

# 风浪联合作用下浮式风力机叶片结构强度分析

李浩然<sup>1,2</sup>, 胡志强<sup>1,2</sup>, 王 晋<sup>1,3</sup>

(1. 上海交通大学海洋工程国家重点实验室, 上海 200240; 2. 上海交通大学高新船舶与深海开发装备协同创新中心, 上海 200240;  
3. COTEC 海洋工程公司, 北京 100011)

**摘 要:** 海上浮式风力机在风浪作用下, 支撑平台产生六自由度运动, 诱导风力机叶片结构受力复杂。以 DTU 10 MW 单柱式浮式风力机为研究对象, 根据 IEC 标准, 联合使用 FAST 软件和 ABAQUS 软件计算不同载况下叶片在气动载荷、惯性载荷和重力载荷联合作用下的力学特性。研究发现: 叶片的主要承载部分是叶肩附近的主梁区域以及叶片根部; 风力机正常工作时, 叶片极限载荷出现在额定风速的载况下; 叶尖变形主要发生在与风轮平面垂直的法向方向上。

**关键词:** 浮式风力机; 叶片; 结构强度分析; 额定风速; 叶尖变形

**中图分类号:** TK8

**文献标识码:** A

## 0 引 言

风能以其储量大, 污染小, 可再生等优点越来越受到人们的关注。但是, 传统的陆地风力机受到选址的限制, 以及人们对视觉噪声和环境污染的日益关注, 其进一步发展受到了不小的阻力<sup>[1]</sup>。近些年, 海上浮式风力机日益受到重视。但是海洋环境条件恶劣, 浮式风力机的运动特性和动力响应均都十分复杂; 因此, 浮式风力机叶片承受的载荷较固定式风力机更为复杂。

对于风力机叶片的研究主要集中在强度分析, 动态响应, 疲劳分析等方面。Hamdi 等<sup>[2]</sup>用数值方法求解叶片线性运动方程, 得到叶片变形呈周期性的特点。Wu 等<sup>[3]</sup>基于 ANSYS 软件开发出一个图形用户界面, 可以方便快捷地对叶片进行受力分析。Rajadurai 等<sup>[4]</sup>基于目前风力机叶片所使用的材料和翼型对风力机叶片进行结构和疲劳分析。宗楠楠等<sup>[5]</sup>对小型风力机叶片的有限元建模提出一种新的建模方法。

目前对风力机叶片结构强度的研究中, 气动载荷和惯性载荷的计算很少考虑平台六自由度运动的影响。而平台的六自由度运动直接影响每个叶素的速度和加速度, 因此, 本研究中使用 FAST

软件<sup>[6]</sup>, 计算出平台六自由度运动诱导影响下叶素的速度和加速度, 以及由此得出的叶片气动和惯性载荷, 和重力载荷一起施加在叶片的有限元模型上, 对叶片进行结构强度分析。

## 1 风力机叶片模型

### 1.1 DTU 10 MW 风力机的基本参数

本文研究对象为 DTU 10 MW 单柱式平台风力机<sup>[7]</sup>。DTU 10 MW 单柱式平台风力机是一个上风向, 3 叶片风力机, 其示意图及相关参数见图 1 和表 1。

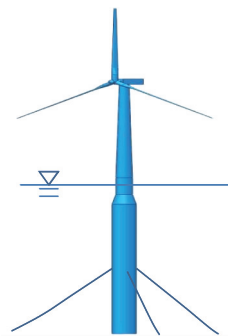


图1 单柱式平台风力机示意图

Fig. 1 Sketch map of spar-buoy platform supported floating offshore wind turbine

收稿日期: 2016-01-11

基金项目: 国家自然科学基金(51239007)

通信作者: 胡志强(1975—), 男, 博士、副教授, 主要从事海上浮式风力机结构强度方面的研究。zhqhu@sjtu.edu.cn

表1 DTU 10 MW 风力机相关参数表

Table 1 Parameters of 10 MW wind turbine proposed by DTU

| 参数                                       | 数值        |
|--|-----------|
| 风力机等级                                    | I A       |
| 额定功率/MW                                  | 10        |
| 转子直径/m                                   | 178.3     |
| 轮毂直径/m                                   | 5.6       |
| 轮毂高度/m                                   | 119       |
| 切入、额定、切出风速/ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ | 4、11.4、25 |
| 切入、切出转速/ $\text{r}\cdot\text{min}^{-1}$  | 6.0、9.6   |
| 塔架高度/m                                   | 115.63    |
| 平台质量/kg                                  | 16377500  |
| 平台顶部高出水面距离/m                             | 14.4      |
| 平台吃水/m                                   | 154.61    |
| 平台重心低于水面/m                               | 115.5     |
| 锚链数/根                                    | 3         |
| 单根锚链长度/m                                 | 902.2     |
| 水下重力/Nm                                  | 1553.7    |
| 轴向刚度/N                                   | 649.37    |

1.2 叶片有限元模型

本文用 ABAQUS 软件对叶片进行有限元建模,采用的是 8 节点的板单元模型,尾缘处吸力面和压力面的连接部分采用的是 20 节点的六面体单元。复合材料的定义沿圆周方向上分为 11 个区域,沿径向方向上分为 100 个区域,如图 2 所示。为方便气动载荷的施加,在每个截面上设置 1 个参考点,参考点和截面上的其他点之间施加运动耦合约束。气动载荷作为点载荷施加在参考点上。

图 2 右侧图形给出叶片沿圆周方向的 11 个区

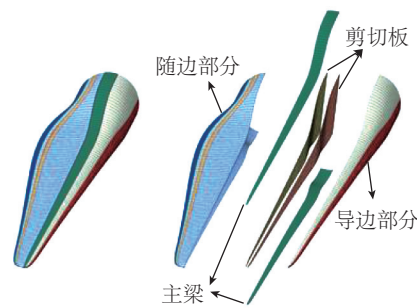


图2 叶片的有限元模型

Fig.2 Finite element model of blade

域:上下两部分为叶片的主梁,中间两部分为叶片内部的剪切板,右侧为叶片的导边部分,左侧为叶片的随边部分。

2 风浪模型及计算载况

2.1 风模型

根据 IEC 61400-3 标准<sup>[8]</sup>,本文采用 Kaimal 湍流风模型。根据其湍流强度的不同,又可进一步分为正常湍流模型和极限湍流模型。当风速达到 1 年一遇或 50 年一遇时,必须采用极限湍流模型。风剖面模型采用的是幂律模型,幂指数为 0.2。

2.2 波浪模型

描述波浪通常采用波浪谱的形式,波浪统一采用的是 JONSWAP 谱,不同风速下采用的 JONSWAP 谱参数不同,具体见表 2。

2.3 计算载况

本文主要研究不同风速下海上浮式风力机叶片的力学特性,从而找出叶片所受的最大载荷。根据 IEC 61400-3 标准<sup>[8]</sup>,结合不同的风速条件,共计算 6 种不同的载况,见表 2。

表2 计算载况表

Table 2 Load cases

| 载况名称   | 风模型             | 轮毂处的平均风速/ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ | 波浪参数                               |
|--------|-----------------|--|------------------------------------|
| 正常工作载况 | LC1.1 正常湍流模型    | 11.4                                   | $H_s=6\text{ m}, T_p=10\text{ s}$  |
|        | LC1.2 极限湍流模型    | 11.4                                   | $H_s=6\text{ m}, T_p=10\text{ s}$  |
|        | LC1.3 正常湍流模型    | 25.0                                   | $H_s=8\text{ m}, T_p=12\text{ s}$  |
|        | LC1.4 极限湍流模型    | 25.0                                   | $H_s=8\text{ m}, T_p=12\text{ s}$  |
| 停机载况   | LC2.1 1 年一遇的风速  | 40.0                                   | $H_s=9\text{ m}, T_p=12\text{ s}$  |
|        | LC2.2 50 年一遇的风速 | 50.0                                   | $H_s=12\text{ m}, T_p=14\text{ s}$ |

### 3 风力机叶片所受载荷

一般情况下,叶片所承受的载荷包括气动载荷、惯性载荷、重力载荷和由于控制系统运行而产生的操作载荷。在本文叶片结构强度分析中,只考虑气动载荷、惯性载荷和重力载荷。

#### 3.1 叶素速度和加速度表达式

考虑平台在波浪作用下的六自由度运动后,如图3所示,叶素的速度和加速度分别为:

$$\dot{\mathbf{r}}_e = \dot{\mathbf{r}}_0 + \boldsymbol{\omega} \times \boldsymbol{\rho} + \boldsymbol{\omega}_b \times \mathbf{r}_b \quad (1)$$

$$\ddot{\mathbf{r}}_e = \ddot{\mathbf{r}}_0 + \dot{\boldsymbol{\omega}} \times \boldsymbol{\rho} + \boldsymbol{\omega} \times (\boldsymbol{\omega} \times \boldsymbol{\rho}) + \dot{\boldsymbol{\omega}}_b \times \mathbf{r}_b + \boldsymbol{\omega}_b \times (\boldsymbol{\omega}_b \times \mathbf{r}_b) \quad (2)$$

式中,  $\boldsymbol{\omega}$  ——平台的转动角速度;  $\boldsymbol{\omega}_b$  ——叶片旋转的角速度;  $\mathbf{r}_0$  ——随体坐标系原点  $O$  相对于固定坐标系原点  $O_0$  的矢径;  $\boldsymbol{\rho}$  ——叶素相对于随体坐标系原点  $O$  的矢径。图3中  $d\mathbf{r}$  为叶素微元。  $\mathbf{r}_b$  ——叶素相对于轮毂处的矢径。式(1)的前2项和式(2)的前3项——平台平动和转动对叶素速度和加速度的贡献。

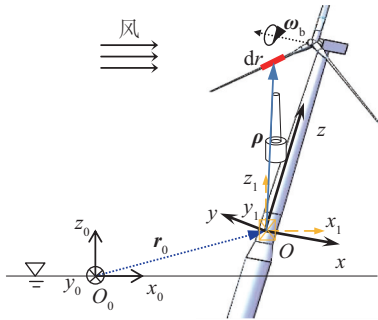


图3 海上浮式风力机坐标系

Fig. 3 Coordinate system of floating offshore wind turbine

#### 3.2 气动载荷

考虑平台在波浪作用下六自由度运动对叶片受力的影响,采用非定常叶素动量理论<sup>[9]</sup>计算气动载荷。

每个叶素速度在风轮平面上的分量可由式(1)求出。叶素的相对来流速度是来流风速,诱导速度和叶素速度的矢量和。根据相对来流速度的方向就可以求出入流角,进而求出攻角。根据翼型的气动特性就可以求得升力,阻力和力矩。考虑到风剪切和大气湍流对叶素所经历风速的影响,使用 Beddoes-Leishman 动态失速模型。动态入流模型采用的是叶素动量模型,包含叶尖损失修正。

在实际计算中,使用垂直于风轮平面的法向力

$N$  和平行风轮平面的切向力  $T$ 。因此需要把升力和阻力投影到相应的方向,如图4所示。

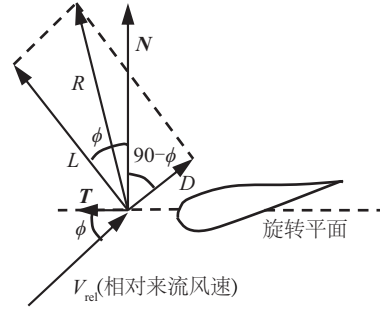


图4 叶片上的局部力

Fig. 4 Local force on blade

由图4可知:

$$N = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (3)$$

$$T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (4)$$

式中,  $L$  ——升力;  $D$  ——阻力;  $\phi$  ——入流角。

#### 3.3 惯性载荷

叶片所受的惯性载荷主要来自于叶片本身旋转产生的惯性载荷和平台六自由度运动对叶片的影响。根据式(2)可知,叶素的惯性载荷为:

$$d\mathbf{F} = \ddot{\mathbf{r}}_e m d\mathbf{r} \quad (5)$$

式中,  $d\mathbf{F}$  ——叶素微元所承受的惯性力;  $m$  ——叶片质量。

#### 3.4 重力载荷

由于叶片自身的旋转,重力给叶片带来了一个正弦曲线变化的载荷,其频率对应于叶片的转速。但本文主要是对叶片的结构强度进行分析,因此,可以把重力载荷当成一个固定载荷施加在叶片上。

FAST 对风力机运动和动力响应进行求解时,首先根据平台的初始位置,用非定常叶素动量法计算气动载荷,用三维势流理论和莫里斯修正计算波浪载荷,并和系泊载荷一起带入多刚体 Kane 方程<sup>[10]</sup>。求出此刻平台的运动响应,得出每个叶素上的速度和加速度。再根据平台下一时刻的位置重新计算平台所受载荷,作为下一时刻的载荷输入,从而得到平台在任意时刻叶片所受的气动载荷。

## 4 结构强度分析

#### 4.1 不同载况下叶片所受载荷对比

本文把叶片沿径向分成 100 个区域,由于 FAST 输出的计算结果是 17 个截面的集中载荷,因

此采用三次样条插值的方法求得其各个截面的集中载荷,图5给出了在切入风速,额定风速和切出风速下叶片的受力分布图。

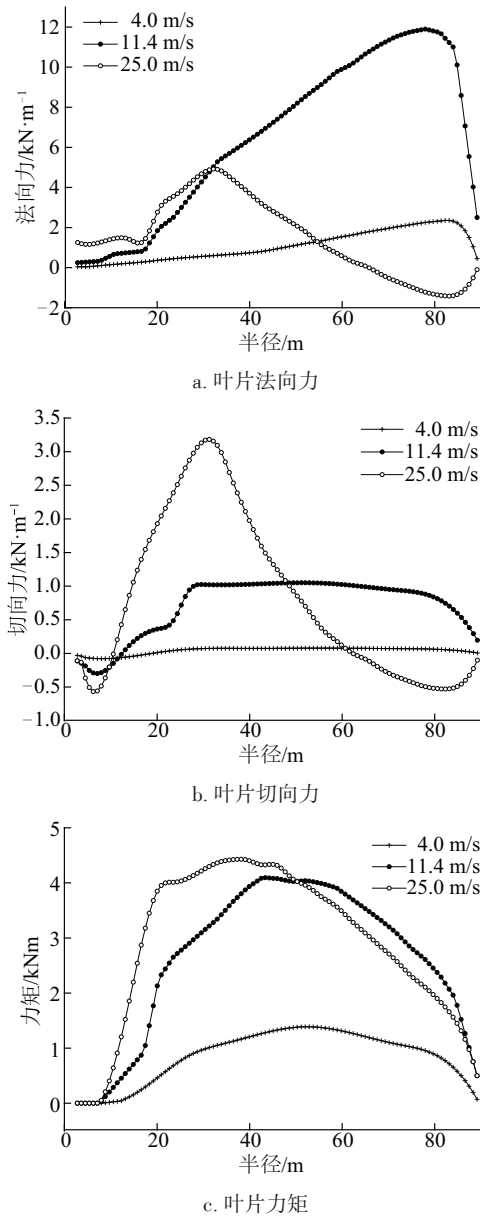


图5 不同载况下风力机叶片受力分布图

Fig. 5 Load distribution of blade under different load cases

由图5可知,当来流风速在额定风速附近或者低于额定风速时,叶片所受法向力沿半径方向逐渐增大,在叶尖处达到最大值。由于叶尖处翼型弦长较小,所以法向力和切向力会随之减小。叶片所受的切向力在叶片中部基本保持不变,在叶片根部和尖部比较小。由于叶片根部的翼型是圆形,升力系数和力矩系数均为零,根据式(4),在叶片根部的切

向力会出现负值。叶片所受的力矩随着半径逐渐增大,在叶片中部达到最大值后逐渐减小。当来流风速接近切出风速时,法向力和切向力在叶肩处附近达到最大值。叶素的线速度随半径增大而增大,入流角随之减小,此时的桨距角又比较大,叶片的攻角随之减小,甚至出现负值。所以法向力和切向力向叶尖处逐渐减小,甚至出现负值。

风力机叶片根部主要承受摆振力矩和挥舞力矩这两种力矩。表3给出了使用FAST软件计算的不同载况下,叶片根部最大力矩的对比。

表3 不同载况下叶片根部最大力矩(MNm)

Table 3 Maximum moment at blade root under different load cases(MNm)

| 载况名   | 叶根处最大摆振力矩 $M_x$ | 叶根处最大挥舞力矩 $M_y$ |
|-------|-----------------|-----------------|
| LC1.1 | 15.10           | 34.60           |
| LC1.2 | 15.40           | 39.10           |
| LC1.3 | 16.30           | 30.40           |
| LC1.4 | 17.70           | 37.10           |
| LC2.1 | 32.40           | 39.00           |
| LC2.2 | 49.10           | 62.40           |

由表3可知,当风力机正常工作时,叶片所承受的力矩主要为挥舞方向的力矩,这也与图5所示的法向力比切向力大的结果相符。当来流风速等于额定风速时,最大挥舞力矩大于其他风速条件下的最大挥舞力矩。极限湍流模型下的叶根最大力矩大于正常湍流模型下的叶根最大力矩。当来流风速达到1年一遇或者50年一遇时,叶片根部的最大挥舞力矩和摆振力矩明显增大。由于叶片桨距角增大至90°,由图5可知,法向力和切向力比较接近,故最大挥舞力矩和最大摆振力矩的差值减小。

#### 4.2 不同计算载况下叶尖处的变形

用ABAQUS软件计算叶尖处的变形,如表4所示。由表4可知,叶尖处的变形主要以法向变形为主,在切向方向上的变形比较小。当来流风速等于额定风速时,叶尖法向变形最大。当风速接近切出风速时,由图5可知,法向力出现负值,因此叶尖法向变形减小。对于同一风速时,极限湍流模型下的叶尖法向变形大于正常湍流模型下的叶尖法向变形。当风速达到1年一遇或是50年一遇时,即使



叶片的桨距角转到  $90^\circ$ , 减小了叶片所受的法向力, 叶尖的法向变形依然较大。

表 4 不同载况下叶尖处变形(m)

Table 4 Tip blade deflection under different load cases(m)

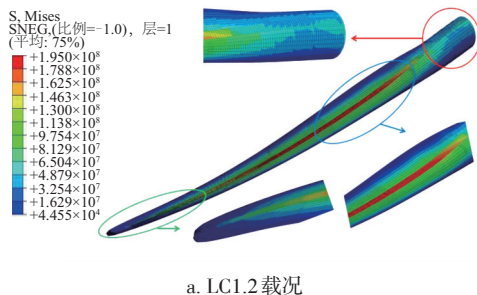
| 载况名   | 最大叶尖<br>法向变形 X | 最大叶尖<br>切向变形 Y |
|-------|----------------|----------------|
| LC1.1 | 13.91          | 1.812          |
| LC1.2 | 15.76          | 2.151          |
| LC1.3 | 9.49           | 1.969          |
| LC1.4 | 14.56          | 3.224          |
| LC2.1 | 10.98          | 1.075          |
| LC2.2 | 12.55          | 1.623          |

### 4.3 Mises 等效应力分析

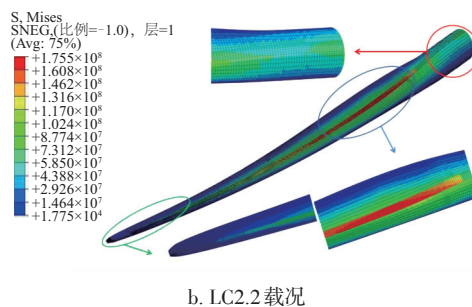
通过以上对比分析可知, 风力机正常工作时, 额定风速下, 使用极限湍流模型计算的叶尖法向变形和最大叶片根部力矩最大; 风力机停机时, 50 年一遇的风速下计算的叶尖法向变形和最大叶片根部力矩最大。因此, 需要对以上 2 种载况下的整根叶片进行应力分析。

由图 6 Mises 等效应力图中的局部放大图可以得出, 叶片根部挥舞方向上的应力水平大于摆振方向上的应力水平, 这与表 3 中挥舞力矩大于摆振力矩的结果一致。此外, 当风力机处于停机状态时, 叶片根部的最大力矩在所有载况中最大, 因此图 6b 中叶片根部的 Mises 应力值大于图 6a 中叶片根部的 Mises 应力值。叶片中部应力水平最大值位于叶片的主梁区域, 并向叶片导边和随边两个方向递减。叶尖处的应力水平最小, 并且越靠近叶尖处的应力值越小。

比较整根叶片不同部分的 Mises 等效应力值可知, 叶片应力最大的区域在叶肩附近处的主梁区域。其次, 叶片根部的应力值相比于其他区域也比较大。叶尖和叶片的导边、随边应力值比较小, 这就说明叶片的主要承载区域为叶肩附近处的主梁区



a. LC1.2 载况



b. LC2.2 载况

图 6 Mises 等效应力图

Fig. 6 Figure for Von Mises effective stress of blade

域和叶片根部。对比图 6a 和图 6b 两图中最大 Mises 等效应力值可知, 额定风速下叶片主梁区域承受的应力值要大于停机状态下的应力值。因此, 结合不同载况下叶片根部力矩和叶尖处变形的对比, 可知对叶片进行结构强度分析时, 计算载况应选择 LC1.2 和 LC2.2, 主要校核的区域应该是叶肩附近的主梁区域和叶片根部区域。

## 5 结 论

1) 当风速逐渐增大时, 叶片所受的力矩和切向力逐渐增大。当风速达到额定风速时, 叶片受力达到最大值。当风速接近切出风速时, 由于桨距角增大, 攻角减小, 叶片上的受力明显减小。

2) 风力机正常运行时, 当来流风速接近额定风速时, 最大叶根力矩以及最大叶尖法向变形比其他载况要大。当来流风速接近切出风速时, 由于桨距角变大, 攻角减小, 最大叶根力矩以及最大叶尖法向变形减小。当风速进一步增大, 达到 1 年一遇或 50 年一遇时, 最大叶尖法向变形仍处于比较大的值, 最大叶根力矩在所有计算载况中最大。

3) 根据叶片的 Mises 等效应力图可知, 叶片主要的承载区域为叶肩附近的主梁区域以及叶片根部。

### [参考文献]

- [1] Ma Yu, Hu Zhiqiang, Xiao Longfei. Wind-wave induced dynamic response analysis for motions and mooring loads of a spar-type offshore floating wind turbine[J]. Journal of Hydrodynamics, 2015, 26(6): 865—874.
- [2] Hamdi H, Mrad C, Hamdi A. Dynamic response of a horizontal axis wind turbine blade under aerodynamic,

- gravity and gyroscopic effects[J]. *Applied Acoustics*, 2014, 86: 154—164.
- [3] Wu W, Young W. Structural analysis and design of the composite wind turbine blade[J]. *Applied Composite Materials*, 2012, 19(3-4): 247—257.
- [4] Rajadurai J S, Thanigaiyara G. Structural analysis, failure prediction, and cost analysis of alternative material for composite wind turbine blade[J]. *Mechanics of Advanced Materials and Structures*, 2009, 16(6): 467—487.
- [5] 宗楠楠, 董湘怀. 小型风力机叶片强度的有限元分析[J]. *太阳能学报*, 2011, 32(6): 108—112.
- [5] Zong Nannan, Dong Xianghuai. Finite element analysis of blade strength for small wind turbine[J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2011, 32(6): 108—112.
- [6] Jonkmam J M, Buhl Jr. M L. FAST user's guide[R]. National Renewable Energy Laboratory, Golder, CO, Technical Report No. NREL/EL-500-38230, 2005.
- [7] Bak C, Zahle F, Bitsche R, et al. Description of the DTU 10 MW reference wind turbine[R]. DTU Wind Energy Report- I -0092, Denmark, 2013.
- [8] International E C. Wind turbines (Part 3): Design requirements for offshore wind turbine[M]. Geneva, Switzerland: IEC, 2009.
- [9] Hansen M O. Aerodynamics of wind turbines[M]. London, UK: Routledge, 2008.
- [10] Jonkman J M. Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine[M]. Dissertations & Theses-Gradworks: ProQuest, 2007.

## BLADE STRUCTURAL STRENGTH ANALYSIS OF OFFSHORE FLOATING WIND TURBINE UNDER WIND AND WAVE JOINT ACTION

Li Haoran<sup>1,2</sup>, Hu Zhiqiang<sup>1,2</sup>, Wang Jin<sup>1,3</sup>

(1. State Key Laboratory of Ocean Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. Collaborative Innovation Center for Advanced Ship and Deep-Sea Exploration, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

3. COTEC Offshore Engineering Solution, Beijing 100011, China)

**Abstract:** Under the action of wind and waves, the offshore floating wind turbine produces a six-degree-of-freedom movement on the support platform, inducing the wind turbine blade structure force complex. Taking DTU 10 MW single-column floating wind turbine as the research object, according to the IEC standard, the mechanical properties of the blade under the integrated action of aerodynamic load, inertial load and gravity load under different loading conditions are calculated by combining FAST software with ABAQUS software. It is found that the main carrying part of the blade is the main girder area near the blade shoulder and the blade root; the blade ultimate load for the normal operation of wind turbine appears in the rated wind speed conditions; the deformation of blade tip occurs mainly in the normal direction perpendicular to the wind wheel plane.

**Keywords:** floating wind turbine; blade; structural strength analysis; rated wind speed; deflection of tip blade