

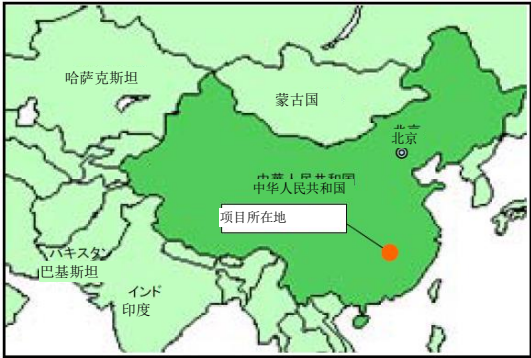
中华人民共和国

江西九江发电厂建设项目（1）（2）

第三方评估人：广岛大学 金子慎治、市桥胜；法政大学 藤仓良

实地考察：2007年9月、2008年3月

1. 项目概要与日元贷款合作



项目位置图



九江发电厂三期工程内部

1.1 项目背景

江西省位于珠江三角洲经济圈，经济发展的起步略晚于经济快速发展的沿海地区。长期以来，江西省内的电力供不应求，一直需要周边省份支援。1990年（12.8TWh）至2000年（20.8TWh）的十年间，江西省的电力消费量年均增长5.0%，之后到2006年（44.6TWh）期间甚至达到了13.6%。另一方面，江西省没有水力发电所需的水位落差较大的河流，缺少适合发展水电的地理条件，而且远离天然气产地。为此，江西省一直重视利用相对便宜的国产煤发展高效环保的火力发电。这导致该省发电总量（43.6TWh）中火力发电的比例高达79.7%（2006年）。

九江发电厂扩建工程即是在上述政策下实施的，本项目是继1983年-1984年一期工程（125MW×2台机组）和1991年-1992年二期工程（200MW×2台机组）之后建设的更大规模、更高效的燃煤发电能力扩建项目。

1.2 目的

在位于江西省北部地区九江市东北约5公里的九江发电厂厂区内，作为三期工程，建设以国产煤为燃料的600MW级（300MW×2台机组）燃煤火力发电厂，以满足江西省在民生、工业、农业方面日益增长的电力需求，为地区经济发展做贡献。

1.3 借款人/实施单位

中华人民共和国政府、中华人民共和国电力工业部

1.4 贷款协议概要

日元贷款承诺额/支付额	(1) 120.3亿日元/113.9亿日元 (2) 175.7亿日元/142.79亿日元
签署政府换文/签订贷款协议	(1) 1995年1月/1995年1月 (2) 1995年10月/1995年11月
贷款条件	利率 (1) 2.6% (2) 2.3% 偿还期限30年（其中宽限期10年） 采购条件：不限定采购国
贷款结束日期	(1) 2002年2月 (2) 2005年12月
主合同 （仅列出10亿日元以上的）	株式会社日立制作所（日本）、伊藤忠商事（日本）、 FOSTER WHEELER ENERGY CORPORATION（美国）（JV）

咨询合同 (仅列出1亿日元以上的)	东电设计(日本)
可行性调查: F/S等	1992年 F/S (二期: 电力工业部华东电力设计院) 1993年 SAPROF 一次调查 1994年 SAPROF 二次调查

2. 评估结果 (评级: A)

2.1 相关性 (评级: a)

2.1.1 立项阶段计划的相关性

为应对全国范围内电力需求的增长, 国家第八个五年计划(1991年-1995年)计划扩大供电量。之后, 由于预计电力需求将继续增长, 所以第九个五年计划(1996年-2000年)注重以新建高效、大型火力发电厂为主, 发展电力领域。

在国家政策的影响下, 江西省第九个五年计划(1996年-2000年)以积极推动以火力发电厂为主的供电基础设施建设, 促进工业化和城市发展为目标, 计划新建3000MW的发电厂(包括九江发电厂三期工程在内)。当时, 江西省计划每年增加7%左右的电力投资, 即便如此, 由于电力需求增长较快, 预计缺电状况会持续存在。本项目的实施可满足增长的电力需求, 有助于地区经济发展, 故本项目具有很高的重要性。

2.1.2 评估阶段计划的相关性

国家第十一个五年计划(2006年-2010年)以及国家能源发展第十一个五年计划(2006年-2010年)都积极推动建设大型、高效环保型火力发电厂。

江西省第十一个五年计划(2006年-2010年)以电源多元化为目标, 重点推进火电项目建设, 以应对持续增长的电力需求。另外提出了到2010年新增电力装机5000MW以上, 总容量突破1.2万MW的发展目标。然而, 第十一个和第十二个五年计划期间, 省内建设的电厂全部投运后, 再加上采购的外省电力, 依然无法满足省内的电力需求, 预计2010年和2015年装机容量的缺口将分别达到850MW和4750MW。这表明包括电厂建设在内的电力部门的发展需求依然高涨。故计划在本项目建设的九江发电厂建设四期扩建工程。

综上所述, 本项目的实施在立项和后评估两个阶段, 与国家规划、发展政策、发展需求高度吻合, 项目实施的相关性非常高。

2.2 效率 (评级: b)

2.2.1 成果

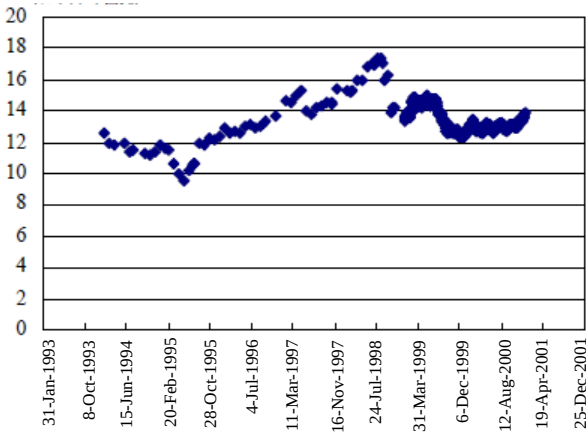
本项目基本按计划完成最大输出功率350MW×2台机组(九江发电厂第5、6号机组)的燃煤火力发电厂及其附属设施的建设。计划阶段, 曾拟定在厂区内预留安装烟气脱硫装置的场地, 实地考察阶段发现6号机组已完成该装置的安装(2007年8月), 5号机组目前正在安装, 预计2009年1月投运。

2.2.2 工期

本项目计划的工期为1995年1月至2000年1月, 共61个月, 实际则是1995年1月至2003年12月, 共107个月, 超出计划46个月(计划比175%)。实际工期延长的主要原因包括: ①汇率波动以及因手续繁杂导致招

图1 汇率变化
(日元/人民币)

标的准备工作及具体实施花费了一定时间；②1998年至1999年期间，全国范围内出现暂时性的电力供大于求的情况，国家发展改革委员会因此冻结了全国电厂的建设工程施工许可审批工作。由于上述原因①，原计划的15个月准备期（截至招标和提交工程施工许可申请）延长至26个月。由于上述原因②，实际耗时21个月才获得建设工程施工许可。



（资料来源：IMF, International Financial Statistics Online）

虽然项目工期有所延长，但获得工程施工许可之后，项目的实施非常迅速高效，其中，发电机的安装施工原计划30个月完成，实际只用了24个月。

考虑到上述原因②属于大幅超过项目实施单位职责范围的外部因素，本后评估决定在评估项目工期时不考虑上述原因②导致的延迟，确定实际延迟25个月（计划比141%）。

2.2.3 项目经费

项目经费方面，当初的计划值是477.35亿日元（其中日元贷款296亿日元），而实际经费超出计划，为548.98亿日元（其中日元贷款256.7亿日元），是计划值的115%。实际经费超支的主要原因包括：①工期延长期间物价上涨；②法律修订后，居民搬迁费用及征地相关补贴等提高；③汇率波动。

综上所述，本项目经费略高于计划，工期超过计划140%左右，故效率评估为中等。

2.3 有效性（评级：a）

本后评估比较了项目运用效果指标的计 划值与实际值，确定了项目的定性效果，重新估算了项目内部收益率。根据上述分析，可判断本项目的实施基本取得了计划效果，有效性评估为高。具体分析内容如下：

2.3.1 九江发电厂的运转状况

使用火力发电项目的运用效果指标，将项目实施单位制定的九江发电厂三期工程发电设备相关的计划值与实际值进行了比较，具体内容如下表1所示。

表1 九江发电厂三期工程运用效果指标的计 划值与实际值比较

指标名称	(单位)	项目完成时的目标值 (5号机、6号机)	2003		2004		2005		2006	
			5号机	6号机	5号机	6号机	5号机	6号机	5号机	6号机
最大输出功率	(MW)	300-350MW×2台机组	350	350	350	350	350	350	350	350
送电端发电量	(GWh/年)	4,550	2,260		3,913		3,571		3,889	
设备利用率	(%)	74.2	45.9	29.4	66.5	69.1	59.6	64.2	63.7	70.6
运转率	(%)	74.2	62.8	37.2	91.0	92.0	80.8	83.0	84.2	87.9
厂用电率	(%)	6.5	5.7		5.9		5.6		5.5	
发电端热效率	(%)	41.1	45.8		49.0		46.8		46.7	
各因素导致的停运时间	人为错误	(小时/年)	N/A	0	0	0	0	0	0	0
	机械故障	(小时/年)	N/A	2,102	1,216	13.2	3.1	163.5	3.1	0
	计划停运	(小时/年)	N/A	377.8	426.5	0	321.6	725.1	589.3	326.7
各因素导致的停运次数	人为错误	(次/年)	N/A	0	0	0	0	0	0	0
	机械故障	(次/年)	N/A	11	8	2	1	1	3	0
	计划停运	(次/年)	N/A	1	1	0	1	1	1	0

资料来源：九江发电厂

(注) 设备利用率=年发电量/(额定输出功率×年小时数)×100

运转率=(年运转小时数/年小时数)×100

厂用电率=(厂年用电量/发电端年发电量)×100

发电端热效率=(发电端年发电量×860)/(燃料年消耗量×燃料发热量)×100

根据立项阶段的计划，送电端发电量目标为45.5亿kWh/年，但由于设备的停机时间因维护检修而延长，导致实际运行时间缩短，故没能完成计划发电量目标。不过，在达到基本接近计划值的水平前，发电量呈逐年增长趋势。另外，基于同样原因，设备利用率虽略低于目标值，但近年逐年增长，已达到接近目标值的水平。

设备运转率维持在高于计划值的水平。厂用电率维持在低于计划值的水平，显示项目得到高效运行。另外，发电端热效率为46.7%（2006年），大幅高于国内电厂的平均值，这表明作为燃煤发电厂，其热效率业已达到发达国家的水平¹。

计划外停运的主要原因是机械故障，未发生过人为因素导致的停运。试运行期间及开始运行时曾因机械故障停运，但目前修理工作已全部完成。另外，尽管意大利生产的燃煤搬运设备故障频发，但项目实施单位采取了一边修理一边运行的方法，力争最大限度减少对发电的影响。

图2 燃煤搬运设备



2.3.2 定性效果

本项目旨在通过缓解江西省电力短缺的瓶颈，促进地区经济发展。九江发电厂三期工程于2002年-2003年开始发电（试运行），因同一时期江西省的电力需求猛增，所以三期项目的建设不仅缓解了江西省电力短缺、依靠外省供电的窘迫局面，还对耗电量大的工业部门以及民生和农业部门的发展做出了重大贡献。另外，稳定的电力供应也为项目所在地九江市的经济、产业和服务业发展做出了贡献，同时项目建设期间雇用了数千名当地居民，对活跃当地的劳务市场也做出了贡献。

2007年冬，中国南方地区遭遇了前所未有的冰雪灾害，各地的电力供应相继中断，在如此混乱的情况下，九江电厂并未停止运行，对稳定电力供应做出了贡献，对维持江西省及九江市的区域经济活动发挥了重要作用。

2.3.3 重新计算内部收益率（IRR）

2.3.3.1 财务内部收益率（FIRR）

以售电收入为效益，以电厂建设的期初投资及维护管理费为费用，以25年为项目周期对财务内部收益率进行了重新计算，得到的结果是9.78%，略低于立项阶段的12.12%。这是燃煤价格上涨导致的，立项阶段计划的燃煤价格是220元/吨，2003年则上涨到427元/吨。另外，立项阶段预计的电价是310元/MWh，而2003年-2006年期间的平均电价是283元/MWh，政策性的低定价因素是电价降低的原因之一。尽管如此，依然可以认为项目的利润率基本维持在一定水平。

2.3.3.2 经济内部收益率（EIRR）

为估算项目产出的间接效益，我们通过受益者调查，确认受益者是否愿意为减少停电和改善空气质量（减少呼吸系统疾病）产出的效益付出一定代价，即支付意愿（WTP）。受益者调查以项目电厂所在的九江市285位市民（有效回答212人）为对象，分别对减少停电次数、减少停电时间的支付意愿（WTP）进行测算，再根据实际减少的停电次数和停电时间测算出效益。基于本项目实

¹世界各国燃煤火力发电厂的发电端热效率（2004年）：日本41.5%、美国36.3%、英国37.8%、德国38.2%、法国39.4%，中国平均为29.8%（资料来源：ECOFYS公司（2007年）发布的《Comparison of efficiency fossil power generation》）

际效益广泛遍及江西省全境的考虑，对经济内部收益率（EIRR）进行测算，得到的结果是12.11%，由此可认为项目具有很好的经济效益。

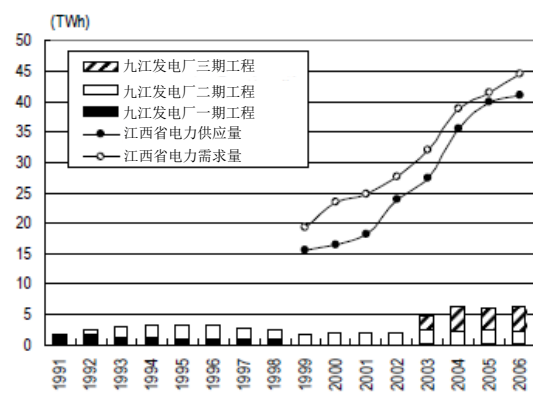
2.4 影响

2.4.1 对奠定经济增长基础的贡献

2.4.1.1 改善电力供需关系

江西省的电力需求量与供应量整体持续增加（参见图3）。图3显示江西全省的电力需求在1999年至2006年期间年均增长12.6%，而同一期间电力供应量则年均增长14.8%，这表明电力供应量的增长超过电力需求量的增长，即便如此，省内的电力供应依然存在缺口，呈现缺电的局面。目前，九江发电厂整体的供电量占江西全省总供电量的17.5%。本项目建设的九江发电厂三期工程的占比为10.0%（2006年），说明本项目对改善电力供需关系做出了一定贡献。

图3 江西省的电力供应量与需求量



（资料来源：九江发电厂）

2.4.1.2 对经济增长的贡献

2000年以后，江西省经济发展速度加快，特别是第二产业取得长足发展，市场份额不断扩大（参见图4、表2）。2000年-2006年期间，第一产业和第三产业的年平均实际增长率分别为7.2%和10.2%，呈现较高的增长态势，而第二产业的发展更为显著，增长率高达20%以上。因此，可以说本项目建设带来的稳定的电力供应对江西省的工业化和经济增长做出了贡献。

图4 江西省三大产业GDP
（亿元：2000年价格）

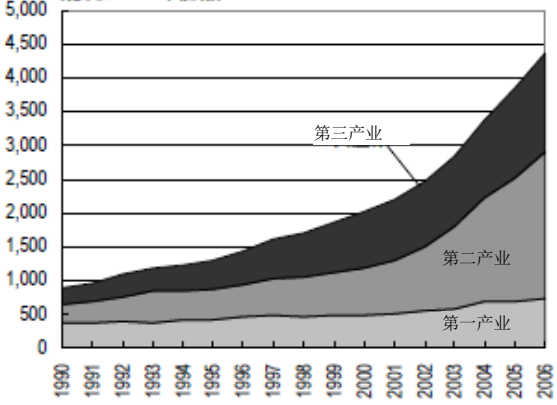


表2 江西省三大产业GDP增长率

	第一产业	第二产业	第三产业	总体
1990-2000	3.1%	9.9%	12.9%	8.6%
2000-2006	7.2%	20.7%	10.2%	13.9%

（资料来源：图4、表2均为历年中国统计年鉴）

因项目电厂所发电量被输送到江西省各地，故可以判断项目对江西全省创造了实际效益。本项目设定的受益者人数为江西省总人口4,339万人²（东京都人口（1,267万）的3.4倍）。

图5 烟气脱硫装置监视器



2.4.2 对自然环境的影响

² 2006年的数值（2007年中国统计年鉴）

2.4.2.1 大气污染物的治理与排放情况

为控制硫氧化物（SO_x）的排放，九江发电厂三期工程原计划使用含硫量0.35%的低硫煤，但实际使用的煤炭的含硫量高于原计划（0.8%-0.9%）。其原因是，面对全国范围内的煤炭紧缺局面，项目实施单位不得不将部分燃煤采购来源从当初签约的大型国有企业调整为中小煤矿。

后评估阶段，三期工程中的6号机组已安装烟气脱硫装置，5号机组则正在安装。烟气脱硫装置的效果十分明显，烟气中硫氧化物（SO_x）的含量从1968.4mg/Nm³（脱硫前）骤降到19.9mg/Nm³（脱硫后，均为瞬时值），脱硫率高达99%（瞬时值）。

安装烟气脱硫装置后，企业便可以通过使用价格低廉、含硫量高的燃煤来降低生产成本。但是，九江发电厂的设计前提是接受并使用铁路运输来的高热量燃煤（价格高但含硫量低），于是，项目实施单位正在计划修改锅炉和燃煤输送设施的设计，以便可以使用价格低廉、通过船舶运输来的四川燃煤（价格低但含硫量高、热量低）。

因使用的燃煤质量有所变化，锅炉温度升高，导致氮氧化物（NO_x）排放量达到800ppm，高于计划值（400ppm以下）。

煤尘控制措施按计划实施，引进高性能电除尘器控制排放量（<100mg/Nm³），并使用高筒式烟囱（210米以上），煤尘排放量得以控制在100mg/N m³以下。

表3 九江市空气污染状况

（单位：mg/l）

	SO ₂	NO ₂	PM10
2001	0.061	0.039*	0.288**
2002	0.060	0.042	0.176**
2003	0.061	0.038	0.180**
2004	0.089	0.043	0.091
2005	0.072	0.037	0.090
2006	0.071	0.039	0.088
2007	0.045	0.023	0.076
国家排放标准（二级）	0.060	0.080	0.100

注）*为NO_x排放量、**为TSP排放量

（资料来源）九江市环保局

表3是九江市空气污染状况的监测结果。其中，二氧化氮（NO₂）和PM10³控制在国家排放标准（二级）范围内。二氧化硫（SO₂）排放量自九江发电厂三期工程2004年正式投入运营之后有所增加，但2007年的排放量已降至标准范围内。2007年8月6号机组安装的烟气脱硫装置对降低二氧化硫（SO₂）排放量做出了贡献。后评估阶段，5号机组正在安装烟气脱硫装置，由于九江发电厂计划关闭所有厂内未安装烟气脱硫装置的机组（一期工程的1号和2号机组预计2008年第四季度前关闭，二期工程的3号与4号机组关闭时间待定），预计今后二氧化硫（SO₂）排放量将大幅降低。另外，烟气脱硫装置中脱硫反应产生的副产品石膏作为水泥原材料得到循环利用，降低了对环境的负面影响。

图6 水质调查



2.4.2.2 水质污染物的治理与排放情况

项目发电厂排出的废水经过处理后排入长江。表4是九江发电厂三期工程废水排放情况监测结果。排水水质完全达到计划的排放标准，保持了较高的水质。

³ PM（Particulate Matter）10：粒径在10微米以下的颗粒物

表4 九江发电厂三期工程排水监测状况

	PH	SS	COD	BOD
排放标准的计划值*	6-9	70 以下	100以下	30以下
实际排放值	7.8	22	45	17

注)*标准值源自《污水综合排放标准 (Integrated Waste Water Discharge Standard)》

2.4.3 居民搬迁与征地

因为要建设灰场，所以有约300名居民搬迁，征地61.9公顷。由于物价上涨以及根据国家标准的居民搬迁补偿单价提高，实际搬迁费用为4,977万元，大幅超出计划（1,733万元），搬迁补偿费用由政府支付。另外，九江发电厂向当地政府支付了128万元，用于安排搬迁居民的就业，对解决搬迁居民的就业问题做出了贡献。

2.5 可持续性（评级：a）

本项目实施单位的能力与维护管理体制方面均没有问题，具有很高的可持续性。以下是对实施单位的运营和维护管理体制、财务、维护管理情况进行的分析。

2.5.1 实施单位

2.5.1.1 运营和维护管理体制

本项目由国电九江发电厂国电九江发电有限公司负责运营和维护管理，运营维护管理单位的组织结构如图7所示。其中设备管理部负责发电厂整体的运营和维护管理，发电部和修理部以及运输部分别由各部门负责运营。发电部负责一至三期各电厂的运营、管理、监测及技术人员培训；修理部负责所有设备及零部件的定期检查、修理与维护；运输部负责燃煤的储备与质量管理、运煤铁路线的管理。各部门均配备了必要的人员，运营和维护管理体制方面没有问题。

图7 九江发电厂的组织结构图



2.5.1.2 运营和维护管理技术

九江发电厂的设备管理部根据江西省发电厂检修导则，制定了设备检修计划，由修理部定期进行检查维修。另外，设备管理部还会定期调整检修内容。项目单位针对每个设备都制定了检修手册和应急预案等。

制定了完善的培训及进修制度，技术人员每年都会在培训中心或技术学校接受培训。另外，聘请外部讲师在厂内开展校外授课。

各部门技术人员均具备相应的技术资质，其中拥有高级技术证书者86人、中级专业技术证书者343人、初级专业技术证书者403人。另外，检查手册以及人员培训、研究及资质认证等制度、设备齐全，本项目在运营和维护管理技术层面没有问题。

图8 完善操作手册



2.5.1.3 运营和维护管理财务

国电九江发电有限公司2005年至2007年的财务状况如表5所示。2005年-2006年接受德意志银行和光大银行等四家银行的经营指导，开始资本运营，企业利润得以恢复。然而，近年来燃煤价格上涨导致企业利润恶化，但公司稳定确保了维护管理费用，2007年的利润率有所改善。本项目在运营和维护管理财务层面未发现大问题。

表5 国电九江发电有限公司的财务状况

	2005	2006	2007
流动资产（万元）	67,821	70,745	66,409
固定资产（万元）	330,743	308,482	296,574
资产总额（万元）	401,806	382,524	363,045
流动负债（万元）	153,679	109,138	104,485
负债总额（万元）	374,405	340,739	305,931
自有资本（万元）	27,402	41,785	57,115
销售收入（万元）	106,512	112,756	175,140
净收益（万元）	24,944	2,502	7,623
维护管理费用（万元）	1,926	2,205	1,931
流动性比率（%）	44.1	64.8	47.3
净收益与销售额的比率（%）	23.4	2.2	4.4
净收益与总资本的比率（%）	6.2	0.7	2.1

2.5.2 运营和维护管理情况

出现过故障的零部件和存在问题的部分已全部更换或修理完毕。但意大利生产的燃煤搬运设备（动力挖掘机等）频繁发生故障。备用零部件方面，由修理部制定采购计划，由物资部负责采购、分类与保管。存在问题或需要修理的部分均得以妥善修理，没有问题。

另外，编制了员工健康管理手册，并定期组织员工体检。

3. 结论及教训、建议

3.1 结论

综上所述，本项目虽然因工期延长及经费略有增加，导致项目效率评估为中等，但相关性、有效性及可持续性方面均没有问题，因此，对本项目给予非常高的评价。

3.2 教训

在燃煤火力发电厂安装烟气脱硫装置后，即便使用低价、低质（含硫量高）的燃煤，也几乎不会向大气中排放硫磺，可以做到防止空气污染。希望在今后的燃煤火力发电厂建设项目中，在工程设计阶段就考虑安装烟气脱硫装置。

3.3 建议

对项目实施单位的建议：近年，随着燃煤价格上涨，本项目运营和维护管理单位的国电九江发电有限公司的利润有所恶化，希望尽早完成锅炉与燃煤输送设施的设计变更工作，以便可以使用价格低廉、含硫量较高的燃煤。

主要计划值与实际值的比较

项目	计划值	实际值
①成果 - 发电成套设备 - 锅炉、蒸汽轮机发电机 - 变压器 - 运煤装置、灰场 - 主要建筑及辅助建筑 - 集束筒式混凝土烟囱 - 铁路专线 - 纯水制造装置、废水处理装置、油罐 - 工程机械、各种试验装置及工具等 - 咨询服务	300MW级×2台机组的燃煤火力发电厂 2台输出功率300MVA-362MVA、功率因数0.85 - 主变压器360MVA、220/20kV、厂内变压器20/6.3kV - 一套 - 一套 - 高210m 60MM	350MW级×2台机组的燃煤火力发电厂 - 与计划一致 - 与计划一致，但主变压器实际为445MVA 与计划一致
②工期	1995年1月-2000年1月（61个月）	1995年1月-2003年12月（107个月） *项目完成时间为5号、6号机组投入商业运营之时
③经费 日元贷款 国内配套资金 合计 其中日元贷款部分 汇率	296亿日元 181.35亿日元 （15.5亿元） 477.35亿日元 296亿日元 1元=11.7日元（1995年10月立项调查报告）	256.7亿日元 292.28亿日元 （21.18亿元） 548.98亿日元 256.7亿日元 1元=13.8日元 （1998年1月-2005年12月平均汇率）