

联网分布式发电系统规划运行研究

陈琳¹, 钟金², 倪以信³, 甘德强¹

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 香港大学电机系, 香港)

(3. 清华港大深圳电力系统研究所, 广东省深圳市 518055)

摘要: 分布式发电(DG)与输电网联合供电成为电力系统发展趋势。输电系统与 DG 联合供电的规划、运行分析对满足可靠性条件下的经济供电尤为重要。文中针对远离发电中心、与输电系统弱连接的配电系统, 为了满足负荷增长要求, 以 DG 投资费用和向输电网购电费用最小为优化目标, 分别对输电网正常运行且价格固定、考虑停运状态和实时电价 3 种典型输电网情况下联网 DG 系统进行规划。通过应用启发式算法, 得到了各种情况下系统最优供电方案。根据不同情况下系统运行性能分析, 定量讨论了输电网停运、实时电价以及可再生能源随机发电对分布式电源类型、容量等规划运行结果的影响, 优化结果体现了联网 DG 系统联合供电优势。

关键词: 分布式发电; 最优规划; 启发式算法; 蒙特卡罗仿真

中图分类号: TM715

0 引言

为满足负荷增长和可靠性要求, 电网公司传统容量投资计划通常采取架设新的输配电线路、增加变电站数目或变电站扩容的方法。近年来, 在电力市场环境和节能、可持续发展意识影响下, 分布式发电(DG——distributed generation)日益受到重视。通过与传统发电技术相结合, 建立混合型配电网成为电网公司扩容考虑的可行选择之一。

国内外已有一些学者对分布式电源规划和运行相关问题进行了研究。文献[1-2]概述了分布式电源与系统联网供电优势及分布式电源规划方法; 文献[3]通过算法优化配置分布式电源容量和位置, 评价了 DG 作为电网扩容选择的经济性; 文献[4]针对偏远配电系统, 定量分析了联网风光互补系统运行优势; 文献[5]讨论了联网和独立运行 2 种控制策略下风光互补发电系统的运行性能。

本文以远离供电中心、与输电系统弱连接的偏远配电网系统为研究系统。为满足负荷增长需求, 配电系统可以选择从输电网直接购电或者安装 DG。因此, 本文以分布式电源投资、运行费用与向输电系统直接购电费用总和最小为优化目标, 对各种主要输电网运行情况下联网 DG 系统进行规划和运行的综合分析, 确立了各 DG 类型最优投入容量。

其中, 根据蒙特卡罗仿真得到的输电系统停运指标和实时电价, 研究了线路停运、输电网实时电价对设计方案的影响。基于所选配电系统风力资源丰富, 太阳能资源也可利用, 本文考虑以风光互补发电系统为 DG 类型, 并针对可再生能源发电随机性, 分析了风力资源分布对系统运行结果的影响。

基于传统电源规划思想, 联网分布式电源规划是复杂的组合优化问题。本文引入了启发式算法, 该算法的突出优点是不需要考虑优化模型中的 0-1 变量, 根据规划年 8 760 h 负荷, 应用专门用于分布式电源规划的计算工具 Homer^[6], 仿真全年各小时待选组合组件输出功率状态, 对满足小时运行约束条件的可行组合年度总投资运行费用进行比较, 从而得到系统最优规划解, 减少了优化问题的复杂性。

1 优化模型

在满足运行约束条件和负荷增长需求下, 联网分布式电源系统规划是通过优化配置输电网、不同类型 DG 供电比例, 达到最优的系统投资、运行费用目标。

1.1 数学模型

在满足小时运行约束条件下, 本模型目标函数为全年分布式电源和输电网供电总投资, 替代和运行费用最小。其中, 分布式电源由于是可再生能源, 燃料运行费用为 0。除了投资费用外, 在电源使用寿命结束组件还有一定的残余价值, 即替代费用, 加上小时电价下从输电网购买功率费用, 目标函数 F 数学表达式如下:

$$F = \min \left[\sum_{i=1}^M e_i (C_{fi} - C_{ri}) P_{WTi}^{cap} + \sum_{j=1}^N e_j (C_{fj} - C_{rj}) P_{pvj}^{cap} + \sum_{t=1}^{8760} p_t P_{st} \right] \quad (1)$$

式中: t 为时段; M, N 分别为风力发电机(WT)、太阳能电池(PV)待选总数目; C_{fi}, C_{fj} 分别为风力发电机、PV 单位容量投资费用; C_{ri}, C_{rj} 分别为 WT, PV 单位容量替代费用; e_i, e_j 为 0-1 变量, 决定分布式电源安装数目; $P_{WTi}^{cap}, P_{pvj}^{cap}$ 分别为 WT, PV 容量; p_t, P_{st} 分别为 t 时段电网电价和输电网供电功率。

为实现目标函数, 需要满足如下约束条件:

1) 功率平衡约束: 每小时电网输出功率 P_{st} 和分布式电源输出功率 P_{DGt} (不考虑网损) 之和等于对应小时总负荷需求 L_t :

$$P_{st} + P_{DGt} = L_t \quad (2)$$

2) 输电容量约束: 电网传输功率 P_{st} 最大不能超过输电网允许传输最大容量 P_{smax} :

$$P_{st} \leq P_{smax} \quad (3)$$

3) 分布式电源运行约束: 分布式电源容量 P_{DG} 须在最大容量 P_{DGmax} 范围内:

$$P_{DG} \leq P_{DGmax} \quad (4)$$

4) 可靠性约束: 考虑发电机等系统元件停运概率, 系统必须满足一定的可靠性需求, 本文将年度失负荷容量 P_{uc} 控制在总负荷容量 P_L 的 0.5% 作为可靠性条件:

$$P_{uc} \leq 0.5\% P_L \quad (5)$$

1.2 启发式算法

在全年 8 760 h 的每小时负荷、风速和日照强度已知、待选 WT 与 PV 容量组合确定的条件下, 启发式算法^[7]根据仿真计算得到的各种可行组合的小时运行状态, 比较各种可行投资组合的全年总投资运行费用, 确定了总费用最小的发电组合。具体步骤如下:

1) 根据负荷需求和风速、太阳能资源分布特点, 设定 WT 和 PV 容量、类型以及各类型 DG 最大投资数目初值。

2) 根据负荷模型、月平均风速和日照强度数据, 仿真计算出 8 760 h 负荷和 WT, PV 输出功率状态。

3) 根据 8 760 h 各小时负荷和分布式发电机输出功率状态, 对由步骤 1 各元件数目初值决定的各种待选供电组合, 仿真计算每小时运行状态, 对于满足运行约束条件的组合, 根据每小时组件输出功率计算相应费用; 如果所有组合都不满足约束条件, 则说明初值选取不当, 无法得到可行解, 需增加 WT, PV 数目, 直到得到满足运行约束条件的可行电源投资组合, 并且计算每小时各可行投资组合总费用。

4) 比较步骤 3 计算得到的各可行组合的年度投资运行总费用, 费用最小的投资组合即为联网分布式电源系统最优供电规划方案。

2 组件模型

系统负荷分布、风力/太阳能资源分布参数是联网风光互补系统规划计算、运行性能分析的准备数据, 而输电系统可靠性参数是计算停运状态、分析其对系统规划和运行结果影响的重要参数, 因此有必要列出这些参数模型。

2.1 负荷

本配电网系统年度峰荷为 7.7 MW, 平均负荷为 4.74 MW, 负荷因数为 61.5%, 根据 IEEE-RTS 提供的上述参数数据^[8], 全年小时平均负荷为:

$$L_d(t) = L_{ap} P_w(w) P_d(d) P_h(t) \quad (6)$$

式中: L_{ap} 为年度峰荷; $P_w(w)$ 为周平均峰荷占年度峰荷百分比; $P_d(d)$ 为日平均峰荷占周峰荷百分比; $P_h(t)$ 为小时峰荷占日峰荷百分比。

2.2 风能、太阳能资源分布数据

WT, PV 输出功率随机性主要受配电网地区风速、日照强度影响。通常, 根据规划年 12 个月平均预测风速值、日照强度以及它们所符合的概率分布和其他相关资源分布参数, 可得到全年 8 760 h 对应风速和日照强度, 从而得到对应 WT, PV 输出功率。本文忽略其他分布参数, 表 1、表 2 列出了研究系统地区月平均风速和日照强度的分布数据, 表征该系统资源分布特点。

表 1 月平均风速

Table 1 Monthly average wind speeds

月份	风速/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	月份	风速/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	8.339	7	6.526
2	7.884	8	10.168
3	9.934	9	8.159
4	9.372	10	8.265
5	8.539	11	9.055
6	6.883	12	10.681

表 2 太阳能资源月平均光照强度

Table 2 Monthly average illumination intension of PV

月份	光照强度/ ($\text{kW} \cdot \text{h} \cdot (\text{m}^2 \cdot \text{d})^{-1}$)	月份	光照强度/ ($\text{kW} \cdot \text{h} \cdot (\text{m}^2 \cdot \text{d})^{-1}$)
1	2.390	7	6.579
2	3.111	8	6.050
3	4.655	9	5.138
4	5.667	10	3.851
5	6.338	11	2.635
6	6.805	12	2.202

2.3 输电系统可靠性参数

本文输电系统最大传输容量为 4.74 MW。假

设输电线路和变电站变压器容量相同,状态模型采取停运和运行两状态模型。两组件属于串联组合关系,强迫停运率(FOR)分别为 0.01 和 0.02,平均恢复前时间(MTTR)分别为 10 h 和 768 h。

3 算例分析

本配电网所在地区月平均风速为 8.66 m/s,风速较高,因此本文选用峰值功率为 750 kW 的高速交流风力发电机,待选最大台数为 20 台。选取太阳能方阵功率范围为 0~2 MW,以 100 kW 为单位递增。为简化分析,柴油发电机(DE)提供 10% 负荷作为系统备用机组,不参与优化。相关分布式电源费用、寿命、性能数据见表 3。考虑系统折现率为 6%,将 DG 单位容量投资和替代费用按等年值法折算成年度费用,根据优化模型和算法、系统负荷等参数模型,得到各种输电网情况下的规划、运行结果。

表 3 各类型分布式电源参数数据

Table 3 Data of various distributed generators

类型	容量/ kW	投资费用/ (美元· kW ⁻¹)	替代费用/ (美元· kW ⁻¹)	运行费用	寿命/ 年
WT	750	1 000	866.7	3 000 美元/年	25
PV	100	7 000	7 000	0	20
DE	200	175	150	4 美元/h	2.86
GT	500	600	450	0.011 美元/h	20

3.1 输电系统正常运行、固定价格下系统规划运行

假设输电系统全年正常运行,在输电网固定价格 0.05 美元/(kW·h)条件下,规划结果为:12 台 WT,500 kW 的 PV。

该年度各组件月平均供电量如图 1 所示。WT、PV、输电网供电比例分别是 65%,2%,33%。因费用和资源优势,WT、输电网相对太阳能发电占大部分供电比例。3 月、8 月、12 月为风速较高月份,除了太阳能供电部分,尽管输电网运行费用低,但由于 WT 发出功率不可控、零燃料费用的特点,因此在风力发电充足时刻首先由 WT 满足大部分负荷需求,不足再由输电网供电补充。

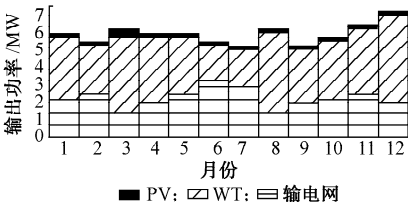


图 1 各组件月平均供电量

Fig. 1 Average electric power output of each resource

以规划年典型负荷高峰日(12 月 18 日)为例,图 2 分别提供了小时负荷曲线、WT、输电网和 PV

输出功率曲线。显然,分布式电源和电网总供电量完全涵盖了高峰负荷,分布式电源的安装解决了因负荷高峰带来的输电网容量扩容问题。

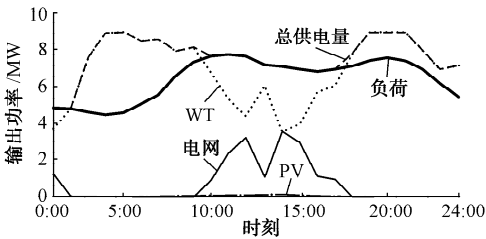


图 2 高峰日系统小时运行图

Fig. 2 System operation curves of peak load day

从图 2 可看出,WT 发电波动较大,PV 发电较平稳。在 9:00 到 18:00 风速较低地区,输电网供电和太阳能发电起到了稳定电能、提高可靠性的作用。而在其他时刻由于风速过高,电网基本不需要供电。同理,在太阳能发电为 0:00 时刻由风力和输电网供电满足可靠性要求,较好地实现了可再生能源发电系统间及其与输电网供电互补作用。图 3 为分布式电源考虑 PV 前后的系统月平均不满足负荷功率对比图,可见,PV 发电的稳定性克服了 WT 波动过大的缺点,使得负荷中断数量大大减少,提高了系统的供电可靠性。

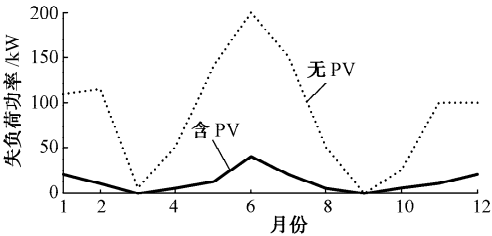


图 3 月平均不满足负荷功率

Fig. 3 Monthly average unmet load power

3.2 输电系统停运下联网 DG 系统规划运行

实际输电系统都存在一定的停运概率,DG 与电网联合供电的好处之一是在输电系统停运时 DG 电源可做备用,可提高系统可靠性。最可能停运时间段、停运持续时间、停运频次是影响系统规划、运行的重要指标,因此首先通过蒙特卡罗仿真得到相关指标,从而研究其对系统规划、运行结果的影响。

3.2.1 输电系统状态的蒙特卡罗仿真

本文中输电网、变压器采用停运和运行两状态模型。电力系统元件状态通常符合指数分布,根据各元件 FOR、MTTR、可靠和故障状态概率分布密度函数,对系统 8 760 h 状态进行蒙特卡罗模拟^[9],其步骤如下:

1)确定输电线路、变压器的起始状态。一般假

设备元件的初始状态均为正常运行(或完全停运)。

2)模拟每一元件的持续运行时间 τ_1 及修复时间 τ_2 。在确定了元件的状态(正常或故障)后,生成符合(0,1)均匀分布随机数 γ ,并根据相应的状态概率分布公式,得到该状态的持续时间。

3)确定元件的下一状态。若当前状态为运行,则由两状态模型,下一状态转移至故障,反之亦然。

4)在给定的模拟周期 T 内重复步骤2及步骤3,模拟每一元件的状态。再开始一个新的模拟周期,直至满足时间要求。

5)根据输电线路、变压器串联关系,得到系统全年停运频次、停运时间等可靠性指标。

在蒙特卡罗模拟次数达到1 000次时,得到输电网年平均停运频次为8次,平均停运时间为228.34 h。统计模拟过程中各时段停运概率,选取8个停运概率最大段作为最可能停运的时刻段。结果分别为:1 952时段、3 148时段、4 147时段、4 766时段、5 907时段、7 269时段、8 057时段、8 445时段。由于元件相同,假设停运修复持续时间相同,将全年停运时间平分为8段,近似为29 h,则一年最可能停运时间段为:1 952~1 981,3 148~3 177,4 147~4 176,5 037~5 066,5 907~5 936,7 269~7 298,8 057~8 086,8 445~8 474时段。

3.2.2 结果分析

当WT安装台数为待选的最大台数20台、PV为待选的最大功率2 MW时,该组合仍不能满足每小时运行约束条件,规划模型无可行解,却造成系统剩余不可用电量39%之多的结果。图4为最大DG组合条件下负荷、WT、PV发电月平均输出功率曲线。由图4可见,除6月、7月外,风力发电均能满足负荷要求,而且远超出负荷需求。6月、7月处于平均风速最低的月份,但也是夏季负荷高峰期,风力和太阳能发电量(WT+PV)不能满足系统峰荷需求。在这些时段,若输电系统正常供电,则完全能满足负荷要求根据线路停运概率数据,其中5 037~5 066时段属于7月,该段时间系统将失去输电网供应的4.74 MW的供电量,除了DE提供的备用,该系统在这些时段仍不能满足负荷要求,图5对应这些时段失负荷大小和风力发电、太阳能发电功率。

由图5可见,5 044~5 048时段为风力发电低谷,WT最低输出功率仅有624 kW,而这些时段的负荷均超过3 MW,失负荷大小最高达2.245 MW。除5 040时段外,其他时段也超过了1 MW失负荷水平。因此,为了满足输电系统停运时段的负荷需求,仅建立风光互补发电系统需要大幅度增加WT和PV的发电容量,导致费用大幅度增加,同时造成大多数时段不可用电量过大的结果。因此,为满足

有限时段线路停运引起的负荷缺额,有必要增加其他发电稳定、启动速度快、响应性能好、适合削峰的DG电源类型。天然气燃汽轮机(GT)具备响应速度快、供应可靠性高、适合削峰应用等特点^[10],本文考虑增加待选15台500 kW类型GT,其费用等参数见表3。

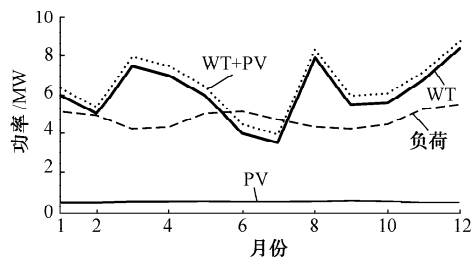


图4 考虑停运状态系统运行图

Fig. 4 System operation curves after considering outage state

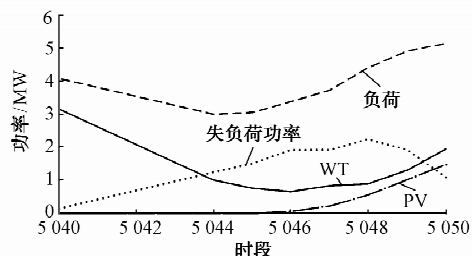


图5 输电网停运时段系统运行图

Fig. 5 System operation curves under outage state

在加入GT后,对系统进行规划计算,目标函数除了投资、替代费用外,还需计算其燃料费用。得到规划结果为:8台WT,12台GT。如图6所示,仍以5 037~5 066时段为例,在风速较低时段范围内,通过增加GT,这些时段总发电功率与负荷基本吻合,可见,在考虑线路停运概率后,增加GT可以经济地实现与WT功率互补,大大减少了风力发电功率需求和安装PV的必要性。

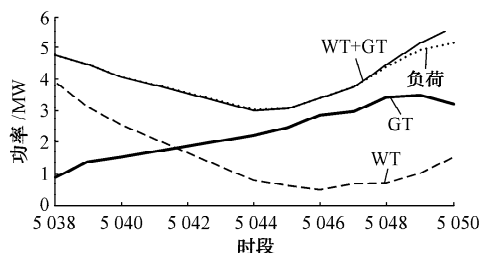


图6 引入GT后输电网停运时段系统运行图

Fig. 6 System operation curves under outage state after introducing GT

考虑输电系统停运概率的规划结果说明风力和太阳能发电本身是不稳定的发电源,并不适合削峰。

停电可能发生时段、停运持续时间对系统规划的影响主要与该时段负荷、风速水平有关,当可能发生时段在负荷高峰和风速水平较低时,DG 类型仅为风光互补系统时,则需要安装大量 WT 和 PV,因此需对 DG 类型、大小重新设计。而在低谷和风速水平较高时显然对系统规划影响较小。此外,停运频次也是可能加重 DG 电源供电负担的原因之一。

3.3 输电网实时电价下联网 DG 系统规划运行

电力市场环境下,电价往往随负荷等因素实时变化。而电价波动是影响输电网、分布式电源供电比例规划的重要因素。比如在高峰电价时,可以通过允许 DG 卖电给电网以抑制价格高峰,而在低谷电价时用户则可从电网大量购电,达到填谷和经济购电目的。因此,本文根据蒙特卡罗仿真得到的全年实时电价,主要分析了高峰和低谷电价对联网 DG 系统规划的影响。

3.3.1 实时电价的蒙特卡罗仿真

本文根据历史电价数据特征,考虑预测期负荷等影响因素,用蒙特卡罗仿真实现了规划年电价状态预测。其具体步骤如下:

1) 根据历史数据确定 8 760 h 的电价样本 $P(t)$ 。本文选取的历史数据是 2002 年新英格兰电力公司全年电价数据^[11]。

2) 考虑随机误差,形成以 $P(t)$ 为均值、标准差较小的符合正态分布的电价数据。通过对全年各小时电价进行蒙特卡罗仿真,得到符合正态分布的 8 760 h 随机电价统计均值 $P_n(t)$ 。

3) 确定电价跳跃、尖峰时刻。过高负荷或者系统容量裕度不够会导致尖峰电价的出现。本文根据历史负荷和电价数据,统计出负荷增长比例与发生价格尖峰时刻的概率关系,将发生概率大于 50% 的时刻确定为尖峰发生时刻,将此应用到规划年,设定了规划年电价尖峰出现的负荷点。

4) 确定并区分电价跳跃大小。不同负荷波动大小影响了电价波动程度,与步骤 3 类似,根据历史负荷波动大小范围与跳跃倍数的关系,考虑随机误差,在电价波动时刻形成以跳跃倍数为均值、方差较小的符合正态分布的电价跳跃倍数,蒙特卡罗仿真结果得到了负荷波动较大时刻的电价跳动倍数 $H(t)$ 。

5) 确定电价跳跃持续时间。与步骤 3、步骤 4 类似,形成以历史尖峰电价持续时间作为均值、方差较小的符合正态分布的电价跳跃持续时间,根据蒙特卡罗仿真得到尖峰电价的持续时间 $d(t)$ 。

6) 由步骤 4 和步骤 5,确定电价待跳函数:

$$S(t) = \begin{cases} 1 & \text{不跳} \\ H(t) & \text{跳} \end{cases}$$

7) 形成规划年 8 760 h 实时价格: $P(t) = P_n(t)S(t)$,仿真结果如图 7 所示。

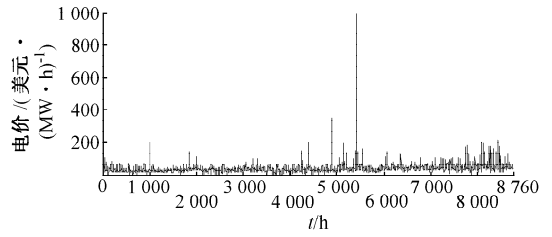


图 7 规划年 8 760 h 实时电价
Fig. 7 Real time price of planning year

3.3.2 结果分析

本文设定分布式电源向电网售电价格为 0.04 美元/(kW·h),在输电网电价为实时电价时,系统规划结果为 11 台 WT,600 kW 的 PV。正常条件下输电网价格与前述输电网固定价格下的系统运行结果类似,不再赘述。下面主要分析实时电价下的价格高峰、低谷时段对系统规划运行的影响。

由图 7 看出,5 408~5 418 时段为高峰电价时段,其最高尖峰电价可达 1 美元/(kW·h)。而通过购买分布式电源电量,只需 0.04 美元/(kW·h)。图 8 为分布式电源向电网售电前后各时段系统购电费用。可见,在电价高峰时段分布式电源抑止了价格高峰,大大减小了该地区购电费用。

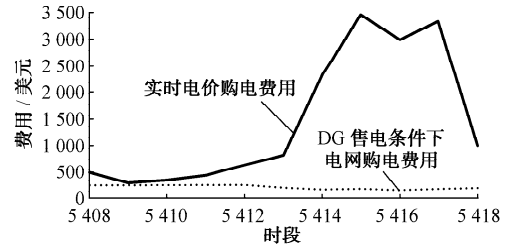


图 8 DG 售电给电网前后购电费用
Fig. 8 Purchased power costs in the cases that with and without DG

仍然以上述高峰电价时段为例,如图 9 所示,5 410~5 416 时段过剩电量,通过满足配电系统外其他系统负荷需求,不仅减小了不可用电量,而且削减了高峰电价时段总负荷。

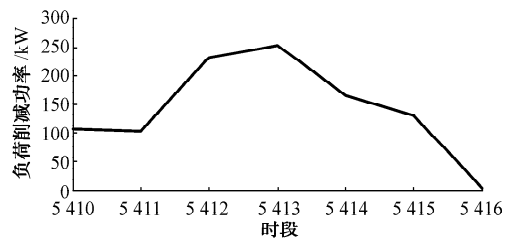


图 9 分布式电源削减的负荷功率
Fig. 9 Load power cut by DG

以上分析均为电价高峰时段分布式电源对系统的贡献作用。同理,当电网价格较低、分布式电源发

电不足情况下,输电网可向配电网地区提供大量电力,弥补了可再生能源 DG 的不稳定性,提高了系统可靠性,并实现了经济供电的目的。可见,分布式电源与输电网系统联合供电是相互补充、经济可靠的供电方式。

4 结语

本文主要研究了联网分布式电源的规划运行。针对典型的不同的输电网情况,通过应用启发式算法,在满足系统约束条件下得到了系统对应情况下的规划运行结果。详细的系统运行性能分析充分说明了分布式电源与输电网联合供电的互补优势,体现了联网 DG 系统供电的经济可靠性,为 DG 成为可行的电网扩容计划提供了理论论证,并且对实际不同输电网情况下 DG 的选型、规划提供了重要的指导意义。

参考文献

- [1] 王建,李兴源,邱晓燕.含分布式发电装置的电力系统研究综述.电力系统自动化,2005,29(24):90-97.
WANG Jian, LI Xingyuan, QIU Xiaoyan. Power system research on distributed generation penetration. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24): 90-97.
- [2] 王成山,王赛一.市场条件下电力系统规划工作的探讨.电力系统自动化,2005,29(9):82-86.
WANG Chenshan, WANG Saiyi. Discussion on the power system planning in competitive electricity market. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(9): 82-86.
- [3] 王成山,陈恺,谢莹华,等.配电网扩展规划中分布式电源的选址和定容.电力系统自动化,2006,30(3):38-43.
WANG Chengshan, CHEN Kai, XIE Yinghua, et al. Siting and sizing of distributed generation in distribution network expansion planning. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(3): 38-43.
- [4] 马立克,王成山.计及风能/光能混合发电系统的配电系统可靠性分析.电力系统自动化,2005,29(23):33-39.
MALIKI G, WANG Chengshan. Reliability analysis on the integration of wind/PV hybrid distributed generation in distribution system. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(23): 33-39.
- [5] CHEDID R, RCHMAN M. Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems. IEEE Trans on Energy Conversion, 1997, 12(1): 79-85.
- [6] The optimization model for distributed power. [2006-05-15]. <http://www.nrel.gov/homer>.
- [7] 王成山,唐晓莉,余贻鑫,等.基于启发式算法和 Bender's 分解的无功优化规划.电力系统自动化,1998,22(11):14-17.
WANG Chengshan, TANG Xiaoli, YU Yixin, et al. Optimal reactive power planning using heuristic method and Bender's decomposition technique. Automation of Electric Power Systems, 1998, 22(11): 14-17.
- [8] The IEEE reliability test system-1996. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 1010-1020.
- [9] 于洋,陈琳,甘德强,等.国内外备用容量评估方法之比较.电力系统自动化,2005,29(18):1-5.
YU Yang, CHEN Lin, GAN Deqiang, et al. Comparison between foreign and domestic experiences in reserve assessment. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(18): 1-5.
- [10] BORBELY A M, KREIDER J F. Distributed generation. New York, NY, USA: CRC Press, 2001.
- [11] ISO New England Inc. [2006-05-30]. <http://www.iso-ne.com>.

陈琳(1981—),女,博士研究生,主要研究方向为分布式发电以及电力市场。E-mail: chenlinzju@163.com

钟金(1973—),女,副教授,主要研究方向为辅助服务定价以及电力市场。

倪以信(1946—),女,教授,主要研究方向为电力系统稳定分析和电力市场。

A Study on Grid-connected Distributed Generation System Planning and Its Operation Performance

CHEN Lin¹, ZHONG Jin², NI Yinxin³, GAN Deqiang¹

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China; 2. The University of Hong Kong, Hong Kong, China)

(3. HKU and Tsinghua Shenzhen Power System Research Institute, Shenzhen 518055, China)

Abstract: In the trend towards developing the grid-connected distributed generation (DG) system, a study on generation expansion planning and its operation performance is of great importance to achieve optimality and reliability of power system development and operation. Aimed to minimize the total investment cost of DG and the cost of purchasing power from the main grid, this paper proposes a heuristic approach to determine optimal distributed generation capacity investment for a rural distribution system under typical transmission system scenarios, including normal operation with fixed electricity price, consideration of the outage state circumstance as well as real-time price under the competitive electric power market condition. Furthermore, through operation performance analyses under various scenarios, the influences of transmission system outage indexes, real-time price and randomness of renewable generation resource on the system design are discussed. The superiority of the grid-connected DG system is shown by the results of a numerical example.

This work is supported by the Research Grand Council of Hong Kong (No. HKU 7201/05E) and HKU Seed Funding Program for Basic Research (No. 200511159071).

Key words: distributed generation; optimal planning; heuristic algorithm; Monte-Carlo simulation