

防孤岛安稳装置的配置与分析

邵 林

(国网盐城供电公司, 江苏 盐城 224002)

摘 要: 本文系统分析了防孤岛安稳装置的定位、功能以及硬件配置。针对风、光等非连续性新能源存在的孤岛电能质量危机, 本文分析了防孤岛安稳装置如何系统解决了电网局部孤岛问题, 并给出了防孤岛安稳装置的配置范围、动作原理和判断逻辑。本文分析了防孤岛安稳装置运行中存在的风险, 并给出配置安稳装置的建议, 认为在电网局部安装防孤岛安稳装置, 能够有效解决新能源并网的孤岛电能质量问题。

关键词: 防孤岛; 安稳装置; 判别逻辑; 典型配置; 风险

0 引言

随着智能电网的不断发展, 电网系统接受风电、光伏等新能源的规模逐年加大, 这就对电网的结构与安全性提出了更高的要求。为了保障电网系统的安全稳定, 装设安稳装置就成为了必然的选择。不同于常规的切负荷切机安稳装置, 针对新能源接入的安稳装置其核心目的是为防止孤岛现象的发生, 避免由此产生的对人身和电网设备⁰的危害。

1 安稳装置的发展

1.1 常规安稳系统的发展

常规安稳装置的发展⁰至今已较为成熟, 根据电网规模以及发展程度的不同, 配置安稳装置的规模也不尽相同。为了防止电网局部故障, 如大机组解列、枢纽站失电、重要输电通道跳闸等, 造成全系统的低频低压崩溃, 甚至暂态失稳, 电网企业在电网局部或者全域配置安稳⁰装置。以 2006 年的广东电网⁰为例, 因其复杂的交直流混供系统, 其安稳控制系统包含 2 个控制主站、13 个控制子站以及 69 个切机切负荷执行站⁰, 通过控制主站的策略控制以及层层通信, 第一时间通过局部切机切负荷, 保障在事故状态下电网总体安全性; 2011 年的桂林电网⁰, 作为广西局部电网, 各类电厂多而工业负荷少, 是一个典型的送端电网, 其配置的安稳装置包含 2 个含自主判断逻辑的执行站, 目的为防范电网内大型电厂解列有可能造成的桂林电网崩溃。综上所述, 常规安稳装置无论其规模大小, 其核心目的为保障主网的安全稳定。

1.2 防孤岛安稳系统的定位

防孤岛安稳系统, 其核心内容为防止形成局部孤岛, 所以其执行目标为切除电厂并网线路。此类安稳装置主要配置于新能源并网区域, 由于风力、光伏的间歇性、不稳定性, 其并网一旦形成局部孤岛造成的电能质量危害也较为严重。以光伏发电为例, 当前光伏电站的并网逆变器⁰具备一定的反孤岛功能, 无论是采用被动式或者主动式检测孤岛, 单机逆变器都能够在并网点有较好的孤岛检测能力; 但当光伏大规模并网后⁰, 大量光伏逆变器中低压并联继而升压上网, 甚至多个大型光伏电站同时并网于同一座变电站, 此时由于光伏所形成的局部供电系统规模较大, 当电网内近区负载与光伏出力趋于平衡时, 光伏电站的防孤岛保护难以准确动作。所以在系统侧配置防孤岛安稳装置就成为了保障孤岛状态发生时可靠切除的第二道防线, 也是电网企业保障其供电质量的有效举措。

2 防孤岛安稳系统配置

2.1 防孤岛安稳装置配置范围

配置安稳装置首先需要分析孤岛现象的影响范围, 继而判断出防孤岛安稳控制系统需在哪些变电站配置安稳装置。其分析原则为: 逐级比较用电负荷与光伏发电量。这里以光伏并网线路对侧的并网变电站高压侧母线作为第一级, 该变电站的上级电源变电站的高压侧母线为第二级, 逐级上推。以图 1 为例, A 站高压侧母线为第一级, B 站高压侧母线为第二级, C 站高压侧母线为第三级, 其后以此类推。

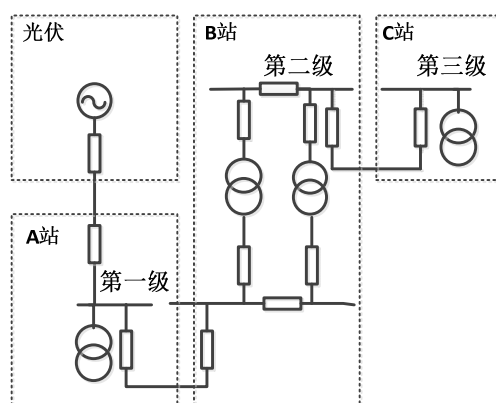


图1 孤岛范围逐级标示图

母线供电负荷的计算：以 A 站为例，若 A 站光伏并网开关在 A 站 I 段母线上且母联开关在分位，则该母线负荷仅以 I 段母线所供负荷计算；若母联开关在合位，则该母线负荷以整段母线所供负荷计算。

第一级检测方法：一级差额=A 站高压侧母线供电负荷的有功最小值-光伏电站并网发电功率的最大值；若一级差额大于等于 0，则孤岛范围延伸至 A 站即结束；若一级差额小于 0，则孤岛范围伸出 A 站至 B 站，需进行第二级孤岛范围检测；

第二级检测方法：二级差额=A 站与 B 站母线供电负荷之和的有功最小值-光伏电站并网发电功率的最大值；若二级差额大于等于 0，则孤岛范围延伸到 B 站结束；若二级差额大于 0，则孤岛范围伸出 B 站至 C 站，需进行第三级孤岛范围检测。

第 K 级检测方法： $\Delta k = \sum_{n=1}^k P_{\min}^n - P_{\max}^{PV}$ 。若

$\Delta k \geq 0$ ，则仅延伸至 K 站即结束；若：则继续延伸至第 K+1 级。

根据江苏省盐城电网的实际运行经验，一般的光伏电站的孤岛范围延伸至公共电网内变电站的中低压侧母线即结束，盐城市新能源风电、光伏装机容量占江苏全省 40% 以上。以图 1 为例，其孤岛范围延伸至 B 站结束，即只需在 A 站和 B 站配置安稳装置就可以确保对孤岛现象的准确判断。当然实际投运安稳装置时的计算以实际负荷的比较计算结果为准。下文中的安稳装置配置都以孤岛范围延伸至公共电网内变电站的中低压侧母线即结束作为分析前提，本文主要研究 220kV 电压等级以下并网的光伏电站，220kV 及以上电压等级为环网运

行，正常情况下不具备孤岛发生条件，故此不做研究。

2.2 典型防孤岛安稳系统

2.2.1 典型防孤岛安稳装置功能

以 110kV 并网的光伏电站为例，假设光伏并网线路对侧为 110kV 明珠变的高压侧母线，而后经陈明 953 线并入 220kV 陈堡变的中压侧母线，如图 2。

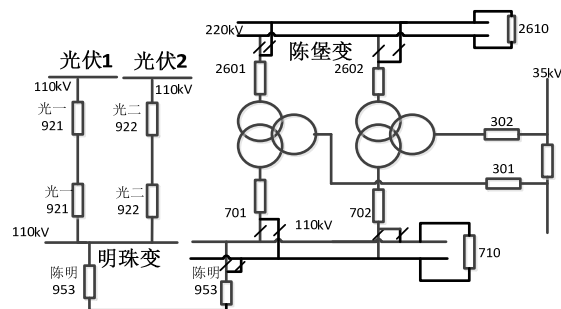


图2 110kV 并网典型接线

根据安稳装置配置范围分析得出，需在明珠变及陈堡变两站配置安稳控制装置。

(1) 安稳装置采集参数

110kV 明珠变：

- 采集本站陈明 953 开关位置及线路三相电流。
- 当陈明 953 线供明珠变时，陈明 953 线路或母差出口跳闸导致明珠变形成孤岛时发令切除明珠变所有光伏并网开关。

c. 动作判据：陈明 953 开关位置分位且线路无流切除明珠变所有光伏并网开关；接收陈堡变远跳命令时切除明珠变所有光伏并网开关。

220kV 陈堡变：

- 采集本站#1、#2 主变 220kV 侧开关位置；#1、#2 主变 110kV 侧开关位置及母线侧闸刀位置；陈明 953 开关位置；110kV 母联 710 开关位置及 7101、7102 闸刀位置；220kV 母线电压。
- 采集#1、#2 主变高压侧、中压侧、母联电流、陈明 953 线路电流；
- #1、#2 主变高压侧、中压侧、母联、陈明线断路器手跳或者合后位置。

(2) 装置动作原理

110kV 明珠变：

明珠变动作逻辑：明珠变陈明 953 开关分且无流，孤岛出口切光伏并网开关光一 921、光二 922

开关;收到陈堡变孤岛远跳令,孤岛出口切所有光伏并网开关。

220kV 陈堡变:

装置通过软件分析上述开关闸刀位置,区分陈堡变不同方式下动作逻辑:

方式一:正常运行方式(两台主变 110kV 侧分别运行不同母线,母联 710 开关分);

方式二:单变检修方式(一台主变运行);

方式三:并列运行方式(两台主变 110kV 侧并列运行,即两台主变运行于同一母线或两台主变运行于不同母线母联 710 开关合);

方式一对应动作逻辑:①陈明 953 开关跳闸;②与陈明 953 开关运行同一条母线上的主变高或中压侧开关跳闸;以上均发孤岛远跳令。

方式二对应动作逻辑:①陈明 953 开关跳闸;②陈明 953 与在运主变运行同一条母线,主变高或中压侧开关跳闸;③陈明 953 与在运主变不在同一条母线,母联 710 开关跳闸或在运主变高或中压侧开关跳闸;以上均发孤岛远跳令。

方式三对应动作逻辑:①陈明 953 开关跳闸;②陈明 953 运行母线相对应的主变高压侧或中压侧开关跳闸且母联 710 开关跳闸;③1#主变高或中压侧开关跳闸且 2#主变高或中压侧开关跳闸;以上均发孤岛远跳令。

上述三种方式下,220kV 正副母线均失压发远跳令,安自装置具备 PT 断线闭锁功能。

(3) 其他技术要求:

a. 明珠变陈明 953 线路重合闸方式设定:

①重合闸方式采用无压重合闸。

②电压取明珠变 110kV 母线电压。

③当明珠变侧陈明 953 开关跳闸,明珠变 110kV 母线无压时重合闸启动,有压时不重。

④当明珠变母线压变停用(即电压二次回路无压)时,明珠变陈明 953 开关无压重合闸停用。

b. 陈堡变及明珠变侧装置具备 PT 断线闭锁功能。

c. 陈堡变或明珠变任一侧安稳装置停用时,明珠变陈明 953 开关重合闸停用。陈明 953 线路或两侧开关停用时,陈堡变及明珠变侧安稳装置均停用。

d. 陈堡变 220 千伏母线分列运行时,陈堡变侧装置停用。

e. 陈堡变 110 千伏母线由外来电源特殊方式供电时,陈堡变侧装置停用。

f. 若明珠变侧装置停用时,陈堡变侧装置需陪停;若陈堡变侧装置停用时,明珠变侧装置无需停用。

2.2.2 典型防孤岛稳控系统的硬件配置

防孤岛安稳控制系统包含多个厂站,每个厂站配置一套安稳装置,各厂站之间通过光纤进行通讯。就某个变电站而言,其防孤岛安稳装置的硬件配置,与常规安稳装置的配置大体相同,每套稳控装置,包含 1 台 RCS-992A 主机⁰和 1 台 RCS-990A 从机,。

RCS-992A 主机,内置安稳控制策略,通过方式压板的投退进行控制策略的切换,方式压板根据现场实际运行状态进行选择投入,多个方式压板不允许同时投入。RCS-990A 从机,通过交流输入插件,采集元件的三相电流、电压值,通过弱电光耦插件,采集所需的开关及闸刀的变位开关量信息。从机装置中包含出口插件,能够输出多组出口,每组出口至少包含两副接点,一副用于出口跳闸,一副用于闭锁开关重合闸。

RCS-992A 主机中,配置有保护定值和通信定值,保护定值仅配置线电压突变启动定值和失压解列定值两项;通信定值则配置安稳控制系统内包含的各关联厂站的通信地址。RCS-990A 从机中,仅配置本站安稳装置各接入间隔(开关及各侧闸刀)的故障判别定值,每个间隔的故障判定值包含 12 项内容,分别为额定电压、额定电流、投运电流、投运功率、电流起动、功率起动、间隔类型、开关 HWJ(合闸位置继电器)接入、间隔跳闸前功率、间隔跳闸后功率、开关重合时间、开关无故障跳闸时间。

防孤岛安稳装置,通过 RCS-992A 主机与 RCS-990A 从机的配合工作,结合相关定值,通过内置判别逻辑判断相关间隔开关是否投运、是否无故障跳闸,从而为上文各运行方式下的控制策略提供最基础的元件状态认定依据。

(1) 元件投停判定逻辑:

投停状态判别所需输入量: HWJ 接入、投运电流、投运功率;

投停状态判别逻辑:①实测功率大于投运功率,延时 T 后判定为投运状态;②实测电流大于

投运电流, 延时 T 后判定为投运状态; ③HWJ 接入且 HWJ 接点闭合, 延时 T 后判定为投运状态。当接入元件为线路或主变时, T 为 2s, 若接入元件为发电机, T 为 0s。

HWJ 位置报警判别逻辑: 投停判别逻辑①或逻辑②成立, HWJ 接入但 HWJ 接点断开, 则判定为 HWJ 位置报警。

(2) 元件无故障跳闸判定逻辑:

无故障跳闸判别所需输入量: 投运电流、电流起动、功率起动、跳闸前功率、跳闸后功率、无故障跳时间;

无故障跳闸判别逻辑: 无故障跳闸必须同时满足 5 个条件, 分别为

①电流突变或功率突变, 启动无故障跳闸判别装置;

②实测电流小于投运电流(I_s), I_s 应尽量小;

③启动前 200ms 功率大于跳闸前功率定值(P_{s1}), P_{s1} 定值应尽量大;

④当前功率 P 小于跳闸后功率定值(P_{s2}), P_{s2} 定值应尽量小;

⑤

$$|\Delta I| = |I_k - I_{k-24}| \geq \alpha \times \left(\frac{P_{s1} - P_{s2}}{U_N} \right) + \beta \times |\Delta I|_{dt},$$

I_k 为当前点电流瞬时值, I_{k-24} 为一个周波前电流瞬时值, α 、 β 为系数, U_N 为额定电压。满足上述 5 个条件后, 经延时 T 后判别为无故障跳闸。

3 防孤岛安稳装置的运行风险

防孤岛安稳装置在投运前需进行大量前期准备工作, 安稳装置的安装涉及多个变电站, 其间的调试工作包含各运行方式下逻辑回路验收、光纤通道传输试验、出口动作逻辑验收、电压电流开入开出试验等大量工作。此类防孤岛安稳装置需与开关重合闸、备自投、光纤差动等保护及安自装置做好配合, 需根据实际电网情况, 选择对应保护定值。安稳装置的投运⁰因为涉及调试设备多、逻辑复

杂, 因此不能忽视每一个调试细节, 如 CT 回路实际变比和装置参数设定变比不符导致安稳装置误动、装置 CT 回路绝缘击穿导致安稳装置板件损坏等。

配置有防孤岛安稳装置的变电站, 在实际运维工作中, 其设备状态切换的工作量有时会增大, 以安装有安稳装置的变电站停运为例, 运维人员需先停运安稳装置然后再停主变, 其间工作票的填写比之常规变电站自然会更复杂。同时安稳装置日常的运维工作也需谨慎对待, 如误投或漏投运行压板导致安稳装置不正确动作、安稳装置压板操作顺序不当造成安稳装置误动、站间光纤通道的日常维护⁰等。上述运行风险, 在实际运维过程中, 只需严格按照操作规程执行则能够保障安稳装置的正确运行。安稳装置调试安装到位后, 对于局部电网的运行能够带来可靠的安全保障。

4 结论

安稳装置发展到今天, 技术已较为成熟。但伴随着新能源的不断发展, 电网的局部稳定有了更多的挑战, 电网企业承载着无条件全电量接受新能源的历史使命, 所以发展防孤岛安稳装置, 是保障新能源并网安全可靠的有效选择, 也是发展绿色清洁能源, 提高全网清洁能源消费量的重要系统支撑。可以预见, 在发展清洁能源的时代背景下, 防孤岛安稳装置必然凭借其可靠的动作特性, 得到电网运营企业的重视和发展。

对于存在大量新能源接入的地区, 配置防孤岛安稳系统是该区域电力系统一个有效的选择, 防孤岛安稳装置可配置于存在 110kV 及以下电压等级并网新能源的电力系统侧, 对输电网、配电网均能起到明显的保护作用, 避免了局部电能质量危机, 保障了电网设备和人身安全。

参考文献:

- [1] 雷一, 周敏. 大规模光伏对配网电压与损耗的影响[A]. 2013 年中国电机工程学会年会[C].
- [2] 朱俊杰, 黄震宇. 上海电网安全稳定控制装置的调试[J]. 电力与能源, 2011, 32(3): 191-193.
- [3] 蔡运清, 汪磊. 广域保护(稳控)的现状与展望[J]. 电网技术, 2004, 28(8): 20-24.
- [4] 吴国丙, 吴烈鑫. 广东电网安全稳定控制系统的功能配置

- 和控制原则[J]. 2006,19(2):1-3.
- [5] 张勇, 李建设. 安全稳定装置切机执行站工作模式探讨[J]. 南方电网技术, 2010,4(1):43-46.
- [6] 秦江平. 桂林电网安全稳定控制装置的应用及建议[J]. 广西电业,2011,5(133):87-89.
- [7] 吴盛军,徐青山. 光伏防孤岛保护检测标准及试验影响因素分析[J]. 电网技术,2015,4(39):926-930.
- [8] 丁明,王伟胜. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):2-5.
- [9] 樊阳文,刘志. RCS-992 稳控装置在福建在线电压稳定控制系统中的应用[J].电力系统自动化,2005,29(20):85-87.
- [10] 唐耿挺. 关于安全稳定控制装置运行维护应注意的问题[J]. 中国高新技术企业 2012,33(36):79-81.
- [11] 杜庆,刘瞰. 220kV 安稳系统传输通道配置方式探讨[J]. 湖北电力,2011,35(5):21-23.

作者简介:

邵 林 (1987-), 男, 江苏盐城人, 硕士, 研究方向: 电力调控运行及智能变电站。