

DOI: 10.7667/PSPC151277

基于 DG 接入的配网自动化系统保护策略的研究

林霞¹, 时永¹, 李强¹, 高厚磊²

(1. 国网山东省电力公司枣庄供电公司, 山东 枣庄 277102; 2. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要: 随着配网自动化水平不断提高, DG 接入时, 只要其相应保护及运行调度策略适应配网自动化水平, 就可以将 DG 对配网的影响限制在最低水平。综合考虑 DG 容量、其支持孤岛运行方式特点及其稳态、暂态短路特性, 采取相应的故障隔离及其电网自愈恢复策略实现这一目标。通过对 DG 正常运行潮流及故障时短路特性分析, 采用调整保护定值和重合闸策略, 并利用现有的配网自动化系统配合(包括设备自动化和远程可控开关), 实现故障消除及事先制定的孤岛划分方案。通过实例分析可知在 DG 运行的配网上仍可实现故障定位及配网自愈恢复策略。

关键词: 分布式发电; 配网自动化; 电流保护; 故障定位; 孤岛运行

Research on the protection strategy of distribution automation system based on DG access

LIN Xia¹, SHI Yong¹, LI Qiang¹, GAO Houlei²

(1. Zaozhuang Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Zaozhuang 277102, China;

2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: The increase in the level of distribution network automation can limit the impact of DG on distribution network at the lowest level as long as its corresponding protection and operation scheduling strategy can adapt to the distribution network automation level when the DG is joined up. In this paper, on the basis of comprehensively considering DG capacity, namely, the characteristics of supporting the island operation mode and the characteristics in the steady and transient state, the corresponding fault isolation and its power network self-healing strategy are adopted to achieve this goal. Through the analysis of the normal operation flow of DG and the characteristics of the short circuit at fault time, the adjustment of protection setting value and the reclosing strategy are used; the cooperation of existing equipment distribution network automation system (including equipment automation and remote controllable switches) is also used to realize the fault elimination and the isolated island partition scheme. Through the case analysis, it can be seen that the distribution network running on the DG can also achieve the fault location and the distribution network self-recovery strategy.

Key words: distributed generation; distribution network automation; current protection; fault location; islanding operation

0 引言

随着可再生能源的份额不断增加, DG 对电网的渗透度也在不断增加。其容量从 10 kW 到几百 MW。由于 DG 的接入给配网带来问题是多重的: 使配网由辐射型变为多电源环网, 并且有多个子单元(小的环网)及多终端网络; 短时过负荷, 双向潮流, 有时短路电流小于故障判断的短路电流水平等^[1-5]。并且由于中压配网的网络时间常数较大, 导致故障切除后的动态稳定失去从而带来对配网最大允许故障切除时间缩短的压力, 使得对快速故障定位提出更高要求^[6-9]。另一方面, 从提高供电服务水

平的角度来讲, 为了保证供电可靠性、供电质量, 允许的停电时间缩短, 这些都给配网故障以后的及时定位及快速恢复供电提出更高要求^[10-14]。

因此当 DG 接入配电网时, 需要另外保护系统的配合校核。在保证电网安全可靠运行的同时, 使得客户不受不正常的和异常的电网操作的影响。无论是过长的故障切除时间或非选择性跳闸, 对于一个不断开放的能源市场都是不可接受的。因此, 在 DG 接入时需要重新校核保护配合性, 优化保护的配合原则。

对于许多小型 DG, 一般提供不了可供故障判断的短路电流。只有感应发电机对于外部故障会提

供两个或三个周期的故障电流,类似于感应电动机。通常故障后系统变电站断路器跳闸,小型同步机过载,提供的短路电流是非常小的。对于这些小型发电机,其并网保护只要求配置同步继电器。较大的同步 DG 会在系统故障时提供大的短路电流。这种情况下,并网时除要求配置失步保护,还要与系统保护配合,起到检测故障和隔离故障的功能。而对于故障发生时的暂态过程,其故障电流大小取决于发电机电抗(X''_d , X'_d 和 X_d),衰减速率取决于故障终端电压和其短路时等值电路开路时间常数(T''_{d0} , T'_{d0})。当采用过流保护时要充分考虑其外部故障时电流衰减幅值和速度问题,有可能导致过流保护无法正确动作。

通过以上分析可知, DG 保护方案需同时满足以下三点,如图 1 所示。

1) 保护要同时兼顾系统侧和 DG 业主双方的要求,既要保证与系统保护配合,又不影响系统保护的配合关系,同时还要保护 DG 本身,并不损坏系统设备。

2) 保护方案不仅要能保证 DG 并网运行时的配合性,当 DG 在形成孤岛运行的过程中也要能够不失去其保护功能。即保护方案同时考虑稳态运行及孤岛动态操作过程,并且在并网、孤岛运行方式下均可保证其保护方案适用性。

3) 保护方案要考虑到不同 DG 性质时的短路电流特性,并能根据其特性选择合适的保护方案。特别是要考虑到 DG 所供短路电流的衰减特性,寻找一个可靠的故障判据,以准确判断其故障特征。如果判据本身存在某些盲区,要考虑采用多种判据的综合量,以期达到自适应性的保护方法。

本文将介绍新的保护协调配合策略以克服这些问题,以最少的成本最大限度利用已有的配网自动化系统缩短故障切除时间。考虑到成本压力,保护策略会根据网络参数特点及 DG 提供故障电流的大小来重新调整保护配合定值及时间级差,在故障切除时间暂态稳定特性允许的前提下提高保护动作快速性及重合闸重合成功率。在此基础上,针对 DG 本身特点,包括短路电流提供水平以及稳态下对当地负荷的平衡能力,提出了一套基于 DG 并网及孤岛运行方式下的配网自动化故障定位及网络自愈策略,以提高配网在 DG 接入情况下的供电可靠性。文章首先介绍了不同 DG 的短路特性及相关的并网准则;其次介绍了基于 DG 的配网自动化系统故障处理及再并网策略;最后以一个实际的配网自动化系统给出了基于 DG 并网条件下的故障处理全过程。

1 基于 DG 不同特性的并网配网相关准则

在 DG 安装过程中,供电系统管理部门曾经多次努力尝试规范 DG 并网保护要求。但是由于以下所列变量,规范要求是非常困难的。

A. 配网电路的设计不同,有些保护使用“保险丝”,还有其他尝试采用线路保险,与其分支回路保险相配合,不致引起越级跳闸。有些保护采用线路重合闸和分段器,而有的则没有。自动重合闸做法各不相同,有的采用前加速重合,有的则采用后加速重合。如图 1 所示。

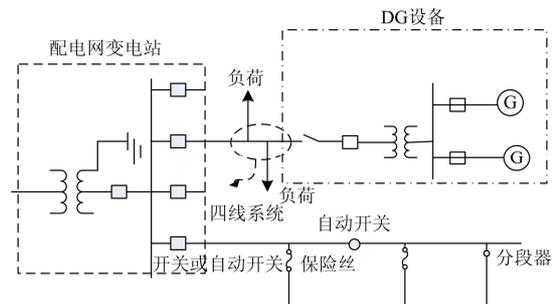


图 1 DG 并入配电网一次图

Fig. 1 Primary diagram for DG connecting to distribution network

B. DG 发电机不同类型

各种类型 DG 发电机可以被分为三大类:

1. 同步发电机

发动机、燃气轮机、小水电。

2. 感应发电机

风力发电机。

3. 异步发电机

微型涡轮机、燃料电池、光伏。

这些发电机类型具有不同的电特性并因此具有不同的互联保护要求。目前 DG 最常见的类型是同步发电机。供电系统对每种类型的 DG 并网互联要求看法不一。

国际上普遍采用的是 IEEE-1547 尝试为 DG 互联提供国家标准。可是 IEEE-1547 对 DG 互联保护要求提供了非常有限的实际指导。它要求过/欠频率和过压/欠压互联保护。它清楚地定义了 DG 和供电系统公共耦合(PCC)点之间安装互联保护。该标准还规定 DG 并网操作要求,但没有提供方法、解决方案或可选方案以满足这些要求。关键问题如:潜在的过电压,互联变压器的选择,系统保护不再配合,由于系统侧非全相或失步保护没有达到动作水平产生不平衡电流而损坏 DG。

由图 2 可以看出,由于各个 DG 的性质不同,其配置的保护类型也不尽相同。对于无法提供短路

电流的异步发电机性质的燃料电池组、光伏等, 既不需要配备过流保护也不需要配置同步装置, 只要要求配置过/欠频率和过压/欠压互联保护(反孤岛装置)即可。而对于感应性质的风力发电则需配置过流保护装置, 而大型同步机在要求配置过流保护的同时,

也要求配置同步装置。而总起来讲, 其反孤岛装置的配置是根据供电系统与 DG 业主协议是否可以孤岛运行来决定, 而保护及同步装置的配置则需视其发电机性质及提供短路电流能力区别对待。

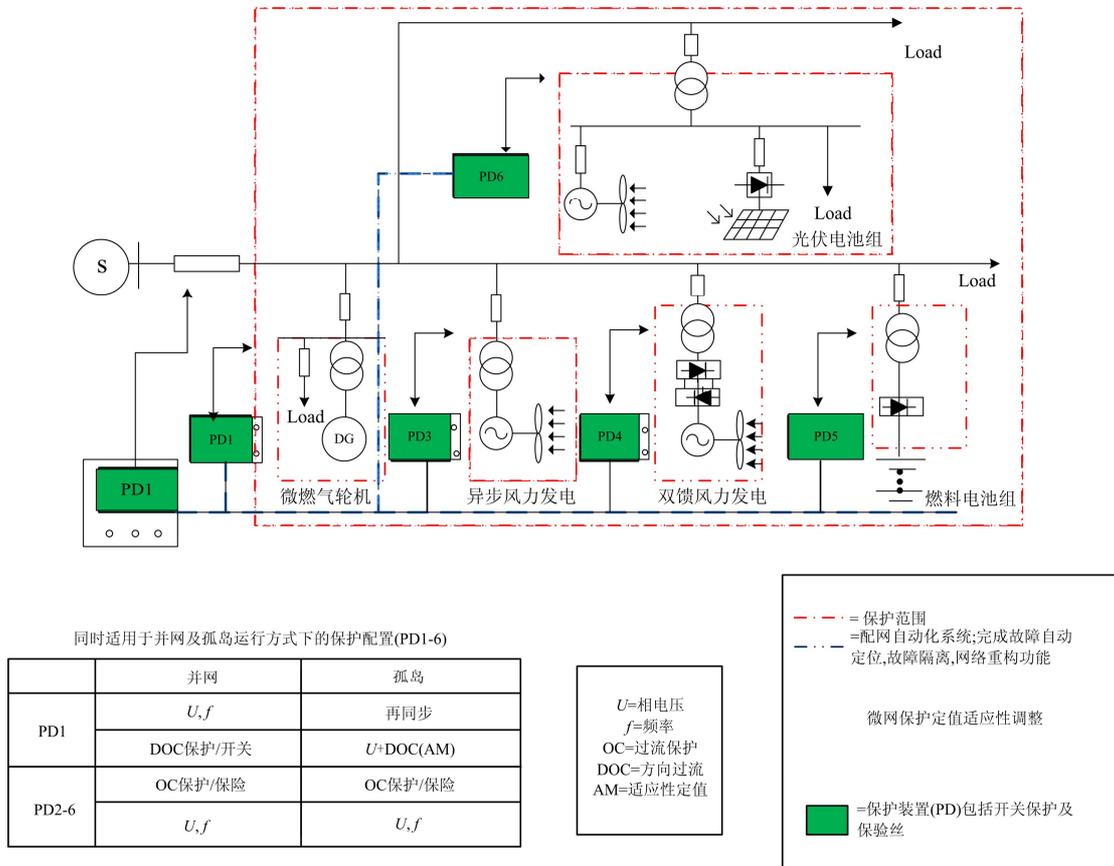


图2 不同性质 DG 并入配电网一次图

Fig. 2 Primary diagram for DG with different properties connecting to distribution network

2 基于 DG 的配电自动化系统故障处理及再并网策略

在进行网络自动化分析时, 通常有以下标准配置:

- 1) 故障指示器。带有本地和/或远程指示故障检测(带方向和不带方向)。
- 2) 本地自动化。自动重合闸, 自动分段开关以及通过接地继电器驱动接地开关。
- 3) 应用 SCADA 和 DMS 配电自动化控制系统。

2.1 基于 DG 的配电自动化系统故障处理策略

对于所提出策略的基础仍是采用离线设置当地的自动化设备定值和在线远程控制开关与本地自动化设备对故障自动反应的配合关系。特别分析了故障管理中 DG 接于中压网络时, 当地自动化动作行

为和继电保护定值设置。排除故障是保护和当地的自动化基本功能。根据自动化水平, 故障的定位和隔离也可由不同的自动化程度完成。而重合, 分段器和其他当地的自动化应用水平会显著提高故障管理水平和减少对消费者故障电流冲击时间。

对消费者供电可靠性被认为是一个故障管理的框架, 它包括故障排除和定位。如图 3 所示为配网中的一条馈线。馈线上接有 4 个 MV/LV 变电站及一个 DG 通过一个转换开关接入网络。普通用户标记为 CI—C3, 重要用户标记为 IC。此外, 每个电源侧均配备了故障检测器(FD)用于故障部分的定位。故障探测器是带方向的。馈线保护是由过流 $J>$ 继电器组成。一个继电器标记 R 被放置在馈线变电站出站侧, 而另一个是放置在 DG, 它被标记为 DGR。

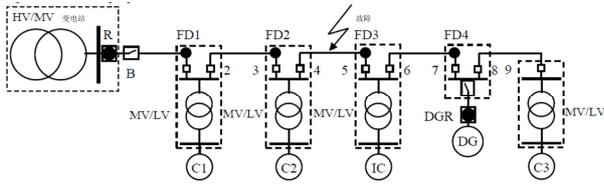


图 3 简单接入 DG 的配电网开关保护配置图

Fig. 3 Diagram for switch protection configuration of distribution network simply accessing to DG

当故障发生时，馈线电流继电器保护 R 0.3~0.5 s 后跳开。DGR 动作时间设置取决于 DG 提供的故障电流大小。一般情况下，有两种可能的情况。第一个包括 DG 直接联接到配电网。这样的 DG 可能导致短路电流值显著增加。DG 容量越大提供的短路电流越大。第二种更为普遍的情况是 DG 通过电力电子器件连接到配电网。这些装置是被用于 DG 控制。换流器装置会限制 DG 提供的短路电流仅限于额定电流水平(在某些情况下，短路电流可以达到稍微高于 150%的额定值)。显然，存在 DG 的配电网代替辐射性网络成为环路。

预估 DG 产生短路电流大小是至关重要的。如果 HV/ MV 站的 MV 母线故障，DG 提供的短路电流小于保护 R 定值，DGR 时间定值与保护 R 时间定值相同。否则，考虑与馈线保护配合，时间设定上调 Δt 。因此，故障后会打开馈线断路器 B 和 DG 断路器。在最坏的情况下，故障消除时间 0.3~0.5 s+ Δt 。动作曲线如图 4 所示。

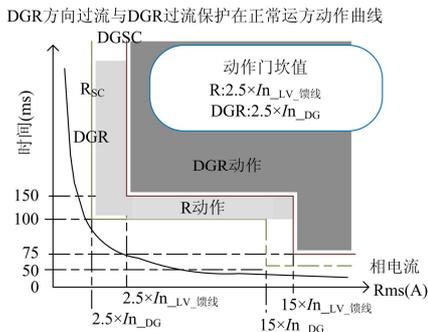


图 4 DG 的配电网过流保护配合校验动作曲线

Fig. 4 Action curve of overcurrent protection, coordination and verification of DG-based distribution network

2.2 基于 DG 的配电自动化系统重合闸时间配合策略

故障排除后 0.3 s，断路器 B 可以进行自动重合闸。显然 DG 的存在影响对当地自动化自动重合闸的时间设定。通常情况下，DG 会发生停运，所以，馈线的送电方向将只从高压/中压进行，这一方案将取消 DG 在配电网存在引入所有效果。如果故障是临时性质，它将在以前所述序列动作后恢复供电，

而对于永久性故障，会再次跳开 B。

配电自动化的引入将会为进一步提高故障处理水平提供帮助。对于以上描述故障，当 1 为快速重合，2 为慢速重合。0.3 s 重合会消除临时故障，如为永久故障，则会再次跳开断路器。同时，会跳开故障指示器，然后由他们选择跳开合适的(负荷)开关。如果是永久性故障，消费者 C1, C2 和 IC 将跳闸，开关 1、3、5、7 将会跳开(最后两个故障检测器 FD3 和 FD4 将会动作，然而由于反方向发电机的功率电子耦合典型设置提供线路额定电流的 160%，因此会忽略此短路电流而不启动跳闸 - 此方式该开口开关 5 和 7 不会跳开)。但始终会因 DG 的停运而将配网还原成辐射性网络，之后的故障处理程序就会照旧。

此外，再次重合后，FD1 会感受到电压的存在，变电站 C1 开关 1 闭合(通常在 5 s)。然后 FD2 检测电压的存在，变电站 C2 开关 3 闭合。这导致重合于故障再次打开。在同一时间开关 3 将打开并被闭锁不再重合，因为开关跳开即发生在其闭合瞬间。重合器重合以及开关 1 的顺序重合将馈线健康部分恢复送电。因此识别故障部分：它的位置是打开的封锁开关和其下游 FD/开关之间。如果可能的话，馈线的有故障的其余下游部分可以被重新通过手拉手线路恢复供电。

2.3 DG 的孤岛划分及再并网策略

一旦 DG 脱网，当并网保护动作后，联接纽带必须恢复。两种 DG 跳闸/恢复的方法被行业内广泛使用。第一种恢复方法(情况 1)用于 DG 与当地负荷不匹配的情况。此时，并网保护通常跳开 DG 断路器。当供电系统恢复时，DG 通常自动重新同步。许多供电公司需要同期继电器在主要并网点通过断路器进行同期合闸，以避免不同步合闸。同期继电器一般配备母线检无压(低电压)逻辑，使 DG 所联接失压母线重合于系统。第二种并网恢复方法(情况 2)用于 DG 大致与当地负载匹配的情况。在这种情况下，由并网保护跳开主进线断路器。在许多情况下，石油化工、造纸行业的 DG 配有内部低频减载装置，DG 脱网后有与其相匹配的局部负荷以支持孤岛运行方式。

当检测 DG 与系统不再同步时，需要立即脱网。DG 快速脱网，以允许馈线断路器实现自动重合闸。系统侧快速重合闸可以在变电站断路器跳闸后 15 至 20 个周波后实现。系统则需要对 DG 脱网速度做出要求。利用低频继电器加上重合闸脱网阻止大多数 DG 在系统干扰时提供对系统电源的支持能力。其配合关系如图 5 所示。

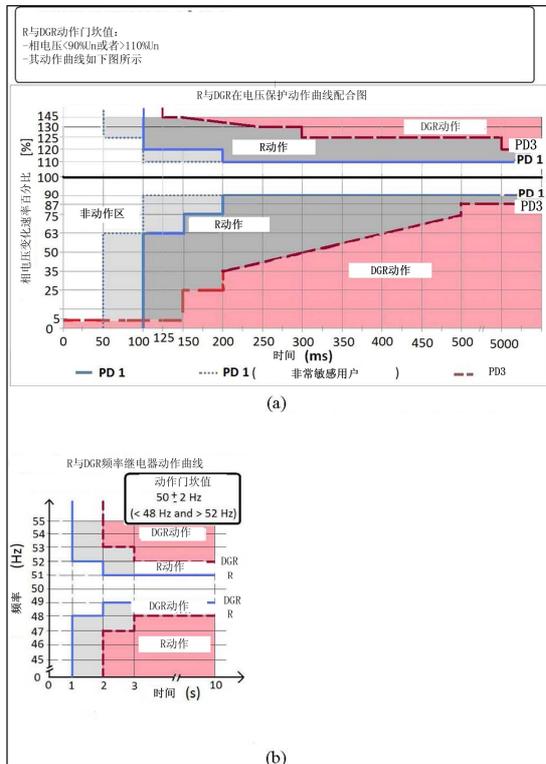


图5 DG的配电网过流低频低压配合校验动作曲线

Fig. 5 Action curve of low-frequency low-voltage coordination and verification of DG-based distribution network

然而这种解决方案有时不能简单地应用在现实中, 因为配电网和 DG 属于不同所有者, 并不总是可以协调工作的。有时重要的用户将在 DG 重启期间受到干扰。为了永久性故障后 DG 的持续运行, 引入智能型断路器的断开/重合, 同时伴随着打开某些(负荷)开关。该解决方案意味着不仅通过故障检测器, 同时通过确定的孤岛边界启动打开开关。另一种带来破坏性的条件会施加在同步发电机, 尤其是往复式发动机原动机, 由于系统长时间无法消除故障使得系统中的同步机失去同步。因为往复式发动机的机器惯性非常低, 对其影响尤其大。当完全失去同步时, 可能导致轴扭矩损坏。突然失衡的发电机电气和机械动力输出使得往复式发动机发电失去同步。当发生严重(一般三相)短路而无法快速消除时, 而在故障期间的机械动力输出保持不变, 发电机的电力输出可能会因此突然减少。在此期间发电机失去同步, 并会经历一场严重的电压骤降。电压跌落的越多时, 发电机电能输出就越少, 这种电气和机械输出之间不平衡导致发电机加速, 更加导致失去同步。如果欠压继电器(27)延时设置过长时, 发电机可滑极而导致轴扭矩损害。一个基于阻抗原理的失步继电器可以用于检测该条件, 并从系统中使 DG 脱网。

基本的原理为: 发生永久性故障后, 为了 DG 和重要的用户立即形成孤岛, 哪个开关将被打开依赖于 DG 功率、实际用电量、网络状态以及可用的开关和保护。该方案的孤岛是提前设定的, 并通过特定的事件触发。例如图 1 馈线, 这意味着断路器 B /重合闸动作将伴随着打开开关 5 和 8。触发事件可以当检测到故障发生, 通过继电器 R 和电压继电器设定为同时动作。这意味着一个孤岛由 DG 和 MV/LV 与 IC 组成。故障时, 只要故障动作曲线不是落在孤岛上 DG 和 IC 之间, 此操作都是成功的。设置相应的故障检测器可以过滤故障发生在孤岛上的情况。有必要引入故障在馈线上孤岛边界的探测器。以图 1 所示配网为例, 可以使用故障检测器 FD3 和 FD4。如果两个探测器被跳开, 故障是岛的下游, 或者两者不跳闸, 故障是岛的上游。最后, 如果只 FD3 跳闸和 FD4 没跳, 这将意味着故障是在岛上的, 孤岛不可能运行。(负荷)开关 8 要更换为断路器, 当故障位于其下游时, 及时断开以提供孤岛运行方式。开关 5 必须比断路器 B 和断路器 8(前开关 8)更慢打开, 以避免切断短路电流。断路器 B 开关 5 和断路器 8 之间的协调, 通过适当调整的时间设置。强制性先决条件是 DG 能够继续运行, 直到孤岛操作建立(这是肯定的, 因为 DG 在故障状态能够继续运行至少 500~600 ms), 有足够的时间建立孤岛运行方式。

由图 6 可以看出, 只有在明确 DG 的故障耐受

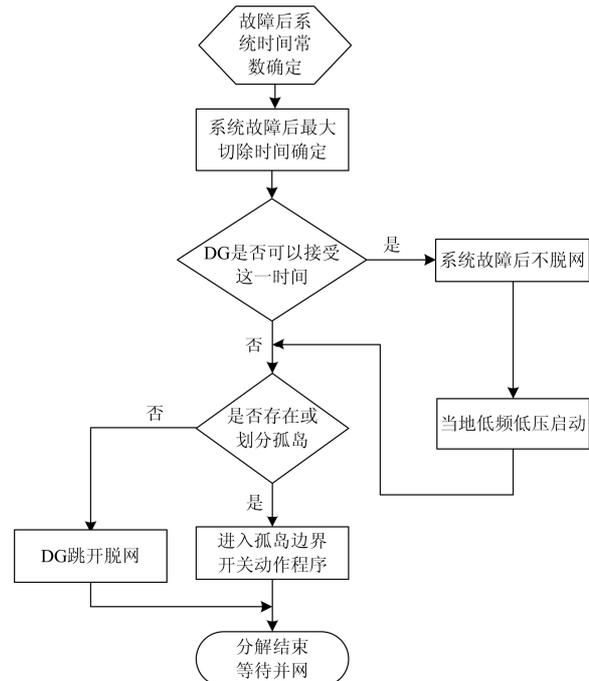


图6 DG的配电网孤岛划分策略流程图

Fig. 6 Flow diagram for islanding strategy of DG-based distribution network

时间，系统暂态稳定的故障切除最大时间以及孤岛划分的策略后才能最终确定最终孤岛运行方案。因此这是一个需要综合评估系统、DG 双方正常运行方式及暂态特性的综合方案。

3 实例分析

图 7 为集中式配网自动化故障自动定位及隔离系统。假设在分段开关 D 下游区段接入 DG，当分段开关 C 与 D 之间发生永久性故障时，故障区域判定过程为：DL 跳闸后，启动故障区间判定，30 s 收集所有开关保护动作信息，从电源侧起，最后一个由系统侧作为大电源提供短路电流整定的相对较大保护动作定值启动的最后一级开关与相邻的由 DG 提供的相对较小的保护动作定值启动开关之间即为故障区段。故障区域确定后自动隔离。而对于 DG 在正常运行方式下退出运行时的故障隔离，只要是系统侧保护动作最后一级开关与相邻没有保护动作的开关之间即可判定为故障区段。

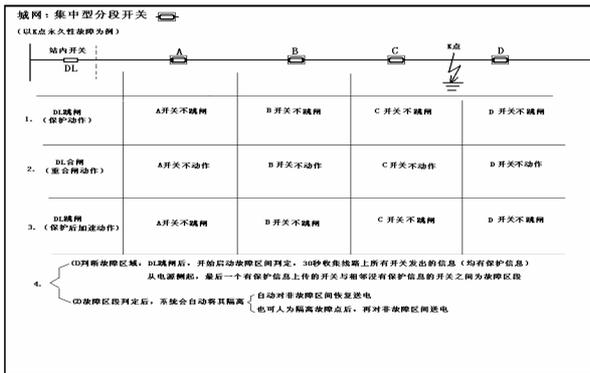


图 7 基于 DG 的配电网集中式分段开关故障自动判断系统动作原理图

Fig. 7 Diagram for operating principle of the automatic fault diagnosis system of centralized section switch of DG-based distribution network

图 8 所列为适用于配网自动化的电压型开关故障诊断系统的动作行为分析。而对于 DG 接入的情况，唯一不同的是，当 FCB 再次保护跳闸，线路失电后各开关自动断开；B 分段开关(RTU2)因 Y-延时中停电自动设置正方向闭锁，而相邻的 RTU3 因残压加于 S 侧自动设置反方向闭锁。(LOCK 状态即使在 RTU 失电时也能被记忆)。而在进行离线参数设定时，DG 的接入位置是在系统中输入，因此，对于开关 D 来讲，首先感受到的是一直存在于其 RTU 终端来自 S 侧的电压，而其 RTU 系统侧是感受到的小于其整定时间 XL 的恢复又消失的电压，因此自动设置反方向闭锁。原理图如图 9。

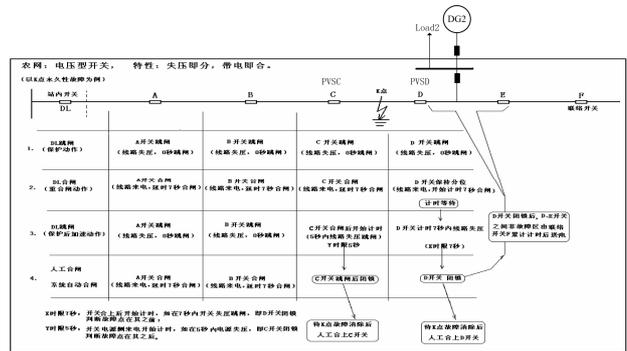


图 8 基于 DG 的配电网分布式电压开关故障自动判断系统动作原理图

Fig. 8 Diagram for operating principle of the automatic fault diagnosis system of distributed voltage switch of DG-based distribution network

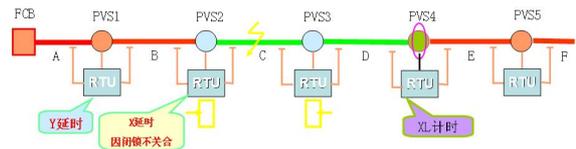
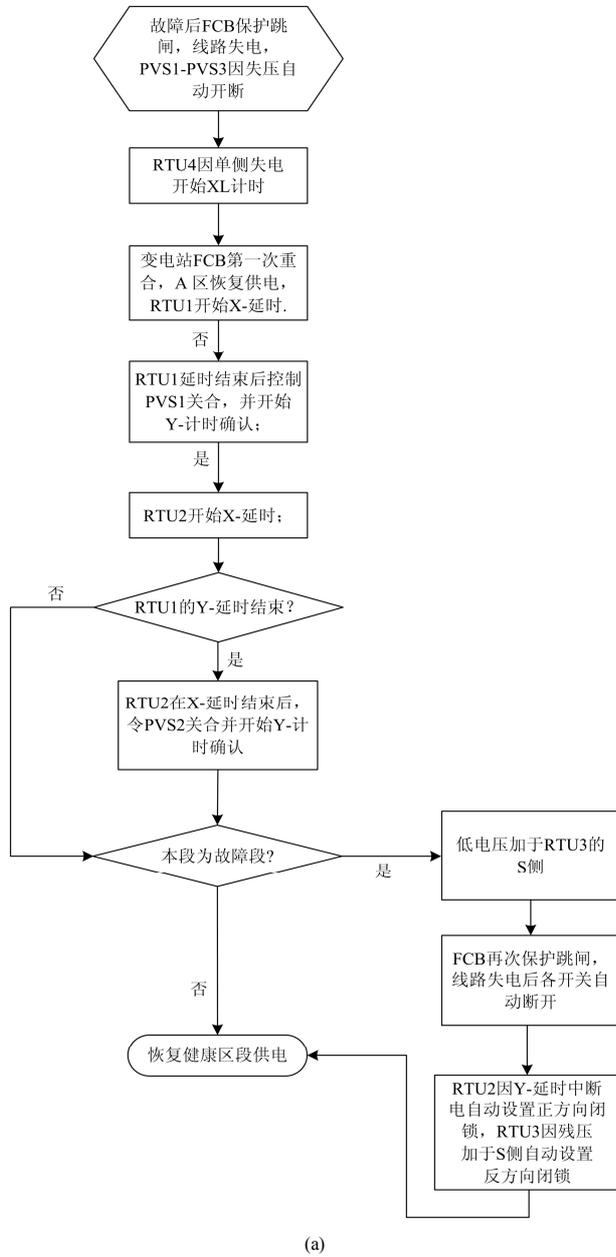


图 9 基于 DG 的配电网分布式电压开关 RTU 自动判断动作原理图

Fig. 9 Diagram for the operating principle of distributed voltage switch RTU automatic diagnosis of DG-based distribution network

图 10 为配电自动化实际动作隔离故障动作图，当时，沙沟站下游分支发生永久性故障，其处理流程如图 10(a)所示。由于当地 DG 容量不大，因此不考虑孤岛运行情况，只需在 FCB 重合闸动作时间整定上作了 0.5 s 的延时，其重合闸时间设为 1.5~2 s，其首级分段开关动作时间如图 10(c)所示，Y 延时为 28 s，这是考虑与二次重合闸储能相配合，由他级次均为 7S X 延时，如图 10(d)所示。如果要进一步要求 DG 孤岛运行状况，在目前的配电自动化动作时间内，不论其是否为永久性故障，在第一次重合闸之前即将 DG 从系统隔离，或者当运行于有电源配网线时，将 DG 从故障区段隔离至另一段联络电源。主要是考虑到 2 次重合闸的时间配合对 DG 自行运行的要求较高，还有对 DG 二次冲击问题。当然，从这个角度来讲，反而是双电源联络线的配网更有利于 DG 稳定运行，同时，目前的自动化水平也可以做到这一点。另外从流程图中可以看出，不论 DG 是否并网运行，其故障判断程序均能正常进行。唯一不同的是 DG 并网运行时需要 RTU 因残压加于 S 侧(系统侧)自动装置反方向闭锁环节，这一环节也是为了能消除由 DG 方向提供的短路电流，

将故障区段完全隔离。



(b)



(c)



(d)

图 10 基于 DG 的配电网分布式电压-时型配网自动化故障自动判断系统动作流程图及实例

Fig. 10 Operation examples of the automatic fault diagnosis system of distributed voltage-time limit distribution network automation of DG-based distribution network

4 结论

本文借助于现在普遍应用的配网自动化系统,在考虑 DG 提供短路电流能力的前提下确定保护动作曲线调整策略及相应的重合闸配合时间。通过系统暂态参数分析, DG 故障耐受力分析, 孤岛边界划分策略确定最终的故障隔离及系统运行方案, 实现快速故障定位及故障时 DG 对系统支持及故障后快速并网策略一整套方案。对于解决大量 DG 并网时如何确保电网安全运行及 DG 最大发挥其作用, 为当地电源有效支持双重问题提供了有效方法。

参考文献

[1] 梁有伟, 胡志坚, 陈允平. 分布式发电及其在电力系统中的应用研究综述[J]. 电网技术, 2003, 27(12): 71-76.
LIANG Youwei, HU Zhijian, CHEN Yunping. A survey of distributed generation and its application in power

system[J]. Power System Technology, 2003, 27(12): 71-76.

[2] 梁才浩, 段献忠. 分布式发电及其对电力系统的影响[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(6): 53-56.
LIANG Caihao, DUAN Xianzhong. Distributed generation and its impact on power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(6): 53-56.

[3] 姚致清, 于飞, 赵倩, 等. 基于模块化多电平换流器的大型光伏并网系统仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(36): 27-33.
YAO Zhiqing, YU Fei, ZHAO Qian, et al. Simulation research on large-scale PV grid-connected systems based on MMC[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(36): 27-33.

[4] 姚致清, 赵倩, 刘喜梅. 基于准同步原理的逆变器并网技术[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(24): 123-126, 131.
YAO Zhiqing, ZHAO Qian, LIU Ximei. Research on grid-connected technology of inverter based on quasi synchronous principle[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(24): 123-126, 131.

[5] 姚致清, 张茜, 刘喜梅. 基于 PSCAD/EMTDC 的三相光伏并网系统仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(17): 76-81.
YAO Zhiqing, ZHANG Qian, LIU Ximei. Research on simulation of a three-phase grid-connected photovoltaic generation system based on PSCAD/EMTDC[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(17): 76-81.

[6] 韩国政, 徐丙垠, 索南加乐, 等. 基于 IEC 61850 的配网自动化通信技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(2): 62-66.
HAN Guozheng, XU Bingyin, SUONAN Jiale, et al. Communication technology for distribution automation based on IEC 61850[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(2): 62-66.

[7] 姚致清, 刘涛, 张爱玲, 等. 直流融冰技术的研究及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(21): 57-62.
YAO Zhiqing, LIU Tao, ZHANG Ailing, et al. Research & application on DC de-icing technology[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(21): 57-62.

[8] 高厚磊, 李娟, 朱国防, 等. 有源配电网电流差动保护应用技术探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(5): 40-44.
GAO Houlei, LI Juan, ZHU Guofang, et al. Study on application technology of current differential protection in active distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(5): 40-44.

[9] DE BRITTO T M, MORAIS D R, MARIN M A. Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks, transmission and distribution[C] // Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES8-11, Nov. 2004: 623-628.

[10] GIRGIS A, BRAHMA S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system[M]. IEEE Press, 2001.

[11] IEEE Std. 1547-2003, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems[S].

[12] 黄炜, 刘健, 焜魏昊, 等. 分布式光伏电源极端可接入容量极限研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(3): 22-27.
HUANG Wei, LIU Jian, WEI Haokun, et al. Extreme capacity limitations of photovoltaic generators in distribution grids[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(3): 22-27.

[13] 张青杰, 陆于平. 基于故障相关区域自适应划分的分布式保护新原理[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(7): 39-42, 52.
ZHANG Qingjie, LU Yuping. A new distributed protection principle based on adaptive division for relevant fault area[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(7): 39-42, 52.

[14] 朱国防, 高厚磊, 徐丙垠, 等. 配电网电源侧故障下大范围负荷转移优化策略及实现方法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(5): 73-77.
ZHU Guofang, GAO Houlei, XU Bingyin, et al. Wide range of load transfer optimization strategy and its implementation method for the busbar voltage loss in distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(5): 73-77.

收稿日期: 2015-07-23; 修回日期: 2015-09-16

作者简介:

林霞(1975-), 女, 通信作者, 博士, 主要研究方向为分布式发电系统保护及控制; E-mail: boulevard@126.com

时永(1965-), 男, 本科, 工程师, 研究方向为分布式发电系统保护及控制;

李强(1986-), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为分布式发电系统保护及控制。

(编辑 葛艳娜)