考虑光伏 DG 孤岛续航能力的配电网可靠性评估

伍言1,2,刘俊勇1,2,向月1,2,刘友波1,2,杨嘉湜3,王卓3

(1.四川大学 电气信息学院,四川 成都 610065;2.四川大学 智能电网四川省重点实验室,四川 成都 610065;

3. 四川省电力公司,四川 成都 610061)

摘要:通过构造受天气及时间影响的光伏 DG 功率输出模型,仿真分析了孤岛状态下光伏 DG 对负荷的支撑 能力。根据影响孤岛系统可靠性的因素提出了最优孤岛划分算法。对传统最小路法进行改进,使其适用于含 光伏 DG 的配电网可靠性指标计算。通过算例分析证明了光伏 DG 能够改善配电网可靠性,其改善程度具有 季节性变化,并提出了按季节调整孤岛范围的孤岛优化运行方案,算例结果表明该方案能够最大限度地发挥 光伏 DG 效能,提高配电网可靠性。

0 引言

光伏(PV)发电是公认的最具发展潜力的可再 生能源技术^[1-2]。光伏系统与建筑相结合,标志着光 伏发电由边远地区和特殊应用向城市过渡,由集中电 站向分布式供电模式过渡^[3],具有更为广阔的应用 前景。城市中的用户安装了光伏 DG 后,当光伏发电 量超过其本身负荷需求时即对外整体呈发电特性, 当系统侧电源或上级馈线发生故障,这些用户可以 脱离主配电网独立运行,并与周围负荷组成孤岛,继 续向岛内负荷供电^[3],提高岛内负荷的供电可靠性。

已有许多学者深入研究了 DG 接入对配电网可 靠性的影响[4-10]。文献[5]提出了以等值有效负荷最 大为目标的孤岛划分方法,并对传统最小路法进行改 进,使之适用于对含 DG 的配电网进行可靠性指标 计算。该文献的研究对象为传统恒功率 DG.没有考 虑包括光伏 DG 在内的不可调度 DG 对于可靠性的 影响。文献[6]利用简化网络得到区域元件故障影 响表,基于序贯蒙特卡洛仿真法,研究了 DG 的随机 功率输出、设备运行与故障状态以及负荷的随机容 量对系统可靠性的影响。文献[7]提出了含 DG 区域 节点的网络划分方法,分析了不同故障类型对配电网 可靠性的影响。并网 DG 主要通过孤岛运行改善配 电网可靠性,而上述文献均未对孤岛运行过程中电 力供需的动态变化进行深入分析。文献[8]建立了时 变负荷模型,利用蒙特卡洛法研究了孤岛运行可靠 性,但没有从全局角度分析 DG 对于配电网的影响。 文献[9]通过分析风电功率随机输出特性和支网络

收稿日期:2011-11-08:修回日期:2013-02-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(50977059);中欧中小 企业节能减排科研合作资金项目(SQ2011ZOF000004)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(50977059) and Scientific Collaboration Foundation of Energy-Saving and Emission-Reducing of Small and Mediumsized Enterprises in Sino-European(SQ2011ZOF000004) DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.05.020

故障特性, 计算DG 供电范围内负荷的可靠性指标。 虽然光伏电源输出同样受天气影响,具有一定随机 性,但也随时间具有确定性变化规律。

本文通过构造受天气及时间影响的光伏 DG 功 率输出模型,仿真分析了孤岛状态下 DG 对负荷的支 撑能力,根据影响孤岛系统可靠性的因素提出了最 优孤岛划分算法,并对传统最小路法进行改进,使其 适用于含光伏 DG 的配电网可靠性指标计算。

1 光伏 DG 孤岛续航能力分析

1.1 影响孤岛系统可靠性的因素

在孤岛运行过程中,有功、无功以及频率、电压 控制仅由 DG 提供,而光伏电源不可调度且不具有传 统集中供电电源具有的转动惯量和过载能力^[8],无法 随负荷需求的变化而变化,故会导致岛内负荷供电 的中断。虽然储能电池的引入能够在一定程度上改 善 DG 的输出,并在 DG 出力不足时暂时满足负荷的 需要,但储能电池自身的容量限制使其无法完全保 证孤岛的可靠运行。此外,受本身输出特性影响,由 光伏 DG 供电的孤岛具有某些特殊的运行特点,影 响其可靠性的因素如下。

a. 孤岛形成的时刻。例如 19:00 到 22:00 居民 与商业负荷达到一天中的最大值,而此时光伏电源 没有功率输出,负荷仅能由储能电池供电,孤岛发生 故障的可能性较高。

b. 气候及天气状况。主要影响 DG 功率输出。

c. 负荷随机波动。

d. DG 功率曲线与负荷特性曲线的相似性。二 者的变化规律越接近,系统的可靠性越高。

e. 储能电池的容量及所能提供的最大功率。

f. 孤岛内设备和 DG 的可靠性指标。

为了仿真分析孤岛系统的续航能力,需要建立 能够反映光伏 DG 特性的功率输出模型。

1.2 光伏电源功率输出模型

光伏发电的控制采用最大功率点跟踪(MPPT)^[11] 控制策略,光伏发电的输出功率直接决定于光照强 度,而光照强度在一天中随着时间和天气等因素的 变化不是一个稳定值,所以光伏发电的输出功率是 随着光照强度的变化而波动的^[12]。光照强度的不确 定性主要源于天气变化的随机性,因此可以假设,如 果能够确定天气状况,便可以确定一天内光照强度 随时间的变化规律,在已知光伏电池光电转换效率 的情况下,可以进一步确定光伏电源在任意时刻的输 出功率。对光伏 DG 功率输出随机特性的建模在一 定程度上即是对天气变化状况的建模。

基于上述分析,本文建立如下功率输出模型:

$$P(t) = w(t)P_{\text{summ}}(t) \tag{1}$$

其中,w(t)为天气影响因子,它代表光伏 DG 在t时 刻受天气影响的功率输出与典型日晴天条件下该时 刻功率输出 $P_{sumy}(t)$ 的比值。天气状况为晴、多云、 阴、雨时,w 的取值分别为 w_1,w_2,w_3,w_4 ,当天气状况 发生变化,w 的取值也随之在 w_1,w_2,w_3,w_4 间变动。 以四状态马尔科夫链描述时间间隔为 0.5 h 的天气 变化情况,如图 1 所示。



图 1 天气状态转移模型

Fig.1 Weather state transition model

图 1 中, W₁、W₂、W₃、W₄ 分别表示天气状况为 晴、多云、阴、雨, a_{ij} 为天气 W_i 到天气 W_j 的转移率, 即 0.5 h 前后天气状况由 W_i 转变为 W_j 的概率,其值 可以由观测或统计数据得到。由于光伏电源的输出 功率直接取决于光伏电池的短路电流和二极管饱和 电流, 而它们均与温度有关, 当天气状况发生变化, 温度无法随光照强度的改变而立即改变, 故 t 时刻天 气对光伏输出的影响应计及前一时段(即 0.5 h 前) 的天气状况。w(t)的修正式为:

$$w(t) = \frac{w(t - t_{\text{int}}) + \overline{w}(t)}{2}$$
(2)

其中, $\overline{w}(t)$ 为不计前一时段天气状况影响时w(t)的取值; t_{int} 为一个时段的长度,取为 0.5 h。

由于光照强度不同,各季节条件下光伏电源的 典型功率输出曲线也不同。本文根据光照强度日平 均值大小将全年分为3个部分:5月至8月(夏季)、 3月至4月及9月至10月(春、秋季)、11月至次年 2月(冬季),分别根据统计数据确定各个季节下光 伏电源的典型功率输出曲线。图2为夏季南方某地 晴天天气下光伏电源输出功率曲线。





1.3 负荷模型

负荷同样表现出显著的季节性特征,冬夏季的 负荷率明显高于春秋季。居民、工业、商业3类负荷 的夏季典型日负荷分布曲线如图3所示。实际中,每 天同一时刻的负荷都不相同,为模拟负荷波动对孤 岛可靠性的影响,假定t时刻的负荷值符合已知期望 与标准差的正态分布,正态分布的期望为历史统计数 据中此时刻负荷的平均值,标准差为该时刻负荷历史 平均值的1/10。



图 3 3 类典型夏季日负荷曲线

Fig.3 Three kinds of typical summer load curve

1.4 孤岛可靠性仿真分析

采用蒙特卡洛法分析各类季节条件下孤岛运行的可靠性。随机生成孤岛在一天中形成的时间,利用上述模型构造以 10 s 为单位的 DG 输出序列及负荷变化序列,分析动态条件下能量输出是否能够满足负荷需求。根据马尔科夫过程逼近原理,极限状态概率在进一步转移过程中保持不变,故求解由状态转移率 a_{ij}构成的状态转移矩阵方程^[13]可以得到 4 类天气的极限状态概率,此概率即为模拟孤岛形成时 4 类天气出现的概率。孤岛运行过程中,按天气状态转移模型模拟天气的变化。

2 孤岛划分算法

安装在不同用户上的光伏 DG 容量不同,加之光 伏发电量具有不确定性,因此各个光伏用户在不同时 段表现出的发电与用电特性也不尽相同。定义日平 均发电量大于日平均用电量的用户为呈发电特性的 负荷,反之即为呈用电特性的负荷。当系统侧电源 或上级馈线发生故障,呈发电特性的负荷可以脱离主 配电网运行,并将多余的电力提供给周围呈用电特性 的负荷或未安装光伏电源的普通负荷,维持一定范围 孤岛系统的运行。

呈发电特性的负荷的数量与供电量均有限,需 在故障发生前事先确定孤岛范围,在其与主系统断开 后有计划地对岛内负荷供电,保证小系统稳定运行。 传统 DG 遵循调度,可以对容量范围内的所有负荷持 续稳定地供电。光伏电源能量输出具有随机性与间 歇性,不能简单地以孤岛内 DG 容量和负荷量的匹 配关系作为孤岛划分的原则^[14],必须在遍历所有可 行负荷组合的基础上,通过分析比较不同孤岛划分方 案下岛内负荷日分布特性与 DG 日发电规律的匹配 关系,确定最合理的孤岛划分方案。

2.1 配电网网络树模型及负荷组合遍历

以某个呈发电特性的负荷点为根节点,其他负荷点为分支节点,以断路器为界,根据节点关联信息 建立配电网有根树,例如图4中,PVLP为安装了光伏 电源的光伏负荷点,LP为普通负荷点,配电网有根 树的每棵有根子树均代表一种负荷组合,即孤岛划 分方式。



图 4 根据配电网建立的有根树

Fig.4 Rooted tree based on distribution network

以图 4 所示配电网有根树为例说明遍历负荷 组合的方法。 S_i 代表含 i 个节点的有根子树构成的集 合,从根节点出发,对 S_i 中所有有根子树添加 1 个节 点,把扩张后得到的含 i+1 个节点的子树信息存放到 S_{i+1} 中。包含 1 个节点的有根子树只有 (PVLP6)一 棵,所以 S_1 为 {(PVLP6)}。添加 1 个节点对子树 (PVLP6)进行扩张,可以得到 3 棵含 2 个节点的有 根子树,把它们的信息存入 S_2 中得 S_2 为{(PVLP6, LP3),(PVLP6,PVLP5),(PVLP6,LP7)}。再依次对 S_2 中的所有子树添加 1 个节点,把得到的含 3 个节点 的子树信息存入 S_3 中, S_3 即为{(PVLP6,LP3,LP2), (PVLP6,LP3,PVLP5),(PVLP6,LP3,LP7),(PVLP6, PVLP5,LP4),(PVLP6,PVLP5,LP7)}。依此类推,可 以遍历该有根子树。再以此方法遍历以 PVLP5 为根 节点建立的有根树,即可找到所有可行的负荷组合。

2.2 孤岛划分数学模型

为了充分发挥 DG 和储能电池效能,缩小停电范围,降低主网故障造成的损失,在保证一定供电可靠性的基础上,孤岛范围内应包含尽可能多的负荷,同时计及负荷的经济效益和用户等级,优先向重要负荷供电。孤岛划分模型的目标函数为:

$$\max L_{\rm E} = \max \sum_{i=1}^{n} \delta_i L_i \tag{3}$$

其中,*L_i*为负荷点*i*的负荷值;*G_k*为通过子树遍历 算法得到的负荷组合;δ_i为负荷重要度系数,一类、二 类、三类负荷重要度系数分别为 0.5、0.3、0.2。

光伏 DG 输出不可调度,需由储能电池平衡负荷。 计及储能电池的容量及输出功率限制,孤岛划分模 型的约束条件为:

$$\int_{-\infty}^{t+t_{\rm d}} \sum_{i \in G_{\rm k}} \left[L_i(\tau) - P_i(\tau) \right] \mathrm{d}\tau \leq \sum_{i \in G_{\rm k}} E_{\mathrm{st},i} \tag{4}$$

$$\sum_{C} \left[L_i(t) - P_i(t) \right] \le 0.9 P_{\text{st}} \tag{5}$$

其中, P_i(t)为安装在负荷点 i 处的光伏 DG 在 t 时 刻的发电功率, 若用户未安装 DG, 则其取值为 0; E_{st,i} 为负荷点 i 处配置的储能电池容量; P_{st} 为各储能电 池共同提供的最大输出功率。

式(4)表示无论孤岛在何时形成,DG 和储能电 池都能支撑岛内负荷用电 t_d小时以上。式(5)是功 率差额约束。需要说明的是,P_i(t)和 L_i(t)分别代表 的是 DG 输出功率与负荷在 t 时刻的历史统计平均 值。在孤岛实际运行中,受天气及负荷随机波动的 影响,并不能总是满足约束条件,所以必须通过第 1 节所述的方法评估孤岛系统可靠性,并在分析配电网 可靠性时计及孤岛续航失败发生二次故障的概率。

3 配电网可靠性评估模型

文献[15-17]提出了配电网可靠性计算的最小路法及计及 DG 的改进算法,本文进一步加入了 DG 孤岛续航能力对可靠性的影响因素,使之适用于对含分散光伏 DG 的配电网进行可靠性分析。

当不考虑 DG 影响时,引起负荷停电的故障通常 可以分为变压器故障、最小路上的馈线故障及非最小 路上的馈线故障 3 类。接入 DG 后,3 类故障中只有 最小路上的馈线故障能够触发孤岛的形成,此类故 障的故障率为 λ_a,则孤岛的形成率为:

$$\lambda_{\mathrm{p}i} = \left(1 - \frac{\lambda_{\mathrm{D}} r_{\mathrm{D}}}{8760}\right)^{j} \lambda_{\mathrm{a}} = \left(1 - \frac{\lambda_{\mathrm{D}} r_{\mathrm{D}}}{8760}\right)^{j} \sum_{k=1}^{N_{\mathrm{D}}} \lambda_{\mathrm{S},k} \tag{6}$$

其中, λ_{D} , r_{D} 分别为 DG 的故障率和故障平均修复时间; $\lambda_{s,k}$ 为第 k 段主馈线的故障率; N_{D} 为在所有光伏负荷点及负荷点 i前面的主馈线段数量;j为孤岛内 DG(即光伏负荷点)数量。

当故障发生后,计及隔离开关的操作时间 S 以及

孤岛形成所需的倒闸操作时间 T,需经过 max {S,T} 后孤岛才能形成。最小路上主馈线故障平均修复时间为 r_s ,如果 DG 能够维持孤岛内负荷的供电超过 r_s -max {S,T},则 DG 能够顺利从孤岛过渡到并网运行状态,这视为一次成功的孤岛续航;而当 DG 不能支撑孤岛用电超过 r_s -max {S,T},负荷会发生二次停电,这视为一次失败的孤岛续航。虽然失败的孤岛续航增加了负荷的故障率,但仍旧缩短了负荷的停电时间。设孤岛失败运行的概率为 λ_1 ,孤岛运行失败时的平均续航时间为 u,则孤岛内负荷的二次故障率及平均停电时间计算公式如下:

$$\lambda_i = \lambda_{\rm pi} \lambda_1 = \left(1 - \frac{\lambda_{\rm D} r_{\rm D}}{8\,760}\right)^j \lambda_1 \sum_{k=1}^{N_{\rm D}} \lambda_{\rm S,k} \tag{7}$$

$$i = r_{\rm s} - u - \max\{S, T\} \tag{8}$$

在孤岛运行过程中,DG发生故障同样会导致负 荷停电。此类故障的故障率及平均故障持续时间为:

$$\lambda_{i}^{\prime}=j\lambda_{\mathrm{D}}\sum_{k=1}^{N_{\mathrm{D}}}\left[\lambda_{\mathrm{S},k}(r_{\mathrm{s}}-\max\{S,T\})\right]$$
(9)

$$r_i' = \frac{r_s - \max\{S, T\}}{2}$$
(10)

由式(7)—(10)可以求得孤岛内负荷点的等 值故障率和故障持续时间,进而可以按照文献[18] 计算配电网的可靠性指标:系统平均停电频率指标 (SAIFI),用户平均停电持续时间指标(CAIDI),系统 平均停电持续时间指标(SAIDI),平均供电可用度指 标(ASAI),电量不足期望值(ENSI)。

4 仿真及算例分析

r

4.1 原始数据

将 RBTSBus6 网络主馈线 F4 及其 3 条分支馈 线 F5、F6 和 F7 作为研究对象,其系统接线如图 5 所 示。系统包括 30 条线路、23 个熔断器、23 台变压 器、21 个隔离开关、4 台断路器和 23 个负荷点,其中 负荷点 14、15、16、20、21 为安装了光伏组件的光伏 负荷点。熔断器均装设在每条负荷支路首端。假设 断路器与熔断器均 100% 可靠动作,忽略其故障率对 可靠性的影响。隔离开关操作时间为 0.3 h,孤岛形 成所需的倒闸操作时间为 0.15 h。表 1 列出了负荷 数据,表 2 列出了安装在各负荷点用户侧的光伏 DG 容量及蓄电池参数,表 3 列出了各元件的故障率和 平均修复时间。其他参数见文献[19]。

以中国南方光照充足的某城市作为光照及天气的数据来源,夏季晴天天气下光伏电源的输出功率曲线如图 2 所示。天气状况间的转移率如表 4 所示。 天气影响因子 w₁、w₂、w₃、w₄分别取为 1、0.85、0.6、0.3。 为简化处理,不考虑不同季节间日照时间的差别,令 冬季光伏电源的输出功率为夏季的 60%,春、秋季为



图 5 含光伏 DG 的 RBTSBus6 配电网接线图 Fig.5 Connection diagram of RBTSBus6 distribution network with photovoltaic DG

表1 负荷数据 Tab.1 Load data

负荷点数目	负荷点编号	负荷类型	负荷点用户数	负荷值/MW				
1	2	商业(三类)	126	0.1308				
1	5	居民(三类)	132	0.0990				
1	19	商业(一类)	78	0.0755				
2	1,6	居民(二类)	147	0.1659				
2	7,23	商业(一类)	1	0.1101				
3	9,14,21	工业(二类)	1	0.1205				
3	3,13,17	工业(一类)	1	0.1040				
3	4,18,20	工业(二类)	1	0.1540				
3	8,11,15	商业(二类)	79	0.1024				
4	10,12,16,22	居民(三类)	76	0.0505				

表 2 光伏 DG 安装容量及蓄电池参数

Tab.2 Photovoltaic DG installation capacity and battery parameters

负荷点	DG 容量/kW	蓄电池容量/(kW·h)	蓄电池最大输出 功率/kW
14	250	150	50
15	150	90	30
16	100	60	20
20	270	180	60
21	230	120	40

夏季的80%。冬、夏季为负荷用电高峰,居民与商业 负荷率较春、秋季平均上涨40%,工业负荷上涨10%。

元件	故障率	平均修复时间/h
馈线	0.05 次/(km・a)	4
配电变压器	0.015 次/台	30
DG 与电池系统	5 次/a	50

表 4 天气间的转移

Tab.4 Transfer rate between weathers

天气状况	晴	多云	阴	雨
晴	0.681	0.264	0.065	0
多云	0.321	0.393	0.286	0.030
阴	0.172	0.273	0.371	0.194
雨	0	0.111	0.238	0.661

4.2 孤岛划分方案

由设备可靠性数据得孤岛续航 3.5 h 方能避免 负荷发生二次故障,基于此,孤岛划分模型中的 t_d 取 为 3.5 h。由于不同季节条件下典型光伏 DG 输出曲 线与负荷曲线均会发生变化,所以不同季节的最优孤 岛方案也不相同,如表 5 所示。春、秋季与夏季的孤 岛划分方案一致,同记为夏季方案。

表 5 不同季节下的最优孤岛划分

Tab.5 Optimal islanding for different seasons

孤岛		最优孤岛方案	
编号	夏	春、秋	冬
1	PVLP14-LP17	$\rm PVLP14-LP17$	PVLP14-PVLP16
2	LP19-PVLP21	LP19-PVLP21	LP20-PVLP21

4.3 孤岛供电可靠性分析

采用第1节建立的模型进行孤岛仿真运行。在 夏季方案下,孤岛1中安装在各用户处的光伏电源容 量总和为0.5 MW。忽略各蓄电池出力不均问题,它 们共同提供的最大输出功率为100 kW,容量之和为 300 kW·h。图6示出了在某2次运行中,负荷值L、





Fig.6 Instantaneous output of power supply, load variation and instantaneous capacity of storage cell

DG 出力 P 以及蓄电池容量 E 的瞬时变化情况。图 6(a)中,孤岛形成于 15:00,天气条件为晴,在 3.5 h 的 模拟运行中,瞬时负荷与 DG 瞬时出力的差值没有超 过蓄电池功率最大值,储能电池电量也没有耗尽, 孤岛续航成功。而图 6(b)中,受阴天影响,DG 输出 功率明显下降,虽然功率差值没有发生越限,但在孤 岛运行了 3 小 时 26 分钟 7 秒后储能电池容量耗 尽,孤岛续航失败,岛内负荷再度故障。

重复进行 10 000 次模拟运行,系统共出现故障 1196 次,其中储能电池电量耗尽故障 67 次,功率越 限故障 1129 次,故障前平均续航时间为 1.094 2 h。 故障主要集中发生在 2 个时段:08:00 — 10:00 和 19:00 — 22:00,2 个时段的故障次数分别为 421 次 及 483 次。造成故障集聚效应的原因是这 2 个时段 内,负荷率急剧升高而 DG 功率输出水平较低,甚至 没有输出。

改变储能电池容量研究其对孤岛续航能力的影响。孤岛运行 3.5 h 不发生停电的概率随着储能电池容量的增加而不断降低。当储能电池容量和额定功率提高 1 倍时,孤岛不停电概率提高至 99.3%,当提高 2 倍时,在不考虑元件故障率的情况下,孤岛可以达到 100% 可靠运行。储能电池价格昂贵,在确定实际安装容量时需综合考虑其提高系统可靠性带来的经济效益与安装成本之间的关系。由于本文不涉及经济性分析,所以不作讨论。

为比较夏季和冬季2种孤岛划分方案的优劣, 分别计算2种方案下孤岛在全年各季节的可靠性指标,列于表6及表7中。

表 6 孤岛 1 的运行可靠性指标 Tab.6 Reliability index of island 1

孤岛划分 方案	夏		春	春、秋		冬	
	故障 率/%	续航时 间/h	故障 率/%	续航时 间/h	故障 率/%	续航时 间/h	
夏季方案	11.96	1.0942	8.51	0.8796	34.27	0.9589	
冬季方案	0.03	1.2778	0.02	1.7500	0.06	1.3571	

表 7 孤岛 2 的运行可靠性指标

Tab.7 Reliability index of island 2

而自由八	夏		春、秋		冬	
孤岛划分 方案	故障 率/%	续航时 间/h	故障 率/%	续航时 间/h	故障 率/%	续航时 间/h
夏季方案	15.73	1.0008	14.55	0.8687	42.51	0.8927
冬季方案	3.12	0.9645	4.01	0.9320	6.48	1.0656

由表 6 和表 7 可知,在相同的孤岛划分方式下, 光伏 DG 对岛内负荷的支撑能力随气候具有季节性 变化。虽然春、秋 2 季光照强度较夏季有所下降,影 响了 DG 的功率输出,但负荷率也达到一年中的谷值, 故春、秋季与夏季条件下孤岛的可靠性指标接近。而 由于冬季光照强度降低,负荷率升高,孤岛续航能力 达到全年最低,岛内负荷的故障率明显增大。

Ð

对比 2 种孤岛方案可知:采用夏季方案时,岛内 划入了较多负荷,使 DG 的作用范围更广,但是在冬 季却由于支撑能力不足造成孤岛系统故障率过高; 采用冬季方案时,虽然岛内负荷减少使孤岛系统可 靠性得到提高,但却减小了其作用范围,限制了其对 配电网可靠性的改善能力。

基于上述分析,在实际运行中,应有计划地调整 孤岛范围,适应不同季节条件下的孤岛运行方式。在 故障前,根据孤岛划分方案,预先确定解列点,对解 列点进行重点监测以确定隔离装置是否需要动作以 解列系统,形成孤岛。在冬季,重新设定解列点的位 置,缩小孤岛范围,以实现计划孤岛优化运行。

4.4 配电网可靠性指标计算

将孤岛可靠性指标代入配电网可靠性评估模型,分别计算夏季、冬季及计划调整3种孤岛方案下系统的可靠性指标,列于表8中。

表 8 系统可靠性指标 Tab.8 Reliability index of system

		•		•	
条件	SAIFI/ (次・户 ⁻¹)	SAIDI/ (h・户-1)	CAIDI/ (h・户 ⁻¹)	ASAI/%	$\begin{array}{c} \text{ENSI} \\ (\text{MW} \boldsymbol{\cdot} \text{h} \boldsymbol{\cdot} \text{a}^{-1}) \end{array}$
未接入 DG	1.5249	4.2014	2.7553	0.9995	12.21050
夏季方案	1.5615	3.5053	2.2448	0.9996	9.92430
冬季方案	1.5398	3.5532	2.3076	0.9995	10.033 41
计划调整	1.5442	3.4704	2.2474	0.9996	9.79200

可以看出:除了略微增大了 SAIFI 外,光伏 DG 的接入对系统其他可靠性指标均有不同程度的改善。而在 3 种孤岛方案中,虽然夏季方案能够得到 最低的 CAIDI,但这实际反映了该方案的劣势,因 为在用户停电持续时间总和接近的情况下,CAIDI 越低,表明用户停电频率越高,这是由孤岛冬季故 障率大幅升高造成的。冬季方案虽然能得到较低的 SAIFI,但由于孤岛范围较小,DG 影响的负荷有限, 其对系统其他指标的改善情况明显差于另外 2 种方 案。综合来看,计划调整方案结合了 2 种方案的优 点,有 4 项指标较优,从而论证了按季节调整孤岛 范围的合理性。

接入光伏 DG 前后部分负荷点的可靠性指标对 比结果见表 9 及表 10。为分析光伏 DG 与普通 DG 对配电网可靠性影响的区别,在表中列出了相同用户

表 9 部分负荷点的故障率

Tab.9 Failure rate of some load points							
	故障率/(次·a ⁻¹)						
负荷点	无 DG	有普通	夏有光	春、秋有光	冬有光		
	接入	DG	伏 DG	伏 DG	伏 DG		
1	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290		
11	1.715	1.715	1.715	1.715	1.715		
14	1.955	1.981	2.057	2.076	2.005		
18	1.955	1.997	1.955	1.955	1.955		
19	1.935	1.978	2.151	2.136	1.935		
20	1.935	2.021	2.154	2.137	2.056		

:	表 10	部分负	负荷点的值	亭电]持续	时间	
ab.10	Interr	uption	duration	of	some	load	points

		停电打	寺续时间/((h・次 ⁻¹)	
负荷点	无 DG	有普通	夏有光	春、秋有光	冬有光
	接入	DG	伏 DG	伏 DG	伏 DG
1	1.2229	1.2229	1.2229	1.2229	1.2229
11	3.6458	3.6458	3.6458	3.6458	3.6458
14	2.3018	1.0430	1.6512	1.6060	1.4509
18	3.2059	1.9507	3.2059	3.2059	3.2059
19	3.2881	1.0361	1.9090	1.8147	3.2881
20	3.5234	1.3139	1.9629	1.8646	1.6361

接入相同容量的普通 DG 后配电网各可靠性指标的 计算结果。

从以上结果可得以下结论。

a. 表 7 中夏季孤岛 2 续航失败的概率为 15.73%, 与之对应的岛中负荷 19 与 20 的夏季故障率分别为 2.151 次/a 和 2.154 次/a,平均停电持续时间分别为 1.9090 h/次与 1.9629 h/次。到了冬季,调整孤岛范 围,负荷 19 被排除在孤岛之外,其可靠性指标与未 接入 DG 时相同。而由于岛中负荷减少,孤岛续航能 力提高,孤岛故障概率降低为 0.06%,负荷 20 的故 障率与平均停电持续时间相应地分别下降为 2.056 次/a 和 1.6361 h/次。这证明孤岛续航能力的季节 性变化直接决定负荷可靠性指标的改善情况。

b. 在接入普通 DG 时负荷点 18 的可靠性指标 得到改善,而接入光伏 DG 后其可靠性指标却无变 化,可以看出:在容量相等的情况下,光伏 DG 对配 电网的作用范围更小。另外,光伏 DG 对孤岛范围内 负荷可靠性指标的改善能力也要弱于普通 DG。这 是由光伏 DG 不可调度的输出特性决定的。

5 结语

本文通过构造受天气及时间影响的光伏 DG 功 率输出模型, 仿真分析了孤岛状态下 DG 对负荷的 支撑能力,根据影响孤岛系统可靠性的因素提出了 最优孤岛划分算法,在此基础上进一步分析了孤岛 运行可靠性对配电网可靠性的影响。通过算例可以 得到以下结论:

a. 季节性光照强度变化影响光伏 DG 对孤岛运行的支撑能力,就某个时段而言,孤岛系统可靠性主要受天气、孤岛形成时间及储能电池容量等因素的影响;

b. 光伏 DG 能够有效改善配电网可靠性,其改善程度取决于孤岛划分方式及运行状态;

c. 针对光伏 DG 输出随季节变化的特点,提出 了按季节调整孤岛范围的计划孤岛运行方案,即在 光照充足的夏季及负荷率较低的春、秋季在孤岛中划 入较多负荷,而在光照强度低、负荷率高的冬季减少 孤岛负荷。仿真结果表明该方案能够最大限度地发 挥 DG 效能,提高配电网可靠性。

参考文献:

- [1] BAZZ A M,KIM K A,JOHNSON B B. Fault impacts on solar power unit reliability[C]//2011 Twenty-sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition(APEC). Fort Worth,TX,USA:[s.n.],2011:1223-1231.
- [2] ARCHER B A, DAVIES J B. System islanding considerations for improving power systems restoration at Manitoba Hydro[C]// Proceedings of IEEE Cannadian Conference on Electrical and Computing Engineering. Winnipeg, Canada: [s.n.], 2002;60-65.
- [3] 靳静,顾承红,艾芊,等. 城市光伏建筑一体化[J]. 低压电器,2007 (8):47-50.

JIN Jing, GU Chenghong, AI Qian, et al. Building integrated photovoltaics of city[J]. Low Voltage Apparatus, 2007(8):47-50.

- [4] COSTA P M,MATOS M A. Reliability of distribution networks with microgrids[C]//2005 IEEE Russia Power Tech. St Petersburg,Russia:[s.n.],2005:1-7.
- [5] 刘传铨,张焰. 计及分布式电源的配电网供电可靠性[J]. 电力系统自动化,2007,31(22):46-49.
 LIU Chuanquan,ZHANG Yan. Distribution network reliability considering distribution generation[J]. Automation of Electric
- [6] 王旭东,林济铿. 基于网络化简的含分布式电源的配电网可靠性分析[J]. 电力系统自动化,2010,34(4):38-43.

Power Systems, 2007, 31(22): 46-49.

WANG Xudong,LIN Jikeng. Reliability evaluation based on network simplification for the distribution system with distributed generation[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34 (4):38-43.

- [7] 雷振,韦钢,蔡阳,等. 含分布式电源区域节点的配电网模型和可 靠性计算[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):39-43,76.
 LEI Zhen,WEI Gang,CAI Yang,et al. Model and reliability calculation of distribution network with zone-nodes including distributed generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011,35(1):39-43,76.
- [8] 孙瑜,MATH B,GRAHAM A. 孤岛状态下含分布式电源的配电系统可靠性分析[J]. 电网技术,2008,32(23):77-81. SUN Yu,MATH B,GRAHAM A. Reliability analysis of islanded distribution systems with distributed energy resources[J]. Power System Technology,2008,32(23):77-81.
- [9] 何禹清,彭建春,孙芊.考虑风电能量随机性的配电网可靠性快速评估[J]. 中国电机工程学报,2010,30(13):16-22.

HE Yuqing, PENG Jianchun, SUN Qian. Fast algorithm for distribution system reliability evaluation considering the random energy output of wind power generators [J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(13):16-22.

[10] 傅旭. 含分布式电源的配电网故障分析的解耦相分量法[J]. 电力自动化设备,2009,29(6):19-23.

FU Xu. Decoupling phase domain method for fault analysis of distribution system with distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(6):19-23.

[11] 温嘉斌,刘密富.光伏系统最大功率点追踪方法的改进[J].电 力自动化设备,2009,29(6):81-84. WEN Jiabin, LIU Mifu. Improvement of maximum power point tracking for photovoltaic system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(6):81-84.

- [12] 周念成,闫立伟,王强钢,等. 光伏发电在微电网中接入及动态 特性研究[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(14):119-124.
 ZHOU Niancheng,YAN Liwei,WANG Qianggang, et al. Research on dynamic characteristic and integration of photovoltaic generation in microgrids[J]. Power System Protection and Control, 2010,38(14):119-124.
- [13] 陈飞. 继电保护系统可靠性评估模型研究[D]. 重庆:重庆大学,2009.

CHEN Fei. Study on the reliability assessment model of protection system[D]. Chongqing:Chongqing University,2009.

[14] 易新,陆于平. 分布式发电条件下的配电网孤岛划分算法[J]. 电网技术,2006,30(7):50-54.

YI Xin,LU Yuping. Islanding algorithm of distribution networks with distributed generators[J]. Power System Technology,2006, 30(7):50-54.

- [15] XIE Kaigui,ZHOU Jiaqi,BILLINTON R. Reliability evaluation algorithm for complex medium voltage electric distribution networks based on the shortest path[J]. IEE Proceedings-Generation,Transmission and Distribution,2003,150(6):686-690.
- [16] 别朝红,王秀丽,王锡凡.复杂配电系统的可靠性评估[J].西安 交通大学学报,2000,34(8):9-13.
 BIE Zhaohong,WANG Xiuli,WANG Xifan. Reliability evaluation of complicated distribution systems[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University,2000,34(8):9-13.
- [17] FOTUHI-FIRUZABAD M,RAJABI-GHAHNAVIE A. An analytical method to consider DG impacts on distribution system reliability [C]//2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition:Asia and Pacific. Dalian,China:[s.n.],2005:1-9.
- [18] 郭永基. 电力系统可靠性分析[M]. 北京:清华大学出版社, 2003:126-128.
- [19] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(4):1670-1676.
- [20] 李勇,刘俊勇,魏震波,等. 计及天气的分布式电源对配电网可 靠性的影响[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(2):93-98.
 LI Yong,LIU Junyong,WEI Zhenbo, et al. Distribution network reliability considering weather and distribution generation [J].
 Power System Protection and Control,2012,40(2):93-98.
- [21] 王震,鲁宗相,段晓波,等.分布式光伏发电系统的可靠性模型 及指标体系[J].电力系统自动化,2011,35(15):18-24.
 WANG Zhen,LU Zongxiang,DUAN Xiaobo,et al. Reliability model and indices of distributed photovoltaic power system[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(15):18-24.

作者简介:

伍 言(1988-),男,四川德阳人,硕士研究生,从事分布 式电源与配电网可靠性研究(E-mail:mostcard@163.com);

刘俊勇(1963-),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,主要从事电力市场、电力系统稳定与控制、电力系统可视 化等方面的研究。 dules[C]//Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion,2003. Osaka,Japan:[s.n.],2003:1934-1937.

- [15] YOSHIOKA H,NISHIKAWA S,NAKAJIMA S,et al. Non hotspot PV module using solar cells with bypass diode function [C]//Conference Record of the Twenty-fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference,1996. Washington DC,USA:IEEE,1996: 1271-1274.
- [16] 姜启源,邢文训,谢金星,等.大学数学实验[M].北京:清华大 学出版社,2005:144-145.

作者简介:



田 琦(1988-),女,山西太原人,硕士 研究生,主要从事光伏发电系统研究(E-mail: tqtianqi.thu@gmail.com);

赵争鸣(1959-),男,湖南邵阳人,教授, 博士研究生导师,主要研究方向为大容量电 力电子变换器、光伏发电系统。

Sensitivity analysis and parameter extraction of photovoltaic cell model

TIAN Qi¹, ZHAO Zhengming¹, HAN Xiaoyan²

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System & Generation Equipment,

Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Beijing BOE Energy Technology Co., Ltd., Beijing 100015, China)

Abstract: The parameter sensitivity of photovoltaic cell is analyzed under short circuit and open circuit conditions to determine the influence of its basic parameters on its electric characteristics. Software MAPLE is applied to quantitatively calculate the influence of irradiation, temperature and model parameters on the electric characteristics of photovoltaic module by analyzing the local parameter gradient of particular parameter. The parameters of DC model are extracted for five types of photovoltaic module:mono-crystalline silicon, poly-silicon photovoltaic module and CIGS. Five most influencing parameters are selected in the photovoltaic module modeling and the experimental results demonstrate the high accuracy of the designed model.

Key words: photovoltaic cells; sensitivity analysis; parameter extraction; models

(上接第 118 页 continued from page 118)

Reliability evaluation for distribution system considering supplying ability of photovoltaic DG

WU Yan^{1,2}, LIU Junyong^{1,2}, XIANG Yue^{1,2}, LIU Youbo^{1,2}, YANG Jiashi³, WANG Zhuo³

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Smart Grid Key Laboratory, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

3. Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610061, China)

Abstract: The power output model of photovoltaic DG affected by weather and time is established and the supporting ability of islanded DG to load is analyzed. An optimal scheme of distribution network islanding is proposed according to the influencing factors of islanded system reliability. The traditional minimal path method is improved for calculating the reliability index of distribution network containing photovoltaic DG. Case analysis verifies that, photovoltaic DG improves the reliability of distribution network and the improvement degree varies with the season. An optimal scheme of island operation is proposed, which adjusts the island range according to the season. Case results verify that, the efficiency of photovoltaic DG is fully utilized and the reliability of distribution network is enhanced.

Key words: photovoltaic power generation; distributed power generation; island; distribution network; reliability; seasonal characteristic

124