基于实物期权理论的发电投资决策和容量充裕性评估

王 勇[1]，文福拴[1,2]，钟志勇[3]，黄杰波[3]
（1. 浙江大学电力经济与信息化研究所，浙江省杭州市 310027；2. 华南理工大学电力学院，广东省广州市 510640）
（3. 香港理工大学电机系，香港）

摘要：电力工业的市场化改革一方面为发电投资决策带来了更多的不确定性因素以及由此而引起的风险，另一方面也给政府主管部门或监管机构带来新的挑战，即应如何设计有效的市场机制以保证系统的发电容量充裕性进而供电可靠性。假定在投资者制定发电投资决策时所面对的不确定性因素主要来自于负荷增长的前提下，基于实物期权理论，构造了适用于电力市场环境下发电投资决策的新的方法框架，建立了相应的数学模型，提出了求解方法。该方法框架可以处理多个投资者参与发电投资的情形。在此基础上，研究了单一能量市场模式、容量费用模式和装机容量市场模式对发电投资决策进而整个系统发电容量充裕性的影响。最后，用仿真算例说明了该方法的基本特征。

关键词：实物期权；电力市场；发电容量充裕性；单一能量市场；容量费用；装机容量市场
中图分类号：TM73；F123.9

0 引言

电力工业市场化改革的主要特征之一为厂网分离，即原来垂直垄断的电力公司解裂为一家电网公司和两家或多家独立的发电公司。传统的、由垂直垄断的电力公司基于负荷预测、失负荷概率(LOLP)和失负荷价值(VOLL)进行的统一发电规划在电力市场环境下将不复存在。尽管政府主管部门和监管机构可以为发电规划提供一些指导性的建议，但这些建议一般不是强制性的。发电投资成为投资者以自身利益最大化为目标的投资行为，每一个发电投资者或发电公司并不需要也没有能力承担保证整个系统发电容量的充裕性进而供电可靠性的责任。事实上，在电力市场环境下，没有一个机构或实体有能力承担这样的责任，发电容量充裕性必须通过适当的市场机制辅之以适当的监管措施来实现。

电力工业的市场化改革使发电投资决策面临着更多的不确定性因素以及由此带来的风险，例如电价变化的不确定性、燃料价格的不确定性以及监管政策的不确定性等。因此，投资者在制定发电投资决策时，如何适当计及这些不确定性因素的影响就成为需要研究的重要问题。在经济学领域，对于不确定性环境下的投资问题，已经进行了相当广泛的研究，并取得了一些重要成果，如实物期权理论(ROA——real option approach)[1,2]。实物期权理论已经在电力和其他工业领域的投资决策分析中得到应用。文献[3]分别采用几何布朗运动和均值回复运动模拟市场电价的变化过程，在此基础上采用实物期权理论求得了实施投资的最优电价阈值，但没有就采用 2 种电价模型所得到的电价阈值差异过大的问题给出合理的解释。以最大化期望的净现值为目标，文献[4]建立了计及延迟期权价值和未来不确定性因素的发电投资模型，并扼要介绍了延迟期权价值的计算方法，但是该文所提出的模型相当简单，仅是对发电投资问题所做的比较初步的探讨。在假设现有发电机组的价值随时间的变化符合几何布朗运动的前提下，文献[5]构造了一种基于实物期权理论的发电投资决策模型，并采用四叉树方法求解。文献[6,7]以最大化投资者在规划期内的发电投资的期望收益为目标，建立了电力市场环境下的发电投资决策模型，计及了负荷增长、电价变化、投资者的风险喜好程度、其他投资者的竞争和市场机制(是否具有容量回报机制)等因素的影响，并采用随机动态规划方法求解。

相应地，从整个市场运营和系统运行的角度来看，如何建立有效的市场机制以引导足够和及时的发电投资来确保整个系统的发电容量充裕性就成为十分重要的问题。目前，国际上正在运营的一些电力市场分别采用了不同的市场模式来保证发电容量充裕性，包括：①单一能量市场模式；②容量费用

收稿日期：2005-05-01。
国家重点基础研究发展计划专项资助项目(2004CB217905)；教育部“新世纪优秀人才支持计划”资助项目(NCET-04-0818)。

模式；③容量责任和装机容量(ICap——installed capacity)市场模式,等。然而,由于电力工业市场化改革的时间从总体上讲还不长,尚无法确切证明哪种方法在保证发电容量充裕性方面更为有效。事实上就这一问题,无论在学术界还是工业界,都存在着相当大的争议。文献[8]在较为全面地分析了影响电力市场环境下发电容量充裕性的各种因素之后,指出了完全依赖能量市场来保证发电容量充裕性存在着相当的风险,而通过建立 ICap 市场或向发电公司支付容量费用有助于保证发电容量充裕性进而供电可靠性。由于电力生产具有无法大规模经济存储和要求供需实时平衡的特点,电力投资呈现出比其他行业更强的周期性现象。基于控制理论方法,文献[9]采用动态模型分析了发电投资的周期性问题,并通过仿真研究证实了采用容量费用法可以有效地抑制发电投资的周期性。文献[10]将发电投资问题描述为一个闭环控制系统,研究表明在只采用能量价格作为投资信号的情况下,发电投资会滞后于负荷增长并呈现出较高的波动性,而利用电力合约价格作为投资信号可以有效地改善发电投资。

到目前为止,实物期权理论在发电投资方面的应用研究开展得还不多,现有的研究工作从总体上讲仍然相当初步,还存在许多有待研究或进一步研究的重要问题。现有的相关文献大都假设发电资产价值随时间的变化遵循某一随机过程,例如几何布朗运动等。这种假设在金融期权分析中被广泛认同,因为金融证券的交易价格直接反映了投资的全部价值信息;然而,在发电投资领域,发电资产的价值不仅与投资时刻的市场价值有关,而且与未来的市场变化有关,这样,对于发电投资分析与决策问题,此基本假设未必合理。

在上述背景下,以 PJM 市场的基本结构为基础,在假定投资者制定发电投资决策时所面对的不确定性因素主要来自于负荷增长的前提下,基于实物期权理论,并计及其他投资者投资发电容量的影响,本文构造了适用于电力市场环境下发电投资决策的新的方法框架,提出了相应的数学模型和求解方法,并在此基础上,研究了不同的市场机制对发电投资决策进而整个市场发电容量充裕性的影响。最后,用仿真算例对所提出的方法做了说明。

1 实物期权理论

在不确定的环境下,投资者首先需要对相关因素的未来情形做出预测,并以预测结果为基础进行投资决策。投资者的风险喜好程度、对收益波动性的预测结果、当前和未来市场的竞争程度、延迟投资的可能性、商品之间的相互替代性和投资的不可逆性等多种因素都会对投资决策产生相当的影响[1,2]。在 20 世纪 70 年代,由金融领域发展起来的期权理论被应用于投资决策分析,逐步形成了所谓的实物期权理论。实物期权理论的基本思想是:在期权的有效期内,投资者可以在立即投资、等待或永远放弃投资这 3 种选择中自由决策。文献[1]中指出,当投资者投资于某一不可逆的投资项目时,它实际上相当于执行了投资期权,同时也意味着其放弃了通过等待来获得可能影响其投资愿望和时机的新信息的可能性,这样当市场条件朝向对其不利的方向发展时也无法再放弃投资。这种损失的期权价值实际上就是当前投资的机会成本,其应该包含在投资成本中。传统的净现值(NPV—net present value)法忽略了投资的这种机会成本,因此可能导致错误的投资决策。

应用实物期权理论进行投资决策的主要步骤如下[2]:

1)构造实物期权的应用框架。通过分析影响投资决策的主要因素,识别投资决策问题中所隐含的实物期权,辨识不确定性因素的来源,构造不确定性因素的数学描述方法,在此基础上形成投资决策的数学模型。

2)选取适当的实物期权定价模型进行期权定价。

3)对由实物期权方法计算得到的期权定价结果、投资决策阈值、策略空间和投资风险的分布情况进行分析或检查。

4)根据步骤 3 的检查结果,考察是否需要扩大投资选项的组合,是否需要重新构造投资策略等。

需要指出,作为初步的研究工作,本文下述的研究工作只包括前 2 步和第 3 步的部分工作,且只考虑了 1 个不确定性因素的影响。

在实物投资领域,投资被执行的时间通常是不确定的,这与美式期权具有类似的特征,因此可在美式期权的框架下对实物期权进行分析。到目前为止,已发展了多种实物期权定价方法,常用的有:偏微分方程法、动态规划法、蒙特卡罗随机模拟法及由其发展而来的一些改进方法等。在以蒙特卡罗随机模拟法为基础发展起来的改进方法中,Barraquand-Martineau 美式期权定价模型(简称B-M模型)[11,12]具有相当广泛的影响,其适用于长时期内的离散投资决策问题。由于发电投资正好具有这样的特性,因而本文采用这种模型研究发电投资问题。据我们所知,这种模型尚未应用于电力系统的研究之中,下面先对其做简单介绍。

传统的利用蒙特卡罗仿真来计算美式期权价值的主要思路为:记录标的资产价格变动的路径,并按价格从高到低的方式排列来评估提前执行决策(即执行期权)是否能够得到更好的结果。Barraquand 和 Martineau 以此为基础,将资产价格的状态空间予以分隔得到一些区块(bin),之后观察每条路径在不同区块间移动的概率,再以类似二项式的方式回推加以求解,进而得到美式期权的价值。这就是著名的 B-M 期权定价模型[11,12]。

下面用一个实例来说明 B-M 模型的基本原理和主要步骤,图 1 为 B-M 模型示例。

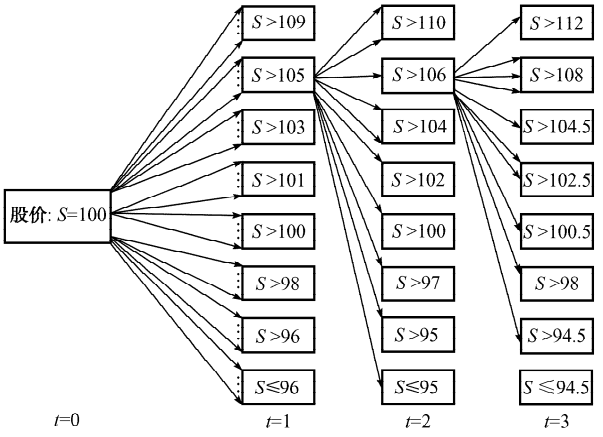

图 1 Barraquand-Martineau 模型
Fig. 1 Barraquand-Martineau model

图 1 为将美式看涨期权分成 3 期,且每期被分为 8 个区块的简单例子,其描述了评估美式期权价值的主要步骤:

1)根据股价变化的随机过程模型进行 80 次随机模拟,得到 80 条股价变化路径。

2)将如此得到的每一期的股价按由高到低的顺序进行排列,并以此为基础进行区块划分,确定出每个区块的分隔点,以使得每个区块都有相同数目的路径落入其内。这样,对于第 1 期而言,在这 80 条路径中,有 10 条路径的股价大于 109,有 10 条路径的股价介于 105 和 109 之间。依此类推,可求得每一期的分隔点,从而实现区块划分。

3)计算在第 t 期时落入每一个区块的路径转移至第 $t+1$ 期时的每一个区块的转移概率,其将用于回推估计期权的价值。需要指出,实际上,有许多转移概率的值为 0。例如,当股价在第 1 期落入最高的区块时,一般不太可能在第 2 期就落入最低的区块之中。在图 1 所示的例子中,落入第 1 期第 2 个区块的 10 条路径中,在第 2 期转移至各个区块的路径数分别为 2,1,2,1,1,1,1 和 1,这样,相应的转移概率就分别为 0.2,0.1,0.2,0.1,0.1,0.1,0.1 和 0.1。

4)计算期权价值。每个区块的提前执行价值为该区块内所有路径执行价值的平均值,所以在第 3 期时,可以计算出 8 个区块的执行价值,但由于在本例中第 3 期为最后一期,所以此执行价值即为区块的期权价值。接着往前回推至第 2 期,针对该期的每个区块来比较提前执行价值和持有价值以决定该区块的期权价值,提前执行价值的计算同第 3 期,而持有价值则通过计算下一期(第 3 期)期权价值期望值的折现值得到,也就是说将转移概率乘以相应的下一期每个区块的期权价值再予以折现。若提前执行价值大于持有价值,则表示该区块应提前执行,故提前执行价值即为该区块的期权价值;相反,若持有价值大于提前执行价值,则表示该区块不应提前执行,这时持有价值即为该区块的期权价值。重复此步骤,直至回推至第 0 期为止,即可算出该美式期权的价值。

文献[13]将 B-M 模型推广到实物期权的应用领域,并以电信项目的投资决策分析为例。此时,投资项目的投资成本相当于期权的执行价格,投资项目在各个区块的价值相当于股票/证券的价格,而金融期权被提前执行则相当于投资项目被提前实施。应用 B-M 模型进行实物期权定价的主要步骤和决策方法与金融期权定价基本相同。然而,在将 B-M 模型应用于金融期权定价时,各个区块的当前执行价值就反映出投资项目的全部价值;而在应用于实物期权时,投资项目的价值不仅与当前时段的收益有关,而且与以后各个时段的收益有关,因此在计算各个区块的投资价值时,必须计及以后各个时段市场情况可能发生变化所带来的影响。

2 基于实物期权理论的发电投资决策框架

假设所研究的发电公司 X 的初始装机容量为 $C_{X,0}$(MW),其计划在$[t_0, T_{exp}]$年之间的某一年份通过投资 I_X(美元)新建一个容量为 C_X(MW)的发电厂。这里,t_0 表示当前年份,一般将其值设定为 0。在$[t_0, T_{exp}]$之间的任意年份,发电公司 X 可以自由选择立即投资、等待或者永远放弃该投资计划。由于发电公司 X 可以在给定时间内的任意年份执行投资计划,因此其投资机会可被看做是一个美式看涨期权。投资项目在各个年份的价值相当于标的资产的价值,投资费用 I_X 相当于期权的执行价格,T_{exp} 为投资计划可被执行的最后年份,其相当于期权的到期日。

对发电投资者来讲,其投资项目的价值主要取决于未来市场的电价水平,而负荷水平又是影响电

价水平的主要因素。因此,下面在分析发电公司 X 的投资决策时,假定其所面临的不确定性主要来自于负荷增长,并假设负荷变化服从几何布朗运动:

$$dL_{\max,t} = \mu L_{\max,t}dt + \sigma L_{\max,t}dw_t \quad (1)$$

$$dw_t = \varepsilon_t \sqrt{dt} \quad (2)$$

式中:$L_{\max,t}$为第 t 年的最大负荷(MW);μ 为最大负荷增长率的期望值(%);σ 为最大负荷增长率的标准差(%),μ 和 σ 可通过对历史数据进行统计分析得到;dw_t为维纳过程的增量;ε_t 服从标准正态分布,即 $\varepsilon_t \sim N(0,1)$;$dt$ 为单步时间步长,对于本文所研究的问题 dt 为 1 年。

根据式(1)和式(2)可以求得研究周期 T 内第 t ($t=1, 2, \cdots, T$)年的最大负荷为:

$$L_{\max,t} = L_{\max,t-1}\exp\left[(\mu - 0.5\sigma^2)dt + \sigma\varepsilon_t \sqrt{dt}\right] \quad (3)$$

从理论上讲,研究周期 T 应该为 $T_{\exp}$,T_{ld} 和 T_{lf} 之和。这里,T_{lf}为新建机组的寿命(年),T_{ld}为机组的建设周期(年)。但这样做所要求的计算时间一般很长,因此在很多研究工作中,通常采用较小的 T。

很明显,市场中其他发电公司或投资公司的电源决策(包括机组的投建与退役)对发电公司 X 的投资决策有着十分重要的影响。但是,在电力市场环境下,电源决策属于相关公司的内部事务,不会提前公之于众。在这种情况下,发电公司 X 可以参照监管机构或市场运营机构根据系统负荷预测和可靠性标准制定出的发电规划建议、其他发电公司的历史投资情况以及其他相关信息,来估计其他发电公司或投资公司的发电投资行为。为简化分析,这里将可能进行发电投资的其他发电公司或投资公司看做一个整体,为方便起见,这里称其为发电公司 A。发电公司 A 的当前装机容量 $C_{A,0}$(MW)为已知量,假设其今后每年的发电装机容量的增长率 $\tilde{k}_A$ 服从正态分布,即 $\tilde{k}_A \sim N(\mu_A, \sigma_A)$。这样,发电公司 A 第 t 年的装机容量可表示为:

$$C_{A,t} = (1 + \tilde{k}_A)C_{A,t-1} \quad (4)$$

负荷变化的随机性和发电公司 A 投资的不确定性使得发电公司 X 有动机通过等待来获得更多的信息,以减少自己的投资风险。因此,对于发电公司 X 而言,如何正确地选择投资时机,或换言之,如何合理地评估延迟投资的价值,亦即投资期权的价值,就成为一个十分重要的问题。

前已述及,本文采用 B-M 模型进行投资期权价值评估进而发电投资决策分析,主要步骤和方法如下:

1)负荷变化路径模拟。根据式(3)进行 M 次蒙特卡罗随机抽样,对于每一次抽样,形成一个完整的负荷变化路径,从而得到 T 年内各年的最大负荷 $L_{\max,m,t}$($m=1,2,\cdots,M$; $t=1,2,\cdots,T$)。这里,M 为给定的足够大的正整数。

2)发电公司 A 投资路径的模拟。根据式(4)进行 N 次蒙特卡罗随机抽样。对于每一次抽样,形成一个完整的发电装机容量变化路径,即生成发电公司 A 在 T 年内的装机容量 $C_{A,n,t}$($n=1,2,\cdots,N$; $t=1,2,\cdots,T$)。这里,N 为给定的足够大的正整数。

3)负荷路径区块的划分。对于第 t($t=1,2,\cdots,T$)年,首先按照由大到小的顺序将负荷进行排序,然后将所有路径平均分配到 J 个区块中,从而使每个区块中都包含相同的路径数,即 $N_J = M/J$。

4)每个区块投资收益的计算。首先计算在第 t 年中,当负荷沿路径 m 变化且发电公司 A 的装机容量水平为 $C_{A,n,t}$时,发电公司 X 所能得到的投资收益 $\omega_{t,m,n}$(其具体的求解步骤见第 3 节),以此为基础可得到第 t 年中的区块 j($j=1,2,\cdots,J$)的收益,其可表示为属于该区块的所有路径的收益的平均值,即

$$\bar{\omega}_{t,j} = \frac{1}{N_J}\sum_{m=1,m\in j}^{M}\frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N}\omega_{t,m,n} \quad (5)$$

5)转移概率的计算。首先统计出所有在第 t 年属于区块 j 而在第 $t+1$ 年属于区块 h($h=1, 2, \cdots, J$)的路径数 $b_{t,j,h}$,进而可得到在第 t 年属于区块 j 而在第 $t+1$ 年转移到区块 h 的概率 $\zeta_{t,j,h}$:

$$\zeta_{t,j,h} = \frac{b_{t,j,h}}{N_J} \quad (6)$$

6)项目投资收益 $V_{\tau,j}$的计算。定义 $V_{t,j}'$为发电公司 X 在第 t($t=\tau+T_{ld}, \tau+T_{ld}+1, \cdots, \tau+T_{ld}+T_{lf}$)年的区块 j 时的累计收益,其表示发电公司 X 在$[t, \tau+T_{ld+}T_{lf}]$之间可以获得的投资总收益。这里,τ($\tau=0, 1, \cdots, T_{exp}$)表示发电公司 X 的投资时间。这样,第 T 年时每个区块的累计收益为:

$$V_{T,j}' = \bar{\omega}_{T,j} + V_{r,j}' \quad (7)$$

式中:$V_{r,j}'$为投资项目的剩余收益(美元)。

为简化分析,假设发电公司 X 在第 T 年以后的每年中所能得到的投资收益均为 $\bar{\omega}_{T,j}$,这样剩余收益为:

$$V_{r,j}' = \sum_{t=T+1}^{\tau+T_{ld}+T_{lf}} e^{-(t-T)rdt}\bar{\omega}_{T,j} \quad (8)$$

式中:r 为无风险利率。

在求得第 T 年中所有区块的累计收益后,采用回溯的方法,并利用步骤 5 计算得到的转移概率,可求得发电公司 X 在 $t=T-1, T-2, \cdots, \tau+T_{ld}$ 的每年中在各个区块所能得到的累计收益:

$$V_{t,j}' = \overline{\omega}_{t,j} + \mathrm{e}^{-rdt}\sum_{h=1}^{J}\zeta_{t,j,h}V_{t+1,h}' \tag{9}$$

在求得第 $\tau+T_{\mathrm{ld}}$ 年中所有区块的累计收益后,相似地,可采用回溯方法求取发电公司 X 在第 τ 年的第 j 个区块中投资时的期望总收益 $V_{\tau,j}$。

7)期权价值的计算和投资决策的制定。在第 T_{exp} 年时,如果投资项目的期望总收益大于投资成本,则发电公司 X 将执行该投资项目,反之发电公司 X 将永远放弃该投资项目,从而该年中每个区块的期权价值等于 $\max\{V_{T_{\mathrm{exp}},j}-I_{\mathrm{X}},0\}$;对于[0,$T_{\mathrm{exp}}-1$]各年中各个区块的期权价值 $F_{t,j}$,可采用回溯的方法,通过比较立即执行投资的项目价值与持有期权继续等待的价值来确定,即

$$F_{t,j}=\begin{cases}\max\{V_{T_{\mathrm{exp}},j}-I_{\mathrm{X}},0\} & t=T_{\mathrm{exp}}\\ \max\{V_{t,j}-I_{\mathrm{X}},\mathrm{e}^{-rdt}\sum_{h=1}^{J}\zeta_{t,j,h}F_{t+1,h}\} & 0\leqslant t<T_{\mathrm{exp}}\end{cases} \tag{10}$$

用变量 $L_{T_{\mathrm{exp}},j}$ 表示在第 T_{exp} 年的区块 j 中的期权执行情况,变量 $L_{t,j}$ 表示在第 t($t=0,1,\cdots,T_{\mathrm{exp}}-1$)年的区块 j 中的期权执行情况:

$$L_{T_{\mathrm{exp}},j}=\begin{cases}1 & V_{T_{\mathrm{exp}},j}-I_{\mathrm{X}}>0\\ 0 & \text{其他}\end{cases} \tag{11}$$

$$L_{t,j}=\begin{cases}1 & V_{t,j}-I_{\mathrm{X}}>\mathrm{e}^{-rdt}\sum_{h=1}^{J}\zeta_{t,j,h}V_{t+1,h}\\ 0 & \text{其他}\end{cases} \tag{12}$$

在式(11)和式(12)中,"1"表示期权被执行,"0"表示期权不被执行。

发电公司 X 为了最大化自己的投资收益,将选择在 $L_{t,j}$ 首次为 1 时立即执行该投资计划,其所对应的时间和负荷分别为最优投资时间 t^* 和最优投资负荷阈值 $L_{\max}^*$。在最优投资点到来以前,$L_{t,j}$ 均为 0,这意味着对发电公司 X 而言,其最优选择为"持有期权继续等待";而在最优投资点时 $L_{t,j}$ 为 1,表明"立即实施投资计划"比"持有期权继续等待"可获得更高的收益。

3 发电投资年收益分析

很明显,市场模式不同,对发电投资所能带来的收益的影响不同,这样对投资决策的影响也就不同。在单一能量市场模式下,发电公司回收成本和获得利润只能通过能量市场中的售电收益;而在包括容量付费机制的电力市场模式下,发电公司除了可以在能量市场得到售电收益以外,还可以获得一定的容量收益;但是,对于不同的容量付费机制,发电投资者获得容量收益的途径和数量也不相同。为此,下面分别对目前常用的 3 种市场模式即单一能量市场模式、容量费用模式和 ICap 市场模式下发电公司 X 的投资收益情况进行分析。

3.1 能量市场中的售电收益

电力市场中的供求关系无疑对电价有着重要的影响。一般而言,发电容量相对于负荷需求越充裕,电价越低,反之越高。文献[14]提出了系统剩余容量百分比的概念,将电价水平与系统中参与报价的可用发电容量以及系统负荷合理地联系起来,并以此为基础构造了一种电价预测模型。与文献[14]的方法相似,这里定义了系统容量裕度(SCM——system capacity margin),并在此基础上构造了反映 SCM 和电价之间关系的函数表达式。该函数模型的结构和参数可基于市场运营的历史数据,分别采用结构辨识和参数识别的方法确定。

通过对 PJM 电力市场的日前能量市场在 2001 年的每周加权平均电价与每周平均装机容量水平的历史数据[15]进行统计分析,发现采用三次函数来描述每周加权平均电价 $p_{\mathrm{e},t,w}$ 与每周平均 SCM 之间的关系比较合适,即

$$\begin{cases}p_{\mathrm{e},t,w}=ar_{t,w}^3+br_{t,w}^2+cr_{t,w}+d\\ \text{s.t.}\quad 0\leqslant p_{\mathrm{e},t,w}\leqslant\overline{p}_{\mathrm{e}}\end{cases} \tag{13}$$

式中:$p_{\mathrm{e},t,w}$ 为第 t 年第 w($w=1,2,\cdots,52$)周的加权平均电价(美元/(MW·h));$r_{t,w}=(C_{t,w}-L_{t,w})/C_{t,w}$,表示第 t 年第 w 周的平均 SCM;$C_{t,w}$ 为第 t 年第 w 周的平均装机容量水平(MW)。

需要指出,PJM 市场的装机容量定义为所有参与 ICap 市场的发电机组的容量之和,其不但包括 PJM 的机组,也可能包括从外部市场输入的发电容量,所以装机容量随着从/向外部市场的容量输入/输出的变化而变化;$L_{t,w}$ 为在得到第 t 年的最大负荷的第 m 次抽样 $L_{\max,m,t}$ 之后,由典型的历史负荷曲线得到的每周平均负荷(MW);$\overline{p}_{\mathrm{e}}$ 为市场监管机构为防止发电公司滥用市场势力而确定的价格上限(美元/(MW·h));a,b,c 和 d 均为电价预测模型的常量系数,可通过对市场历史数据的统计分析得到。

3.1.1 每周平均装机容量水平 $C_{t,w}$ 的计算

系统中各个时段的可用发电容量不但与系统的总装机容量水平有关,而且与机组的可用率、输电系统的阻塞状况以及从外部市场输入的容量有关。由 1999 年至 2002 年间 PJM 电力市场装机容量水平的历史数据可知[15],受 PJM 市场和外部电力市场间的输电容量限制,在 PJM 市场同一年度内的发电装机容量水平变化不大。因此,为简化分析,每周平

均装机容量水平可近似描述为：

$$C_{t,w} = C_t(1-\tilde{k}_d) \tag{14}$$

式中：$\tilde{k}_d$ 为发电容量的逃逸率(%)，这里假设其服从正态分布，即 $\tilde{k}_d \sim N(\mu_d, \sigma_d)$；$C_t$ 为第 t 年的总装机容量(MW)，包括发电公司 X 的容量 $C_{X,t}$(MW)和在该年发电公司 A 的装机容量 $C_{A,n,t}$(MW)。

3.1.2 售电收益的计算

在采用式(13)求得每周平均电价 $p_{e,t,w}$ 后，发电公司 X 在第 t 年所能获得的售电收益为：

$$r_{e,t} = \sum_{w=1}^{52} 168\max\{p_{e,t,w} - C_{var,X}, 0\}C_X \tag{15}$$

式中：$C_{var,X}$ 为发电公司新建机组的单位可变成本(美元/(MW·h))。

式(15)假定了新建的发电机组要么满出力发电，要么在价格低于其可变成本时不发电。需要指出，本文发展的方法框架并不局限于这种特殊情形，事实上可以处理任意情形，式(15)中采用这样的假设只是为了便于说明所提出的方法的基本特征。

3.2 容量费用模式下的容量收益

在这种市场模式下，由一个集中的组织或机构例如监管机构，根据负荷预测、对用户停电损失的评估、要求的系统可靠性水平和发电机组的可用性等因素，确定容量价格，而装机容量水平则由市场确定，故这种市场模式也被称为基于价格的容量市场模式。目前，阿根廷等南美国家的电力市场采用这种模式。在这些电力市场中，无论发电机组是否被实际调用，只要其可用，都可获得相应的容量费用。

因此，发电公司 X 的投资项目在第 t 年所能得到的容量收益为：

$$r_{c,t} = 8\ 760 p_c C_X R_{avl,X} \tag{16}$$

式中：p_c 为由监管机构或其他组织确定的容量费用(美元/(MW·h))；$R_{avl,X}$ 为新建机组的可用率。

3.3 ICap 市场模式下的容量收益

在这种市场模式下，由一个集中的组织或机构例如监管机构，根据预测的峰荷和要求的系统备用容量裕度水平确定出各个负荷服务公司(LSE——load serving entity)需要满足的装机容量责任要求，而各个 LSE 可以通过双边合约、自建电厂、ICap 市场或区外市场购买所需的装机容量。如果某个 LSE 无法满足 ISO 确定的容量责任要求，则会受到处罚。在这种机制下，目标装机容量水平由监管机构确定，而装机容量的价格水平由市场确定，故也被称为基于量的容量市场模式。目前，美国东部的几个电力市场，例如 PJM 电力市场、新英格兰电力市场和纽约电力市场采用这种模式。

在 PJM 电力市场，LSE 的容量责任大小由其年预测峰荷、有效负荷管理计划和要求的系统备用裕度水平等因素确定。整个市场容量责任总量一般为年预测峰荷的 115%左右。此外，根据 PJM 现行的市场规则，PJM 控制区内的发电公司可以自由选择参与 PJM 市场或到相邻的市场售电。这样，当 PJM 市场的电价低于相邻市场时，PJM 区内的发电公司在比较以下两种选择可以带来的收益的基础上进行决策：①退出 PJM 市场，不再作为 PJM 的电源，而到邻近市场售电；②在接受 PJM 的容量费用和保持为 PJM 电源的同时，到邻近市场售电，但由于其接受了 PJM 的容量费用，故面临着被 PJM 的 ISO 在需要时从外部市场召回的可能性。两种选择之间的主要区别在于是否可能被召回。因此，从原理上讲，PJM 装机容量市场的容量价格应该为市场间的价格差、被召回的概率和被召回的成本等因素的函数。文献[16]提出了一种识别装机容量市场适当价格水平的方法。装机容量价格水平和装机容量充裕度水平之间存在某种函数关系，不失一般性，这里采用二次函数来描述：

$$\begin{cases} p_{c,t,w} = m_2 s_{m,t,w}^2 + m_1 s_{m,t,w} + m_0 \\ \text{s.t.} \quad 0 \leqslant p_{c,t,w} \leqslant \overline{p}_c \end{cases} \tag{17}$$

式中：$s_{m,t,w} = (C_{t,w} - C_{R,m,t})/C_{t,w}$，表示装机容量充裕度；$C_{R,m,t} = L_{max,m,t} \times 115\%$，表示由监管机构确定的容量责任总量(MW)；$\overline{p}_c$ 是由监管机构确定的装机容量价格上限(美元/(MW·d))；m_1，m_2 和 m_3 均为常系数，可通过对历史市场数据进行统计分析得到。

这样，发电公司 X 的投资项目在 ICap 市场可获得的容量收益为：

$$r_{c,t} = \sum_{w=1}^{52} P_{c,t,w} C_X \tag{18}$$

综合 3.1 节至 3.3 节的结果可知，发电公司 X 在第 t 年的第 m 个负荷路径下，在发电公司 A 的装机容量为 $C_{A,n,t}$ 的情况下，可获得的投资收益为：

$$\omega(t,m,n) = r_{e,t} + r_{c,t} \tag{19}$$

如果市场中没有容量费用机制或者 ICap 市场机制时，式(19)就等同于式(15)。

4 算例

算例数据如下：$L_{max,0}$ 为 54 030 MW，$C_{A,0}$ 为 59 620 MW，$C_{var,X}$ 为 22 美元/(MW·h)，r 为 0.05，σ 为 6.38%，μ_d 为 1.31%，$R_{avl,X}$ 为 0.9，T_{ld} 为 2 年，T_{lf} 为 25 年，T 为 20 年，μ 为 2.1%，σ_d 为 0.78%，$\overline{p}_c$ 为 174.5 美元/(MW·d)。其中部分数据取自 PJM 电力市场的实际运行数据。

为便于论述，假设发电公司 X 是一个新的发电

投资者,这样 $C_{X,0}=0$。其计划在[0, 9]年间投资 5.6×10^8 美元新建一个装机容量为 400 MW 的发电厂。假设发电公司 A 的装机容量增长率的均值和标准差分别为 2%和0.4%。通过对 PJM 电力市场 2001 年的运行数据进行回归分析得到的电价预测模型(式(13))的参数为:$a=-18\ 632$, $b=31\ 728$, $c=-17\ 972$, $d=3\ 414$;而装机容量价格预测模型(式(17))的参数为:$m_1=-46\ 807$, $m_2=-1\ 312$, $m_3=151$。在计算过程中,给定 $M=1\ 000$ 和 $N=100$。

采用上文所述方法,可求得发电公司 X 的投资项目在每一年内各个区块的投资收益和投资期权价值。考虑到发电公司 X 更加注重的是投资项目在 $t=0$ 时刻的净收益的折现值 N_0($N_0=V_0-I_X$) 和投资期权价值 F_0进而当前应当采取的措施,因此下面通过改变初始负荷水平 $L_{max,0}$计算相应的 N_0和 F_0,确定投资期权是否应该被执行,以分析负荷水平对期权价值进而发电投资决策的影响。

4.1 单一能量市场模式

前已述及,在单一能量市场模式下,发电公司只能通过在能量市场中的售电收益来回收成本和获得回报。通过将 $L_{max,0}$从 50 000 MW 逐步增加到 62 000 MW,可求得 $L_{max,0}$与 N_0及 F_0之间的关系,如图 2 所示。

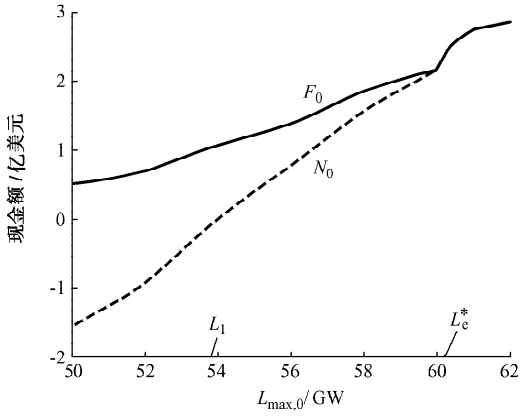

图 2 F_0和 N_0与 $L_{max,0}$的关系
Fig. 2 Relationship between F_0/N_0 and $L_{max,0}$

由图 2 可知,随着 $L_{max,0}$的增加,投资项目的 N_0不断上升,当 $L_{max,0}$上升到 L_1时,发电公司 X 的期望投资净收益等于 0,根据 NPV 理论,此时发电公司 X 应当立即投资。然而,在 $L_{max,0}$大于 L_1 但仍小于 L_e^* (L_e^* =60 300 MW)时,投资项目的期权价值 F_0高于投资项目的净收益 N_0,这意味着"等待"的价值高于"立即投资"的价值。根据实物期权理论,发电公司 X 此时的最优决策应当是保留投资机会,亦即"等待",以掌握更多信息。当 $L_{max,0}$增加到 L_e^* 后,投资项目的净收益 N_0等于投资项目的期权价值 F_0,根据实物期权理论,此时发电公司 X 的最优决策为"立即投资"。在初始负荷水平 $L_{max,0}$为 54 030 MW的情况下,根据 NPV 方法,发电公司 X 应当立即投资;然而,根据实物期权理论,发电公司 X 则应该"等待"。由此可知,由于 NPV 方法无法计及延迟投资的机会价值,从而有可能得不到最优的投资决策。

4.2 容量费用模式

在容量费用模式下,发电公司除了可以得到售电收益,还可以得到一定数量的容量费用,而容量价格通常由监管机构根据所要求的系统可靠性水平和用户停电损失等因素确定。在英国电力市场改革为新的电力交易规则(NETA)以前,每 5 min 计算一次容量费用,容量费用看起来像实时电价的一个"附加费用";而在阿根廷等一些南美国家的电力市场,一般每年确定一次容量价格,其在 1 年内固定不变。为便于分析容量费用对长期发电投资的影响,这里假设容量价格在整个研究期间保持不变。分别将 p_c 设置为 1 美元/(MW·h),3 美元/(MW·h)和 5 美元/(MW·h),可求得容量费用对 F_0,N_0 以及投资阈值的影响,如图 3 所示。可见,在同一负荷水平下,p_c 越高,发电公司 X 的投资收益和相应的期权价值越高。随着 p_c 的增加,用负荷水平表示的最优投资阈值不断下降,从而投资时间也不断提前。由此可见,通过向发电公司支付一定的容量费用,可有效地促进发电投资进而保证系统的发电容量充裕性;容量价格高低对发电投资水平具有直接的影响,容量价格被设置得过高或过低都将会导致错误的投资信号,从而诱导出过多或过少的发电投资。因此,在采用容量费用模式的电力市场中,如何确定合理的容量价格水平是一个值得研究的重要问题。

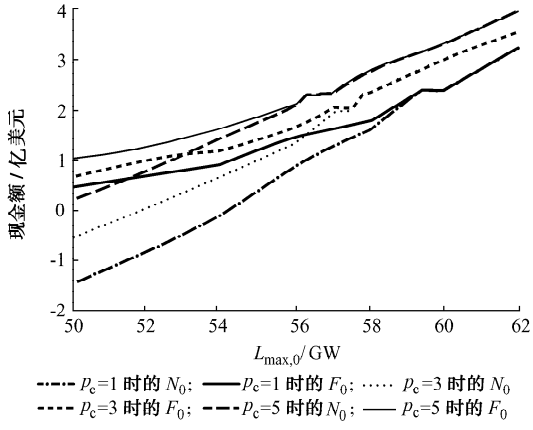

图 3 容量费用对发电投资的影响
Fig. 3 Effects of capacity payments on generation investment

4.3 装机容量市场模式

在装机容量市场模式下,发电公司除了可以在能量市场获得售电收益,还可以在 ICap 市场获得一定的容量收益。与容量费用模式不同的是,在 ICap 模式下容量价格由市场而非监管机构确定。基于 3.3 节给出的安装容量价格模型(即式(17)),并采用与 4.2 节相同的方法,可得到 ICap 市场对发电投资的影响,如图 4 所示。

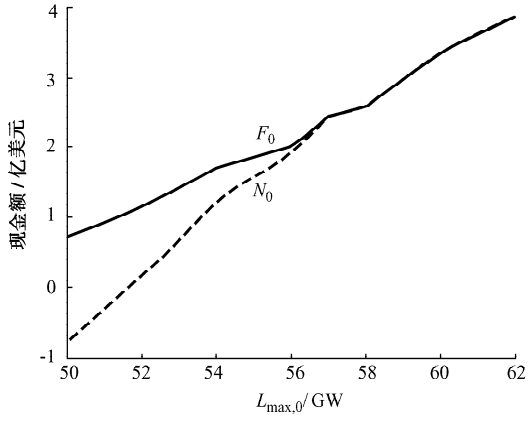

图 4 ICap 市场对发电投资的影响
Fig. 4 Effects of the ICap market on generation investment

由图 4 可知, ICap 市场的存在有效地降低了用负荷水平表示的发电投资阈值,进而促进了发电投资。一般而言,在系统装机容量裕度较高的情况下,装机容量费用较低,甚至可能为 0;而在系统装机容量裕度较低甚至短缺的情况下,装机容量费用较高。这些都可以通过 ICap 市场反映出来。因此,与南美一些国家所采用的年固定容量费用模式相比, ICap 市场模式下的容量费用水平能更及时地反映市场的供需关系和系统的可靠性水平,也能更真实地反映装机容量的价值。

5 结语

在假定发电投资者在进行投资决策时所面对的不确定性主要来自于负荷增长的前提下,基于实物期权理论,并计及其他发电投资者的影响,本文构造了电力市场环境下发电投资决策的一种新的框架,发展了相应的数学模型和求解方法。在此基础上,分析了不同的市场机制对发电投资决策进而整个系统发电容量充裕性的影响。与单一能量市场模式相比,容量费用模式和 ICap 市场模式可以降低用负荷水平表示的投资阈值,促进发电投资,有助于保证系统的发电容量充裕性。同时,与年固定容量费用模式相比, ICap 市场模式能更好地反映系统发电容量的充裕程度和可靠性水平。作为初步的研究工作,本文主要考虑了负荷增长不确定性的影响,并且在计及其他发电投资者的投资影响时采用了比较简单的模拟方法。因此,在研究发电公司投资决策时应该怎样合理地计及多种不确定性因素的影响,以及如何更适当地模拟其他投资者在发电投资方面的竞争,将是我们下一步的研究课题。

参 考 文 献

[1] DIXIT A K, PINDYCK R S. Investment Under Uncertainty. Princeton (NJ, USA): Princeton University Press, 1994.

[2] CIARAN D, DAVID M. Investment, Expectations and Uncertainty. Oxford (UK): Blackwell Publishers, 1992.

[3] YAMAMOTO Y, TEZUKA T. Optimal Investment in Power Plant Under Price Uncertainty. In: Proceedings of the 41st SICE Annual Conference, Vol 2. Osaka (Japan): 2002. 1302—1305.

[4] 李开海,王旭,蒋燕. 期权理论在电源规划投资模型中的应用. 现代电力,2003,20(3—4):129—132.
LI Kai-hai, WANG Xu, JIANG Yan. Application of Option Theory in Investment Model of Generation Expansion Planning. Modern Electric Power, 2003, 20(3—4): 129—132.

[5] MIN K J, WANG C H. Generation Planning for Inter-related Generation Units: A Real Options Approach. In: Proceedings of 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol 4. Seattle (WA, USA): 2000. 2261—2265.

[6] AUDUN B, MAGNUS K. Modeling of Power Generation Investment Incentives Under Uncertainty in Liberalized Electricity Markets. http://www.saee.ch.

[7] AUDUN B, MARIJA D I, WANGENSTEEN I. Optimization of Generation Investments Under Uncertainty in Restructured Power Markets. In: Proceedings of Intelligent System Application to Power System. Lemnos (Greece): 2003.

[8] 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(10):16—22.
WEN Fu-shuan, WU Fu-li, NI Yi-xin. Generation Capacity Adequacy in the Deregulated Electricity Market Environment. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(10): 16—22.

[9] ANDREW F. Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States. Energy Policy, 1999, 27(11): 637—658.

[10] POONSAENG V, PETTER S, MARIJA D I. Dynamic Investment in Electricity Markets and Its Impact on System Reliability. MIT EL 01-012WP. http://www.mit.edu, 2001.

[11] 张森林,何振文. 蒙地卡罗仿真法在美式选择权评价之应用. http://www.ncu.edu.tw.
CHUNG S L, HO C W. Pricing American Options Using Monte Carlo Simulation. http://www.ncu.edu.tw.

[12] BARRAQUAND J, MARTINEAU D. Numerical Valuation of High Dimensional Multivariate American Securities. Journal of Financial and Quantitative Analysis, 1995, 30(3): 383—405.

[13] INES D M M. A Real Options Approach to Network Expansion, Doctoral Dissertation. Stanford (CA, USA): Stanford University, 2002.

[14] 周浩.电力市场电价金融风险研究:〔博士学位论文〕.杭州:浙江大学, 2004.
ZHOU Hao. Research on Financial Risk of Electricity Price in Electricity Power Market, Doctoral Dissertation. Hangzhou: Zhejiang University, 2004.

[15] PJM ISO website. http://www.pjm.com.

[16] 王勇,钟志勇,文福拴,等.发电装机容量市场的适当价格水平的确定.电力系统自动化,2005,29(9):5—10,71.
WANG Yong, ZHONG Zhi-yong, WEN Fu-shuan et al. Determination of Appropriate Price Level in Installed Capacity Market. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(9): 5—10, 71.

王 勇(1974—),男,博士研究生,主要从事电力市场方面的研究工作。E-mail: yongwang@eee.hku.hk

文福拴(1965—),男,特聘教授,博士生导师,主要从事电力市场及电力系统故障诊断与系统恢复方面的研究工作。E-mail: fushuan_Wen@yahoo.com.sg

钟志勇,男,博士,主要从事电力系统动态与稳定方面的研究工作。E-mail: eecychung@polyu.edu.hk

Real Option Based Approach for Generation Investment Decision-making and Generation Capacity Adequacy Analysis

WANG Yong[1], *WEN Fu-shuan*[1,2], *CHUNG C Y*[3], *WONG K P*[3]

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

(2. South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

(3. Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China)

Abstract: Deregulation of the power industry brings not only more uncertainties and risks for investors in making generation investment decisions, but also a new challenge to the government or the regulator for designing an effective market mechanism to ensure adequate generation capacity and hence reliable power supply. Provided that the load growth uncertainty is assumed to be the major source of uncertainty, a new methodological framework for generation investment decision-making is presented based on the well-developed real option approach (ROA), with competition for generation investment from other investors taken into account. A mathematical model is developed and a solving approach is presented for this purpose. Finally, the proposed method is illustrated by a numerical example, and the effects of different market mechanisms on generation investment incentives and hence the generation capacity adequacy are also investigated in a quantitative way.

This work is jointly supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905) and the Program for New Century Excellent Talents in University, MOE (No. NCET-04-0818).

Key words: real option; electricity market; generation capacity adequacy; energy-only market; capacity payment; installed capacity market