四川电网安全稳定控制装置现状与展望*

赵兴康　李明节　陈苑文　张晓明

（四川省电力调度局·610061·成都）

【摘　要】 介绍了四川电网安全稳定状况以及当前该网安全控制装置配置情况和采用的技术措施，针对电网发展后现有安全控制装置不能确保系统安全稳定的问题，提出了电网稳定控制的新模式——集中管理、区域控制模式。这种模式的特点是可充分利用现有的调度自动化系统，提高区域控制装置的动作准确性。该文对实现这一模式的可行性进行了探讨和研究。

【关键词】 管理　控制　安全稳定控制系统

1　四川电网概况

截止 1995 年底，四川电网统调总装机容量 756.3 万 kW，其中火电 503.93 万 kW，水电 252.37 万 kW，220 kV 输电线 5 462 km，220 kV 变电容量 738.6 万 kW。1995 年统调发购电量 378.35 亿 kWh，统调电网最高负荷为 584 万 kW，最大峰谷差 244 万 kW。系统调频、调峰、调压困难，网架结构薄弱。网内电源较多集中在乐山及川南地区。这一地区有水电装机 142 万 kW，火电装机 110 万 kW，主要承担系统的调频、调峰任务。四川电网负荷分布以成都、重庆两地为中心，沿宝成、成渝铁路沿线展开成 Y 型分布。成都、重庆是较为典型的受端电网。

目前四川电网 220 kV 系统稳定运行的主要薄弱环节有以下几处：

（1）川南—成都地区联络线仅三回，其中两回为同塔并架。

（2）川南—川东地区联络线原有三回，均经同一变电站转接。随着 1995 年 6 月 500 kV 降压 220 kV 运行的舒洪陈线投运，稳定水平有所提高，但丰水期重庆与川东地区大型火电机组检修，川西、川南水电大发时，此断面仍是稳定水平薄弱环节。

（3）成都地区—川西北地区联络线：川西北地区即德阳、绵阳、广元地区，这一地区是四川西北部的重要工业区，与成都地区仅三回线相连。江油电厂 330 MW 机组检修或事故情况下，该地区电压问题严重，稳定问题突出。

（4）川西（包括成都）地区，电源仅有火电江油电厂 2×330 MW、成厂 220 MW 机组，水电映秀湾总厂等共 710 MW 装机，受火电机组检修或水电丰枯期变化的影响，受端系统电压水平很低。川东地区，仅火电珞璜电厂 2×360 MW 机组、重庆电厂 2×200 MW 机组、华蓥山电厂 300 MW 机组，水电站也仅有 140 MW 机组，受机组季节检修影响更大，特别在丰水期水电大发期间，受端系统的电压稳定问题尤为突出，运行中不得不采取限负荷的办法。

（5）攀西电网—主网联络线：攀西电网通过 500 km 单回 220 kV 线路与主网相联，稳定问题突出。

---

* 1996－03－29 收稿。

赵兴康，男，教授级高级工程师，局长。

总的来说，四川电网电源分布不合理，受端系统薄弱，联络线稳定水平低，给系统运行带来很大困难。长期以来，为了弥补一次系统的不足，努力建立安全稳定有效的防线，在四川电力系统配置了大批安全控制装置。这些装置为确保系统的安全稳定运行发挥了重要的作用。但也应该看到，由于种种原因，这些装置从原理和功能上有一定的局限性。本文将介绍目前四川电力系统的安全控制装置情况，并对 500 kV 等级网架形成后四川电力系统安全稳定控制系统的发展提出建议。

2 四川电网安全控制装置现状

2.1 安全控制装置配置情况

目前四川电网已安装投运安全控制装置 22 套，主要有：(1) 切负荷、机组低频自启动装置，用于维持受端电压稳定和功率平衡；(2) 联切装置(切机、切线)，起保持功率平衡和设备安全作用；(3) 振荡解列装置，当系统稳定破坏后防止事故扩大；(4) 微机稳定控制装置，用于复杂情况下的稳定控制。

安全控制装置按功能可分为以下两种。

2.1.1 就地控制装置

上述前两类装置为就地安全控制装置，其特点是简明、快速，但容易欠切、过切，难以适应电网运行方式的变化。

2.1.2 智能型稳定控制装置

为了克服联切装置无法自动判别系统方式变化的缺点，从 1986 年起，我们与高校联合开发具有智能性的控制系统。现已投运的有蓉东、江油安全稳定控制系统，即将投运的有珞璜和攀钢安全稳定控制系统。这些装置有如下特点：(1) 采用计算机作为控制中心(包括三机容错系统)；(2) 根据各种方式的计算，将动作整定值输入计算机；(3) 利用就地信息，判断确认局部电网运行方式，故障后自动选择动作对象；(4) 利用载波通道传输信息，实现远方切机、切负荷措施。

蓉东微机稳定装置：这是四川首台具有一定智能的稳定控制装置，当蓉孙线三相跳闸后根据该线跳开前的潮流决定是否切除和选择切除本站 35 kV、10 kV 负荷，并能检测需切除的出线负荷大小，自动组合切负荷方案。

江油电厂稳定系统：这套系统以江油电厂为中心，包括 5 回 220 kV 出线、3 座 220 kV 变电站、1 个 110 kV 电厂、1 座 110 kV 变电站，最大切负荷量达到 20 万 kW。系统以微机三机容错系统为核心，利用载波通道发送命令，经就地判别后远方遥切大康、永兴、五里堆、小亭各站负荷，就地联切江油老厂负荷。

珞璜电厂稳定控制系统：正在研制中的珞璜电厂稳定控制系统的主要功能是根据珞璜电厂机组运行工况和 4 回 220 kV 出线的运行方式，决定发生故障后是否联切机组或联切和遥切指定的黄荆堡、界石堡、金家岩、梅花山 4 个变电站负荷，以保证事故后系统的稳定运行。

攀钢稳定控制系统：该系统已完成动模试验，主要由分设两个厂站的两套微机装置以及通道系统、执行终端组成。220 kV 青龙山变电站的微机控制装置，主要功能是利用本地信息在线判别攀网—主网三段联络线运行工况和攀钢冲击负荷数量，在施家坪—青龙山、青龙山—西昌和远方的西昌—南桠河线路任一线路三相跳闸后，如果冲击负荷达到整定值，则发出远方跳闸切负荷信号。另一套装设在 110 kV 攀钢自备电厂的微机控制装置，主要功能是判断坪Ⅱ变电站所带攀钢冲击负荷是否达到整定值，决定是否转接青龙山微机跳闸信号，遥切坪Ⅱ站攀钢冲击负荷，以及负荷切除量；另外，该微机负责就地判断电厂的开机情况和与施家坪两回出线运行状况，当机组或攀—施线开关动作后，选择切除指定的负荷线路。

这 3 套稳定控制系统是四川电力系统安全控制装置中的三大项目，其中以攀钢稳定控制装置最为庞大复杂，它标志着四川电网安全控制装置朝智能化方向迈进了一大步。但是，由于目前这 3 套微机稳定控制系统只能采集本地信息和用离线计算的结果进行分析判断，往往对系统较大的运行方式变化不能适应，只能在一定的运行方式下，保证系统的安全稳定性。遇大方式变化时，需人为干预，修改定值，这给运行管理带来较大困难。

2.2 安全控制装置的动作情况分析

据统计，四川电网的上述安全控制装置 1990 年～1994 年共动作了 16 次，其中 8 次是攀西地区—主网的联络线上装设的安全控制装置动作。其中，西昌站振荡解列装置动作 5 次，南桠河电厂高频切机动作 1 次，联切机组 1 次，南桠河电厂侧低电流闭锁过压联切装置动作 1 次。1994 年 4 月 24 日江油电厂 2 台 330 MW 机组同时跳闸，稳定控制系统动作切除约 120 MW 负荷，避免了川西北地区电压崩溃。

3 电网发展对安全控制装置的要求

3.1 四川电网即将面临的安全稳定问题

二滩电站建成后，四川电网将出现 500 kV 网络。二滩—昭觉—洪沟—龙王和洪沟—陈家桥—长寿，500 kV 网络几乎覆盖整个四川电网，形成主架网，并且通过双回 500 kV 线路经长寿—万县—三峡电站与华中电网相联。但在相当长的一段时间内，成渝两地受端系统没有大电源直接接入 500 kV 网络，缺乏必要的电压支撑；区域间现有 220 kV 联络线与 500 kV 线路组成的电磁环网无法解开运行；500 kV 洪沟—龙王双回线路已定为同塔双回架设，四川、华中两大电网通过双回 500 kV 相联属弱联系。这些因素，使四川电网面临着比目前更为严峻的安全稳定问题。主要有：

(1) 同步稳定问题：二滩电站装机 3 300 MW，占四川主网的 25%左右，由三回 500 kV 线路送出；三峡电站通过双回 500 kV 线路送电四川，最大功率为 2 000 MW。这些送出线路故障后，四川系统功率缺额很大，易引起系统同步稳定破坏。

(2) 电压稳定问题：由于受端缺乏大电源有力的电压支撑，500 kV 线路故障时极易引起受端电网的电压崩溃。另外，由于运行方式变化，500 kV 线路退出运行后，线路充电功率减少，受端的电压稳定问题会更加突出。

事实上，电网出现稳定破坏时，往往交织着很多因素，难以单纯划分为同步稳定破坏还是电压稳定破坏，特别是跨省电网互联后系统的稳定问题，以及 500 kV 同塔双回线路和高低压电磁环网，给系统的稳定控制带来很大困难，需要进一步研究有效的措施。

3.2 现有稳定控制装置存在的问题

四川现有稳定控制装置属就地区域性的装置，基本上只能采集就地数据进行判别和动作。因此，对于除此以外的系统运行方式变化，需事先做好离线计算，根据计算分析结果，人工修改整定值或启停装置。可以预见，今后随着装置的增加和系统的复杂化，离线计算工作量将呈几何级数增加，而且无法避免预料不到的运行方式出现。另外，就地区域性的稳定控制装置往往因控制对象不足，难以达到预期效果。

4 集中管理、区域控制的设想

二滩电站投运后及与三峡联网后，四川电网的安全稳定控制系统总体结构及功能应满足电网安全稳定的需要。为此，我们在考察现有稳定控制装置的优缺点的基础上，结合现有电力系统的技术条件和今后发展方向，特别考虑电力系统调度自动化系统、通信系统，提出了一种新的安全稳定控制系统模式——集中管理、区域控制模式，其总体结构见图 1。此模式技术先进，功能齐全，

节约资金，在1995年8月18日四川成都召开的“2000年四川安全稳定控制系统研讨会”上得到国内专家的肯定。

4.1 稳定控制系统基本构成

(1)安全可靠的区域稳定控制装置

区域性稳定控制装置是本控制系统的基础。拟采用较成熟的技术和可靠的装置，确保局部地区，尤其是重要地区电网的安全稳定运行，如目前在江油电厂、珞璜电厂采用的微机稳定控制装置。区域性稳定控制装置以500 kV洪沟、龙王、陈家桥、长寿变电站为主站，选择其有直接联系的220 kV变电站为子站，子站可进行就地联切动作和延伸控制下属110 kV变电站动作。这些受控110 kV变电站称为终端站。

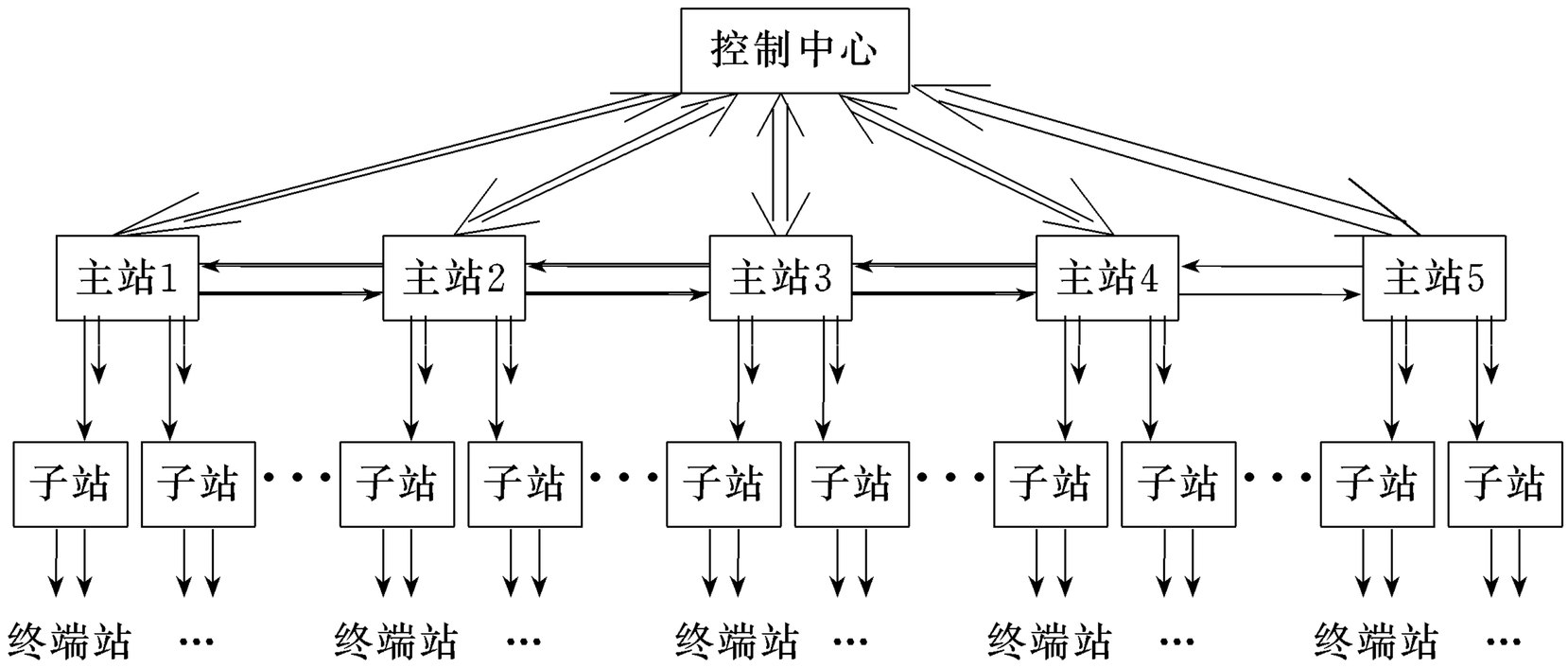

图1 集中管理、区域控制系统模式总体结构示意图

Fig. 1 Diagram of the mode of centralized management and regional control

区域控制装置应独立完成指定的全部功能，采集区域内必要的系统运行信息，决定控制动作对象，下达控制命令，并在工作异常时，能向管理中心发送报警信息。

主站—子站—终端站可只需下行通道，传送动作指令。

(2) 集中管理系统

集中管理系统由设在四川电力调度局的管理中心和各区域控制装置的主站构成。通过现有的调度自动化系统和通信系统，管理中心利用现有通信通道，采集实时的电力系统信息，根据电网运行方式变化、各区域稳定控制装置的特点，进行装置的启停管理，定值的修改、协调和在线整定。另外，管理中心应能接收区域主站的信息，监视系统的工作情况。

4.2 稳定控制系统的动作方式

(1) 区域控制装置采集相应区域内的系统信息，包括系统故障信息，然后对照由集中管理中心下发并已存放在区域控制主站内的策略表，实施就地控制。

区域控制主站之间应能根据策略表的要求快速传递及接收控制命令，实行跨区域控制。

(2) 集中管理中心根据调度自动化系统采集的信息，进行系统稳定分析计算并根据计算结果对各主站的策略表进行修改与协调，并下达至各区域控制主站。

管理中心接收到区域控制主站的工作异常信息后，应能向运行人员发出报警信号，并且将时间、地点、内容打印记录。

4.3 集中管理、区域控制模式的可行性研究

区域性安全稳定控制装置经过多年的研制和运行实践，技术上已经比较成熟，这里我们着重讨论建立在与调度自动化系统联网基础上的稳定控制管理中心及其功能实现的可行性。

(1) 四川电网的调度自动化系统已通过实用化验收，各项指标均能满足生产要求，对于管理中心来说，判别大的运行方式的改变，进而利用实时数据进行稳定分析计算，协调各区域装置的控制策略是完全能够胜任的。

(2) 集中管理，只是管理中心对各区域性控制装置主站的控制策略进行协调、调整、监视工作，并不实行集中实时控制，因此对通道的要求并不十分苛刻，完全可以利用现有的通信系统。四川电网的通信系统经过多年的努力，已形成了以数字微波为骨干的通信网。随着二滩的投运，通信系统的通道状况将有更大的改善。这些为集中管理中心在线实施各区域稳定控制策略的协调、修

改和监视提供了有力的保证。

(3) 集中管理中心拟采用工作站，与现有的调度自动化系统实现计算机联网，可以方便地提取电网实时信息，而且并不增加现有调度自动化系统的负担。考虑到特殊运行方式或较大的运行方式变化后，稳定控制主站控制策略的修改和调整，属于在线不实时，因此，对计算分析的速度和管理命令下达的时间要求并不十分严格，只要求准确地通过现有通道能可靠地传递到各稳定控制主站。

(4) 集中管理中心能接收区域主站的工作异常信息，并及时通报，是保证整个控制系统可靠运行的重要手段。

5 结论

本文介绍了四川电网安全控制装置的配置现状，并介绍了微机稳定控制装置在四川电网的应用情况和实施的技术措施。针对存在的问题，提出了一种新的稳定控制系统的模式——集中管理、区域控制模式。这种模式有如下优点：

(1) 以成熟的区域稳定控制装置为基础，实现系统的安全稳定控制。

(2) 充分利用现有的技术条件，如调度自动化系统、通信系统，建立上一层的集中管理系统，以克服区域稳定控制系统不能适应运行方式变化的缺陷，实现控制策略的在线调整、修改和协调。

(3) 由于各区域稳定控制装置本身是一个相对独立的系统，在集中管理中心无指令到达或因故指令无法到达时可完成预先整定的各项任务。换言之，集中管理中心并不影响区域稳定控制装置的功能。而通过对各区域控制主站的控制策略协调和管理，使全系统的稳定控制装置成为一个有机的整体，使之更有效地发挥作用。

(4) 集中管理中心能监视整个稳定控制系统的运行状况，一旦发现异常，运行人员可及时排除，提高运行的可靠性。

(5) 集中管理、区域控制系统灵活、可靠、易于扩充，可以方便地将现有的稳定控制系统与日后增加的稳定控制系统协调使用，避免重复和交叉，不会因为系统的一次结构发生较大变化而废弃。

集中管理，区域控制模式是一种新的构思，有待在今后开发、研制及运行过程中不断完善、不断深化、不断提高。

PRESENT STATUS AND PROSPECT OF SECURITY AND STABILITY CONTROL DEVICES IN SICHUAN POWER SYSTEM

Zhao Xingkang, Li Mingjie, Chen Yuanwen, Zhang Xiaoming

(Sichuan Electric Power Dispatch Bureau, 610061, Chengdu, China)

Abstract This paper introduces the security and stability situation of Sichuan power system. The disposition of the security and stability control devices as well as the applied technical measures are described. In accordance with the development of the system, a new mode of power system stability control is presented, which is based on an idea of centralized management and regional control. With such a new mode, it's possible to make good use of the present dispatch automation system and raise the operation accuracy of the regional control devices. The paper studies the feasibility of such control mode.

Keywords management control security and stability control system