

CLUB APOLLO 13 AUFGABE 3 (Windenergie) - MUSTERLÖSUNG

a) Grundlagenteil (10 Punkte): Gründungsarten für Offshore-Windenergieanlagen

→ Unterkonstruktionen:

Von links nach rechts: Monopile, Jacket, Tripod, Schwergewichtsgründung

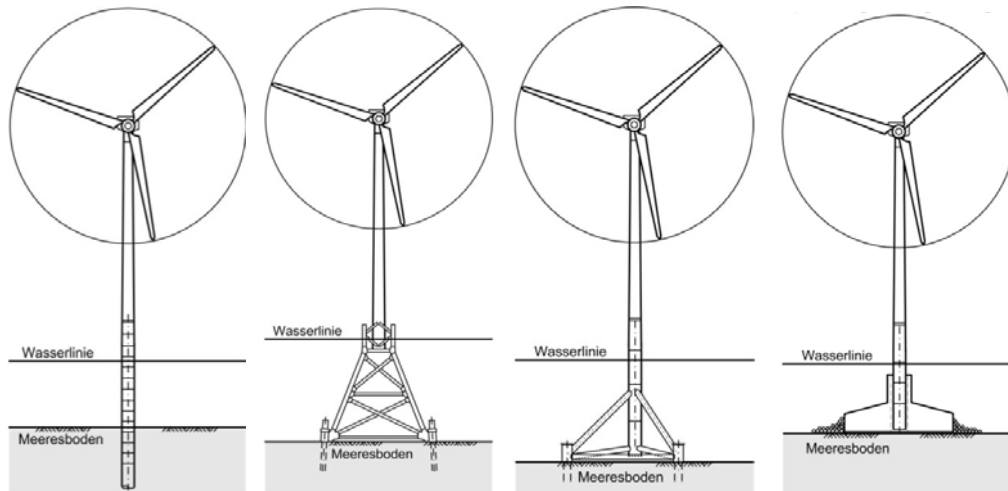


Abbildung 1: Gründungskonzepte für Offshore-Windenergieanlagen

Monopile:

Beschreibung: Der Monopile besteht aus zwei ineinander greifenden Stahlrohrsegmenten, wobei ein Stahlrohr 10 bis 40 m in den Meeresgrund gerammt oder gebohrt ist, der sogenannte „pile“, und das andere Rohr darüber gestülpt wird, daher Hülse oder auch „sleeve“ genannt. Der Zwischenraum wird mit hochfestem Mörtel gefüllt. Die Durchmesser der Rohre liegen bei 3,5 bis 5,5 m. Die Rohre sind über das sogenannte „transition piece“ (d.h. die überlappenden Rohre deren Zwischenraum mit Mörtel gefüllt wurde) mit dem Turm verbunden.

Vorteile und Nachteile: Für große Wassertiefen ist diese Art der Gründung nicht geeignet, da diese Gründungsform eine sehr große Flexibilität aufweist. Ein großer Vorteil der Konstruktion liegt in der geringen benötigten Vorbereitung des Meeresgrundes und der Behebung von Rohrschiefstellungen (hervorgerufen durch das Einbringen des Rohres in den Meeresgrund) durch Ausrichtung des „sleeves“. Weitere Nachteile dieser Gründungsart sind die benötigten Hochleistungsgeräte zur Einbringung der Rohre in den Meeresgrund, sowie die mögliche Behinderung der Einrammarbeiten durch große Steine.

Anwendungsgrenzen: Monopiles werden vorzugsweise im nahen Offshore-Bereich eingesetzt mit Wassertiefen bis zu 25 m. Für große Wassertiefen ist diese Art der Gründung nicht geeignet, da diese Gründungsform eine sehr große Flexibilität aufweist. Eine weitere Anwendungsgrenze stellen die benötigten Hochleistungsgeräte zur Einbringung der Rohre in den Meeresgrund, sowie die mögliche Behinderung der Einrammarbeiten durch große Steine dar.

Jacket:

Beschreibung: Die Jacket Unterstruktur, auch Gittermast oder Fachwerkmast genannt, gehört zu den aufgelösten Gründungskonzepten. Die Kräfte werden über Stahlstreben abgetragen. Aufgrund der aufgelösten Struktur werden geringere Abmessungen gebraucht, demzufolge ist die benötigte Stahlmenge deutlich um ca. 20 - 40% geringer als die benötigte Stahltonnage von Monopilegründungen. Der Turm wird an der Oberseite der Konstruktion befestigt, wohingegen die Gründung der Unterkonstruktion über vier Füße erfolgt, die wiederum über sogenannte Grout-Verbindungen mit

den in den Boden gerammten Pfählen verbunden sind. Aufgrund der Kräfteverteilung auf vier Gründungsfüße, können die Gründungspfähle mit geringeren Durchmessern ausgeführt werden als dies bei Monopile Gründungen der Fall ist. Weiterhin ist diese Art der Gründung insbesondere im Offshore-Bereich mit Wassertiefen von bis zu 50 m geeignet.

Vorteile und Nachteile: Ein großer Vorteil der Konstruktion ist zum einen die wesentlich leichtere Konstruktion und zum anderen die geringere benötigte Stahlmenge (Materialkostensparnis). Aufgrund der Verteilung der Kräfte auf vier Gründungsfüße bzw. -pfähle werden geringere Pfahldurchmesser benötigt. Dies stellt einen Vorteil sowohl für die anfallende Materialmenge als auch die Erstellung der einzelnen Pfähle dar. Weiterhin ist diese Art der Gründung einsetzbar für Wassertiefen im Bereich bis 50 m. Als Herausforderung können sich die Herstellung der Knoten in der Fachwerkskonstruktion sowie die Anbindung des Turmes darstellen.

Anwendungsgrenzen: Die Jacket Gründung kann eingesetzt werden für Wassertiefen bis 50 m.

Tripod:

Beschreibung: Tripod oder auch Dreibein-Gründungskonstruktionen gehören ebenfalls zu den aufgelösten Gründungskonzepten. Diese Gründungsart besteht aus drei zusammengeschweißten oder aus einem Stück gefertigten Stahlrohren, die über eine Rahmenkonstruktion mit einem zentralen Rohr verbunden sind. Die Kräfte werden über drei 10 bis 20m in den Boden gerammte Pfähle übertragen, die ebenfalls wie bei der Jacket-Struktur mit Grout-Verbindungen kraftschlüssig verbunden sind.

Vorteile und Nachteile: Aufgrund einer geringen Vorbereitung des Meeresbodens gestaltet sich die Montage relativ zügig. Weiterhin sind die Abmessungen der Rohre wesentlich kleiner als die der Monopilegründung. Durch die geringeren Abmessungen und den damit verbundenen geringeren Materialeinsatz Stahl, ist die Tripod-Gründung eine der leichtesten Konstruktionen unter den Offshore Gründungen. Neben dem Vorteil einer leichten Konstruktion, ist diese aufgelöste Gründungsstruktur für Wassertiefen bis zu 50 m geeignet. Und kann daher in nicht nur im nahen Offshore Bereich eingesetzt werden.

Anwendungsgrenzen: Diese aufgelöste Gründungsstruktur ist für Wassertiefen bis zu 50 m geeignet.

Schergewichtsgründung:

Beschreibung: Schergewichtsgründungen bestehen aus kreisförmigen Stahl- oder Stahlbetonbehältern, die nach dem Absenken auf den Meeresgrund mit Sand, Wasser oder Mörtel gefüllt werden. Die Größe dieses Fundamenttyps ist abhängig von Rotordurchmesser sowie Wassertiefe. Für einen Rotordurchmesser von beispielsweise 65 m und einer Wassertiefe von 4 bis 10 m wird ein Stahlblock von 14 mal 14 m oder ein Rundbehälter mit einem Durchmesser von 15 m benötigt. Aufgrund der stark ansteigenden Kosten bei steigender Wassertiefe, ist diese Art der Gründung eher für flaches Gewässer geeignet. Diese Art der Gründung ist insbesondere dort einsetzbar, wo Schwergutkräne nicht hinkommen, bzw. Gründungspfähle nicht in den Boden eingebracht werden können.

Vorteile und Nachteile: Der große Vorteil von Stahlbehältern ist die Fertigung an Land, sowie die Eignung für unterschiedliche Meeresböden. Der Meeresgrund muss jedoch vor der Montage eingeebnet werden, d.h. eine horizontale Fläche muss hergestellt werden. Ein großer Vorteil dieser Gründung ist der Einsatz in Gewässern in denen Schwergutkräne nicht eingesetzt werden können. Damit stellt diese Gründungsart eine Alternative für die zuvor beschriebenen Unterstrukturen dar.

Anwendungsgrenzen: Die Einebnung des Meeresgrundes ist nicht immer möglich. Weiterhin ist diese Art der Gründung nur im nahen Offshore Bereich mit geringen Wassertiefen einsetzbar und wirtschaftlich.

b) Mittlerer Teil (10 Punkte): Axiale Beanspruchung von Offshore-Windenergieanlagen

→ Aufbau eines Stahlrohrturmes:

Stahlrohrtürme von Offshore Windenergieanlagen bestehen in der Regel aus mehreren zusammengesetzten Stahlrohrsegmenten, die über Ringflanschverbindungen mit hochfest vorgespannten Schraubverbindungen mit Nenndurchmessern von 30 – 64 mm verbunden sind.

→ maximale Spannung $\max \sigma_x$:

$$\sigma_x = \frac{F_v}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t} = \frac{6075000}{2 \cdot \pi \cdot 1500 \cdot 12} = 53,71 \text{ N/mm}^2$$

→ Nachweis:

$$\frac{53,71}{322,73} = 0,166 \leq 1 \quad \text{Nachweis erfüllt!!!!}$$

→ Parameter, die das Beulverhalten beeinflussen:

- Radius r
- Dicke des Rohres t
- Länge der Rohrsegmente
- Art der Belastung (vertikal/horizontal)
- Festigkeit/Steifigkeit des Materials (Stahlsorte)
- Steifigkeit des Bauteils

c) Für Profis (10 Punkte): Weitergehende Bemessung einer Offshore-Windenergieanlage

→ Definition Moment und Momentenlinie für eingespannten Kragarm:

Zwei gleich große, auf parallelen Wirkungslinien in entgegengesetzter Richtung wirkende Kräfte werden als Kräftepaar bezeichnet. Die resultierende Kraft eines Kräftepaars ist null, da sich die Kräfte sozusagen gegenseitig aufheben. Wirkt dieses Kräftepaar auf einen starren Körper, wird dennoch eine Wirkung auf den Körper ausgeübt, die als Moment bezeichnet wird. Dieses Moment auch Drehmoment genannt setzt sich aus der Kraft und dem Abstand des Kraftangriffspunktes zur Drehachse zusammen. Dieser Weg bzw. Abstand von Kraftangriffspunkt zur Drehachse wird auch als Hebelarm bezeichnet. Somit kann das Moment beschrieben werden zu Kraft mal Hebelarm mit folgender Funktion:

$$M = F \cdot l$$

M = Moment in Nm (Newton-Meter)

F = Kraft (N)

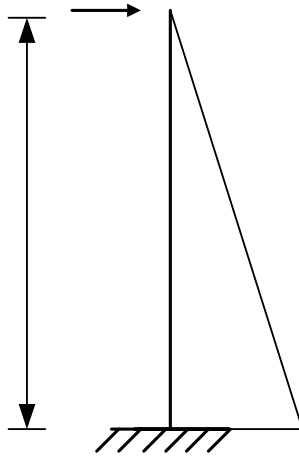
l = Hebelarm (m)

Grundsätzlich werden unterschiedliche Arten von Moment je nach Art der Belastung und Auswirkung unterschieden, beispielsweise Biegemoment, Drehmoment und Torsionsmoment. Ein Moment M wird in der ebenen Statik im Allgemeinen als gekrümmter Pfeil (Drehpfeil) dargestellt.

Das *Moment des eingespannten Kragarmes* lässt sich bestimmen zu:

$$M = 300000 \cdot 8000 = 2400 \text{ kNm}$$

Die dazugehörige *Momentenlinie* hat folgende Form:



→ **Beulnachweis:**

$$\max \sigma_x = \frac{M}{\pi \cdot r^2 \cdot t} = \frac{2400000000}{\pi \cdot 1500^2 \cdot 12} = 28,29 \text{ N/mm}^2$$

$$\frac{28,29}{322,73} = 0,08 \leq 1 \quad \text{Nachweis erfüllt!!!}$$

→ **Folgen einer Erhöhung der Turmsegmente:**

Das entstehende Moment durch die Querkraftbelastung wird größer, da der Hebelarm größer wird. Folglich wird die maximale Spannung σ_x größer und somit der Nachweis kritischer, d.h. der Quotient aus einwirkender Spannung und Grenzbeulspannung nähert sich je nach Erhöhung des Turmsegmentes dem kritischen Wert 1 an bzw. übersteigt diesen (womit der Nachweis nicht mehr erfüllt ist). Das Rohrsegment wird schlanker und daher beulgefährdeter.

→ **Rechnerisch kritische und reale maßgebende Belastung:**

$$M = 6075000 \cdot 8000 = 48600 \text{ kNm}$$

$$\max \sigma_x = \frac{M}{\pi \cdot r^2 \cdot t} = \frac{48600000000}{\pi \cdot 1500^2 \cdot 12} = 572,96 \text{ N/mm}^2$$

$$\frac{572,96}{322,73} = 1,775 \leq 1 \quad \text{Nachweis NICHT erfüllt!!!}$$

Damit ist rein rechnerisch die *horizontale Belastung* kritischer. Der Beweis wurde erbracht durch einsetzen der Vertikal wirkenden Kraft in den Beulnachweis mit Moment und den Vergleich des Nachweises. Dies entspricht auch den in der Realität maßgebenden Belastungen. Weiterhin setzt sich diese hier vereinfachte horizontale Kraft aus unterschiedlichen *dynamischen Belastungen* resultierend aus Wind und Wellenbelastung zusammen. Diese sind maßgebende Belastungen, die bei einer Bemessung von Windenergieanlagen berücksichtigt werden müssen. Neben einer Bemessung auf Bauteilversagen (hier Beulen der Turmschalenelemente) müssen auch Langzeitaspekte wie die Ermüdung durch die dynamischen Belastungen betrachtet werden.

Bewertung

	Punkte
Grundlagenteil: Gründungsarten für Offshore-Windenergieanlagen	10
• Benennen der einzelnen Unterkonstruktionen (0,25 Punkte pro Unterkonstruktion)	1
• Beschreiben der Unterkonstruktion (1 Punkte pro Unterkonstruktion)	4
• Benennen der Vor- und Nachteile	2,5
• Benennen der Anwendungsgrenzen	2,5
Mittlerer Teil: Axiale Beanspruchung von Offshore-Windenergieanlagen	10
• Beschreibung des Stahlrohrturmaufbaus	2
• Berechnung der max. Spannung	2
• Durchführen des Nachweises	2
• Benennen der einflussnehmenden Parameter und Eigenschaften auf das Beulverhalten	4
Für Profis: Weitergehende Bemessung einer Offshore-Windenergieanlage	10
• Definition und Beschreibung der Momentenlinie	2
• Berechnung und Darstellung der Momentenlinie	2
• Durchführen des Beulnachweises	1
• Benennen der Folgen einer Rohrerhöhung	2
• Benennen der rein rechnerisch kritischen Belastung	1
• Benennen der realen maßgebenden Belastungen bei der Bemessung	2