

DOI :10.3876/j.issn.1000-1980.2012.02.020

变桨距风电机组最佳叶尖速比的拟合求取

张仰飞^{1,2}, 李海峰³, 王伟胜¹, 王瑞明¹, 李少林¹

(1. 中国电力科学研究院新能源研究所, 北京 100192; 2. 南京工程学院电力工程学院, 江苏 南京 211167;
3. 江苏省电力公司调度与通信中心, 江苏 南京 210024)

摘要: 根据风力机数学模型, 分析最大风能捕获的运行点条件, 推导最佳叶尖速比的计算表达式。运用曲线拟合方法拟合得到误差数据条件下的最佳叶尖速比的参数, 间接计算得到最佳叶尖速比。算例显示拟合值准确度较高。研究工作为计算风电机组最佳叶尖速比提供新的曲线拟合方法。

关键词: 风力发电机组; 最佳叶尖速比; 拟合求解方法

中图分类号: TK83 文献标志码: B 文章编号: 1000-1980(2012)02-0229-04

Optimal blade tip speed ratio fitting of variable-pitch wind turbines

ZHANG Yang-fei^{1,2}, LI Hai-feng³, WANG Wei-sheng¹, WANG Rui-ming¹, LI Shao-lin¹

(1. Institute of New Energy, China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

2. School of Electrical Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China;

3. Center of Dispatch and Communication, Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: Based on the wind turbine mathematical model, the expression of the optimal blade tip speed ratio was deduced through analysis of the maximum wind power tracking conditions. The curve-fitting method was used to obtain the expression parameters of the optimal blade tip speed ratio when there were measurement errors. Then, the optimal blade tip speed ratio could be indirectly calculated. An example shows that the fitted data have high accuracy. This study provides a new curve-fitting method for calculating the optimal blade tip speed ratio of wind turbines.

Key words: wind turbines; optimal blade tip speed ratio; fitting method

风能密度低, 风速变化频繁, 风电机组变桨距技术应运而生, 其实现方式^[1-8]如下: 通过对适时风速的测量, 逻辑判断风速是低于额定风速还是高于额定风速。当风速低于额定风速时, 桨叶的迎风角(桨距角)为 0° , 使桨叶能够最大限度地吸收风能; 当风速高于额定风速时, 桨距调节装置调节桨叶的迎风角, 降低并保持吸收的风能在额定值, 从而保证机组输出恒定(额定)的功率。

由于风力机(风轮)特殊的空气动力学特性, 即使桨距角保持为 0° 也不能保证机组一定在最大风能捕获状态运行, 必须通过机组的转速控制使机组转速和风速的比值尽可能保持在一个合理的定值——最佳叶尖速比, 才能使机组吸收到最大的机械功率。这样的控制过程就是最大风能捕获控制。对风电机组而言, 如何准确估算其最佳叶尖速比(即控制目标), 对于机组是否能够实现最大风能捕获控制, 提高机组的发电效益, 具有十分重要的意义。

笔者研究在测量数据有误差条件下的最佳叶尖速比求取问题, 发现数据拟合方法结合特定的数学计算可以较准确地获得最佳叶尖速比。

1 变桨距风力机的数学模型

变桨距风力机模型^[1-2]如下:

收稿日期: 2011-05-30

基金项目: 国家自然科学基金(51077068) 江苏省自然科学基金(BK2009353)

作者简介: 张仰飞(1970—)男, 江苏射阳人, 副教授, 博士, 主要从事电力系统建模与控制研究。E-mail: zhangyf@njit.edu.cn

$$P_{\text{W}} = \frac{1}{2} C_{\text{P}} \rho S v^3 \tag{1}$$

其中

$$C_{\text{P}} = c_1 \left(\frac{c_2}{\Lambda} - c_3 \beta - c_4 \beta^5 - c_6 \right) \exp \left(-\frac{c_7}{\Lambda} \right) \tag{2}$$

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \tag{3}$$

$$\lambda = \frac{2\pi n R}{v} = \frac{\omega R}{v} \tag{4}$$

式中： C_{P} ——风能捕获系数； ρ ——空气密度， kg/m^3 ； S ——叶轮扫过的面积， m^2 ， $S = \pi R^2$ ； v ——叶轮的上游风速， m/s ； P_{W} ——风力机吸收的机械功率； $c_1 \sim c_9$ ——风力机参数（独立参数只有8个）； λ ——叶尖速比，即叶片的叶尖线速度与风速之比； $\frac{1}{\Lambda}$ ——中间变量； β ——桨距角； R ——风轮半径； n ——风轮转速； ω ——转子的电角速度。

2 最大风能捕获的运行点条件

$\beta = 0^\circ$ 时，变桨距风力机 $C_{\text{P}} \sim \lambda$ 曲线如图1所示。对特定的风力机，其捕获的风能与转速、风速、空气密度等有关。由式(1)~(4)，对应于某个最佳叶尖速比 λ_0 会有1个最大的风能捕获系数 C_{Pmax} ，从而使风力机运行于最大风能捕获点 P_{Wmax} 。显然，

最大风能捕获运行点是 $\frac{dC_{\text{P}}}{d\lambda} = 0$ 或 $\frac{dC_{\text{P}}}{d\omega} = 0$ ，也即 $\frac{dP_{\text{Wmax}}}{d\lambda} = 0$ 或

$$\frac{dP_{\text{Wmax}}}{d\omega} = 0.$$

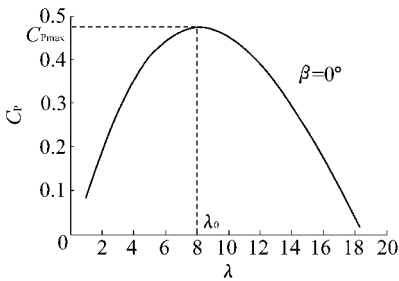


图1 $\beta = 0^\circ$ 时变桨距风力机 $C_{\text{P}} \sim \lambda$ 曲线

Fig. 1 $C_{\text{P}} \sim \lambda$ curve of variable-blade wind turbine under condition of $\beta = 0^\circ$

3 最佳叶尖速比的拟合求取思路

工程实际中，对应于低于额定风速的某一个风速 v_0 ，根据式(1)，期望风力机吸收的机械功率为 $P_{\text{W}} = \frac{1}{2} C_{\text{Pmax}} \rho S v_0^3$ 。可见，在风速一定时，风力机能吸收多少机械功率取决于风能吸收系数 C_{P} 的大小，也就是取决于风轮的转速或者是叶尖速比 λ 的大小。

$\beta = 0^\circ$ 时可推导出

$$\frac{dC_{\text{P}}}{d\omega} = \left(\frac{c_2 c_7 v}{\omega R} - c_2 - c_2 c_7 c_9 - c_6 c_7 \right) \frac{c_1 v}{R \omega^2} \exp \left(-\frac{c_7 v}{\omega R} + c_7 c_9 = 0 \right) \tag{5}$$

即

$$\frac{c_2 c_7 v}{\omega R} - c_2 - c_2 c_7 c_9 - c_6 c_7 = 0 \tag{6}$$

$$\frac{v}{\omega R} = \frac{c_2 + c_6 c_7}{c_2 c_7} + c_9 = \frac{1}{c_7} + c_9 + \frac{c_6}{c_2} \tag{7}$$

令 $A = c_2 c_1 \exp(c_7 c_9)$ ， $B = (c_2 c_9 + c_6) c_1 \exp(c_7 c_9)$ ，则

$$\frac{B}{A} = c_9 + \frac{c_6}{c_2} \tag{8}$$

$$C_{\text{P}} = \left(\frac{A}{\lambda} - B \right) \exp \left(-\frac{c_7}{\lambda} \right) \tag{9}$$

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{v}{\omega R} = \frac{c_2 + c_6 c_7}{c_2 c_7} + c_9 = \frac{1}{c_7} + c_9 + \frac{c_6}{c_2} = \frac{1}{c_7} + \frac{B}{A} \tag{10}$$

工程中可由式(1)及测量或计算的 P_{W} 、 ρ 、 v 、 ω 、 S 来计算风能捕获系数 C_{P} 。因 P_{W} 、 ρ 、 v 、 ω 、 S 的测量或计算难免存在一定的误差，必然会导致 C_{P} 也有一定的误差。针对该 C_{P} 存在误差的情况，如何求得对应于 P_{Wmax} 的 λ_{max} ，由式(10)可知，如果能求得 c_7 、 A 和 B ，则 λ_{max} 可求。

4 算例分析

参考文献[9-13]，设定1组参数： $c_1 = 0.32$ ， $c_2 = 116$ ， $c_3 = 0.4$ ， $c_4 = 0.4$ ， $c_5 = 0.1$ ， $c_6 = 1.7425$ ， $c_7 = 21$ ， $c_8 =$

0.08 , $c_9 = 0.035$. 计算得 $A = 77.413\ 1$, $B = 3.872\ 32$, $C = c_7 = 21$, $\lambda_{\max} = 10.241\ 651$. 分析 C_p 值在一定误差条件下通过曲线拟合的方法求解 $\lambda_{\max}$ 的准确度.

- a. C_p 数据运用 Matlab 拟合函数^[14] $f(x)=(A/x-B)\exp(-C/x)$ 拟合,求得 $A = 77.41$, $B = 3.872$, $C = 21$,拟合结果精确,拟合曲线如图 2 所示. 2 条曲线重合,看不出差别. 根据拟合结果求得 $\lambda_{\max} = 10.241\ 874$.
- b. C_p 计算数据叠加 $\pm 10\%$ 随机误差时,同样运用 Matlab 拟合函数 $f(x)=(A/x-B)\exp(-C/x)$ 拟合求得 $A = 77.55$, $B = 3.878$, $C = 21.03$,拟合曲线如图 3 所示. 拟合结果令人满意,由拟合的 A , B 和 C 值计算得 $\lambda_{\max} = 10.250\ 36$. 该结果与设定值相差很小,仅为 $0.000\ 85\%$.

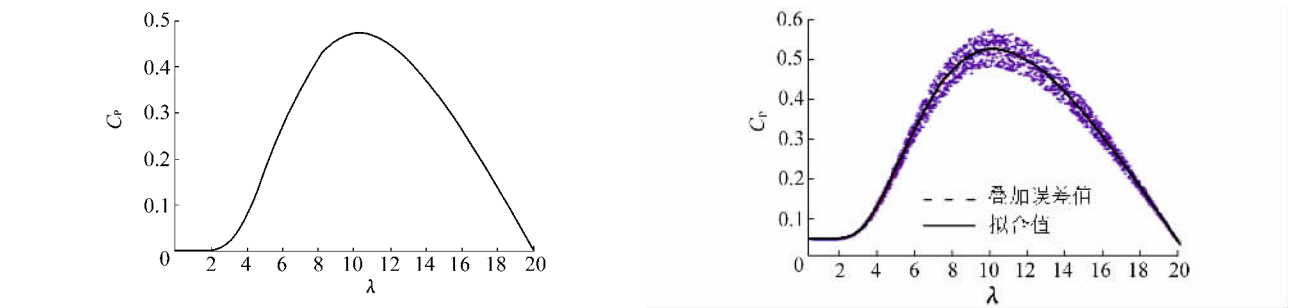


图 2 无误差 C_p 数据拟合曲线
Fig. 2 Fitting curve of C_p without errors

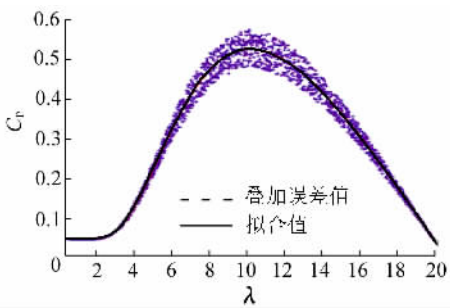


图 3 $\pm 10\%$ 误差 C_p 数据拟合曲线
Fig. 3 Fitting curve of C_p with $\pm 10\%$ error

5 问题讨论

5.1 $\beta \neq 0^\circ$ 时的情况

前文针对的是 $\beta = 0^\circ$ 时问题的推导,工程实际中因桨距角直接影响机组的吸收功率,从而影响机组的出力,各厂家对机组的 0° 桨距角都会进行严格的校正.图 4 是 2 种机型变桨距机组低于额定风速时桨距角的实测结果,数据拟合结果如图中的线条所示.图 4(a)中, $\beta > 0.3^\circ$ 以上的数据分散特性明显,不符合桨距的机械惯性特征,可以判断是测量噪声.图 4(b)中, $0.14^\circ > \beta > 0.1^\circ$.

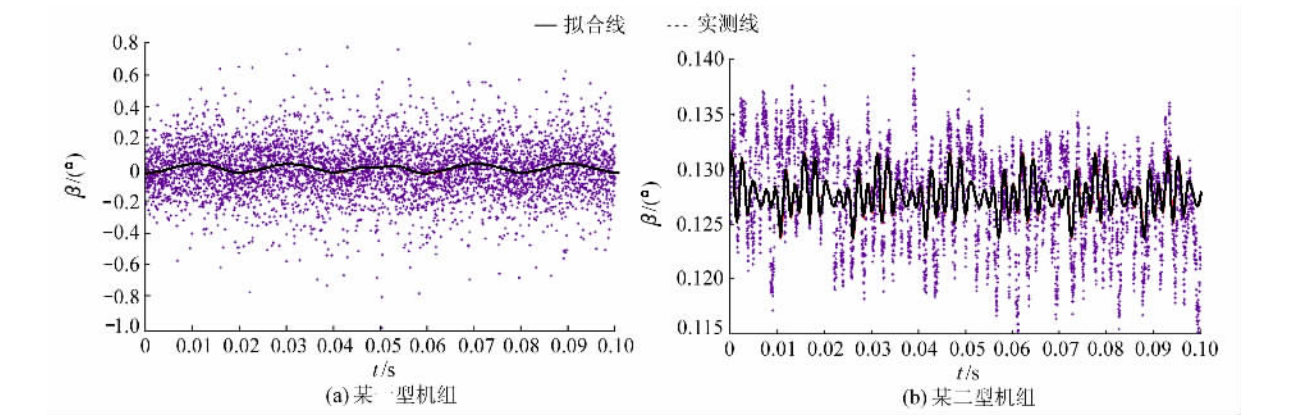


图 4 机组低于额定风速时桨距角的实测结果
Fig. 4 Measured blade angle of wind turbines with speed lower than rated wind velocity

按照上述算例中的参数设定,可得 $\beta = 0^\circ$ 和 $\beta = 0.5^\circ$ 时 $C_p \sim \lambda$ 曲线(图 5).从图 5 可以看出 2 条曲线相差很小,最大点相差不到 7% .可见,上述分析结论可以推广作为 $\beta \approx 0^\circ$ 时的情况使用.

5.2 风速 v 测量值的误差影响

风电机组利用计算机每秒采集 1 次来自风速仪的数据,每 10 min 计算 1 次平均值,用于判断启动风速和停机风速,这样的风速数据并不精确,不能用来产生功率曲线^[21].作为控制目标,也不能用该测量值通过式(4)来计算 λ .相对而言,机组的转速能较准确地测量, $\frac{dP_{W_{\max}}}{d\omega} = 0$ 运行点可以通过调节系统的多次正调节和反调节实现,显然如果记录特定风速时的足够多组 $P_{W_{\max}}$ 及 ω 值就可以按照本文的方法拟合得到机组的 $\lambda_{\max}$ 值,从而在后续的调节过程中不需要不断地正反调节.

6 结 语

本文分析中叠加的误差数据为服从正态分布的随机数据,由拟合结果来看, $\pm 10\%$ 误差 C_p 数据拟合所得的 A 、 B 、 C 值和计算的 $\lambda_{\max}$ 值都比较准确,工程上如果得到一定精度的 C_p 数据即可以用上述方法拟合求解得高精度的 $\lambda_{\max}$,从而为最大风能捕获控制获得必需的目标参数。

用拟合方法求取最佳叶尖速比,要求数据具有一定的数量和密度,倘若数据的代表性不够则拟合误差就会增大。

辨识研究的目的之一是为控制需求提供准确的参数。研究工作表明,辨识工作可以根据应用目标的需要作适当调整,可以不辨识风力机的全部8个参数,只辨识部分参数的组合结果就能够满足控制目标实现的需要。

参考文献:

- [1] 叶杭冶. 风力发电机组的控制技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [2] 霍志红, 郑源, 左璐, 等. 风力发电机组控制技术[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2010.
- [3] WU Feng, ZHANG Xiao-ping, GODFREY K, et al. Modeling and control of wind turbine with doubly fed induction generator[R]. Georgia: PSCE, 2006: 1404-1409.
- [4] MUHANDO E B, SENJYU T, YONA A, et al. Disturbance rejection by dual pitch control and self-tuning regulator for wind turbine generator parametric uncertainty compensation[J]. Control Theory & Applications, IET, 2007, 1(5): 1431-1440.
- [5] WU Feng, ZHANG Xiao-Ping, JU Ping. Modeling and control of the wind turbine with the direct drive permanent magnet generator integrated to power grid[R]. Nanjing: DRPT 2008: 57-60.
- [6] 刘军, 何玉林, 李俊, 等. 变速变桨距风力发电机组控制策略改进与仿真[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(5): 82-85. (LIU Jun, HE Yu-lin, LI Jun, et al. Design and simulation of an improved control strategy for variable-speed pitch controlled wind turbine driven generator system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5): 82-85. (in Chinese))
- [7] 李立成, 叶林. 变风速下永磁直驱风电机组频率-转速协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 26-31. (LI Li-cheng, YE Lin. Coordinated control of frequency and rotational speed for direct drive permanent magnet synchronous generator wind turbine at variable wind speed[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 26-31. (in Chinese))
- [8] 宋卓彦, 王锡凡, 滕予非, 等. 变速恒频风力发电机组控制技术综述[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(10): 8-17. (SONG Zhuo-yan, WANG Xi-fan, Teng Yu-fei, et al. Overview of control technologies for variable-speed constant-frequency wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(10): 8-17. (in Chinese))
- [9] MONROY A, ALVAREZ-ICAZA L. Real-time identification of wind turbine rotor power coefficient[R]. San Diego: PICDC 2006: 3690-3696.
- [10] SENJYU T, OCHI Y, YONA A, et al. Parameter identification of wind turbine for maximum power point tracking control[R]. Seoul: PICEMS, 2007: 248-252.
- [11] THOMSEN S, ROTHNHAGEN K, FUCHS F W. Online parameter identification methods for doubly fed induction generator[R]. Rhodes: PESC 2008: 2735-2741.
- [12] IRIBAS-LATOURE M, LANDAU I D. Closed loop identification of wind turbines models for pitch control[R]. Makedonia: MCCA, 2009: 1263-1268.
- [13] AIMANI S E. Practical identification of a DFIG based wind generator model for grid assessment[R]. Ouarzazate: ICMCS, 2009: 278-285.
- [14] 王正林, 王胜开, 陈国顺, 等. MATLAB/Simulink 与控制系统仿真[M]. 北京: 电子工业出版社, 2008.

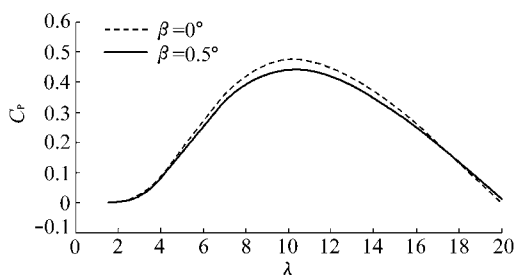


图5 $\beta = 0^\circ$ 和 $\beta = 0.5^\circ$ 时的 $C_p \sim \lambda$ 曲线

Fig. 5 $C_p \sim \lambda$ curves under conditions of $\beta = 0^\circ$ and $\beta = 0.5^\circ$