

计及储能容量优化的含风光储配电网可靠性评估

涂 炼,刘涤尘,廖清芬,朱振山,冀星沛

(武汉大学 电气工程学院,湖北 武汉 430072)

摘要: 采用改进准序贯蒙特卡洛法进行配电网可靠性评估,提出 2 个衡量储能平抑风光储联合发电系统有功功率波动的指标进行储能容量优化。结合储能容量优化结果,对比分析不同的风光储协调运行策略以及系统孤岛划分方案对配电网可靠性评估的影响。改造的 IEEE RBTS BUS6 算例分析表明:合理选择储能容量可以很好地平抑风光储联合发电系统的有功功率波动,同时减少能源浪费;风光储协调运行策略中,相比容量跟踪策略,负荷跟随策略可以提高系统的供电可靠性;不同的孤岛划分方案中,相比优先切除负荷量小的分散用电负荷,优先切除负荷量大的集中用电负荷,系统具有更高的供电可靠性。

关键词: 风电; 光伏; 储能; 配电; 容量优化; 有功功率波动; 孤岛运行; 蒙特卡洛方法; 可靠性

中图分类号: TM 732

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.12.006

0 引言

配电系统处于电力系统末端,与用户直接相连,一旦配电系统发生故障或进行检修和试验,会直接造成对用户供电的中断^[1]。由太阳能、风能等可再生能源组成的分布式发电具备独立供电的能力,能够减小系统故障影响,显著提高配电网供电可靠性。且其资源丰富、污染小等优点伴随着能源危机与环境污染日益严峻的现状,有利于促进中国能源的可持续发展。

单独的风电和光伏出力都具有随机性、间歇性的特点,风电和太阳能大规模接入对电网的安全稳定运行会产生很大的冲击。配置适当容量的储能装置组成风光储联合发电系统,利用风能和太阳能在时间上的互补性以及储能元件平抑功率波动的特性可使风光储联合发电系统的总输出功率保持相对平稳。目前风光储联合发电系统中储能容量的确定,主要分为单目标优化方法和多目标优化方法^[2-4],优化目标包括功率平衡、供电可靠性和安装成本等。文献^[5]则从储能平抑总有功功率波动特性开展研究,并提出了 5 个指标综合衡量总输出功率特性的指标。

对于储能装置接入的可靠性评估,蒙特卡洛算法被认为是目前唯一行之有效的算法^[6],已取得了广泛应用。文献^[7-10]分别建立风机、光伏和储能模型,分析了风光互补特性、储能对总输出功率的补充以及不同容量配置的风光储对配电网可靠性评估的影响,并提出含分布式电源(DG)的孤岛运行能有效改善配电网可靠性;文献^[11-12]将伪序贯蒙

特卡洛模拟方法应用于主动配电网的可靠性评估,提高了蒙特卡洛模拟法评估可靠性的速度;文献^[13]在文献^[11-12]的基础上,提出一种含风光储的准序贯蒙特卡洛方法,考虑蓄电池不同充放电控制策略下含风光储联合发电系统的配电系统可靠性评估。

上述研究工作表明风电、光伏以及储能装置的协调运行以及孤岛运行都会对配电网的可靠性评估产生影响,但并未针对含风光储可靠性评估中储能容量的优化进行研究。为此,本文采用改进的准序贯蒙特卡洛对含风光储的配电网进行可靠性评估,首先从储能平抑风光储联合发电系统输出功率波动角度,提出了 2 个评价风光储总输出有功功率波动的指标,并进行储能容量优化,同时在考虑系统故障后的孤岛运行基础上,结合储能容量优化结果对比分析不同风光储协调运行策略以及孤岛划分方案对配电网可靠性评估的具体影响。

1 风光储元件模型

1.1 风机功率输出模型

风机输出功率由当地风速和风机参数决定,其建模过程分为 2 个步骤:综合考虑随机性与时变性的前提下对风速进行模拟;根据机组性能参数确定一定风速下的功率输出。

自回归滑动平均 ARMA (Auto-Regressive and Moving-Average) 模型能够体现时间序列中前后数据的相关性,本文首先基于风速的历史数据采用 ARMA 模型^[14]对实时风速 v_t 进行建模。在实时风速 v_t 下,风机的输出功率可由如下分段函数表示^[15]:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_t < v_{ci} \\ P_r \frac{v_{ci}^m - v_t^m}{v_{ci}^m - v_r^m} & v_{ci} \leq v_t < v_r \\ P_r & v_r \leq v_t < v_{co} \\ 0 & v_t \geq v_{co} \end{cases} \quad (1)$$

收稿日期:2015-02-08;修回日期:2015-10-13

基金项目:国家电网公司总部科技项目(5211011400BT);国家自然科学基金资助项目(51347006)

Project supported by Science and Technology Program of State Grid Corporation Headquarters of China(5211011400BT) and the National Natural Science Foundation of China(51347006)

其中, P_{wt} 为风机实时输出功率; P_r 为单台风机额定输出功率; v_{ci} 、 v_r 和 v_{co} 分别为风机的切入风速、额定风速和切出风速; m 为风机输出功率拟合特性曲线阶数, 本文中 m 取 2。

1.2 光伏功率输出模型

光伏发电是将太阳的辐射能转化为电能的能源变换系统。根据实时太阳能辐射强度和光伏电池板参数, 建立光伏发电系统的功率输出特性^[16]:

$$P_{pvt} = \begin{cases} \frac{P_{sn} G_{bt}^2}{G_{std} R_c} & 0 \leq G_{bt} < R_c \\ \frac{P_{sn} G_{bt}}{G_{std}} & R_c \leq G_{bt} < G_{std} \\ P_{sn} & G_{bt} \geq G_{std} \end{cases} \quad (2)$$

其中, P_{pvt} 为实时光伏输出功率; P_{sn} 为光伏发电系统的额定功率; G_{bt} 为 t 时刻光照强度系数, 可由历史光照强度的概率分布抽样得到; G_{std} 为标准光照强度, 一般为 1 kW/m^2 ; R_c 为特定强度的光照强度, 一般为 150 W/m^2 。

1.3 储能元件建模

储能装置采用铅酸蓄电池, 并采用 KiBaM 模型^[17]对铅酸蓄电池模型建模来模拟蓄电池的动态充放电。由风机、光伏和蓄电池组成的联合发电系统中, 蓄电池根据风机和光伏发电的输出功率之和与其计划出力的功率差额来调节其充放电状态, 如式(3)、(4)所示。

$$P_{ext} = (\sum P_{wt} + \sum P_{pvt}) - P_{apt} \quad (3)$$

$$P_{bt} = \begin{cases} \min(P_{mcbt}, P_{ext}) & P_{ext} > 0 \\ \min(-P_{mdcbt}, P_{ext}) & P_{ext} < 0 \end{cases} \quad (4)$$

其中, P_{ext} 为 t 时刻风机和光伏发电量之和与计划发电量差额, 其值可正可负; P_{apt} 为 t 时刻风光储计划发电量; P_{bt} 为 t 时刻蓄电池的充电功率; P_{mcbt} 、 P_{mdcbt} 分别为蓄电池充放电约束下最大充电和放电功率, 其值主要受蓄电池荷电状态、充放电电流、最大充放电率影响^[18]。

2 风光储协调运行下的储能容量优化

2.1 风光储协调运行策略

风光储接入配电网用以提高配电网的供电可靠性, 考虑配电网的故障孤岛运行, 根据风光储联合输出功率的计划值, 提出如下 2 种风光储协调运行策略。

策略 1: 容量跟踪策略, 令风光储联合发电系统输出功率为风光联合发电系统装机容量的一定比例, 此时风光储联合输出功率表现出类似常规机组特性, 其计划输出功率按风光联合发电系统装机容量保持恒定。

$$P_{apt} = F_n (C_w + C_{pv}) \quad (5)$$

其中, C_w 和 C_{pv} 分别为风电机组和光伏发电的装机

容量; F_n 为比例系数。

策略 2: 负荷跟随策略, 令风光储联合发电系统每时刻输出功率根据当时风光储供电范围内的负荷量而定, 即风光储的联合输出功率要满足供电范围内负荷需求。

$$P_{apt} = \sum L_i^t \quad (6)$$

其中, L_i^t 为 t 时刻供电范围内负荷 i 的负荷量。

2.2 风光储联合输出有功功率波动指标

在风光储协调运行策略下, 根据风光储联合输出功率计划值, 从储能平抑有功功率波动的角度提出 2 个有功功率波动指标, 对风光储联合发电系统的输出有功功率波动进行评价。

t 时刻, 风光储联合发电系统输出功率最大值为 $P_{mt} = P_{wt} + P_{pvt} + P_{mcbt}$, 根据风光储联合输出功率的计划值, 实际的风光储联合输出功率 P_{allt} 为:

$$P_{allt} = \begin{cases} P_{apt} & P_{mt} \geq P_{apt} \\ P_{wt} + P_{pvt} + P_{mcbt} & P_{mt} < P_{apt} \end{cases} \quad (7)$$

储能平抑可再生能源功率波动其实就是通过调节储能装置的充放电状态, 达到消除注入功率不稳定、计划外功率波动的目的。当 $P_{mt} < P_{apt}$ 时, 风光储联合输出功率不能达到计划出力。

为定量评价风光储联合发电系统按计划出力的波动程度, 采用方差的概念来描述风光储联合输出功率相对计划出力的偏离程度。方差是用来度量随机变量与其数学期望之间的偏离程度, 描述一段时间内风光储联合输出功率相对于其计划值的偏离程度。定义式(8)的有功功率波动率 P_α 表示评估时间段 T 内风光储联合输出功率相对于计划值 P_{apt} 的偏离程度。

$$P_\alpha = \sum_{t=0}^T \left(\frac{P_{allt} - P_{apt}}{P_{apt}} \right)^2 \quad (8)$$

可知 P_α 值越小, 风光储实际输出有功功率相对计划值波动越小。随着储能容量的增加, 风光储联合输出功率在满足计划功率需求外, 会出现较大剩余, 这部分剩余能量对风光储联合输出功率波动没有改善, 还会造成一定的能源浪费。考虑这部分能量剩余, 定义风光储的最大输出功率相对计划值波动的有功功率波动率 P_β 如下:

$$P_\beta = \sum_{t=0}^T \left(\frac{P_{mt} - P_{apt}}{P_{apt}} \right)^2 \quad (9)$$

可知 P_β 值越小, 风光储的资源利用率越高。

2.3 储能容量优化

考虑在一定量的风电、光伏装机容量下改变储能容量配置。选择 P_α 指标越小的储能容量, 可使风光储联合输出功率相对计划值波动越小; 而选择 P_β 指标越小的储能容量, 可以减小能源浪费。

而在风电、光伏装机容量确定时, 随着储能容量

的逐渐增加,风光储联合发电系统的供电能力也逐渐提高。结合式(8)、式(9),有功功率波动 P_α 随储能容量增加而逐渐减小,随着储能容量的不断增加,其对 P_α 值的影响也会逐渐减小,最终 P_α 的变化会趋于稳定;而有功功率波动 P_β 考虑到储能装置的储能特性,其变化随储能容量增加开始也会逐渐减小,随储能容量不断增加,风光储联合输出功率在刚好满足计划需求时, P_β 出现最小值,之后随储能容量再次增加,风光储联合输出功率在满足计划需求外会出现能量剩余,且剩余能量逐渐增多, P_β 值也会逐渐变大。

同时考虑 P_α 和 P_β 指标,选择 P_α 较小且 P_β 波动不大的储能容量作为优化结果可减小风光储联合输出有功功率波动并减小能源浪费。对风光储联合发电系统中储能装置的容量优化分以下 3 个步骤:

(1) 有功功率波动率 P_α 随蓄电池容量的增加,其值的相对变化小于阈值 ε_α 时,取该波动率对应蓄电池容量为 C_{bat1} ;

(2) 有功功率波动率 P_β 随蓄电池容量变化最小值对应蓄电池容量为 C_{bat2} ;

(3) 蓄电池的最优容量确定为 $C_{bat} = \max(C_{bat1}, C_{bat2})$ 。

3 含风光储的配电网可靠性评估

3.1 含风光储的配电网故障过程分析

根据故障扩散范围和恢复供电范围,以开关装置为边界可以将配电系统分为若干自动隔离区和最小隔离区^[19]。如图 1 所示配电系统,包括 B_1 — B_7 共 7 个断路器、熔断器 F_1 以及 D_1 — D_4 共 4 个隔离开关,以开关装置为边界可将系统分为 Z_1 — Z_3 共 3 个自动隔离区,以及 sub_1 — sub_7 共 7 个最小隔离区,后文所提馈线区如非特别说明,为最小隔离区。配电网非电源元件故障后,故障隔离分为 2 个阶段:自动隔离开关瞬间动作,防止故障扩散;以最小隔离区为单元,故障对应最小隔离区开关装置动作隔离故障,同时自动隔离装置闭合以减小故障影响范围。考虑系统故障后由 DG 供电的孤岛运行模式,配电网故障后各馈线区可以分为故障区、无影响区、上游隔离区、上游无缝孤岛区、下游隔离孤岛区和下游无缝孤

岛区^[13]。

3.2 配电网孤岛划分方案

故障下可利用 DG 单独对负荷供电形成孤岛,孤岛形成条件必须满足整个孤岛运行期间孤岛内的功率平衡,即由风光储联合输出最大功率不小于孤岛内负荷总量以及孤岛内网损消耗。

$$\sum (P_{wt} + P_{pvt} + P_{mklbr}) \geq (1 + \alpha) \sum L_i \quad t \in [t_s, t_e] \quad (10)$$

其中, α 为网损率,为简化潮流,可取孤岛内负荷量的 5%; $[t_s, t_e]$ 为孤岛持续时间。

当孤岛内功率不平衡时,需采取削负荷措施。在保证功率平衡的基础上,根据削负荷策略的不同,考虑如下 3 种孤岛划分方案。

(1) 方案 1: 不考虑负荷的重要度,根据负荷量大小优先保证负荷量大的负荷供电。

(2) 方案 2: 考虑负荷的重要度,按照负荷重要度优先保证重要度高且负荷量大的负荷供电。

(3) 方案 3: 不考虑负荷的重要度,以有利于故障恢复后孤岛模式与并网模式的快速转换为原则,切除的负荷个数最少,形成最大的孤岛供电范围。

3.3 基于改进准序贯蒙特卡洛仿真方法的含风光储配电网可靠性评估

不考虑配电系统上级电站容量限制时,只有当系统内非电源元件故障才可能导致用户停电风险。本文对传统准序贯蒙特卡洛方法^[13]进行改进,对同一馈线区内元件采用式(11)、式(12)进行等效,将馈线区元件等效作为单个抽样元件^[20],提出改进准序贯蒙特卡洛仿真方法进行配电网可靠性评估,算法主要包括以下两方面:(1)对等效的馈线区元件进行序贯抽样;(2)在其故障期间对风光储元件进行非序贯状态抽样,统计并计算系统可靠性指标,其中风机采用经典的二状态模型,光伏阵列和蓄电池组考虑到元件组的部分故障,采用三状态模型^[21]。该算法可进一步提高可靠性评估的计算速度。

$$\lambda_s = \sum_{i \in S} \lambda_i \quad (11)$$

$$\gamma_s = \frac{\sum_{i \in S} \lambda_i \gamma_i}{\lambda_s} \quad (12)$$

其中, λ_i 、 γ_i ($\gamma_i = 1/\mu_i$) 分别为元件 i 的平均年故障率和平均故障停运时间; S 为对应馈线区。

在相同的风光储协调运行策略下,含风光储的配电网可靠性评估流程图如图 2 所示。

4 算例分析

本文采用修改的 IEEE RBTS BUS6 主馈线 F_4 及其分支馈线^[22]作为算例系统,如图 3 所示,该测试系统共有 23 个负荷点,负荷峰值参数及负荷类型如表 1 所示,每小时负荷模型数据取自文献^[23],所有负荷均为可控负荷。图中接入 5 组 DG,每组 DG 中

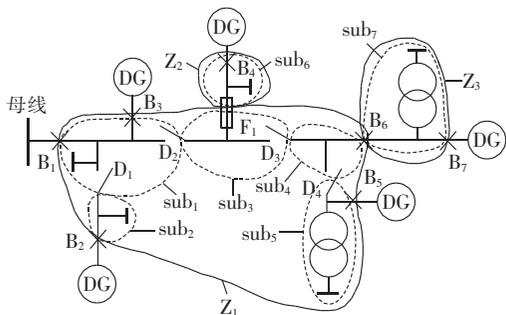


图 1 含 DG 的配电网分区图

Fig.1 Partition diagram of distribution system with DGs

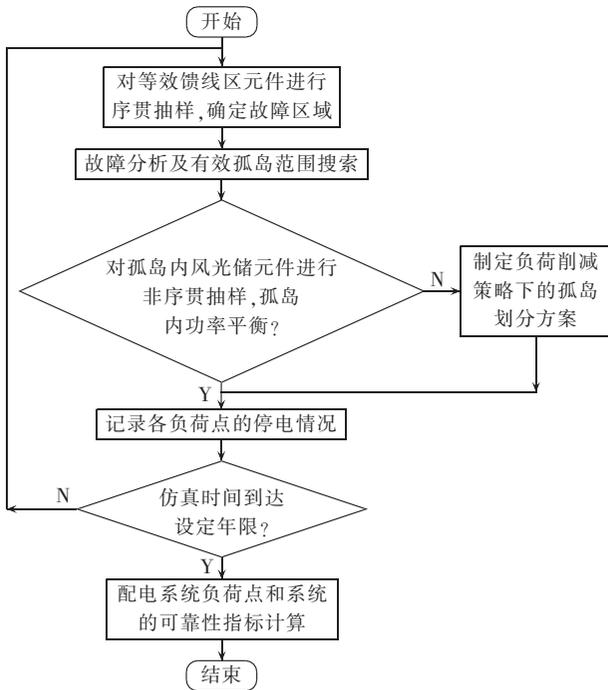


图 2 含风光储的配电网可靠性评估流程图
Fig.2 Flowchart of reliability evaluation for distribution system with wind-PV-storage

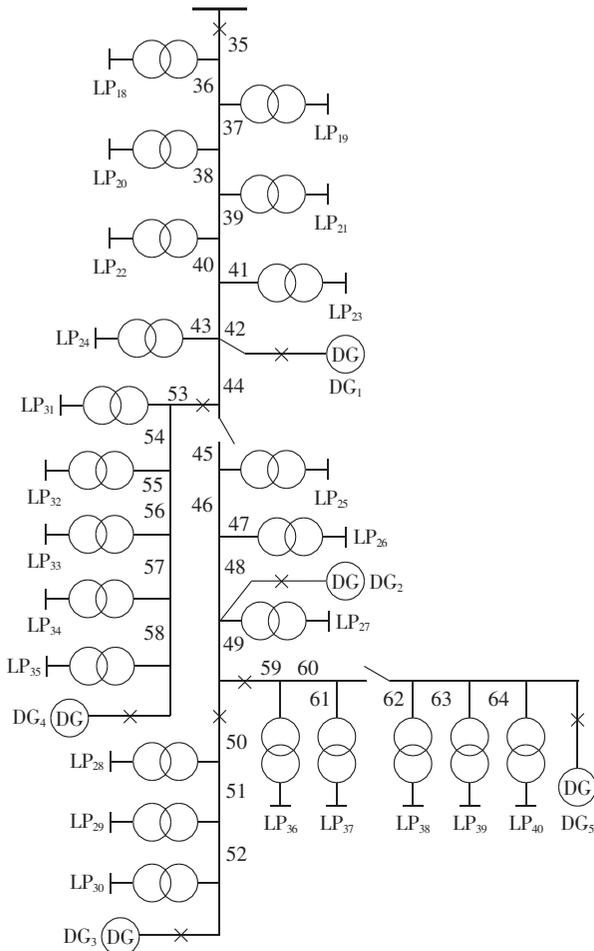


图 3 含风光储的 IEEE RBTS BUS6 系统算例
Fig.3 Modified IEEE RBTS BUS6 system with wind-PV-storage for case analysis

表 1 负荷数据
Table 1 Load data

负荷点编号	负荷类型	负荷点用户数	负荷峰值/kW
1,6	居民(二类)	1	360.1
2	商业(三类)	1	380.6
3,13,17	工业(三类)	1	653.4
4,18	工业(三类)	1	686.4
5	居民(一类)	1	434.7
7,23	农用(一类)	1	796.2
8,11,14,19	居民(三类)	1	337.6
9,21	农用(一类)	1	737.4
10,12,16,22	居民(二类)	1	340.9
15,20	工业(二类)	1	501.8

包含若干同型号风电机组、1 个光伏阵列和 1 个蓄电池组,风机型号为 Enercon E33,单块光伏组件在标准测试条件下最大输出功率为 250 W,蓄电池型号为 Hoppecke 24 OPzS 3000,风光储元件参数详见文献[13]。单台风机的故障概率为 4.6 次/a,修复率为 58.4 次/a;光伏阵列和蓄电池组的状态模型参数相同,故障状态概率为 $P_R=3.1\%$,降额状态概率为 $P_L=5.58\%$ 。馈线故障率为 0.065 次/(a·km),配电变压器故障率为 0.015 次/a,修复时间均为 5 h。假设母线和开关均 100% 可靠动作,故障隔离与恢复时间均为 1 h。

4.1 储能装置容量优化

算例中系统负荷峰值为 11.6533 MW,设定每组 DG 中风机和光伏装机容量均为 670 kW 时,由风光联合发电系统组成的可再生能源渗透率达到系统负荷峰值的 57%。考虑在 2 种风光储协调运行策略下蓄电池的容量优化,其中容量跟踪策略下取 $C_{re}=0.9$ 。改变蓄电池容量,变化步长为 600 kW·h,评估时间段 T 取 1 a,有功功率波动率 P_α 和 P_β 的结果如图 4、5 所示。

由图 4、5 可知,在 2 种风光储协调运行策略下,有功功率波动率 P_α 随储能容量增加而逐渐减小,最后趋于稳定;而有功功率波动率 P_β 随蓄电池容量的增加出现先减小后增大的过程, P_β 出现最小值之后逐渐增加,表明随着蓄电池容量的增加,风光储联合输出功率在满足计划需求所剩余的能量逐渐增多。

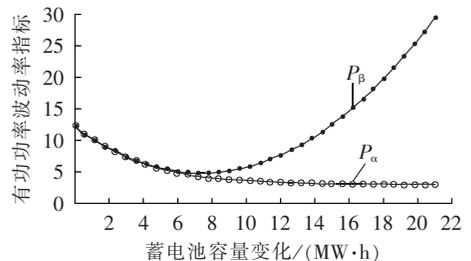


图 4 容量跟踪策略下风光储联合系统有功功率波动率指标变化情况

Fig.4 P_α -capacity curve and P_β -capacity curve of system with wind-PV-storage, applying capacity-tracking strategy

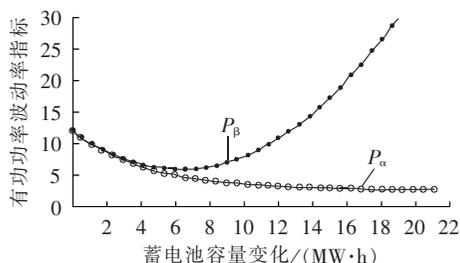


图 5 负荷跟随策略下风光储联合系统有功功率波动率指标变化情况

Fig.5 P_{α} -capacity curve and P_{β} -capacity curve of system with wind-PV-storage, applying load-following strategy

根据 2.3 节储能容量优化原则, 阈值 ε_{α} 取 5%, 计算得到 2 种风光储协调运行策略下蓄电池的最佳蓄电池容量以及对应风光储联合输出有功功率波动率指标如表 2 所示。

表 2 蓄电池容量优化结果

Table 2 Results of battery capacity optimization

风光储协调运行策略	蓄电池容量/(kW·h)	有功功率波动率 P_{α}	有功功率波动率 P_{β}
容量跟踪策略	7800	4.2075	4.9748
负荷跟随策略	7200	4.5659	6.1887

容量跟踪策略下, 改变 C_{re} 值, 以风光储联合输出有功功率波动率指标进行优化, 可以得到储能容量的优化结果如表 3 所示。

表 3 C_{re} 变化下蓄电池容量优化结果

Table 3 Results of battery capacity optimization for different C_{re} values

C_{re}	蓄电池容量/(kW·h)	有功功率波动率 P_{α}	有功功率波动率 P_{β}
0.70	6000	3.6208	5.0571
0.75	6600	3.7411	5.0448
0.80	6600	4.0417	4.9174
0.85	7200	4.1238	4.9385
0.95	7800	4.4921	5.0293
1.00	9000	4.3657	5.0703

从表 3 可以看出, 随着 C_{re} 的增加, 优化的储能容量基本呈现逐渐增加的趋势, 出现储能容量相同主要是由于储能容量改变步长的原因, 而对比在储能容量相同的结果, C_{re} 的增加会使得风光储的联合输出有功功率波动变大。

4.2 基于储能容量优化结果的配电网可靠性评估

(1) 风光储协调运行策略下配电网可靠性评估对比。

为便于进行结果对比, 考虑风光储容量相同的情况, 设定每组 DG 中风机和光伏的容量均为 670 kW, 由表 3 可知此时容量跟踪策略下 $C_{re}=0.85$ 时, 2 种风光储协调运行策略下储能容量优化结果均为 7200 kW·h。计算 DG 接入后系统的可靠性指标, 包括系统平均停电频率指标(SAIFI)、系统平均停电持续时

间指标(SAIDI)、电量不足期望(EENS), 具体结果如表 4 所示。由表可知在相同的孤岛划分方案下, 负荷跟随策略的可靠性指标均要优于容量跟踪策略。

表 4 可靠性评估结果对比

Table 4 Comparison of reliability evaluation results

风光储协调运行策略	孤岛划分方案	SAIFI/[次·(户·a) ⁻¹]	SAIDI/[h·(户·a) ⁻¹]	EENS/MW
容量跟踪策略	方案 1	2.1543	6.6358	45.2289
	方案 2	2.0356	6.3668	45.3212
	方案 3	1.7179	5.5663	45.0020
负荷跟随策略	方案 1	2.0352	6.3867	43.5897
	方案 2	1.9177	6.1021	43.3589
	方案 3	1.6532	5.4267	43.4083
系统故障后 DG 退出		3.0739	8.7819	63.2067

考虑容量跟踪策略下 C_{re} 对系统可靠性评估结果的影响, 图 6 给出了较能反映系统可靠性的系统年平均停电时间指标随 C_{re} 的变化情况。可知, 系统可靠性随 C_{re} 的增大逐渐提高, 但在风光储配置容量相同的情况下, 容量跟踪策略下的系统可靠性水平仍要低于负荷跟随策略。事实上, 当 C_{re} 足够大时, 容量跟踪策略与负荷跟随策略的计算过程相同, 2 种风光储协调运行策略为同一种运行策略。

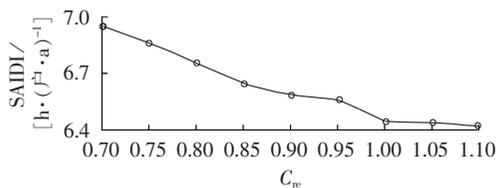


图 6 系统平均停电时间随 C_{re} 变化

Fig.6 Curve of SAIDI vs. C_{re}

基于孤岛划分方案 1, 进一步对比不同风光容量和蓄电池容量下 2 种风光储协调运行策略的系统年平均停电时间指标, 结果如图 7、8 所示。分析可以得到与表 4 相同的结果, 可知采用负荷跟随策略时系统的供电可靠性要高于容量跟踪策略。综上分析, 容量跟踪策略侧重于对 DG 输出功率的可控性, 风光储联合输出功率计划性强, 数值相对平缓; 而负荷跟随策略则偏重于保证负荷供电, 风光储联合输出功率变化较大, 上述分析结果表明容量跟踪策略增加对分布式电源发电的可控性是以牺牲系统供电可靠性为代价的。

(2) 孤岛划分方案对配电网可靠性的影响对比。

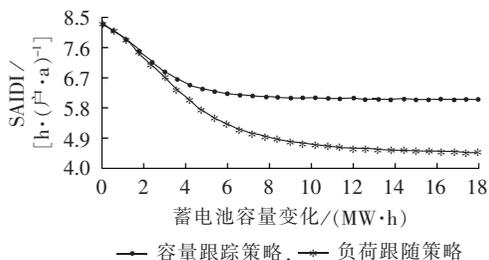


图 7 系统平均停电时间随蓄电池容量变化

Fig.7 Curve of SAIDI vs. battery capacity

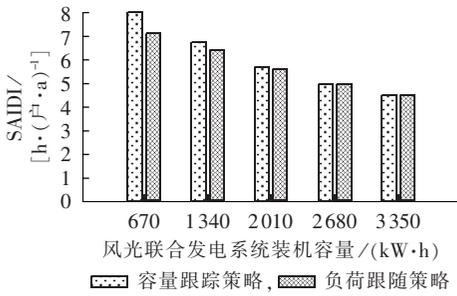


图 8 系统平均停电时间随风光装机容量变化
Fig.8 SAIDI for different wind-PV capacities

根据孤岛划分方案的不同,在 2 种风光储协调运行策略下分别计算系统可靠性。

对比表 4 中故障后 DG 孤岛运行和故障后退出 2 种情况,故障后 DG 与负荷组成孤岛运行可以明显提高配电网的供电可靠性;而在相同风光储协调运行策略下,系统的平均停电频率和平均停电时间指标呈现方案 3 最优,方案 2 次之,方案 1 最差。

系统孤岛运行时,当风光储发电量不能满足负荷需求时,3 种孤岛划分方案的削负荷的侧重点不同:方案 1 优先切除负荷量最小的负荷,方案 2 优先切除重要度较低且负荷量较小的负荷,方案 3 为保证孤岛供电范围最大优先切除负荷量较大的负荷。按负荷重要度对表 1 负荷进行统计,负荷平均值为一类负荷 > 三类负荷 > 二类负荷,故在本文负荷条件下,3 种孤岛划分方案优先切除负荷量大小均值满足方案 3 > 方案 2 > 方案 1。由以上分析可知系统供电可靠性指标与负荷削减方案有关,优先切除负荷量越大,系统供电可靠性越高。

同时,根据表 1 的负荷峰值分析,负荷量大的负荷包括工业、大型农用等集中用电量大的负荷,而负荷量相对较小的是分散供电的居民、商业用电。可知优先切除负荷量大的集中用电负荷相对于优先切除负荷量相对较小的分散用电能够提高系统的供电可靠性,但也会对社会效益产生一定的消极影响。因此,在实际情况下,需综合权衡供电可靠性与社会效益,选择合适的孤岛划分方案。

5 结论

本文采用改进准序贯蒙特卡洛方法对含风光储的配电网进行可靠性评估,从储能平抑风光储联合发电系统输出功率波动角度出发,提出 2 个有功功率波动指标对储能容量进行优化,结合储能容量优化结果对比分析风光储协调运行策略以及孤岛划分方案对配电网可靠性评估结果的影响。算法仿真结果表明:

(1) 储能容量对风光储联合系统输出功率波动影响较大,合理选择储能容量可以减小风光储联合系统输出功率波动,并降低能源浪费,提高系统运行

的稳定性和经济性;

(2) 风光储协调运行策略中,容量跟踪策略相比负荷跟随策略能更好地提高系统的供电可靠性;

(3) 故障后 DG 与负荷孤岛运行可以极大地提高系统供电可靠性,但同时不同的孤岛划分方案对配电网的供电可靠性影响较大,根据负荷削减方案的不同,孤岛划分方案 3 优先削减负荷量大的集中用电负荷,可以获得更高的供电可靠性。

参考文献:

- [1] 王成山,罗凤章. 配电系统综合评价理论与方法[M]. 北京:科学出版社,2012:128-129.
- [2] KELLOGG W D,NEHRIR M H,VENKATARAMANAN G,et al. Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,1998,13(1):70-75.
- [3] DUFO-LÓPEZ R,BERNAL-AGUSTÍN J L,YUSTA-LOYO J M,et al. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage[J]. Applied Energy,2011,88(11):4033-4041.
- [4] DUFO-LÓPEZ R,BERNAL-AGUSTÍN J L. Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems[J]. Renewable Energy, 2008,33(12):2559-2572.
- [5] 李碧辉,申洪,汤涌,等. 风光储联合发电系统储能容量对有功功率的影响及评价指标[J]. 电网技术,2011,35(4):123-128. LI Bihui,SHEN Hong,TANG Yong,et al. Impacts of energy storage capacity configuration of HPWS to active power characteristics and its relevant indices[J]. Power System Technology, 2011,35(4):123-128.
- [6] 程林,常垚,刘满君,等. 基于伪时序状态转移抽样法评估含储能电力系统可靠性[J]. 电力系统自动化,2014,38(7):53-59. CHENG Lin,CHANG Yao,LIU Manjun,et al. Reliability evaluation of energy storage integrated power system based on pseudo-sequential state transition sampling algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(7):53-59.
- [7] ZHANG X,BIE Z,LI G. Reliability assessment of distribution networks with distributed generations using Monte Carlo method [J]. Energy Procedia,2011,12:278-286.
- [8] 王龙,刘洪,王浩鸣. 光蓄互补系统接入对配电网供电可靠性的影响[J]. 发电与空调,2012,33(3):14-18. WANG Long,LIU Hong,WANG Haoming. Impact of solar array & battery storage on the power supply reliability[J]. Power Generation & Air Condition,2012,33(3):14-18.
- [9] SWIERCZYNSKI M,TEODORESCU R,RASMUSSEN C N,et al. Overview of the energy storage systems for wind power integration enhancement[C]//2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). [S.l.]:IEEE,2010:3749-3756.
- [10] 伍言,刘俊勇,向月,等. 考虑光伏 DG 孤岛续航能力的配电网可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2013,33(5):112-118. WU Yan,LIU Junyong,XIANG Yue,et al. Reliability evaluation for distribution system considering supplying ability of photovoltaic DG[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(5):112-118.
- [11] CELLI G,GHIANI E,SOMA G G,et al. Active distribution network reliability assessment with a pseudo sequential Monte Carlo method[C]//PowerTech,2011 IEEE Trondheim. [S.l.]:

- IEEE,2011:1-8.
- [12] CELLI G,GHIANI E,PILO F,et al. Reliability assessment in smart distribution networks[J]. Electric Power Systems Research, 2013,104:164-175.
- [13] 葛少云,王浩鸣,王源山,等. 含分布式风光蓄的配电系统可靠性评估[J]. 电力系统自动化,2012,36(5):16-23.
GE Shaoyun,WANG Haoming,WANG Yuanshan,et al. Reliability evaluation of distribution system including distributed wind turbines,photovoltaic arrays and batteries[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(5):16-23.
- [14] 董飞飞,刘涤尘,涂炼,等. 基于 MM-ARMA 算法的次同步振荡模态参数辨识[J]. 高电压技术,2013,39(5):1252-1257.
DONG Feifei,LIU Dichen,TU Lian,et al. Subsynchronous oscillation modal parameter identification based on MM-ARMA algorithm[J]. High Voltage Engineering,2013,39(5):1252-1257.
- [15] KARAKI S H,CHEDID R B,RAMADAN R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999,14(3):766-772.
- [16] JEONGJE P,WU L,JAESEOK C,et al. A probabilistic reliability evaluation of a power system including solar/photovoltaic cell generator[C]//Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. [S.l.]:IEEE,2009:1-6.
- [17] MANWELL J F,MCGOWAN J G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems[J]. Solar Energy,1993,50(5):399-405.
- [18] 徐林,阮新波,张步涵,等. 风光蓄互补发电系统容量的改进优化配置方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(25):88-98.
XU Lin,RUAN Xinbo,ZHANG Buhan,et al. An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system [J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(25):88-98.
- [19] 谢莹华,王成山. 基于馈线分区的中压配电系统可靠性评估[J]. 中国电机工程学报,2004,24(5):39-43.
- XIE Yinghua,WANG Chengshan. Reliability evaluation of medium voltage distribution system based on forced partition method[J]. Proceedings of the CSEE,2004,24(5):39-43.
- [20] 邱生敏,管霖. 规划配电网简化方法及其可靠性评估算法[J]. 电力自动化设备,2013,33(1):85-90.
QIU Shengmin,GUAN Lin. Simplification of distribution network planning and its reliability evaluation algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(1):85-90.
- [21] 葛少云,王浩鸣. 基于系统状态转移抽样的含分布式电源配电网可靠性评估[J]. 电力系统自动化,2013,37(2):28-35.
GE Shaoyun,WANG Haoming. Reliability evaluation of distribution networks including distributed generations based on system state transition sampling[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(2):28-35.
- [22] BILLINTON R,PENG W. Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1999,14(2):397-403.
- [23] BILLINTON R,JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1996,11(4):1670-1676.

作者简介:



涂 炼

涂 炼(1989—),男,湖北黄冈人,硕士研究生,研究方向为配电系统可靠性分析(E-mail:tulian.2008@163.com);

刘涤尘(1953—),男,湖北黄冈人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力自动监控技术、电力电子技术应用等。

Reliability evaluation considering storage capacity optimization for distribution system with wind-PV-storage

TU Lian,LIU Dichen,LIAO Qingfen,ZHU Zhenshan,JI Xingpei
(School of Electrical Engineering,Wuhan University,Wuhan 430072,China)

Abstract: The improved pseudo-sequential Monte Carlo method is applied to evaluate the reliability of distribution system,and two indexes are proposed for the wind-PV-storage generation system to optimize the capacity of its energy storage for suppressing the active-power fluctuation. Based on the results of energy-storage optimization,the influence of different strategies for wind-PV-storage coordinated operation and islanding schemes on the evaluation of distribution system reliability is analyzed. The case analysis for a modified IEEE RBTS BUS6 system shows that,an appropriate energy-storage capacity may effectively suppress the active-power fluctuation of wind-PV-storage generation system while reduce the energy waste; compared with the capacity-tracking strategy,the load-following strategy of wind-PV-storage coordinated operation can improve the power-supply reliability of system;compared with the islanding scheme with small decentralized load shedding first,that with large centralized load shedding first has higher power-supply reliability of system.

Key words: wind power; photovoltaic; energy storage; electric power distribution; capacity optimization; active-power fluctuation; islanding operation; Monte Carlo method; reliability