

“疆电入川”直流输电电压等级及导线截面选型

唐 权¹, 邓盈盈¹, 戴松灵¹, 朱国俊¹, 宋福龙²

(1. 四川省电力公司电力经济技术研究院, 四川 成都 610041;

2. 国网北京经济技术研究院, 北京 100052)

摘要: 采用加拿大 Teshmont 公司推荐公式和 Kimbark. E. W 推荐公式计算, 并通过年费用分析法进行综合经济性比较, 选择“疆电入川”直流输电电压等级为 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 。采用经济电流密度公式, 计及电晕、电磁环境和可听噪声等约束, 进行“疆电入川”直流输电导线截面选择。对选取导线进行线路经济性分析, 并针对不同的线路长度、上网电价、计算年限变化进行敏感性分析, 推荐导线截面为 $8 \times 1\ 000\ \text{mm}^2$ 。

关键词: 疆电入川; 电压等级; 导线截面; 综合经济性

Abstract: By adopting the calculation formulae proposed by Teshmont Co. and Kimbark. E. W, and comparing their economical efficiency, the voltage class of HVDC transmission project from Xinjiang to Sichuan is determined to be $\pm 1\ 100\ \text{kV}$. Using the formula of economic current density and considering the restrains of corona, electromagnetic environment and audible noise, the cross-section of conductor is determined too. The economical efficiency of the adopted conductor is analyzed, the sensitivity analysis of the different line length, on-grid power tariffs and calculation period change is carried out, so the cross-section of conductor is recommended to be $8 \times 1\ 000\ \text{mm}^2$.

Key words: HVDC transmission project from Xinjiang to Sichuan; voltage class; conductor cross-section; economical efficiency

中图分类号: TM744 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)01-0019-06

0 引言

四川能源结构的特点是富水缺煤、丰气少油, 最大的供电特点则是丰枯矛盾突出, 即丰水期因为用电不完而弃水, 枯水期则缺电拉闸。“疆电入川”是从支撑四川“十二五”经济发展考虑, 依据目前平衡偏紧、丰枯矛盾加剧的供电形势而提出的解决四川能源供需矛盾的方案, 采用大容量、远距离“点对点”输电, 即建设特高压直流输电线路从新疆送 10 GW 电力进入四川。

由于直流输电通过晶闸管元件或阀桥串联可获得不同的电压和电流, 直流输电的标准电压等级国际上尚无完整的标准体系, 而是针对每一个直流工程的具体情况, 进行额定电压的选择。

文献 [1] 针对目前世界上电压等级最高 ($\pm 800\ \text{kV}$) 的直流输电工程, 详细介绍了开展特高压直流输电关键技术试验的相关研究, 包括电磁环境研究、空气间隙绝缘特性研究、带电作业研究、污秽四川省电力公司科技项目(川电发展 [2012]75)

外绝缘特性研究、特高压设备运行特性和设备长期带电考核等。文献 [2] 根据中国电网特点和特高压交直流建设情况, 探讨了 $\pm 1\ 000\ \text{kV}$ 特高压直流在中国电网发展中应用的可行性, 并分析了基本配置方案和经济性。文献 [3] 提出了为直流输电系统划分电压等级标准化序列的思想, 确定了电压等级序列组成, 比较各电压等级的经济性, 得出各自的适用范围。文献 [4] 提出了 $\pm 1\ 000\ \text{kV}$ 特高压直流输电技术研发思路, 研究了 $\pm 1\ 000\ \text{kV}$ 直流输电在各种情况下的系统适应性和研究重点, 分析了换流站设备和线路的技术可行性, 提出了从换流站造价、线路造价和能源价格方面分析 $\pm 1\ 000\ \text{kV}$ 特高压直流输电技术经济优势的研究思路。

“疆电入川”送入电力应主要满足成都地区负荷供电, 同时兼顾川东北的负荷发展需要。输电距离为 2 500 ~ 3 000 km, 远景输电规模超过 100 GW, 输电容量大、距离长, 采用 $\pm 800\ \text{kV}$ 直流输电线损率将超过 10%, 损耗过大, 客观上也要求采用更高电压等级直流输电^[5]。根据公式推导选择“疆电入川”直流输电电压等级, 并通过综合经济比较研究

“疆电入川”的导线截面选择。

1 按经验公式计算直流输电电压

采用加拿大 Teshmont 公司推荐公式如下。

$$U_d = K \cdot P^{\frac{1}{2}}$$

式中 U_d 为双极直流线路对地电压, kV; K 为常数, 取 11.5; P 为直流输送功率, MW。

根据该公式, 直流经济输电电压只和输送功率有关。不同输送容量的估算直流输电电压如表 1。

表 1 依据输送容量估算的直流电压

输送功率 P /MW	5 000	5 500	6 000	8 000	10 000
直流电压 U_d /kV	813.2	852.9	890.8	1 028.6	1 150

根据高压直流输电工程专家 Kimbark, E. W 推荐的公式, 直流经济输电电压与输送容量及输电距离有关。

$$U_d = \sqrt{\frac{1000P \cdot L}{3.398L + 1.408P}}$$

式中 K 为常数, 取 11.5; P 为直流输送功率, MW; L 为送电距离。

不同输电容量与输电距离所估算的直流输电电压如表 2。

表 2 根据输电容量与输电距离估算的直流输电电压
单位: kV

输电距离 L /km	输送功率 P /MW			
	5 500	6 000	8 000	10 000
1 000	702.6	711.7	738.7	756.4
1 500	801.5	815.1	856.4	884.4
2 000	869.8	887.2	941.2	978.8
2 500	920.2	940.9	1 006.1	1 052.3
3 000	959.1	982.6	1 057.6	1 111.7

比较上述两表的计算结果可以看到, 两者的计算结果有一定差异, 但对于直流送电 10 000 MW 输电距离在 2 500 km 左右时, 二者的结果很接近, 都为 1 100 kV 左右。

2 ±800 kV 与 ±1 100 kV 直流输电综合经济性

2.1 基本原理

采用年费用分析法研究 ±800 kV 与 ±1 100 kV 直流输电的经济性。年费用比较是一种基于等产出

效益对比投入的技术经济分析方法^[6]。不同输电电压等级造价随着输电距离变化的速度不同, ±800 kV 与 ±1 100 kV 电压等级间存在一个临界经济距离。该方法针对产出效益相等的不同技术方案, 将各方案的初投资和运行成本费用等所有支出折算为年费用, 进行比较, 年费用低的方案经济性好。

年费用计算模型如图 1。

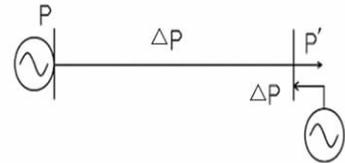


图 1 年费用计算模型图

其中 P 为送端输送功率; ΔP 为损耗; P' 为受端到网功率。因不同技术方案输电损耗不同, 为实现等产出比较, 考虑受端补充装机, 提供损耗电量。

工程费用主要包括建设投资、运行维护费用、送端购电费用以及受端补充装机的购电费用。其中, 建设投资为工程投产前发生, 一次性投入, 按照折现率折算为年值; 运行维护费用在工程投产后每年都会发生, 运行维护费用按照工程固定资产原值的一定比重(称运行维护费率)估算; 受端补偿线损购电费用按照受端上网电价与线损电量乘积估算, 考虑到该费用中包含了电厂利润、税金等, 属于国民经济转移支付范畴, 因此, 根据电厂平均水平在受端上网电价中予以扣除。

2.2 计算方法

(1) 计算工程年费用

$$C_{\text{annual}} = C_{\text{proj-annual}} + C_{\text{oper}} + C_{\text{oper}} + C_{\text{in}} + C_{\text{to}}$$

式中 C_{annual} 为年费用; $C_{\text{proj-annual}}$ 为投资年值; C_{oper} 为年运行维护费; C_{in} 、 C_{to} 为送端、受端的购电费用。

其中, 投资年值 $C_{\text{proj-annual}} = C_{\text{proj}} \times \frac{i \times (1+i)^N - 1}{i \times (1+i)^N}$

年运行维护费 $C_{\text{oper}} = A_{\text{fixed}} \times R_{\text{oper}}$

送端购电费用 $C_{\text{in}} = P_{\text{in}} \times C_{\text{apa}} \times H_s$

受端购电费用 $C_{\text{to}} = P_{\text{to}} \times C_{\text{apa}} \times \delta\% \times \tau$

式中 C_{proj} 为工程投资; i 为折现率; N 为运营期; A_{fixed} 为固定资产原值; R_{oper} 为运行维护费率; P_{in} 为送端上网电价; C_{apa} 为线路额定容量; H_s 为线路利用小时数; P_{to} 为送端上网电价; $\delta\%$ 为功率线损率; τ 为损耗利用小时数。

(2) 计算单位容量年费用

$$C_{\text{annual-u}} = \frac{C_{\text{annual}}}{C_{\text{apa}}} = \frac{C_{\text{proj-annual}} + C_{\text{oper}} + C_{\text{in}} + C_{\text{to}}}{C_{\text{apa}}}$$

式中 $C_{\text{annual-u}}$ 为年费用; C_{apa} 为线路额定容量。

由于不同电压等级上网电价相同,单位容量购电费用相同,送、受端的购电费用可互抵简化为

$$\begin{aligned} C_{\text{in}} + C_{\text{to}} &= P_{\text{in}} C_{\text{apa}} H_s + P_{\text{to}} C_{\text{apa}} \delta\% \tau \\ &= P_{\text{to}} C_{\text{apa}} (H_s + \delta\% \tau) \end{aligned}$$

单位容量年费用即为

$$C_{\text{annual-u}} = \frac{C_{\text{proj-annual}} + C_{\text{oper}}}{C_{\text{apa}}} + P_{\text{to}} (H_s + \delta\% \tau)$$

2.3 基本配置方案与基础参数

以国家电网公司研究提出的直流电压等级序列基本配置方案为基础,进行直流线路的经济性比较研究。

表3 直流电压等级序列的基本配置方案

额定电压 /kV	额定电流 /A	额定容量 /MW	导线截面 /mm ²	电流密度 / (A·m ⁻²)	接线方式
±800	4 500	7 200	6 × 1 000	0.89	双12脉动
±1 100	4 500	10 000	8 × 900	0.70	双12脉动

2.3.1 投资参数

根据基本配置方案和造价分析结果采用典型方案参与比较计算。其中,考虑直流线路工程的地理条件,高电压等级考虑高山大岭地形和覆冰比重较高。

2.3.2 利用小时

大型水电年平均发电利用小时数约为4 700 h,考虑水火调剂,直流输电利用小时可以达到5 000 h以上。火电利用小时通常在5 000 h以上,个别缺电地区火电利用小时超过6 500 h。中国未来直流输电工程利用小时数估计可达到5 000 ~ 6 000 h。因此,年费用计算中采用利用小时数5 500 h,对应的电能损耗利用小时数为3 600 h。

2.3.3 上网电价

四川地区火电标杆上网电价平均为0.45元/kWh,选取0.45元/kWh作为基础参数。

2.3.4 其他参数

根据文献[7]和电价体制改革试点的工作经验,运行期按25年计算,折现率取8%^[8],参照电力规划设计指标取值,运行维护费用按总投资的1.8%计。

2.4 计算结果

基于基础参数,计算并对比±800 kV与±1 100 kV典型方案年费用临界经济距离约2 300 km,小于2 300 km ±800 kV直流输电经济,大于2 300 km ±1 100 kV直流输电经济。

3 ±1 100 kV 特高压直流导线截面选择

架空送电线路导线截面一般按经济电流密度选择^[9],根据电晕、电磁环境和可听噪声等约束进行校核,并考虑节能降耗的因素。对超高压、特高压线路,电晕、电磁环境和可听噪声往往成为选择导线截面的主要决定因素。

3.1 经济电流密度

导体的经济电流密度公式为

$$J = \frac{I_{\text{max}}}{S} = \sqrt{\frac{(C + C_0) \alpha \times 10^3}{A \rho \tau \beta}}$$

其中 I_{max} 为第一年导体最大负荷电流; S 为最佳经济截面; C 为年维修折旧费系数; C_0 为设备投资系数与资金偿还率之和; α 为单位截面积、单位导线长度导线价格; ρ 为导线电阻率; τ 为最大负荷损耗利用小时数; β 为电价; A 为运行损耗系数。在导线材料和最大负荷利用小时数一定的情况下,经济电流密度与 $\sqrt{\alpha/\beta}$ 成正比。

从国内外直流工程的情况看^[5],直流线路的电流密度通常都在1 A/mm²左右,容量越大,线路越长,所选择的电流密度相对要小些。通常直流输电工程利用小时数为4 000 ~ 6 000 h,按照现行标准经济电流密度取为(0.9 ~ 1.1) A/mm²,则根据现阶段与标准制定年代的价格参数,铝导线的合理电流密度应在(0.59 ~ 1.05) A/mm²范围区间之内。

3.2 导线选择的技术约束

3.2.1 子导线截面的选择

导线的选择主要包括分裂数和子导线截面两个部分。其中,导线分裂数的选择主要基于技术、环境等约束,根据工程的电压等级和走廊要求实际确定。而子导线截面的确定除考虑技术约束外,应当尽可能按照已有标准序列进行选取,充分利用现有成熟技术,降低研发费用,缩短制造周期。

中国宁东—山东直流输电线路已采用1 000 mm²导线,大截面导线的采用,不仅可以减小线路损耗,还可以降低输电线路的表面场强、无线电干扰和可听噪声等。为适应中国快速增长的电力需求、

降低输电损耗、提高线路输送能力,在导线截面选取时也充分考虑了大截面导线成功研发的可能,针对各电压等级列出了 LGJ-800/55 子导线、LGJ-900/70 子导线和 LGJ-1000/45 子导线作为可选方案进行比较。

3.2.2 电晕约束

电磁环境是直流输电线路设计、建设和运行中必须考虑的重大问题,直接和输电线路的电晕特性有关。直流输电线路的电晕现象主要包括电晕损失、无线电干扰和可听噪声等。

直流电晕损失主要与导线表面场强和天气有关,在直流输电导线选择时,适当增加导线分裂数和子导线截面可减小导线表面场强,降低线路的电晕损失。 ± 1100 kV 直流线路导线截面电晕损失计算如表4所示。

表4 ± 1100 kV 直流线路不同导线截面电晕损耗计算结果

电压等级/kV	导线型号/mm ²	电晕损耗/(kW·km ⁻¹)			
		大雨	好天气 (干导线)	大雨/好天气 电晕损耗之比	综合 损耗
± 1100	8×800	29.79	12.03	2.48	13.81
	8×900	29.53	11.82	2.50	13.59
	8×1000	29.31	11.69	2.51	13.45

注:按大雨10%、好天气90%考虑,得到综合损耗结果。

根据电晕约束, ± 1100 kV 线路宜采用8分裂及以上导线。

3.2.3 电磁环境和可听噪声等约束

表5给出了 ± 1100 kV 直流线路采用各导线截面时,正极性导线对地投影外20m的可听噪声和无线电干扰场强(80%/180%值)。

表5 ± 1100 kV 直流线路可听噪声和无线电干扰计算结果

导线型号	8×800	8×900	8×1000
可听噪声/dB(A)	42.95	41.34	39.93
无线电干扰场强 (dB·μV ⁻¹ ·m ⁻¹)	47.94	47.58	47.33

适当增加导线分裂数和子导线截面,有助于限制输电线路的无线电干扰和可听噪声。根据电磁环境和可听噪声约束 ± 1100 kV 子导线采用800 mm² 截面以上均能满足要求。

3.3 输电损耗分析

直流输电损耗包括两端换流站损耗、直流输电线路损耗和接地极系统损耗3部分。接地极系统损

耗很小,通常可以忽略不计。直流输电线路损耗是直流输电损耗的主要部分,对于远距离直流输电工程而言更是如此。两端换流站的设备类型繁多,它们的损耗机制又各不相同,目前所采用的方法是通过分别测试和计算换流站内各主要设备的损耗,然后将这些损耗相加得到换流站的总损耗^[10]。通常换流站的损耗约为换流站额定功率的0.5%~1%^[11],本次研究中将其取为0.75%,两端换流站损耗合计为1.5%。

3.4 线路经济性分析

综合考虑上述因素, ± 1100 kV 电压等级可选导线截面:8×800 mm² 导线、8×900 mm² 导线、8×1000 mm² 导线。

以上导线截面均在铝导线的合理电流密度范围之内。考虑到大截面导线等新技术未来达到成熟水平(即不考虑示范工程中新技术研发相关成本)以及电价的上涨趋势,与目前已达到的成熟技术方案相比,更大截面导线经济性更好、损耗更低。下面通过年费用方法将线路损耗折算为经济值,对不同电压等级采取不同导线截面进行比较。

(1) 直流线路造价的测算方法

线路工程造价包含线路建设本体投资和其他费用,本体费用由架线工程、杆塔工程、基础工程、土方工程和附件工程5部分构成,其中架线工程、杆塔工程、基础工程3部分为主要构成部分,占本体费用80%左右。

本报告采用对不同电压等级、不同导线截面和分裂根数的线路的主要工程量指标(导线、铁塔、基础)进行估算,结合已建和在建的直流线路工程,参考500 kV 交流线路工程的费用构成(交直流线路的费用构成,概算编制是一致的),测算出架线工程、杆塔工程、基础工程3部分的单位造价。

按照预算编制规定并结合实际工程,测算不同电压等级其他费用占本体费用的比例,计算出各电压等级直流线路工程单位综合造价。

(2) 直流线路工程量的测算

导线工程量计算是根据导线截面、分裂根数计算不同截面和分裂根数的导线单位公里重量。

导线荷载作为杆塔负荷,是杆塔重量测算的基础,计算不同截面和分裂根数的导线在覆冰工况和大风工况下的垂直荷载和水平荷载,作为估算直线塔重量的基础。同时,根据对地距离、导线弧垂、绝

缘子串长估算杆塔平均呼称高度。

根据荷载计算结果,估算不同电压等级典型直线塔和耐张塔的重量、基础混凝土量、基础钢材量。

以已建、在建和设计中的±500 kV、±800 kV工程的相关资料为基础,分析其费用的构成,以及各部分费用所占的比例,尤其是架线工程、杆塔工程、基础工程与单位公里导线重量、杆塔重量、基础混凝土量、基础钢材量的关系,估算出架线工程、杆塔工程、基础工程的单位公里造价,见表6。

本工程费用测算是参照交流500 kV线路典型造价架线工程、杆塔工程、基础工程3项占本工程的比例^[12];其他费用测算是参考已建呼辽直流、向上直流、锦苏直流等工程概算投资确定,估算出直流线路单位公里造价结果如表7。

表6 ±1 100 kV 架线工程、杆塔工程、基础工程的单位公里造价

单位: kV、万元/km

序号	电压等级	导线型号	分裂根数	架线工程	杆塔工程	基础工程
1		LGJ-800/55	8	96.0	190.8	56.1
2	±1 100	LGJ-900/75	8	107.0	210.2	65.6
3		LGJ-1000/45	8	119.1	233.5	74.5

表7 ±1 100 kV 直流线路单位公里造价

单位: kV、万元/km

序号	电压等级	导线型号	分裂根数	本体费	其他费	综合费用
1		LGJ-800/55	8	428	247	675
2	±1 100	LGJ-900/75	8	475	265	740
3		LGJ-1000/45	8	521	286	807

(3) 不同地形和覆冰条件下投资变化范围

参考电网工程限额设计控制指标,可得不同地形的调整系数指标如下。±500 kV线路在全国分布较广,线路通过重冰区的比例较小,按照平均地形估算综合造价;±800 kV和±1 100 kV直流线路考虑实际工程主要为西南山区至华东送电线路,参照金沙江—华东、锦屏送出工程的地形比例和覆冰情况,地形比例如表8。

表8 ±1 100 kV 不同地形的调整系数

地形	平地	河网	丘陵	山地	高山
比例	1.03	1.02	1.17	1.50	1.28

途经20 mm冰区约为10%,20 mm以上冰区约为3%,综合考虑覆冰对整个工程造价的影响系数为1.13。

按上述条件测算出的综合单位造价范围如表9

所示。

表9 ±1 100 kV 电压等级不同截面导线综合单位造价范围

单位: kV、万元/km

序号	电压等级	导线型号	分裂根数	综合费用
1		LGJ-800/55	8	648~712
2	±1 100	LGJ-900/75	8	710~772
3		LGJ-1000/45	8	765~845

3.5 敏感性分析

“疆电入川”特高压直流工程目前还处于规划阶段,线路长度、受端销售电价等均存在不确定性。针对不同的线路长度、上网电价、计算年限变化进行敏感性分析,以保障研究结论具有良好的适应性。

(1) 线路长度变化

对于线路长度减少200 km,研究各种导线截面的经济性。

表10 ±1 100 kV 电压等级不同截面导线经济比较表

(长度2 400 km、电价0.45元/kWh、计算年限25年)

项目	导线型号		
	LGJ-8×800	LGJ-8×900	LGJ-8×1 000
电晕损耗/MW	33.1	32.6	32.3
电阻损耗/MW	440	398	358
换流站损耗/MW	150	150	150
总损耗/MW	623	581	541
电能损耗/MWh	2 389 450	2 233 490	2 087 990
线路投资/万元	1 620 000	1 776 000	1 936 800
换流站投资/万元	1 970 000	1 970 000	1 970 000
总投资/万元	3 590 000	3 746 000	3 906 800
大修维护费/(万元·a ⁻¹)	70 880	73 532	76 266
能损费/(万元·a ⁻¹)	107 525	100 507	93 960
年运行费/万元	178 405	174 039	170 225
年费用/万元	514 712	524 960	536 210
投资差/万元	0	156 000	316 800
年运行费差/万元	0	-4 366	-8 180
年费用差/万元	0	10 248	21 497

从计算结果可知,线路长度减少8×1 000 mm²导线年费用较8×800 mm²导线差值减少。

(2) 电价变化

对于电价增加到0.5元/kWh和0.6元/kWh,分别研究各种导线截面的经济性。

从计算结果可知,电价增加8×1 000 mm²导线年费用较8×800 mm²导线差值减少,经济性更好。

(3) 计算年限变化

将计算年限从25年提高至40年,计算各种导线

截面的经济性。

表11 ±1 100 kV 电压等级不同截面导线经济比较表
(长度2 600 km、电价0.5元/kWh、计算年限25年)

项目	导线型号		
	LGJ - 8 × 800	LGJ - 8 × 900	LGJ - 8 × 1 000
电晕损耗/MW	35.9	35.3	35.0
电阻损耗/MW	477	431	388
换流站损耗/MW	150	150	150
总损耗/MW	663	616	573
电能损耗/MWh	2 543 570	2 374 620	2 216 990
线路投资/万元	1 755 000	1 924 000	2 098 200
换流站投资/万元	1 970 000	1 970 000	1 970 000
总投资/万元	3 725 000	3 894 000	4 068 200
大修维护费/(万元·a ⁻¹)	73 175	76 048	79 009
能损费/(万元·a ⁻¹)	127 179	118 731	110 850
年运行费/万元	200 354	194 779	189 859
年费用/万元	549 307	559 564	570 963
投资差/万元	0	169 000	343 200
年运行费差/万元	0	-5 575	-10 495
年费用差/万元	0	10 257	21 656

表12 ±1 100 kV 电压等级不同截面导线经济比较表
(长度2 600 km、电价0.6元/kWh、计算年限25年)

项目	导线型号		
	LGJ - 8 × 800	LGJ - 8 × 900	LGJ - 8 × 1 000
电晕损耗/MW	35.9	35.3	35.0
电阻损耗/MW	477	431	388
换流站损耗/MW	150	150	150
总损耗/MW	663	616	573
电能损耗/MWh	2 543 570	2 374 620	2 216 990
线路投资/万元	1 755 000	1 924 000	2 098 200
换流站投资/万元	1 970 000	1 970 000	1 970 000
总投资/万元	3 725 000	3 894 000	4 068 200
大修维护费/(万元·a ⁻¹)	73 175	76 048	79 009
能损费/(万元·a ⁻¹)	152 614	142 477	133 020
年运行费/万元	225 789	218 525	212 029
年费用/万元	574 743	583 310	593 133
投资差/万元	0	169 000	343 200
年运行费差/万元	0	-7 264	-13 760
年费用差/万元	0	8 567	18 390

从计算结果可知,计算年限增加 $\delta \times 1\ 000\ \text{mm}^2$ 导线年费用较 $8 \times 800\ \text{mm}^2$ 导线差值减少,经济性有所提高。

对于直流输电来说,电压等级越高,受到电晕约束、可听噪声、电磁干扰等电磁环境约束较大,而大截面导线虽然电流密度略小,经济性略差,但在电磁环境方面影响较小;此外,从节能降耗角度,由于高电压等级输电距离较远,虽然投资和年费用有所增

加,但大截面导线的降损效果较好,在电价上涨情况下大截面导线经济性改善会更为明显。因此,建议“疆电入川”直流工程导线截面选择 $8 \times 1\ 000\ \text{mm}^2$ 。

表13 ±1 100 kV 电压等级不同截面导线经济比较表
(长度2 600 km、电价0.45元/kWh、计算年限40年)

项目	导线型号		
	LGJ - 8 × 800	LGJ - 8 × 900	LGJ - 8 × 1 000
电晕损耗/MW	35.9	35.3	35.0
电阻损耗/MW	477	431	388
换流站损耗/MW	150	150	150
总损耗/MW	663	616	573
电能损耗/MWh	2 543 570	2 374 620	2 216 990
线路投资/万元	1 755 000	1 924 000	2 098 200
换流站投资/万元	1 970 000	1 970 000	1 970 000
总投资/万元	3 725 000	3 894 000	4 068 200
大修维护费/(万元·a ⁻¹)	73 175	76 048	79 009
能损费/(万元·a ⁻¹)	114 461	106 858	99 765
年运行费/万元	187 636	182 906	178 774
年费用/万元/年	500 015	509 457	519 934
投资差/万元	0	169 000	343 200
年运行费差/万元	0	-4 730	-8 862
年费用差/万元	0	9 442	19 919

4 结 论

(1) 通过加拿大 Teshmont 公司、高压直流输电工程专家 Kimbark. E. W 分别推荐的公式计算,“疆电入川”直流输电电压等级应选择为 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 。

(2) $\pm 800\ \text{kV}$ 与 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流输电综合经济性比较表明,直流输电距离超过 $2\ 300\ \text{km}$, $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 电压等级经济性更优,“疆电入川”直流工程初步估计线路长度约 $2\ 500\ \text{km}$,因此,建议“疆电入川”直流输电电压等级选择为 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 。

(3) 经综合技术经济比较及敏感性分析,“疆电入川”直流输电导线截面推荐选择为 $8 \times 1\ 000\ \text{mm}^2$ 。

参考文献

- [1] 张文亮,于永清,李光范,等. 特高压直流技术研究[J]. 中国电机工程学报,2007(22):1-7.
- [2] 张文亮,周孝信,郭剑波,等. $\pm 1\ 000\ \text{kV}$ 特高压直流在我国电网应用的可行性研究[J]. 中国电机工程学报,2007,27(28):1-5.

(下转第32页)

管理及分析工作的需求,采用 J2EE 技术架构、B/S 模式的体系结构,基于 OMS 平台,利用 Java 语言和 Web 服务综合集成方案设计开发了继电保护全生命周期信息管理及统计分析模块。与传统的继电保护信息管理系统相比,所设计的模块在如下方面进行了改进。

(1) 从统计分析角度出发,数据结构设计严格遵照《运行评价规程》的细节要求;

(2) 结合一次设备接线方式的特点以及继电保护设备的配置原则,提供便捷的记录录入方式,大幅提高数据录入速度;

(3) 结合继电保护专业特点提供设备数量、时间属性、线路保护通道、设备类型等信息的校核功能,确保数据填报的准确性;

(4) 以保护设备台账为对象,贯穿其生命周期内的全部动作、缺陷、检修、反措、技改等信息,同时将各类信息与保护设备台账关联综合展示,便于工作人员及时、全面地掌握设备情况;

(5) 充分考虑继电保护专业日常管理工作的实际需要,实现了分析结果图形化展示以及分析报告的一键式生成,可为开展设备技术改造、实施“反措”等工作提供科学的数据支撑;

(6) 提供基本信息、信息管理、运行状态监控、数据同步、多系统数据服务交互、多层级软件动态更新等组件,多种类型组件可任意组合配置,从而全面支持用户的多方位需求。

参考文献

[1] DL/T 623-2008 电力系统继电保护及安全自动装置

(上接第 24 页)

[3] 刘振亚,舒印彪,张文亮,等. 直流输电系统电压等级序列研究[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(10): 1-8.

[4] 刘泽洪,高理迎,余军,等. ±1 000 kV 特高压直流输电技术研发思路(英文)[J]. 中国电机工程学报, 2009 29(22): 76-82.

[5] 国网北京经济技术研究院,中国电力科学研究院. 直流输电电压等级序列研究[R]. 北京: 国家电网公司, 2008.

[6] 张文泉. 电力技术经济评价理论、方法与应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

[7] 电力工业部. 电网建设项目经济评价暂行办法[Z].

运行评价规程[S].

[2] 沈晓凡,舒治淮,刘宇,等. 2007 年国家电网公司继电保护装置运行情况[J]. 电网技术 2008, 32(16): 5-8.

[3] 贾长朱,王剑峰,刘力丰,等. 基于 Web 的电力系统继电保护远程分布式信息管理系统的设计与实现[J]. 继电器 2000, 28(10): 65-68.

[4] 陈月从,林俐,杨东,等. 基于 Java 技术的跨平台图形化继电保护管理信息系统的研究与开发[J]. 继电器, 2005, 33(18): 15-19.

[5] 李艳涛,栗然,赵敏. 基于 Web 的继电保护管理信息系统研究与实现[J]. 电力自动化设备 2003, 23(11): 41-43.

[6] 郭挺,谢敏,刘明波,等. SVG 和 Ajax 技术在电网分析及辅助决策支持系统中的应用[J]. 电力系统保护与控制 2012, 40(4): 83-89.

[7] 李国庆,潘振波,王丹,等. 基于 C/S 与 B/S 混合架构的配电地理信息系统[J]. 电网技术 2009, 33(6): 102-106.

[8] 唐婧. 基于 J2EE 的数据发布系统设计与实现[J]. 煤炭技术 2011, 30(12): 180-181.

作者简介:

王云丽(1981)女,硕士,工程师,任职于四川电力调度控制中心;

张烈(1984)女,硕士,工程师,研究方向为电力系统继电保护;

申华(1978)女,硕士,工程师,研究方向为计算机科学技术。

(收稿日期:2012-11-15)

北京: 电力工业部,1998.

[8] 国家发展改革委,建设部. 建设项目经济评价方法与参数(第三版)[M]. 北京: 中国计划出版社 2006.

[9] DL/T 5092-1999, 110~500 kV 架空送电线路设计技术规程[S].

[10] 李战鹰,任震,陈永进. 直流输电系统网损研究[J]. 电力系统自动化设备, 2007, 27(1): 9-12.

[11] 赵婉君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社 2004.

[12] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程典型造价: 500 kV 线路分册[M]. 北京: 中国电力出版社 2006.

(收稿日期:2012-10-24)