



国家能源局

监管公告

监管公告〔2018〕2号

浙福特高压交流等十项典型电网工程
投资成效监管报告

浙福特高压交流等十项典型电网工程 投资成效监管报告

二〇一八年三月

为促进电网工程前期科学论证规划,加强对电网工程建设运营的事中事后监管,进一步引导电网企业提升电网工程投资成效和运行实效,按照《国家能源局 2017 年市场监管工作要点》(国能监管〔2017〕81 号)的要求,2017 年国家能源局组织开展了浙福特高压交流等 10 项典型电网工程投资成效监管工作。

一、基本情况

本次监管工作采取“双随机、一公开”抽查方式选取了浙福特高压交流等 10 项典型电网工程(工程名称详见附表 1,文中均采用工程简称),其中特高压工程 4 项、跨省区联网工程 1 项、电源送出工程 2 项、网架加强工程 3 项。同时,对往年检查过的部分典型直流工程进行了“回头看”。在电网企业报送自查报告及相关工程信息的基础上,我局组织相关派出能源监管机构、国家发展改革委成本调查中心、电力规划设计总院、中国电力企业联合会等有关单位从规划落实、运行实效、投资效益等方面对部分工程从投产至 2017 年 6 月的投资成效情况进行了现场核查。

从监管情况来看,大部分工程实现了设计预期的功能,但浙福、哈郑、天一等工程的输电量偏低;大部分工程运行情况总体良好,但溪洛渡、糯扎渡工程输电损耗偏高,哈郑、糯扎渡、溪洛渡工程的部分可靠性指标略低于全国平均水平;全部工程造价均未超核准投资,但浙福、溪洛渡、糯扎渡、溪浙、哈郑工程单项突破核准规模或投资较高;大部分工程建设程序合理,但武川工程在获得核准意见前已违规开工建设。“回头看”工程总体运行良好,运行效益逐步稳定,但大部分直流工程平均利用小时数不足 5000 小时(详见附表 2)。

二、存在问题

(一) 部分工程运行最大功率未达预期,输电效益未充分发挥

部分工程由于负荷预测偏高、市场供需变化较大、工程建设与电源发

展不协调等问题，投运后最大输电功率一直未达预期，输电能力发挥不充分，工程利用小时数偏低，输电效益未充分发挥。

专栏1:

1. 哈郑工程设计输送容量为800万千瓦，然而自2014年1月27日投产以来最大输送功率一直低于设计水平，维持在500万千瓦以下。2014-2016年实际利用小时数分别为1650、3136、4033小时。

2. 工程核准文件明确浙福工程是“为提高华东电网供电可靠性，加大接受区外电力能力，满足福建与浙江联网送电需要”。工程投产以来，发挥了一定的联网功能，但输电能力发挥不充分，2015、2016年实际运行最大功率分别为135、170万千瓦；年平均功率分别为18.28、19.46万千瓦，仅分别为设计能力的3.6%和3.8%；年利用小时数保持在较低水平，2015、2016年分别为314、334小时。

3. 天一工程实际最大输电功率为53.5万千瓦，仅为设计能力的27.3%；2016年送电约22.8亿千瓦时，累计利用小时数1163小时，利用率不足。

(二) 部分重大直流工程发生强迫停运，部分可靠性指标低于全国平均水平，运行效率有待进一步提升

哈郑、溪浙、糯扎渡、溪洛渡工程出现部分阀组强迫停运和单极强迫停运的情况，部分年度的强迫能量不可用率偏高，工程可靠性指标偏低。

专栏2:

1. 2015年，溪浙发生阀组强迫停运1次，停运时间3.880小时，单极强迫停运2次，停运时间246.24小时，强迫能量不可用率1.42%，高于0.523%的同期全国水平。

2. 2016年，哈郑发生阀组强迫停运1次，停运时间14.45小时，单极强迫停运1次，停运时间25.08小时，强迫能量不可用率0.18%；糯扎渡发生阀组强迫

停运3次,停运时间143.03小时,单极强迫停运3次,停运时间162.1小时,强迫能量不可用率0.3%;溪洛渡单极强迫停运3次,停运时间82.45小时,强迫能量不可用率0.3%。上述三个工程年度的能量不可用率均高于0.061%的同期全国水平。

(三) 个别直流接地极工程存在建设过程中方案多次调整、建成运行后与油气管道工程相互影响等问题,导致相关电源送出受限,工程自身运行方式受限、短时输电能力下降

个别直流接地极工程由于建设进度受阻、方案多次调整导致投产时间晚于计划近两年,造成同期建设的水电站发电能力受限。部分建成运行后的直流接地极工程与临近的油气管道工程存在相互影响,尤其在负荷集中的发达地区,难以通过地理空间避让的方式消除彼此干扰,导致直流工程运行方式受限,灵活性降低,输电损耗增加,短时输电能力下降。

专栏3:

1. 由于糯扎渡工程送端接地极建设进度受阻、方案多次调整,导致预期2012年汛前投产单极(250万千瓦),2013年汛前投产双极(500万千瓦)的时间推后,实际投运时间比计划滞后18-20个月。2013年9月此工程最大输电功率125万千瓦,至2015年5月最大输电功率逐步提升至500万千瓦,比计划滞后1-2年,导致2012年9月至2013年9月糯扎渡电站65~325万千瓦电力无法送出;2013年9月至2015年4月期间,约250万千瓦的电力无法送出。

2. 溪洛渡工程、溪浙工程接地极与油气管道距离较近,为控制故障后接地极入地电流对油气管网的影响,需限制接地极运行方式,快速压减40%~60%的直流功率,造成短时输电能力明显下降,系统调控难度和风险相应大幅增加。

3. 受油气管线影响,在单极运行方式下,直流线路需按金属回线方式运行,

增加运行损耗。2013~2016年，溪洛渡工程单极运行时间较长，工程综合损耗达7.6%，高于规划预期的5%；糯扎渡工程2013~2016年综合损耗6.2%，高于预期的3.8%。

（四）部分工程智能化关键设备可靠性不足，未发挥应有作用

国网公司部分智能变电站试点项目中部分智能化关键设备存在质量和运行可靠性不高等问题，目前处于停用或减少使用状态。

专栏4:

乐事工程属于国网公司第一批智能变电站试点项目，按照智能化方案进行建设，比同时期同规模的普通非智能变电站增加投资约1500万元（包括合并单元等智能化关键设备投资）。由于合并单元等智能化关键设备存在质量和运行可靠性不高等问题，2015年国网公司发文取消了330千伏及以上智能站合并单元配置，目前国网公司新建智能变电站已停用或减少使用这些设备；已投产的变电站也在计划整改中，整站拆除增加了停电时间。

（五）个别工程使用效率低，容量电费比重偏高

浙福工程由浙江、福建两省联网部分和浙江省内网架加强部分构成。国家电网公司目前采用两部制电价方式在华东全网收取电费，由于使用效率低，容量电费比重偏高。

专栏5:

浙福工程目前是按照两部制电价向华东四省一市收取电费，其中容量电费为21.5亿元/年、电量电费为20元/兆瓦时，2015、2016年电量电费仅占容量电费的1.49%、1.59%。

（六）部分工程单项突破核准规模或投资较高，产生不合理成本

按照《输配电定价成本监审办法（试行）》（发改价格〔2015〕1347号）要求，计入定价成本的费用应当符合输配电服务的合理需要，影响定价成本水平的主要经济、技术指标应当符合行业标准或者公允水平。部分工程存在单项突破核准规模或投资水平较高现象，由此产生的不合理成本，不应全额计入输配电准许成本。

专栏6:

1. 根据核准意见，在糯扎渡工程和溪洛渡工程共计列南方电网（广州）特高压试验研究/检修基地工程（简称试验基地）费用4亿元，实际决算金额4.3亿元，超出核准投资，并且全部投资仅在糯扎渡工程计划。此外，试验基地中的试验大厅等设施未较好发挥预期功能，且承接了额外的工作内容，产生了经济效益，形成了相应投资回收途径。因此需在电价成本中对相应资产进行甄别和拆解。

2. 浙福、溪浙、哈郑工程分别发生11937万元、5171万元、4918万元研究试验费，其中“设备质量控制方法及体系研究费”、“输电关键技术科普宣传方案研究费”等部分项目需进行输配电成本的甄别。

（七）个别工程未核先建，建设管理不够规范

武川工程于2013年9月获得核准，但于2012年5月开工建设，该工程在未获得政府核准的情况下提前开工建设，不符合国家和行业政策，不利于输配电网络科学有序发展。

三、监管意见

（一）总结重大工程经验，进一步加强工程前期论证，重视工程投资效益

电网企业应在总结有关重大工程经验基础上，全面科学做好新建项目

前期可行性论证工作，特别是结合国民经济和地方发展实情认真做好负荷预测工作，科学分析电磁环网对电网稳定和输电能力的影响，全面论证重大工程落点对送受端网架的冲击，充分论述工程投运后面临的风险和瓶颈，客观评估工程投运后实际能达到的输送能力，为国家科学全面决策提供有益参考，避免工程实际投产后的低效运行。

此外，电网企业在工程前期论证时，应按照输配电价相关政策，科学研究投资的回收方式，降低投资风险，提高投资效益。

（二）加强直流工程运维体系建设，不断提升工程运行实效

电网企业应加强在运直流工程的强迫停运原因分析总结，针对共性问题提出解决方案。提高直流工程的运维管理能力，完善直流工程运行控制策略，降低工程强迫能量不可用率，确保工程可靠性指标，不断提升工程运行实效。

（三）加强与政府及行业间沟通协调，实现工程预期输电能力

电网企业应联合相关行业积极开展课题研究，加大研究投入，深入分析并妥善解决直流工程与油气管道的交叉影响等问题。加强工程前期工作的深度和主动性，做好与当地政府及油气行业的统筹协调，提前处理敏感问题，确保工程按期投产，安全可靠、经济高效运行。

（四）控制工程附属费用及建设规格，降低输配电成本

电网企业应在项目立项时严格论证工程建设中存在多种形式的附属费用的必要性和投资回收方式，如突破核准规模增列项目、突破单项核准投资、增设非电相关设施费用、列支大量研究试验费等，及时总结工程实施后的运行成效和投资决算情况，有效降低输配电成本。

同时，应规范电网工程建设成本参考标准，合理控制工程建设规格。充分总结经验，加强对智能变电站试点等新技术研究，遵循“技术攻关一批、试验示范一批、推广应用一批”的原则，待示范成熟再推广应用。

（五）规范工程运维成本管理，建议单独设立工程成本台账

电网企业应按照现行的输配电价核定原则，为电网工程单独设立工程运维成本台账，按电压等级和工程合理分割运维成本，提升工程管理水平，便于输配电成本核定。

（六）加强电网建设事中检查，完善项目管理体系

电网企业应加强对工程建设规模、工期进度、设计方案、招标采购等内容合法合规性的事中检查，严格执行相关法律法规、产业政策、国家和行业标准等，规范工程建设程序，不断完善项目管理体系。

附表 1

典型电网工程项目基本情况表

序号	工程名称(工程简称)	工程类型	投产年	电压等级(kV)	核准投资(亿元)	概算投资(亿元)	决算投资(亿元)	隶属单位	起经止省市
1	浙北~福州特高压交流输变电工程(浙福工程)	特高压	2014	1000	188.71	180.09	164.93	国网	浙江—福建
2	哈密南—郑州±800kV 特高压直流输电工程(哈郑工程)	特高压	2014	±800	231.26	197.62	186.39	国网	新疆—甘肃—宁夏—陕西—山西—河南
3	溪洛渡左岸—浙江金华±800kV 直流输电工程(溪浙工程)	特高压	2014	±800	238.55	196.93	183.88	国网	四川—贵州—湖南—江西—浙江
4	糯扎渡电站送电广东±800kV 直流输电工程(糯扎渡工程)	特高压	2014	±800	159.93	153.37	135.20	南网	云南—广东
5	兰州东~天水~宝鸡 750kV 双回输变电工程(兰州东工程)	跨省区联网	2014	750	34.81	33.26	31.20	国网	甘肃~陕西
6	溪洛渡电站送电广东±500 千伏直流输电工程(溪洛渡工程)	电源送出	2014	±500	171.78	159.77	140.56	南网	云南—贵州—广西—广东
7	民勤红沙岗风电基地 330kV 送出工程(红沙岗工程)	电源送出	2015	330	0.34	0.31	0.27	国网	甘肃
8	唐山乐亭 500kV 输变电工程(乐亭工程)	网架加强	2015	500	9.45	7.16	6.16	国网	河北
9	内蒙古武川~察右中旗~汗海 500kV 输变电工程	网架加强	2014	500	7.12	6.80	6.03	内蒙	内蒙古
10	浙江 500kV 天一~春晓Ⅲ回输变电工程	网架加强	2015	500	3.53	3.38	2.65	国网	浙江

附表 2

直流工程经济效益分析表

序号	工程名称	电压等级 (千伏)	输电能力 (万千瓦)	年平均利用小时数(小时)			
				2014 年	2015 年	2016 年	平均值
1	宁东工程	±660	400	7053	7394	7315	7254
2	云广工程	±800	500	5964	5678	5237	5626
3	贵广二回	±500	300	5168	5369	5808	5448
4	锦苏工程	±800	720	4894	5294	5324	5171
5	呼辽工程	±500	300	5067	5144	4972	5061
6	糯扎渡工程	±800	500	——	4592	5290	4941
7	向上工程	±800	640	4870	4763	5095	4909
8	溪洛渡工程	±500	640	——	4161	4677	4419
9	溪浙工程	±800	800	——	4157	4592	4375
10	哈郑工程	±800	800	——	3136	4033	3585
11	德宝工程	±500	300	3320	4092	2562	3325

注： 1. 序号 1-5、7、11 共 7 项为“回头看”工程，6、8-10 共 4 项为本次监管核查工程；

2. 表中平均利用小时数是采用各工程运行效益相对稳定后的数据计算。