

110~220 kV 电容型电流互感器几种典型故障浅析

高 剑

(泸州电业局, 四川 泸州 646000)

摘 要:提出了对这几种典型故障进行试验、分析、预防及解决的方法,以及一次直流电阻测试、色谱分析、介损测试(特别是高电压介损测试)在电容型电流互感器的过热、受潮、局部放电等故障分析中的重要性。

关键词:电流互感器;典型故障;试验;分析;预防

Abstract: This paper presents the methods of testing and analysis and preventability of several typical faults and the importance of primary resistance measurement, chromatogram analysis and dielectric loss test in overheat, dampening and department charge of capacitive current transformer.

Key words: current transformer; typical faults; test; analysis; prevent

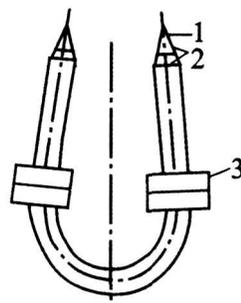
中图分类号: TM451

文献标识码: B

文章编号: 1003-6954(2008)04-0064-06

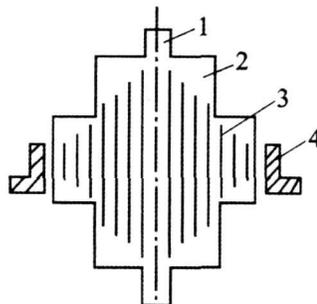
在电力系统中广泛使用了 110~220 kV 电容型电流互感器。这种电流互感器是以电容均压结构作为主绝缘,其技术先进、性能优良,是国内各制造厂普遍生产的定型产品。尽管该型产品在出厂时进行严格的试验检查,但这类产品对其生产材料、工艺、环境、油质的要求十分严格,由于国内各厂在早期(特别是 20 世纪 80 年代中期)受生产条件和当时的技术条件的限制,使生产出的产品存在一定的缺陷,这一时期的电容型电流互感器在电力系统中现在还有大量的在运行。在运行的这类产品中都曾发现过异常和故障情况。因此对这类运行中的电流互感器的故障诊断是十分重要的工作。根据泸州电业局多年现场运行经验和试验分析结果,以故障互感器为实例,对 110~220 kV 电容型电流互感器一次回路过热、受潮、局部放电等几种典型故障进行了详细的分析,提出了对这几种典型故障进行试验、分析、预防及解决的方法。

连,外层接地,构成一个同心圆柱形的电容器串。这些电容器的每层极板面积相等,各层间绝缘厚度相等,故每个电容器的电容量相等。其基本结构如图 2。



1—原线圈 2—电容屏 3—副线圈及铁心

图 1 结构原理图



1—电容芯子 2—绝缘层 3—极板 4—法兰套

图 2 基本结构图

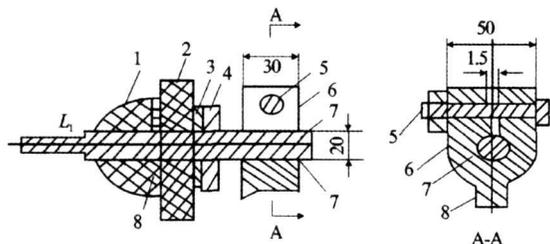
1 电容型电流互感器的结构

电容式电流互感器它的原线圈由扁铜(铝)线弯成“U”字形,主绝缘是多层电缆纸和很薄的铝箔每层交替间隔制成的电容型绝缘。其电容型绝缘全部包裹在“U”字形的原线圈上,缠绕紧密。在电容型绝缘外分别绕有副线圈的铁心,结构原理图如图 1 所示。电容型绝缘层间有电容屏,电容屏内层与原线圈相

2 典型故障分析

2.1 一次导电回路过热故障

电容型电流互感器的一次导电回路由一次外接线板、内接夹件、一次线圈及变比外部改接板等组成。由表 1 可见,一次导电回路发热(泸州电业局在 1999~2000 年发生多次),均是通过在色谱分析或预检时发现。其中 LB 型占绝大部分。LB 型电流互感器桩头内外结构示意图如图 3。



1-L1 桩头外小瓷套 2-外套 3-密封垫
4-内侧螺母 5-螺栓 6-铝线夹件
7-铜导电杆 8-密封垫 9-一次线圈

图 3 L1 桩头内外结构示意图 (LB 型)

2.2 一次导电回路过热故障原因分析

2.2.1 一次外桩头接触不良

在 1999 年度的色谱分析中发现 171CT-A、173CT-B 总烃未超标且较少,但 CH₄、C₂H₄ 占总烃的绝大部分,并含有少量的乙炔(见表 1),怀疑存在低温过热。在预试检修时经测试发现一次回路电阻较正常值高数倍(见表 1),分解测试内外桩头回路电阻发现为外接线夹接触不良,在通过大电流时发热温度升高,并通过导电杆传入 TA 内部,使油产生低温分解。经处理外接线夹后一次回路电阻恢复到正常值。

由于一次外桩头接触不良而产生的原因主要有以下几种情况:互感器的一次外桩头采用镀银铜板,而外接线采用铜铝设备线夹,两者接触平面不平整,安装时又未修平,随着运行时间增长,接触面间产生氧化层;外桩头接线板的紧固螺栓未拧紧或紧固工艺不当造成接触不良;在用外桩头 L₁、L₂、C₁、C₂ 间的连板更改变比时,未清除这些桩头间连板表面长期形成的氧化层,也未检查和修整接触平面,连接时紧固螺栓工艺不当;每年预防性电气试验拆装引线桩头,因拆装工艺不当或为防止互感器桩头拆装时受力变形,有时只拆除开关侧或刀闸侧桩头,由于导线的自重作用力使互感器引线板弯曲变形。

一次外桩头接触不良温度较高部位在 TA 外部,通过一次导电杆将热量传入 TA 内,所以在 TA 内的温度不太高,因而产生的特种气体也较少,主要为 CH₄、C₂H₄,并可通过一次回路电阻分解测试发现

2.2.2 一次内桩头接触不良

在 1999~2000 年度的色谱分析中发现 173CT-A、151CT-B 的总烃中主要含有乙烯,有的总烃严重超标,后经检查分析均为一次内桩头接触不良。其中 151CT-B 最具有典型意义:该 TA 于 2000 年 1 月投入运行,在当年 8 月 24 日的年度色谱分析中发现异常,并且气体增长速度很快,乙烯占总烃的 60% 左右,乙炔超标。打开 TA 顶盖后发现 L₁ 的内侧螺母松动,用手也可轻易拧下,内侧密封垫已部分碳化并有明显放电痕迹。分析为 L₁ 的内侧螺母出厂未拧紧或在运输途中松动,在运行中由于电动力的作用内侧螺母更加松动,从而使该部分回路电阻增大,在通过运行电流时严重发热使油分解和产生局部放电。

由于一次内桩头接触不良而产生的原因主要有以下几种情况:收紧螺栓松动,使一次线圈线夹与外接导电铜杆间松动,因接触不良而过热,螺栓松动的原因是厂方组装时未拧紧或运输振动所致;外接线铜杆与线夹件内接弧面二者不同心,减少了有效接触面;线夹件为铝材,与接线铜杆材料热膨胀系数不同,当一次大电流通过时,两者发热量不相等,而铝线夹夹口单壁较薄,强度不高,易造成铝线夹变形,使接触面内过热,造成恶性循环,引起严重过热;每年预试拆外桩头板引线时,用力不当或工艺不对会使外桩头板转动,带动内接线导电铜杆在线夹内转动,引起接触不良。

一次内桩头接触不良温度较高部位在 TA 内部,严重发热部位浸在油中,使油发生分解并有轻微局部放电,主要特种气体为 C₂H₄,并伴有乙炔。可通过一次回路电阻分解测试发现具体部位,在打开 TA 顶盖后均能轻易找到发热部位,及时处理。

2.2 电流互感器受潮故障

2.2.1 电流互感器进水受潮

电流互感器在运行中由于油箱锈蚀、密封胶垫老化或者金属膨胀器受损等原因造成大气中的水分可轻易进入电流互感器,从而导致电流互感器受潮,这种受潮故障的主要特征为介损和微水超标。外界水分进入电流互感器内部造成的受潮故障在运行中较为少见,并可通过介损测试和微水分析轻易发现。

2.2.2 电容屏受潮故障

电容屏受潮主要原因为电流互感器在出厂之前干燥不彻底,电容屏内层存有潮气,经过多年运行后,潮气不断外渗,导致电容屏主绝缘整体受潮,介损超标。

泸州局在预试检修中发现 220 kV 261CT-B 的介损超标, 历年介损测试及色谱分析见表 2、表 3。从表 2、3 中可以看到虽然 220 kV 261 号 CT-B 的介损超标, 但色谱分析正常, 为了能正确找到 CT 介损超标的原因, 又对 261 号 CT 作了高电压介损试验。具体情况见表 4、表 5、图 4、图 5;

表 1 一次导电回路过热故障色谱及电阻测试表

设备名称	171CT-A	173CT-B	173CT-A	151CT-B	
型 号	LB-110	LB-110	LB-110	LCB-110W	
出厂时间	86.3	86.5	86.5	98.10	
分析时间	1999	1999	1999	200.8.24	200.8.24
CH ₄	17.18	6.60	5.75	112.38	112.38
C ₂ H ₄	6.68	6.86	14.46	206.48	206.48
C ₂ H ₆	16.99	2.49	2.14	38.40	38.40
C ₂ H ₂	0.81	0.00	0.00	4.97	4.97
H ₂	108.01	16.20	0.00	215.46	215.46
CO	302.74	321.64	235.40	187.24	187.24
CO ₂	5 099.05	3 965.92	2 013.90	645.00	645.00
总 烃	41.66	15.95	22.35	362.25	362.25
一次导电回路电阻 (处理前/处理后) μΩ	1 230/392	865/432	1 300/559	三比值: 002, 故障类型: 高温过热 (大于 700°C)	三比值: 002, 故障类型: 高温过热 (大于 700°C)
故障情况	一次外桩头 接触不良	一次外桩头 接触不良	一次内桩头 接触不良	一次内桩头 接触不良	一次内桩头 接触不良

表 2 261CT 色谱及微水分析

设备名称	型 号	出厂时间	分析时间	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	H ₂	CO	CO ₂	总 烃	微水 (10 ⁻⁶)
A	LCLWD 3-220	1985年 7月	1999年	15.19	4.12	3.39	0.00	31.25	620.95	1 590.32	22.70	6
B				11.31	3.31	2.02	0.00	11.73	665.40	1 649.25	16.64	6
C				16.41	3.05	1.36	0.00	30.29	709.69	1 917.10	20.82	5

表 3 261CT 历年 10 kV 试验电压下介损

时间 (年)	1998	1999	1999复测	1998	1999	1999复测
	(tgδ%)			C _x (pF)		
A	0.3	0.4	0.6	824	820	815
B	0.4	0.7	1.5	823	829	817
C	0.3	0.4	0.6	797	803	790

表 4 261CT-A TA 介损试验 (1999.09.15, 多云, 30°C)

电压 (kV)	10	20	30	40	50	60	70	80
lgδ% 电压升	0.53	0.49	0.46	0.44	0.43	0.39	0.35	0.33
lgδ% 电压降	0.53	0.5	0.47	0.45	0.43	0.39	0.36	0.33
C _x (PF) 升	846.5	842	836.4	842.3	842.5	833.2	841.8	834
C _x (PF) 降	844.2	837.6	836.4	833.5	831.6	833.2	841.8	834
lgδ% 最大互差 (升)					-0.2			
lgδ% 最大互差 (降)					-0.2			

表 5 261CT-B 介损试验 (1999.09.15, 多云, 30°C)

电压 (kV)	10	20	30	40	50	60	70	80
lgδ% 电压升	1.49	1.39	1.37	1.3	1.27	1.21	1.14	1.09
lgδ% 电压降	1.51	1.46	1.39	1.3	1.27	1.21	1.14	1.09
C _x (PF) 升	835.4	837.6	836.4	842.3	842.5	846.5	841.8	851.7
C _x (PF) 降	835.4	837.6	836.4	842.3	842.5	846.5	841.8	851.7
lgδ% 最大互差 (升)					-0.4			
lgδ% 最大互差 (降)					-0.42			

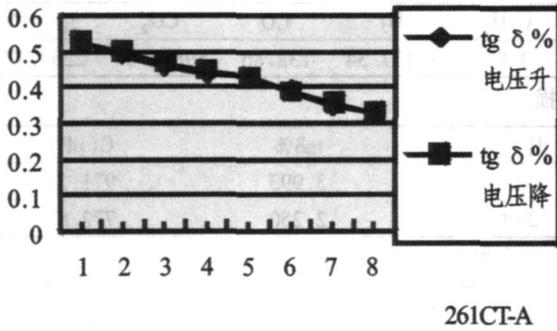


图 4 261CT-A介损电压曲线

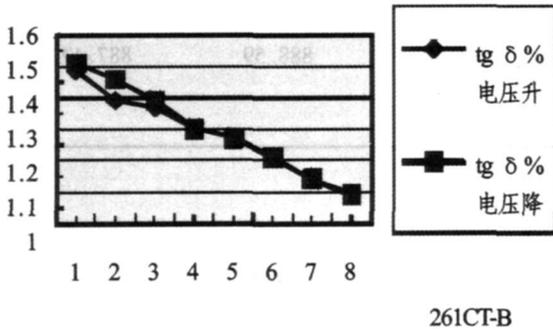
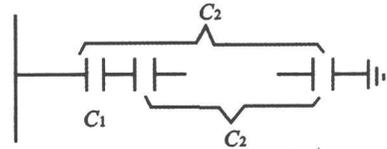


图 5 261CT-B介损电压曲线

根据《电力设备预防性实验规程》DL/T 596—1996 中规定 220 kV 油纸电容型 TA 在常规试验下 ($U_s=10$ kV) 时 $\text{tg}\delta\% \leq 0.8$ 当 $\text{tg}\delta\%$ 随试验电压由 10 kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时, $\text{tg}\delta\%$ 的增量超过 $\pm 0.3\%$, 不应继续运行。由前面的试验数据可以看到, 261 CT B 相 $\text{tg}\delta\% > 0.8\%$, $|\Delta \text{tg}\delta\%| > 0.3\%$, 而 A 相的试验数据合格 ($\text{tg}\delta\% < 0.8\%$, $|\Delta \text{tg}\delta\%| < 0.3\%$)。至于 $\text{tg}\delta\% = f(u)$ 曲线的下降特性, 根据有关资料指出是由于油中离子的迁移, 被纤维阻拦所致, 并指出, 如 $\text{tg}\delta$ 值很大, 且随电压的上升而下降很多, 则必须考虑绝缘污染的问题, 应予报废。西林电桥测得的 $\text{tg}\delta$ 值与电压峰值时的有功电流幅值成正比, 当有功电流波形的谐波分量严重后, 对应于电压峰值时的电流幅值减小, 这时测得的 $\text{tg}\delta$ 值下降。互感器有功电流的谐波分量是由油中离子运动所阻拦而引起的。在交流低电压作用下, 在纸纤维的油层中, 离子沿电场方向的来回运动距离, 小于油层厚度, 纸纤维不能阻拦离子的自由运动, 反映为正弦波的有功电流; 在较高电压作用下, 离子的运动受到纸纤维的阻拦, 表现为谐波有功电流, 显然, 油中离子型杂质 (包括水分) 的增加, 反映为互感器总损耗的有功电流波形的谐波分量加重。由此可以得出结论, 互感器 $\text{tg}\delta$ 值随电压上升而明显下降, 并不代表绝缘特性的好转, 却正是绝缘

劣化的表现。这种现象通过解体实例也发现有些颗粒状杂质。而在试验中互感器的电容量的变化不大, 证明电容屏间的绝缘没有击穿现象。

初步分析为上述故障是由于电流互感器一次对末屏主绝缘电容芯子内部水分杂质由于真空干燥不彻底所致。为什么上述电流互感器在运行了十多年后才表现为电容屏受潮致使介损超标, 这是因为: 电容型电流互感器的主绝缘是由多层电缆纸和很薄的铝箔每层交替间隔制成的电容型绝缘, 如果在出厂前缠绕过程中, 由于外界因素, 如绝缘纸受潮、缠绕绝缘纸的车间湿度大等原因, 而使电容屏受潮, 电容型电流互感器干燥时, 外层绝缘的潮气易于排除, 而内层则不易, 使靠近电容芯子的电容屏内层存有潮气。当内层干燥不彻底而外层可能相对已干燥, 那么进行介损试验时, 如图 6 所示。



C_2 —完好部分电容量 C_x —一次对末屏的总电容量

图 6 C_1 -受潮部分电容量

$$C_x = \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2}$$

$$\text{tg}\delta_x = \frac{C_1 \text{tg}\delta_2 + C_2 \text{tg}\delta_1}{C_1 + C_2}$$

由于 C_1 远大于 C_2 , 则 $\text{tg}\delta_x \approx \text{tg}\delta_2 + (C_2/C_1) \text{tg}\delta_1 \approx \text{tg}\delta_2$, 即测量介损由于干燥绝缘的电容量相对较小 (受潮绝缘由于水分的电容率 ϵ 大, 其相应电容量较大), 此时测得的综合介损主要反映电容量较小的外层干燥部分的介损值, 因而相对较小。且电容量 C_x 值也小于串联元件中最小电容量元件的电容量, 即小于外层干燥部分的电容量。又由于电容屏缠绕紧密, 电容屏内层存有潮气是很难在短对间内散发的, 只有经过多年的运行, 潮气不断外渗, 扩散均匀, 体积增大, 此时介损测量值才不断增加, 介损增加, 损耗也增加; 损耗增加, 发热多, 反而使介损增加得更快, 如此恶性循环, 导致介损急剧增加而至超标。这也是泸州电业局上述电流互感器在运行十多年才表现受潮的原因。

这类故障主要特征为色谱、微水分析正常, 但介损超标, 做高电压介损测试时介损值随电压的升高而降低, 且 $\text{tg}\delta\%$ 的增量超过 -0.3% 。

表 5 绝缘油色谱分析 (单位: $\mu\text{l/L}$)

名称	相别	日期	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	H_2	CO	CO_2	总 烃
131 号	A	7-18	557.91	22.25	1650.73	3.87	15157.34	132.86	89891.64	2234.77

表 6 10 kV 介损

名称	相别	日期	温 度	$\text{tg}\delta\%$	C (pF)
131 号	A	7-18	40°C	3.993	971.31
		7-19	28°C	2.250	772.87

表 7 131 CT-A 高电压介损

电压 (kV)	10	20	30	40	50	60
$\text{tg}\delta\%$ 电压升	1.693	1.955	2.167	2.47	2.888	3.441
$\text{tg}\delta\%$ 电压降	1.684	2.22	2.879	3.413	3.63	3.441
C_x (PF) 升	786.93	859.95	863.47	867.54	876.77	887.49
C_x (PF) 降	862.99	897.21	873.70	882.46	888.59	887.49
$\text{tg}\delta\%$ 最大互差 (升)					+1.748	
$\text{tg}\delta\%$ 最大互差 (降)					+1.757	

2.3 电容芯子内局部放电故障

110 kV 131 CT-A, 为南京电瓷厂 1990 年生产的 LB2-110 型电流互感器, 在进行年度的绝缘油色谱分析时发现总烃严重超标, 马上停电后进行高压试验, 发现其 10 kV 电压下的介损超标, 后又测试高电压介损, 发现介损值随电压和温度的变化而变化很大, 且随电压的上升和下降相对应试验电压点介损不重合, 具体情况见表 5、表 7、图 7。

根据色谱分析, H_2 、 CH_4 为主要特征气体, 并有 C_2H_2 产生, 分析原因是由于运行时间较长 (十多年) 绝缘劣化、电容芯内存在气隙, 气隙在局部固体绝缘介质沿面上的场强达一定数值以上时, 就会引起局部放电。这种放电并不立即形成贯穿性通道, 但长期的局部放电, 会使绝缘的劣化损伤逐步扩大, 形成恶性循环, 最终造成总烃和介损增长较快并且超标, 高电压介损测试结果也印证了这点。

这类故障主要特征为色谱分析异常, 主要特征气体为 H_2 、 CH_4 , 严重的伴有少量 C_2H_2 , 介损超标。做高电压介损测试时介损值随电压的升高而升高, 且 $\text{tg}\delta\%$ 的增量超过 +0.3%, 在试验电压达到局部放电起始电压时, $\text{tg}\delta\%$ 急剧增高, 当逐步降低电压时, $\text{tg}\delta\%$ 将高于各相应电压下的值, 直至气隙放电熄灭, 曲线成为闭合环状。

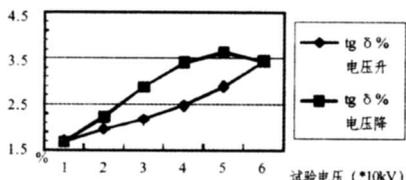
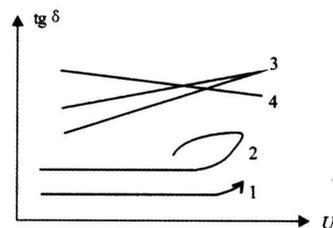


图 7 131CT-A 介损电压曲线



1—正常绝缘 2—电容屏内存在局部放电
3—严重进水受潮 4—电容屏内存在粒子性杂质

图 8 电容型电流互感器 $\text{tg}\delta\% - u$ 曲线

3 结论

通过泸州局遇到的 110~220 kV 电容型电流互感器的故障实例及分析, 可以看到一次直流电阻测试、色谱分析、介损测试 (特别是高电压介损测试) 在电容型电流互感器的过热、受潮、局部放电等故障分析中的重要性。

(1) 一次回路过热故障分为一次外桩头接触不良和一次内桩头接触不良。一次外桩头接触不良表现为色谱分析主要特征气体是 CH_4 、 C_2H_4 ; 一次内桩头接触不良主要特种气体为 C_2H_2 , 并伴有乙炔。一次回路过热故障可通过一次回路电阻分解测试发现具体部位, 及时处理。

(2) 电流互感器受潮故障分为严重进水受潮和电容屏由于在出厂之前干燥不彻底受潮故障。严重进水受潮故障的主要特征为介损和微水超标, 高电压介损测试时 $\text{tg}\delta\% - u$ 曲线如图 5 曲线 3; 电容屏由于在出厂之前干燥不彻底受潮故障主要特征为色谱、微水分析正常, 但介损超标, 做高电压介损测试时介损

值随电压的升高而降低,且 $\lg\delta\%$ 的增量超过 -0.3% , $\lg\delta\% - u$ 曲线如图 8 曲线 4。

(3) 电容芯子内局部放电故障主要特征为色谱分析异常,主要特征气体为 H_2 、 CH_4 ,严重的伴有少量 C_2H_2 ,介损超标。做高电压介损测试时介损值随电压的升高而升高,且 $\lg\delta\%$ 的增量超过 $+0.3\%$, $\lg\delta\% - u$ 曲线如图 5 曲线 2。

参考文献

[1] 周云波. LB-110/220 型电流互感器的异常分析及防止

对策 [J]. 华北电力技术, 1997, (3): 22

[2] 黄伟忠. 电容式电流互感器绝缘劣化的诊断与探讨 [J]. 湖北电力, 2001(3).

[3] DL/T 596-1996. 电力设备预防性试验规程.

[4] 变压器制造技术丛书编审委员会. 互感器制造技术 [D].

作者简介

高剑: 1975 年生, 1998 年毕业于重庆大学高压专业, 工程师, 从事技术管理工作

(统稿日期: 2007. 5. 20)

(上接第 44 页)

关系, 利用这个公式可以得到一个确定变压器调节方式的实用算法。

地区电网和配电网都处于弱环网运行状态, 电压的调整一般通过降压变进行。如图 3 一条典型的馈线, 其中节点 n 的电压幅值在该馈线中最低并且已越下界, 所以需要调节变压器 TR 的档位以消除电压越界。节点 n 是最低电压点, 若调节 TR 的档位使节点 n 的越界消除, 则可以认为整条馈线的电压合格。

设节点 n 的电压调到 V'_n 为合格。假设调节 TR 的档位引起下游的负荷变化可以忽略不计, 则沿节点 n 到根节点 1 的道路上的分叉支路都可以等值在该道路上的功率注入分别标为, $S_i, i=1, 2, \dots, n$ (如图 3 所示)。则节点 1 的电压应被调节到 V'_1 , 根据式 (1) V'_1 可以用如下算法计算:

(1) $i = n$ i 代表节点编号;

(2) $S'_i = S_{i-1} + S_{bi}$ S_{bi} 是支路 i 发点的功率

$$|V'_{i-1}| = \sqrt{|V'_i|^2 + 2(P'_i R_i + Q'_i X_i) + \frac{(P'^2_i + Q'^2_i)(R^2_i + X^2_i)}{|V'_i|^2}}$$

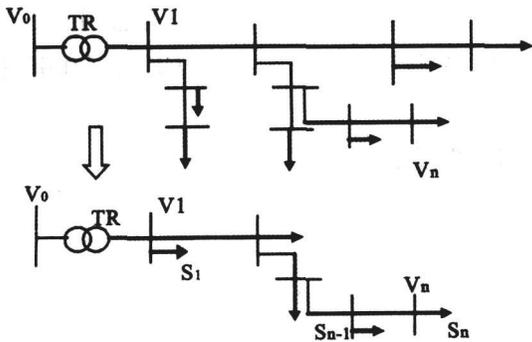


图 3 馈线等值示意图

(3) $S_{b(i-1)} = S'_i + S_{lossi}$ 其中, $S_{lossi} = (R_i + jX_i)$

$\frac{|S_{bi}|^2}{|V_i|^2}$ 是支路 i 的线损;

(4) i 不等于 2 则转 (2);

(5) 计算得到 $|V'_1|$

若认为节点 0 的电压保持不变, 则根据 $|V'_1|$ 就可以算出变压器应调节的档位。

4 小结

根据地区电网辐射状供电的特点, 提出了一种不依赖于状态估计的无功电压控制的实用算法。前面提出的算法可以在调度自动化系统出现局部故障、状态估计结果不可信的情况下, 仍可进行无功电压控制。算法具有较严格的理论基础, 有很强的实用性。

参考文献

[1] Wang S C, Liao W B, Shen K Y, et al Branch-and-bound dispatching for feeder capacitors on distribution system [A]. PowerCon[C], Australia, 2000, 1569-1573.

[2] Hsu Y Y, Kuo H C. Dispatch of capacitors on distribution system using dynamic programming [J]. IEE Proc - C, 1993, 140(6): 433-438.

[3] Ghose T, Goswami S K, Basu S K. Solving capacitor placement problems in distribution system using genetic algorithms. Electric Machines and Power Systems [J], 1999, 27, 429-441.

[4] Chiang Hsiodong, Wang Jincheng, et al. Optimal capacitor placement in distribution systems part I: a new formulation and the overall problem. IEEE Trans on Power Delivery [J], 1990, 5(2): 634-642.

[5] Chiang Hsiodong, Wang Jincheng, et al. Optimal capacitor placement in distribution systems part II: solution algorithms and numerical results. IEEE Trans on Power Delivery [J], 1990, 5(2): 643-649.

(收稿日期: 2008-06-20)