

Economic Analysis on Building Pumped-Storage Stations for Consuming More Nuclear Power Effectively

Na Zhong^{1,2}, Yan Ren³, Bin Ju^{1,2}

¹Huadong Engineering Corporation Limited, PowerChina, Hangzhou Zhejiang

²Pumped Storage Engineering Center of Zhejiang, Hangzhou Zhejiang

³China Renewable Energy Engineering Institute, Beijing

Email: zhong_n@ecidi.com

Received: Nov. 3rd, 2019; accepted: Nov. 21st, 2019; published: Nov. 28th, 2019

Abstract

Nowadays the capacity shortage of electricity market for consuming nuclear power has appeared in some provinces. The construction of pumped-storage power stations has been considered to be an effective way to adjust power source structure, promote nuclear power utilization and solve nuclear power consumption for the areas without sufficient hydropower sources. Taking Zhejiang Power system as an example, the case study shows that it is feasible and economy for the electrical network enterprises and generation enterprises by constructing pumped-storage power stations to promote nuclear power consumption in certain conditions by calculating. The joint operation of nuclear power and pumped storage power stations should be encouraged. Using nuclear power to provide pumped electricity and bear part of the operating cost for pumped storage station could be a feasible way to transmit the cost of the pumped-storage station.

Keywords

Pumped-Storage Power Station, Nuclear Power, Power Consumption, Economy, Combined Operation

建设抽水蓄能电站促进核电消纳的经济性分析

钟娜^{1,2}, 任艳³, 鞠彬^{1,2}

¹中国电建集团, 华东勘测设计研究院有限公司, 浙江 杭州

²浙江省抽水蓄能工程技术研究中心, 浙江 杭州

³水电水利规划设计总院, 北京

Email: zhong_n@ecidi.com

收稿日期：2019年11月3日；录用日期：2019年11月21日；发布日期：2019年11月28日

摘要

目前，电力市场对核电消纳能力不足的情况在部分省份已经显现，抽水蓄能电站被认为是水电缺乏地区调整能源结构、提高核电利用率、促进核电消纳的有效手段。本文以浙江电网为例，通过测算认为在一定条件下发电企业或电网企业建设抽水蓄能电站来促进核电消纳是经济可行的；鼓励核电与抽水蓄能电站联合运行，由核电来提供抽水蓄能电站的抽水电量，并承担抽蓄的部分容量费用的方式，可作为抽蓄电站费用疏导的有效途径。

关键词

抽水蓄能电站，核电，电力消纳，经济性，联合运行

Copyright © 2019 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

核电是我国清洁、高效、低碳的清洁能源体系的重要组成部分，近几年发展较快。截止2018年4月，中国大陆地区在运核电机组38台，装机容量约3700万千瓦，已列世界第四；在建18台，装机容量约2100万千瓦，已列世界第一。然而部分省份已出现核电降出力运行或停机等情况。笔者认为出现这种情况的原因首先是市场需求不足，经济增长降速换挡、进入中高速发展的新常态，用电市场达不到预期[1][2]；其次核电调峰能力弱，运行灵活性差，难以依靠自身适应电力负荷变化；关键是电源结构不合理，调峰电源在系统中的比例较低。目前储能技术尚在研发和试验阶段，且规模较小，造价较高，存在安全性等问题，建设抽水蓄能电站仍是水电缺乏地区调整能源结构、促进核电消纳的有效途径之一。本文以浙江电网为例，对抽水蓄能电站与核电站联合运行的经济性进行详细分析，并探讨核电与抽蓄联合运行对于抽蓄费用疏导的作用。

2. 浙江电网现状

浙江电网是华东电网的重要组成部分，通过安吉-芜湖2回、安吉-练塘2回、莲都-榕城2回共6回1000kV特高压交流线路，分别与安徽省、上海市、福建省电网相连，通过9回500kV线路，分别与上海市、江苏省、安徽省及福建省电网相连。

浙江电网地区经济发展迅速，二、三产业占比增加，系统负荷峰谷差逐年扩大。2018年底，浙江电网内火电装机占比约65%以上，仍为以火电为主的电网；核电装机907万千瓦，占省内装机的9.5%；而调峰电源比重较低，扣除华东直属电源外送并考虑后，仅占省内可用装机的7.3%，且除少量大型水电和抽蓄外，省内常规水电以径流式为主。作为我国能源战略转移重要举措的西电东送的主要受端之一，浙江电网地区接受2845万千瓦的区外水、火电特高压直流送电，约占浙江电网可用装机的23.7%。电力系统峰谷差逐年增加，而不调峰或调峰能力弱的电源占比的逐渐增加，浙江电网的调峰形势严峻，汛期末期、国庆、春节等节假日电网低谷调峰矛盾更甚。

3. 浙江电网未来核电发展规模及运行形势分析

根据浙江省电力发展十三五规划[3], 2020 年全省核电装机容量达到 900 万千瓦, 在建 500 万千瓦以上。考虑其他开展前期工作的核电, 浙江省 2030 年规划核电规模将达到 1900 万千瓦左右, 约占浙江省内电源装机的 13%左右。核电、区外等各类基荷电力的大比例投入, 电力系统的调峰受到较大挑战, 若要满足电力系统的安全稳定运行, 在电力系统调峰电源不足时, 核电的运行时间势必要降低。如核电占比超过 14%的福建电网, 问题已经显现。2016 年宁德核电(1~3 号)机组年利用小时仅为 5750 h~6714 h, 设备平均利用率仅为 65.46%~76.44%, 福清核电(1~2 号)机组年利用小时仅为 6071 h~6662 h, 核电设备平均利用率仅为 75.84%和 69.91%。若按照核电的发电能力分析, 2016 年福建省核电少发电量达 140.0 亿 kWh, 弃核率达到 26% [4]。从机组的运行状态来看, 2016 年宁德核电 2 号机组 1 月~6 月大部分时间均应电网要求降功率运行, 3 号机组 1 月底至 2 月下旬应电网要求临停解列, 4 月、5 月、9 月均应电网要求降功率运行; 福清核电 2 号机组 2 月份应电网要求临停近半个月, 9 月底~12 月初进行换料大修。

分析认为核电机组减负荷运行, 实际是为了增加调峰火电开机容量以适应电网调峰需求。抽水蓄能电站运行灵活、启停迅速, 具有双倍调峰能力, 将有效提高核电的利用小时率, 促进核电的健康安全发展。

4. 浙江抽水蓄能电站的电价机制情况

抽水蓄能电站在电力系统中的作用已经得到社会各界的认可, 全国范围内的抽水蓄能电站的建设热情也较为高涨, 新建抽水蓄能电站的电价机制执行两部制电价, 但费用疏导方式尚待解决, “发改价格[2014] 1763 号文” [5]要求“在具备条件的地区, 鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽水蓄能电站项目业主、电量、容量电价、抽水电价和上网电价”, 同时提出在“电力市场化前, 抽水蓄能电站容量电价和抽发损耗纳入当地省级电网(或区域电网)运行费用统一核算, 并作为销售电价调整因素统筹考虑”。可见, 电力市场化以前, 抽蓄电站的电费仍需通过销售电价来实现, 若销售电价太高难以疏导, 则抽蓄费用来源将停在电网企业, 费用疏导方面仍然存在问题。

5. 浙江电网建设抽水蓄能建设促进核电消纳的必要性

2030 年左右我国承诺二氧化碳排放达到峰值并努力早日达峰, 与 2005 年相比, 非化石能源占一次能源消费比重提高到 20%左右。发展核电是我国保障能源安全、优化能源结构, 促进经济持续发展的重大战略举措, 也是解决当前及未来环境污染问题的必然选择。然而核电因其机组运行特性, 难以灵活随负荷变化, 电网内需配套建设其他调峰电源。抽水蓄能电站启停迅速、运行灵活, 具有双倍调峰作用, 是浙江电网用于改善电网调峰压力和保障电网安全稳定经济运行重要手段。

6. 抽蓄配合核电运行的经济性分析

下面以浙江电网内建设 100 万千瓦的抽水蓄能电站为例, 研究其与核电联合运行的经济性及核电来疏导抽蓄容量电费的情况。

6.1. 测算边界

- 1) 抽水蓄能电站装机容量 100 万千瓦, 年利用小时数 1000 h, 单位千瓦静态投资 4500 元/kW;
- 2) 银行长期贷款利率 4.90%; 短期贷款利率 4.35%;
- 3) 其他参数参照现行规范要求。

6.2. 两部制电价的容量费用及疏导方式探讨

- 1) 抽蓄电站容量费用

依据抽蓄现行价格政策测算,抽水蓄能电站上网电价取浙江省当地煤电标杆电价 0.4153 元/kWh、抽水电价取上网电价的 75%,按资本金财务内部收益率 8%测算,抽水蓄能电站的容量价格为 696 元/kW,相应年容量费用为 6.96 亿元。

2) 费用疏导

抽水蓄能电站容量费用体现了电站提供备用、调频、调相和黑启动等辅助服务价值,提高系统安全稳定运行水平,保证供电质量,使电网公司、用户和核电等发电侧共同受益,我国抽水蓄能电站的容量费用来源应考虑为电网、用户和发电侧三者。其中,按照谁受益谁承担的市场经济原则,基本不承担调峰任务的核电等以提供基荷电力为主的电源应作为抽蓄容量电费的疏导来源之一[6]。疏导比例可按各受益主体的受益情况确定。

2030 年浙江规划核电总规模 1900 万千瓦,由其作为疏导抽蓄费用的受益主体之一,新增 100 万千瓦抽蓄、容量电费疏导比例按 25%,则单位核电可疏导的抽蓄容量电费约 9 元/kW。

6.3. 利用弃核电量抽水的经济性分析

1) 电网企业建设抽蓄

若电网企业建设抽蓄,上网电价按煤电标杆电价,低谷抽水电费按核电低谷弃核电价 0.15 元/kWh,则抽蓄资本金收益率为 12.2%,相应全部投资内部收益率为 7.91%。

2) 核电企业建设抽蓄

若核电企业建设抽蓄,抽水电量采用核电低谷弃核电量,上网电价采用浙江新投产的三门一期核电试行价格 0.4203 元/kWh [7],分析抽水蓄能电站按照资本金财务内部收益率 12%、10%、8%、6%等不同情况分析相应的核电的抽水电价。测算成果见表 1。

Table 1. Economic calculation of combined operation of pumped storage power station and nuclear power station (Pumped storage power station constructed by nuclear power enterprise)

表 1. 抽水蓄能电站与核电联合运行经济性测算(核电企业建设抽蓄抽水蓄能电站)

抽水电价(元/kWh)	项目资本金内部收益率(%)	全部投资内部收益率(%)	备注
0.1	12.3	7.96	考察抽水电费为核电成本价对收益率的影响
0.1630	12%	8.04	考察资本金收益率 12%的抽水电价
0.2499	10%	6.61	考察资本金收益率 10%的抽水电价
0.3152	8%	5.69	考察资本金收益率 8%的抽水电价
0.3630	6%	4.96	考察资本金收益率 6%的抽水电价

经测算,若抽蓄项目资本金内部收益率达到 12%,则抽水电价为 0.1630 元/kW 时;若抽蓄项目资本金内部收益率达到 10%,则抽水电价为 0.2499 元/kW 时;若抽蓄项目资本金内部收益率达到 8%,则抽水电价为 0.3152 元/kW 时;若抽蓄项目资本金内部收益率达到 6%,则抽水电价为 0.3630 元/kW 时。

6.4. 结果讨论

1) 电网企业建设蓄能电站,蓄能电站收入按现行两部制电价测算,不考虑动态效益,抽水电费按 0.15 元/kWh (弃核的微量运行成本和过网费),上网电价按 0.4153 元/kW (煤电标杆电价)时,抽水蓄能电站的资本金收益率将达到 12.2%。

2) 核电企业投资建设蓄能电站,利用弃核电量抽水,抽蓄上网电价按核电的上网电价考虑,仅需支付的过网费(约 0.10 元/kWh),将低谷弃电转化为高峰电提供给电网,则抽水蓄能电站的资本金收益率达

到 12.3%。

3) 核电企业投资建设抽水蓄能电站, 通过与抽蓄联合运行, 可将低谷弃电转换成 0.215 元/kWh 的上网电价净收益, 增加核电发电量, 提高机组发电利用率, 机组出力过程更加平稳。

4) 核电企业投资或电网企业建设抽蓄, 通过寻求核电与抽蓄联合运行, 均有利于抽蓄容量费用的疏导。疏导比例可依据各地区的受益主体的情况及核电等不调峰电源的规模确定。

7. 结论

浙江省未来核电装机占比持续增加, 核电电力消纳能力不足的情况较为明显, 建设一定规模的抽水蓄能电站可缓解电网调峰压力, 促进核电电力的消纳。经测算表明, 核电企业或电网企业在浙江省内投资建设抽水蓄能电站, 与核电联合运行是经济的。抽水蓄能电站利用核电低谷电量抽水, 同时由核电承担抽水蓄能电站的部分容量费用, 可作为抽水蓄能电站费用疏导的一种方式。

基金项目

国家自然科学基金(41501039)。

参考文献

- [1] 靳亚东, 董化宏, 马澄清. 建设蓄能电站解决风电消纳经济性分析[J]. 水力发电, 2011, 37(10): 8-10.
- [2] 赵建华, 张典, 夏怀民, 张海明. 我国风电的消纳问题及发电侧定价机制的研究[J]. 水力发电, 2017, 3(10): 99-102.
- [3] 浙江省人民政府办公厅. 浙江省人民政府办公厅关于印发浙江省能源发展“十三五”规划的通知[N]. 浙江省人民政府公报, 2016-09-01.
- [4] 中国核能行业协会发布, 2016 年全国核电运行情况报告[R].
- [5] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知[EB/OL]. http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201408/t20140812_622012.html, 2014-07-31.
- [6] 钟娜, 杨立锋, 徐玲君. 浙江省抽水蓄能电站功能定位和受益主体初步分析[J]. 通信电源技术, 2017, 34(4): 135-137.
- [7] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于三代核电首批项目试行上网电价的通知[EB/OL]. http://www.ndrc.gov.cn/zfwzx/zfdj/jggg/201904/t20190401_932479.html, 2019-03-20.