

基于阻抗特性的 IIDG 孤岛保护与故障穿越协调运行方法

叶林¹, 苗丽芳¹, 苏剑², 吕志鹏², 饶日晟¹, 张亚丽¹

(1. 中国农业大学信息与电气工程学院, 北京市 100083; 2. 中国电力科学研究院, 北京市 100192)

摘要: 针对逆变型分布式电源(IIDG)的孤岛保护和故障穿越两种功能存在的运行冲突问题,提出一种基于公共连接点(PCC)阻抗特性的 IIDG 孤岛保护和故障穿越协调运行方法。基于 PCC 等效阻抗的传递函数解析模型,分析并网和孤岛运行状态下的阻抗特性。根据孤岛和电压暂态扰动情况下 PCC 阻抗的变化特征实现了同一逆变器中孤岛和电压暂态扰动现象的同步检测,从而正确执行孤岛保护与故障穿越两种功能。算例表明,所提方法可以有效辨识孤岛和电压暂态扰动现象,协调 IIDG 的孤岛保护和故障穿越两种功能,对已有的故障穿越和动态无功支撑方法具有较好的兼容性,有利于 IIDG 主动参与电网调节,更好地适应在配电网中的高渗透并网。

关键词: 阻抗特性; 孤岛保护; 故障穿越; 动态无功支撑; 逆变型分布式电源

0 引言

随着可再生能源发电技术的快速发展,逆变型分布式电源(inverter interfaced distributed generator, IIDG)在配电网中的渗透水平不断提高,对系统稳定性具有不可忽略的影响^[1]。在电网暂态扰动期间,若仍按照 IEEE Std 1547—2003^[2], IEEE Std 929—2000^[3], UL 1741—1999^[4]等标准进行控制,会造成大量 IIDG 的不必要解列,甚至引发停电事故^[5]。

为适应 IIDG 高渗透友好接入配电网,IEEE^[6]、德国电网^[7]以及加州公共事业委员会^[8]的智能逆变器工作组(SIWG)等组织机构提出 IIDG 应具备有功-频率控制、无功-电压控制和故障穿越等辅助服务功能,主动参与电网调节,以提供电压和频率支撑。然而,前述辅助服务功能与 IIDG 已有孤岛保护功能在电压和频率允许运行范围、时限要求及具体实现方式等方面存在一定的相互影响^[9-11]。IIDG 所提供的电压和频率支撑会改变传统电压和频率被动式孤岛检测方法的检测盲区,形成的负反馈会抵消 Sandia 频率偏移法等主动式孤岛检测方法的正反馈,延长孤岛检测时间,影响检测效果^[12-15]。此外,当 IIDG 处于孤岛运行状态时,执行故障穿越控制毫无意义,且会对设备与人员造成危害;当发生电压暂态扰动时,孤岛保护会执行 IIDG 的切机操作,

无法进行故障穿越^[16]。因此,需对 IIDG 的孤岛保护与故障穿越两种重要功能进行协调控制。

文献[16]提出一种基于无功功率扰动的低电压穿越与孤岛同步检测算法,但需结合电压谐波被动检测方法。文献[17]根据电压外环比例-积分(PI)控制器的饱和极限协调孤岛保护和低电压穿越两种功能,文献[18]利用负序电流注入实现孤岛保护和不平衡故障穿越,但都没有考虑 IIDG 在低电压穿越期间的动态无功支撑。文献[19]提出一种基于电压有效值的故障穿越和孤岛检测协调运行算法,但没有考虑 IIDG 与本地负载功率平衡时的孤岛情况,由于功率平衡,孤岛系统的电压和频率维持在正常运行范围,所提算法无法检测出孤岛。

针对上述问题,本文考虑 IIDG 在电压穿越期间的动态无功支撑,根据孤岛和电压暂态扰动情况下公共连接点(PCC)阻抗的特性差异,提出一种基于 PCC 阻抗特性的孤岛保护与故障穿越协调运行方法。该方法可以有效辨识孤岛和电压暂态扰动现象,在功率平衡的情况下,也可以正确执行孤岛保护和故障穿越功能。基于 PSCAD/EMTDC 软件平台的仿真结果验证了所提方法的有效性。

1 IIDG 的孤岛保护与故障穿越问题概述

1.1 孤岛保护要求

为了防止给相关设备和人员造成潜在的危害,当电网故障发生断网时,孤岛保护要求 IIDG 具有快速而准确的孤岛检测能力,并能够在并网标准^[2-4]规定的时限范围内从电网解列,停止供电。目前已

有的检测方法中,被动式检测方法基于电压、频率等状态量的变化判断孤岛,如过/欠压(over/under-voltage, OUV)和过/欠频(over/under-frequency, OUF)法。由于 PCC 处的电压幅值和频率分别与无功功率和有功功率不匹配量相关^[20],孤岛发生后,若 IIDG 和本地负载之间满足功率匹配,则 PCC 处电压幅值和频率几乎不发生变化,OUV/OUF 检测方法失效。国内外研究人员提出通过注入扰动驱使电压和频率偏离正常范围的主动式孤岛检测方法^[21-23],以消除功率匹配时的孤岛检测盲区,主要有频率扰动、电压扰动和功率扰动等几类。

1.2 故障穿越要求

为改善系统稳定性,配电网中 IIDG 呈高渗透率情形下,新的并网标准将要求 IIDG 具备故障穿越能力^[5],为故障期间电网电压提供一定支撑。中国在新的并网规则中已经规定光伏电站应具备故障穿越能力,且在故障穿越期间为电网提供动态无功支撑^[24]。中国光伏系统并网标准 GB/T 19964—2012 中对光伏系统的故障穿越要求如下。

1)电压穿越要求:当光伏系统 PCC 电压跌落在附录 A 图 A1 红色曲线以下时,光伏系统应在规定的时间要求内从电网切除,否则应能不脱网连续运行规定的一段时间。

2)动态无功支撑能力:当电网发生短路故障引起电压跌落时,光伏系统在进行电压穿越期间应向电网吸收或注入动态无功电流,以支撑 PCC 电压尽快恢复。

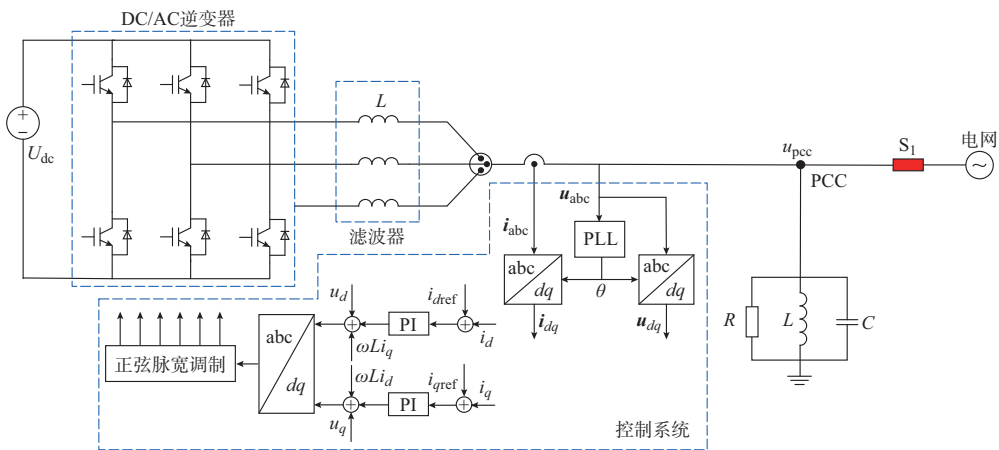


图 1 IIDG 并网系统的结构图
Fig.1 Structure diagram of grid-connected system of IIDG

为防止过电流,电流值应该小于 I_{max} ,本文取 $I_{max} = 1.2I_N$,其中 I_N 为额定电流。因此,故障穿越期间有功电流 i_d ($i_d \geq 0$ 恒成立)需满足下式:

1.3 孤岛保护与故障穿越之间的矛盾

在同一 IIDG 中执行孤岛保护和故障穿越存在运行冲突问题。一方面,故障穿越要求较宽松的电压和频率允许运行范围和时限,会增加孤岛检测期间的运行时间;另一方面,动态无功支撑通过控制无功分量调整电压,会改变被动孤岛检测法的检测盲区,降低基于频率、电压或功率正反馈扰动等典型主动孤岛检测法的检测性能。因此,需要对 IIDG 的孤岛保护和故障穿越两种功能进行协调控制。

2 并网和孤岛运行状态下 PCC 等效阻抗模型

为简化分析,本文假设直流侧母线电压恒定,将一次侧可再生能源用直流电压源代替,本地负载用并联 RLC 电路来模拟,IIDG 的并网结构如图 1 所示。功率控制采用电网电压定向、基于 PI 控制器的电流追踪控制策略。其中, i_{dref} 和 i_{qref} 由外环功率控制给定。正常运行情况下,考虑单位功率因数运行, $i_{qref} = 0$;本文考虑电压跌落和上升两种电压暂态扰动情况,故障穿越期间的电流参考值根据电压跌落、上升程度给定。本文根据 GB/T 19964—2012 规定的动态无功支撑^[24],按照式(1)给定 i_q 。

$$i_q = \begin{cases} 1.05I_N & u_{pcc} < 0.2 \\ 1.5 \times (0.9 - u_{pcc}) & 0.2 \leq u_{pcc} \leq 0.9 \\ 0 & 0.9 < u_{pcc} < 1.1 \\ 1.5 \times (0.9 - u_{pcc}) & 1.1 \leq u_{pcc} \leq 1.2 \\ -1.05I_N & u_{pcc} > 1.2 \end{cases} \quad (1)$$

$$i_d = \begin{cases} \sqrt{i_{max}^2 - i_q^2} & u_{pcc} > 0.5 \text{ 或 } u_{pcc} < 1.3 \\ 0 & u_{pcc} \leq 0.5 \text{ 或 } u_{pcc} \geq 1.3 \end{cases} \quad (2)$$

根据文献[25],IIDG 并网系统的谐波电路模型及对应的传递函数模型如附录 B 图 B1 和图 B2 所

示。从 IIDG 向电网侧看,并网运行时,PCC 等效阻抗为本地负载阻抗与电网阻抗的并联,即 $Z_1 // Z_g$; 孤岛发生时,网络结构发生了变化,PCC 等效阻抗变为本地负载阻抗 Z_1 。具体如下:

$$Z_{pcc}^{nor}(s) = \frac{U_{pcc}(s)}{I_{pcc}(s)} = \frac{Z_1(s)Z_g(s)}{Z_1(s) + Z_g(s)} \quad (3)$$

$$Z_{pcc}^i(s) = \frac{U_{pcc}(s)}{I_{pcc}(s)} = Z_1(s) \quad (4)$$

$$Z_1(s) = R // L // C = \frac{sRL}{s^2RLC + sL + R} \quad (5)$$

$$Z_g = sL_g + R_g \quad (6)$$

式中: $Z_{pcc}^{nor}(s)$ 和 $Z_{pcc}^i(s)$ 分别为并网和孤岛运行时的 PCC 等效阻抗; U_{pcc} 和 I_{pcc} 分别为 PCC 电压和电流值; Z_1 为 RLC 型本地负载的阻抗; s 为拉普拉斯算子; L_g 和 R_g 分别为等效电网电感和电阻; Z_g 为电网等效阻抗。

在一定的频率范围内,并网和孤岛两种运行状态下 PCC 等效阻抗具有较大差异,在不同本地负载特性情况下该阻抗特征基本保持一致^[25]。

3 基于 PCC 阻抗特性的孤岛保护与故障穿越协调运行方法

3.1 PCC 谐波阻抗的暂态特性

为有效辨识孤岛和电压暂态扰动两种情况,对孤岛和电压暂态扰动发生时 PCC 谐波阻抗的暂态特性进行仿真实验对比分析。为使分析结果更合理,进行了多次仿真实验,分别设置了不同程度的电压暂态扰动和孤岛现象。电压暂态扰动现象考虑电网电压跌落和上升两种情况,并根据电压跌落或上升程度动态调整无功电流输出,以提供动态无功支撑。

在仿真实验过程中,通过对不同程度的电网电压跌落或上升、孤岛工况分析,发现 PCC 谐波阻抗随时间的变化具有如下的基本规律。

1) 孤岛发生时,PCC 谐波阻抗 Z_h 数值上由正常运行时的阻抗值变为孤岛运行时的阻抗值,且该变化在孤岛期间具有连续性,如附录 C 图 C1 所示。

2) 电压暂态扰动发生时, Z_h 同样发生变化,但该变化在电压扰动期间不具有连续性,只在电压变化瞬时发生暂态变化,且每次暂态变化的持续时间较短,约为 Δt ;而在电压跌落或上升期间, Z_h 保持为正常运行时的阻抗值,如附录 C 图 C2 所示。

可见,电压暂态扰动发生时, Z_h 只在电压跌落、上升以及恢复时刻发生暂态变化,与孤岛发生时的变化特征具有明显区别。因为孤岛发生时, Z_h 的变化由网络结构变化造成;而电压暂态扰动发生时,

Z_h 的变化由电压、电流的暂态变化造成。

3.2 孤岛保护与故障穿越协调运行方法

基于 PCC 阻抗特性的孤岛保护与故障穿越协调运行方法的控制流程如图 2 所示。

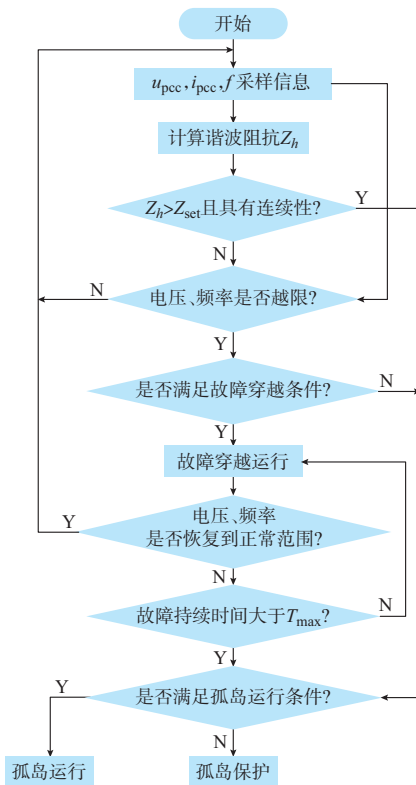


图 2 孤岛保护与故障穿越协调运行方法
Fig.2 Coordinated operation method for islanding protection and fault ride-through

具体步骤如下。

步骤 1: 根据 PCC 电压、电流及频率采集信息,进行谐波阻抗 Z_h 计算。

步骤 2: 根据 Z_h 的变化协调孤岛保护和故障穿越控制两种功能。若检测到 $Z_h > Z_{set}$, 且连续,则判定为孤岛现象,转到步骤 5;若检测到 $Z_h > Z_{set}$, 但非连续,则判定为电压暂态扰动现象,转到步骤 3。

阻抗阈值 Z_{set} 根据孤岛时的阻抗值设置,阻抗变化的连续性通过式 (7) 判定。

$$y = \int_{t_s}^{t_e} 1 dt > y_{set} \quad (7)$$

式中: t_s 为积分起始时刻,即阻抗达到阻抗阈值时刻; t_e 为积分结束置零时刻,即阻抗小于阻抗阈值时刻; y 为单位 1 在阻抗达到阻抗阈值的持续时间内的积分值; y_{set} 为积分阈值,其值根据电压暂态扰动情况下谐波阻抗变化规律确定的持续时间 Δt 设置。

图 3 为积分阈值设置原理图。对电压暂态扰动现象,实际的积分时间区间小于 Δt ,该情况下 $y <$

y_{set} 恒成立,即阻抗变化不具有连续性,判定为非孤岛现象;对孤岛,阻抗变化在整个孤岛时间区间内保持不变, $y > y_{\text{set}}$ 恒成立,即阻抗变化具有连续性,判定为孤岛。

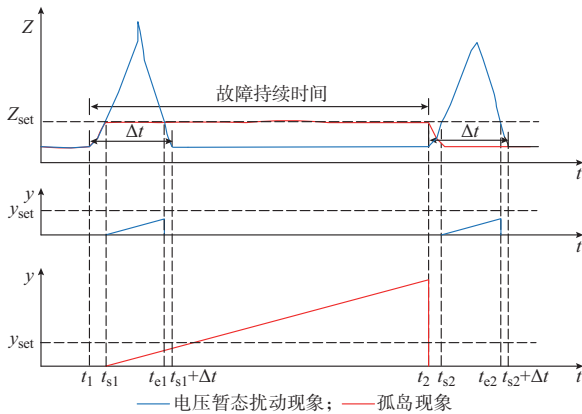


图3 积分时间阈值设置原理图

Fig.3 Schematic diagram of integral threshold setting

步骤3:在电网暂态扰动情况下,根据电压、频率状态信息判断是否满足故障穿越条件,若满足,则转到步骤4;否则,转到步骤5。

步骤4:进入故障穿越运行状态,根据电压变化程度,调整无功功率输出,为暂态运行期间PCC电压提供支撑。判断电压、频率在允许的最大故障运行时限 T_{max} 内是否达到正常运行范围,若达到,则恢复正常运行;否则故障穿越失败,转到步骤5。

步骤5:判断IIDG和本地负载构成的孤岛系统是否满足孤岛运行条件,在允许孤岛运行的前提下可进入孤岛运行。否则,直接将IIDG解列。

实际中,IIDG的孤岛运行会造成人员或设备安全问题^[26],故本文在仿真分析中不允许孤岛运行,在检测到孤岛或故障穿越失败时直接将IIDG解列。

3.3 控制框图

本文所提协调运行方法的控制由3个模块组成,分别为阻抗判断模块、故障穿越模块和被动孤岛检测模块,控制框图如附录C图C3所示。

阻抗判断模块检测谐波阻抗值 Z_h 的变化,当检测到 $Z_h > Z_{\text{set}}$,且 $y > y_{\text{set}}$,判定IIDG处于孤岛状态,将孤岛解列信号 S_2 置1,通过正弦脉宽调制将开关管驱动信号控制为低电平,使IIDG停止工作;否则,判定为电压暂态扰动现象,孤岛解列信号 S_2 保持为0。

本文参考文献^[27],谐波阻抗值采用非特征次谐波注入法获取。选取与基频50 Hz较接近的75 Hz非特征次频率作为扰动谐波频率,即取 $h = 1.5$ 。通过向PCC注入非特征次谐波,对PCC处测

量电压、电流 U_{pcc} 和 I_{pcc} 进行傅里叶分析,并提取相应的谐波量 $U_h(s)$ 和 $I_h(s)$,按照式(8)计算对应的谐波阻抗 $Z_h(s)$ 。

$$Z_h(s) = \frac{U_h(s)}{I_h(s)} \quad (8)$$

式中: $s = j\omega_h$,其中 $\omega_h = 2\pi f_h$,表示 h 次谐波的角频率, f_h 为注入扰动谐波的频率,本文取75 Hz。

附录C图C3中,谐波注入幅值的设计依据为:在能够获取较精确阻抗计算值的前提下,选取尽量小的值,因为过大的谐波注入幅值会造成输出电流波形畸变,影响入网电流的电能质量。当然,谐波注入幅值过小将无法实现阻抗检测或检测不准。通过多次仿真实验分析,本文选取较为合理的谐波幅值5 V。

附录C图C1表明,谐波阻抗测量值(蓝色实线)与实际阻抗计算值(红色虚线)基本吻合。

故障穿越控制模块根据PCC电压 u_{pcc} 的越限情况判断是否启动故障穿越功能。若越限且在穿越范围内,则启动故障穿越,将控制切换信号 ctrl 置0,并根据电压越限程度给出相应的无功电流参考值,提供动态无功支撑;若越限但不在故障穿越范围内,则不启动故障穿越。

被动孤岛检测模块解决图2中不满足故障穿越条件和 T_{max} 时间内故障穿越未成功的两种特殊情况。一旦出现电压、频率的变化幅度不满足故障穿越条件或者异常运行的持续时间超出允许时限 T_{max} ,则发出闭锁信号,使IIDG停止工作。为更好地确保故障穿越的顺利进行,被动式孤岛检测模块中电压和频率的允许运行范围和时限要求采用IEEE Std 1547a—2014调整后的标准^[6]。

实际执行过程中,上述阻抗判断模块、故障穿越模块和被动孤岛检测模块实现了孤岛和电压暂态扰动现象的同步检测,使孤岛保护和故障穿越两种功能具有一定的相对独立性。而且,电压暂态扰动情况下的动态无功支撑不仅利于系统电压稳定,同时有助于谐波阻抗的测量。

4 算例分析

本文搭建了图1所示的IIDG并网仿真模型,相关仿真参数^[28]如下:额定功率 $P_N = 250$ kW,额定电流 $I_N = 378.79$ kA,滤波电感 $L = 800$ μH ,电感等效电阻 $r = 0.05$ Ω ,输入电压 $U_{\text{in}} = 800$ V,开关频率 $f_s = 6480$ Hz,额定频率 $f = 50$ Hz,电网电压 $u_g = 380$ V,电网电阻为 0.02 Ω ,电网电感为 0.2 mH,比例系数 $K_p = 0.48$,积分时间常数 $T_i = 0.001$ s。考虑孤岛最严重的情况,取本地负载品质

因数 $Q_f=2.5$, 负载谐振频率 $f_r=50$ Hz, 且 IIDG 输出功率与本地负载功率完全匹配。由此, 可得本地负载参数为: $R=0.5776 \Omega$, $L=0.7354$ mH, $C=13777 \mu\text{F}$ 。为验证所提方法的有效性, 分别针对电压暂态扰动现象和伴随电压暂态扰动的孤岛现象进行仿真分析。

本文所采取仿真环境下, 电压暂态扰动期间谐波阻抗变化持续时间 Δt 约为 0.12 s, 孤岛时 PCC 谐波阻抗约为 0.24Ω , 故选取 $y_{\text{set}}=\Delta t=0.12$ s, $Z_{\text{set}}=0.24 \Omega$ 。

4.1 电压暂态扰动现象仿真分析

1) 电压跌落情况

本文在 0.3 s 时, 设置电网电压跌落 30% (幅值为 0.2177 kV), 持续时间为 2 s。具有孤岛保护与故障穿越两种功能的 IIDG 在电压跌落时的仿真结果如图 4 和图 5 所示。

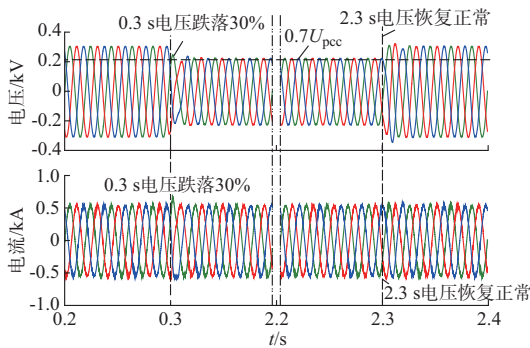


图 4 电压跌落 30% 时 PCC 电压、电流波形图
Fig.4 PCC voltage and current waveforms with 30% voltage sag

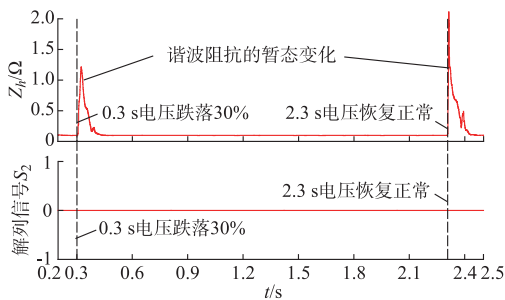


图 5 电压跌落 30% 时谐波阻抗及解列信号变化
Fig.5 Changes of harmonic impedance and tripping signal with 30% voltage sag

图 4 和图 5 表明, 电压跌落期间 PCC 谐波阻抗只发生了短时的暂态变化, 孤岛保护并未动作, IIDG 顺利穿越了电压跌落故障。在动态无功支撑作用下, 电压实际跌落程度小于 30% 。说明本文所提协调运行方法能够有效识别电压跌落暂态扰动现象, 确保低电压穿越的顺利进行。

2) 电压上升情况

本文在 0.4 s 时, 设置电网电压上升 20% (幅值为 0.3732 kV), 持续时间为 0.16 s。具有孤岛保护与故障穿越两种功能的 IIDG 在电压上升时的仿真结果如附录 D 图 D1 和图 D2 所示。该结果表明, 电压上升期间 PCC 谐波阻抗只发生了短时的暂态变化, 孤岛保护并未动作, IIDG 顺利穿越了电压升, 由于动态无功的支撑作用, 电压实际上升程度小于 20% 。说明本文所提协调运行方法能够有效识别电压上升暂态扰动现象, 确保高压穿越的顺利进行。

4.2 伴随电压暂态扰动的孤岛现象仿真分析

为了模拟 IIDG 相对恶劣的孤岛状况, 本文将图 1 中断路器 S_1 断开, 设置了伴随电压跌落和电压上升的 IIDG 孤岛现象。

1) 伴随电压跌落的孤岛现象

本文在 0.4 s 时设置孤岛事件, 同时电网电压跌落 50% 。具有孤岛保护与故障穿越两种功能的 IIDG 在发生伴随电压跌落的孤岛现象时的仿真结果如附录 D 图 D3 和图 D4 所示。

附录 D 图 D3 表明, 0.4 s 发生孤岛后, 由于电压跌落现象的伴随, Z_h 的变化有别于附录 C 图 C1。虽然在 0.41 s 左右已经达到阈值 Z_{set} , 但为了判断该变化是否具有连续性, 直到 0.528 s 孤岛解列信号 S_2 才由 0 跳变为 1 , 使 IIDG 停止供电。由附录 D 图 D4 的电压、电流波形图也可以看出这一点。孤岛瞬间电压、电流波形的暂态跳变是电压跌落造成的。孤岛后一段时间内, 由于孤岛解列信号仍为零, 且孤岛后 IIDG 输出功率与本地负载功率需求完全匹配, 电压、电流波形输出仍正常。由于本地 RLC 负载的 LC 谐振振荡, 发出解列信号后, PCC 电压经过衰减振荡变为零。可见, 所提协调方法在伴随电压跌落的情况下仍成功识别了孤岛, 并在 128 ms 内进行了孤岛保护控制, 满足目前的孤岛检测要求。

2) 伴随电压上升的孤岛现象

本文在 0.4 s 时设置孤岛事件, 同时电网电压上升 20% 。具有孤岛保护与故障穿越两种功能的 IIDG 在发生伴随电压上升的孤岛现象时的仿真结果如附录 D 图 D5 和图 D6 所示。

附录 D 图 D5 表明, 0.4 s 发生孤岛后, 同样由于电压上升现象的伴随, Z_h 的变化有别于附录 C 图 C1。虽然在 0.43 s 左右达到了阈值 Z_{set} , 但为了判断该变化的持续时间是否大于 T_d , 直到 0.547 s 孤岛解列信号 S_2 才由 0 跳变为 1 , 使 IIDG 停止供电。附录 D 图 D6 的电压、电流波形图也可以说明

这一点。孤岛瞬间电压上升使电压、电流波形出现了暂时的小波动。由于孤岛解列信号仍为零,且孤岛后 IIDG 输出功率与本地负载功率需求完全匹配,孤岛后一段时间内电压、电流波形输出仍正常。同样,由于本地 RLC 负载的 LC 谐振振荡,发出孤岛解列信号后,PCC 电压经过一定时间的衰减振荡变为零。可见,所提协调方法在伴随电压上升的情况下仍成功识别了孤岛,并在 147 ms 内进行了孤岛保护控制,满足目前的孤岛检测要求。

5 结语

针对同时具有孤岛保护和故障穿越能力的 IIDG,本文提出一种基于 PCC 阻抗特性的孤岛保护和故障穿越控制协调运行方法,所提方法可有效区别电压跌落或上升等电压暂态扰动现象和孤岛现象,在电压跌落或上升等电压暂态扰动现象发生时,能够有效地进行低压或高压穿越,同时为系统提供动态无功支撑,主动参与电网的动态调节;在 IIDG 输出功率与本地负载功率完全匹配的情况下,当伴随有电压跌落或上升的孤岛现象发生时,可以在规定的时间内进行孤岛保护。该方法使孤岛保护和故障穿越控制两种功能具有相对独立性,确保了二者的正确执行,为 IIDG 在配电网中的高渗透并网提供保障。

论文下一步的工作将考虑有功-频率、无功-电压和频率穿越等辅助服务功能,对所提协调运行方法的适用性作进一步深入研究,并进行实验验证。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] GHIANI E, PILO F. Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2015, 3(4): 504-511.
- [2] IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems: IEEE Std 1547—2003[S]. 2003.
- [3] IEEE recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems: IEEE Std 929—2000[S]. 2000.
- [4] Static inverter and charge controllers for use in photovoltaic systems: UL 1741—1999[S]. 2001.
- [5] YANG Y, ENJETI P, BLAABJERG F, et al. Wide-scale adoption of photovoltaic energy: grid code modifications are explored in the distribution grid[J]. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2015, 21(5): 1-10.
- [6] IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems—amendment 1: IEEE Std 1547a—2014 (Amendment to IEEE Std 1547—2003)[S]. 2014.
- [7] BDEW J. Technical guideline generating plants connected to the medium-voltage network[S]. 2008.
- [8] Smart Inverter Working Group. Recommendations for updating the technical requirements for inverters in distributed energy resources[S]. 2014.
- [9] LAAKSONEN H J J. Need for new islanding detection schemes and prioritization with generator grid code requirements[J]. *International Review of Electrical Engineering*, 2016, 11(2): 160.
- [10] 张海玉,刘闯,晁勤,等.具有 LVRT 能力的并网光伏系统继电保护问题研究[J].*电力系统保护与控制*, 2015, 43(3): 53-60. ZHANG Haiyu, LIU Chuang, CHAO Qin, et al. Research on relay protection issues of grid-connected photovoltaic system with LVRT ability[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(3): 53-60.
- [11] WEITZL Z, VARJASI I. Fault ride-through versus anti-islanding in distributed generation[C]// 14th International Power Electronics and Motion Control Conference, September 6-8, 2010, Ohrid, Republic of Macedonia: 85-92.
- [12] NEELY J C, GONZALEZ S, ROPP M, et al. Accelerating development of advanced inverters: evaluation of anti-islanding schemes with grid support functions and preliminary laboratory demonstration[R]. 2013.
- [13] NELSON A, HOKE A, MILLER B, et al. Impacts of inverter-based advanced grid support functions on islanding detection[C]// IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference, September 6-9, 2016, Minneapolis, USA: 5p.
- [14] DIETMANNBERGER M, SCHULZ D. Impacts of low-voltage distribution grid codes on ancillary services and anti-islanding detection of inverter-based generation[J]. *IEEE Trans on Energy Conversion*, 2016, 31(4): 1287-1294.
- [15] LISSANDRON S, SGARBOSSA R, SANTA L D, et al. Impact of non-simultaneous P/f and Q/V grid code requirements on PV inverters on unintentional islanding operation in distribution network[C]// IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), June 22-25, 2015, Aachen, Germany: 7p.
- [16] 马聪,高峰,李瑞生,等.新能源并网发电系统低电压穿越与孤岛同步检测的无功功率扰动算法[J].*电网技术*, 2016, 40(5): 1406-1414. MA Cong, GAO Feng, LI Ruisheng, et al. Reactive power perturbation method for simultaneous low voltage ride-through and islanding detection of grid-tied renewable energy generation systems[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(5): 1406-1414.
- [17] DAS P P, CHATTOPADHYAY S, CHAKRABORTY S. A voltage independent islanding detection method and low voltage ride through of a two-stage PV inverter[C]// IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), March 20-24, 2016, Long Beach, USA: 2652-2659.
- [18] TUYEN N D, FUJITA G. Negative-sequence current injection of dispersed generation for islanding detection and unbalanced

- fault ride-through[C]// 46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), September 5-8, 2011, Soest, Germany; 6p.
- [19] DIETMANNBERGER M, SCHULZ D. Compatibility of fault-ride-through capability and anti-islanding-detection in inverters connected to low voltage distribution grids[C]// 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, October 24-27, 2016, Florence, Italy; 7010-7015.
- [20] DE MANGO F, LISERRE M, AQUILA A D, et al. Overview of anti-islanding algorithms for PV systems; Part I passive methods [C]// 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, August 30-September1, 2006, Portoroz, Slovenia; 1878-1883.
- [21] MANGO F D, LISERRE M, DELL'AQUILA A. Overview of anti-islanding algorithms for PV systems; Part II active methods [C]// 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, August 30-September1, 2006, Portoroz, Slovenia; 1884-1889.
- [22] 张学广,王瑞,刘鑫龙,等.改进的主动频率偏移孤岛检测算法[J].电力系统自动化,2012,36(14):200-204.
ZHANG Xueguang, WANG Rui, LIU Xinlong, et al. Improved active frequency drift anti-islanding algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(14): 200-204.
- [23] 马静,米超,王增平.基于谐波畸变率正反馈的孤岛检测新方法[J].电力系统自动化,2012,36(1):47-50.
MA Jing, MI Chao, WANG Zengping. A novel islanding detection method based on positive feedback of voltage harmonic distortion [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(1): 47-50.
- [24] 中国国家标准化管理委员会. 光伏电站接入电力系统技术规范:GB/Z 19964—2012[S].北京:中国标准出版社,2012.
- [25] LIU N, ALJANKAWAY A, DIDUCH C, et al. Passive islanding detection approach based on tracking the frequency-dependent impedance change [J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2015, 30(6): 2570-2580.
- [26] MULHAUSEN J, SCHAEFER J, MYNAM M, et al. Anti-islanding today, successful islanding in the future[C]// 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, March 29-April 1, 2010, College Station, USA; 8p.
- [27] ASIMINOAEI L, TEODORESCU R, BLAABJERG F, et al. A digital controlled PV-inverter with grid impedance estimation for ENS detection[J]. IEEE Trans on Power Electronics, 2005, 20(6): 1480-1490.
- [28] REZAEI M M, SOLTANI J. A robust control strategy for a grid-connected multi-bus microgrid under unbalanced load conditions[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, 71: 68-76.

叶林(1968—),男,通信作者,博士,教授,博士生导师,德国洪堡学者,主要研究方向:电力系统自动化、新能源发电系统并网运行与控制。E-mail: yelin@cau.edu.cn

苗丽芳(1991—),女,硕士研究生,主要研究方向:电力系统运行与控制、新能源发电与并网。E-mail: mlf@cau.edu.cn

苏剑(1971—),男,博士,教授级高级工程师,主要研究方向:配电网规划、运行和分布式电源并网。

(编辑 蔡静雯)

Impedance Characteristic Based Coordinated Operation Method for Islanding Protection and Fault Ride-through of Inverter Interfaced Distributed Generator

YE Lin¹, MIAO Lifang¹, SU Jian², LYU Zhipeng², RAO Risheng¹, ZHANG Yali¹

(1. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: For the operation conflict problems existing between islanding protection (IP) and fault ride-through (FRT) function of inverter interfaced distributed generator (IIDG), an impedance characteristic based coordinated operation method for IP and FRT of IIDG is proposed. Based on the transfer function analytical model of equivalent impedance at point of common connection (PCC), the impedance characteristics under conditions of grid-connected and islanding operation are analyzed. The simultaneous detection of islanding and transient voltage disturbance in the same inverter is achieved according to the variable features of PCC harmonic impedance, thus the IP and FRT functions are performed correctly. Example analysis shows that the proposed method is able to effectively identify islanding and transient voltage disturbance, while coordinating the IP and FRT functions. It has better compatibility for available FRT and dynamic reactive power support methods. Thus, it is beneficial for IIDG to actively participate in grid regulation and better adapt to high penetration integration in distributed networks.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. PD71-15-038).

Key words: impedance characteristic; islanding protection (IP); fault ride-through (FRT); dynamic reactive power support; inverter interfaced distributed generator (IIDG)