

抽水蓄能电站财务评价方法探讨

郑 静 朱来福

中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司 湖南长沙 410014

【摘 要】抽水蓄能电站为电力系统提供调节能力,发挥调峰、填谷、储能、调频、调相、紧急事故备用和黑启动等功能,具有容量效益和电量效益。目前,按照可避免成本法和个别成本法进行抽水蓄能电站的财务评价。其中,可避免成本法是按照电力系统替代方案的成本为电站定价,个别成本法是按成本加有收益模式来为计算电站价格。本文立足当前国家电价机制政策,探讨了可避免成本法中可避免容量价值和可避免电量价值的计算方案,并对个别成本法的计算方法并举出相应案例,以期工程设计和投资决策提供方法借鉴。

【关键词】抽水蓄能电站; 财务评价; 可避免成本法; 个别成本法

1 抽水蓄能电站财务评价方法

1.1 可避免成本法

电站的抽水蓄能能力对电力系统起到调控作用,包括调整峰值、降低谷值、储存能量、调整频率、调整相位、应对紧急情况的备份以及黑暗中的启动等。抽水蓄能电站的特性与传统的基础设施和水电站有所区别,为了准确评估其经济收益,《关于抽水蓄能电站经济评估暂行方案的通知》(电计〔1998〕289号)由原电力工业部发布。《办法》中提出“可避免容量成本”可作为确定容量价格的依据。水电水利规划设计总院受国家电力公司的委托,负责制定《国家电力公司抽水蓄能电站经济评价暂行办法实施细则》。《细则》对如何通过可预防的容量成本和电力成本来计算电站的容量及电力价格进行了深入的阐述。在满足电力需求的基础上,对“有”和“无”两种设计电站的电源结构进行优化组合规划,确定设计方案和替代方案的电源结构;接着,对这两种方案分别进行电力电量平衡和费用计算(包括容量费用和电量费用)。

可以避免的容量成本=替代方案的容量成本-(设计方案的容量成本-设计电站的容量成本)

价格=可以避免的容量成本/年度上网容量

可以避免的电力成本=替代方案的电力成本-(设计方案的电力成本-设计电站的电力成本)

电力成本=预防性的电力开销/年度在线电力消耗

包含固定成本、固定税收以及投资收益的是容量成本。而变动的经营成本、燃料开销以及变动的税收则构成了电力成本。

从上述计算方法可以看出可避免成本法可以从替代方案

的角度来衡量抽水蓄能电站的价值。容量价格主要反映容量价值,即为系统提供电力的价值,抽水蓄能电站启停速度快,在不运行的情况下可以看做系统的备用机组,备用容量也是系统所需容量,是电力价值的一种,因此电力价值可以理解为保证电站可以正常运行,但是不需要运行的情况下所需要的成本。如果替代方案为火电的话,提供容量的价值应该是同等提供备用容量,火电的建设费用和空转所需费用。电量价格主要反应提供电量的成本,对于抽水蓄能电站来说,其成本主要包括电量损耗及运行损耗,运行损耗主要是指抽水发电运行提供电量而引起的损耗,也即可变修改费用等。如果替代方案为火电的话,提供电量的成本主要是煤耗。

在2014年,《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》(发改价格〔2014〕1763号)由国家发展改革委发布,明确规定,抽水蓄能电站应实施双重电力定价,其中,电力消耗的额度电费以及抽水蓄能电站的损失将被整合到本地的省级电力(或区域电力)的运营成本中进行计算。电力消耗的电价主要反映了抽水蓄能电站通过抽水蓄能实现的峰谷调节效果。主要用于补偿抽水蓄能电站的损耗和其他变动成本。电价的设定是根据当地的燃煤机组的标准上网电价来确定的。电力公司向抽水蓄能电站提供的抽水电力,其电价是根据燃煤机组的标准上网电价的75%来设定的。

在2021年的4月份,《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(发改价格〔2021〕633号)由国家发改委公布。该文件指出,电量电价应通过竞争性方式产生,并将容量电价纳入输配电价的回收。此外,它还强调了电

力市场建设发展的连接，并逐渐推动抽水蓄能电站进入市场。在电力现货市场尚未开放的地区，抽水蓄能电站的抽水电量可由电网企业提供。按照燃煤发电基准价的75%来计算抽水电价，我们倡导电力公司通过竞争性的招标方式进行采购。如果由于调度等原因没有使用，那么这部分电量将以燃煤发电基准价来计算。电力公司负责采购抽水蓄能电站的上网电力，并根据燃煤电力的标准价格进行电力的计算。电力公司所提供的抽水电力所带来的消耗，会被纳入到确定省级电力公司的输电和分配电价的过程中进行全面的考察。

根据1763号文、633号文的要求，在项目评价阶段，抽水蓄能电站发电电价考虑采用燃煤发电基准电价，抽水电价采用燃煤发电基准的75%，电量损耗通过电价差反应。但是由此引起可避免电量电价的确定产生了两种方式，一种是在可避免计算中，可避免电量电价直接采用燃煤发电基准价，也即电量损耗。电量成本落实后，容量成本主要为电站建设费用和固定费用。另一种是电量成本为可避免电源提供电量的成本，容量成本主要为电站建设费用和固定费用。

第一种方法是认为可避免电源电量成本等价于燃煤发电基准价，本文案例按次方法计算。

1.2 个别成本法

单独的成本法依赖于构造成本和适当的利润的比例来确定发电站的电价。它的实质就是“成本乘以利润”的策略，也就是说，在ACK各发电站的成本、开销和税款的前提下，再结合适当的利润来决定发电站的电价。很长一段时期里，中国都是使用这样的策略来确定发电站的上网电价。采用个别成本法计算电价，应注重分析电站成本和效益，其基础数据主要包括建设成本、融资成本、运行成本和电站效益。

抽水蓄能电站的效益组成和一般电源有较大区别，取决于采取的电价机制。国际上抽水蓄能电站多采用租赁制、统一经营和两部制电价，无论采用何种电价机制，容量费用收入都是抽水蓄能电站主要收入来源。我国探索过单一电价制、租赁制、两部制等电价机制，目前采用两部制电价，即抽水蓄能电站收入包括容量费用收入和电量费用收入。

电力抽取储存的容量电价是根据电力公司的内在利润率来计算电力公司在运营过程中的年度总现金流，旨在达到全运营周期的现金流盈亏均衡，从而确定电力公司的容量

电价。

年净现金流=年现金流入 - 年现金流出

年度现金流出=投资资本 + 偿还的贷款本金+利息开销+运营保养成本+税务和额外支出

电价的不含税部分=年平均收入/电站机组容量

2 计算案例

2.1 项目概况

L抽水蓄能电站位于J省L市，该电厂的整体规模达到1200MW，并配备了4台单台功率达300MW的双级立轴混合型水泵水轮机，每个工作日的运行时间长达5h。完工之后，该电站的主要职责是J省的电力系统的调节峰值、降低谷值、存储能量、频率调整、相位调整以及应对紧急情况的预备工作。依据J省电力系统2030年的电力电量平衡分析，设计年度的电站年度发电量为12.96亿kWh，年度抽水电量为17.28亿kWh，年度装机可以使用的发电时间为1080h。

依照工程的实际进展，整个项目的完成时间是6年（不包括筹备阶段）。第一台电站的启动时间是第5年12月底，之后的4个月内会有一台电站启动，并在第6年12月底完成所有电站的启动和发电。根据2021年4月的市场价格，L抽水蓄能电站的静态总投入达到了709831万元，其中包括48366万元的价差预备费，以及758197万元的工程建设投入。

2.2 可避免电源选择

根据《抽水蓄能电站经济评价暂行办法实施细则》的条款，我们将设计电站的收益作为可预防性电源方案的成本的衡量标准。这种预防性电源方案的成本就是由于电力系统在采购设计电站的容量和电力，使得他们能够在不需要投入额外资金的情况下，也能够使其他电站的容量和电力达到相同的标准。依照J省的电力系统的能源布局和资源利用状况，我们将煤炭供应的策略视为一种可选的电力来源策略。根据设计水平年2030年J省电网电力电量平衡计算成果，J省电网新增抽水蓄能1200MW的效益计算结果为：J省电网新增L抽水蓄能1200MW可完全替代同等规模的煤电，年发电量设计水平年电站年发电量12.96亿kWh，可节约火电系统总煤耗54.1万t，减少清洁能源弃电量12.0亿kWh。

2.3 可避免成本法方法

电站的容量价格是根据替换方案（可避免电源方案）的容量花销来确定的。电站的容量价值是通过计算替换煤电的固有开销、税收、投资回报及净能源消耗来确立的，而容量价值与L抽水蓄能电站年度上网容量的比率就是它的容

量价格，其中，净燃料费是指有设计抽水蓄能电站方案比替代方案节约的燃料费。电量价格采用燃煤基准电价，容量电价测算如下：

(1) 可避免电源投资：可避免电源方案煤电装机总容量为1200MW，考虑容量当量系数为1.05，静态投资按3800元/kW计为478800万元，建设期3年，分年投资比例分别为30%、40%、30%。

(2) 在建设阶段的利润。投入的资本占比是20%，剩下的部分是贷款，贷款的年利率是4.3%，根据这个数值，我们可以得出在这个阶段的利润是25053万元。

(3) 根据火力发电的经济效益评估，我们将其总额设定为3.5%，即16758万元。

(4) 对于固定开支的估算。这些开支主要涵盖了折旧、摊销、固定维护、保险、员工薪酬以及福利和住宅保障基金等，具体的比例分别为：折旧比例为5.5%；固定维护比例为1.25%；保险比例为0.25%；电厂的编制规模为2人/10MW；员工的薪酬为每年10万元；员工的福利比例总和为63%。

(5) 固定税金和投资利润。所得税税率取25%，增值税率为13%，城市维护建设税率、教育费附加分别采用增值税的5%、5%，资金利润率为8%。盈余公积金按税后利润的10%提取。

(6) 燃料费计算。根据J省电网2030年有、无蓄能电站电力电量平衡成果，系统有L蓄能方案比无L蓄能方案平均节省煤耗54.1万t，则系统年燃料费用节省64920万元，因此可避免电源方案净燃料费为64920万元。

根据计算，可避免电源方案的总成本达到157547万元，因此，其可避免的价格是1312.89元/kW·年（包含税费，按照装机容量计算）。

2.4 个别成本法测算

2.4.1 投资计划及资金筹措

L电站的建设资金主要来源于资金本身以及国内的银行贷款，资金本身的比例是20%，剩下的部分则是通过使用国内的银行的长期贷款。依照目前的贷款市场报价利率（LPR），这笔贷款的利率是4.3%，贷款的偿还期是25年（不包括建设期），而且还有8年的延期，贷款的偿还将以同样的本金和利息进行。贷款的利率是根据复利来确定的，而在施工阶段的利率则被纳入了固定资产的总额中。

根据10元/kW的计算，流动资金总额为1200万元，其中自有资金占比30%，流动资金借款占比70%，贷款利率参照

最新的一年期LPR 3.65%。流动资金会随着组投产进度逐步增加，贷款利息将被计入总成本费用，而本金将在计算期末一次性收回。

根据估算，这个项目的全部投入达到了858356万元，包括758197万元的建设费用，98959万元的建设期利息，以及1200万元的流动资金。

2.4.2 计算参数

该项目的财务预期收益率为5.5%，而资本预期收益率则为6.5%。在进行财务评估时，我们选择了48年的时间段，包括8年的建设期（包括筹备阶段）和40年的生产期。该电站的装机容量为1200MW，工厂使用电力的比例为2%，并且上网的电力总量为12.7亿千瓦时。暂时忽略无形资产、延期资产以及摊销费用。

电力发电的总成本主要由固定成本和可变成本两部分构成。固定成本涵盖了固定资产的折旧、固定维修费用、薪资、福利、劳动保险、住房基金、保险费、原材料费、其他开销以及财务开销等，各项费率的具体数值如下：设备的全面折旧年期为2年；设备的维护成本为1.2%；设备的运营员工为100名；每年的薪酬为8万元；员工的福利、退休、医疗、住宅储蓄、失业、工伤和生育、劳动者协会以及教育开支，各自占据员工薪酬的14%、20%、9%、12%、2%、2.5%、3.5%，总和达到63%；保险成本为设备的0.25%；原材料成本为0.8元/kW；其他开销为12元/kW。主要的经济开销包括基础设施投资贷款的利率以及应急资金贷款的利率。

变动成本涵盖了变动修理费、水电费、库区保养费等。变动修理费率设定为0.3%。

依据《财政部关于大中型水库库区基金征收问题的通知》（财税〔2016〕13号），抽水蓄能并不是常规的水电站，因此不在大中型水库库区基金征收的范围内。依照633号文件的条款，对于那些电力现货市场还处于启动阶段的地方，抽水蓄能电站的抽水能量能够得到电力公司的支持，而其抽水电费将以燃煤发电的标准价格的75%来计算。L省的燃煤发电标准上网电费是0.391元/kWh（含税），那么，抽水电费将是0.2933元/kWh（含税）。

该项目的税收构成主要由三部分组成：增值税、销售税附加及所得税。具体来说，增值税的税率是13%；城市建设维护税及教育费附加则是作为销售税附加的一部分，它们的税率是7%与5%。而对于所得税，税率设定为25%，并且执行了“三免三减半”的税收优惠政策。在这个政策下，第

一年到第三年的税收将被豁免，而第四年到第六年的税收则会降低到12.5%。

2.4.3 电价测算及财务指标

按照633号文件的要求，实行两个电价政策的抽水蓄能电站，电量电价反映了其提供调峰服务的价值。通过电量电价，抽水蓄能电站能够回收抽水和发电的运营成本，并以竞争性的方式形成电量电价。而容量电价则体现了抽水蓄能电站提供的调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值。抽水蓄能电站通过容量电价回收除抽发运行成本外的其他成本，并从中获得合理的收益。根据经营期定价法确定抽水蓄能的电价，这个电价被计入输配电价的回收中。

当电力现货市场正常运作时，抽水蓄能电站的电力收费和上网电费将根据现货市场的价格和规定进行计算。电力现货市场还没有开始运作的地方，电力公司有权向电站收取电力，电力收费将以燃煤电力的基准价为75%进行，而电力的上网电费也将遵循这个标准。J省的燃煤电力的标准上网电费是0.391元/kWh（包括税费），而L抽水蓄能电站的电力成本也是以0.391元/kWh来计算。

依据《抽水蓄能容量电价核定办法》，电站的容量电价是根据其运营期40年，以及资本金内部收益率6.5%来确定的。

根据以上数据测算的L抽水蓄能电站容量电价为719元/kW年(含税，按装机容量折算)。

2.4.4 项目清偿能力分析和盈利能力分析

该项目的偿还贷款主要包括偿还贷款的盈利和偿还贷款的折旧。偿还贷款的盈利是从税后盈利中扣除盈余公积金和应付利润，盈余公积金是从税后盈利的5%中抽取，而应付利润是向投资者支付的红利，其中，应付利润是从资本的10%中支付，而偿还贷款的折旧费则是100%。依照借款过程和偿还条件，使用偿还的资金以等值的方式来偿还本金和利息。由借款偿还计划计算可知，经营期内偿债备付率大于1，项目可以按期还清全部借款本息，满足银行贷款偿还条件。

本项目偿还期资产负债率最高时达80%，银行贷款偿还后资产负债率迅速下降并趋于0。电站投产后，经营期年均有盈余资金，整个经营期内累计盈余资金达591846万元。

通过项目投资财务现金流量计算，所得税后的项目投资财务内部收益率为5.27%，投资回收期18.61年。通过资本金财务现金流计算，项目资本金财务内部收益率为6.50%，

资本金净利润率12.72%。

3 结语

作为一种特殊的电源，抽水蓄能电站价格机制是引导行业发展、功能定位发挥的重要措施。2023年5月15日国家发展改革委发布《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533号）（以下简称《通知》）公布了在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价。同日，国家发改委发布《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号），该通知进一步落实抽水蓄能容量电费疏导路径，纳入系统运行费，单列在输配电价之外。释放了清晰的价格信号，有利于形成稳定的行业预期，充分调动各方面积极性，推动抽水蓄能电站建设，发挥电站综合运行效益。由此，我国抽水蓄能电价机制政策闭环形成，依法核定容量电价，在工商业用户用电价格中疏导，实现了抽蓄价格管理机制化、制度化。

抽水蓄能电价计算及财务评价方法是价格机制的具体体现和方法。本文对抽水蓄能电站可避免成本法和个别成本法进行一定探讨，并举出计算案例，以期对工程设计和投资决策提供方法借鉴。

参考文献：

- [1] 李卫起，杨会龙. 浅析抽水蓄能电站几种容量价格测算方法[J]. 四川水利, 2022(4): 108-109
- [2] 肖勇，王岩，何恒靖等. 电力需求侧管理可避免成本模型研究[J]. 研究与探讨, 2020(22-4): 57-61
- [3] 国家发展和改革委员会. 关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见（发改价格〔2021〕633号）[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202105/t20210507_1279341_ext.html.
- [4] 原电力工业部. 抽水蓄能电站经济评价暂行办法的通知（电计〔1998〕289号）
- [5] 国家发展和改革委员会. 关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知（发改价格〔2023〕533号）[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202305/t20230515_1355744_ext.html.

作者简介：

郑静（1987.8-），女，汉，湖北孝感，毕业于武汉大学，硕士研究生学历，水利水电工程专业，研究方向：水电工程动能规划。