

基于不同次数谐波下品质因数一致性的孤岛检测方法

邓 聪, 江亚群, 黄 纯

(湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要:针对基于谐波电压或阻抗的孤岛检测方法所存在的盲区较大且阈值难以设定的问题,提出一种基于不同次数谐波下品质因数一致性的孤岛检测判据,并结合 q 轴谐波电流扰动法作为新型孤岛检测方案。推导了微网发生孤岛后负载品质因数的计算公式。由于负载固有的品质因数与谐波次数无关,发生孤岛后不同次数谐波下的品质因数是-致的,而并网时计算的品质因数没有确定的物理含义,不同次数谐波下其值差异大,利用这一特性判别是否发生孤岛。理论分析了所提方法的可行检测区,结果表明其能实现孤岛的小盲区快速检测,且满足计算要求所需要的谐波扰动很小,对电能质量影响小。相比于谐波电压或阻抗检测法,所提方法对主网参数的适应性更强,阈值设定简单。在多种负载和线路参数场景下进行了仿真分析,结果验证了所提方法的正确性和有效性。

关键词:孤岛检测;谐波电流;品质因数;检测盲区;并网;一致性

中图分类号:TM 761

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202009001

0 引言

孤岛效应是分布式发电 DG(Distributed Generation)系统的一部分与主网侧的其余部分隔离而继续向局部负载供电的现象,可以分为计划孤岛和非计划孤岛^[1-3]。非计划孤岛是指在运行计划之外发生的孤岛,若不能及时对孤岛现象做出检测并采取措施,将影响 DG 与配电网的安全运行,会对运维人员的人身安全造成危害。为了保证 DG 并网系统的运行安全与稳定,IEEE Std 929—2000^[4]和 IEEE Std 1547—2018^[5]规定孤岛检测技术必须在孤岛形成的 2 s 内准确检测出孤岛状态,并将并网逆变器切换到离网运行模式。

总体而言,孤岛检测技术可分为远程技术和本地技术两大类。远程技术通过电网与各 DG 之间的通信完成检测,具有很高的可靠性,但操作复杂且经济性差,适用于大功率 DG 并网电站^[6]。本地技术又分为被动式检测法和主动式检测法。被动式检测法以 DG 侧电气量(如电压幅值、相位、频率、谐波等)的异常作为判断孤岛的依据,主要有过/欠电压 OUV(Over/Under Voltage)和过/欠频率 OUF(Over/Under Frequency)检测法、电压相位突变检测法^[7]、频率变化率检测法^[8-9]等,其特点是对供电质量无影响,但阈值难以确定,存在较大的检测盲区。主动检测法包括谐波注入法^[10-11]、主动频率偏移法^[12]、滑模

频率偏移法^[13]、无功功率扰动法^[14]等,需要对 DG 的输出进行扰动,能够有效地减小检测盲区,但对电能质量的影响较大。

DG 离网前、后的电气量会随系统拓扑结构的变化而发生变化,利用该特点可以进行孤岛检测,典型的方法有谐波电压检测法和谐波阻抗检测法。文献[15]提出了一种注入 3 次谐波电流的孤岛检测方法,利用发生孤岛后 3 次谐波电压的增大检测孤岛;文献[16]提出了一种基于双向谐波电压变动的被动检测法,根据特征谐波电压的变动判别孤岛;文献[17]提出了基于谐波电压与基波频率的孤岛检测方法,能够区分电网低频与孤岛低频;文献[18]引入 DG 并网系统的谐波电路模型,根据谐波阻抗的频率响应特性在发生孤岛前、后的差异来辨别孤岛。上述检测方法均是基于系统拓扑结构进行辨识的,由于受主网参数的影响,不适用于系统侧等效基波阻抗较大的弱电网。

本文提出一种基于不同次数谐波下品质因数一致性的孤岛检测方法。首先,推导了 DG 发生孤岛后负载品质因数的计算公式。其次,对 DG 发生孤岛前、后的品质因数进行了分析:由于负载固有的品质因数与谐波次数无关,发生孤岛后不同次数谐波下的品质因数是-致的;而并网时计算的品质因数没有确定的物理含义,不同次数谐波下其值差异大。利用这一特性可判别是否发生孤岛。最后,给出了基于品质因数一致性的孤岛检测判据,并结合逆变型 DG 的谐波电流扰动法,给出了孤岛检测方案。本文所提方法对孤岛事件敏感,其检测盲区只受到测量误差、计算误差与信号噪声的影响,方便阈值的设定,且需要注入的扰动小;相比于谐波电压或阻抗检测法,所提方法具有受主网参数影响更小的优点。

收稿日期:2019-12-28;修回日期:2020-07-02

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51677060);湖南省自然科学基金资助项目(2019JJ60012)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51677060) and the Natural Science Foundation of Hunan Province(2019JJ60012)

1 孤岛检测原理

1.1 孤岛检测的基本原理

逆变型 DG 并网系统的结构简图如图 1 所示。图中, P 、 Q 分别为 DG 输出的有功、无功功率; ΔP 、 ΔQ 分别为 DG 的有功、无功差额; P_L 、 Q_L 分别为提供给负载的有功、无功功率; R 、 L 、 C 分别为并联负载的等值电阻、电感、电容; R_f 、 L_f 、 C_f 分别为 LC 滤波器的滤波电阻、电感、电容。非计划孤岛发生在配电网故障导致断路器 S 意外断开的情况下。

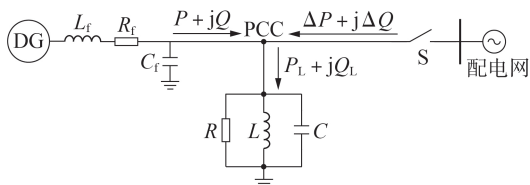


图1 DG并网系统结构简图

Fig.1 Structure diagram of grid-connected DG system

DG 并网时与配电网通过公共连接点 PCC (Point of Common Coupling) 共同对负载提供有功功率 P_L 和无功功率 Q_L , 即:

$$P_L = P + \Delta P = 3U^2/R \quad (1)$$

$$Q_L = Q + \Delta Q = 3U^2[1/(\omega L) - \omega C] \quad (2)$$

其中, U 、 ω 分别为 DG 并网时 PCC 处的相电压有效值、角频率, 一般有 $U = U_g$, $\omega = \omega_g$, U_g 、 ω_g 分别为电网的额定电压、额定角频率。

发生孤岛后, 逆变型 DG 继续向负载独立供电, PCC 处的电压和频率将由 DG 输出的有功和无功功率决定, 此时的功率关系为:

$$P_L = P = 3(U')^2/R \quad (3)$$

$$Q_L = Q = 3(U')^2[1/(\omega' L) - \omega' C] \quad (4)$$

其中, U' 、 ω' 分别为发生孤岛后 PCC 处的相电压有效值、角频率。

联立式(1)~(4)求解得到:

$$\Delta P = P \left[\frac{1}{(1 + \Delta V)^2} - 1 \right] \quad (5)$$

$$\Delta Q - \frac{f' \Delta P}{P f} Q = \left(\frac{f'}{f} - 1 \right) \left[Q_c \left(\frac{f'}{f} + 1 \right) + Q \right] \quad (6)$$

其中, $\Delta V = (U' - U)/U$ 为发生孤岛前、后 PCC 处的电压变化率; $Q_c = \omega C U^2$ 为 DG 并网时负载所消耗的容性无功; f 、 f' 分别为 DG 并网、离网时的频率。

当 ΔP 、 ΔQ 趋近于 0 时, 负载的有功和无功功率分别与逆变器输出的有功和无功功率基本持平, 此时 PCC 处的电压幅值和频率变化很小, 不能达到传统被动检测法的阈值, 孤岛检测进入盲区。

1.2 基于系统拓扑结构辨识的孤岛检测方法

基于系统拓扑结构辨识的孤岛检测方法主要包括谐波电压检测法与谐波阻抗检测法, 此类方法通

过检测发生孤岛后谐波电压或阻抗的增大来检测孤岛。当并网逆变器并网时, DG 可以看作一个电流源, 谐波电流由变换器的脉宽调制控制产生, 配电网系统中的谐波电压主要由非线性的配电变压器引入^[18]。并网时, DG 提供主要的谐波源, 其谐波电路图可由图 2 近似表示。图中, $Z_g = R_g + jX_g$, $X_g = \omega L_g$ 为网侧等效基波电抗, R_g 、 L_g 分别为网侧等效电阻、电感; $Z_L = 1/[1/R + j(1/X_C - 1/X_L)]$, $X_C = 1/(\omega C)$ 、 $X_L = \omega L$ 分别为等效负载的基波容抗、基波感抗; I_h 为逆变器输出的 h 次谐波电流; Z_o 为 DG 的输出阻抗; V_{pcc} 为 PCC 处的电压; I_{pcc} 为 DG 出线电流。

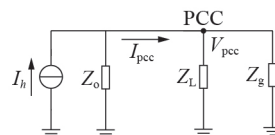


图2 DG并网系统的谐波电路图

Fig.2 Harmonic circuit of grid-connected DG system

并网时, 网侧较低的阻抗和本地负载阻抗并联, PCC 处的等效输入阻抗较小; 发生孤岛后, PCC 处的阻抗为本地负载阻抗, 其值较大, PCC 处阻抗的增大引起谐波电压的增大。文献[17]指出, 为了满足谐波电压或阻抗在发生孤岛后增大的要求, 传统的谐波电压或阻抗检测法选取的谐波次数的范围为:

$$h \leq \sqrt{\frac{X_C}{X_L} + \frac{X_C}{2X_g}} \quad (7)$$

当负荷的谐振频率在工频附近时, 有 $X_C = X_L$, 谐波次数 h 与等效负载的基波容抗 X_C 和网侧等效基波电抗 X_g 的比值有关, 不便于选择。所以传统方法受主网参数的影响较大, 对系统短路容量小的弱电网的适应性差, 导致阈值难以确定, 随着 X_g 的增大, 容易发生拒动。

本文所提孤岛检测方法首先向 PCC 注入少量的 3、5、7 次谐波电流, 然后计算负载在 3、5、7 次谐波下相对应的品质因数, 由于负载等效电感远大于系统侧等效电感, 并网时检测指标在选定的谐波下有较大的差异, 且大于离网时算法误差引起的微小差异, 最后通过判断不同次数谐波下品质因数是否一致来判别孤岛是否发生。本文所提方法克服了传统方法的缺点, 且对电能质量的影响很小。

2 基于不同次数谐波下品质因数一致性的孤岛检测方法

2.1 孤岛检测判据

当 DG 并网时, 不同频率下 PCC 处的等效阻抗 $Z_{nor}(j\omega)$ 及其幅值表达式分别为:

$$Z_{nor}(j\omega) = \frac{V_{pcc}(j\omega)}{I_{pcc}(j\omega)} = \frac{Z_L(j\omega)Z_g(j\omega)}{Z_L(j\omega) + Z_g(j\omega)} \quad (8)$$

$$|Z_{\text{nor}}(j\omega)| = \frac{|V_{\text{pcc}}(j\omega)|}{|I_{\text{pcc}}(j\omega)|} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{R} + \frac{R_g}{R_g^2 + \omega^2 L_g^2}\right)^2 + \left(\omega C - \frac{1}{\omega L} - \frac{\omega L_g}{R_g^2 + \omega^2 L_g^2}\right)^2}} \quad (9)$$

同理,发生孤岛时不同角频率下的阻抗 $Z_{\text{isl}}(j\omega)$ 及其对应的幅值表达式分别为:

$$Z_{\text{isl}}(j\omega) = Z_L(j\omega) \quad (10)$$

$$|Z_{\text{isl}}(j\omega)| = \frac{1}{\sqrt{(1/R)^2 + [\omega C - 1/(\omega L)]^2}} \quad (11)$$

DG 一般以单位功率因数运行,当其并网时 PCC 处的基波角频率 ω_1 等于额定角频率 ω_g 。一旦发生孤岛现象, ω_1 将逐渐向谐振角频率靠近且若没有无功扰动将稳定在谐振角频率。品质因数作为电路的固有属性,可以衡量电路发生谐振的强弱程度及其选频性的好坏,品质因数越大, DG 在孤岛状态下越容易稳定在谐振频率 f_r , 一些主动式检测方法越难进行。本文考虑孤岛检测最坏的情况,此时负载谐振频率在 49.5~50.5 Hz 范围内且负载消耗的功率与 DG 输出的功率平衡。

负载的谐振角频率 ω_r 与品质因数 Q_f 可分别表示为:

$$\omega_r = 2\pi f_r = 1/\sqrt{LC} \quad (12)$$

$$Q_f = R/(\omega_r L) = \omega_r RC \quad (13)$$

发生孤岛后,对 PCC 处的电压、电流采样值进行快速傅里叶变换 FFT(Fast Fourier Transform),得到谐波角频率 ω_h 下的相电压幅值 $|V_{\text{pcc}}(j\omega_h)|$ 与相电流幅值 $|I_{\text{pcc}}(j\omega_h)|$, 它们的比值就是谐波角频率 ω_h 下 PCC 处的等效阻抗幅值 $|Z_{\text{isl}}(j\omega_h)|$:

$$|Z_{\text{isl}}(j\omega_h)| = \frac{|V_{\text{pcc}}(j\omega_h)|}{|I_{\text{pcc}}(j\omega_h)|} = \frac{R}{\sqrt{1 + Q_f^2 \left(\frac{\omega_h}{\omega_r} - \frac{\omega_r}{\omega_h} \right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{1 + Q_f^2 \left(h - \frac{1}{h} \right)^2}} \quad (14)$$

其中, $\omega_h = h\omega_1 = h\omega_r, h = 1, 2, 3, \dots$ 。

当 $h = 1$ 时,可得到在基波角频率 ω_1 下的阻抗幅值 $|Z_{\text{isl}}(j\omega_1)|$ 为:

$$|Z_{\text{isl}}(j\omega_1)| = R \quad (15)$$

联立式(14)和式(15)得到孤岛负载在不同谐波次数 $h(h \neq 1)$ 下品质因数 $Q_f(h)$ 的表达式为:

$$Q_f(h) = \sqrt{\frac{|Z_{\text{isl}}(j\omega_1)|^2 - |Z_{\text{isl}}(j\omega_h)|^2}{|Z_{\text{isl}}(j\omega_h)|^2 (h - 1/h)^2}} \quad (16)$$

式(16)表明 $Q_f(h)$ 可以根据基波阻抗与谐波阻抗幅值计算得到,其中阻抗幅值是不同角频率下 PCC 处的相电压与相电流幅值之比,且不同的 h 所对应的 $Q_f(h)$ 在发生孤岛后相等。不同于传统方法需要事先选定用来判别孤岛状态的谐波次数,本文根据不同次数谐波下品质因数的一致性,定义了一个新的变量用以辨别孤岛发生,如式(17)所示。

$$Q_f^2(h) = \frac{|Z_{\text{pcc}}(j\omega_1)|^2 - |Z_{\text{pcc}}(j\omega_h)|^2}{|Z_{\text{pcc}}(j\omega_h)|^2 (h - 1/h)^2} \quad (17)$$

其中, $Q_f^2(h)$ 为关联 h 次谐波阻抗的品质因数参数; $Z_{\text{pcc}}(j\omega)$ 为角频率 ω 下 PCC 处的阻抗,并网时有 $Z_{\text{pcc}}(j\omega) = Z_{\text{nor}}(j\omega)$, 发生孤岛后有 $Z_{\text{pcc}}(j\omega) = Z_{\text{isl}}(j\omega)$ 。

为了简化计算,本文选择 3 个谐波分量 ($h \in \{H_1, H_2, H_3\}$) 来计算相对应的 $Q_f^2(h)$ 。首先设定 $\mathbf{M} = [Q_f^2(H_1), Q_f^2(H_2), Q_f^2(H_3)]$, 然后计算 $\mathbf{M}$ 的均方差 $S_{\text{td}}(\mathbf{M})$, 为了方便选取阈值,对 $S_{\text{td}}(\mathbf{M})$ 进行标么化处理,最后得到的孤岛检测指标 I_{DI} 如式(18)所示。

$$I_{\text{DI}} = \frac{S_{\text{td}}(\mathbf{M})}{M_{\text{mean}}(\mathbf{M})} = \sqrt{\sum_{n=1}^3 \left(\frac{Q_f^2(H_n)}{M_{\text{mean}}(\mathbf{M})} - 1 \right)^2} / 3 \quad (18)$$

其中, $M_{\text{mean}}(\mathbf{M})$ 为 $\mathbf{M}$ 中所有元素的平均值。

判别孤岛发生的条件是:

$$I_{\text{DI}} < \varepsilon \quad (19)$$

其中, ε 为一个预设的阈值。

逆变型 DG 主要包含奇数次特征谐波,所以令 $H_1 = 3, H_2 = 5, H_3 = 7$ 。发生孤岛后,若忽略 FFT 带来的计算误差,同时刻 $Q_f^2(h)$ 在选定的各次谐波下相等,即 $Q_f^2(H_n) = M_{\text{mean}}(\mathbf{M}) (n = 1, 2, 3)$, 此时 $I_{\text{DI}} = 0$, 可以有效地区分 DG 的并网和离网情况。为了排除非孤岛事件引起的误判,需设置延时环节,当连续 5 个周期都满足式(19)所示判据时,判定为孤岛状态。

2.2 谐波注入方法

在经典的 q 轴电流控制器中,向 q 轴电流 i_q 施加扰动可以得到特定次数的谐波电流,能够在 DG 谐波含量低的情况下使 I_{DI} 的计算结果更精确。考虑到 i_q 通常保持为 0, 所以施加扰动后的 dq 轴电流为:

$$\mathbf{i}_{dq} = [i_d, k \cos(\omega_d t)]^T \quad (20)$$

其中, i_d 为 d 轴参考电流; $k \cos(\omega_d t)$ 为 q 轴扰动电流, k, ω_d 分别为扰动电流的幅值、角频率。

将式(20)进行 Clark 反变换,得到实际的 a 相输出电流为:

$$i_a = i_d \cos(\omega_g t) - \frac{1}{2} k [\sin(\omega_{d1} t) + \sin(\omega_{d2} t)] \quad (21)$$

其中, $\omega_{d1} = \omega_g - \omega_d; \omega_{d2} = \omega_g + \omega_d$ 。

令 ω_d 的值分别为 $2\omega_g, 6\omega_g$, 可同时得到 3、5、7

次谐波电流,而基波电流由于功率的钳制作用不会受到 q 轴扰动电流的影响。值得注意的是,DG的恒功率控制或下垂控制都是对基波的控制,而本文所提方法只与谐波电流、谐波阻抗有关,所以DG的控制方式对本文方法没有影响。

本文所提孤岛检测方法的实现流程如图3所示。图中, k_1 、 k_2 为不同频率下 q 轴扰动电流的幅值; N 为满足式(19)所示孤岛发生判据的次数。

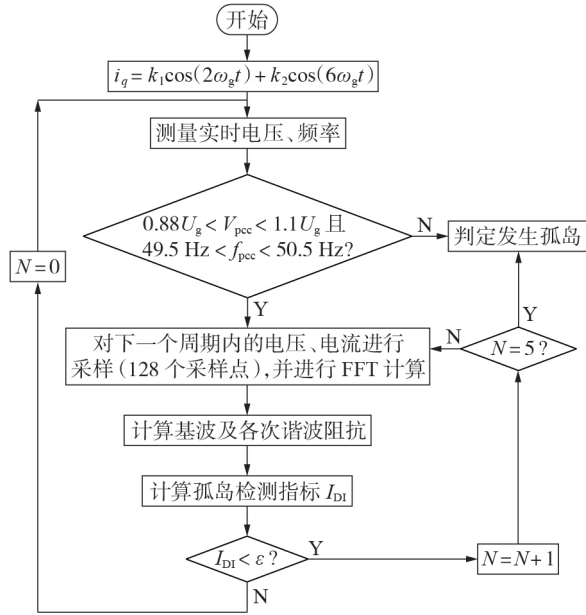


图3 所提孤岛检测方法的流程图

Fig.3 Flowchart of proposed islanding detection method

2.3 阈值分析与整定

为了合理选择检测判据的阈值,需要分析并网时 I_{DI} 的变化规律。由于DG输出的有功功率为电压与电流均方根值的乘积,即:

$$P = \frac{3}{2} |V_{pcc}(j\omega_1)| |I_{pcc}(j\omega_1)| \quad (22)$$

$$P_L = \frac{3}{2} \frac{|V_{pcc}(j\omega_1)|^2}{R} \quad (23)$$

根据式(5)可得:

$$P = P_L (U'/U)^2 \quad (24)$$

联立式(22)—(24)可得:

$$\frac{|V_{pcc}(j\omega_1)|}{|I_{pcc}(j\omega_1)|} = \frac{R}{(U'/U)^2} \quad (25)$$

根据IEEE Std 929—2000和IEEE Std 1547—2018的规定,传统的OUV检测法中电压阈值通常设置为额定电压的88%以及110%,即 U'/U 的取值在0.88~1.1范围内时,OUV检测法进入盲区。进一步分析式(25)可得:

$$|Z_{pcc}(j\omega_1)| = \frac{|V_{pcc}(j\omega_1)|}{|I_{pcc}(j\omega_1)|} = \frac{R}{(U'/U)^2} = KR \quad (26)$$

其中, K 的取值范围为0.826~1.291。

考虑到在输配电网中,网侧等效电阻 $R_g \ll \omega L_g$,所以可以忽略 R_g 的影响,即:

$$R_g \approx 0 \quad (27)$$

联立式(9)、(17)、(26)、(27)可得:

$$Q_f^2(h) \approx K^2 Q_f^2 \left[\frac{L}{L_g(h^2 - 1)} - 1 \right]^2 \quad (28)$$

由式(28)可知, $Q_f^2(h)$ 的值受负载等效电感与主网等效电感比值 L/L_g 的影响,且 L/L_g 的值越大,不同 h 值对应的 $Q_f^2(h)$ 差异越大。将式(28)代入式(18),作 I_{DI} 关于 L/L_g 的扫描分析图如图4所示。

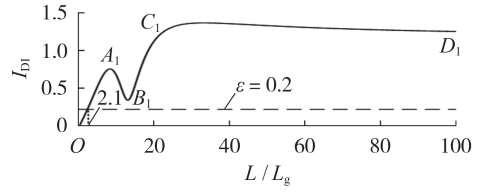


图4 理想状态下 I_{DI} 随 L/L_g 的变化曲线

Fig.4 Curve of I_{DI} vs. L/L_g under ideal state

图4表明:①与发生孤岛后 I_{DI} 趋近于0的情况不同,并网时的 I_{DI} 较大;②在 L/L_g 不变的情况下, I_{DI} 不受 K 与 Q_f 的影响;③在理想情况(忽略 R_g 及主网背景谐波)下, I_{DI} 只与 L/L_g 有关。另外,由于采样过程中的噪声影响及测量、计算误差, ϵ 偏小可能产生检测盲区, ϵ 偏大则在弱电网的情况下会导致误检测,减小可行检测区。本文取阈值 $\epsilon = 0.2$,此时 $L/L_g = 2.1$ 。实际电网中, L 一般远大于 L_g ,即使在非理想状态下,本文所选阈值也能够保有一定的裕度。

2.4 减小对电能质量影响的改进措施

为了进一步降低本文所提方法对电能质量的影响,可以考虑以下2种优化途径:

(1)对DG进行谐波间断注入,并只在注入扰动时计算 I_{DI} ;

(2)对3、5、7次谐波含量较多的DG可以不注入谐波扰动,或只在谐波含量较少、 I_{DI} 波动明显的情况下注入扰动。

3 对比与仿真实验

3.1 并网系统孤岛检测仿真分析

在MATLAB/Simulink软件中进行仿真实验,主电路见附录A中图A1。仿真模型中各参数的具体设置如下:三相电网电压为10 kV/50 Hz;DG采用SunPower SPR-415E-WHT-D光伏阵列模型,系统容量为4 MW,光伏直流侧母线电压为1 kV,交流侧电压为520 V,并网变压器将520 V升压到10 kV;并联RLC负载消耗的功率与光伏系统输出的功率相匹配, $R = 25 \Omega$, $L = 31.83 \text{ mH}$, $C = 318.3 \mu\text{F}$,负载品质因数 $Q_f = 2.5$,谐振频率 $f_r = 50 \text{ Hz}$;网侧等效电阻 $R_g = 0.1 \Omega$,网侧等效电感 $L_g = 0.5 \text{ mH}$ 。设置仿真时

长为3 s, k_1 与 k_2 均为额定电流幅值的1%, 光伏发电系统在2.1 s时与电网脱离, 仿真结果如图5所示。

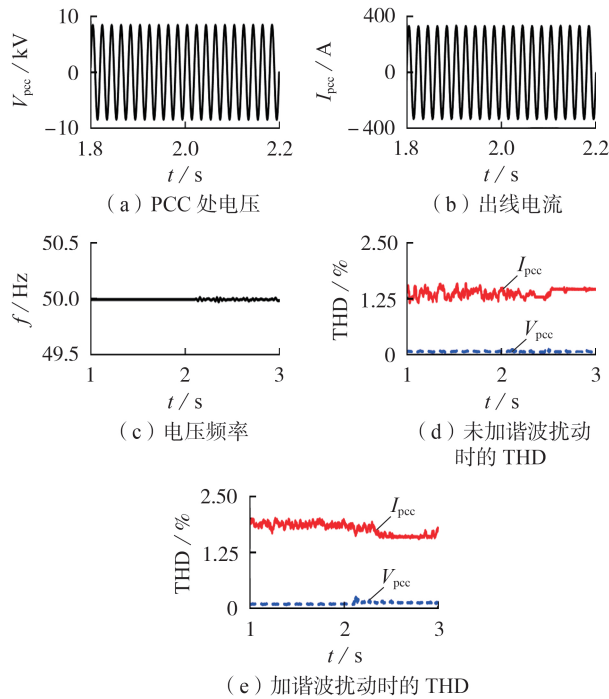


图5 光伏并网系统的PCC处电压、出线电流、频率及THD
Fig.5 Voltage of PCC, outgoing line current, frequency and THD of grid-connected photovoltaic system

图5表明, 若在功率匹配时发生孤岛现象, PCC处的电压、频率及光伏系统出线电流基本保持不变, OUV、OUF孤岛检测法将失效。加入谐波扰动后PCC处电压的总谐波畸变率(THD)的变化范围为0.11%~0.29%, 出线电流THD的变化范围为1.6%~2.1%, 相比于施加扰动前, 出线电流THD只有约0.5%的提升, PCC处电压的THD基本不变。因此, 本文所提方法对电能质量的影响很小。

3.2 传统谐波电压检测法仿真分析

以3、5、7次谐波电压为例, 在不同 L_g 的情况下对传统谐波电压检测法进行仿真实验, 其余参数同上。发生孤岛前、后各次谐波电压 U_h 含有量的变化规律如图6所示。

图6表明, 高次谐波电压的变化规律越容易随着孤岛的发生从增大转为减小, 谐波电压没有统一的变化规律。当 L_g 较大时, 可能导致选取的谐波电压在孤岛发生后没有变化甚至减小, 使谐波电压检测法在阈值整定及工程应用中有一定的困难。

3.3 本文所提方法的仿真分析

本文所提检测指标在功率匹配的情况下有效, 且特征明显, 适应主网参数的能力强。对本文所提方法进行仿真验证, 其中PCC处电压、电流的采样频率为6.4 kHz, 发生孤岛前、后 $Q_i^2(h)$ 的变化情况见附录B中图B1。为了便于分析, 设定 L_g 分别为0.5、1、5、10 mH(对应主网在PCC处的短路容量分别为

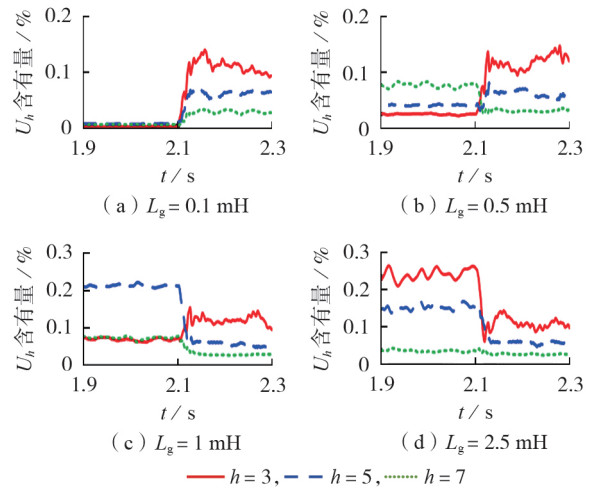


图6 不同 L_g 下谐波电压含有量的变化规律

Fig.6 Variation law of harmonic voltage content with different values of L_g

537、303、64、32 MV·A)进行仿真验证, 不同 L_g 取值下的 I_{DI} 曲线如图7所示, 图中 T_{trip} 为孤岛状态信号,

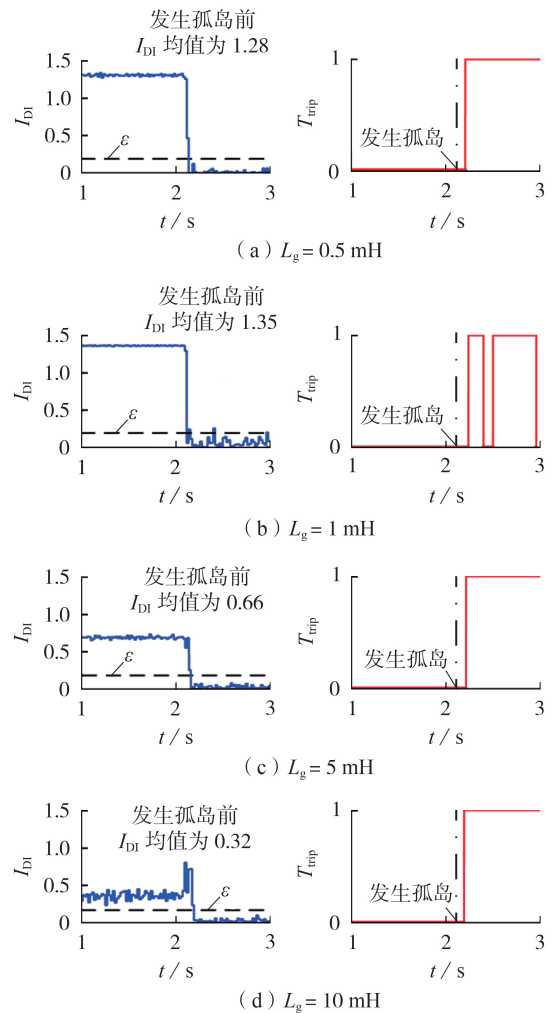


图7 不同 L_g 下的 I_{DI} 及孤岛状态信号

Fig.7 I_{DI} and islanding state signal with different values of L_g

取值为 1 表示发生孤岛,取值为 0 表示未发生孤岛。

分析图 7 可知,当 L_g 从 0.5 mH 增大到 1 mH 时, L/L_g 从 63.66 减小到 31.83, I_{D1} 随着 L/L_g 的减小而增大,满足图 4 中 C_1D_1 段曲线的变化规律;当 L_g 从 5 mH 增大到 10 mH 时, L/L_g 从 6.37 减小到 3.18, I_{D1} 随着 L/L_g 的减小而减小,满足图 4 中 OA_1 段曲线的变化规律。仿真结果与上述理论分析结果有着较高的吻合度,但也存在差异。差异主要是因为主网的等效电阻和背景谐波的影响,这些谐波在正常运行时存在,而在孤岛运行时不存在。2.1 s 时发生孤岛事件,系统能在 2.25 s 前成功检测并发送跳闸信号,检测时间大致在 100~150 ms 范围内,满足自动重合闸要求的 300~500 ms 时间范围,具有很高的可靠性。

值得注意的是,虽然 $L_g = 1$ mH 时孤岛状态信号出现了跳变,但仍然可以第一时间反映孤岛状态。此外,当 $L_g = 10$ mH (短路容量为 32 MV·A) 时, I_{D1} 接近阈值,但工程实际中容量为 4 MW 的 DG,其 10 kV 并网点的短路容量一般会远大于 32 MV·A。采用低压并网(短路容量较小, L_g 较大)时,本地负载一般也较小(L 相应变大), L/L_g 仍然很大,不会影响本文所提方法的检测效果。

3.4 不同负载及参数下仿真分析

为了进一步探究本文所提方法在不同负载参数及并网系统参数下的表现,在不同负载品质因数 Q_f 、光伏并网有功功率 P 、网侧等效电阻 R_g 及主网背景谐波下进行仿真实验。 Q_f 、 P 、 R_g 的默认值分别为 2.5、4 MW、0.1 Ω ,仿真实验均是在 $f_r = 50$ Hz、 $L_g = 0.5$ mH 的情况下进行的。不同 Q_f 下的 I_{D1} 见图 8。

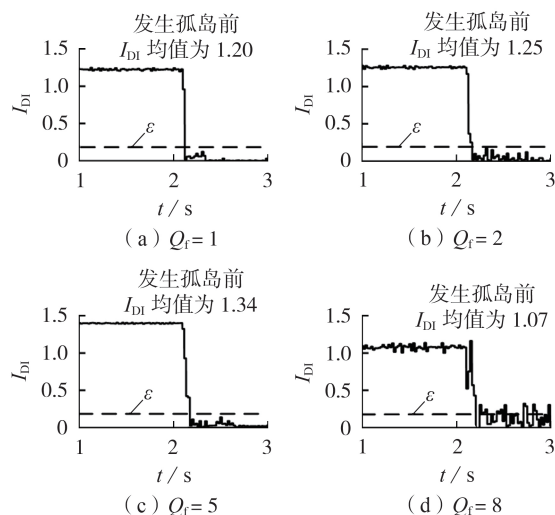


图 8 不同 Q_f 下的 I_{D1} 值

Fig.8 Value of I_{D1} under different values of Q_f

由图 8 可知, Q_f 的变化会导致并网时 I_{D1} 发生变化,且随着 Q_f 的增大, I_{D1} 的值先增大后减小。实际上, Q_f 越大, L 越小, L/L_g 越小, I_{D1} 的变化趋势与图 4 中曲线 $B_1C_1D_1$ 段对应。图 8 还表明 Q_f 的增大会放大

谐波次数的影响,使所测得的谐波阻抗变小,导致计算精度降低及发生孤岛后的 I_{D1} 偏大。但在 IEEE Std 929 — 2000 标准规定的负载最恶劣情况(即 $Q_f = 2.5$)下,本文所提方法不受影响。

其他场景下的仿真结果见附录 C。

4 可行检测区分析

进一步分析式(28),并与式(13)联立求解可得:

$$Q_f^2(h) = K^2 \left[\frac{R}{2\pi f_r L_g (h^2 - 1)} - Q_f \right]^2 \quad (29)$$

将式(29)代入式(18)中可得到 I_{D1} 与品质因数 Q_f 及谐振频率 f_r 的关系,并在 OUF 检测法的基于 Q_f - f_r 坐标系的检测盲区范围内,得到本文所采用的光伏并网系统模型在不同 L_g 下的可行检测区,结果见图 9。图 9 中曲面在 Q_f - f_r 坐标平面的投影即为可行检测区。

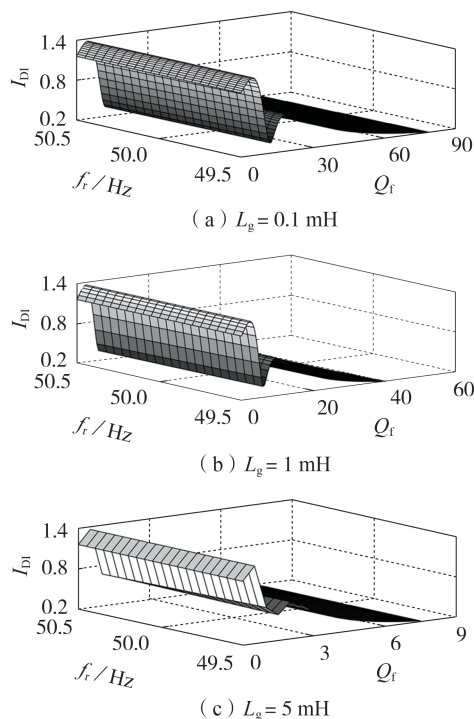


图 9 不同 L_g 下的 I_{D1} 及可行检测区 ($R = 25 \Omega$)

Fig.9 I_{D1} and feasible detection area with different values of L_g ($R = 25 \Omega$)

从图 9 中可以看到, L_g 越小,则强电网下本文所提方法的可行检测区越大,算法的抗干扰性与可靠性越强。另外,选择合适的阈值有利于减小检测盲区,而检测盲区与可行检测区是互补的,需要考虑实际情况对两者加以权衡。

5 结论

基于系统拓扑结构辨识的主动孤岛检测方法对孤岛事件不敏感,尤其是基于谐波电压或阻抗的孤岛检测方法的检测盲区较大且阈值难以设定,针对

该问题,本文提出了一种小盲区的孤岛检测方法,该方法对选定次数的谐波分别计算对应的品质因数,通过判断不同次数谐波下负载品质因数的一致性来判别孤岛是否发生。相比于其他主动检测方法,本文所提方法在系统控制信号中施加的扰动量小且实现简单,对DG输出的电能质量影响小;并且,通过采用提出的一些措施,还可以进一步减小对电能质量的影响。

分析了所提方法在不同负载参数及并网系统参数下的孤岛检测性能,与传统的谐波电压检测法相比,本文所提方法对主网参数的适应性强,受主网背景谐波的影响小。基于 Q_r-f_r 坐标系下的可行检测区也证明了所提方法的可靠性和优越性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 郑涛,王燕萍,袁飞,等.基于工频突变量阻抗测量的新型孤岛检测方法[J].电力自动化设备,2016,36(5):8-13.
ZHENG Tao, WANG Yanping, YUAN Fei, et al. Islanding detection based on power-frequency variation impedance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(5): 8-13.
- [2] 张沛超,陈琪蕾,李仲青,等.具有增量学习能力的智能孤岛检测方法[J].电力自动化设备,2018,38(5):83-89.
ZHANG Peichao, CHEN Qilei, LI Zhongqing, et al. Intelligent islanding detection method with incremental learning capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 83-89.
- [3] 徐在德,范瑞祥,章辉,等.光伏并网逆变器电子防孤岛保护测试装置及其应用[J].电力自动化设备,2018,38(4):139-144.
XU Zaide, FAN Ruixiang, ZHANG Hui, et al. Electronic anti-islanding protection test device of photovoltaic grid-connected inverter and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(4): 139-144.
- [4] IEEE Standards Coordinating Committee. IEEE recommended practice for utility interface of PhotoVoltaic (PV) systems: IEEE Std 929-2000[S]. [S.l.]: the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2000.
- [5] IEEE Standards Coordinating Committee. IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces: IEEE Std 1547-2018[S]. [S.l.]: the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2018.
- [6] 程启明,王映斐,程尹曼,等.分布式发电并网系统中孤岛检测方法的综述研究[J].电力系统保护与控制,2011,39(6):147-154.
CHENG Qiming, WANG Yingfei, CHENG Yinman, et al. Overview study on islanding detecting methods for distributed generation grid-connected system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(6): 147-154.
- [7] ALAM M R, MUTTAQI K M, BOUZERDOUM A. A multi-feature-based approach for islanding detection of DG in the subcritical region of vector surge relays[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(5): 2349-2358.
- [8] AHMADZADEH-SHOOSHTARI B, HAMEDANI GOLSHAN M E, REZAEI-ZARE A. Fast and systematic approach for adjusting ROCOF relay used in islanding detection of SDG[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(2): 275-283.
- [9] KHODAPARASTAN M, VAHEDI H, KHAZALI F, et al. A novel hybrid islanding detection method for inverter-based DGs using SFS and ROCOF[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(5): 2162-2170.
- [10] 赵耀,赵庚申,陈曦,等.分布式电源中三次谐波扰动孤岛检测方法的研究[J].电力系统保护与控制,2013,41(8):54-60.
ZHAO Yao, ZHAO Gengshen, CHEN Xi, et al. Research on third harmonic disturbance islanding detection method for distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(8): 54-60.
- [11] VELASCO D, TRUJILLO C, GARCERA G, et al. An active anti-islanding method based on phase-PLL perturbation[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(4): 1056-1066.
- [12] 谢东,张兴,曹仁贤.参数自适应SFS算法多逆变器并网孤岛检测技术[J].电力系统自动化,2014,38(21):89-95.
XIE Dong, ZHANG Xing, CAO Renxian. Islanding detection technology for multiple grid-connected inverters based on adaptive parameters SFS algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 89-95.
- [13] 丁浩,何宇,漆汉宏,等.基于抛物线型SMS算法的孤岛检测[J].电工技术学报,2013,28(10):233-240.
DING Hao, HE Yu, QI Hanhong, et al. A novel islanding detection based on parabolic SMS algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(10): 233-240.
- [14] ZHU Y, XU D H, HE N, et al. A novel RPV(Reactive-Power-Variation) antiislanding method based on adapted reactive power perturbation[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(11): 4998-5012.
- [15] 贝太周,王萍,蔡蒙蒙.注入三次谐波扰动的分布式光伏并网逆变器孤岛检测技术[J].电工技术学报,2015,30(7):44-51.
BEI Taizhou, WANG Ping, CAI Mengmeng. An islanding detection method with the third harmonic injection for distributed grid-connected PV inverters[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(7): 44-51.
- [16] 吕干云,吴启宇,吴晨媛,等.基于双向谐波电压变动的光伏并网孤岛检测[J].电力自动化设备,2019,39(3):194-199.
LÜ Ganyun, WU Qiyu, WU Chenyuan, et al. Islanding detection of grid-connected PV system based on bi-direction voltage harmonic variation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 194-199.
- [17] 陈永华,唐冠军,王森,等.基于谐波电压与基波频率的被动式孤岛检测方法[J].电力系统自动化,2019,43(14):200-206.
CHEN Yonghua, TANG Guanjuan, WANG Sen, et al. Passive islanding detection method based on harmonic voltage and fundamental frequency[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 200-206.
- [18] LIU N, ALJANKAWEY A, DIDUCH C, et al. Passive islanding detection approach based on tracking the frequency-dependent impedance change[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(6): 2570-2580.

作者简介:



邓 聪

邓 聪(1995—),男,江西抚州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统保护与控制(E-mail: 95dc12@gmail.com);

江亚群(1971—),女,湖南长沙人,副教授,博士,通信作者,研究方向为智能配电网和电气信号处理(E-mail: yaqunjiang@21cn.com);

黄 纯(1966—),男,湖南长沙人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为智能配电网、电能质量分析与控制、电力系统保护与控制(E-mail: yellowpure@hotmail.com)。

(编辑 陆丹)

(下转第224页 continued on page 224)

Transformer fault diagnosis method based on information fusion and M-RVM

HUANG Xinbo¹, MA Yutao², ZHU Yongcan¹

(1. College of Electronics and Information, Xi'an Polytechnic University, Xi'an 710048, China;

2. Yan'an Power Supply Company of State Grid Shaanxi Electric Power Company, Yan'an 716000, China)

Abstract: Aiming at the problems of insufficient information in transformer fault diagnosis method based only on dissolved gas data in oil and the defects of traditional evidence theory, a transformer fault diagnosis model based on information fusion and M-RVM (Multi-classification Relevant Vector Machine) is studied. Firstly, the DGA (Dissolved Gas Analysis) data and electrical test data are used as the input eigenvectors of the diagnostic model, which can reflect the fault information of transformer more truly. Secondly, four M-RVMs are used as classifiers to diagnose the faults, and the diagnostic results are transformed into the evidences needed for evidence fusion. At the same time, the blue distance function and spectral angle cosine function are introduced to correct the evidences. Finally, the improved conflict redistribution strategy is used for decision fusion, so as to avoid conflicting evidence in the fusion process. The comparative analysis results show that the transformer diagnosis model based on multi-source information fusion has higher diagnostic accuracy than single feature parameter diagnosis and single diagnostic algorithm diagnosis.

Key words: power transformers; fault diagnosis; evidence theory; multi-classification relevant vector machine; information fusion

(上接第210页 continued from page 210)

Islanding detection method based on consistency of quality factor under different harmonic orders

DENG Cong, JIANG Yaqun, HUANG Chun

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: In order to solve the problem that the harmonic voltage or impedance-based islanding detection method has a large non-detection zone and the threshold is difficult to set, an islanding detection criterion based on the consistency of quality factor under different harmonic orders is proposed, and the q -axis harmonic current disturbance method is combined as a new islanding detection scheme. The computational formula of load quality factor after microgrid islanding is derived. Since the inherent quality factor of load has no concern with harmonic orders, the quality factors under different harmonic orders are consistent after islanding, while the quality factor calculated during the grid-connection has no definite physical meaning, and its value varies greatly under different harmonic orders. This characteristic is used to determine whether islanding occurs. The feasible detection zone of the proposed method is analyzed theoretically, and the results show that the proposed method can realize the rapid detection of small non-detection zone, and the harmonic disturbance required to meet the calculation requirements is small, which has small influence on power quality. Compared with the harmonic voltage or impedance-based detection methods, the proposed method is more adaptable to the main network parameters, and its threshold setting is simple. Simulative results under various load and line parameter scenarios verify the correctness and effectiveness of the proposed method.

Key words: islanding detection; harmonic current; quality factor; non-detection zone; grid-connection; consistency

附录 A

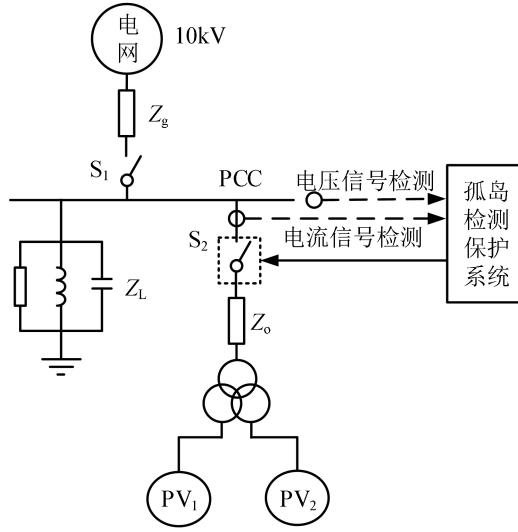


图 A1 孤岛检测仿真电路

Fig.A1 Simulation circuit of islanding detection

附录 B

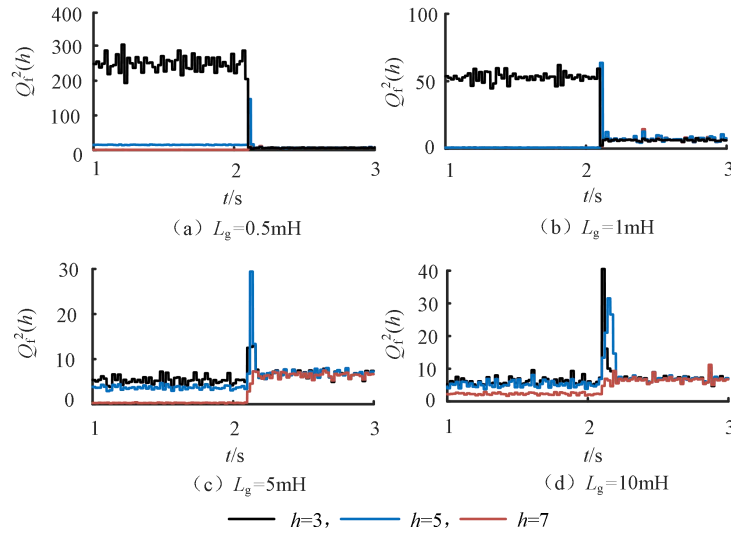


图 B1 发生孤岛前、后的品质因数参量

Fig.B1 Quality factor reference before and after islanding

从图 B1 中可以看出，DG 并网时不同谐波次数 h 对应的 $Q_f^2(h)$ 有较大的差异，而发生孤岛后 $Q_f^2(h)$ 的差值仅受数据处理过程带来的影响，其值较小，验证了本文所提检测指标对孤岛的敏感性。

附录 C

不同光伏系统输出功率场景下的 I_{DI} 值如图 C1 所示。由图可知，光伏系统的有功功率波动并不会使 I_{DI} 在发生孤岛前、后有明显的变化。发生孤岛后，功率不匹配导致的 PCC 处电压偏移可能会影响 I_{DI} 的测量和计算，但仍然不影响其检测性能。实际上，改变 P 值即改变式(28)中的 K 值，会使发生孤岛前的 $Q_f^2(h)$ 发生变化，但不影响发生孤岛前、后的 I_{DI} 及发生孤岛后的 $Q_f^2(h)$ 值。

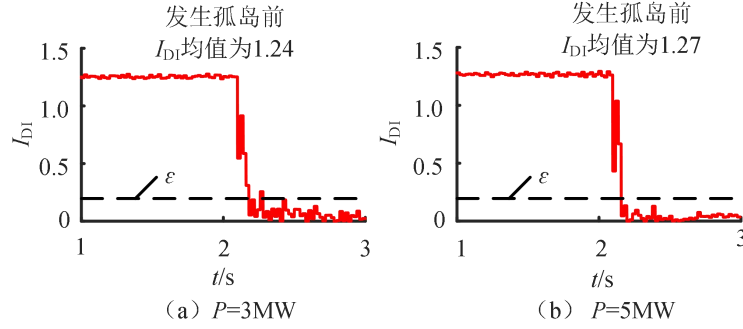


图 C1 不同光伏系统输出功率下的 I_{DI} 值

Fig.C1 Values of I_{DI} with different active power of photovoltaic system

考虑到网侧等效电阻 R_g 的存在，本文在不同 R_g 取值的场景下进行仿真实验，结果如图 C2 所示。由图 C2 可知， R_g 增大会导致并网时的 I_{DI} 略微减小，使可行检测区变小，所以本文所提方法对强电网的孤岛检测更有利。

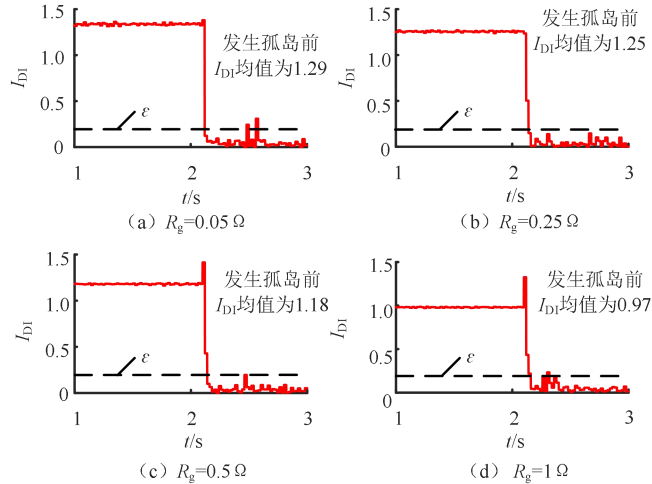


图 C2 不同网侧电阻值下的 I_{DI} 值

Fig.C2 Values of I_{DI} with different grid side resistance

本文所提方法及上述仿真实验均没有考虑主网背景谐波，为了研究主网背景谐波对本文所提方法的影响，网侧电源采用可编程三相电压源，通过对 PCC 施加 3、5、7 次谐波电压来模拟主网背景谐波的存在。IEEE Std 1547—2018 标准规定，单次谐波含量不能超过基波含量的 4%，所以设定谐波电压含量的最大值为额定电压的 4%，仿真结果如图 C3 所示。

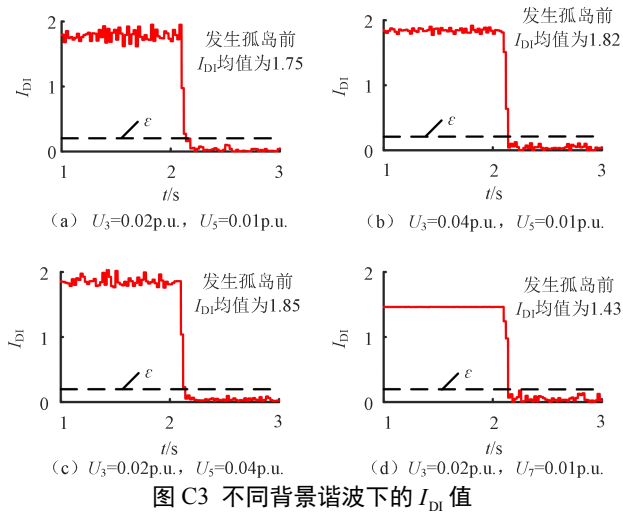


Fig.C3 Values of I_{DI} under different background harmonics

图 C3 表明，主网背景谐波使 I_{DI} 出现了波动，但也增大了并网时的 I_{DI} 值，更有助于提高本文所提方法的孤岛检测能力，扩大可行检测区。因此，主网背景谐波不会对本文所提方法在孤岛判别上造成不良的影响。