

保证系统稳定的一项技术措施

——振荡起动装置的研究与使用

水电部 蒙定中

摘 要

本文简要的从系统振荡事故初步总结了在继电保护及安全自动装置方面采取的技术措施。其中重点的总结与研究了振荡起动装置的有关问题，以供系统使用时参考。

一、系统振荡及事故有关技术措施

根据国内系统的特点，机组与线路的备用容量小，送电距离长，有的地方联系较弱，稳定储备低，所以系统振荡事故较多。从1959至1969年的11年间，东北主系统发生过振荡9次，平均每年0.8次。1970年以后，在电网发展方面不重视系统稳定问题，没有采取相应的保证稳定的措施，结果系统振荡事故比过去有所增加，1970至1977年的8年中共发生21次，平均每年2.6次。

如何保证系统稳定，主要是加强电网结构，并应有合理的运行方式，另一方面是从电网继电保护及安全自动装置考虑，在这方面东北系统采取过如下的一些技术措施：

1. 整顿改造电网保护，加快故障切除时间发挥重合闸的作用。

近年通过整顿解决距离保护及综合重合闸的误动作问题，提高重合成功率。

加速切除故障与加强可靠性同等重要。为了加速切除对稳定影响严重的线路出口附近的接地故障，装设两个接地一段，减少不必要的中间环节，不论在正常或非全相运行中都能快速动作。为了加速切除对稳定影响严重的的相间故障，除充分利用相电流速断外，还配合制造厂研究使用了快速的距离保护（由发生故障至距离保护装置出口动作为20至30毫秒）。这样对上述故障都可以在0.1秒（包括开关跳闸）左右的时间切除。

2. 由保护发出跳闸脉冲同时起动切机或切负荷，个别水电厂采用另序电流起动切机。一般都是在重合闸不成功时才实行切机，过去在稳定严重的情况下，曾使用过判别线路出口或末端发生相间故障时才自动改为重合前切机。几个火电厂曾试验成功以快速压低机组出力的方法代替切机。

3. 自动解列，对保证安全起良好作用。根据系统的条件，如选择某一线路开关作为解列点，而振荡中心也处在此线路距离一段范围内时，曾简便的取消距离保护的振荡闭

锁，使它兼作振荡解列，收到了良好的效果。当上述条件不能满足时，则装设专用的振荡解列装置，此外，低周与低压解列及方向解列也起到良好作用。

4. 使用其他安全自动装置，如某水电厂装设了线路极限功率自动减载装置和振荡自动减载装置，当线路超过极限功率或发生振荡时，即自动调整水轮机开度限制装置，压低运行机组有功功率。一些发电厂更换使用新的自动调整励磁装置。恢复使用低周减载及低周自起动备用水轮机组等。

上述一些措施虽然发挥了一定的作用，但从振荡事故分析，东北系统在稳定上还是比较薄弱的根据1959至1977年事故分析，有90%的振荡事故只是由于一个单一的却稍为严重的故障或开关跳闸引起，从发生的原因分析：——

保护误动、拒动或动作时间长——7次（23.4%）

运行、调度人员操作错误或运行方式问题——7次（23.4%）

严重故障、如三相短路、母线故障——6次（20%）

发电机励磁系统故障——3次（10%）

其他——3次（10%）

尚有4次（占13.6%）是两个以上的故障引起的系统振荡事故。

根据上述事故，除电网结构，运行方式及操作方面还存在问题需研究解决外，为保证系统稳定的电网保护及安全自动装置技术措施方面也有一些需要进一步解决的问题：——

1. 继电保护动作不够可靠。电压等级愈高，正确率愈低，近年220千伏系统保护正确率只有95%左右，是不能满足安全要求的。

重点的加快故障切除时间仍非常必要，特别是对严重的故障、如母线故障、线路的三相短路、开关拒动及发电机励磁系统故障等，从保护角度还需研究措施解决。

2. 没有充分发挥电网安全自动装置的作用，特别是对直接防止系统振荡及系统失步后使其迅速恢复的自动装置研究及使用很不够。例如过去在系统运行中，仍临时采取连锁的方法，即某一开关跳闸时连锁使另一开关跳闸等，有的甚至不加任何的判别元件，以防止过负荷或系统振荡。实践证明，这种方法要随同运行方式的改变而改变，有的地方要运行人员操作的压板很多，使运行工作复杂、不安全、又使二次回路混乱。1970年以来曾因这样的问题发生了8次误动作。因此这种人工操作的方式应用可靠的自动装置代替。

3. 切机措施不完善

切机措施在过去是保证稳定的主要措施之一，曾发挥了一定的作用，实践证明这种方法还很不完善。因为保护起动跳闸时，系统不一定发生振荡，而系统振荡时保护不一定起动跳闸，结果往往造成不必要的切机，而当系统振荡确实需要切机时又不能切机。从1959年以来的振荡事故分析可以有如下的事实证明这一点：——

相邻线路或更远处故障引起水电厂机组发生振荡，机组开速，未能切机——4次

水电厂双回线中的一回线路双侧开关由于保护或二次回路原因误跳闸，引起另一回线发生振荡，机组开速，未能切机——3次

水电厂双回线中的一回线故障，本侧重合成功，但对侧重合不成功，使另一回线发生振荡，机组升速，因重合成功未能切机——2次

水电厂环并运行的一条线路开关一相跳闸，运行人员手切三相开关，引起另一回线振荡，机组升速，未能切机——1次

个别水电厂使用保护范围伸过本线路的零序电流起动切机，虽然可以反映相邻线路的故障，但必将更多的造成不必要的切机。即使使用远方跳闸装置传送切机信号，但上述的该切机而不能切机的问题仍然不能彻底解决。

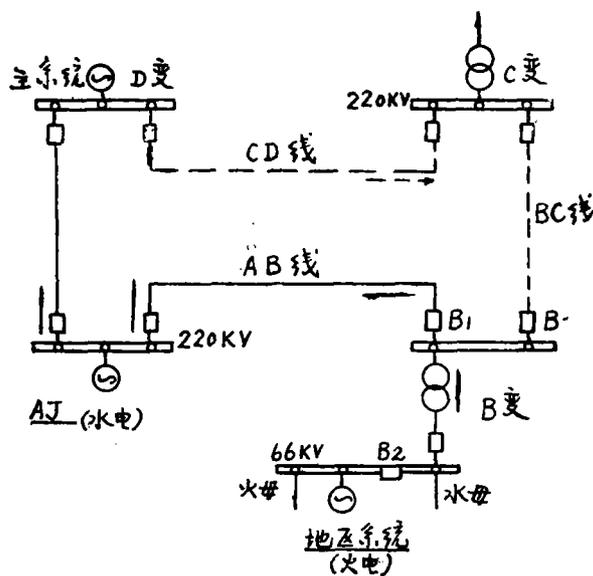
为了解决系统稳定问题，需要在总结事故及运行经验的基础上，进行必要的计算分析工作，全面研究保证稳定的各种措施。在实践中，我们认为目前系统很缺乏能准确根据振荡以发出执行有关措施命令的振荡起动装置（或称失步检测装置）。下面重点的总结与研究这种装置的有关问题，以供系统设计使用及运行整定试验作参考。

二、初期振荡起动装置的装设与运行情况

随着系统发展，在系统设计同时，必须考虑为保证系统稳定的相应措施，否则很可能造成大面积停电或系统瓦解事故。下面举某部分系统的实例说明这个问题，同时说明这一振荡起动装置的装设与运行情况。

在图一系统的BC线未建成以前，B变只由单回线受电，当时选择 B_2 开关作为解列点。由于在AB线路故障，保护动作时也是切除同一 B_2 开关，所以简便地取消了B变AB线路距离保护的振荡闭锁装置，这时距离保护既是线路保护，又是振荡解列装置。过去在多次AB线上发生振荡，都能迅速解列，保证了B地区系统负荷不受损失。但在CD及BC线建成以后，原有距离保护必须在AB线故障时切除 B_1 开关，因而不能兼任振荡时解列使用。而在系统设计时也没有考虑新的振荡解列措施，结果在1970至1973年220千伏AB线发生了6次振荡，每次都引起大面积停电。

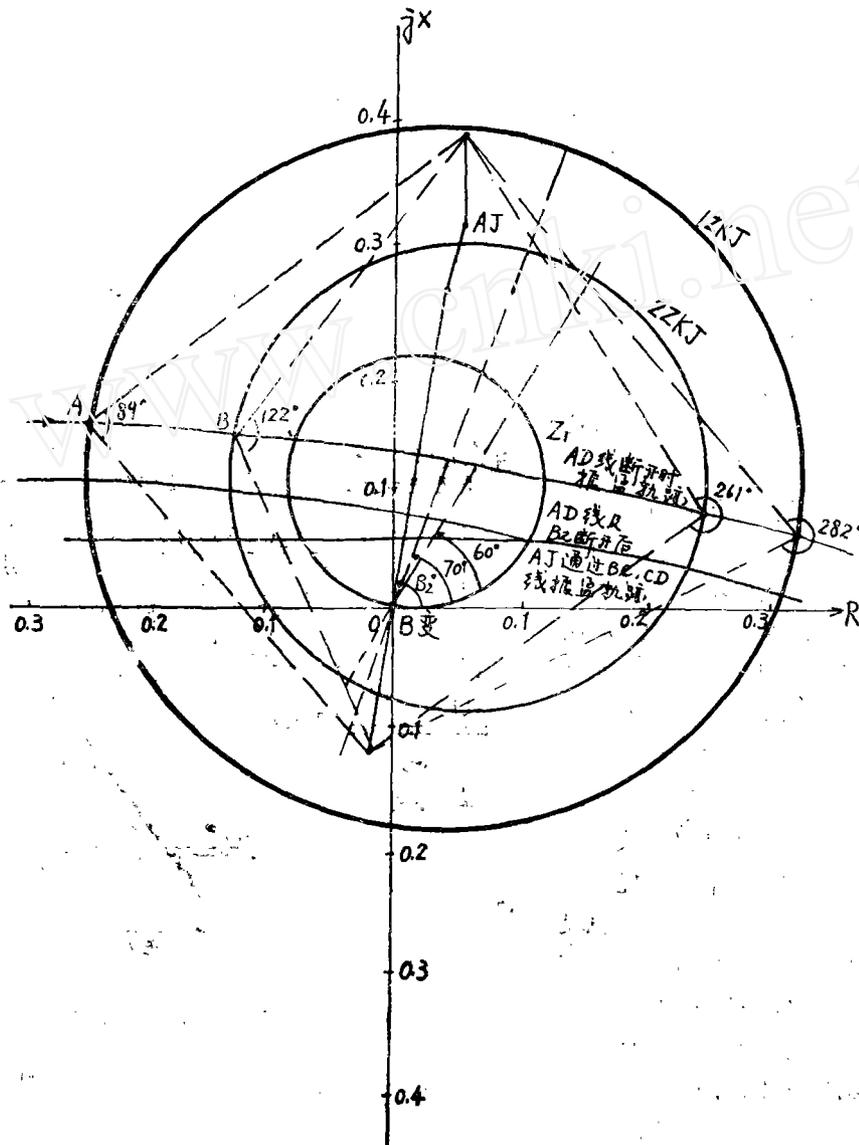
在总结振荡事故的基础上，1973年根据这一地区振荡的特点，利用整流型距离保护的测量元件改制为专门的振荡起动（解列）装置，装在B变AB线上，其特性如图二所示，（见参考资料一）在设计上考虑了如下的一些原则：



图一 某部分系统接线示意图

1. 区分故障与振荡。

众所周知，线路发生故障时，装置中的两个阻抗园（1ZKJ、2ZKJ）将同时动作，发生振荡时将先后动作，利用其动作时间差别，可以区分故障与振荡。但如何具体考虑时间配合，需要根据系统振荡的具体数据分析决定，根据振荡时录波照片记录，从正常运行角发展到两侧电势摆开 180° 时必然经历一定的时间，此时间以 t_{180° 表示之。这就是第一个振荡的首半周期，其中1.0秒以上的有2次；0.5至1.0秒的有7次；0.4秒的有2次；极为特殊的1次为某水电厂在洪水季节接近静态稳定极限条件下远距离送电，并在受电侧邻近线路发生两相短路接地，仅为0.28秒。按照上述数据，在逻辑回路



图二 阻抗园特性及振荡轨迹

的设计而最后由模拟系统振荡的整组试验检查的装置动作的最短振荡周期为0.52秒,即由 0° 发展到摆开 180° 的时间 $t_{180^\circ} \geq 0.26$ 秒,装置都可以可靠动作。这样即可保证能可靠区分故障与振荡,又能保证在实际可能发生的第一个最快的振荡首半波可以可靠动作。

2. 防止发展性故障引起误动作。

原用阻抗元件都是按相间电压与相电流之差的接线方式,在线路发生单相接地时,故障轨迹会与阻抗元件的最大灵敏角偏离一定角度,而可能落在两个阻抗园之间,当故障再发展为两相或三相故障时,则故障轨迹会转到 $2ZKJ$ 园内而造成误动作,因此加了另序电流闭锁来防止此种误动作。

3. $1ZKJ$ 动作的起动作角按躲最大负荷,取 90° 左右, $2ZKJ$ 动作的角度取 120° 左右,这是考虑一般的同步振荡(摇摆)不超过这个角度,而超过这个角度时大多数会失去稳定。

4. 根据此系统多次振荡都是在 AD 线断开后产生的,所以在发生振荡两侧电势超过 120° 左右,首先将 B_2 开关解列,解列后如 A 厂通过 EC , CD 线仍与主系统振荡时,则振荡轨迹将下移(见图二),而最迟在第二个振荡周期时将 B_3 开关解列。

此装置自1973年6月投入运行以来,线路发生多次故障未发生过误动作。1975年8月系统调度人员本想解决 B 、 C 地区电压低的问题,而将 BC 线断开,结果这个问题不仅未能解决,反而使系统连系变弱,稳定储备下降,加以 B 地区电厂一台机组临时停机处理缺陷。结果从录波照片可见 AB 线路电流逐步增大,但在稳定即将破坏之前,装置动作切除了 B_2 开关,避免了由于系统振荡引起大面积停电。

三、 $ZZJ-1$ 型振荡起动装置的构成原则

为了使各项稳定措施便于实现,解决原有切机等一些措施存在的问题,在总结实践经验的基础上,配合许昌继电器研究所研制生产了新的 $ZZJ-1$ 型振荡起动装置。

(有关此装置的具体元件、参数、回路接线原理可参阅许昌继电器研究所的出厂说明书及动模试验报告等)。此装置的构成原则与初期使用的相比,有几个主要的特点:

1. 机组升速或减速的判别问题。

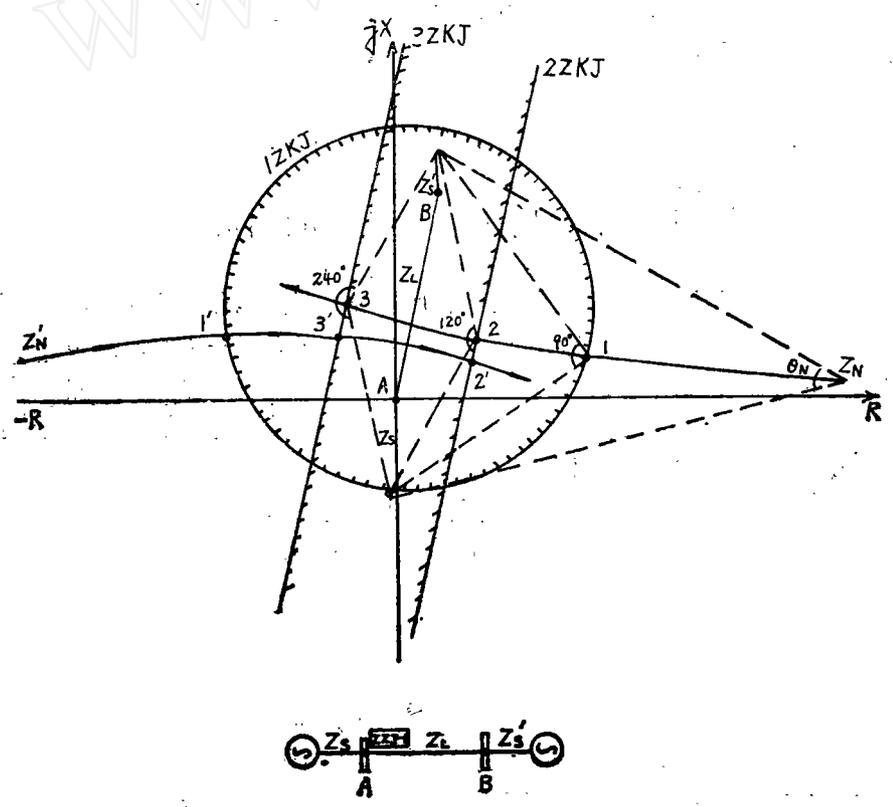
在系统振荡前,如装置装于送电侧,而振荡中心处在本线路上时,一般机组将升速。反之,如装于受电侧,机组将减速。不同性质的振荡,要求采取完全相反的措施,所以正确的判别振荡,对某些系统是非常必要的。

一个较大的水电厂,过去在洪水季节大发水电时,曾发生过多系统稳定破坏,当时机组升速,周波上升,都由于迅速提高发电机励磁及迅速压低水轮机出力(或切机)而使稳定迅速得到恢复。1973年底冬季,水电厂一侧系统由向主系统送电变为受电,当系统故障引起振荡时,周波下降,当时使两台调相机改变为发电机运行后,系统才恢复了同步。1976年8月某日该厂与系统的三条联络线在振荡前的负荷很轻(分别为 -30 、 $+10$ 、及 $-22MW$,正为送电,负为受电),由于主系统调度操作错误,使系统发生振荡,又由

于该厂数字周波表失灵（振荡前系统周波46.9周/秒，振荡后指示51周/秒以上，后试验此种周波表当低于46周/秒时，即指示51周/秒以上），同时机组振荡严重，为此运行人员误判断为机组升速的振荡，当即将仅有的两台发电机有功功率压至零，结果振荡并无减缓，结果大大延长了振荡持续时间。

水电与火电相互调节能充分发挥电网的优越性，但调节的结果是作为水电与火电的系统联络线的潮流方向在变化，有的系统联络线，由于检修或其他一些原因也会使潮流方向发生变化，如果发生振荡，则振荡的性质也可能随之而变化，因此判别失步的性质后决定采取不同的措施是非常必要的。

为此使用了三个阻抗元件（见图三），其中1 ZKJ为可根据需要上下移动的阻抗园特性，2及3 ZKJ为直线特性的阻抗元件。阻抗元件在阻抗平面图上所见到的负荷阻抗与负荷成反比关系，当以标么值表示电压为1.0时，也可看为倒数的关系。当阻抗元件装于送电侧，有功功率为正，所以负荷阻抗的电阻R也为正，负荷阻抗点 Z_N 处在阻抗平面图的右侧（正R轴附近）。反之，在受电侧，有功功率为负，负荷阻抗点 $Z_{N'}$ 处在阻抗平面图的左侧（负R轴附近）。此时若送电侧机组升速振荡时，阻抗轨迹从原有 Z_N 点开始变化时将由右向左移动。反之，当阻抗元件装于受电侧，机组减速振荡时，则从阻抗点 $Z_{N'}$ 由左向右移动。（参考资料2）。所以由逻辑回路判别阻抗元件的动作



图三 ZKJ-1型振荡起动装置阻抗特性

顺序, 如为 1 到 2 则表示振荡时机组升速, 如为 1' 到 3' 则表示为振荡时机组减速。

2. 关于提高区分故障与振荡的可靠性

线路的故障大多数是单相接地, 而发展性故障的绝大多数也是先单相接地, 然后发展为两相或三相故障的。从动模试验模拟上述发展性故障, 采用相间接线方式, 在某些地点的故障由单相转变为相间故障时, 故障阻抗轨迹刚好使阻抗元件像系统振荡那样动作, 如果故障发展时间稍慢, 就会造成误动作。

因此新的装置改为同名的相电压, 相电流接线方式, 比初期的装置采用零序电流闭锁的方法要简单可靠一些, 这样可以使绝大多数故障, 从开始就落在 1、2、3 ZKJ 的保护范围以内, 因而基本上解决了上述问题。

此外, 由于加入了判别振荡性质的环节, 同时 1 ZKJ、2、3 ZKJ 阻抗元件动作时间和逻辑回路的适当配合都可在提高区分故障与振荡可靠性方面起良好作用。

3. 关于动作角度

按照系统需要, 如对解列、快速压低机组出力, 切负荷等措施, 一般希望在判别可能失步的条件下, 尽可能提前发出执行命令, 可以根据系统情况整定 $110^\circ \sim 130^\circ$ 左右。如果有措施针对系统失步后才采取的, 或者作为一种后备性的措施, 则可以在系统确已失步后, 即整定约 $220^\circ \sim 240^\circ$ 时发出执行命令。

采取前一种方法, 只需要 2 个阻抗元件动作, 见图三, 振荡轨迹从 1 → 2 或 1' → 3' 即可。采取后一种方法, 则需 3 个阻抗元件动作, 即 1 → 2 → 3 或 1' → 3' → 2'。当然后者动作可靠性更高一些。有关阻抗元件动作后, 装置采用快速出口以加快其动作速度。

为了防止稳定破坏, 即使用第一种方法, 其动作角度仍嫌大点, 是不足之处。如阻抗元件增加 $\frac{dz}{dt}$ 的辅助量 (相当有的使用 $\frac{du}{dt}$) 是有可能提前动作的, 但其提前量决定于第一个振荡的首半周期的阻抗 (或电压) 变化率, 即大致与前述的 t_{180° 数值有关。如静态稳定破坏, t_{180° 一般在 1.0 秒以上, 提前量就较小。动态稳定破坏时, t_{180° 一般在 0.5 至 1.0 秒左右, t_{180° 值较小时, 虽有一定的提前量, 但如逻辑回路设计尚有一些延时, 由于振荡速度较快, 待装置出口动作, 就没有多少提前量了。此外增加辅助量后, 系统整定比较复杂, 这个问题还需要作进一步研究。

4. 关于非全相运行的振荡问题

当使用单相重合闸时, 会出现短时的非全相运行, 在非全相运行时发生稳定破坏的可能性是很少的。因为使用单相重合闸的主要原则, 就是要保证系统稳定, 东北使用单相重合闸的 220 千伏线路出现过 228 次非全相运行, 都未发生过稳定破坏。而上述的稳定破坏事故都是发生在全相运行中。如要完全反映非全相运行的振荡, 必须每相都装设同等数量的距离元件, 反而增加复杂性, 因而是没有必要的。

目前阻抗元件只装设在一相上, 在极特殊情况下, 在非全相运行中万一出现振荡, 也有三分之二的机会可以起作用, 所以认为这种方式简单可靠, 是可以满足系统运行要求的。

5. 关于使用的灵活性

为了使用灵活设了两个出口元件，除了可按振荡时判别机组升速或减速分别动作不同的出口元件外，也可以简单更改接线，实现所需要的措施，例如在 120° 左右先解列一组开关，如发展到 240° 左右再解列一组开关。或者可以实现在 120° 左右先压各机组出力，在 240° 左右切除部分机组等等。

此外，一套装置也可以装于双回线上，无论在正常并列运行或一回线断开时都可以发挥其应有的作用，（具体方法参看附录一）

四、振荡起动装置在系统中的配置与使用

振荡起动装置的设计是考虑在系统分散安装使用，即那里需要在振荡时采取措施，就在那里安装。在运行整定时，一般只使它反映按装处与对侧电源间的振荡，即它仅反映近处振荡，不反映远处振荡，而基本上是振荡中心将落在那条线路，即由该线路两侧的装置处理。例如图四的系统，按照不同的系统结构，下列的方法可作参考：

1. 较大电厂通过长距离线路向系统送电。（图四的 AB 及 AC 线）

根据线路输送容量占受端容量的比例决定所应采取的措施：

（1）如果受端系统容量很大，电厂输送的电力比例不大时，如发生振荡，除受端系统低周减载装置可能起作用外，重点应在可能失步的大电厂采取措施。如利用振荡起动装置实行快速压低机组出力，接电气制动或切除水电厂的部分机组等。

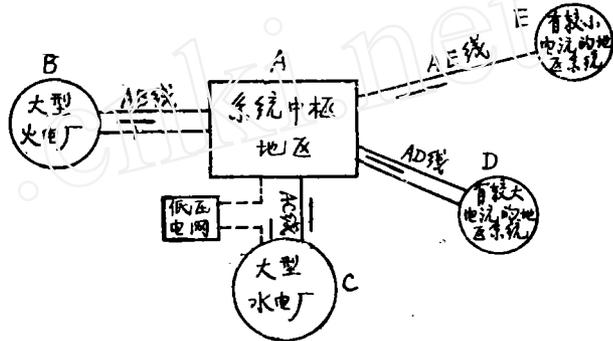
（2）如果电厂输送电力占受端系统有相当的比例，除按（1）项采取措施外，受端系统也需要考虑由振荡起动装置切部分次要负荷或解列等措施。

（3）当与低压网络并列运行的高压线路（ AC 线）三相跳闸时，需要在可能振荡的低压网适当处实行振荡解列。

2. 主要依靠大系统供电的有电源的地区系统（图四的 AD 及 AE ）

当供电线路两端发生振荡时，重点应在地区系统采取措施。比较理想的是在地区系统创造条件，参照图一那样设置解列点，在线路振荡时实行解列。同时还可以装设低周或低电压解列作为辅助措施。

对有较大电源的地区系统，如没有条件设置解列点时，则必须由振荡起动装置或低周减载装置切除部分负荷，有热备用的机组自动增加出力，水轮机自起动或将调相机运行自动改为发电方式等。



图四 一般的系统结构示意图

对有较小电源的地区系统，如在一次变电所没有条件设置解列点时，则必须在地区电厂或适宜地点选择一定的解列点，使用反映振荡、低周、低压或电力方向等方法实行解列。对重要企业的自备电厂，为了保证企业的保安电力也用同样方法解决，必要时为了可靠还可以设置两个串联的解列点。

3. 系统间的联络线

联络线负荷所占比例较小时，在振荡时应实行解列。如输送负荷较大，则参照1、2项的情况采取措施，在必要时也可以实行解列。

上面举出的仅是一些简单的例子，实际系统的情况可能会更复杂一些，这就需要根据实际系统稳定计算以及振荡事故总结与分析结果来规划确定全网的保证稳定的措施。

下表拟出振荡起动装置的一般应用方法仅供参考：

振荡判别	动作角	水电厂	火电厂	
机组	$110^{\circ} \sim 130^{\circ}$	切部份机组， 投电气制动	压低机组出力 投电气制动	加入串补，解列， 投并联电容
升速	$220^{\circ} \sim 240^{\circ}$	压低机组出力 或切部份机组	——	解列
机组	$110^{\circ} \sim 130^{\circ}$	自动加出力； 机组自起动投入系统； 调相自动改发电方式； 切调相机； 切负荷；	自动加出力； 切负荷；	加入串补； 切负荷； 解列
减速	$220^{\circ} \sim 240^{\circ}$	——	——	解列

上述振荡起动装置的使用基本属于分散的区域控制的方法，在那一区域发生振荡，就由该区域采取处理措施，只有振荡波及到其他区域也发生振荡（或振荡中心转移），则其他区域才采取处理措施。

这种振荡起动装置的不足之处就是判别振荡慢一些，即它必须在两侧电势摆开到一定角度（例如 110° 或 120° ）以上时，才能发出执行命令。所以继续研究改进鉴别振荡的方法，使其能真正提前发出执行命令仍然是今后需要进行的一项重要研究工作。

在目前的阶段，系统中很多地方缺乏这种必要的装备，而这种振荡起动装置简单可靠，虽然动作稍慢些，但是它仍然能够在保证系统稳定或在恢复稳定方面发挥较大的作用。

附录一 振荡起动装置的整定

合理的整定才能发挥振荡起动装置的作用, 保证其动作可靠性。整定时需要按不同的运行方式的系统参数, 在阻抗平面图上绘制振荡轨迹, 测定有关角度, 一般情况下, 为了简化, 可以按照两侧电势绝对值相等的条件绘制振荡轨迹, 可能会带来一些误差, 但认为是允许的。有关的整定原则如下:

1. 确定 $1 Z K J$ 阻抗园的特性

$1 Z K J$ 回路及参数的设计已考虑了可以简便的实现下列各种园特性: 方向阻抗、25%或50%的抛球特性、25%或50%的偏移特性、或100%的偏移特性(即全阻抗)

首先计算各种运行方式下的振荡中心, 确定其变化范围, 选择适当的阻抗园特性, 使振荡中心变化范围皆处于园内, 最好在阻抗园中心附近。这样可以保证在实际可能发生的各种运行方式下, 装置都能可靠动作, 而且可以保持其起动角基本上变化不大。

2. $1 Z K J$ 阻抗园的定值按躲开正常最大负荷整定, 一般的选取起动角为 $80^\circ \sim 90^\circ$ 。如正常运行角较小, 还可以小些, 它应比运行角大 30° 以上。

3. $2 Z K J$ 直线阻抗的整定, 一般要求在阻抗平面上直线阻抗与线路阻抗平行的原则整定其最大灵敏角。其整定值则按动作角为 $110^\circ \sim 130^\circ$ 左右整定。动作角整定过小时, 在系统同步性的振荡有可能动作, 整定大时, 动作就慢, 故可以根据其用途具体研究确定。一般情况下不宜超过 130° , 以保持线路故障时, 故障轨迹皆落在 $2 Z K J$ 动作范围以内, 从而使可靠性提高。

4. $3 Z K J$ 直线阻抗的整定, 其最大灵敏角整定原则同 $2 Z K J$, 整定值则按动作角为 $220^\circ \sim 240^\circ$ 左右决定, 它应比 $1 Z K J$ 的返回角小 40° 以上。

下面举出两个实例说明整定的方法以供参考: ——

1. 单回线

按图一的系统, B 变除 AB 线上使用原有振荡起动装置外, 在 BC 线上装一套 $Z Z J - 1$ 型振荡起动装置, 在刚开始振荡时解 B_2 开关, 如失步时解 B_3 开关。

这个系统一般都是在 AD 线断开的情况下发生振荡的。为了简化, 按断开 AD 线后的等价系统如图五(b)所示, 系统阻抗均以 $100 MVA$ 为基础的标么值表示。

(1) 按上述原则, $1 Z K J$ 阻抗园选取全阻抗特性, 阻抗定值为 0.214 标么; 换算到二次阻抗为 $0.214 \times 484 \times \frac{600/5}{220000/100} = 5.6$ 欧; 起动角为 85° 。

(2) $3 Z K J$ 定值为 $0.115 \angle 165^\circ$ 标么或 $3 \angle 165^\circ$ 欧, 动作角为 120° 切 B_2 开关。

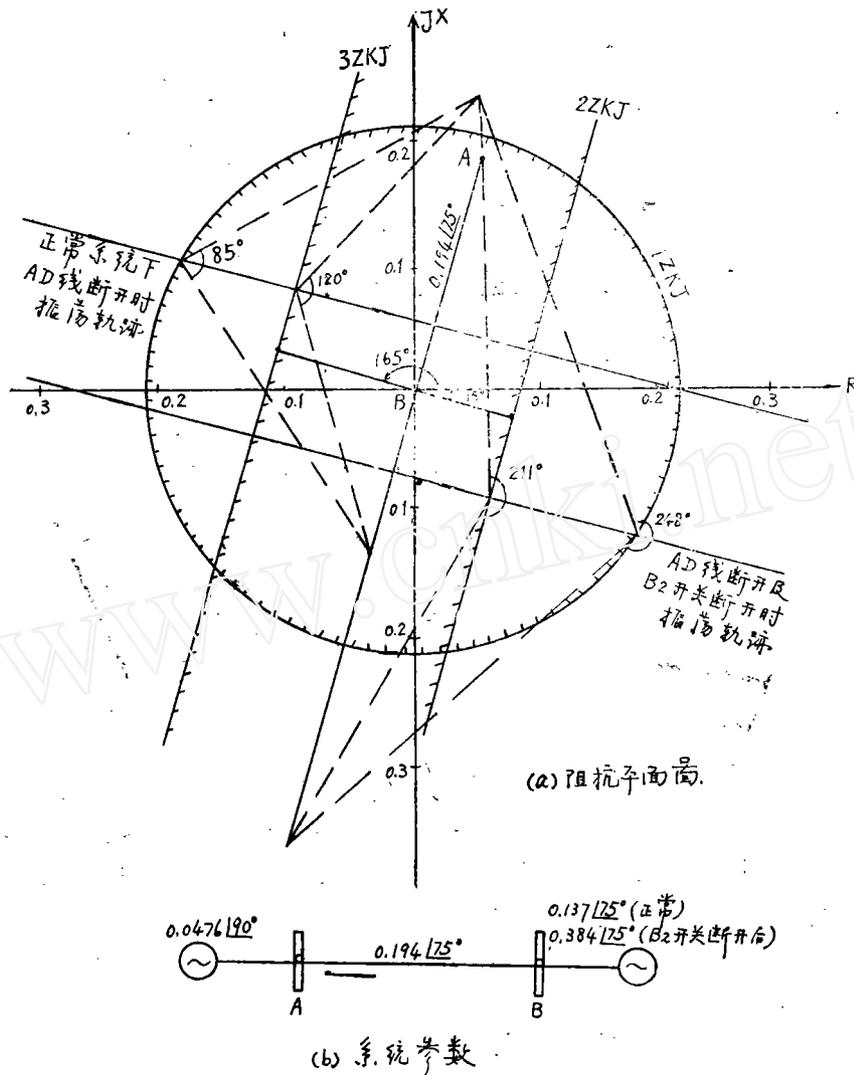
(3) $2 Z K J$ 定值为 $0.08 \angle -15^\circ$ 标么或 $2.1 \angle -15^\circ$ 欧动作角为 211° 切 B_3 开关。

2. 并列运行的双回线。

某火电厂装设一套 $Z Z J - 1$ 型装置于并列运行的双回线上, 当系统振荡时进行快速压低机组出力。该部分系统及有关参数如图六所示。

$Z Z J - 1$ 型装置中所有阻抗元件接双回线的和电流。实际上每阻抗元件的电抗变

压器一次都有两个相同的电流线圈。如取A相，则每线路A相电流各接一个线圈。



图五 装于一系统B变BC线的ZZJ-1整定阻抗图

在整定计算上，将并联的双回线合并为一回线考虑，当一回线断开时，则相当于运行方式变化，使振荡中心随之变化处理。

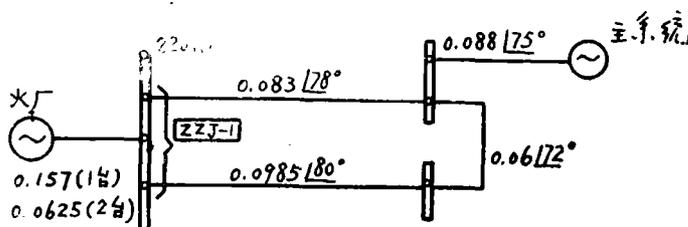
在阻抗元件整定试验时，必须按只将试验电流通入一个线圈进行，例如原两电流线圈串联时为2欧/相，按一个线圈通电流试验时则为1欧/相。

整定原则仍同前，整定结果为：——

1 Z K J：选全阻抗特性，定值为 $4 \angle 80^\circ$ 欧 2 Z K J： $1.8 \angle -10^\circ$ 欧

在各种运行方式，包括双回线或单回线运行的结果如下表所示：

	火厂 1 台机	火厂 2 台机
起动角	68°	89°
动作角	110°	130°



图六 ZZJ-1 用于双回线的系统

附录二 振荡起动装置的整组试验

——系统振荡模拟试验

为了检验振荡起动装置的动作是否符合设计要求，在开始使用振荡起动装置时，宜进行一次系统振荡模拟试验。

此项试验在有条件的地方可以在动态模拟试验室进行。附录二介绍的是在现场条件进行的方法。

系统振荡模拟回路（见图七）使用可连续旋转的移相器作为受电侧，当移相器不动时，它相当一个变压器，二次感应电压与一次是同步的。当移相器二次带一定的负荷，它将开始转动，转动愈快，二次反应出的周率愈低，当它经过一定的阻抗与系统联结时，就可以模拟振荡。

由于振荡起动装置一般是直接连接在模拟振荡回路上，而阻抗元件的整定值都已经固定，所以需要将系统等段阻抗都换算到二次阻抗值：

阻抗元件为相接线方式 (U_A / I_A)₂：——

$$\text{模拟的阻抗值} = Z \times \frac{\Pi_T}{\Pi_H} \times \text{标么值}$$

阻抗元件为相间接线方式 ($U_{AB} / I_A - I_B$)：——

$$\text{模拟的阻抗值} = Z \times \frac{\Pi_T}{\Pi_H} \times 2 \times \text{标么值。}$$

上式中 Z 为在 220KV 时一个标么阻抗的数值，为 484 欧。

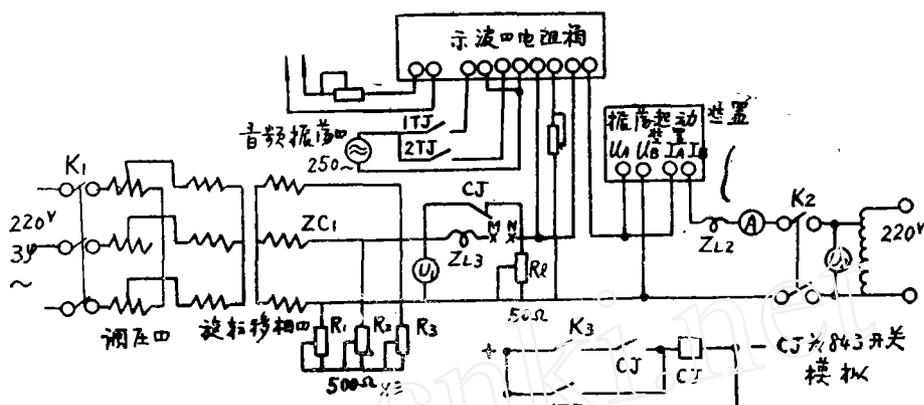
Π_T 为变流比

Π_H 为变压比

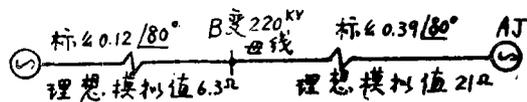
标么值为所模拟的系统参数

实际的模拟系统两侧电源的等段阻抗 Z_{c1} 及 Z_{c2} 由图七 (C) 所示的方法由试验求得，例如在 K 处开路时， $U^{\text{开}} = 100V$ ，在 K 处短路时 $U_1 = 65V$ ， $I = 2.3a$ ，求得移相

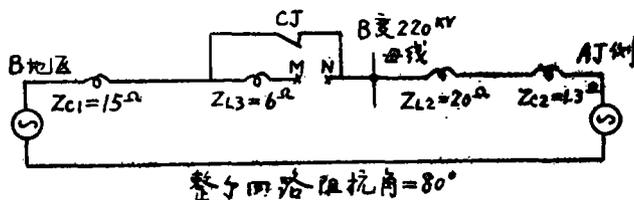
器侧 $Z_{c1} = \frac{100-65}{2.3} = 15\Omega$ 。同样方法求得 $Z_{c2} = 1.3\Omega$ 。由于实际装置将装于受电侧，故必须模拟在移相器一侧，但移相器侧比理想模拟值 (6.3Ω) 大一倍多，使振荡中心略向受电侧移动，使用划图法求得模拟试验时起动角由原有的 89° 增为 104° ，动作角由原 122° 增大为 140° 。对振荡起动装置来说，相当于运行方式变化，但动作角与起动角之差 $140^\circ - 104^\circ = 36^\circ$ 与原有 33° 差别不大，故认为模拟试验具有代表意义。



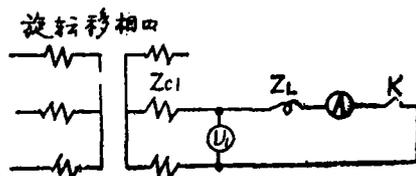
(a) 系统振荡模拟接线图



(b) 系统参数计算值



(c) 实际模拟值



(d) Z_{c1} 的试验

图七 系统振荡模拟试验有关接线及参数

模拟试验时, 在空载状态, U_1 相当于受电侧电势, 调整为 $100V$, U_2 相当于送电侧电势, 按系统大致数值调整为 $110V$ 。

图七的试验接线是针对图一所示系统在 B 变 AB 线上所装的原有振荡起动装置而模拟的, CJ 为 B_2 开关模拟, R_1 模拟受电侧 B 变 $66KV$ 水母负荷。上述系统的振荡模拟试验是在不同的振荡周期, 检验各元件的动作情况, 按下列内容进行的:

(1) 从正常状态开始振荡

投入 K_1 及 K_2 开关后, 移相器转子要开始转动, 相当系统从正常状态开始振荡, 调整 R_1 、 R_2 、及 R_3 可以得到不同数值的 $t_{1,0}$ 。

除观察各元件动作情况外, 主要通过示波器拍照来分析各元件动作是否符合设计要求, 核对起动角与动作角是否大致符合整定要求。

(2) 振荡周期缩短时, 装置的动作情况。

移相器转子转动愈快, 振荡周期愈短。以示波器照片为根据, 求出装置能动作的最短振荡周期。

(3) 模拟系统振荡, 在 B_2 开关解列后, AB 及 BC 线上仍有振荡。(此时图一的 AD 线断开)

试验时将图七上 M 、 N 两点短路, 第一个振荡周期 CJ 动作, 相当 B_2 开关跳闸, A 厂通过 AB 、 BC 及 CD 与大系统振荡, 于是在第二个振荡周期, $2TJ$ 动作 ($2TJ$ 动作跳 B_3 开关)。

(4) 模拟系统振荡, 在 B_2 开关解列后, AB 线上没有振荡 (此时 AD 及 BC 线断开)

分别模拟 B 变由 AB 线受电 $104-j0$ ($R_1 = 50$ 欧) B 变 $220KV$ 母线电压降到 95% 及受电 $164+j80$ B 变 $220KV$ 母线电压降到 76% , 此时阻抗元件所具负荷阻抗为 $0.45 \angle 170^\circ$ 标么值。这在数值上与系统实际有出入, 但比实际系统严重得多, 装置也没有因此误动作。

不同的系统, 按照不同的目的, 可以参考上述基本回路进行模拟试验工作。通过系统振荡模拟试验, 可以对装置的动作及整定效果进行深入检查。由于此项试验仍较复杂, 因此并不需要每套装置在投入运行前都进行此项试验。

参考资料

一、“220千伏系统振荡解列装置安装试验总结”

东北电力局调度局1973年5月

二、“距离继电器特性的简要分析”

1978年全国继电保护研究班。