

中国

## 北京十三陵抽水蓄能电站建设项目

评估报告：2001年3月

实地考察：2000年8月

### 1. 项目概要与日元贷款合作



项目位置图：北京市郊外



北京十三陵抽水蓄能电站

#### (1) 背景：

项目计划阶段，截至1988年底，中国发电装机容量达到1亿1,550万kW，尤其八十年代年平均电源建成量达到600万kW以上，中国的发电设备规模在国际上仅次于美国、苏联、日本，位居世界第四。从发电方式来看，以煤电为主的火力发电占7成左右，剩余的3成左右则为水力发电。虽然1988年的发电量达到5,541亿kWh，但从供电量的增长情况来看，七十年代平均每年增长近10%，但进入八十年代后，供电量增长率则下降至6.4%左右。中国实行改革开放后，经济飞速发展，彼时供电量已经无法满足迅速增长的电力需求。

十三陵抽水蓄能电站的供电对象区域为京津唐地区（北京-天津-唐山），该地区坐拥首都北京市及天津市等大城市，是中国国内电力需求最旺盛的地区之一。中国实行改革开放政策后，经济飞速发展，在上述城市，工业用电及生活用电需求大幅增长，尤其日间用电需求急剧增长，高峰负荷显著增加，昼夜负荷差距扩大。这一差距预计到2000年将扩大至5,229 MW。而供电方面，1985年以来急剧增长的高峰电力需求无法得到满足（1989年冬季的日间需求峰值为6,360MW，而可供应功率为6,450MW左右），需要通过计划停电或供电方单方面超负荷断电（停电）的方式抑制过剩的电力需求。而应对负荷差距的扩大，需要配备能够按照需求高效供电的调节电源，因水力发电能够更加灵活地应对用电峰值负荷，所以水力发电是理想的发电方式。但该地区水资源匮乏，因此决定在用电高峰时期采用易于大容量化，且应对高峰负荷的灵活性更高的抽水蓄能发电方式<sup>1</sup>。

#### (2) 目的：

通过在北京市以北约40km处建设最大功率80万kW的抽水蓄能电站，扩大包括北京市、天津市等在内的京津唐地区供电量，针对急剧增长的高峰负荷实现高效供电。

#### (3) 项目范围：

本项目以北京市以北约40km处的十三陵蓄水库为下库，在以东约2km的山顶附近修建上库，最大取水量约380万m<sup>3</sup>，利用430m的有效落差建设最大装机容量达80万kW的抽水蓄能电站。日元贷款对象为实施本项目所需要的物资器材及人员配备相关所有境外资金。

#### (4) 贷款人/实施单位：

中华人民共和国对外经济贸易部<sup>2</sup>/中华人民共和国能源部<sup>3</sup>

<sup>1</sup>采用存在落差的两个调节池，在深夜及节假日等用电低负荷时期使用剩余电量抽水，在日间用电高负荷时发电。

<sup>2</sup>现在的对外贸易经济合作部。1999年之后日元贷款的接收窗口变更为中华人民共和国政府（财政部）。

<sup>3</sup>现在的国家电力公司。

(5) 贷款协议概要:

|               |                               |
|---------------|-------------------------------|
| 日元贷款承诺额/支付额   | 130亿日元/129.26亿日元              |
| 签署政府换文/签订贷款协议 | 1991年3月/1991年3月               |
| 贷款协议条件        | 利率2.5%、偿还期限30年(宽限期10年)、不限定采购国 |
| 贷款结束日期        | 1998年4月                       |

## 2. 评估结果

(1) 计划的相关性:

随着京津唐地区电力需求日益增长,尤其是高峰负荷急剧增加,解决用电需求问题日益迫切,而本项目旨在建设高效应对高峰需求的抽水蓄能电站,因此计划相关性高。且项目评估时该地区昼夜间的用电负荷差距仍然较大(参见表1),由此可见目前保持了项目计划阶段的相关性。

(2) 项目实施效率:

① 项目范围

本项目基本按照计划实施,未出现特别的问题。

② 项目经费

国内资金实际使用金额为计划值的3倍左右,导致项目总经费出现1.2倍的成本超支。

③ 工期

本项目原计划于1989年1月动工,工期为96个月。但实际工期为102个月。由于地质调查延迟等原因,导致工程筹备阶段延期,但实施单位、咨询专家及设备供应商努力缩短工期,避免了工程出现大幅度延迟。

④ 实施体制

项目实施单位能源部(现在的国家电力公司)曾负责过日元贷款援助的“天生桥水电站项目”、“五强溪建设项目”等,具有丰富的大型水力发电项目经验,较顺利地完成了该项目。本项目聘请的外国咨询专家同样经验丰富,供应商也24小时不间断地安装设备等,因此对本项目实施单位的表现给予高度评价。

(3) 项目成果:

① 对京津唐地区电力需求的贡献

北京十三陵抽水蓄能电站所在地京津唐地区的电力供需情况如表1所示。

表1 京津唐地区的电力供需情况

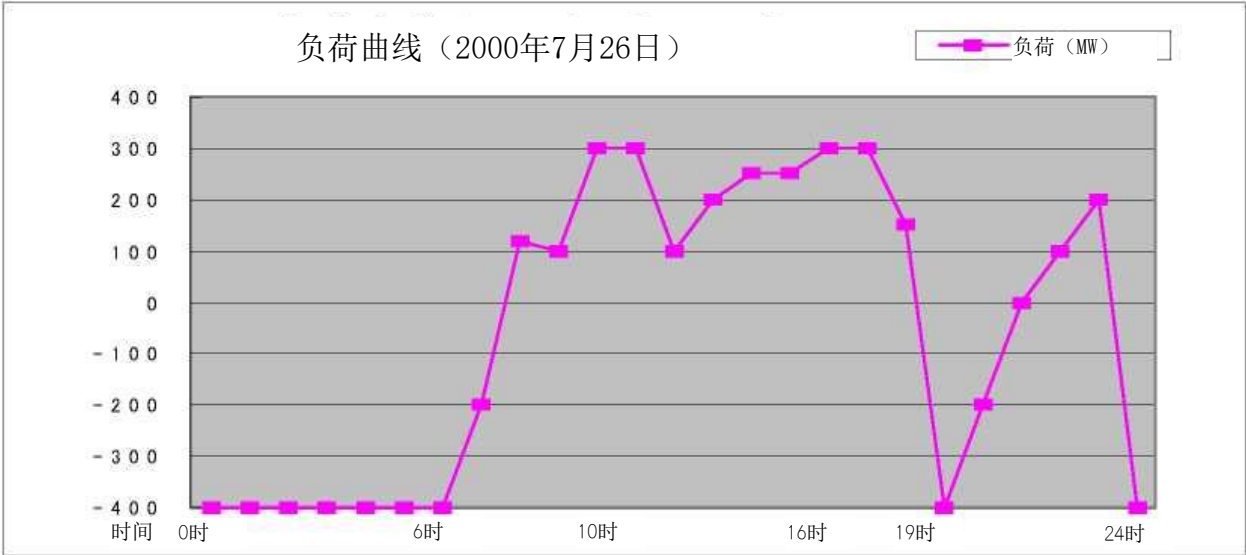
(单位: MW)

|                | 1989年冬  | 1997年冬 | 1998年冬 | 1999年冬 | 2000年冬 |
|----------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| (京津唐地区用电需求)    |         |        |        |        |        |
| 日间用电峰值         | 6,360   | 11,561 | 12,194 | 13,876 | 14,000 |
| 夜间最低需求         | 4,330   | 5,679  | 6,558  | 7,817  | 8,800  |
| 昼夜负荷差距         | 2,030   | 5,882  | 5,636  | 6,059  | 5,200  |
| (京津唐地区的电力来源构成) |         |        |        |        |        |
| 装机容量           | 7,600   | 14,057 | 14,733 | 16,788 | 16,390 |
| (其中火力发电)       | 7,450   | 12,629 | 13,245 | 15,275 | 14,985 |
| (其中水力发电)       | 150     | 1,428  | 1,488  | 1,513  | 1,405  |
| 可供应功率          | 6,450左右 | N. A.  | 12,194 | 13,876 | 15,300 |
| (其中火力发电)       | 6,300左右 | N. A.  | N. A.  | N. A.  | N. A.  |
| (其中水力发电)       | 150左右   | N. A.  | N. A.  | N. A.  | N. A.  |

资料来源:1989年的数据来自项目评估时收集的资料。1997年以后的数据来自华北电力管理局资料。

项目评估阶段（1989年），京津唐地区的发电装机容量为7,600MW，主要为火力发电，而本项目完成后，1997年该地区的电力来源构成发生变化，14,057MW的地区总装机容量中，包括本项目在内的水力发电占10%（1,428MW）。其中，北京十三陵抽水蓄能电站（装机容量800MW）占57%，占比较大。由此可判断本项目为实现京津唐地区的高效供电做出了一定贡献。

此外，北京十三陵发电站的主要任务为调峰，下图为调峰的具体示例之一。由下图示例可知，本电站针对用电高峰期进行供电，具体来说，于夜间抽水（下图中负荷为负的部分），于日间用电高峰时期发电（下图负荷为正的部分）。



2000年京津唐地区冬季日间用电高峰需求与夜间最低需求的差值为5,200MW，而十三陵电站的发电能力为800MW，从理论上讲，可应对15%左右。但据实施单位介绍，十三陵电站除负责调峰之外，在紧急事故备用电源及调频方面同样发挥着重要作用。

### ②发电量

如上所述，十三陵发电站的主要任务是调峰、调频及应对紧急事故，不需要时刻运转。因此表2中北京十三陵抽水蓄能电站的运转情况仅供参考。项目完成的第二年，即1998年之后，发电量以700GWh为中心上下浮动，与项目评估阶段的计划目标（1,183.25GWh）相比，实际完成了不足6成。但毕竟本项目的任务是调峰，所以该运转情况只用作项目运营情况的参考，不能仅通过发电量来评估本项目的效果。

表2 北京十三陵抽水蓄能电站运转情况

| 项目          | 计划目标值    | 完成时(97年) | 1998年  | 1999年  | 2000年  | 2001年(预测) |
|-------------|----------|----------|--------|--------|--------|-----------|
| 供电端电量(GWh)* | 1,183.25 | 584.06   | 687.73 | 685.54 | 746.24 | 730.00    |

资料来源：项目实施单位资料。

(注)\*发电端电量-发电站内电力消耗量

### ③财务内部收益率（FIRR）

立项阶段，以电费收入为收益，以建设资金及运营和维护管理费为成本，按项目周期30年，电费单价为0.25元/kWh计算所得的财务内部收益率为10.3%。本次评估中，采用现行电费单价0.7179元/kWh，在保持2002年至今的收益及成本水平的前提下，重新计算得到的数值为4.3%。FIRR低于最初预测值的原因是，发电量与计划值之间存在差距（如上所述，平均发电量不足计划值的6成）。但抽水发电的利用注重经济效益，会根据电力系统的状态将

抽水成本控制在最小范围,除此之外,会根据电力供需情况的变化确保供电充足或解决多余供电,因此很难仅通过FIRR来评估项目成果。

**(4) 影响:**

关于本项目对环境造成的影响,实施单位委托中国水电水利科学研究院电力环境影响研究中心每年进行2次水质(有害物质含量)监测,监测结果均满足国家环境标准,没有问题。

另外,关于居民搬迁,搬迁对象居民(38人)于1990年9月之前均搬迁至北京市内,并向其提供住宅,因此居民搬迁方面没有问题。征地方面,由于地质条件的原因,上库面积扩大,导致挖掘之后堆砂场需要的面积大于计划值,因此征地面积与计划相比有所增加。

**(5) 可持续性与独立发展性:**

立项阶段计划本项目的运行、运营及维护管理由华北电业管理局<sup>4</sup>负责,建设完成后其下属机构北京十三陵蓄能电厂成立,于是该部分业务由北京十三陵蓄能电厂负责(该厂为纯国有资本企业)。北京十三陵蓄能电厂共有职工70人,将相关机构职工(81人)计算在内,则职工总人数为151人(截至2001年2月7日)。其中,专科以上学历的职工占7成左右。按照年龄来看,35岁以下职工占6成以上,平均年龄为39.8岁,是一个比较年轻的机构,2000年面向121名职工开展各专业领域的进修、资格考试进修,进修时间总计5,992小时。

每年的维护管理费用约2亿元,且所需预算有保障。检修方面,实施单位每年进行一次为期14天的定期检修(规则规定每年2次,每次7天)。

由以上情况可知,本项目在维护管理体制、技术、预算等方面均未发现特殊问题,可判断今后能够继续保持本项目主要发挥的调峰功能的可持续性 & 独立发展性。

**表3 电费收入及维护管理费的变化 (单位:百万元)**

| 分类    | 1997年  | 1998年  | 1999年  | 2000年  | 2001年(预测) |
|-------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| 电费收入  | 419.33 | 493.75 | 492.18 | 535.90 | 524.10    |
| 维护管理费 | 206.91 | 216.04 | 217.68 | 230.50 | 201.46    |

资料来源:根据实施单位的资料制作。

<sup>4</sup>目前华北电业管理局也叫作中国华北电力集团公司,计划今后统称为“中国华北电力集团公司”。

# 主要计划值与实际值的比较

| 项目                                            | 计划值                                                        | 实际值                                                               |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| ①业务范围                                         |                                                            | 基本没有变化                                                            |
| •上库                                           | 沥青表面防渗型堆石坝（坝高120.0m *坝顶长463.9m）<br>总蓄水容量400万m <sup>3</sup> | 445万m <sup>3</sup>                                                |
| •下库                                           | 钢筋混凝土内部防渗型堆石坝（坝高29m *坝顶长627m）<br>总蓄水容量8,100万m <sup>3</sup> | 7,977万m <sup>3</sup>                                              |
| •发电站                                          | 地下式、装机容量800MW(200MW×4台)                                    | 同左                                                                |
| •水路等                                          | 引水隧洞、调压井、高压管道、排水管道                                         | 同左                                                                |
| •输电线                                          | 220KV 双回路、6km(本电站至昌平变电所)                                   | 同左                                                                |
| ②工期                                           | 1989年1月-1996年12月<br>(96个月)                                 | 1989年1月-1997年6月<br>(102个月)                                        |
| ③项目经费<br>日元贷款<br>国内资金<br>总计<br>其中日元贷款部分<br>汇率 | 130亿日元<br>9亿5,157万元<br>457.34亿日元<br>130亿日元<br>1元=34.4日元    | 129.26亿日元<br>28亿8,502万元<br>561.97亿日元<br>129.26亿日元<br>1元=15.2098日元 |