

实际配电网的供电质量和暂态稳定对分布式同步发电机的影响

摘要:

本文研究了分布式同步发电机 (DSG) 在一个真实的意大利分布网络上的稳态和暂态影响。在连接或允许连接 DSG 之前, 必须分析最糟糕的操作场景, 以确保网络电压保持在允许的范围内。因此分析电压分布变化和稳态电压调节在连接 DSG 之后。为了分析 DSG 对稳定性和保护系统的影响, 还进行了瞬态分析。此外, 在网络的孤岛作业时, 留意在没有主电源的情况下, DSG 可以为负载提供附加功能。特别是在电力供应中断的情况下, DSG 临时孤岛作业可能会提高服务的连续性, 从而有助于提高客户的整体电力供应质量。

1. 介绍

在过去几年中, 集成到配电网中的分布式发电 (DG) 在数量和规模上都继续增长。政府对可持续能源的激励和义务确保了 DG 将成为未来配电体系中的重要组成部分。此外, DG 的大量推广有个困难, 就是网络的扩大和加强以满足日益增长的负载需求和通过开放和引入为独立电力生产商提供有利可图的机会的竞争性电力市场。

尽管如此, 目前几乎所有的能源供应都被视为没有其他功能 (电压支持, 网络可靠性, 发电储备等) 的能源供应, 而且它对整个系统和独立电力生产商的潜在利益都没有考虑在内。DG 的这种限制性作用是由于若干技术因素阻碍了在分布式资源存在的情况下配电系统的更有效的发展。

一个重要的技术障碍是电力潮流的方向。传统的径向配电网设计用于确保从集中式发电机组向下通过配电馈线到最终用户的一个方向的实际功率流。然而, 在 DG 的情况下, 功率流可能发生在相反的方向上。因此, 净电力流量更难以预测, 电力公司很难明确 DG 的连接带来的好处。上述因素刺激了个别研究, 以确定 DG 对配电网的确切影响, 以从其连接中获得更多的收益。

过去的几项研究调查了 DG 对网络运行状况的影响, 并确定了其关系的一些关键方面。在[1]中, DG 的作用相当于旋转支持储备或电压支持。在[2,3]中, 研究了包括几种类型的 DG 的网络的自主部分的临时并网操作。文献[2]对主电源断路和重合闸时发生的临界瞬态过程进行了分析, 在[3]甩负荷方案中考虑了 DG 的输出功率控制, 保证了孤岛电力系统的稳定运行。在与需要详细调查的 DG 网络运行有关的众多问题中, 暂态稳定性已被确定为主要的[4-8]之一。文献[4]研究了分布式同步发电机 (DSG) 和分布式感应发电机 (DIG) 对通用配电系统稳定性的影响, [5]重点研究了不同 DSG 穿透率高的网络动态行为。

文献[6]研究了在所有分支应用故障时传输系统的暂态稳定性, 以分析 N-1 安全性[7], 考虑到大量燃料电池和微型涡轮机存在时电力系统的稳定性。文献[8]提出了一种基于 DSG 和 DIG 的网络的稳态和瞬态分析的比较研究。在此强调的是, DSG 在稳态电压分布, 电压稳定性和瞬态稳定性方面提供了显著的优势, 并且允许更高的 DG 渗透水平。另一方面, 研究[9,10]表明, 在 DSG 的情况下, 故障电流的增加往往比同类逆变器连接的发电机[9]或仅在短时间内产生短路电流的 DIG 紧接着故障发生的时间[10]。(注意: 即使逆变器连接的发电机通常为网络提供较低的短路电流, 但这不应妨碍仔细检查, 修改并在必要时适当调整现有保护方案)。本文介绍了 DSG 对位于西西里岛的实际径向分布系统的影响的完整分析, 包括稳态和瞬态研究。考虑配备适当的调速器和自动电压调节器 (AVR) 的 DSG 的现实配电网模型, 使其能够在并网和孤岛模式下操作, 并且提供更大的服务连续性。(注: 应该知道,

实际上很多问题限制或者阻止了网络的安全运行,如人员安全,维护可接受的电能质量困难,失去同步的风险等)。

由于所考虑的 DSG 直接连接到网络,可能会出现更大的故障电流。因此,也考虑到现有的意大利保护系统适用于不同的 DSG 尺寸。当 DSG 的渗透率较低时, DG 的影响可以忽略不计,而 DGG 较高时影响包括保护系统在内的整个系统。本研究只考虑三相故障,因为它们导致了最具挑战性的稳定性问题[11],并且在严重故障和 DSG 重大故障电流贡献的情况下保护系统的设置变得更加关键。特别是,仅考虑三相故障的选择源于他们确定暂态稳定的最关键条件的前提,考虑到:

- 发电机的负荷,
- 发电机在故障期间的输出取决于故障位置和类型(最严重的是三相故障),
- 故障清除时间,
- 所考虑的发电机的惯性和电抗

所获得的结果对于工程师和独立电力生产商来说是一个有用的技术指导,可以建立 DSG 与典型意大利分销网络或任何类似结构,组成和保护系统应用的网络连接可能导致的最坏情况。

2. 配电系统说明

为了研究 DSG 对电力系统稳态电压分布和瞬态稳定性的影响,使用位于意大利西西里岛的实际径向分布网络。没有 DSG 的分布式系统的单线图如图 1 所示。

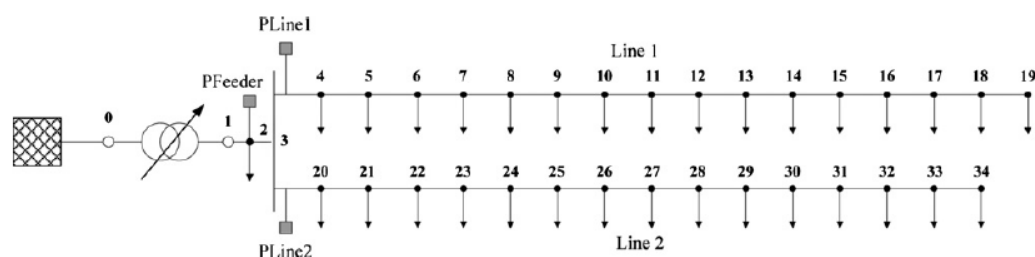


图 1. 一个真实的意大利分布式网络

所考虑的网络包括一个 132 千伏, 50 赫兹的短路等级为 1000MV A 的子传输系统, 它通过一个额定功率等于 $ST = 35MV A$ 的额定功率为 132/20 千伏的 Δ/Y_g 变压器为 20 千伏配电系统供电, $V_{cc} = 13.18\%$, $X / R = 30.737$ 。调整一次变电站变压器的分接头, 以便将所有母线上的电压保持在允许范围内, 以满足无 DSG 的最低和最高要求。OLTC 参数在附录 B 的表 B1 中给出。配电网由 32 条总线和 31 条以上的线组成。一个由两种不同材料 Al 和 Cu 组成的馈线从一次变电站 HV / MV 的二次侧开始并且馈送到总线 3 (一个卫星中心 (SC))。从 SC 两条主线, 即 1 号线和 2 号线, 提供负载。最大需求期间的总网络负载 (仅有实际功率) 为 4.38MW, 其中第一线需要 3.29MW, 第二线为 1.09MW。在最低需求期间, 总负荷为 1.39MW, 其中 1 号线为 0.89MW, 2 号线为 0.50MW。配电线路和馈线由电阻和电感串联构成, 负载由恒功率模型 (附录 B 中的表 B2-B3) 表示。

2.1. 同步发电机

如果发电机容量超过几兆瓦[12], 分配径向网络包括一个或多个配电系统通常使用的同步发电机。目前, 意大利大多数 DG 系统采用同步发电机, 用于热电站, 水电站或风力发电站。通常, 同步发电机作为恒功率 (有功功率) 源运行。然而在这项研究中, 为了研究孤岛作业, 考虑了电压控制系统。通常采用两种模式来控制 DSG 的励磁系统[13,14]:

- (i) 电压控制模式，保持终端电压不变。
(ii) 功率因数控制模式，旨在保持功率因数不变。

情况	渗透水平 (%最大负荷)	定位 DSG
a	无	-
b	30	11
c	100	11
d	100	19
e	30	27
f	100	27
g	30	34
h	100	20
i	100	4

表 1.DSG 的渗透情景

由于模式 (ii) 被独立电力生产商用来最大化所产生的有功功率，因此不考虑潜在的对电网电压的支持。然而，在这项研究中，采用了一种使用 AVR 的电压控制模式，并且控制器设定点固定在 1pu。AVR 框图如图 2 所示。

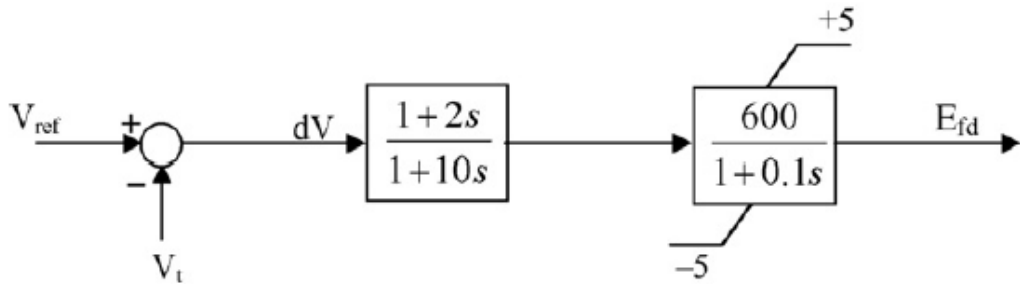


图 2. 自动电压调节器（简化的励磁系统，IEEE 型 AC4A，取自 IEEE 标准 421.5-2005，稍作修改以代表快速作用的励磁系统）

同步发电机在 d-q 参考系中由六阶模型表示。该发电机还配备了一个标准的 IEEE 水轮机调速器，用于动力模型的完整性。调速器系统的框图如图 3 所示。

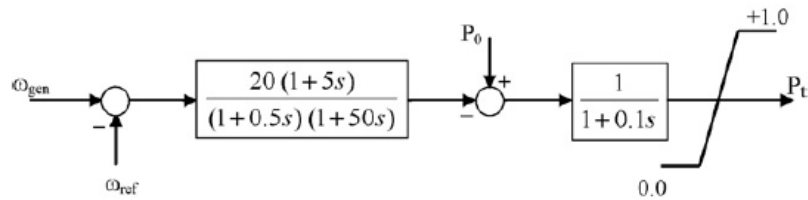


图 3. 调速器模型（IEEE5G0，IEEE 标准调节器，选定的值使得调速器的响应与水力发电机的响应相匹配）

DSG 的额定功率为 $S_n = 1.875 \text{ MV A}$ ，其功率因数 $\cos \varphi = 0.8$ 。完整的细节在附录 B 的表 B4 中给出。

2.2 保护系统

意大利配电网保护系统的理念是由网络本身的拓扑结构所提出的。在工作状态下，它是径向和被动的，所以为了清除多相故障，安装协调过流继电器就足够了。由于本文只考虑多相故障，所以不会提出针对单相故障的保护系统。DSG 和变压器的保护继电器也将被忽略，以便分析在孤岛条件下 DSG 和网络之间的动态相互作用。如果考虑到 DSG 和变压器的保护继电器，根据意大利的设置[16,17]，如果发生线路故障，将避免孤岛运行情况，因为保护系统在第一次重新接通过保护的线路。

目前，过流保护继电器按照 DK 4452 标准设置[18]。特别是，标准区分有或没有 SC 的分配系统。本文中的继电器设置基于一个真实的情况，即在总线 3 上存在 SC，如图 1 所示。

网络管理人员建议安装电流方向不敏感的继电器，对于馈电 SC 的馈线 (PFeeder) 有三个不同的电流阈值，对于从 SC (PLine) 开始的任何线路，电流不敏感的继电器有两个不同的电流阈值。虽然 PFeeder 具有两个延时电流阈值和一个时基，但 PLine 具有一个延时电流阈值和一个时基[18]。

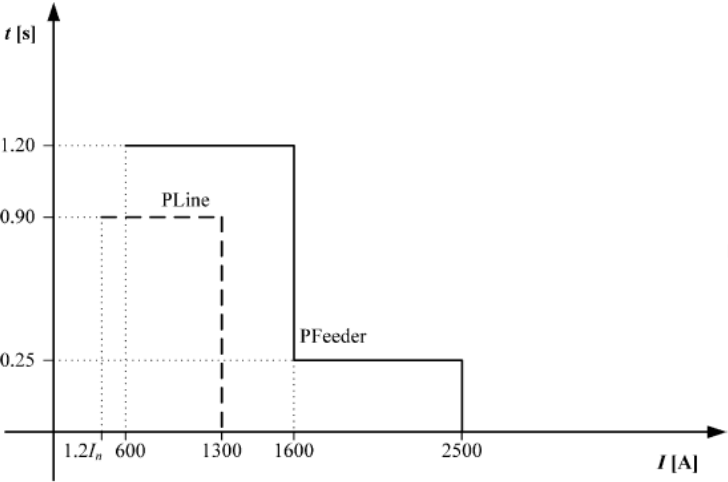


图 4. 保护设置

两个保护系统都配备了自动重合闸装置 (DRA)，其特点是两次重合闸操作，一次在 400ms 后快一次，30 秒后一次慢。整个保护系统的时间设置，电流阈值和重合闸时间如图 1 和图 2 所示。(注：应该强调的是，多相故障和过载保护系统不受中性线的影响，中性线本质上影响系统对单相故障的行为)。

3.案例研究

为了说明 DSG 对实际配电网的影响，已经进行了稳态电压分布分析和瞬态分析。DSG 在不同地点的 DSG 渗透水平已经在最小和最大需求期进行了分析。

所考虑的情况见表 1。

在所有情况下，除 (h) 和 (i) 情况外，使用负荷流牛顿 - 拉夫逊过程评估稳态电压分布，将负载建模为 P，Q 总线，DSG 为 P，V 总线，对无功功率，传输网络为松散的总线，并考虑[8]：

- (i) 发电机断开导致的稳态电压变化。
- (ii) 稳态电压调节。

在所有情况下进行瞬态分析考虑：

- (i) 馈线上的三相永久性故障无重合闸。

(ii) 馈线上的三相暂时故障，无重合闸。

(iii) 带重合闸的馈线上的三相暂时故障。

使用 DigSILENT PowerFactory 13.1 (B260) 进行仿真。模拟中使用的最大和最小需求曲线是从所考虑的配电网络中的测量获得的。为了突出和分离 DSG 的影响，不考虑负荷的动态行为，否则反应将是发电机和负荷动态的混合，很难分开。静态的恒定功率负载模型被认为是相反的，因为它被证明是最不灵活的电压变化，因此对网络和系统操作是最不利的。

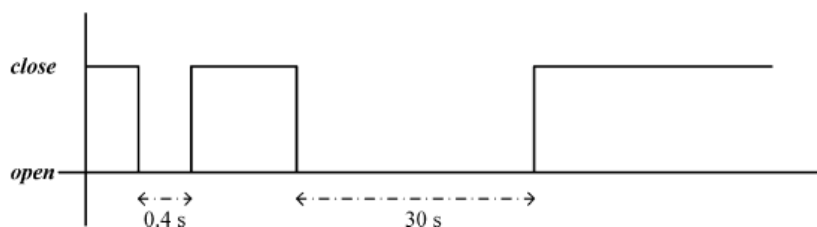


图 5. 重新关闭程序。

4. 稳态电压分布

使用 DSG 的主要优点之一是提高了网络的整体稳态电压分布。尽管如此，由于 DSG 的存在，可能会发生电压违规，并且会大大限制这些发电机在配电系统中供电的电量。在安装或允许安装 DSG 之前，配电网络运营商 (DNO) 必须验证在最坏的运行情况下，电网电压曲线不会受到发电机组的不利影响。所考虑的稳态电压变化是 5% (pu)。

考虑最大需求的稳态电压分布以及 DSG 位置和尺寸的所有情况如图 6 所示，而最小需求和所有 DSG 情况的电网电压分布如图 7 所示。

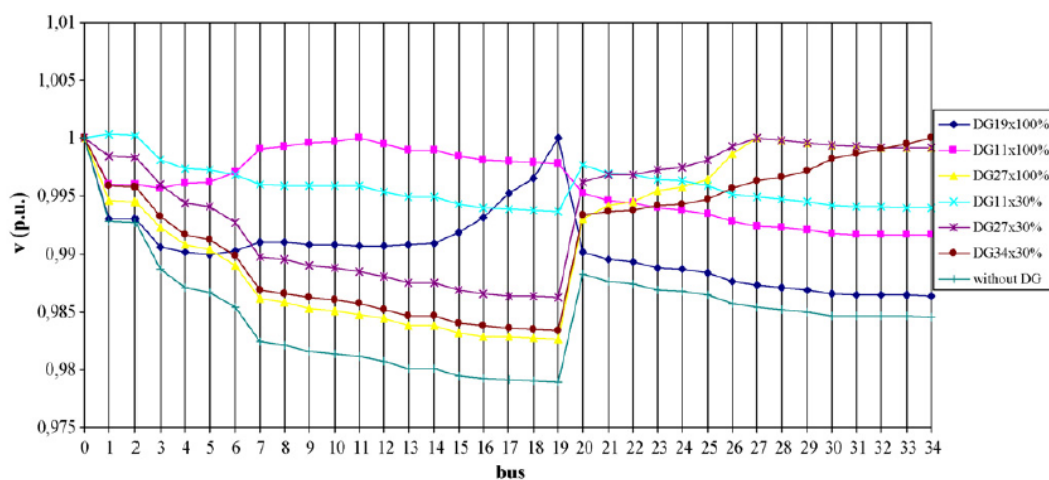


图 6. 最大需求的电压曲线

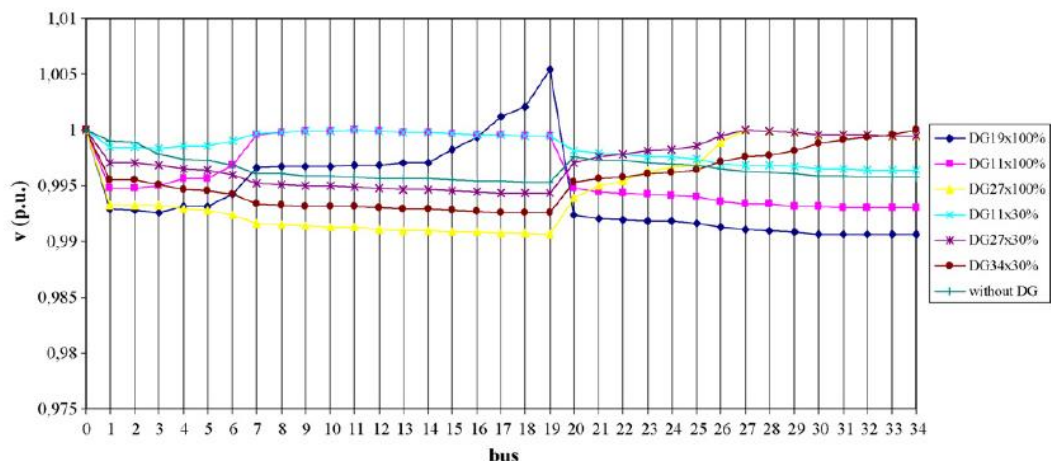


图 7. 最低需求的电压曲线

对于两种情况（最大和最小需求），DSG 总线上的恒定电压在所有总线上保持在允许的范围内。在 27 号公交车的情况下，DSG 的最大变化率为 1.7%，穿透率等于 100%。最大需求情况的一个关键情况是 DSG 的穿透率等于 30%，DSG 在 11 路。在这种情况下，DSG 不能把电压保持在 1pu。因为它达到了 1.875 MVar 的无功功率极限。

关于最低需求情况，可以看出，总线 19 的电压水平在同一母线上的穿透水平为 100%，超过 1pu。因为 DSG 达到其无功功率限制。

在所有模拟情况下，负载的有功和无功功率需求保持不变。因此，传输网络所需的功率随着 DSG 穿透率的增加而减小。

配电网运营商（DNO）一般担心，如果 DSG 突然断开，因为配电系统中的电压控制器的启动时间较慢，并且 DNO 必须保证这种变化尽可能小。为了分析这个方面，由方程（1）介绍[8]。

$$V_{I1} = \frac{1}{n_b} \frac{\sum_{i=1}^{n_b} |V_i^g - V_i^n| \times 100}{\sum_{i=1}^{n_b} V_i^n} \quad (1)$$

表 2 列出了 DSG 所有地点和规模的结果。从表中可以发现，即使极小的负载需求也可以获得较大的电压变化。可以进一步注意到，对于总线 27 上的 100%穿透水平和总线 34 上的 30%穿透水平，电压变化指数 VI1 对于最大需求是相同的。从表 2 中的结果可以看出，线路 2 对装有 AVR 的 DSG 的穿透不敏感。

DSG(%负载)	DSG 总线位置	V_{I1} 最小负载	V_{I1} 最大负载
100	19	0.012	0.016
100	11	0.009	0.032
100	27	0.010	0.020
30	34	0.007	0.020
30	11	0.005	0.032
30	27	0.005	0.027

表 2. 由于 DSG 断开导致的电压变化

即使 DSG 连接到网络，并且注入大量的无功功率以支持电压，电压的大变化也不明显。因此，其他类型的发电机或控制器（具有恒定功率因数的 DIG 或 DSG）对稳态电压分布的影响也应该可以忽略不计[8]。

最后分析的参数与最大和最小需求之间的电压幅度的变化有关，因为希望在负载变化之后尽可能小地改变这些变化。用于此目的指标[8]由等式（2）。

$$V_{I2} = \frac{1}{n_b} \sum_{i=1}^{n_b} |V_i^{max} - V_i^{min}| \times 100 \tag{2}$$

表 3 展示了分析的结果

DSG(%的负载)	DSG 总线位置	V_{I2}
100	19	0.41
100	11	0.08
100	27	0.31
30	34	0.39
30	11	0.28
30	27	0.31

表 3. 电压调节

可以看出，总线 11 上的 100%的穿透水平和 DSG 导致最佳的电压调节。在 27 号总线上，电压调整对发电机的大小（穿透水平）不敏感。

5.瞬态稳定性

在意大利，如果配电网发生故障，DG 将跳闸，直到关键的网络条件消除才会发电。因此，DG 的控制方案将等待恢复并自动重启。从这个意义上说，由于 DG 的目标是发电，暂态稳定性的考虑往往不是很重要。

尽管如此，如果 DG 用作关键过程的电压支持，则需要更加小心，以确保 DG 不会因远程网络故障而跳闸。然而，由于 DG 的惯性常数较低，保护系统的跳闸时间较长，因此可能无法保证配电网所有故障的稳定性，暂态稳定性变得相当重要[13]。

本研究首先进行负荷流量建立故障前网络状况。然后进行瞬态仿真，以研究图 1 中配电网馈线发生故障时配电系统的稳定性。由于短路时 DSG 加速，由于失步，可能会变得不稳定。通过分析转子角度的动态响应可以确定 DSG 的稳定性[15,19]。时域仿真用于评估 DSG 渗透水平对暂态稳定性的影响。考虑指标来评估暂态稳定性是连接到网络的 DSG 与对应于无限总线的参考机器角度之间的角度。

瞬态分析考察了永久性三相故障和 100 ms 自清零三相故障的响应。实施的保护系统如第 3 节所示。由于空间的限制，只有少数几个特征情况被详细介绍。对于所有其他情况的结果总结在考虑以下参数的表中：暂态稳定性，有或没有重合闸的临时故障的重新同步，保护系统的行为，孤岛模式。

以下分析考虑了第 5 节中描述的情况。

案例 d1：19 号公交车的 DSG，功率输出 P = 4.5MW，最大需求的永久性故障。

图 8 给出了当 DSG 向配电网注入 4.5MW 时，在馈线连接母线 2 和 3 的中间施加的三相永久性故障的 DSG 的动态响应。

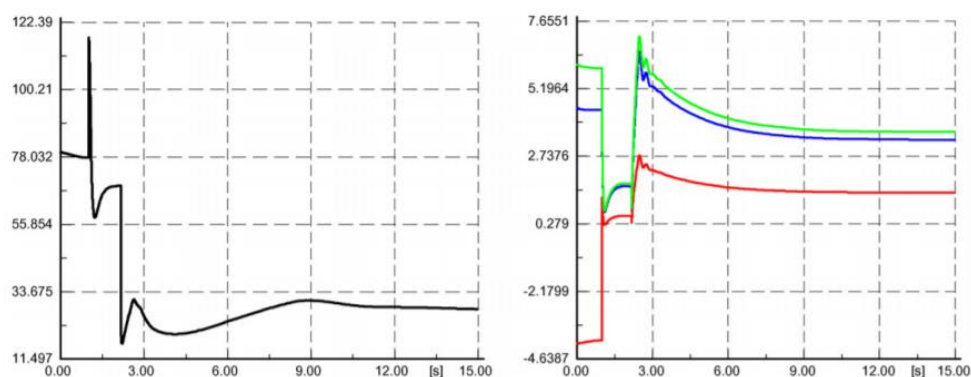


图 8. 情况 d1, 转子角度, 实际 (b), 无功 (r) 和视在功率 (g)

可以看出，稳定性在几秒钟（450 个循环）后重新获得，并且 AVR 保持在 1pu 的电压。配电系统以孤岛模式运行，因为在馈线跳闸和线路 1 保护之后，DSG 继续提供线路 1。

图 9 显示了线路 1 的开始（总线 4）和结束（总线 19）处的电压。不包括故障周期，电压由 DSG 维持。

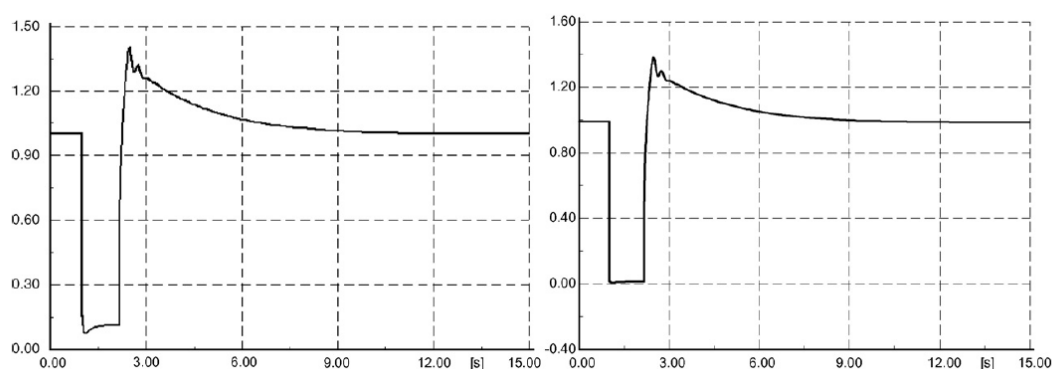


图 9. 情况 d1, 总线 19 (左) 和 4 (右) 的电压

案例 d2 和 d3：19 号总线上的 DSG，功率输出 $P = 4.5 \text{ MW}$ ，临时故障时不带重合闸，最大需求。

对于相同的 DSG 位置和尺寸，重复进行模拟，但分别具有自动清除故障和不重合。

在没有重合的情况下，恢复稳定性并且由线 1 和线 2 形成岛。功率和转子角度变化在图 10 中示出，而图 11 示出在线 1 的边界总线处的电压。

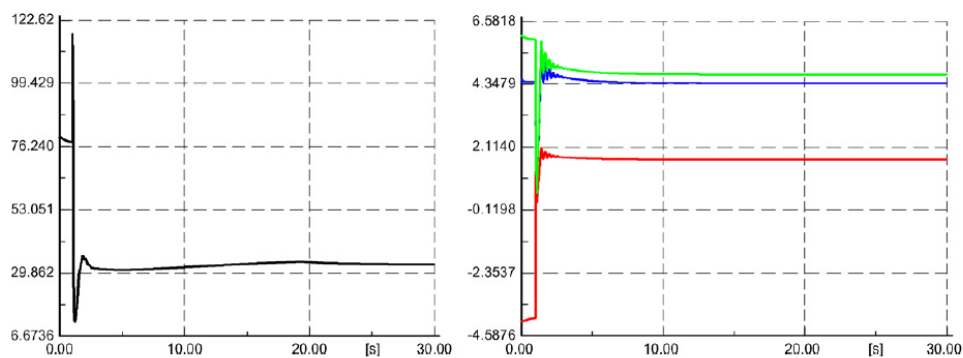


图 10. 情况 d2, 转子角度, 实际 (b), 无功 (r) 和视在功率 (g)

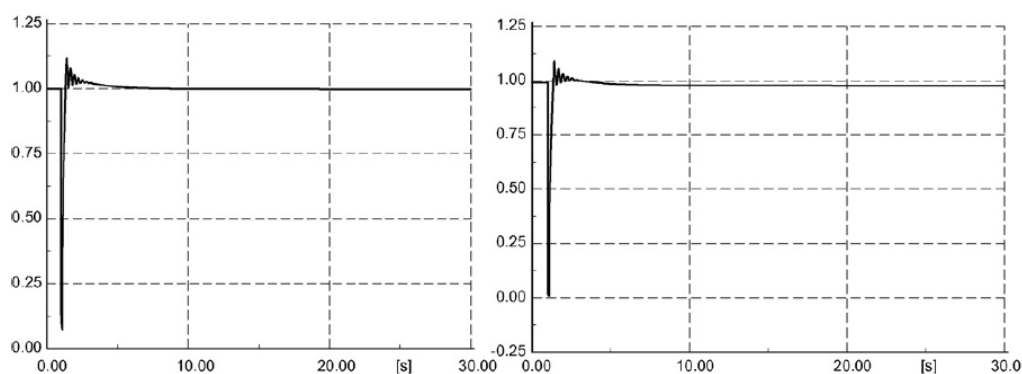


图 11. 情况 d2, 总线 19 (左) 和 4 (右) 的电压

考虑到重合闸的情况, 可以看出, 重合闸后, 网络保持原来的结构, 没有同步问题。在故障的瞬间, 只有馈线保护跳闸, 并且由于故障自清除, 重合闸程序仅由馈线保护激活。转子角度和功率变化如图 12 所示。

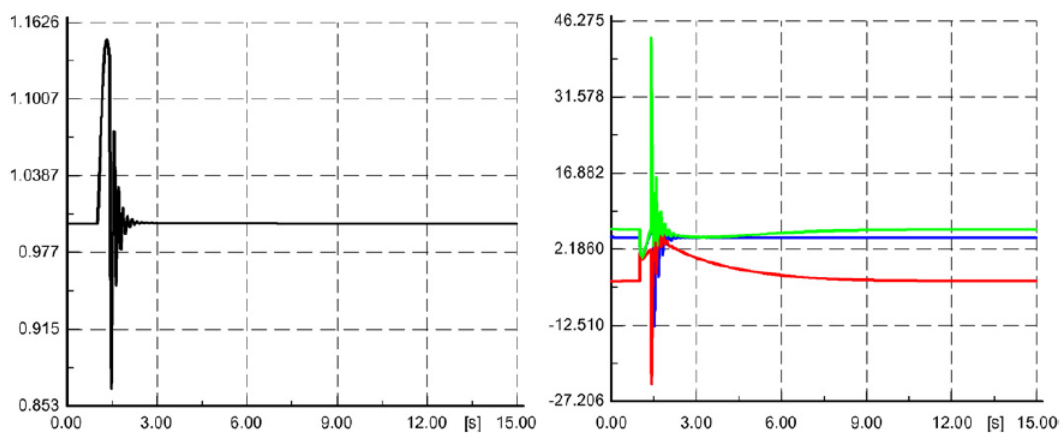


图 12. 情况 d3, 转子角度, 真实 (b), 无功 (r) 和视在功率 (g)

案例 e2: 总线 27 上的 DSG, 功率输出 $P = 1.5\text{MW}$, 最大需求的自清除故障。

在没有重合的情况下，系统失去稳定性。图 13 示出了故障清除后母线 27 处的电压崩溃。

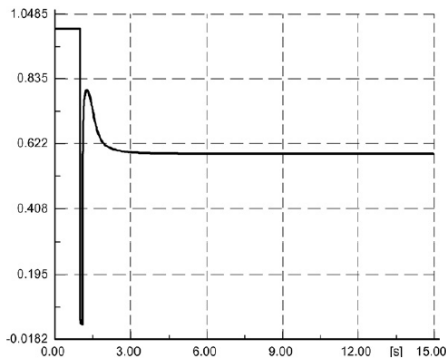


图 13. 情况 e2，在总线 27 的电压

从表 4 和表 5 可以看出，对于需求最大的相同分析情况，在最低需求的情况下，可以在 11,27 和 34 路公交车处使用 DSG，并且最大穿透率为 30% 需求。

DSG 位置	DSG 大小 (相对于最大负载的百分比)	三相故障	重新关闭	故障位置	跳闸保护	稳定	网络位置	同步
19	100	Permanent	N	Feeder	F&PL1	Y	Line 1	-
19	100	Temporary	N	Feeder	F	Y	Network	Y
19	100	Temporary	Y	Feeder	(F)	Y	N	Y
11	30	Permanent	N	Feeder	F	N	N	-
11	30	Temporary	N	Feeder	F	N	N	-
11	30	Temporary	Y	Feeder	(F)	Y	N	Y
27	30	Permanent	N	Feeder	F	N	N	-
27	30	Temporary	N	Feeder	F	N	N	-
27	30	Temporary	Y	Feeder	(F)	Y	N	Y
34	30	Permanent	N	Feeder	F	N	N	-
34	30	Temporary	N	Feeder	F	N	N	-
34	30	Temporary	Y	Feeder	(F)	Y	N	Y

		y						
11	100	Permanent	N	Feeder	F&PL1	Y	Line 1	-
11	100	Temporary	N	Feeder	F	Y	Network	Y
11	100	Temporary	Y	Feeder	(F)	Y	N	Y
27	100	Permanent	N	Feeder	F&PL2	Y	Line 2	-
27	100	Temporary	N	Feeder	F	Y	Network	Y
27	100	Temporary	Y	Feeder	(F&PL2)	Y	N	Y/P
4	100	Permanent	N	Feeder	F&PL1	Y	Line 1	-
4	100	Temporary	N	Feeder	F	Y	Network	Y
4	100	Temporary	Y	Feeder	(F&PL1)	Y	N	Y/P
20	100	Permanent	N	Line 1 (B2)	F&PL1	Y	Line 2	-
20	100	Permanent	N	Line 1 (B16)	F&PL1	Y	Line 2	-
4	100	Permanent	N	Line 2 (B18)	F&PL1	Y	Line 1	-

表 4. 具有最大需求的瞬态分析的仿真结果

DSG 位置	DSG 大小(相对于最大负载的百分比)	三相故障	重新关闭	故障位置	跳闸保护	稳定	网络位置	同步
11	30	Permanent	N	Feeder	F	N	N	-
11	30	Temporary	N	Feeder	F	Y	Network	Y
27	30	Permanent	N	Feeder	F	N	N	-
27	30	Temporary	N	Feeder	F	Y	Network	Y
34	30	Permanent	N	Feeder	F	N	N	-
34	30	Temporary	N	Feeder	F	Y	N	-

表 5. 用最小需求进行瞬态分析的仿真结果

如果在总线 11 发生 DSG 永久性故障，为了恢复稳定性，还考虑了其他策略。DSG 的 11 号总线发电机在输出功率为 1.5MW，永久性故障的情况下成功实施了减载策略。所采用的甩负荷算法是基于保护系统的慢重合动作（30s）之后负荷的断开。小负荷断开，直到

连接负载的总有功功率降到 DSG 产生的功率以下。在图 14 中显示了功率和转子角度响应。转子角度响应中的尖峰对应于重合时刻。

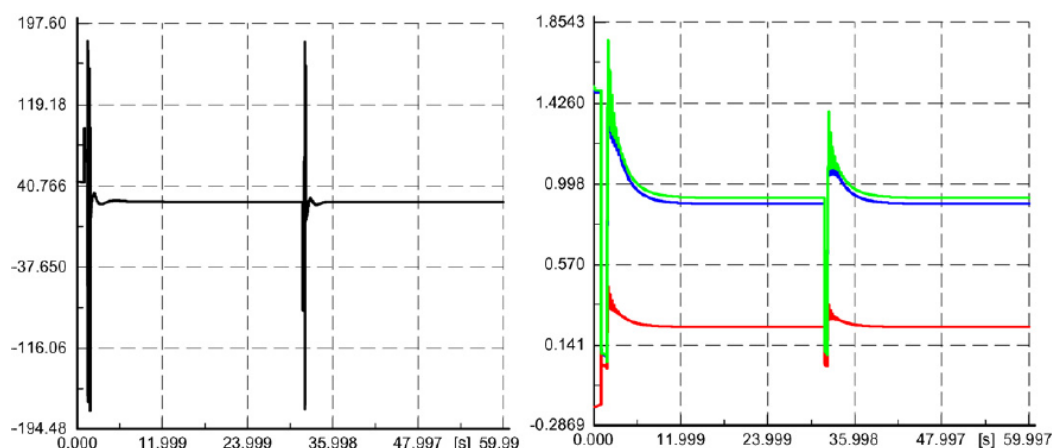


图 14. 甩负荷情况，转子角度，实际 (b)，无功 (r) 和视在功率 (g)

5.1 瞬态过程中的保护系统行为

所考虑的保护系统是在没有双向功率流动的情况下设计的系统的径向性质。由于 DSG 的存在改变了潮流的方向，人们会认为保护系统应该由适当的定向装置来代替。为了评估在 DSG 出现故障期间继电器的行为，已经考虑了关键情况 (h) 和 (i)。在已发表的文献中，主要关注这些情况，因为如果在没有 DSG 的线路上发生故障，DSG 线路的保护可能会跳闸，并使所有连接到线路的负载停止工作[20]。这个场景如图 15 所示。

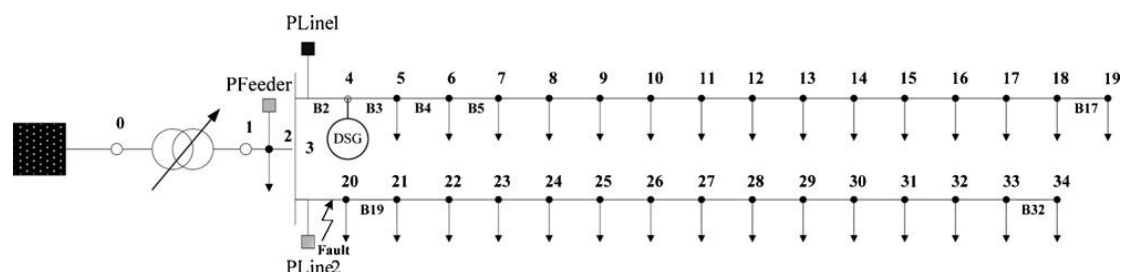


图 15. 保护系统的关键情况

从仿真结果可以看出，即使在网络中使用对电流方向不敏感的继电器，并且保护系统在故障后不正确跳闸，PFeeder 和 PLine1 对于在总线 B18 处的故障，线路 1 继续以孤岛模式正确地操作，并且负载由 DSG 提供，而不会对网络造成任何稳定性问题。图 16 示出了相应的转子角度响应。可以得出结论，即使 DSG 的存在可以保证孤岛模式下的供电连续性，也必须修改保护设置以避免连接继电器的不可预知的行为。一个解决方案可能是用敏感的电

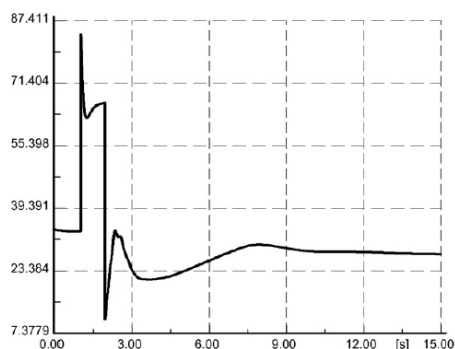


图 16. 情况 i1，孤岛模式下的转子角度

6.结论

本文提出了一个嵌入式同步发电机的真正的意大利配电网的稳态和瞬态分析。

考虑到最大和最小需求，分析了 DSG 断开和稳态电压调节后的稳态电压变化。

考虑到稳态电压分布，发现 DSG 的连接不会改变系统的行为和性能。暂态分析表明，DSG 影响暂态稳定性和保护系统的运行。

即使在多种情况下，DSG 在故障后仍保持稳定，并通过向负载提供有功功率并为网络中的电压提供无功功率，从而为网络带来诸多益处，但也有一些情况下失去稳定性。很少有确定的不稳定情况表明，这个特定的实际分配网络可以容纳 DSG。（注意：尽管惯性较小的 DSG 更容易失去稳定性，但应该意识到这一点）。

应该指出的是，由于 DSG 引起的故障电流的增加，保护系统的一些修改是必要的。网络的加固也是需要的，以便承受由于发电机到故障点附近的附加故障水平。

最后分析了 DSG 配电网部分临时孤岛运行的可行性。发现只有少数情况表现出同步（稳定性）问题。然而，这些可以通过适当的减载策略成功解决，如文中所示。通过执行适当的，适度的卸载，孤岛系统可以安全地运行，为大多数客户提供更好的供应连续性。

对于拓扑结构类似于意大利配电网的配电网，解决方案的结果是严格有效的。事实上，本文已经考虑了典型的意大利配电网，配备了一整套典型的保护系统：重合器线路保护，馈线保护和 SC。因此，尽管具体的结果可能不是一般的，但仍然可以用来推断出类似结构的配电网的强度和所采用的保护措施的重要结论。

S	35 MV A
HV/LV	132 kV/20 kV
Short – circuit voltage	13.18%
Copper losses	150 kW
No load losses	20kW
Connection	YNd1

表 B1. 变压器参数

From bus	To bus	r(Ω)	x(Ω)
1	2	0.3492	0.2034
2	3	0.5572	0.3246
3	4	0.1614	0.0602

4	5	0.0424	0.0282
5	6	0.1515	0.0352
6	7	0.2861	0.0754
7	8	0.0374	0.0193
8	9	0.0683	0.0398
9	10	0.0296	0.0196
10	11	0.0463	0.0307
11	12	0.0868	0.0576
12	13	0.1962	0.0998
13	14	0.0064	0.0026
14	15	0.2288	0.0915
15	16	0.1984	0.0794
16	17	0.4847	0.1304
17	18	0.2026	0.0652
18	19	0.4071	0.0739
3	20	0.0020	0.0007
20	21	0.2432	0.0973
21	22	0.0739	0.0276
22	23	0.1750	0.0652
23	24	0.0584	0.0218
24	25	0.1544	0.1024
25	26	0.4000	0.1600
26	27	0.1848	0.0800
27	28	0.1062	0.0704
28	29	0.1980	0.0773
29	30	0.2834	0.1128
30	31	0.1152	0.0454
31	32	0.1280	0.0512
32	33	0.0895	0.0334
33	34	0.1293	0.0517

表 B2. 线路数据

Bus	$P_{\max load}(MW)$	$Q_{\max load}(MW)$	$P_{\min load}(MW)$	$Q_{\min load}(MW)$
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0.45	0.22	0.12	0.06
5	0.30	0.15	0.04	0.02
6	0.02	0.01	0.01	0.00
7	0.06	0.03	0.03	0.01
8	0.06	0.03	0.04	0.02
9	0.17	0.08	0.05	0.02

10	0.26	0.12	0.06	0.03
11	0.28	0.14	0.06	0.03
12	0.48	0.23	0.23	0.11
13	0.23	0.11	0.03	0.01
14	0.07	0.03	0.02	0.01
15	0.41	0.20	0.08	0.04
16	0.27	0.13	0.03	0.01
17	0.02	0.01	0.01	0.00
18	0.06	0.03	0.03	0.01
19	0.11	0.05	0.04	0.02
20	0.06	0.03	0.02	0.01
21	0.03	0.03	0.01	0.00
22	0.09	0.03	0.02	0.01
23	0.09	0.05	0.04	0.02
24	0.05	0.04	0.02	0.01
25	0.09	0.03	0.03	0.01
26	0.09	0.04	0.03	0.01
27	0.08	0.04	0.03	0.01
28	0.08	0.04	0.04	0.02
29	0.06	0.04	0.03	0.01
30	0.09	0.03	0.05	0.02
31	0.09	0.04	0.05	0.02
32	0.05	0.04	0.03	0.01
33	0.06	0.02	0.03	0.01
34	0.05	0.03	0.04	0.02

表 B3. 总线数据

S	1.875 MVA
V_n	20 kv
P_n	1.5 MW
$Q_{max}; Q_{min}$	1.875 MVar; -2.875 MVar
Power factory	0.8
X_d	1.85 pu
X_q	1.11 pu
Inertia time constant	0.404 s
Subtransient reactance	$x_d'' = 0.161 pu ; x_q'' = 0.209 pu$
Transient reactance	$x_d' = 0.277 pu ; x_q' = 0.11 pu$

表 B4.发电机参数

附录 A.符号列表

n_b	总线数量
p_o	参考功率负载。
V_f	偏置信号
V_r	发电机端的电压
V_{ref}	初始 DSG 电压端子设定的参考电压
V_i^g	在 DSG 存在的情况下 i 总线的电压幅度
V_i^{max}	最大需求期间的最大电压
V_i^{min}	最小需求期间的最小电压
V_i^n	在没有 DSG 的情况下 i 总线上的电压幅度

附录 B.

表 4 和表 5 第 6 栏“跳闸保护”中, F 表示馈线保护, 而 PL1 表示线路 1 保护; 括号中的字母表示相应的保护跳闸, 然后断路器重新闭合的情况。

参考文献：

- [1] G. Joos, B.T. Ooi, D.McGillis, F.D. Galiana, R.Marceau, The potential of distributed generation to provide ancillary services, in: Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, vol. 3, July 16–20, 2000, pp. 1762–1767.
- [2] R. Caldon, F. Rossetto, R. Turri, Temporary islanded operation of dispersed generation on distribution networks, in: Universities Power Engineering Conference, UPEC, 39th International, vol. 3, September 6–8, 2004, pp. 987–991.
- [3] H. Cheng-Ting, C. Chao-Shun, Islanding operations for the distribution systems with dispersed generation systems, in: Power Engineering Society General Meeting, IEEE, vol. 3, June 12–16, 2005, pp. 2962–2968.
- [4] J.V. Milanovic, T.A. David, Stability of distribution networks with embedded generators and induction motors, in: Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, vol. 2, January 27–31, 2002, pp. 1023–1028.
- [5] J.G. Slootweg, W.L. Kling, Impacts of distributed generation on power system transient stability, in: Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, vol. 2, 2002, pp. 862–867.
- [6] M. Reza, P.H. Schavemaker, J.G. Slootweg, W.L. Kling, L. van der Sluis, Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability, in: Power Engineering Society General Meeting, IEEE, June 6–10, 2004, pp. 2150–2155.
- [7] A.M. Azmy, I. Erlich, Impact of distributed generation on the stability of electrical power system, in: Power Engineering Society General Meeting, IEEE, vol. 2, June 12–16, 2005, pp. 1056–1063.
- [8] W. Freitas, J.C.M. Vieira, A. Morelato, L.C.P. da Silva, V.F. da Costa, F.A.B. Lemos, Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications, Power Systems IEEE Transactions 21 (February (1)) (2006) 301–311.
- [9] A. Agustoni, M. Brenna, R. Faranda, E. Tironi, C. Pincella, G. Simioli, Constraints for the interconnection of distributed generation in radial distribution systems, in: Proceedings of the 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2002.

- [10] N. Nimpitiwan, G.T. Heydt, R. Ayyanar, S. Suryanarayanan, Fault current contribution from synchronous machine and inverter based distributed generators, *Power Delivery, IEEE Transactions* 22 (January (1)) (2007) 634–641.
- [11] R. Marconato, *Sistemi elettrici di Potenza*, vol. 2, Ed. CLUP Milano, 1988.
- [12] T. Ackermann, V. Knyazkin, Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects, in: *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 2, October 6–10, 2002, pp. 1357–1362.
- [13] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded Generation*, 1st ed., Institute of Electrical Engineering, London, UK, 2000.
- [14] J.D. Hurley, L.N. Bize, C.R. Mummert, The adverse effects of excitation system VAr and power factor controllers, *Energy Conversion, IEEE Transactions* 14 (December (4)) (1999) 1636–1645.
- [15] J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*, Wiley Ed., 1997.
- [16] Norma Italiana CEI 11-20, *Electrical energy production system and uninterruptible power system connected to I and II class network*, IV ed., 2000.
- [17] Enel, DK 5600, *Criteri di allacciamento di clienti alla rete MT della distribuzione*, IV ed., March, 2004.
- [18] Enel, DK 4452, *Taratura dei dispositivi per la rete MT*, V ed., October, 2004.
- [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, New York, 1994.
- [20] V. Calderaro, S. Corsi, V. Galdi, A. Piccolo, *Optimal setting of the protection systems in distribution networks in presence of distributed generation*,