DOI:10.3880/j. issn. 1003 - 9511. 2023. 02. 009

利益相关者视角的抽水蓄能电站定价机制

王妍月

(华北水利水电大学电力学院,河南 郑州 450045)

摘要:抽水蓄能各项静态作用、动态作用,对电网、电源以及用电户均具有显著的经济效益,但在现行财务制度下,如何计算其经济效益并将其转化为财务收入进行回收仍是关键问题。通过分析抽水蓄能电站运行及收益现状,基于抽水蓄能电站的特点及价值实现路径,以效益(成本)分摊为突破口,明确受益主体、受益程度(或成本发生占比),进行抽水蓄能电站利益相关者及价格博弈分析;从电力市场上网电价、抽水电价和辅助服务价格等方面,探讨了抽水蓄能电站定价机制。建立既具有相互独立的各分项功能,又具有耦合集成的整体性的方法体系,通过计量对不同利益群体影响,科学量化不同利益群体间的效益分摊与补偿方案,为选择较优经营模式并在各方之间达成对经营模式的共识提供依据。

关键词:利益相关者;抽水蓄能电站;补偿机制;电价机制

中图分类号:F407.9 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 9511(2023)02 - 0052 - 06

抽水蓄能电站在电力系统中具有调峰填谷、紧急事故备用、调频调相、快速负荷跟踪等功能,在技术经济上具有显著优越性。但抽水蓄能电站的动态效益在生产实践中往往存在“看得见、算得出、拿不到”的现象,导致我国抽水蓄能发展缓慢,甚至难以生存[1]。生产经营模式的选择是与基于投资决策的容量替代、经济运行调度分不开的。传统的抽水蓄能经营模式选择,通常主要是进行容量替代与燃煤节约分析,这不能反映抽水蓄能电站对电力系统中与抽水蓄能有关的利益相关群体产生的作用与影响[2-4]。抽水蓄能各项静态作用、动态作用,给电网、电源以及用户都带来显著经济效益,但在现行财务制度下,如何计算其经济效益、并将其转化为财务收入进行成本回收仍是困扰抽水蓄能发展的关键问题。抽水蓄能电站的作用主要体现在电力系统中,按照经济学观点表现出强烈的外部经济性,即抽水蓄能电站对维持电力系统稳定运行的经济效益,受益对象是电力系统,而抽水蓄能电站自身未能因此获益,抽水蓄能电站提供的作用和服务相当于电力系统中的公共产品,而投资方建设抽水蓄能电站又是企业行为。为此,需要研究在抽水蓄能发挥巨大经济效益的同时,如何将电力系统中经济效益转换为企业的财务收入并取得合理收益。

抽水蓄能作用体现在电力系统中,其效益具体表现在与抽水蓄能相关的电网、用电户、其他电源等利益相关者。目前已有一些学者针对抽水蓄能电价设计、经营模式、财务评价等方面开展了一些研究。如王科等[5]从不核算电价、固定电价、市场电价以及固定收入和变动竞价等方面总结了国内外抽水蓄能电站的电价机制及其效益,解析了在电力市场中抽水蓄能机组的获益方式与竞价策略;王海政等[6]通过研究抽水蓄能电站电价制度,设计了抽水蓄能电站两部制电价测算方法,并以 BQ 抽水蓄能电站为例,测算了其两部制上网电价;李培栋等[7]通过划分抽水蓄能电站容量效益和电量效益,提出了电网公司和若干大机组发电企业的共同租赁模式,构建了共同租赁模型,探索了抽水蓄能电站在电力市场环境下的经营模式;刘玉玲等[8]针对龙潭抽水蓄能电站,通过测算其投资、税金、利息等相关成本,基于两部制上网电价,采用电力系统可避免成本定价方法,分析计算了龙潭抽水蓄能电站的效益,判别其在财务上的可行性;高瑾瑾等[9]通过构建财务评价、国民经济评价及辅助服务效益等方面的经济效益指标体系,采用改进序关系分析法,综合量化评价

基金项目:河南省高等学校重点科研项目(17A480006)

作者简介:王妍月(2001—),女,主要从事电价研究。E-mail:2549533327@ qq. com

了抽水蓄能电站的经济效益,并以某抽水蓄能电站为例,验证了算法的适用性。上述研究主要集中在抽水蓄能电站经济上的“替代作用”,进而为抽水蓄能电站“设计电价”,分析其经济合理性与财务可行性。为满足其合理性与可行性,通常需对电力市场配套政策提出很高的要求,而这往往又是不可行的,从而使得抽水蓄能电站在生存与经营上存在困难。其主要原因在于:在不完备电力市场环境下,电价不能有效地引导供需均衡与优化电力资源配置,财务收入分析仅站在抽水蓄能电站角度,过于着重“设计生存能力”的特色,而没有从相关利益群体合作共赢视角来研究抽水蓄能为相关利益群体带来的效益与成本,特别是分析抽水蓄能电站与利益相关群体效益补偿机制与其转移关系。

如何保证抽水蓄能电站项目建设的有效性以及明确更有利于抽水蓄能项目投资回收的运行机制,并保证投资收益能够在各利益主体之间得以合理分配等均是迫切需要解决的问题。为此,本文通过分析抽水蓄能电站运行和收益现状,梳理抽水蓄能电站的特点及价值实现路径,深入探讨抽水蓄能电站利益相关者及价格博弈策略,从而建立利益相关者视角的抽水蓄能电站定价机制。

1 抽水蓄能电站运行及收益现状

截至2021年12月底,我国已投产抽水蓄能电站装机规模达0.36亿kW,在建抽水蓄能电站装机规模达0.51亿kW,抽水蓄能电站运行及收益现状如下:

a. 抽水蓄能电站现状运行管理模式。目前,抽水蓄能电站的投资主体主要以电网企业独资或控股投资方式为主,经营主体主要以电网统一调度和电站独立运行为主。其中,电网企业统一调度运行的管理模式是将抽水蓄能电站作为电网企业的子公司,由电网企业独资建设,其经营风险、运营费用也同时由电网企业承担;独立运行管理模式是通过成立相关有限责任公司,由出资方组建董事会,并分享抽水蓄能电站建设和运营的权利和义务。

b. 抽水蓄能电站建设成本。根据我国已建和在建抽水蓄能电站的建设投资情况,抽水蓄能电站建设周期长达8~10a,平均每千瓦建设投资约6 000~7 000元。如国家电网2017年开工建设的河北易县、内蒙古芝瑞、浙江宁海和缙云、河南洛宁、湖南平江6座抽水蓄能电站,计划竣工投产时间为2026年,上述6座抽水蓄能电站装机容量为840万kW,总投资额为524亿元,每千瓦装机容量建设投资约6 200元;江苏溧阳抽水蓄能电站于2008年开工建设,2017年全面投产,装机容量为150万kW,总投资额为89亿元,每千瓦装机容量建设投资约6 000元。

c. 抽水蓄能电站收益现状。目前,我国抽水蓄能电站的价格机制包括单一电量电价、单一容量电价(即租赁制电价)以及两部制电价3种,其中单一容量电价是当前应用最广泛的价格机制。根据国家能源局对华北、华东区域14家抽水蓄能电站运营情况的统计,采用单一容量电价、单一电量电价和两部制电价的抽水蓄能电站占比分别为64.29%、21.43%和14.28%,抽水利用时长为642.5 h,发电利用时长为518.8 h。受现行电价机制、发电利用时长以及抽水蓄能电站调频调相等辅助功能效益难以准确计算的影响,抽水蓄能电站收益现状为“保本微利”。

根据国家能源局印发的《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》,到2025年,规划抽水蓄能电站投产装机容量达6 200万kW以上;到2030年,规划抽水蓄能电站投产装机容量达1.2亿kW。抽水蓄能电站建设和投运规模增长速率高达每5年翻一番,在抽水蓄能现状电价机制和收益条件下,抽水蓄能电站投资建设压力大。因此,深入研究利益相关者视角的抽水蓄能电站定价机制,以改善抽水蓄能电站运行模式,提高抽水蓄能电站收益,对顺利实现抽水蓄能中长期发展规划目标具有重要意义。

2 抽水蓄能电站的特点及价值实现路径

抽水蓄能电站在电力系统中实现调峰填谷、紧急事故备用、调频调相、快速负荷跟踪等功能的同时,体现了显著的静态效益和动态效益。其中,静态效益指利用系统峰谷差,由抽水和发电差异产生;动态效益,指承担系统旋转备用、事故备用、调频、调相、调压等。为精确评价抽水蓄能电站的静态效益和动态效益,应充分分析抽水蓄能电站各类效益发挥作用的机理,并借助电力系统整体优化模型,运用经济学原理,研究“有、无”抽水蓄能电站的各类静态效益、动态效益,为不同情景下电力市场、电力辅助服务市场的抽水蓄能电站财务效益、各利益相关群体的成本与效益分摊分析建立基础。

抽水蓄能电站静态效益和动态效益评估,其目标函数和效益指标是存在一定差异的。静态效益是基于发电企业的效益评价方法,目标函数是电力电量平衡,效益指标是有无抽水蓄能电站时,电力系统总燃料费的差异,主要包括容量效益和电量效益两种[10]。其中容量效益是通过抽水蓄能电站的建设投入,以减少其他调峰电厂(如燃气轮机等)建设和投入的成本;电量效益是抽水蓄能电站通过调峰填谷以减少消耗化石能源的电厂(如火电厂、燃气轮

机等)参与调峰填谷,从而节约能源带来的效益。抽水蓄能电站的静态效益表征方式如下:

$$B_s = \left[C_{FO} + C_{FC}\frac{i(1+i)^{n_F}}{(1+i)^{n_F}-1}\right] - \left[C_{PO} + C_{PC}\frac{i(1+i)^{n_P}}{(1+i)^{n_P}-1}\right] + \sum_{t=1}^{365}(W_{f,t} + W'_{g,t} - W'_{f,t} - W_{g,t})P_{coal} \quad (1)$$

式中:B_s 为抽水蓄能电站每年获得的静态效益,万元;C_{FO}为消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)每年的固定运行费用,万元;C_{FC}为消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)的建设费用,万元;i 为年利率;n_F 为消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)的成本回收时长,年;C_{PO}为抽水蓄能电站所有机组每年的运行费用,万元;C_{PC}为抽水蓄能电站所有机组的建设投入成本,万元;n_P 为抽水蓄能电站所有机组的成本回收时长,年;按每年的天数为365 天计,$W_{f,t}$为第 t 日在非调峰时段参与调峰的消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)的化石能源消耗量,t;$W'_{f,t}$为第 t 日在调峰时段参与调峰的消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)以最优负荷运行时的化石能源消耗量,t;$W_{g,t}$为第 t 日在填谷时段参与填谷的消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)的化石能源消耗量,t;$W'_{g,t}$为第 t 日在非填谷时段参与填谷的消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)以最优负荷运行时的化石能源消耗量,t;P_{coal}为当地市场中煤炭的实时交易价格,万元/t。

动态效益是基于电网的效益评价方法,目标函数是系统电能质量和可靠性,效益指标是有无抽水蓄能电站的年运行费用差异,主要包括调频效益、调相效益、事故备用效益等[11]。其中调频效益是利用抽水蓄能机组可快速启动的特性,保障电力系统频率的稳定;调相效益是通过调节电力系统中的无功功率,以保障电力系统安全运行;事故备用效益是通过启动抽水蓄能电站事故备用机组,解决因电网故障导致的电力电量不平衡问题,维持电网电力电量平衡。以调频效益为例,在达到相同调频效果的条件下,以因抽水蓄能电站调频应用而减少的相应火电机组等的调频应用所需的费用作为调频效益,其量化表征方式如下:

$$B_f = \sum_{t=1}^{365}\left[\sum_{i=1}^{m}(r_{t,i}n_{t,i} + W_{t,i}T_{t,i}N_i)P_{coal}\right] - \sum_{t=1}^{365}\left(\frac{V_t H_{0,t}\eta}{367}n_{H,t}m_H P_H\right) \quad (2)$$

式中:B_f 为抽水蓄能电站的年调频效益,万元;$r_{t,i}$为年内第 t 日第 i 台调峰的消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)启停时的化石能源(如煤炭、燃气等)的消耗率;$n_{t,i}$为年内第 t 日第 i 台消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)每天启动次数;$W_{t,i}$为年内第 t 日第 i 台消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)进行调频耗煤量,g/kW·h;$T_{t,i}$为年内 t 日第 i 台消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)参与调频的总时间,h;N_i 为第 i 台消耗化石能源类电厂(如火电、燃气等机组)的装机容量,万 kW;V_t 为年内第 t 日抽水蓄能电站机组启动时消耗的水量,m^3/s;$H_{0,t}$为年内第 t 日抽水蓄能电站的平均工作水头,m;η_t 为年内第 t 日抽水蓄能电站的水轮机工作效率;$n_{H,t}$为年内第 t 日抽水蓄能电站机组每天启动的台次;m_H 为抽水蓄能电站机组数量,台;P_H 为抽水蓄能电站当前电价,元/kW·h;1/367为经验系数[10]。

为详细分析抽水蓄能电站作用,需要研究电力系统投资决策与电力系统优化运行,建立的整体优化模型体系,主要包括电源优化和电网优化扩展规划子模型[12-13]。通过整体优化模型,分析研究电力系统短期边际成本、长期边际成本,并比较二者大小,以决定是否需要扩大容量规模。其中,短期边际成本是在不增加电源装机容量的条件下,与单位负荷的增加相应的运行费用的增长值;长期边际成本是针对中长期而言,为满足用电负荷增长的需要,通过增加电源容量,与单位负荷的增加相应的系统运行投入增加值,包括新增装机成本及运行费用两项。在需要扩大容量规模条件下,根据要研究抽水蓄能电站技术经济指标,分析其增量成本是否小于电力系统长期边际成本,若小于则表明投入抽水蓄能电站是经济的。

3 抽水蓄能电站利益相关者及价格博弈分析

抽水蓄能电站因其启闭迅速、运行灵活的特性,其在电力系统中主要承担调峰填谷、调频调相以及事故备用的作用,使得抽水蓄能电站与其他电站(如火电站、水电站等)具有明显差异,抽水蓄能电站年发电利用小时数明显低于其他电站,导致抽水蓄能电站获得的财务效益较低。而效益计算是效益分摊的基础,在前述抽水蓄能电站运行效益分析计算的基础上,进行抽水蓄能电站效益分摊和补偿机制的研究。抽水蓄能电站效益分摊和补偿机制的研究内容主要包括与抽水蓄能电站相关的利益群体识别及其成本效益类型分析、基于博弈论的利益相关群体间成本与效益分摊方法、基于博弈论的利益相关群体策略选择、基于利益相关者视角的补偿机制的财务可行方案选择、抽水蓄能电站补偿机制方案选择、抽

水蓄能电站价值补偿传递交易机制等6个方面。

3.1 与抽水蓄能电站相关的利益群体识别及其成本效益类型

找到量化抽水蓄能外部经济性方法,分析研究价值补偿实现形式,并且实现抽水蓄能电站、电网、系统其他电源、用电户等相关利益群体的多赢局面的形成。抽水蓄能电站利益相关群体整体上可以分为电网、系统其他电源、用电户三大类[14]。

3.2 基于博弈论的利益相关群体间成本与效益分摊方法

抽水蓄能电站获得效益是与利益相关群体共同作用的结果,抽水蓄能电站所需成本需要在利益相关群体间进行合理分摊,要分摊内容包括:电源(电网输电线路、无功补偿设备)投资、运行费、燃料费、有功损耗、无功损耗等,既包括节约部分(表现为效益),也包括增加部分(表现为成本)。在抽水蓄能电站效益与成本分析基础上,按照博弈论思想,建立效益共享与成本共摊实现机制,形成利益相关群体共同参与的有约束力契约。

3.3 基于博弈论的利益相关群体策略选择

该研究目的是分析各利益相关群体可能的策略集合,为抽水蓄能电站补偿机制可行方案生成建立基础。博弈局中人(利益相关群体)包括抽水蓄能电站、其他电源、电网、政府(对电价与盈利能力等要进行规制)、用电户等几类,其采取的运营策略分别为:

a. 抽水蓄能电站采取策略可能包括:与其他电源联合(租赁),与电网联合(租赁),接受一部制电价,接受两部制电价,接受两部制电价+辅助服务补偿,统一经营,独立经营等一系列策略;

b. 其他电源采取策略可能包括:接受低谷电价,不接受低谷电价,接受补偿方案,与抽水蓄能联合(租赁),接受发电侧峰谷电价等策略;

c. 电网采取策略可能包括:参与投资并采取统一经营,对抽水蓄能采取独立经营,发电侧(用户侧)峰谷分时电价,一部制电价,两部制电价,三部制电价,对抽水蓄能租赁等一系列策略;

d. 政府采取策略可能包括:电价规制,电价设计,电力市场制度安排,政策机制扶持等一系列策略;

e. 用电户采取的策略可能包括:不接受电价上涨,在承受能力范围内接受电价上涨,用电户接受(峰谷)电价再设计等。

3.4 基于利益相关者视角的补偿机制的财务可行方案选择

根据抽水蓄能电站静态效益和动态效益,以及其所在电力系统差异性,在受益主体分析、各利益相关群体策略选择基础上,初步拟定抽水蓄能电站各种可行补偿机制的方案集合,为进行综合比较分析建立基础。针对初步可行方案集,进行每一个利益相关群体以及抽水蓄能电站的财务评价,若财务收益率大于利益相关群体方案期望收益率,则该方案即为可行方案,否则为不可行。

3.5 抽水蓄能电站补偿机制方案选择

抽水蓄能电站补偿机制方案选择主要从以下几个方面研究:财务盈利能力,经营风险,是否有利于充分发挥抽水蓄能电站维护电网安全稳定及经济运行的动态效益,政策适应性,电力市场和电力辅助服务市场的发育程度,抽水蓄能电站容量在电力市场与电力辅助服务市场的比例,是否有利于处理电站与电网间关系,是否有利于公平竞争,抽水蓄能投资建设体制,用电户电价承受能力,供需平衡情况,用电户特点,利益相关群体策略偏好等等。

3.6 抽水蓄能电站价值补偿传递交易机制

抽水蓄能电站价值补偿的交易机制主要研究:分析利益相关群体电站、用电户、电网间与抽水蓄能电站的财务收入与抽水电费支付关系,目的是以最小的交易成本获得稳定的财务收入,保证合理盈利水平,同时要保证符合国家有关政策。比如,在合理确定价格基础上,有时电网并不能从抽水蓄能电站建设和运行中得到经济上直接利益,那么有关费用就应该从销售电价中去回收。在电力市场实施以前,应该这样;电力市场实施后,在一个完善价格机制情况下更是这样。

4 抽水蓄能电站定价机制研究

抽水蓄能电站的财务收益是实现利益相关者效益分摊和补偿机制的主要形式,在确定抽水蓄能电站利益相关者效益分摊和补偿机制的基础上,应对抽水蓄能电站的定价机制进行深入研究,使抽水蓄能电站利益相关者获得相应的经济收益,激发其投资建设抽水蓄能电站的热情。抽水蓄能电站电价机制受其运营管理模式的影响,两者息息相关,在目前电力市场环境下委托电网运营模式和电站独立运营模式要获得合理的投资回报,只能采取两部制电价,实际上电站租赁费用和准许收入与两部制电价类似。两部制电价由容量电价和电量电价组成,测算方法主要有个别成本法和可避免成本法[15]。其中,个别成本法是基于设计电站建设和运营等相关成本,统筹考虑抽水蓄能电站运营期的盈利能力,设计上网电价;可避免成本法是通过将设计方案与替代方案进行综合比较,从而设计上网电价。基于个别成本法和可避免成本法进行两部制电价计算如下:

$$\begin{cases} P_V = \sum C_i / N_{og} \\ P_E = \sum C_j / E_{plan} \end{cases} \tag{3}$$

$$\begin{cases} P_V = [C_{VI} - (C_{VD} - C_{VDS})] / N_a \\ P_E = [C_{EI} - (C_{ED} - C_{EDS})] / E_a \end{cases} \tag{4}$$

式中：P_V 为两部制电价中的容量电价，元/kW；$\sum C_i$ 为抽水蓄能电站发电运营固定成本、税金及税后利润之和，万元；$\sum C_j$ 为抽水蓄能电站维修费、燃料费等发电变动成本之和，万元；N_{og} 为抽水蓄能电站上网容量，亿 kW；E_{plan} 为抽水蓄能电站的计划上网电量，亿 kW·h；C_{VI} 为替代方案中与容量相关的固定投资费用，万元；C_{VD} 为设计方案中与容量相关的固定投资费用，万元；C_{VDS} 为设计方案中规划建设投入的抽水蓄能电站与容量相关的固定投资费用，万元；N_a、E_a 分别为电力市场所需的每年上网容量和上网电量（针对分布式能源站等自备电厂并网不上网的情况，自备电厂自身的供电量此处不计入），单位分别为亿 kW 和亿 kW·h；P_E 为两部制电价中的电量电价，元/kW·h；C_{EI} 为替代方案中与电量相关的变动投资费用（如维修费、燃料费等），万元；C_{ED} 为设计方案中与电量相关的变动投资费用（如维修费、燃料费等），万元；C_{EDS} 为设计方案中规划建设投入的抽水蓄能电站与电量相关的变动投资费用（如维修费、燃料费等），万元。

目前，电力辅助服务市场尚未健全，具有优越运行特性的抽水蓄能电站尚无法在电力辅助服务市场竞争中获得直接的应有回报，其获得经济效益的途径，仅可依靠非市场化手段。

在经营模式选择基础上，抽水蓄能电价机制实质是其成本的分摊机制，建设和运营抽水蓄能电站，其建设和运营成本究竟由谁来承担？基于补偿的各项财务收入，将其转化为抽水蓄能电站向各相关利益群体提供的以物理量表示的容量或电量，并且结合抽水蓄能电站静态效益、动态效益发挥情况，计算其相应提供的容量价格、电量价格和辅助服务价格。

a. 电力市场上网电价机制。根据电力市场的交易规则，参与电力市场竞价交易，在容量效益与电量效益分析基础上，按照选择的经营模式设计相应的容量收益、电量收益收入实现形式，既可能采取租赁形式，也可能是两部制形式，还可能是组合形式。即：

$$P_f = \beta P_R + (1 - \beta) P_T \tag{5}$$

式中：P_f 为电力市场上网电价，元/kW·h；P_R 为采取租赁形式的电价，元/kW·h；P_T 采取两部制电价形式的电价，元/kW·h；β 为权重系数，其取值范围为[0,1]，当 β 为 0 时，表示只采取两部制电价形式。当 β 为 1 时，表示只采取租赁形式。

b. 抽水电价机制。抽水电价，可以大用户的身份，通过与其他直供电厂进行协商交易购电，以协商方式制定购电价格；也可以竞争者的身份，通过从竞争性市场购电，以市场竞争方式确定购电价格；还可能是其他电源的低谷增发电量的成本或价格。即：

$$P_p = \alpha P_{consult} + \beta_1 P_{compete} + \gamma P_{other} \tag{6}$$

式中：P_p 为抽水蓄能电站的抽水电价，元/kW·h；$P_{consult}$ 为以大用户身份通过与其他直供电厂协商交易购电价格，元/kW·h；$P_{compete}$ 为以竞争者身份从竞争性市场的购电价格，元/kW·h；P_{other} 为其他电源的低谷增发电量的成本价格，元/kW·h；α、β_1、γ 为采用不同形式购电的权重系数，其取值范围均为[0,1]，且满足 $\alpha+\beta_1+\gamma=1$，其中，当 α 为 1 时，表示只采用与其他直供电厂进行协商交易购电。当 β_1 为 1 时，表示只采用以竞争者身份从竞争性市场购电，当 γ 为 1 时，只采用其他电源的低谷增发电量的成本或价格购电。

c. 辅助服务价格机制。最终的受益者是电力用户，电力用户应是动态效益相应电价的承担者，这个价格可以以容量价格为主要形式体现，纳入销售电价之中。若用户限制电价不能上涨，可以将其作为约束条件，当不能满足抽水蓄能电站收益要求时，反推需要其他利益相关群体的补偿措施和补偿金额。即当电力用户可接受电价上调时：

$$P_{auxiliary} = P_{current} = P_V \tag{7}$$

当电力用户限制电价上涨时：

$$P_{auxiliary} = P_{former} \tag{8}$$

式中：$P_{auxiliary}$ 为辅助服务价格，元/kW·h；$P_{current}$ 为以容量价格为主要体现形式制定的辅助服务价格，元/kW·h；P_{former} 为电力用户当前采用的辅助服务价格，元/kW·h。

5 结论与建议

按照“补偿成本，公平负担”原则，在补偿机制方案选择基础上，推荐的方案可能是一种现有经营模式的组合。通过划分容量效益和电量效益，基于市场的互利、合理原则，可以采取电网公司（动态效益）与若干大型机组发电企业（静态效益）联合租赁经营的模式。价值实现机制的合理性是本着互利、合理的市场原则，通过分析抽水蓄能电站的运行对电网公司以及发电企业产生的运营效益，并以电网公司和发电企业的运营受益为依据对支付费用进行分摊补偿，在利益相关者受益的前提下支付相应租赁费，符合市场交易条件，实现多方共赢。这种实现了多方共赢的经营模式对鼓励建设投资抽水蓄能电站具有积极意义，同时也提高了抽水蓄能电站以及

相关发电企业的市场竞争能力,并且调度机构可以根据电力系统安全经济运行的需要对抽水蓄能电站进行调度。采用联合租赁的经营模式可使抽水蓄能电站的运营对电网公司和发电企业产生的效益实现“算得出、看得见、拿得着”,对在电力系统中充分发挥抽水蓄能电站的功能作用具有积极推动作用,同时对抽水蓄能电站的生存发展具有重要的现实意义。建议制定《抽水蓄能电站效益补偿分摊方法》和《抽水蓄能电站效益补偿和成本分摊实施细则》,规范抽水蓄能电站效益补偿分摊计算方法及其合理性分析技术,为抽水蓄能电站的效益补偿分摊提供规范化、标准性的技术要求或技术方案,由水利、电力等相关部门批准试行,使抽水蓄能电站效益补偿分摊做到“有法可依、有法必依”,为抽水蓄能电站的建设投入和运行提供必要的切实保障。

抽水蓄能电站属基础设施产业,是一种公共事业,为发挥其社会福利性质,国家需对其盈利水平采取规制,盈利水平既不能过高也不能过低。盈利水平取决于设计的电价机制。未来抽水蓄能电站价格机制将具有更合理的抽水电价、更灵活的操作性以及更完善的电价支持政策。为实现抽水蓄能电站快速有序和高质量发展,本文提出如下方法建议:以电网内燃煤电站平均(或低谷)燃料成本为基础确定抽水电价,并以此作为制定两部制上网电价、辅助服务价格的基础,同时对标杆抽水电价建立与电煤价格的联动调整机制;采用市场招标(或参与市场)方式确定抽水电量来源,并以招标电价(或竞争电价)为基础确定的抽水电价作为抽水蓄能电站与电网实际结算价格。

参考文献:

[1] 乔志园. 抽水蓄能电站发展问题及应对措施探讨[J]. 水电与新能源,2020,34(10):34-38.

[2] 吴耀富. 抽水储能电站建设与运营模式分析[J]. 集成电路应用,2021,38(12):212-213.

[3] 林俐,姚丛霄,孙勇,等. 国内外抽蓄电站经营模式分析及启发[J]. 电网与清洁能源,2021,37(7):107-114.

[4] 肖达强,黎舒婷,舒康安,等. 我国抽水蓄能电站的管理体制和运营模式探讨[J]. 电器与能效管理技术,2016(14):79-84.

[5] 王科,李泽文,别朝红,等. 抽水蓄能电站的电价机制及市场竞价模式研究[J]. 智慧电力,2019,47(6):47-55.

[6] 王海政,谭浩瑜,仝允桓. 基于电源优化选择的抽水蓄能电价设计与计算[J]. 水利经济,2006,24(6):15-17.

[7] 李培栋,孙薇,孟亚敏. 电力市场环境下抽水蓄能电站经营模式的探索[J]. 水利经济,2005(4):13-14.

[8] 刘玉玲,苗宗伟. 龙潭抽水蓄能电站财务评价[J]. 中国水能及电气化,2018(2):46-49.

[9] 高瑾瑾,郑源,李涧鸣. 基于改进序关系分析法的抽水蓄能电站经济效益综合评价[J]. 长江科学院院报,2018,35(4):137-142.

[10] 梁绍泉. 抽水蓄能电站运行控制与效益分析[D]. 济南:山东大学,2019.

[11] 王昊婧. 新形势下我国抽水蓄能电站运营效益评价方法研究[D]. 北京:华北电力大学(北京),2016.

[12] 吉兴全,张广伟,刘志鹏,等. 考虑抽水蓄能及电网运营成本的源荷储协调优化调度[J]. 水电能源科学,2019,37(3):191-195.

[13] 孙平,张娜,马登清. 电源扩展优化模型在抽水蓄能电站合理运行中的应用[J]. 水力发电,2018,44(3):70-73.

[14] 缪晓丹,朱朱,谢会玲. 福建省抽水蓄能电站运营模式展望[J]. 能源与环境,2019(6):9-10.

[15] 周志琦,茹正波. 抽水蓄能电站两部制上网电价测算方法探讨[J]. 人民黄河,2008(7):95-96.

(收稿日期:2022-02-19　编辑:陈玉国)

·简讯·

中国科协学会服务中心来河海大学调研

2023年3月10日,中国科协学会服务中心副主任楼伟一行调研河海大学科技期刊建设工作。河海大学校长徐辉对楼伟一行的到来表示热烈欢迎,对中国科协长期给予河海期刊的关心和支持表示感谢。徐辉校长介绍了学校的发展历史、办学特色、学科建设等情况,表示学校一直高度重视学术期刊的建设与发展,努力为期刊建设提供大力支持和良好环境。

楼伟充分肯定了河海大学科技期刊近年来的发展和取得的成果。他表示,中国科协学会服务中心秉持“聚焦靶心、守正创新、深化改革、开放协同”的工作思路和“1-5-1”的工作格局,致力于深化改革,培育世界一流科技期刊,中心将积极支持河海期刊的高质量发展。

围绕世界一流科技期刊培育和繁荣学术期刊发展,双方还就科技期刊的运营模式、产业化和集团化发展等相关话题展开深入研讨。

(河海大学期刊部供稿)