

# 福建省核电经济性分析及“核蓄”联营初步探讨

缪晓丹<sup>1</sup>, 朱朱<sup>2,✉</sup>, 陈恺<sup>2</sup>

(1. 华电福新周宁抽水蓄能有限公司, 宁德 352100; 2. 中国电建集团福建省电力勘测设计院有限公司, 福州 350001)

**摘要:** [目的] 为了探讨核电-抽蓄联合运营的经济效益, 分析两者联合运营的可行性。[方法] 对福建省核电站运行经济性进行研究, 测算核电在不同发电利用小时数下的度电成本及保底发电利用小时数外发电度电成本, 并结合福建省核电相关政策及“核蓄”联营运行模式进行联营经济性的初步探讨。[结果] 测算结果表明, 利用小时数高于一定数值时, 核电获得超发电量的边际成较低。[结论] 一定条件下“核蓄”联营后双方的财务生存能力得到提高。

**关键词:** 抽水蓄能; 核电; 经济性; 联营

中图分类号: TL4; TM715

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2020)S1-0093-04

开放科学(资源服务)二维码:



## Economic Analysis of Nuclear Power in Fujian Province and Preliminary Discussion on “Nuclear Power Plant-pumped Storage Power Plant” Combined Operation

MIAO Xiaodan<sup>1</sup>, ZHU Zhu<sup>2,✉</sup>, CHEN Kai<sup>2</sup>

(1. China Huadian Corporation Fuxin Zhouning Pumped Storage Co., Ltd., Ningde 352100, China;

2. Power China Fujian Electric Power Engineering Co., Ltd., Fuzhou 350001, China)

**Abstract:** [Introduction] In order to explore the economic benefits of nuclear power plant - pumped storage power plant combined operation, the feasibility of the joint operation of the two is analyzed. [Method] This paper studied the economics of nuclear power plant in Fujian Province, calculated the electricity cost of nuclear power under different annual utilization hours and the electricity cost out of permitted annual utilization hours. Based on the nuclear power related policies of Fujian Province and the joint operation mode of “Nuclear Power Plant - Pumped Storage Power Plant”, a preliminary discussion on joint venture economy was carried out. [Result] The calculation results show that when the utilization hours are higher than a certain value, the margin of nuclear power generating capacity is low. [Conclusion] Under certain conditions the financial viability of both parties after “nuclear power plant - pumped storage power plant” combined operation is improved.

**Key words:** pumped storage; nuclear power; economy; combined operation

核电参与调峰存在诸多风险: 运行操作困难、人为失误及违法技术规范风险大; 温度变化多, 瞬态多, 金属疲劳影响设备寿命, 增加环境负担和社会风险; 功率频繁变化影响燃料分布, 给燃料设计和后处理造成困难; 核燃料不能充分利用, 降低核电机组的经济性等<sup>[1-3]</sup>。福建省经信委《关于印发进一步优化全省清洁能源运行调度实施方案(试

行)的通知》(闽经信能源〔2017〕185号)明确核电以5 400小时作为基数利用小时, 并根据省外消纳情况统筹调整。福建省关于市场化竞价上网的电价政策尚未出台, 在相关细则明确后, 核电在基数利用小时数外的发电量需经过市场化竞价上网, 将面临上网电量竞争问题。

核电与抽水蓄能电站联合运营, 一方面核电可获得超发电量, 另一方面两者联合运行一定程度可参与负荷跟踪<sup>[4-5]</sup>。本文分析了福建省核电在不同发电利用小时数下的度电成本及保底发电利用小时

收稿日期: 2019-08-05 修回日期: 2019-08-08

基金项目: 中国华电集团有限公司科技项目“核新抽一体化联合运营条件下周宁抽蓄市场竞争力提升综合措施研究”(CHDKJ18-02-99)

数外发电度电成本,在此基础上对核电-抽蓄联合运营的经济性进行初步探讨。

## 1 核电经济性分析边界

### 1.1 核电站单位千瓦投资

核电造价受核电站堆型、机型以及国产化水平的影响较大。根据调研,福建省内已建、在建、规划建设核电造价见表1。可以看出:已投产的宁德、福清核电总共8台CPR1000机组,单位造价1.2~1.3万元/kW;在建和规划的华龙一号机组,投资约1.7万元/kW;而中核霞浦快堆示范工程单位造价3.5万元/kW。预计未来新增的漳州核电(3~6号机组)和华能霞浦核电(1~4号机组)均将采用华龙一号机组其经济性也参照前期工程造价。

表1 福建省内在运、在建、开展前期工作核电站单位造价情况表

Tab. 1 The cost of nuclear power plants in the pre-operation, construction and development of Fujian Province

序号	项目	机组	堆型	规模 /万kW	单位造价 元/kW	状态
1	宁德	1~4	CPR1000	4×108.9	11 754	在运
2	宁德	5~6	华龙一号	2×121.6	17 240	规划
3	福清	1~4	M310	4×108.9	12 971	在运
4	福清	5~6	华龙一号	2×116	16 810	在建
5	漳州	1~2	华龙一号	2×121.2	17 071	规划
6	霞浦	示范工程	快堆	1×60	35 000	在建

### 1.2 核电站经营成本分析

核电站经营成本主要包括核燃料费、乏燃料后处理费、退役基金以及运行维护费用。根据国内典型核电站财务测算成果,各类费用与固定资产价值占比情况见表2。可见,核电站经营费用约占电站固定资产价值的8.23%,运行维护费用约占固定资产价值的2.66%。各项费用中核燃料费用最大,核电的燃料费为核电站核燃料消耗量乘以核燃料单价,核燃料的消耗量主要取决于电站换料模式、换料周期。

核电发电边际成本主要考虑燃料费和乏燃料后处理费,核燃料成本:核电站核燃料费成本按0.090 83元/kWh计,乏燃料处理费按0.026元/kWh计取,则发电边际成本约为0.116 83元/kWh。另外,参考宁德核电#5、#6机组厂用电率情况,取7.7%。

表2 核电站各类费用情况统计表

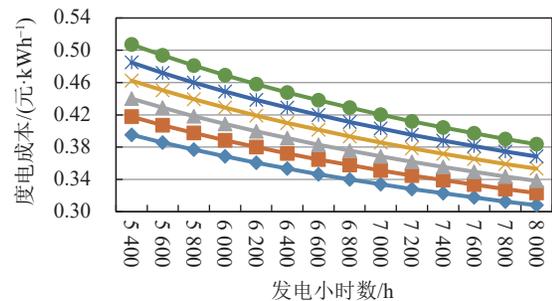
Tab. 2 Statistical table of various expenses of nuclear power plant

成本项目	占固定资产价值比例/%
核燃料费	3.88
乏燃料后处理费	1.38
退役基金	0.42
运行维护费用	2.66
合计	8.23

## 2 核电经济性分析

### 2.1 核电不同发电利用小时数下度电成本分析

不同内部收益率核电站单位度电成本-装机年利用小时关系曲线见图1,可见核电上网度电成本与发电小时数成反相关,与核电成本、内部收益率成正相关。发电利用小时数5 400 h情况下,核电单位kW投资在12 000~17 000元/kW之间时核电发电度电成本高达0.395~0.507元/kWh(8%收益率)。



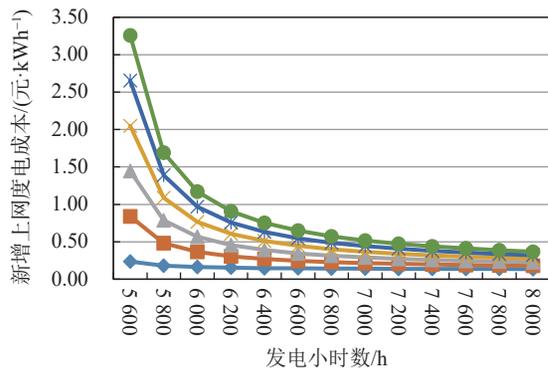
注: ◆ 核电投资=12 000元/kW; ■ 核电投资=13 000元/kW;  
▲ 核电投资=14 000元/kW; × 核电投资=15 000元/kW;  
\* 核电投资=16 000元/kW; ● 核电投资=17 000元/kW。

图1 不同核电站投资不同发电小时数度电成本曲线(8%内部收益率)

Fig. 1 Power generation cost curve under different nuclear power plant investment and different annual utilization hours (8% internal rate of return)

### 2.2 核电保底发电利用小时数外度电成本分析

在考虑核电保底发电小时(5 400 h,保底电价参照最近物价局批准的0.391 2元/kWh)后,5 400 h增至6 000 h时,随着核电站装机利用小时的增加,其新增发电小时数的单位度电成本快速减小,6 000 h后呈缓慢下降,不同核电站投资不同发电小时数新增上网度电成本曲线见图2。由于计算采用的核电发电边际成本达0.116 83元/kWh,所以最小的新增发电上网度电成本接近此值。



注: —●— 核电投资=12 000元/kW; —■— 核电投资=13 000元/kW;  
 —▲— 核电投资=14 000元/kW; —×— 核电投资=15 000元/kW;  
 —\*— 核电投资=16 000元/kW; —●— 核电投资=17 000元/kW。

图2 不同核电站投资不同发电小时数新增上网电量度电成本曲线(8%内部收益率)

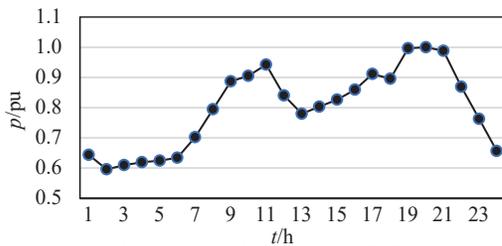
Fig. 2 Increased power generation cost curve under different nuclear power plant investment and different annual utilization hours (8% internal rate of return)

已有二代半核电机组在保底 5 400 h 后, 考虑 8% 收益率, 12 000 元/kW、13 000 元/kW 投资时, 6 000 ~ 8 000 h 新增上网电量度电成本分别为 0.163 ~ 0.135 元/kWh、0.365 ~ 0.182 元/kWh。若考虑已投产发电按核定的上网电价增加的收益, 则未来核电新增上网电量度电成本将进一步下降。

### 3 “核蓄”联营运行模式

如图 3 所示福建典型日负荷曲线呈午高峰、晚高峰双峰形态, 若考虑核电参与调峰, 核电宜匹配以“12-3-6-3”模式运行。基于核电、抽水蓄能电站的技术经济特性, 核电宜作为基荷运行。核电、抽水蓄能两种电源具有较好的互补性, 随着电力市场改革的推进, 两种联合运行可以充分激发电力系统的调节能力, 提高电网的运行经济性。

按照核蓄一体化机组跟踪当地典型日负荷曲

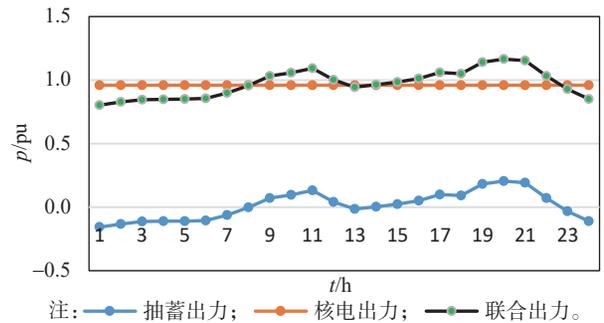


注: —●— 年大典型日负荷曲线。

图3 福建电网典型日负荷曲线

Fig. 3 Typical daily load curve of Fujian power grid

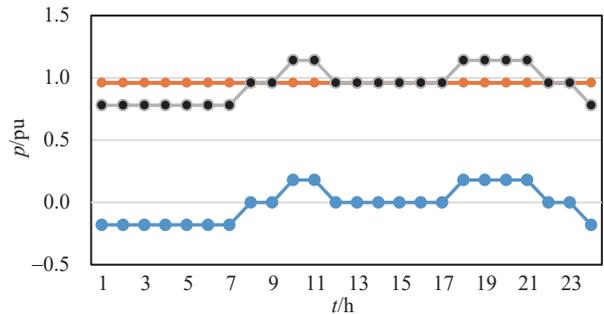
线的程度, 核蓄联营模式可分为 3 类<sup>[6-7]</sup>: 完全跟踪模式 (图 4), 即核蓄联合机组出力率完全跟踪电网日负荷率曲线; 三段制跟踪模式 (图 5), 即根据电网日负荷曲线将一天划分为峰、平、谷 3 个时段, 不同时段内抽蓄相应按发电、静止、抽水方式运行; 不完全跟踪模式 (图 6), 存在多种方式, 可考虑按核蓄联营平均负荷率与当地日平均负荷率一致的方式运营。



注: —●— 抽蓄出力; —■— 核电出力; —●— 联合出力。

图4 完全跟踪模式

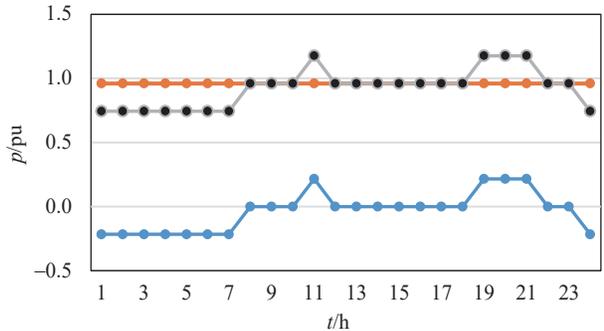
Fig. 4 Full tracking mode



注: —●— 抽蓄出力; —■— 核电出力; —●— 联合出力。

图5 三段式跟踪模式

Fig. 5 Three-stage tracking mode



注: —●— 抽蓄出力; —■— 核电出力; —●— 联合出力。

图6 不完全跟踪模式

Fig. 6 Incomplete tracking mode

根据福建省先行电力市场政策, 核电保底发电利用小时数 5 400 h, 若核电不参与调峰, 需额外争

取95~122亿kWh额外发电量(以宁德核电为例),可维持核电利用小时数在6 800~7 200 h,显然,无论在何种“核蓄”联营模式下,抽水蓄能电站容量均可全部用于配合核电运行,且核电仍需额外争取部分上网电量方可不参与调峰。

#### 4 “核蓄”联营经济性初步探讨

核电-抽蓄联合运营中核电的度电成本可以从两种角度考虑,一种是将核电站将提供给抽蓄的电量作为额外超发电量;另一种是核电站将提供给抽蓄的电量纳入核电站经济性评价。

若核电站将提供给抽蓄的电量作为额外超发电量,则核电站核燃料费及乏燃料处理费可以看做核电站超发电量的边际成本,可按0.116 83元/kWh考虑。若将核电站将提供给抽蓄的电量纳入核电站经济性评价,则核电站超发电量边际成本为保底发电利用小时数外度电成本。考虑抽水蓄能电站“抽四发三”的特性,电站每发1度电即需要消耗4/3度电的抽水水量,因此抽水蓄能电站抽水电价至少应低于上网电价的3/4才能保证抽水蓄能电站发电收益大于抽水费用。在上网电价为燃煤电站标杆上网电价时,这个值为0.294 9元/kWh。

根据2.1节分析结果,核电单位千瓦造价在13 000元/kW及以上情况下,核电年发电利用小时数较低时,保底发电利用小时数外的度电成本将大于0.294 9元/kWh。此时若核电站将提供给抽蓄的电量纳入核电站经济性评价,核电与抽蓄联营无利润空间(假设抽蓄电站上网电价按燃煤电站标杆上网电价)。若核电站将提供给抽蓄的电量作为额外超发电量,核电超发电量的边界成本较低,显然核电与抽蓄联营具有较大的利润空间。

#### 5 结论

现有政策下,福建省关于市场化竞价上网的电价政策出台后,核电在5 400利用小时数外的发电量需经过市场化竞价上网。核电项目建设成本高,运行成本低,调峰运行不具有经济性,核电与抽水蓄能电站联合运营可扬长避短、互相补偿,在满足电力系统调峰需求的同时,提高各方收益。

若核电站将提供给抽蓄的电量作为额外超发电量,则核电获得超发电量的边际成本非常低,核电将这部分超发电量低价提供给抽水蓄能电站作为抽水电量,可大大降低抽水蓄能电站的运行成本,抽水蓄能电站的财务生存能力得到提高。若将核电站将提供给抽蓄的电量纳入核电站经济性评价,核电单位千瓦造价较高或发电利用小时数较低时,核电超发电量边际成本相对较高,核电-抽蓄联合运营利润空间较小或没有利润空间。

#### 参考文献:

- [1] 魏昭峰. 抽水蓄能电站经济性评价及产业政策研究[D]. 北京:华北电力大学, 2004.
- [2] 马晓东. 核电参与电网调峰的运行策略研究[D]. 沈阳:沈阳工业大学, 2015.
- [3] 林国庆, 林礼清. 抽水蓄能电站与核电联合运行浅议[J]. 福建水力发电, 2016(2):28-29.
- [4] 林章岁, 李仪峰, 刘峻. 福建电网建设抽水蓄能电站的必要性论证[J]. 电网技术, 2006, 30(14): 53-58.
- [5] 尹向勇. 电力辅助服务市场下的核蓄组合投资分析[D]. 北京:华北电力大学, 2009.
- [6] 曲梦泽. 核电站与抽水蓄能电站联合负荷跟踪[J]. 水力发电, 2015(4):66-68.
- [7] 赵洁, 刘涤尘, 雷庆生, 等. 核电机组参与电网调峰及与抽水蓄能电站联合运行研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(7):1-6.

#### 作者简介:



缪晓丹

1975-, 女, 福建厦门人, 华电福新周宁抽水蓄能有限公司总经理助理, 高级工程师, 主要从事抽水蓄能电站建设主体工程管理( e-mail) 405828849@qq.com。

朱朱

朱朱 (通信作者)

1990-, 男, 福建莆田人, 中国电建集团福建省电力勘测设计院有限公司, 工程师, 东南大学电气工程硕士, 主要从事电力系统规划设计( e-mail) 648167414@qq.com。

陈恺

1981-, 男, 福建宁德人, 中国电建集团福建省电力勘测设计院有限公司, 高级工程师, 注册咨询师, 天津大学电气工程及其自动化硕士, 主要从事电力系统规划设计( e-mail) ckbetter@163.com。

(责任编辑 李辉)