易更加灵活。从总体上讲,期权法具有理论上的优势和实践上的可行性。

3.1.2 期权法与长期合约的比较

长期合约和期权法在降低发电公司投资风险上的区别主要在于长期合约以合约价格消除所签电量部分的风险,而期权法则是通过消除敲定价格以上的价格波动风险,以期权费来激励投资。就确保发电容量充裕性而言,期权交易和长期合约可以共存。从保护用户的角度出发,监管机构一般更倾向于期

权法,这是因为用户不仅可避免支付敲定价格之上的高价风险,还可以享受敲定价格之下的低价格。在美国加州发生危机时,州政府签订了长期合约,虽然危机过后的几个月内市场价格很低,但却必须执行高价长期合约。尽管长期合约可能是市场价格变低的原因,文献[24]的模拟试验也表明了这一结果,但政府还是为此受到了比较普遍的指责。

3.2 运行备用支付法

利用运行备用价格引导发电投资的运行备用支付法主要包括如下2种:

1)结合运行备用量和备用价格上限的方法

针对完全竞争的电力市场,文献[25]采用运行备用价格在运行备用不足时取上限、否则为0的2级定价方式,研究了运行备用量和运行备用价格上限与系统装机容量之间的关系,结果表明存在一些不同的参数(运行备用量、运行备用价格上限)组合,能够实现预期的装机容量。高备用量对应的达到价格上限的持续时间较长,而低备用量对应的达到价格上限的持续时间则较短,但低备用量、高价格上限的组合具有系统不可靠、刺激行使市场势力和增加投资风险等问题,因此,在参数组合的选择上需要适当权衡。另外,由于在美国,价格上限是由联邦能源管理委员会(FERC)确定,而运行备用量则由北美电力可靠性委员会(NERC)决定,因此在参数设定时需要适当协调。

2)能量和运行备用总需求曲线法

运行备用容量水平设置得越高、越严格,对调度和交易的灵活性限制就越多,并会导致一些不必要的切负荷操作和较高的备用购买成本。实际上,美国加州等电力市场在运行备用的交易方面都具有一定的灵活性。

文献[26]提出利用能量和运行备用的总需求曲线来进行市场清算,其主要特点是可变化的运行备用需要量和稀缺定价机制。基本思路为:随着负荷增加,备用开始下降,按总需求曲线清算的能量价格不断升高,当运行备用下降到维持给定的可靠性水平所要求的最低备用水平时,ISO通过切除负荷来维持备用容量在临界点处,此时能量价格上涨到失负荷价值( $V_{OLL}$ ),而以能量价格与边际备用机组可变成本之差计算的备用价格在此过程中也逐渐增大。这种市场清算方式体现了稀缺期的机组边际容量价值和机会成本。从理论上讲,由于能量价格仅在切负荷时才会达到 $V_{OLL}$ ,因此,价格上限不是强制的,不会削弱投资信号。

可变的运行备用需要量不仅能使调度和交易更加灵活,更为重要的是可使备用价格更具弹性,不再

受到用户侧缺乏弹性的限制,相当于采用管制手段模拟形成了用户侧的价格反应,同时相关的稀缺定价机制也具有激励用户发挥价格弹性的作用。从本质上讲,该方法将可靠性定义为一个反映价格的可调节量。不过,美国于2005年通过的能源政策法案(EPA)对可靠性的要求更加严格,这是加州发生电力危机后的明显趋势,不利于该方法的实际应用。

### 3) 讨论

备用价格对发电投资具有一定的指导作用。备用价格可通过备用市场以竞争方式发现,或按备用的机会成本确定,或按实际成本进行定价。就引导发电投资而言,上述3种方式存在如下问题:提供备用的边际成本一般很小,因此,由竞争获得的短期备用市场的价格一般很低,刺激投资的能力较弱<sup>[27]</sup>;机会成本定价方式考虑的则是备用的供电价值,相当于认为备用等同于发电,这对用户而言并不合理<sup>[28]</sup>;备用的价值在于提高了系统的可靠性,一般远高于其成本,按实际成本定价也未必合理。备用价格的确定应该从系统发电容量是否稀缺的信号着手,并且对具有启动快、运行灵活等特点的提供备用的机组要分别对待<sup>[28]</sup>,以提供明确的、能刺激最优发电技术组合的投资信号。

从总体上讲,运行备用支付法在理论上具有一些优点,例如稀缺定价机制、适应市场环境的可靠性概念等,但在实际应用时需要很多基础条件予以配合;同时,这种方法也可能存在利用短期价格信号引导长期发电投资的类似问题,如投资的周期性波动,但由于价格是反映运行备用水平的,波动强度一般小于单一能量市场模式。

### 3.3 用户侧容量订购法

文献<sup>[29]</sup>建立了一种用户侧订购所需发电容量的方法,即所谓的自计划限电方式。用户在实际用电前订购一定的容量,并为此支付相应费用,而在实际用电时再支付相应的电量费用,且电量价格预先确定。当电力供应不足时,用户的实际用电功率则要限制在所订购的功率水平。如果系统电力供应充足,用户的实际用电功率可以超出所订购的功率水平,超出部分按当时的市场价格支付。

这种方法相当于签订了期货合约,可以避免非自愿的切负荷,使用户真实表达对容量的需求,代替传统的对负荷的调查估计,将容量是否供应转为私人物品。但这种方法需要相应的技术设备支持,且必须解决用户侧的参与问题和“免费搭车”的问题。因为用户侧仍没有完全开放,大部分用户的用电价格是管制的。可见,这种方法在实际应用时是否可行仍然是一个需要考虑的问题。

## 4 对确保国内发电容量充裕性的启示

就目前国内的电力改革环境而言,由于存在相当强的不确定性,投资风险较大,如果不对发电公司提供适当的激励,很可能会因此造成投资不足而出现缺电问题。因此,有必要采用一些能够降低投资风险、稳定投资信心的措施。例如,可以借鉴近似传统规划法,政府相关部门在必要时对发电投资予以干预,或定期发布一些规划信息来引导投资;借鉴PJM市场的装机容量市场模式或离散的可变容量费用法,通过合适的容量费用支付来稳定发电公司的投资收益,但同时要尽量避免这些方法可能出现的问题。采用这些措施将有利于促进投资,对国内电力工业市场化改革的平稳进行很有益处。

随着国内电力市场运营环境的逐步成熟,应寻求更合适的方法。例如,在未来一段时期可以优先考虑建立以LICAP市场法、期权法或长期合约为核心的,结合规划信息发布指导机制、借鉴备用支付法的稀缺定价机制和有效的需求侧管理等在内的确保发电容量充裕性的方法框架。

## 5 结语

随着电力工业市场化改革的发展和深化,在电力市场设计中将发电容量充裕性作为重要因素加以考虑已经成为一种共识。在对确保发电容量充裕性这一问题认识的不断深化的过程中,国际上从不同的角度提出了多种方法,这些方法具有不同的优缺点和适用范围,并不存在公认的普遍适用的方法。理论分析和实践经验表明,近似传统规划法、容量费用法、容量责任法即使能确保发电容量充裕性,也往往会引起一些其他问题;运行备用支付法和用户侧容量定购法则因要求的条件较高而难以实施,但 these 方法在理论上所具有的一些优点值得借鉴;期权法和LICAP市场法尚有待实践检验,相关参数的确定问题需要进一步研究。

## 参考文献

- [1] PEREZ-ARRIAGA L J. Long-term reliability of generation in competitive wholesale markets: a critical review of issues and alternative options [EB/OL]. [2006-08-11]. <http://www.iit.upcomillas.es/docs/01JIPA2001.pdf>.
- [2] CRAMTON P, STOFT S. A capacity market that makes sense. *The Electricity Journal*, 2005, 18(7): 43-54.
- [3] JAFFE A B, FELDER F A. Should electricity markets have a capacity requirement? If so, how should it be priced? *The Electricity Journal*, 1996, 9(10): 52-60.
- [4] BESSER J G, FARR J G, TIERNEY S F. The political economy of long-term generation adequacy: why an ICAP

- mechanism is needed as part of standard market design. The Electricity Journal, 2002, 15(7): 53-62.
- [5] OREN S S. Generation adequacy via call options obligations: safe passage to the promised land. The Electricity Journal, 2005, 18(9): 28-42.
- [6] BOWRING J E, GRAMLICH R E. The role of capacity obligations in a restructured Pennsylvania-New Jersey-Maryland electricity market. The Electricity Journal, 2000, 13 (9): 57-67.
- [7] FARR J G, FRANK A F. Competitive electricity markets and system reliability: the case for New England's proposed locational capacity market. The Electricity Journal, 2005, 18(8): 22-33.
- [8] BIDWELL M, HENNEY A. Will the new electricity trading arrangements ensure generation adequacy? The Electricity Journal, 2004, 17(7): 15-38.
- [9] 文福拴,吴复立,倪以信. 电力市场环境下的发电容量充裕性问题. 电力系统自动化, 2002, 26(19): 16-22.  
WEN Fushuan, WU F F, NI Yixin. Generation capacity adequacy in the deregulated electricity market environment. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(19): 16-22.
- [10] BIDWELL M. Why reliability options are the answer in New England. The Electricity Journal, 2006, 19(4): 32-41.
- [11] HIRST E, HADLEY S. Generation adequacy: who decides? The Electricity Journal, 1999, 12(10): 11-21.
- [12] HOBBS B F, INÓN J, STOFT S E. Installed capacity requirements and price caps: oil on the water, or fuel on the fire? The Electricity Journal, 2001, 14(6): 23-34.
- [13] STOFT S. PJM's capacity market in a price-spike world [EB/OL]. [2006-02-18]. <http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp077.pdf>.
- [14] GRAVES F C, READ E G, HANSER P Q, et al. One-part markets for electric power: ensuring the benefits of competition// ILLIC M, GALIANA F, FINK L. Power systems restructuring: engineering and economics. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 1998: 243-280.
- [15] KRAPELS E, FLEMMING P, CONANT S. The design and effectiveness of electricity capacity market rules in the Northeast and California. The Electricity Journal, 2004, 17(8): 27-32.
- [16] STAUFFER H. Capacity markets and market stability. The Electricity Journal, 2005, 19(3): 75-80.
- [17] BIDWELL M. Reliability options: a market-oriented approach to long-term adequacy. The Electricity Journal, 2005, 18(5): 11-25.
- [18] 王勇,文福拴,钟志勇,等. 基于实物期权理论的发电投资决策和容量充裕性评估. 电力系统自动化, 2005, 29(19): 1-9.  
WANG Yong, WEN Fushuan, CHUNG C Y, et al. Real option based approach for generation investment decision-making and generation capacity adequacy analysis. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 1-9.
- [19] 叶泽,曹永泉. 两种电价机制下的发电企业投资阈值比较. 系统工程, 2006, 24(10): 82-87.  
YE Ze, CAO Yongquan. The comparison of the value of investment triggers between capacity payment and energy only. Systems Engineering, 2006, 24(10): 82-87.
- [20] 黄健柏,邵留国,张仕璟. 两部制电价与发电容量投资的系统动力学分析. 电力系统及其自动化学报, 2007, 19(2): 21-27.  
HUANG Jianbai, SHAO Liuguo, ZHANG Shijing. Analysis of two-part electricity price and generation capacity investment based on system dynamics. Proceedings of the CSU-EPSC, 2007, 19(2): 21-27.
- [21] WU F F, WEN F S, DUAN G. Generation planning and investment under deregulation environment: comparison of USA and China// Proceedings of 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 6-10, 2004, Denver, CO, USA: 1324-1328.
- [22] CHAO H P, WILSON R. Resource adequacy and market power mitigation via option contracts// Proceedings of Power Ninth Annual Research Conference on Electricity Industry Restructuring, March 19, 2004, Berkeley, CA, USA.
- [23] VAZQUEZ C, RIVER M, PEREZ-ARRIAGA I J. A market approach to long-term security of supply. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(2): 349-357.
- [24] 薛禹胜,徐群,辛耀中,等. 加州电力危机的动态仿真和防御对策分析:(一)模型的建立和定性分析. 电力系统自动化, 2004, 28(7): 24-29.  
XUE Yusheng, XU Qun, XIN Yaozhong, et al. Dynamic simulation and countermeasure analysis of California power crisis: Part one models and qualitative analyses. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(7): 24-29.
- [25] STOFT S. The demand for operating reserves: key to price spikes and investment. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 470-477.
- [26] HOGAN W W. On an "energy only" electricity market design for resource adequacy [EB/OL]. [2006-09-02]. [http://ksghome.harvard.edu/~whogan/Hogan\\_Energy\\_Only\\_092305.pdf](http://ksghome.harvard.edu/~whogan/Hogan_Energy_Only_092305.pdf).
- [27] BALDICK R, HELMAN U, HOBBS B F, et al. Design of efficient generation markets. Proceedings of the IEEE, 2005, 93(11): 1998-2012.
- [28] CHAO H P, OREN S S, PAPALEXOPOULOS A, et al. Interface between engineering and market operations in restructured electricity systems. Proceedings of the IEEE, 2005, 93(11): 1984-1997.
- [29] DOORMAN G L. Capacity subscription: solving the peak demand challenge in electricity markets. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(1): 239-245.

鲁刚(1981—),男,博士研究生,主要研究方向:电力市场和电力系统规划。E-mail: lugang. ee@gmail.com

文福拴(1965—),男,通信作者,特聘教授,博士生导师,主要研究方向:电力市场、电力系统故障诊断和系统恢复。E-mail: fushuan. wen@gmail.com

薛禹胜(1941—),男,中国工程院院士,博士生导师,总工程师,主要研究方向:电力系统自动化。E-mail: yxue@nari-china.com

(下转第 71 页 continued on page 71)

## State-of-the-art of Studies on Generation Capacity Adequacy in Electricity Market Environment

### Part Two Analysis of Several Existing Major Methods

*LU Gang*<sup>1,2</sup>, *WEN Fushuan*<sup>1,3</sup>, *XUE Yusheng*<sup>4</sup>, *CHUNG C Y*<sup>2</sup>, *WONG K P*<sup>2</sup>

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China;

3. South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;

4. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China)

**Abstract:** Since it is well acknowledged that the energy-only market could not ensure the generation capacity adequacy, a lot of research work has been done around the world to explore new ways to solve this important and yet difficult problem. A comprehensive analysis and comparison is made to several widely employed or established methods including similar traditional planning, capacity payments, capacity obligations and installed capacity market, locational installed capacity market, options, operating reserve payments, and capacity subscription, mainly from those aspects such as methodological design, theoretical foundation, practical experiences and basic features. Then, theoretical advantages and disadvantages, as well as the practical feasibility, the application scope and supporting measures of these methods are clarified. Finally, based on the above analysis and research, some preliminary suggestions are made for ensuring generation capacity adequacy in China.

This work is jointly supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905) and National Natural Science Foundation of China (No. 70673023).

**Key words:** generation capacity adequacy; similar traditional planning; capacity payments; capacity obligations and installed capacity market; locational installed capacity market; options; operating reserve payments; capacity subscription