

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC  
CENTRO DE JOINVILLE  
CURSO DE ENGENHARIA NAVAL

VITOR CARVALHO NAZÁRIO

**MODELAGEM DE SISTEMAS DE ANCORAGEM UTILIZANDO CATENÁRIA  
INELÁSTICA**

Joinville, 2015

VITOR CARVALHO NAZÁRIO

MODELAGEM DE SISTEMAS DE ANCORAGEM UTILIZANDO CATENÁRIA  
INELÁSTICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
como requisito para a obtenção do título de  
bacharel no Curso de Engenharia Naval da  
Universidade Federal de Santa Catarina.

Orientador: Dr. Thiago Pontin Tancredi

Joinville, 2015

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família por todo suporte fornecido durante o período de faculdade, a meus avós Lauro e Zélia por estarem sempre de portas abertas e me apoiarem, a minha mãe Albertina por sempre estar à disposição dos filhos, a minha tia Adelir pelo suporte financeiro nas horas difíceis e a todos meus parentes de Joinville.

A Deus por tornar tudo isso possível proporcionando saúde e perseverança.

A todos os professores da UFSC-Joinville, diretores e servidores pelo apoio na operação do campus e principalmente aos alunos.

Ao professor Thiago Pontin Tancredi com seu conhecimento na área, me apoiando e impulsionando nessa caminhada, sempre objetivando os resultados.

Por fim aos meus amigos pelo auxílio nas horas difíceis.

## RESUMO

A descoberta de bacias petrolíferas marinhas em águas cada vez mais profundas motiva uma constante batalha no desenvolvimento de tecnologias que viabilizem sua exploração. Nesses casos torna-se inviável a utilização de plataformas fixas, fazendo-se necessária a utilização de sistemas flutuantes com posicionamento dinâmico ou linhas de ancoragem. É importante observar, que o deslocamento excessivo das plataformas resultará em danos aos *risers* e sistemas de produção e, portanto, umas das etapas principais no projeto de unidades de produção flutuantes é o dimensionamento das linhas de ancoragem. O projeto de sistemas de ancoragem com múltiplos pontos requer o conhecimento do comportamento físico e da dinâmica do sistema para a correta modelagem.

Visando iniciar o estudo de sistemas de ancoragem, este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de linhas homogêneas dispostas em catenária inelástica, estudando a dinâmica de equilíbrio do sistema, variando suas propriedades e a resposta do sistema quando sujeito à forças externas. Na realização deste estudo, apresenta-se uma revisão bibliográfica e o desenvolvimento de um modelo para o equilíbrio de um sistema de ancoragem composto de duas linhas homogêneas dispostas em catenária inelástica.

**Palavras-chave:** Linhas de Ancoragem, offshore, catenária inelástica, modelagem.

## ABSTRACT

The discovery of marine oil fields in ever-deeper waters motivates a constant battle to develop technologies that enable their exploitation. In these cases is not feasible the use of fixed platforms, making it necessary to use floating systems with dynamic positioning or mooring lines. It is important to note that excessive displacement of the platforms will result in damage to risers and production systems, and therefore one of the main steps in the floating production unit design is the design of mooring lines. The anchoring system design with multiple points requires knowledge of the physical behavior and system dynamics for correct modeling.

Aiming to start the study of anchoring systems, this paper aims to analyze the behavior of homogeneous lines arranged in catenary inelastic, studying the system dynamic equilibrium varying their properties and the system's response when subjected to external forces. In this study we present a literature review and the development of a model for the balance of an anchoring system composed of two homogeneous lines arranged in catenary inelastic.

**Key-words:** Anchor lines, *offshore*, inelastic catenary, modeling.

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1** Unidade de exploração *in-land* e *offshore* respectivamente.
- Figura 1.2** Recordes de produção de petróleo até 2012.
- Figura 1.3** Plataforma fixa em Bullwinke, com 492 metros de profundidade.
- Figura 1.4** Diferentes unidades de produção *offshore*.
- Figura 1.5** Plataforma semissubmersível com sistema de posicionamento dinâmico (propulsores).
- Figura 1.6** Sistema de ancoragem convencional.
- Figura 2.1** Disposição das linhas de ancoragem.
- Figura 2.2** Ancoragem *taut-leg* e catenária respectivamente.
- Figura 2.3** Comparação do raio de ancoragem *taut-leg* e catenária.
- Figura 2.4** Sistema de ancoragem *taut-leg* com diferentes tipos de âncoras.
- Figura 2.5** Amarra com e sem malhete.
- Figura 2.6** Amarra sem malhete.
- Figura 2.7** Grau de resistência a tração para diferentes tipos de amarras.
- Figura 2.8** Configuração de um cabo de aço.
- Figura 2.9** Cabos de aço.
- Figura 2.10** Arranjo de cabo sintético.
- Figura 2.11** Gráfico de fluência dos cabos de poliéster.
- Figura 2.12** Representação do formato catenária a esquerda e linha ancorada a direita.
- Figura 2.13** Nomenclatura de uma linha em catenária.
- Figura 2.14** Linha em posição *far* e *near*.
- Figura 2.15** Análise de elemento infinitesimal da catenária.
- Figura 2.16** Gráfico de rigidez de um sistema com duas linhas em catenária com e sem extensibilidade.
- Figura 2.17** Comparação de uma linha com e sem extensibilidade.
- Figura 2.18** Ancoragem com linhas compostas.
- Figura 3.1** Resultante das forças externas atuantes na unidade.
- Figura 3.2** Movimentos de primeira ordem de onda em um flutuador.
- Figura 3.3** Movimento de primeira ordem em linha de ancoragem.
- Figura 4.1** Plataforma cilíndrica utilizada para o estudo de caso.
- Figura 4.2** Linha inelástica em catenária, caso padrão.
- Figura 4.3** Linhas com a variação do peso por metro “w”.
- Figura 4.4** Comprimento do raio de ancoragem de três linhas.
- Figura 4.5** Disposição de 3 linhas com a variação da força horizontal “H”.
- Figura 4.6** Variação do raio de ancoragem.
- Figura 4.7** Linhas em diferentes profundidades.
- Figura 4.8** Raio de ancoragem com a variação da profundidade “D”.
- Figura 4.9** Equilíbrio de plataforma com 2 linhas.
- Figura 4.10** Sistema com duas linhas em equilíbrio estático inicial.
- Figura 4.11** Rigidez do modelo ancorado por duas linhas.

- Figura 4.12** Sumário de 3 casos de força ambiental em um sistema com 2 linhas partindo da origem.
- Figura 4.13** Interface elaborada para o estudo de ancoragem com duas linhas.
- Figura 4.14** Ilustração da interface com as legendas.
- Figura 4.15** Exemplo de distribuição de forças para um caso real
- Figura 4.16** Plataforma ancorada por 3 linhas, equilíbrio inicial.
- Figura 4.17** a) Plataforma deslocada; b) Forças atuantes no plano a direita.
- Figura 4.18** Caso com 16 linhas ancoradas.
- Figura 4.19** Representação de sistema de ancoragem por sistema massa-mola.

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	<i>Offset</i> máximo de unidade flutuante segundo API RP 2Sk <i>apud</i> Lacerda (2005).
<b>Tabela 2</b>	Propriedades de diferentes tipos de linha para mesmo MBL.
<b>Tabela 3</b>	Resultados de catenária retesada com linha composta.
<b>Tabela 4</b>	Propriedades físicas do poliéster.
<b>Tabela 5</b>	Resultados de catenária retesada com linha composta.
<b>Tabela 6</b>	Coefficientes de arrasto para cada elemento.
<b>Tabela 7</b>	Velocidade de vento em seus respectivos lugares.
<b>Tabela 8</b>	Velocidades de vento fornecidos pela DNV (2010).
<b>Tabela 9</b>	Parcela de força estática resultante no modelo.
<b>Tabela 10</b>	Força considerada no modelo de uma linha.
<b>Tabela 11</b>	Dados para linha padrão.
<b>Tabela 12</b>	Estudo de caso de 3 linhas com densidades lineares diferentes.
<b>Tabela 13</b>	Variação da força horizontal em três linhas.
<b>Tabela 14</b>	Propriedades da linha com a variação da profundidade "D".
<b>Tabela 15</b>	Sumário das variáveis e variação das linhas.
<b>Tabela 16</b>	Propriedade das linhas para o modelo ancorado.
<b>Tabela 17</b>	Valores de deslocamento referentes a força.

## LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	American Petroleum Institute	Instituto Americano de Petróleo
CFD	Computational Fluid Dynamics	Fluidodinâmica computacional
DNV	Det Norske Veritas	
HMPE	High Modulus Polyethilen	Polietileno de alto peso molecular
LDA	Lâmina d'água	
MBL	Minimum Break Load	Carga Mínima de Ruptura
ORQ	Oil Rig Quality	Grau de qualidade da amarra
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento	
SPAR	Single Point Anchor Mooring Reservoir	Reservatório amarrado com único ponto de âncora
TDP	Touchdown Point	Ponto de toque
TLP	Tension Leg Platform	Plataforma de linhas tensionadas
VLA	Vertical Load Anchor	Ancora para carga vertical

## LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área projetada.
c	Constante de integração.
D	Comprimento da lâmina d'água (profundidade).
$\Sigma F_H$	Somatório das Forças Horizontais.
$F_{ax}$	Forças no sentido "x".
$F_{ay}$	Forças no sentido "y".
FI	Força de reação da respectiva linha.
H	Força horizontal.
$\eta$	Derivada de "y" em "x".
$\rho$	Massa específica.
S	Comprimento da linha suspense.
$\Delta s$	Varição do comprimento.
$S_t$	Comprimento total da linha.
T	Tensão na linha.
V	Força vertical.
$x_r$	Raio de ancoragem.
$x_f$	Distância do TDP ao <i>fairlead</i> .
w	Peso por metro de linha.
$w_m$	Peso por metro de linha molhado.
v	Velocidade do escoamento.
$\Delta x$	Varição do eixo "x".
$\Delta y$	Varição do eixo "y".

## Sumário

1.	INTRODUÇÃO .....	11
1.1	Objetivo Geral .....	16
1.2	Objetivos Específicos .....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	18
2.1	Ancoragem Offshore .....	18
2.1.1	<i>Ancoragem em Catenária</i> .....	20
2.1.2	<i>Taut-leg</i> .....	20
2.2	Linhas de Amarração .....	22
2.2.1	Amarras .....	22
2.2.2	Cabos de Aço .....	25
2.2.3	Fibra Sintética .....	27
2.3	Estudo da Catenária .....	30
2.3.1	Análise de Operação .....	31
2.3.2	Equacionamento Característico .....	32
2.3.3	Influência da elasticidade na modelagem .....	37
3	MODELAGEM .....	40
3.1	Forças ambientais .....	40
3.1.1	Vento .....	42
3.1.2	Correnteza .....	43
3.1.3	Ondas .....	44
4	ESTUDO DE CASO .....	46
4.1	Estudo paramétrico considerando uma linha homogênea .....	47
4.1.1	Discussões .....	54
4.2	Estudo de duas linhas .....	54
4.2.1	Interface .....	58
4.3	Estudo de múltiplas linhas .....	60
5	CONCLUSÃO .....	65

REFERÊNCIAS.....	66
ANEXO 1 .....	69
ANEXO 2 .....	72
ANEXO 3 .....	73

## 1. INTRODUÇÃO

Com a descoberta de bacias petrolíferas marinhas em águas cada vez mais profundas o Brasil se encontra num quadro de constantes desafios a serem superados pela Petrobras.

Atualmente a maior parte das bacias brasileiras localizam-se em águas profundas e ultra-profundas<sup>1</sup>. Em 1987, de todo petróleo explorado pelo Brasil, apenas 1,7% provinha dos mares segundo Ortiz Neto e Costa (2007), enquanto que em 2013, aproximadamente 91,9% da produção de petróleo foram explorados de campos marítimos segundo a ANP (2014).

Segundo Freeman e Soete, (1997) *apud* Ortiz Neto e Costa (2007) o país que liderou o processo de aprendizagem científica na indústria do petróleo foi os EUA. Seu desenvolvimento na indústria através de programas de P&D foi responsável pelo desenvolvimento da exploração em bacias sedimentares majoritariamente em terra (*inland* ou *onshore*).

Em meados de 1960 foi descoberto que a maioria das bacias sedimentares brasileiras se encontravam *offshore*. A falta de tecnologia na época e a importância estratégica desse recurso natural fomentou um sistema de inovações que permitiu a exploração do petróleo em alto-mar.

No Brasil também é realizada exploração *inland*. De acordo com o órgão IBAMA os campos de produção *onshore* estão concentrados principalmente nas regiões do Recôncavo Baiano, litoral norte do Espírito Santo, Rio Grande do Norte, centro do Amazonas e litoral de Sergipe e Alagoas. A Figura 1 ilustra duas unidades de exploração, sendo a primeira *inland* e a segunda *offshore*.

---

<sup>1</sup> 1. Nas atividades de exploração e produção de petróleo, as medidas de profundidade no mar, isto é, a distância vertical entre a superfície do mar e o solo marinho (ou lâmina d'água – LDA), são definidas em três níveis: *águas rasas* - até 300 metros; *águas profundas* - entre 300 a 1.500 metros; e *águas ultraprofundas* - igual/acima de 1.500 metros. Fonte: Petrobrás (2015).

Figura 1.1. Unidade de exploração *inland* e *offshore* respectivamente.

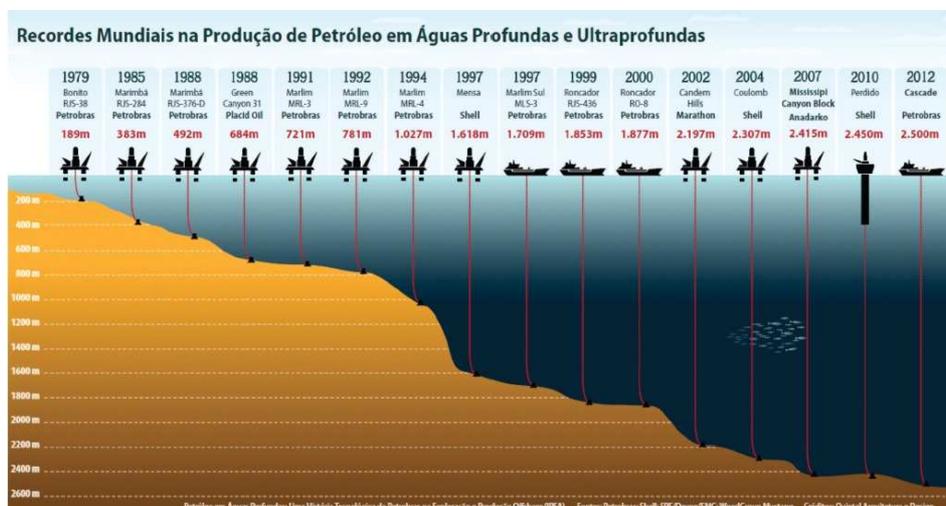


Fonte: Petrobras (2015).

Na Figura 1.2 ilustra os recordes na evolução da máxima lâmina d'água explorada no mundo, de 1979 a 2012, considerando apenas as unidades de produção *offshore*. Observa-se que a utilização de plataformas fixas se limita a águas rasas, pois acima disso a inviabilidade técnica e econômica torna necessário a utilização de outros meios de posicionamento.

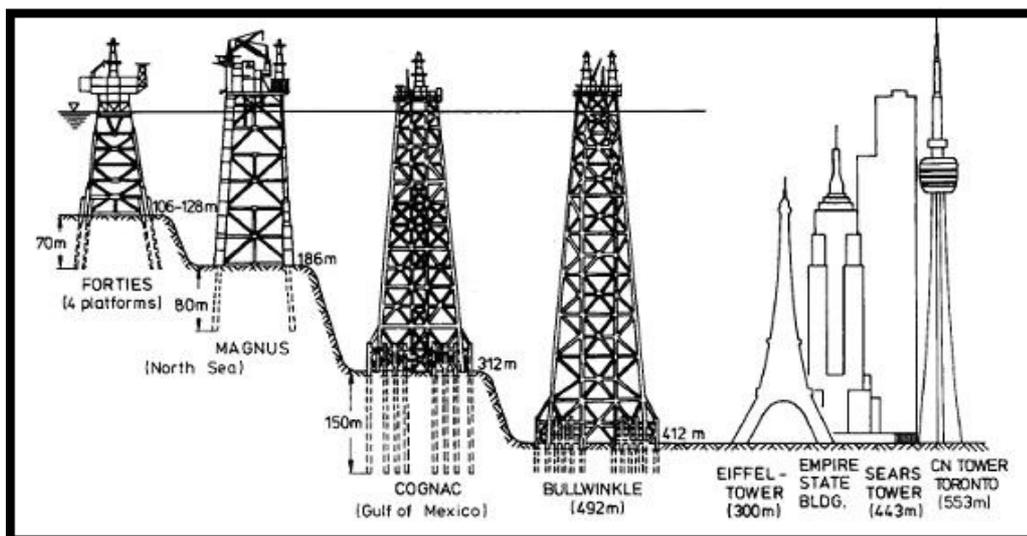
Segundo Ortiz Neto e Costa (2007), a plataforma fixa de aço da Shell Oil (Figura 1.3) instalada em Bullwinkle no Golfo do México a uma profundidade de 412 metros continua sendo a mais profunda do mundo, com instalação ocorrida em 1991.

Figura 1.2. Recordes de produção de petróleo até 2012.



Fonte: Morais (2013).

Figura 1.3. Plataforma fixa em Bullwinke, com 492 metros de profundidade.

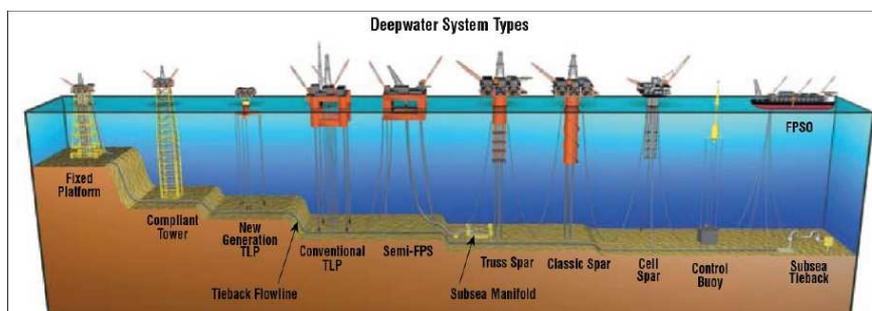


Fonte: Bullwinkle Shell's Platform (2014).

Embora avanços consideráveis tenham sido feitos na exploração de petróleo usando instalações submersas, muitos dos processos associados a exploração e produção do petróleo *offshore* ainda dependem de instalações flutuantes, como é explicada mais detalhadamente pela dissertação de Pereira (2015).

O tipo de instalação flutuante (semisubmersível, SPAR, FPSO, TLP) depende das características ambientais e o campo a ser explorado, cujo processo de seleção foge ao escopo deste trabalho. Na Figura 1.4 são mostrados os sistemas utilizados em função da profundidade, variando de plataformas fixas até unidades do tipo FPSO.

Figura 1.4. Diferentes unidades de produção *offshore*.



Fonte: Medeiros (2009).

Durante as operações de uma unidade flutuante, diversos equipamentos ligam o poço à plataforma. Esses equipamentos podem sofrer severas avarias e causar graves acidentes quando submetidos a tensões decorrentes da movimentação excessiva da unidade flutuante no plano de linha d'água.

Por essa razão, é vital para a integridade estrutural dos sistemas de produção de petróleo *offshore* que a unidade flutuante tenha seus movimentos limitados por métodos de posicionamento, como o posicionamento dinâmico por meio de atuadores (geralmente propulsores) ou linhas de ancoragem que ligam a plataforma ao fundo do mar. A Figura 1.5 ilustra uma plataforma com sistema de posicionamento dinâmico.

Figura 1.5. Plataforma semissubmersível com sistema de posicionamento dinâmico (propulsores).

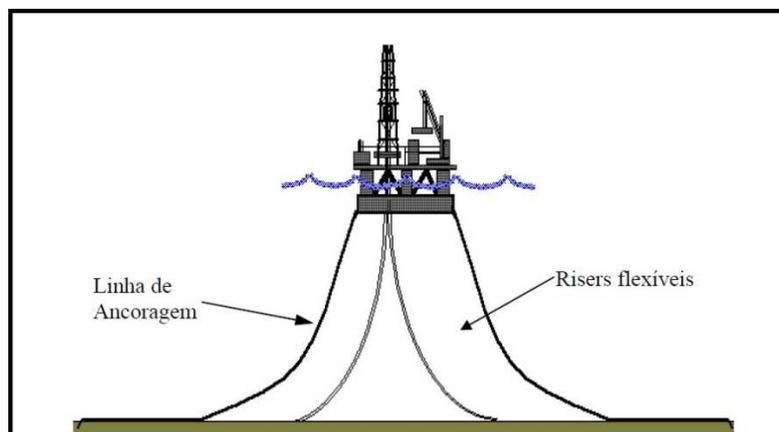


Fonte: Semi-sub (2015).

As operações de caráter itinerante (perfuração) justificam a utilização do posicionamento dinâmico; já em operações de produção de longa duração, o mais recomendado é ancoragem por linhas (Figura 1.6), visto que o custo do sistema de

ancoragem e de sua instalação é mais facilmente amortizado ao longo dos anos de produção.

Figura 1.6. Sistema de ancoragem convencional.



Fonte: Lacerda (2005).

Segundo Andrade et al. (1995), o princípio de funcionamento de um sistema de ancoragem baseia-se na força de restauração que uma linha de ancoragem desenvolve quando a plataforma, ao sofrer uma força ambiental, se desloca no plano horizontal.

O sistema atinge a condição de equilíbrio quando a soma das forças restauradoras provenientes de todas as linhas de ancoragem anula a força ambiental existente na unidade flutuante.

O sistema de ancoragem é parte vital das unidades flutuantes e a integridade estrutural de todos os elementos que compõem os sistemas de produção depende diretamente do mesmo. O dimensionamento de um sistema de ancoragem deve levar em conta que ele precisa suportar os efeitos combinados de ondas, correntezas e ventos, mesmo em condições severas. Esses limites são definidos em diversas normas (API RP 2Sk, DNV-OS-E301), as solicitações dependem de onde o sistema irá operar e geralmente o valor máximo é dado no máximo *offset* em que a unidade pode operar, sendo esse valor escrito como porcentagem da LDA (Lâmina d'água).

Tabela 1. Offset máximo de unidade flutuante segundo API RP 2Sk *apud* Andrade et al. (1995).

<b>Operação</b>	<b>%LDA</b>	<b>Condição</b>
Perfuração	2,5 a 6	Operando
	8 a 12	Máxima conectado
Produção	8 a 12	Riser rígido
	10 a 15	Riser flexível (>600m LDA)

Fonte: API RP 2Sk *apud* Andrade et al. (1995).

Segundo a DNV (2010) e API RP 2Sk (2005) o *offset* máximo da unidade flutuante depende diretamente dos limites de operação dos equipamentos conectados, como *risers*, umbilicais ou módulos de perfuração. Os valores a serem considerados para análise de *offset* nesta monografia se encontram Tabela 1.

Segundo a API 2Sk *apud* Lacerda (2005) o sistema deve prever a possibilidade de rompimento de uma linha de ancoragem, isto é, o sistema deve operar satisfatoriamente mesmo sem a influência de uma linha.

A importância do estudo da dinâmica de um sistema de ancoragem motivou o presente trabalho que se dedicou a desenvolver um modelo para o cálculo da posição de equilíbrio de uma unidade flutuante ancorada com 2 linhas dispostas em catenária inelástica. O modelo foi desenvolvido usando técnicas de otimização disponíveis no programa Excel e permite que sejam variados diversos parâmetros do sistema. A construção do modelo e os resultados obtidos são discutidos ao longo do texto.

## 1.1 Objetivo Geral

O trabalho em questão está focado no subsistema ancoragem e pode ser dividido em duas partes. A primeira objetiva estudar a influência das variáveis de densidade, força e profundidade em uma catenária inextensível, enquanto a segunda trata de um sistema ancorado por duas linhas inextensíveis, no qual desenvolveu-se uma interface para melhor interatividade. O modelo foi desenvolvido em uma planilha Excel e determina a posição de equilíbrio por meio de um processo iterativo, resolvido com o auxílio de técnicas de otimização presentes no próprio Excel.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Criação de uma plataforma em modelo genérico;
- Definição de variáveis e forças atuantes na plataforma;
- Análise de variáveis em uma linha catenária inextensível;
- Aplicação em sistema utilizando duas linhas inextensíveis;
- Comparação com bibliografias;
- Análise dos resultados e discussões.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os principais fundamentos teóricos que substanciam o trabalho desenvolvido. Além disso são discutidas as principais referências sobre o assunto.

### 2.1 Ancoragem Offshore

Define-se como um sistema de ancoragem, um conjunto de elementos capazes de manter uma unidade flutuante em uma posição de equilíbrio, sem auxílio de propulsão, transferindo esforços que agem sobre a plataforma para o solo marinho.

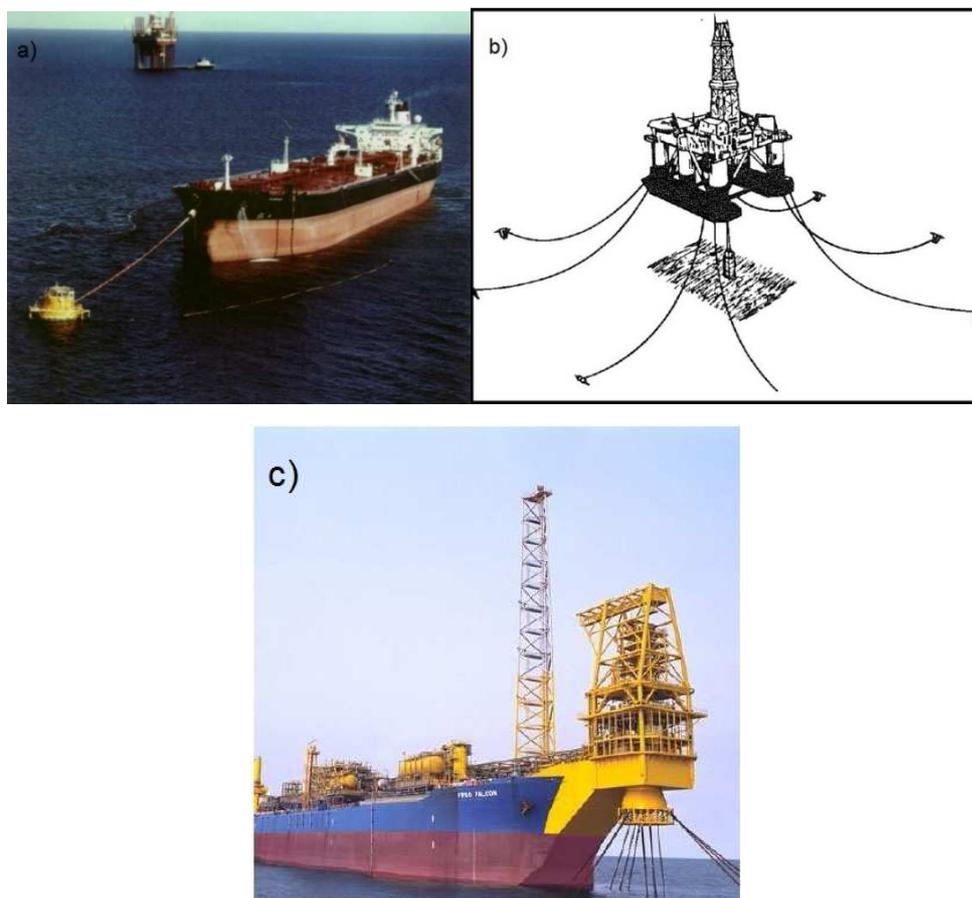
A estrutura do sistema pode ser subdividida em âncora, conectores e linha. As linhas representam grande parte do sistema e podem ser compostas de diferentes materiais: amarras, cabos de aço, cabos de poliéster, cabos de nylon, entre outros.

O sistema de amarração visa limitar principalmente o deslocamento no plano horizontal (*offset*), assegurando a posição da unidade flutuante e proporcionando segurança operacional para a unidade.

As disposições de linhas variam, podendo ser:

- a) ponto único (*single point mooring*);
- b) ancoragem distribuída (*spread mooring*);
- c) *turret*.

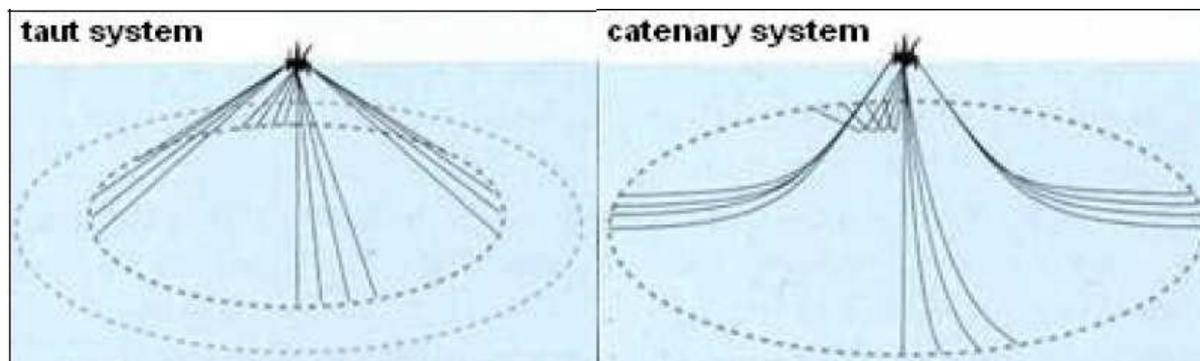
Figura 2.1. Disposição das linhas de ancoragem.



Fonte: Kawasaki (2010).

O sistema de ancoragem pode ser classificado como convencional (disposta em catenária) e *taut-leg* (linhas esticadas) observados na Figura 2.2.

Figura 2.2. Ancoragem *taut-leg* e catenária respectivamente.



Fonte: Medeiros (2009).

### 2.1.1 Ancoragem em Catenária

Segundo Medeiros (2009), ancoragem em catenária é o arranjo convencionalmente utilizado pois, apesar de permitir maiores passeios da unidade flutuante, não necessita de âncoras com alto poder de penetração e garra, visto que o trecho apoiado no subsolo gera atrito que absorve parte dos carregamentos ambientais, reduzindo a solicitação nas âncoras.

A desvantagem desse sistema é o custo com maiores trechos quando comparados com o sistema *taut-leg* e possíveis interferências com equipamentos submarinos existentes na locação, devido ao grande raio de ancoragem exigido.

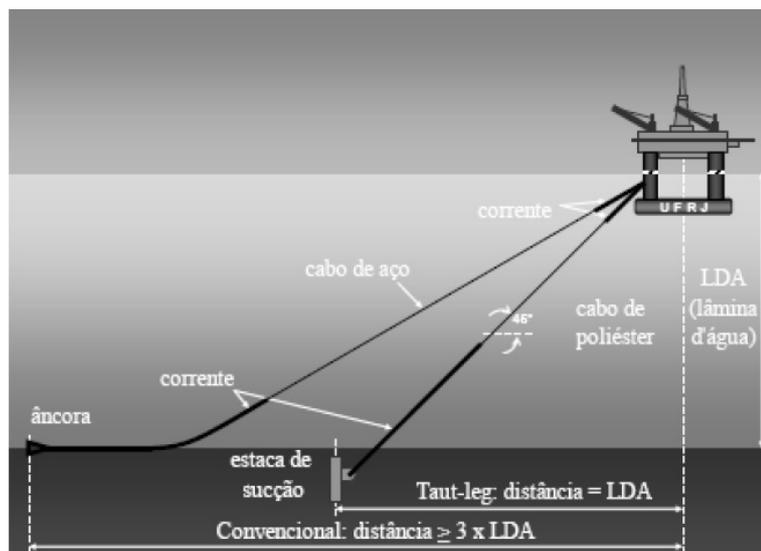
A necessidade de múltiplas linhas de ancoragem com comprimentos elevados representa um acréscimo de peso próprio na unidade flutuante, tornando o projeto mais complexo e oneroso.

### 2.1.2 Taut-leg

O modelo de ancoragem *taut-leg* não possui trechos apoiados sobre o leito marinho, resiste tanto a forças horizontais como verticais, contudo nesse arranjo, as linhas se encontram mais tracionadas que a de um sistema convencional.

Segundo Kawasaki (2010), em um sistema convencional (em catenária) o valor do raio de ancoragem possui a ordem de grandeza aproximada de duas a três vezes a profundidade da lâmina d'água, enquanto em um sistema *taut-leg* pode ser aproximadamente tomado com valor igual à lâmina d'água, como ilustrado na Figura 2.3.

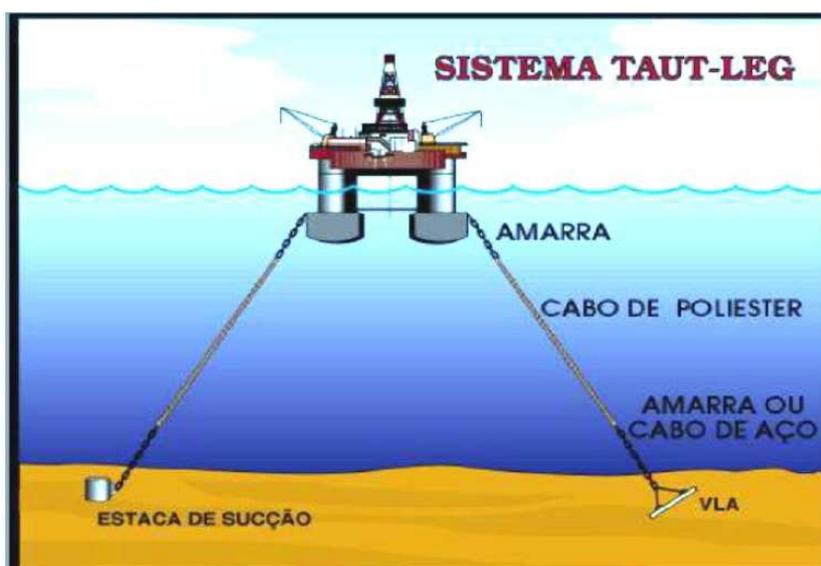
Figura 2.3. Comparação do raio de ancoragem *taut-leg* e catenária.



Fonte: Medeiros (2009).

O ângulo formado entre a linha de ancoragem e o leito marinho deve ser diferente de zero, exigindo que a fundação e a âncora sejam capazes de resistir a carregamentos com componentes verticais e horizontais. Esse fato impossibilita a utilização de âncoras convencionais, exigindo o emprego de outros tipos, tais como estacas de sucção, estacas torpedo e âncoras de cargas verticais (VLA), observados na Figura 2.4.

Figura 2.4. Sistema de ancoragem *taut-leg* com diferentes tipos de âncoras: estaca de sucção e VLA.



Fonte: Bico (2013).

## 2.2 Linhas de Amarração

As linhas de amarração podem ser feitas em fibra sintética, amarras ou cabos de aço. A principal característica exigida dos materiais para a fabricação de linhas de ancoragem é a boa flexibilidade (rigidez desprezível a flexão), o que resulta na forma de catenária quando instaladas em unidade flutuante (no caso da ancoragem convencional).

Para combinar as melhores propriedades mecânicas (boa resistência mecânica, boa resistência à fadiga e baixa massa específica) de cada material, usualmente as linhas de ancoragem são fabricadas com trechos de diferentes materiais. A Tabela 2 compara 3 tipos de linha para o mesmo MBL (Tensão Mínima de Ruptura).

Tabela 2. Propriedades de diferentes tipos de linha para mesmo MBL.

Material	Diâmetro [mm]	w [kN/m]	MBL [kN]
Amarra	84	1,3832	7997
Poliéster	170	0,0539	7850
Cabo de Aço	92	0,3889	7856

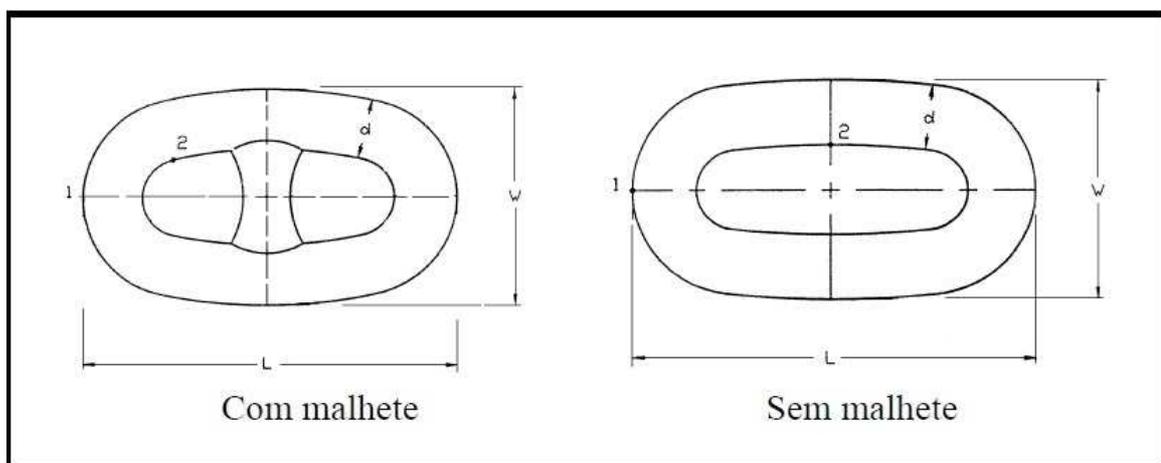
Fontes: Bico, (2013). Sanmar Chain International, 2015)

Destaca-se o peso linear da linha de poliéster, o que se mostra eficiente para ancoragens em águas profundas e ultra profundas.

### 2.2.1 Amarras

As amarras são formadas pela ligação consecutiva de elos podendo ser fabricados a partir de barras de aço laminadas de seção circular ou forjamento. Os elos usuais são classificados como elos sem malhete e com malhete (haste interna). Na Figura 2.5 são apresentados dois tipos de elos de amarras. Além destes, as amarras também podem contar com a presença de elementos acessórios, utilizados nas ligações e pontos de descontinuidade da linha.

Figura 2.5. Amarra com e sem malhete.



Fonte: Lacerda (2005).

Figura 2.6. Amarra sem malhete.



Fonte: Kawasaki (2010).

Em relação aos outros tipos de materiais empregados nas linhas, as amarras são as que apresentam a maior relação peso/resistência, ou seja, para uma dada tração de ruptura (MBL) o peso linear da amarra correspondente é bem superior ao do cabo de aço ou sintético equivalente, como apresentado na Tabela 2.

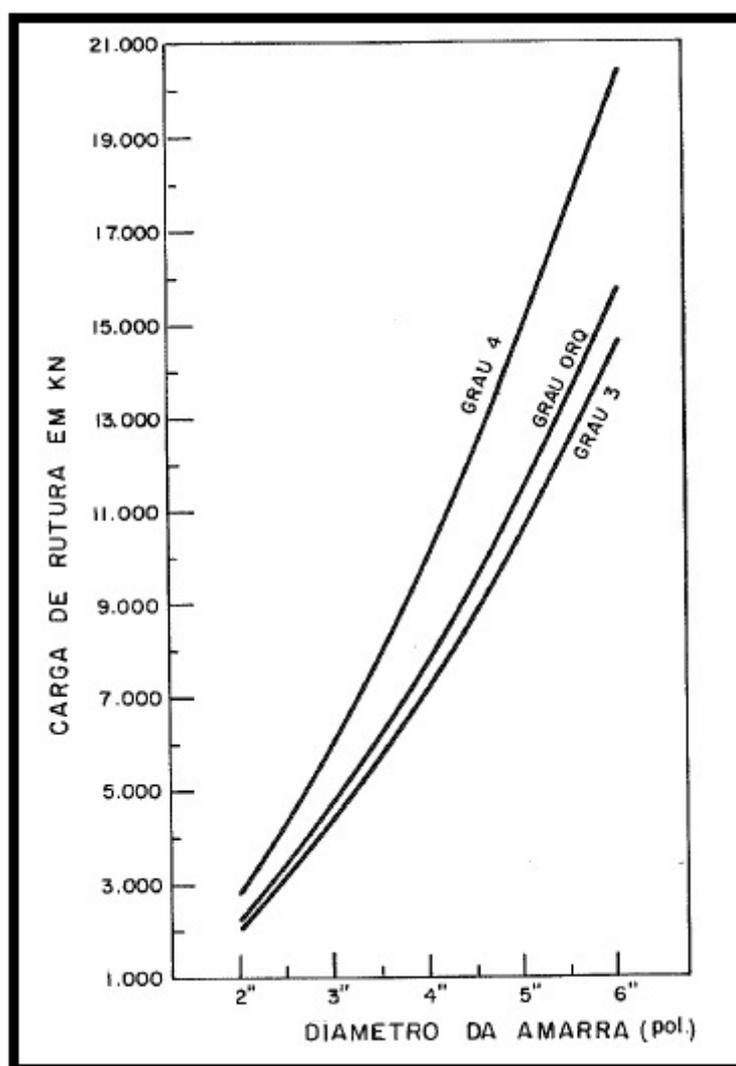
Quanto à resistência, as amarras destinadas a compor um sistema de ancoragem *offshore* são geralmente separadas em 6 categorias ou graus, que variam em escala

crescente de resistência de acordo com a tração de ruptura das mesmas (Graus 2, 3, ORQ – Oil Rig Quality, ORQ +10%, ORQ +20%, 4). As diferentes resistências se devem ao grau de tratamento ao qual o aço é submetido na etapa de fabricação.

Na Figura 2.7 é feito um comparativo entre as cargas de ruptura das amarras com relação ao grau do material de fabricação.

Quanto à geometria, as amarras são classificadas de acordo com o diâmetro nominal da barra de aço utilizada para fabricar o elo.

Figura 2.7. Grau de resistência a tração para diferentes tipos de amarras.



Fonte: Andrade et al. (1995).

As amarras empregadas em unidades flutuantes devem ser fabricadas em seu comprimento nominal de projeto, evitando assim o uso de acessórios de ligação, os quais normalmente constituem um ponto fraco das linhas, principalmente no quesito fadiga.

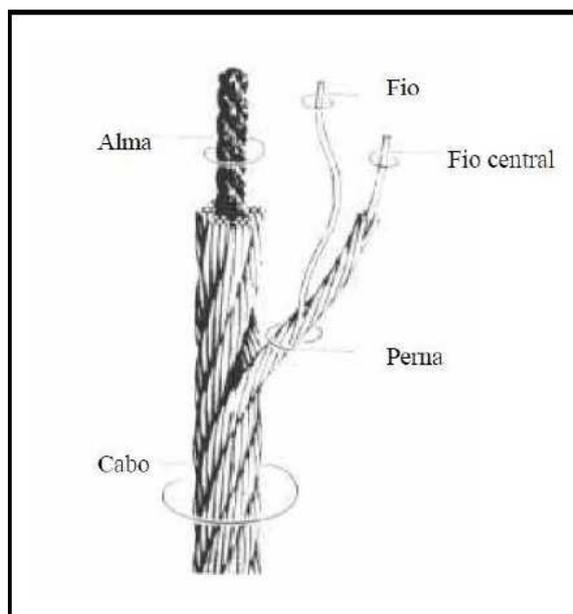
A aplicação de amarras para unidades operantes em águas profundas e ultra profundas dá-se pela boa resistência a abrasão, sendo geralmente linhas compostas, onde as amarras compõem os trechos iniciais e finais da linha.

Propriedades de amarras encontrada no mercado são apresentadas no Anexo 1.

### 2.2.2 Cabos de Aço

Os cabos de aço são constituídos de fios de aço entrelaçados formando pernas. Tais pernas são enroladas em torno de um elemento central, denominado núcleo ou alma, podendo ser de aço ou sintéticos; a Figura 2.8 ilustra essa configuração.

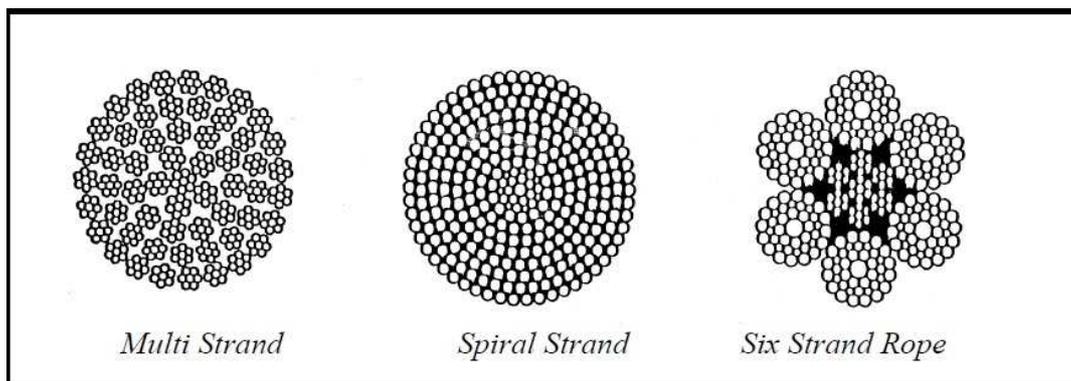
Figura 2.8. Configuração de um cabo de aço.



Fonte: Kawasaki (2010).

A classificação dos cabos de aço pode ser feita pela forma em que os cabos são entrelaçados (exceto o *spiral strand*), dessa forma são classificados por dois números, exemplo 6x9. O primeiro número indica a quantidade de pernas torcidas e o segundo indica a quantidade de fios em cada perna. A Figura 2.9 ilustra três tipos de cabos de aço.

Figura 2.9. Cabos de aço.



Fonte: Kawasaki (2010).

Segundo Kawasaki (2010), a disposição dos fios e pernas influencia diretamente nas propriedades mecânicas dos cabos, principalmente no que diz respeito às resistências à tração, fadiga e corrosão.

Além da classificação anterior, os cabos podem ser classificados de acordo com a resistência à tração, sendo:

- a) *Traction Steel* – 1200 a 1400 MPa
- b) *Mild Plow Steel* – 1400 a 1600 MPa
- c) *Plow Steel* – 1600 a 1800 MPa
- d) *Improved Plow Steel* – 1800 a 2000 MPa
- e) *Extra Improved Plow Steel* – 2000 a 2400 MPa
- f) *Extra Extra Improved Plow Steel* – 2400 a 2600 MPa

A Tabela 3 ilustra um exemplo de cabo encontrado no mercado com suas propriedades.

Tabela 3. Propriedades físicas de um cabo de aço

Material	Diâmetro (m)	MBL (kN)	EA (kN)	w (kN/m)
Aço (6x37)	0,103	7,063	427,27	0,432

Fonte: Lacerda (2006).

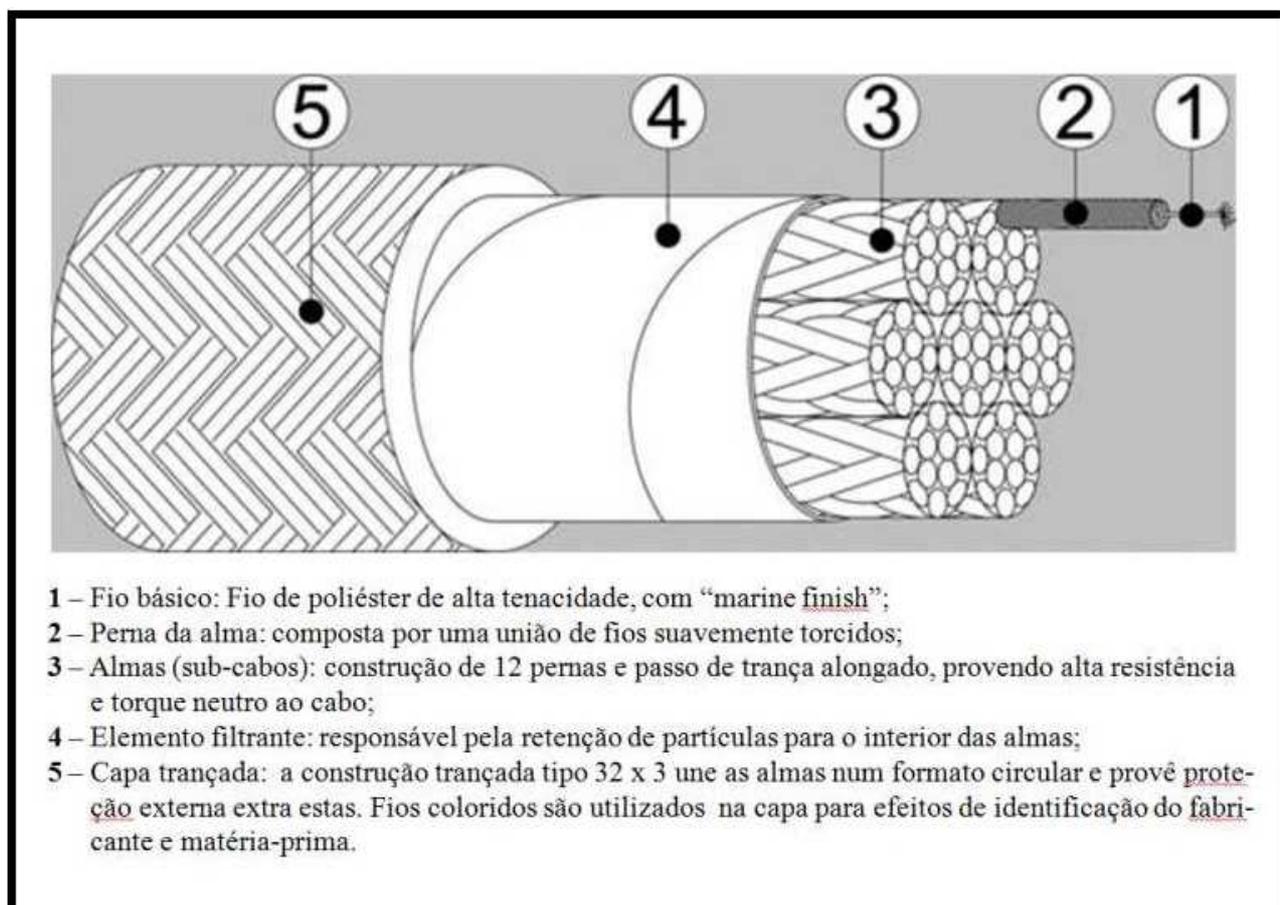
O problema associado a utilização desse tipo de material é a corrosão. Segundo Bico (2013) a vida útil de um cabo de ancoragem é inferior ao de uma amarra e para diminuir o fator de corrosão deve-se utilizar cabos galvanizados.

### 2.2.3 Fibra Sintética

Os cabos sintéticos são materiais formados pela associação de fios trançados, formando cordas agrupadas que dão origem aos núcleos, que são dispostos em configurações específicas, formando o cabo propriamente dito.

Para assegurar a integridade estrutural, geralmente é posta uma camada de revestimento protetor externo, cuja função é promover a resistência a abrasão, conforme pode ser visto na Figura 2.10.

Figura 2.10. Arranjo de cabo sintético.



Fonte: Kawasaki (2010).

Dentre os materiais sintéticos existentes para sistemas de ancoragem segundo Kawasaki (2010) destacam-se o poliéster (*polyethylene terephthalate*), a aramida (*aromatic polyamide*), o HMPE (*high modulus polyethylene*) e a poliamida (comercialmente conhecido como *nylon*).

Segundo Lacerda (2005), os cabos sintéticos compostos por aramida apresentam flexibilidade axial similar ao cabo de aço e para um mesmo diâmetro, o cabo de aramida é mais resistente que o cabo de poliéster. Sua densidade baixa faz com que seja quase auto flutuante. Já o cabo de poliéster apresenta flexibilidade axial bem maior que a dos cabos de aço ou amarras e um peso submerso por unidade de comprimento bem menor para a mesma carga de ruptura nominal.

As propriedades físicas do cabo de poliéster são ilustradas seguindo a Tabela 4.

Tabela 4. Propriedades físicas do cabo de poliéster.

Material	Diâmetro (m)	MBL (kN)	EA*(kN)	W(kN/m)	
				seco	molhado
Poliéster	0,210	12,263	187,129	0,2845	0,0726

Fonte: Lacerda (2005).

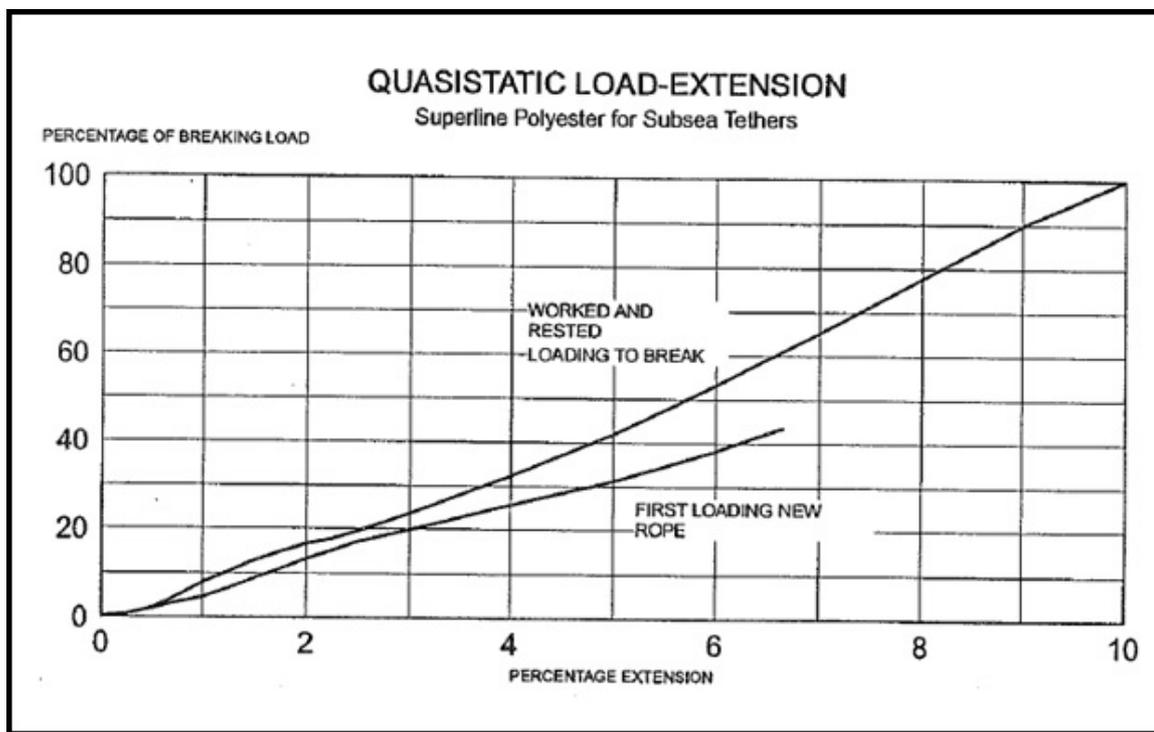
Segundo Andrade et al. (1995) duas características dos cabos de poliéster são:

- Fluência do material;
- Variação significativa do módulo de elasticidade com a variação da frequência e amplitude de oscilação.

O efeito da fluência do material é apresentado na Figura 2.11. Para uma dada elongação (deformação/comprimento), um cabo novo apresentará uma tensão menor do que a apresentada por um cabo que já sofreu a fluência.

Quanto à variação apresentada pelo módulo de elasticidade, valores típicos para oscilações de baixas frequências e dinâmicas (altas frequências) são respectivamente 7.5 Mpa e 16Mpa.

Figura 2.11. Gráfico de fluência dos cabos de poliéster.



Fonte: Andrade et al. (1995)

Segundo Lacerda (2005), a Petrobrás foi pioneira na utilização de cabos de poliéster em águas profundas e ultra-profundas, onde a ancoragem por outros materiais se torna inviável devido ao peso submerso.

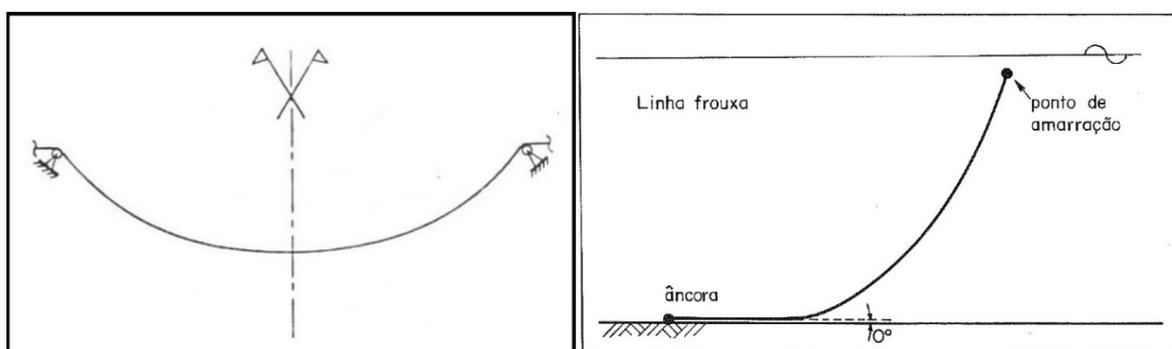
Nos arranjos de ancoragem em que se usa poliéster, a linha possui trechos inicial e final de aproximadamente 100 metros de amarras; isso é usado para impedir que o cabo encoste no leito marinho e seja atacado por micro-organismos e que no trecho superior não sofra com efeitos da radiação solar. Esse arranjo foi utilizado, por exemplo, nas unidades instaladas na Bacia de Campos.

Segundo Kawasaki (2010) por apresentarem custo reduzido, baixa relação massa/resistência e boa resistência à fluência e fadiga, os cabos de poliéster têm sido considerados uma boa alternativa para compor as linhas de ancoragem. Ressalta-se, que os cabos de poliéster são os únicos de origem sintética até hoje instalados em sistemas de ancoragem permanentes e que o desenvolvimento desta tecnologia teve como país pioneiro o Brasil, por intermédio de estudos realizados pela Petrobras.

### 2.3 Estudo da Catenária

A catenária é uma configuração geométrica formada pela distribuição de carga uniforme (como o peso próprio) em todo o comprimento de uma linha com apoio nas duas extremidades (Figura 2.12, à esquerda). Esse comportamento é observado na ancoragem convencional (Figura 2.12, à direita).

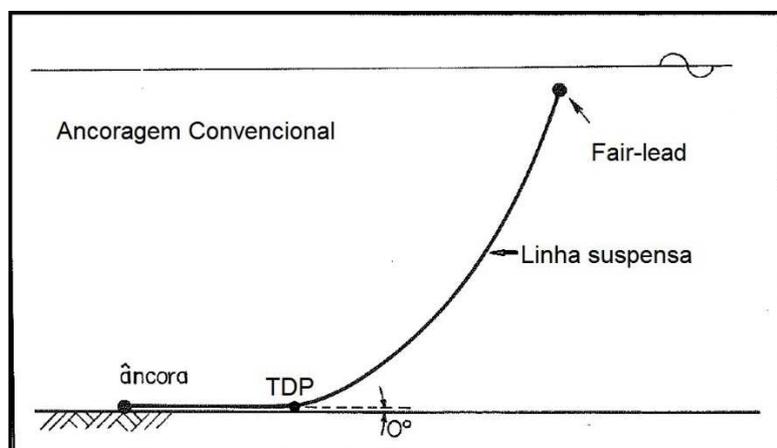
Figura 2.12. Representação do formato catenária a esquerda e linha ancorada a direita.



Fonte: Modificado de Lacerda (2005). Fonte: Modificado de Andrade et al. (1995).

A linha convencional utilizada em unidades *offshore* possui sua própria nomenclatura quanto aos pontos de apoio. O ponto onde a linha deixa de tocar o leito marinho é chamado de TDP ou ponto de toque, a extremidade conectada a unidade flutuante é nomeado *fair-lead* ou ponto de amarração e ambos são ilustrados na Figura 2.13.

Figura 2.13. Nomenclatura de uma linha em catenária.



Fonte: Modificado de Andrade et al. (1995)

Algumas características alteram o formato da catenária (densidade linear, força aplicada no *fair-lead* e profundidade), fazendo com que o comprimento suspenso seja maior ou menor, o TDP também não é um ponto fixo podendo variar conforme o posicionamento da unidade flutuante, à medida que a unidade vai se deslocando.

### 2.3.1 Análise de Operação

Como explicado anteriormente, o máximo *offset* da plataforma é um dos requisitos do projeto do sistema de ancoragem e determinam o número de linhas, o arranjo e o dimensionamento de cada uma das linhas.

Devido a forças ambientais, a plataforma sofre um deslocamento e em resposta as linhas, se adapta para compensar a ação das forças ambientais. No caso de uma plataforma ancorada apenas com duas linhas, uma das linhas fica mais frouxa e outra mais retesada. Nesse posicionamento dizemos que uma linha está em *near* e outra *far*, ilustrados na Figura 2.14, a linha esquerda se encontra em *far*, a linha direita se encontra em *near*.

Figura 2.14. Linha em posição *far* e *near*.



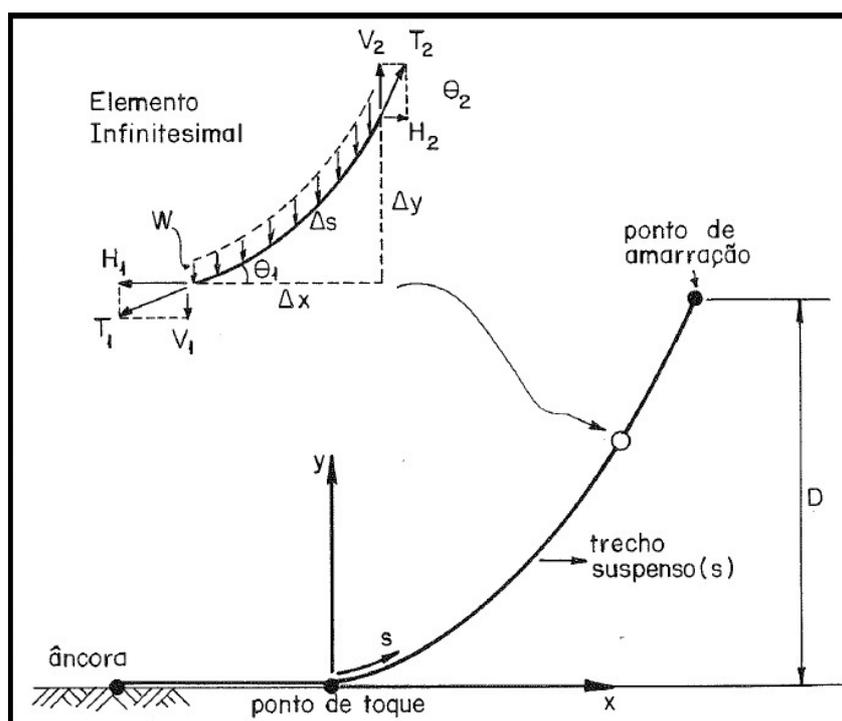
Fonte: Elaborada pelo autor.

### 2.3.2 Equacionamento Característico

O equacionamento a seguir é válido apenas para catenária inextensível com algumas considerações tomadas: leito marinho plano e rigidez elástica axial da linha infinita. O efeito de elasticidade introduz algumas correções no equacionamento, mas não invalida as conclusões gerais sobre o comportamento estático. Segundo Lacerda (2005) uma análise que desconsidera o efeito de extensibilidade é válida para etapa de pré-dimensionamento da linha.

Acompanhando a Figura 2.15, que representa uma linha inextensível de comprimento  $S$  e uma lâmina d'água  $D$ , é possível estudar um pedaço infinitesimal de comprimento  $\Delta s$  para definir o equilíbrio estático. O ponto de origem das coordenadas é o TDP.

Figura 2.15. Análise de elemento infinitesimal da catenária.



Fonte: Andrade et al. (1995).

- Forças Horizontais

A catenária estática deve assumir o somatório das forças horizontais igual a zero, portanto:

$$\sum F_H = 0 = H_2 - H_1 \quad (2)$$

Onde as forças podem ser escritas como:

$$H_1 = T_1 \cdot \cos(\theta_1) \quad (3)$$

$$H_2 = T_2 \cdot \cos(\theta_2) \quad (4)$$

- Forças Verticais

Da mesma forma os somatórios das forças verticais devem igualar a zero:

$$\sum F_V = 0 = V_2 - V_1 - (w \cdot \Delta s) \quad (5)$$

onde, analogamente:

$$V_1 = T_1 \cdot \text{sen}(\theta_1) \quad (6)$$

$$V_2 = T_2 \cdot \text{sen}(\theta_2) \quad (7)$$

Resultando em:

$$H \cdot \Delta[\tan(\theta)] = w \cdot \Delta s \quad (8)$$

onde:

$w$  é o peso linear submerso da linha;

$\Delta s$  é o comprimento do elemento infinitesimal.

- Formulação da linha

Para um elemento infinitesimal podemos assumir um triângulo de lados  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  e hipotenusa  $\Delta s$ :

$$\Delta s^2 = \Delta x^2 + \Delta y^2 \quad (9)$$

ou

$$\Delta s = \Delta x \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{\Delta y}{\Delta x}\right)^2} \quad (10)$$

Sabendo que da relação trigonométrica:

$$\text{tg}(\theta) = \frac{\Delta y}{\Delta x} \quad (11)$$

Aplicando a Equação 10 e 11 na equação 8:

$$H \cdot \Delta \left(\frac{\Delta y}{\Delta x}\right) = w \cdot \Delta x \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{\Delta y}{\Delta x}\right)^2} \quad (12)$$

No limite quando  $\Delta s \rightarrow 0$  obtêm-se:

$$H \cdot \left(\frac{d^2y}{dx^2}\right) = w \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \quad (13)$$

Essa é a equação diferencial da catenária. Quando integrada fornece as equações de equilíbrio estático. Utilizando de alguns artifícios matemáticos tem-se:

$$\eta = \frac{dy}{dx} \quad (14)$$

Aplicando a equação 14 em 13, vale lembrar que  $\frac{d^2y}{dx^2}$  pode ser escrito como  $\left(\frac{d}{dx} \cdot \frac{dy}{dx}\right)$ :

$$\frac{H}{w} \cdot \frac{d\eta}{dx} = \sqrt{1 + \eta^2} \quad (15)$$

$$\int dx = \frac{H}{w} \cdot \int \frac{d\eta}{\sqrt{1 + \eta^2}} \quad (16)$$

Lembrando que a integral do segundo termo resulta em uma função de seno hiperbólico inverso:

$$\int \frac{d\eta}{\sqrt{1 + \eta^2}} = \text{senh}^{-1}(\eta) + c_1 \quad (17)$$

Chega-se em:

$$x = \frac{H}{w} \cdot \text{senh}^{-1}(\eta) + c_1 \quad (18)$$

Pondo  $\eta$  em evidência:

$$\eta = \text{senh} \left[ \frac{w}{H} \cdot (x - c_1) \right] \quad (19)$$

Assumindo que no caso de catenária o TDP inicia com ângulo zero:  $\eta = \frac{dy}{dx} = 0$ , para  $x = 0$ ,

$$\text{senh} \left[ \frac{w}{H} \cdot (-c_1) \right] = 0 \quad (20)$$

Para a igualdade ser verdadeira o termo entre colchetes deve ser zero, como assume-se que “H” e “w” são diferentes de zero para uma linha real:

$$\left[ \frac{w}{H} \cdot (-c_1) \right] = 0 \therefore c_1 = 0 \quad (21)$$

Retomando a equação 19 com o resultado obtido pela equação 21:

$$\eta = \frac{dy}{dx} = \sinh\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) \quad (22)$$

$$\int dy = \int \sinh\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) \cdot dx \quad (23)$$

$$y = \frac{H}{w} \cdot \cosh\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) + c_2 \quad (24)$$

Para aplicar a condição de contorno analisa-se a linha na origem (TDP),  $y = 0$  e  $\cosh\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) = 1$ , para  $x = 0$ , conclui-se que:

$$c_2 = -\frac{H}{w} \quad (25)$$

Chega-se na formulação da catenária inelástica:

$$y = \frac{H}{w} \cdot \left[ \cosh\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) - 1 \right] \quad (26)$$

ou, isolando “x” para que a fórmula fique em função da profundidade “y”:

$$x = \frac{H}{w} \cdot \left[ \cosh^{-1}\left(\frac{w \cdot y}{H} + 1\right) \right] \quad (27)$$

- Equacionamento para o comprimento da linha

Assumindo a equação 10 de forma diferencial:

$$\int ds = \int \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \cdot dx \quad (28)$$

Da equação 22 aplicada em 28 tem-se:

$$\int ds = \int \sqrt{1 + \sinh^2\left(\frac{w \cdot x}{H}\right)} \cdot dx \quad (29)$$

Da trigonometria tem-se:

$$1 + \operatorname{senh}^2\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) = \operatorname{cosh}^2\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) \quad (30)$$

e,

$$S = \int \operatorname{cosh}\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) \cdot dx = \frac{H}{w} \cdot \operatorname{senh}\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) + c_3 \quad (31)$$

$S = 0$  para  $x = 0$ , portanto  $c_3 = 0$

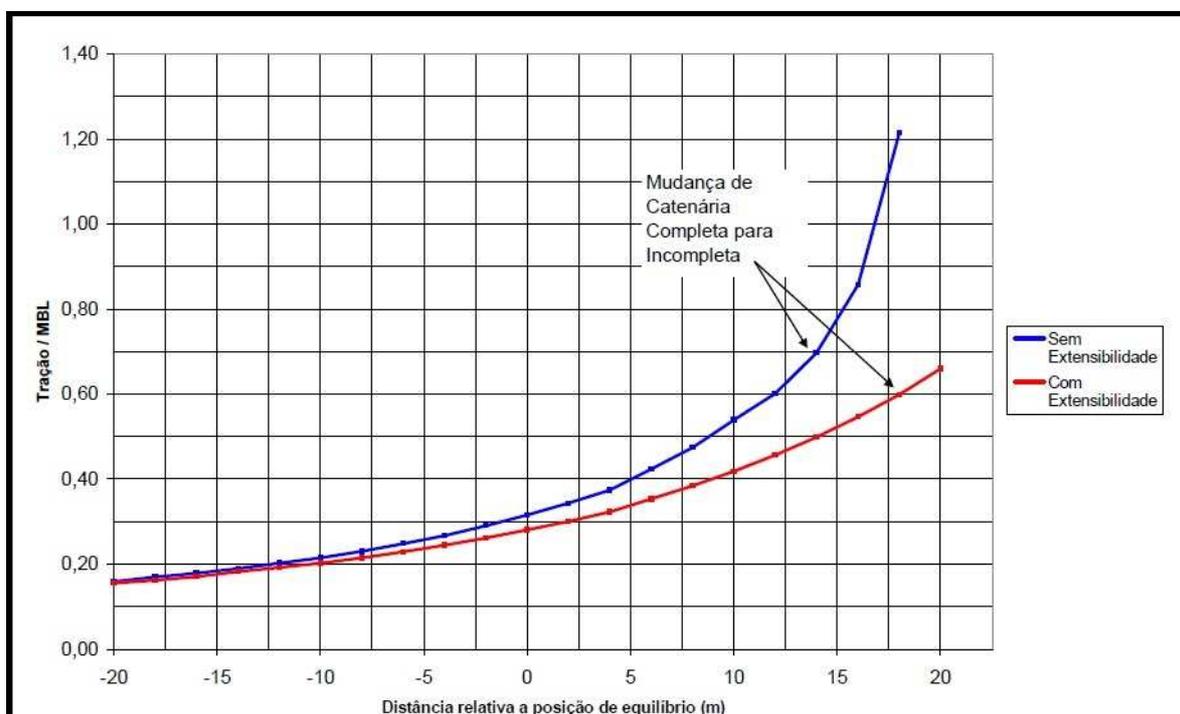
$$S = \frac{H}{w} \cdot \operatorname{senh}\left(\frac{w \cdot x}{H}\right) \quad (32)$$

A equação 32 representa o comprimento da linha em função da posição “x”, assumindo os valores constantes de “w” e “H”.

### 2.3.3 Influência da elasticidade na modelagem

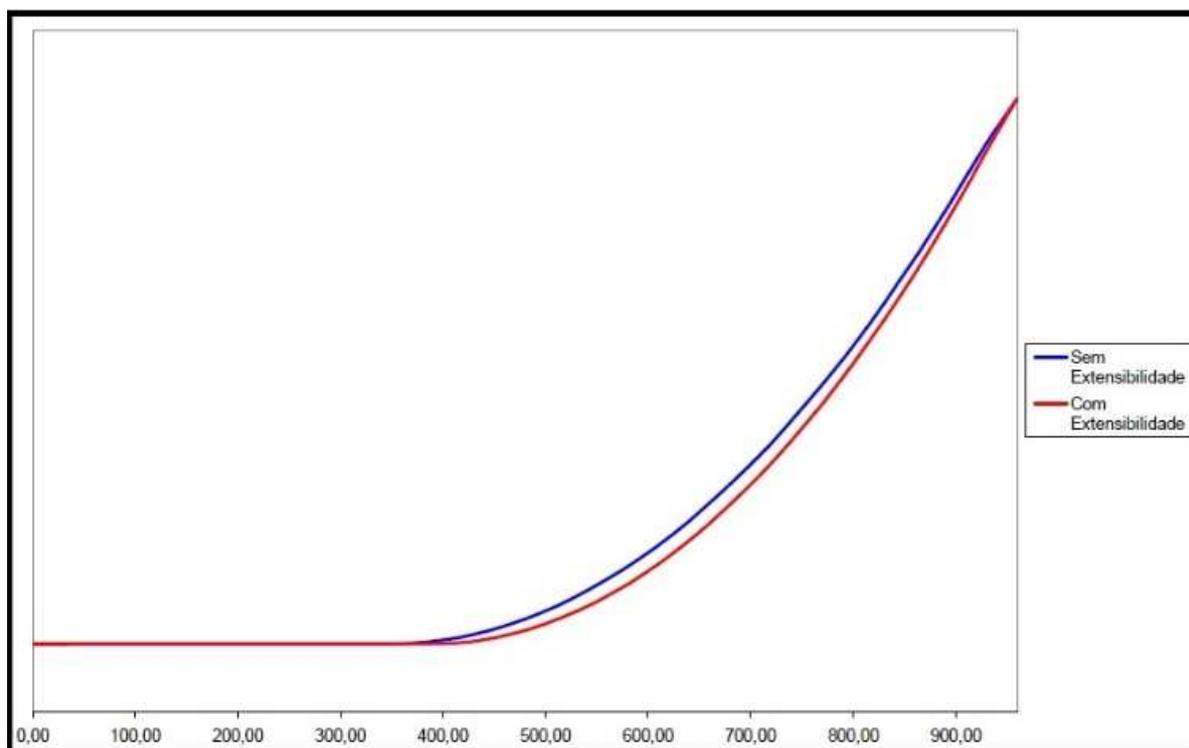
Como dito anteriormente, análises que utilizam linhas inextensíveis podem ser utilizadas para etapas de pré-dimensionamento. Segundo Lacerda (2005), em sua monografia sobre ancoragem de plataformas flutuantes, comparou linhas considerando a extensibilidade e não-extensibilidade de um sistema com duas linhas, cujos resultados são expostos na Figura 2.16 e 2.17.

Figura 2.16. Gráfico de rigidez de um sistema com duas linhas em catenária com e sem extensibilidade.



Fonte: Lacerda (2005).

Figura 2.17. Comparação de uma linha com e sem extensibilidade.

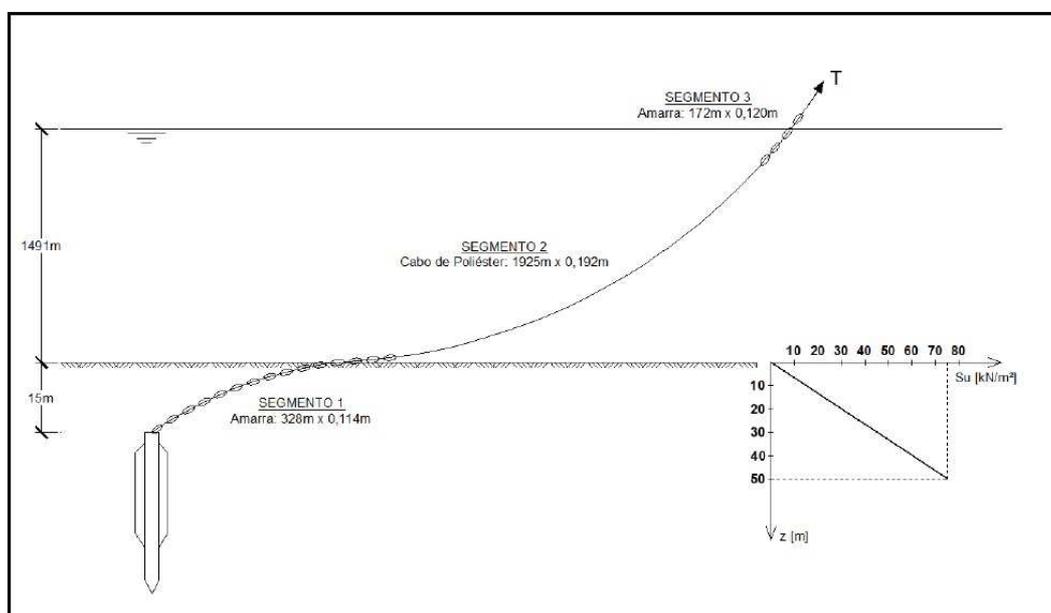


Fonte: Lacerda (2005).

O estudo realizado por Lacerda (2005) utilizou ancoragem convencional com amarras, enquanto ocorre o rompimento da linha inextensível (linha azul da Figura 2.16) a extensível (linha vermelha) atinge apenas 60% do valor admissível, concluindo que o caso inextensível se mostra mais conservador.

Kawasaki (2010) empregou os programas MATHCAD, ÂNCORA (LACEO) e DIGIN (DNV) para comparar o seguinte esquema de ancoragem por linha composta inelástica, verificado na Figura 2.18.

Figura 2.18. Ancoragem com linhas compostas.



Fonte: Kawasaki (2010).

Seu objetivo foi estudar o comportamento da linha de ancoragem considerando os efeitos de interação com o solo, verificando a magnitude e direção solicitadas da fundação.

O segundo segmento é composto por poliéster, sendo também o maior. A ancoragem utilizada é a *taut-leg*, na qual a âncora auxilia com poder de garra, resistindo a forças verticais e horizontais, também o ângulo de saída (ângulo que a linha faz com o leito marinho) é diferente de zero.

Os testes foram simulados nos programas para três forças horizontais diferentes, os resultados são representados na Tabela 5.

Tabela 5. Resultados de catenária retesada com linha composta.

CASO	TRAÇÃO E INCLINAÇÃO NO FAIRLEAD					
	MATHCAD		ÂNCORA (LACEO)		DIGIN (DNV)	
	TRAÇÃO (kN)	ÂNGULO (°)	TRAÇÃO (kN)	ÂNGULO (°)	TRAÇÃO (kN)	ÂNGULO (°)
1	6663,59	41,48	6658,91	41,48	6656,12	40,82
2	7663,25	41,07	7661,25	41,08	7656,96	40,31
3	8667,05	40,75	8664,44	40,76	8657,33	39,90

Fonte: Kawasaki (2010).

O autor conclui que os dados são próximos o bastante para validar as formulações e reforça a aplicação do estudo para o pré-projeto.

### 3 MODELAGEM

Nesse capítulo é apresentada a modelagem matemática da ferramenta desenvolvida.

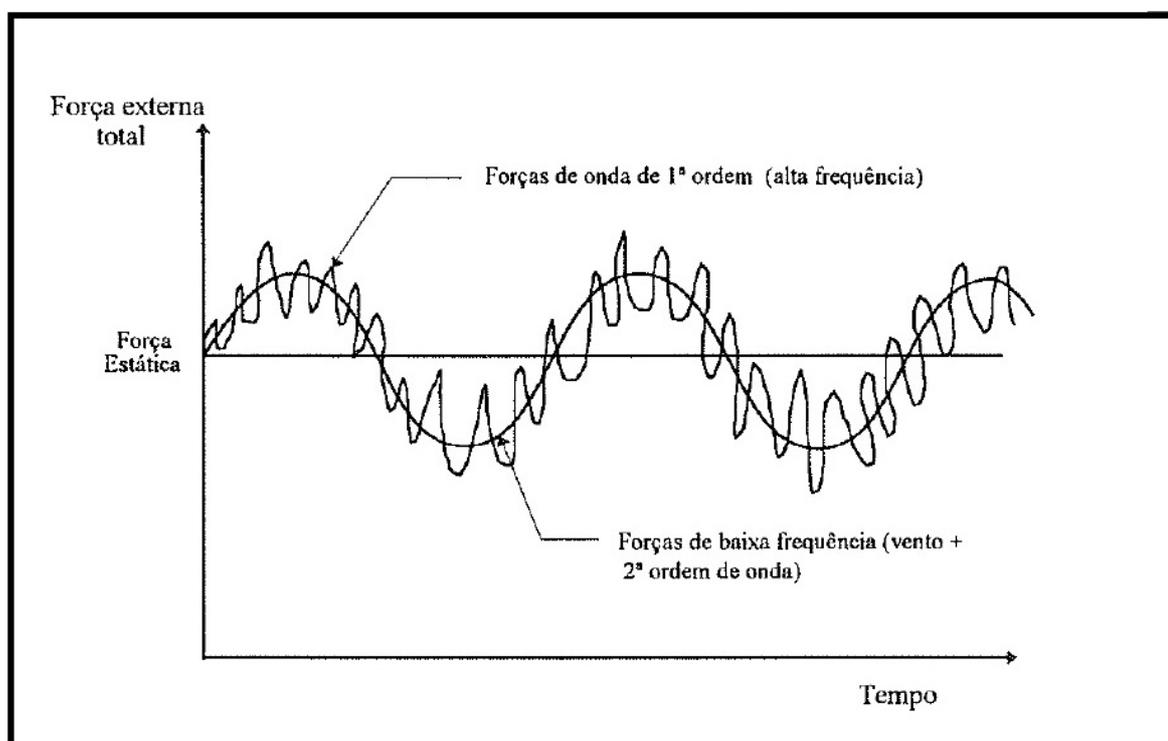
#### 3.1 Forças ambientais

Ao projetar as linhas de ancoragem as condições ambientais devem ser levadas em consideração, pois essas influenciam as cargas que expõem os subsistemas da unidade flutuante. Alguns exemplos citados pela própria DNV (2010):

- Ondas;
- Ventos;
- Correnteza;
- Incrustações;
- Marés e tormentas;
- Terremotos;
- Temperatura;
- Gelo e neve.

As unidades flutuantes operam em meio cada vez mais profundos e longe da costa, por consequência mais hostis no que diz respeito condições ambientais. As forças que atuam sobre as unidades flutuantes são de caráter hidrodinâmico, originadas por onda, correnteza e vento. De acordo com Andrade et al. (1995) essas forças podem ser decompostas em parcelas *steady* - parcela constante com o tempo - as quais acarretam um deslocamento estático médio da unidade em relação a sua posição de equilíbrio inicial, a outra parcela é de natureza dinâmica e oscilatória, originada por ondas e ventos e deve ser adicionado ao deslocamento médio. Esse conceito é ilustrado na Figura 3.1.

Figura 3.1. Resultante das forças externas atuantes na unidade.



Fonte: Andrade et al. (1995).

A determinação dessas forças pode ser feita por análise computacional (programas CFD, por exemplo), testes em túnel de vento e tanque de prova com modelo reduzido ou estimativas a partir das formulações básicas (Equação 32).

A força gerada pelo vento provém do arrasto aerodinâmico que atua na parte emersa da plataforma. Já a de correnteza provém da interação do escoamento com a estrutura submersa da unidade - no caso de uma semissubmersível: *pontoons* e colunas -, os subsistemas também devem ser considerados no cálculo, como umbilicais e *risers*, para análise mais detalhada.

As forças de primeira e segunda ordem são explicadas mais à frente no subcapítulo ondas.

A parcela estática possui essencialmente a mesma formulação, apresentada na Equação 32.

$$F(\theta) = \frac{1}{2} \rho c(\theta) A(\theta) v^2(\theta) \quad (32)$$

onde:

$F(\theta)$  é a força estática na direção  $\theta$ ;

$\rho$  é a massa específica do fluido;

$c(\theta)$  é o coeficiente de arraste na direção  $\theta$ ;

$A(\theta)$  é a área exposta na direção  $\theta$ ;

$v(\theta)$  é a velocidade incidente na direção  $\theta$ .

### 3.1.1 Vento

Ao analisar a parte emersa da unidade flutuante é observado um arrasto aerodinâmico causado pelo vento, onde a força gerada é proporcional ao quadrado da velocidade do vento e dependente da geometria e coeficientes de arrasto dos elementos que compõe o casco. De acordo com Bico (2013), são recomendados alguns valores para o coeficiente de arrasto devida à ação do vento nas estruturas *offshore* observadas na Tabela 6.

Tabela 6. Coeficientes de arrasto para cada elemento.

Elemento	$C_D$
Vigas	1,5
Lateral de Embarcações	1,5
Secções cilíndricas	0,5
Área geral projetada da plataforma	1,0

Fonte: Bico (2013).

Os carregamentos gerados pelos ventos são tratados como uma componente constante com adição de um carregamento oscilatório (dinâmico) como discutido

anteriormente. A componente dinâmica advém de rajada de vento, responsáveis pelo movimento de baixa frequência da unidade flutuante.

Nessa monografia considera-se apenas a componente estática para os cálculos de carregamento.

De acordo com a DNV (2010) tratando a componente estática, a velocidade do escoamento tratada na Equação 32 deve ser a mais intensa em 100 anos, medida em um intervalo de 1 hora, a 10 metros da superfície do mar. Alguns valores de referência são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Velocidade de vento em seus respectivos lugares.

<b>Local</b>	<b>Velocidade</b>
<b>Brasil (Bacia de Campos)</b>	<b>35,0 m/s</b>
Sul da China (tufão)	56,3 m/s
Oeste da África - Nigéria	16,0 m/s

Fonte: DNV (2010).

Segundo a API, pode-se minimizar o risco de subavaliação dos efeitos do vento, diminuindo-se o período de avaliação para 10 ou 1 minuto. A diminuição desse intervalo resulta em valores de 5 a 20% maiores.

### 3.1.2 Correnteza

A correnteza atua sobre a parte imersa da unidade flutuante e, de maneira análoga àquela observada pela ação dos ventos, resulta em forças de arrasto hidrodinâmico que variam com o quadrado da velocidade, área exposta e coeficiente de arrasto.

Segundo Andrade et al. (1995), a correnteza é um agente que não sofre mudanças bruscas de intensidade e direção durante o tempo de atuação. Desta forma, analisa-se apenas carregamentos estáticos.

A velocidade da correnteza considerada é aquela medida na superfície e com período de retorno de 10 anos.

Alguns valores típicos fornecidos pela DNV (2010) são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Velocidades de vento fornecidos pela DNV (2010).

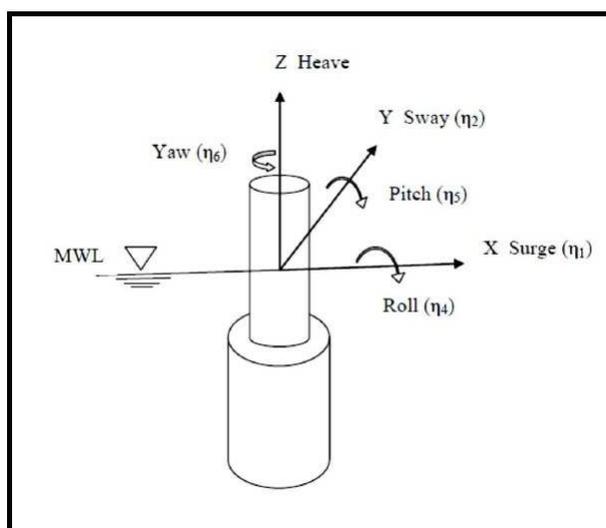
Local	Velocidade
<b>Brasil (Bacia de Campos)</b>	<b>1,60 m/s</b>
Sul da China (tufão)	2,05 m/s
Oeste da África - Nigéria	1,10m/s

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.1.3 Ondas

A ação das forças originadas por ondas é de natureza oscilatória, podendo ser classificadas em dois tipos: forças de 1ª ordem e de 2ª ordem. As forças de primeira ordem são consideradas movimentos com frequência semelhante à das ondas incidentes e acarretam nos movimentos de *surge*, *sway*, *heave*, *pitch*, *roll* e *yaw* ilustrados na Figura 3.2.

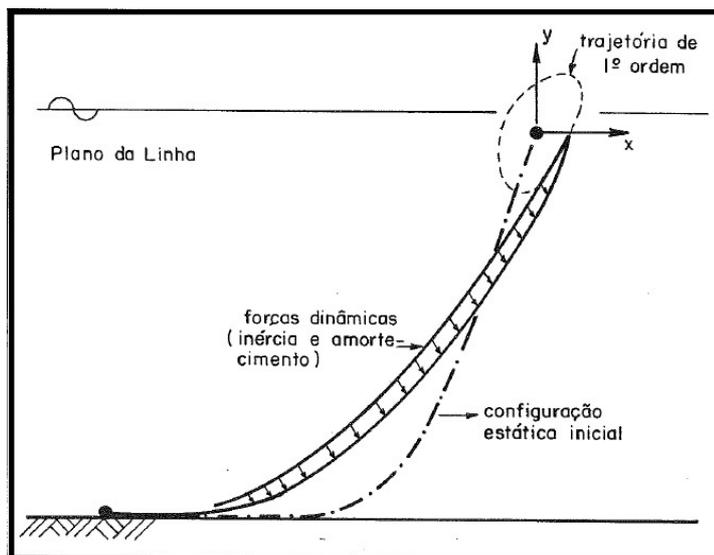
Figura 3.2. Movimentos de primeira ordem de onda em um flutuador.



Fonte: Sachithanathamoorthy (2012).

O movimento observado pela linha de ancoragem pode ser descrito pela Figura 3.3.

Figura 3.3. Movimento de primeira ordem em linha de ancoragem.



Fonte: Andrade et al. (1995)

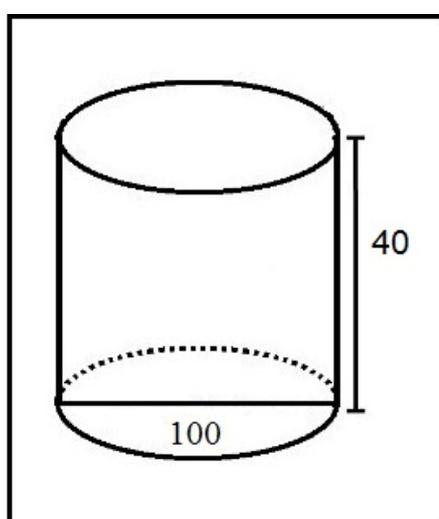
As forças de segunda ordem são conhecidas também como forças de deriva e são proporcionais ao quadrado da altura das ondas. Essas forças também podem ser separadas em uma parcela estática e uma parcela oscilatória.

Seguindo o princípio da equação de Morrison, se o diâmetro característico da estrutura for relativamente pequeno em relação ao comprimento da onda, então haverá uma pequena alteração na onda incidente quando esta passar pela estrutura e os fenômenos de difração e reflexão são desprezíveis, tornando a estrutura "hidrodinamicamente transparente".

#### 4 ESTUDO DE CASO

Para realizar o estudo de caso foi necessário criar um modelo de plataforma que fosse possível calcular as forças externas. Afim de simplificar os cálculos, assumiu-se uma plataforma cilíndrica de dimensões H (altura) e B (diâmetro), ilustrada na Figura 4.1.

Figura 4.1. Plataforma cilíndrica utilizada para o estudo de caso.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando que a força externa é aplicada em apenas uma direção e utilizando os dados de corrente e vento da bacia de Campos, pode-se fazer um sumário das forças obedecendo a Equação 32, encontrados na Tabela 9. Vale ressaltar que a área submetida as forças de vento e correnteza são diferentes.

Tabela 9. Parcela de força estática resultante no modelo.

	$\theta$	$c(\theta)$	$\rho(\theta)$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$A(\theta)$ [m <sup>2</sup> ]	$v(\theta)$ [m/s]	$F(\theta)$ [N]
Vento	0	0,7	1,225	2600	24,83	687 275,6
Correnteza	0	0,7	1040	1400	1,6	1 304 576,0
Resultante						<b>1 991 851,6</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

O período de retorno dessa força é de 100 anos, pois as velocidades de corrente e vento são as maiores medidas nesse período para o mesmo ângulo de incidência.

A força gerada por ondas foi desconsiderada por motivos de simplificação, porém o procedimento permanece válido, podendo-se variar a força total.

#### 4.1 Estudo paramétrico considerando uma linha homogênea

A fim de entender a influência das variáveis na fórmula da catenária é proposto um estudo paramétrico acerca da variação das características da linha para análise do formato e raio de ancoragem. As variáveis no estudo são:

$w$  [kg/m]: Massa por metro de linha.

$w_m$  [N/m]: Peso por metro de linha “molhado”.

$D$  [m]: Lâmina d’água.

$S_t$  [m]: Comprimento total da linha.

$S$  [m]: Comprimento da linha suspensa.

$x_r$  [m]: Raio de ancoragem.

$x_f$  [m]: Distância horizontal do TDP ao *fairlead*.

A massa “ $w$ ” é uma propriedade considerada constante, tanto dentro como fora da água, já o molhado é o peso sentido pela plataforma devido a atuação do empuxo. O comprimento total da linha  $S_t$  é medido da âncora até o *fairlead*, já o comprimento suspenso  $S$  mede-se do TDP ao *fairlead*. O raio de ancoragem  $x_r$  é a distância horizontal (projeção no leito marinho) da âncora até o *fairlead*, o  $x_f$  é a distância horizontal do TDP ao *fairlead*.

Para prosseguir com o desenvolvimento foram utilizadas as equações 27 e 32 no programa Excel; os dados de profundidade e densidade da linha foram arbitrados, já os de força ambiental foram calculadas segundo a velocidade de vento e correnteza, conforme descrito na secção anterior deste capítulo.

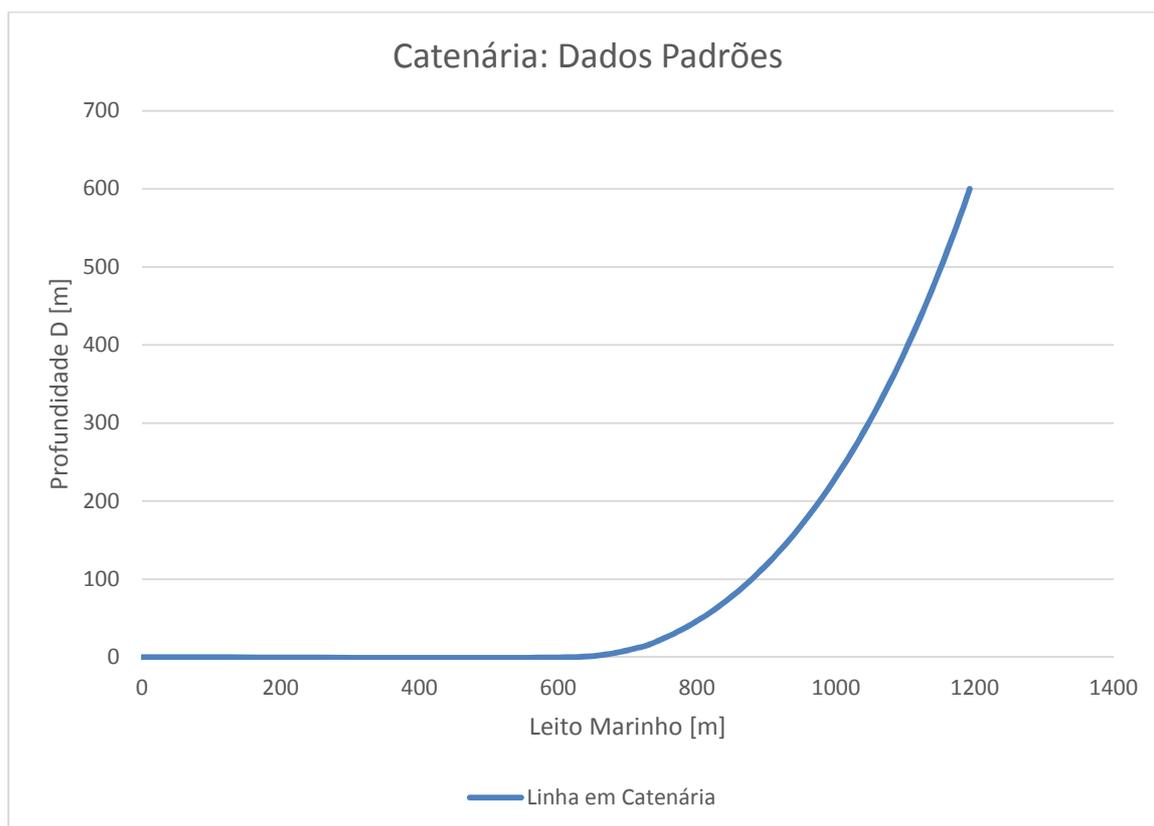
Antes de iniciar as variações paramétricas um caso com conjunto padrão de dados é exposto na Tabela 11 e Figura 4.2.

Tabela 11. Dados para linha padrão.

w [kg/m]	D [m]	w [N/m]	H [N]	$x_r$ [m]	$S_t$ [m]
600	600	5886	1 991 851,6	1173,82	1500

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.2. Linha inelástica em catenária, caso padrão.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Ressalta-se que para o estudo dos casos posteriores, a aplicação da força é convencionalmente da esquerda para a direita.

- Densidade Linear

A densidade linear é uma das variáveis mais importantes do projeto, pois tanto o superdimensionamento como o subdimensionamento podem ocasionar sobrecarga no *fairlead*, resultando em ruptura da linha.

É importante observar que dada a análise de uma linha submersa, o peso específico é a diferença do peso do material da linha, menos o empuxo deslocado. O peso da linha na água é denominado peso “molhado”.

Na Tabela 12 observa-se a variação da variável densidade para três valores:

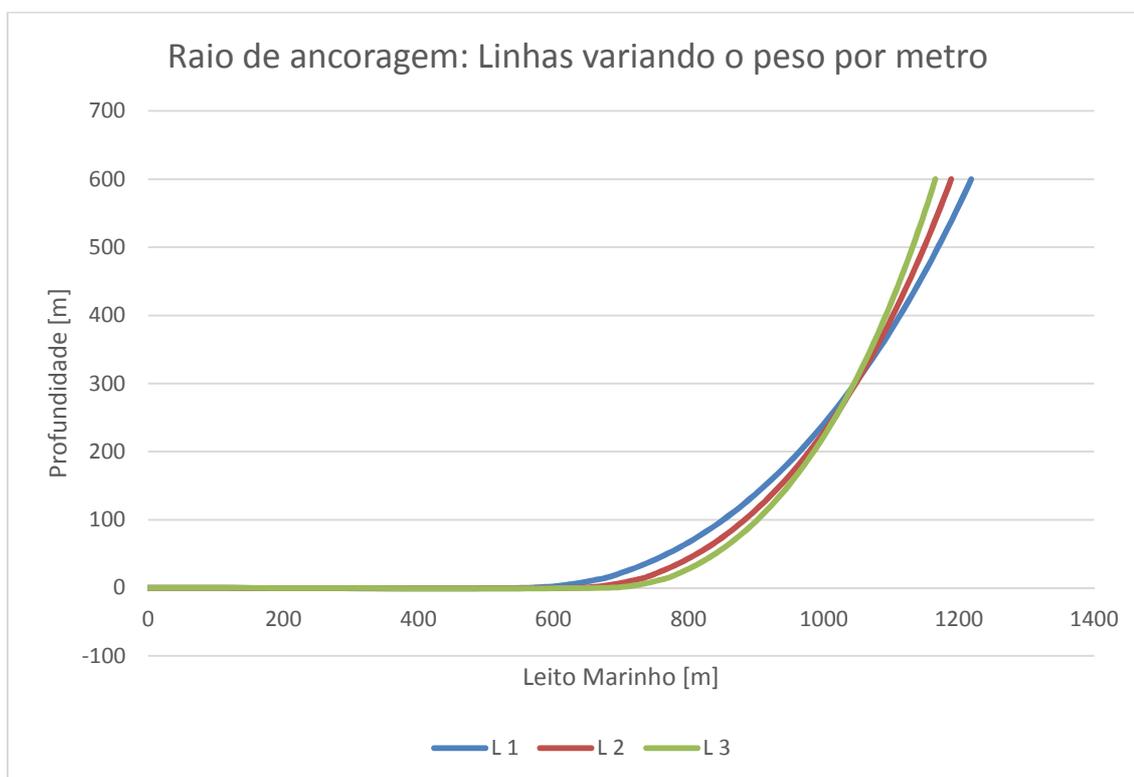
Tabela 12. Estudo de caso de 3 linhas com densidades lineares diferentes.

Linhas	$S_t$	D [m]	w (kg/m)	w [N/m]	s [m]	$x_f$ [m]	$x_r$ [m]	H (kN)
L 1	1500	600	450	3838,7	937,5	655,7	1218,2	1 992
L 2	1500	600	600	5118,3	865,5	554,0	1188,4	1 992
L 3	1500	600	750	6397,8	819,3	484,5	1165,1	1 992

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nesse caso, nota-se que para manter uma resultante de mesma intensidade da força ambiental H a catenária altera seu formato conforme observado na Figura 4.3.

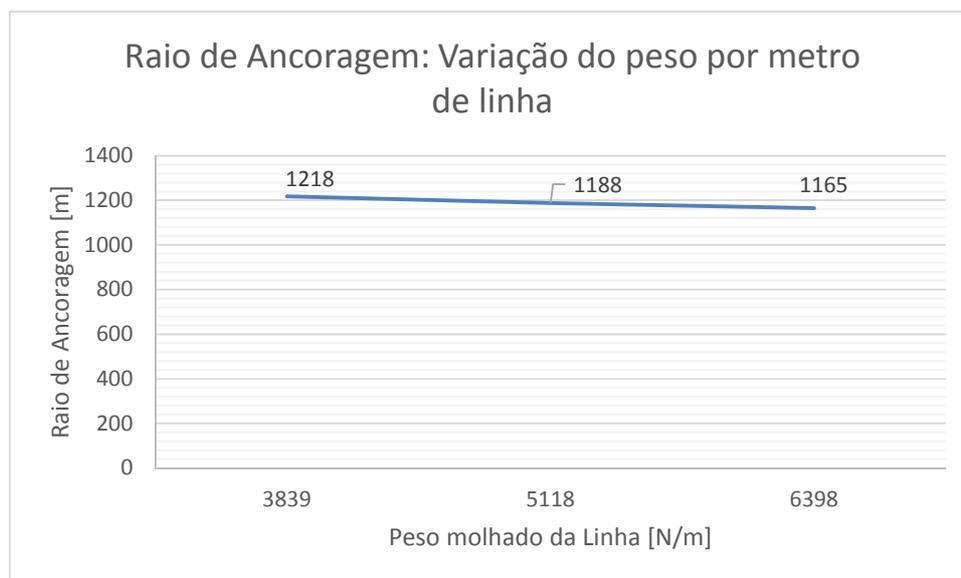
Figura 4.3. Linhas com a variação do peso por metro w.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O aumento do peso por metro de linha faz com que a catenária seja menos desenvolvida e diminua o comprimento suspenso, logo o TDP fica mais próximo da unidade flutuante.

Figura 4.4. Comprimento do raio de ancoragem de três linhas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O gráfico da Figura 4.4 mostra a distância horizontal da âncora até o *fairlead*; sendo este útil para o projeto das disposições das linhas.

Pode-se concluir que, com o aumento da densidade da linha há uma diminuição do raio de ancoragem. O aumento em 66.6% da “L3” para “L1”, correspondente a 300 kg/m, diminuiu o comprimento horizontal da linha em 35.3%, correspondente a 35 m.

- Variação da Força Horizontal (H)

A força horizontal presente na equação da catenária deve ser interpretada como a porção da força ambiental estática resultante, compreendida pela força de correnteza, ondas e ventos. Sendo que as forças resultantes de onda geram deslocamento estático apenas pela segunda ordem (deriva lenta) é desconsiderada.

A Tabela 13 apresenta os dados de entrada considerando três valores diferentes de forças ambientais.

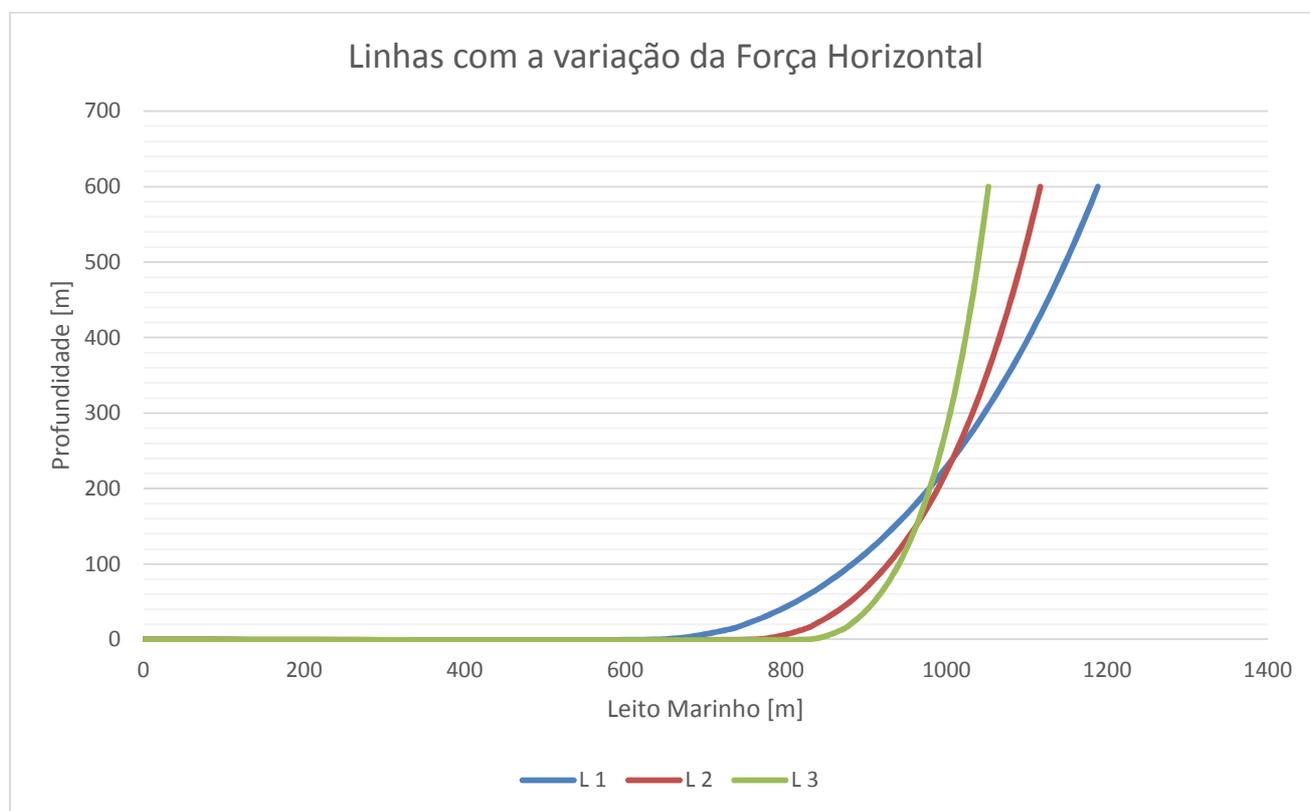
Tabela 13. Variação da força horizontal em três linhas.

Linhas	$S_t$	D [m]	H (kN)	w [kg/m]	w [N/m]	s [m]	$x_f$ [m]	$x_r$ [m]
L 1	1500	600	556	600	5118	676,2	228,5	1052,2
L 2	1500	600	830	600	5118	744,7	361,5	1116,8
L 3	1500	600	1660	600	5118	865,5	554,0	1188,4

Fonte: Elaborada pelo autor.

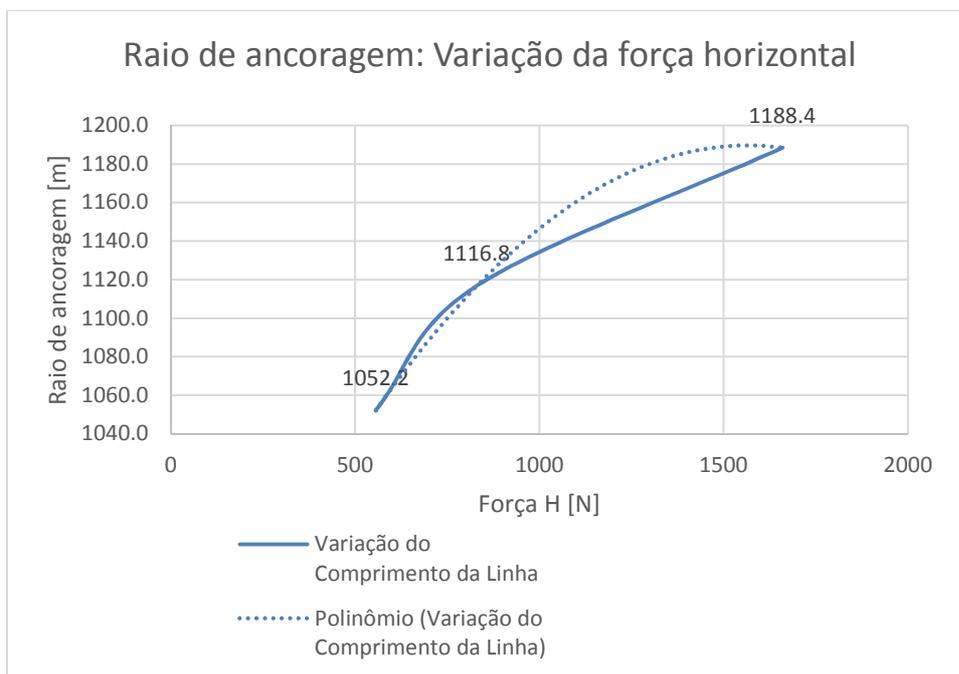
A Figura 4.5 ilustra a variação das linhas com a variação da força horizontal de modo que haja o equilíbrio de forças.

Figura 4.5. Disposição de 3 linhas com a variação da força horizontal "H".



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.6. Variação do raio de ancoragem.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A variação do raio de ancoragem com a força é representada pela linha sólida. A pontilhada é uma linha de tendência, mostrando um comportamento não linear.

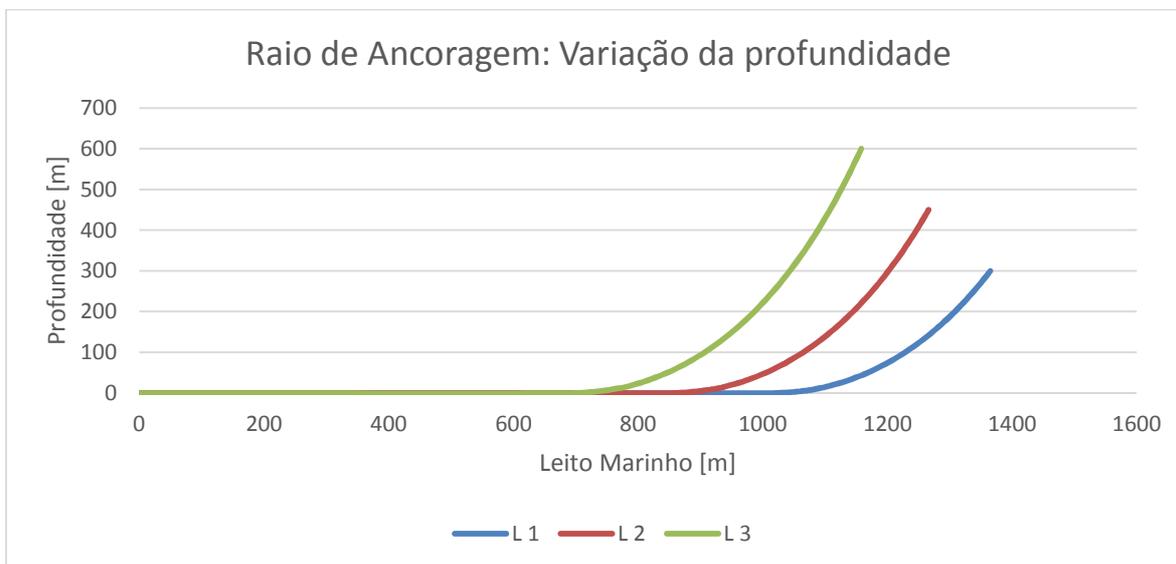
- Variação da Profundidade

Tabela 14. Propriedades da linha com a variação da profundidade “D”.

Linhas	S	<b>D [m]</b>	H (kN)	w [kg/m]	w [N/m]	s [m]	$x_f$ [m]	$x_r$ [m]
L 1	1500	<b>300</b>	1992	600	5118	509,1	381,6	1372,4
L 2	1500	<b>450</b>	1992	600	5118	675,5	453,4	1277,9
L 3	1500	<b>600</b>	1992	600	5118	835,7	509,5	1173,8

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.7. Linhas em diferentes profundidades.

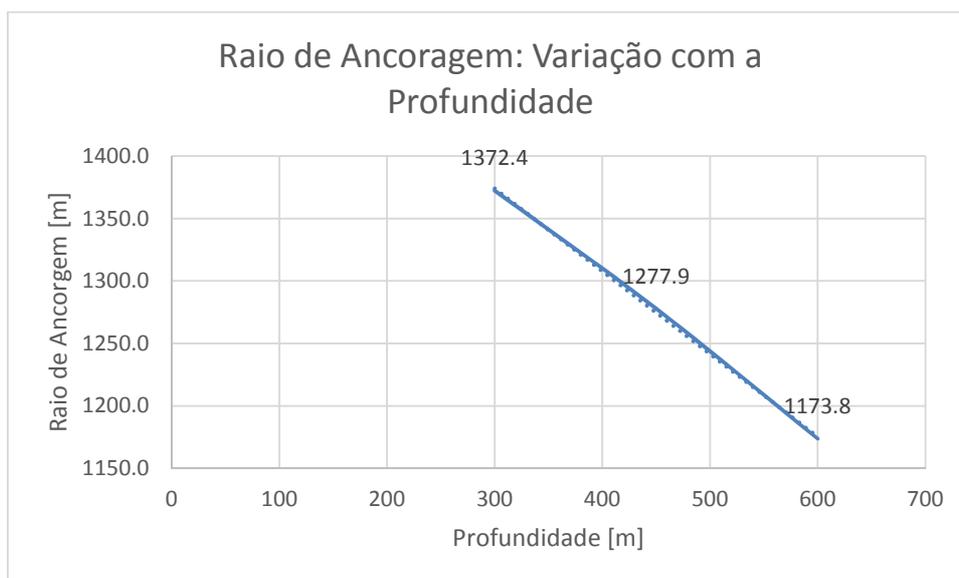


Fonte: Elaborada pelo autor.

O ponto de toque da linha no leito marinho varia para cada caso, ilustrado na Figura 4.7.

Era esperado que com o aumento da profundidade aumentasse também o comprimento suspenso S.

Figura 4.8. Raio de ancoragem com a variação da profundidade “D”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se a diminuição do raio de ancoragem com o aumento da profundidade, esse fator pode ser explicado pela invariância da força nas três linhas e o ângulo no *fairlead*.

#### 4.1.1 Discussões

A Tabela 15 apresenta a alteração das variáveis e o respectivo deslocamento da linha (no *fairlead*):

Tabela 15. Sumário das variáveis e variação das linhas.

	Variação	Variação do Raio de Ancoragem[m]
$w_m$	450 a 750 [kg/m]	53
Força	553 a 1660 [kN]	136,2
<b>Profundidade</b>	<b>300 a 600 [m]</b>	<b>198,6</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

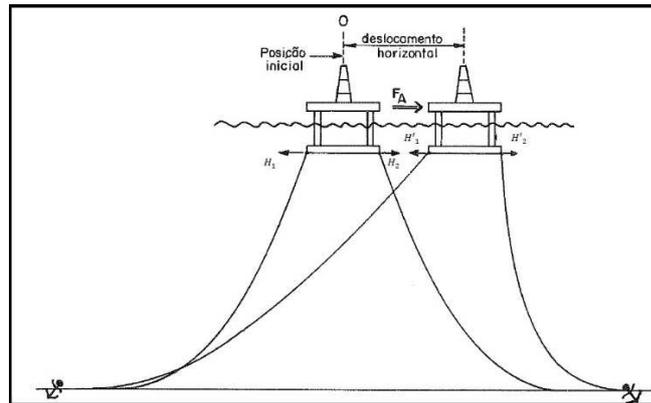
Tomando como referência os valores máximos e mínimos das variáveis aplicada as linhas, pode-se comparar os deslocamentos dos três casos, ou seja, no caso da força ao varia-la de 553 para 1660 *kN* nota-se um deslocamento do *fairlead* de 325.5 metros.

Apesar da variação considerável de  $w_m$  notou-se que o deslocamento do *fairlead* foi o menor dos três casos, já a profundidade mostrou-se mais influente no deslocamento da mesma. O fato do raio de ancoragem ter diminuído com a variação da profundidade pode ser explicado com a constância do comprimento de linha, induzindo a pensar que a mesma proporção se aplica em um sistema real, porém em casos reais o comprimento total da linha deveria ser aumentado de modo a evitar o efeito de *uplift* (levantamento) da âncora, aumentando assim o raio da ancoragem.

## 4.2 Estudo de duas linhas

Nesta seção é analisado um sistema com duas linhas de ancoragem (Figura 4.9), utilizando o modelo de plataforma desenvolvido previamente.

Figura 4.9. Equilíbrio de plataforma com 2 linhas.



Fonte: Modificado de Andrade et al. 1995.

A plataforma sofre um deslocamento longitudinal causado pela resultante da força ambiental, representada por “F<sub>A</sub>”. Considerando ainda a parcela da força ambiental constante e o equilíbrio estático do sistema, deve-se assumir que o somatório de forças seja zero, seguindo as seguintes condições:

- Posição inicial

Em equilíbrio estático do *offset* inicial assume-se que não há força ambiental atuando, logo a atuação das duas linhas se anulam.

$$H_1 = -H_2 \quad (33)$$

A força aplicada à linha nesse caso é definida apenas pelo posicionamento da plataforma.

- Posição Final

Ao sofrer um deslocamento devido a resultante das forças ambientais, chega-se ao equilíbrio da seguinte forma:

$$H'_1 = H'_2 + F_A \quad (34)$$

$$\Delta x_{r1} = -\Delta x_{r2} \quad (35)$$

A segunda igualdade representa a variação da distância horizontal das linhas referente ao ponto inicial.

Seguindo esses princípios, desenvolveu-se a partir do modelo de duas linhas, um programa em Excel, seguindo os dados da Tabela 16. O resultado é observado na Figura 4.10.

Tabela 16. Propriedade das linhas para o modelo ancorado.

$w$ (kg/m)	$D$ (m)	$w$ (N/m)	$S$ (m)	$H$ (kN)
600	600	5886	835,7	1659

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.10. Sistema com duas linhas em equilíbrio estático inicial.



Fonte: Elaborada pelo autor.

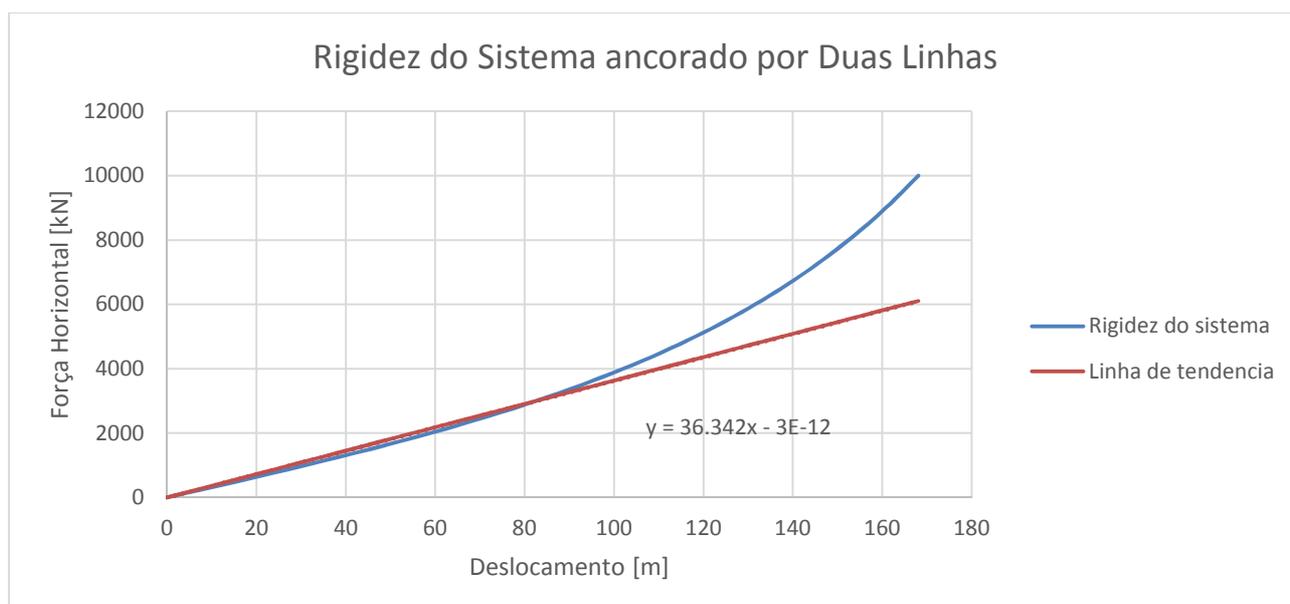
A condição prescrita nas equações 34 e 35 foi utilizada como método de solução da ferramenta *solver* do Excel para desenvolver um gráfico de rigidez do sistema, atribuiu-se a célula objetivo o somatório das forças (Equação 34), variando as forças  $H'_1$  e  $H'_2$ , de modo que a condição imposta pela Equação 35 seja satisfeita. Utilizou-se dez forças diferentes com deslocamento correspondente, demonstradas na Tabela 17 e gráfico ilustrado na Figura 4.11. A força é aplicada apenas no sentido positivo do eixo “x”.

Tabela 17. Valores de deslocamento referentes a força.

H [kN]	X [m]
0	0
1 000	30.93
2 000	58.89
3 000	82.55
4 000	102.09
5 000	118.19
6 000	131.57
7 000	142.85
8 000	152.48
9 000	160.8
10 000	168.07

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.11. Rigidez do modelo ancorado por duas linhas.

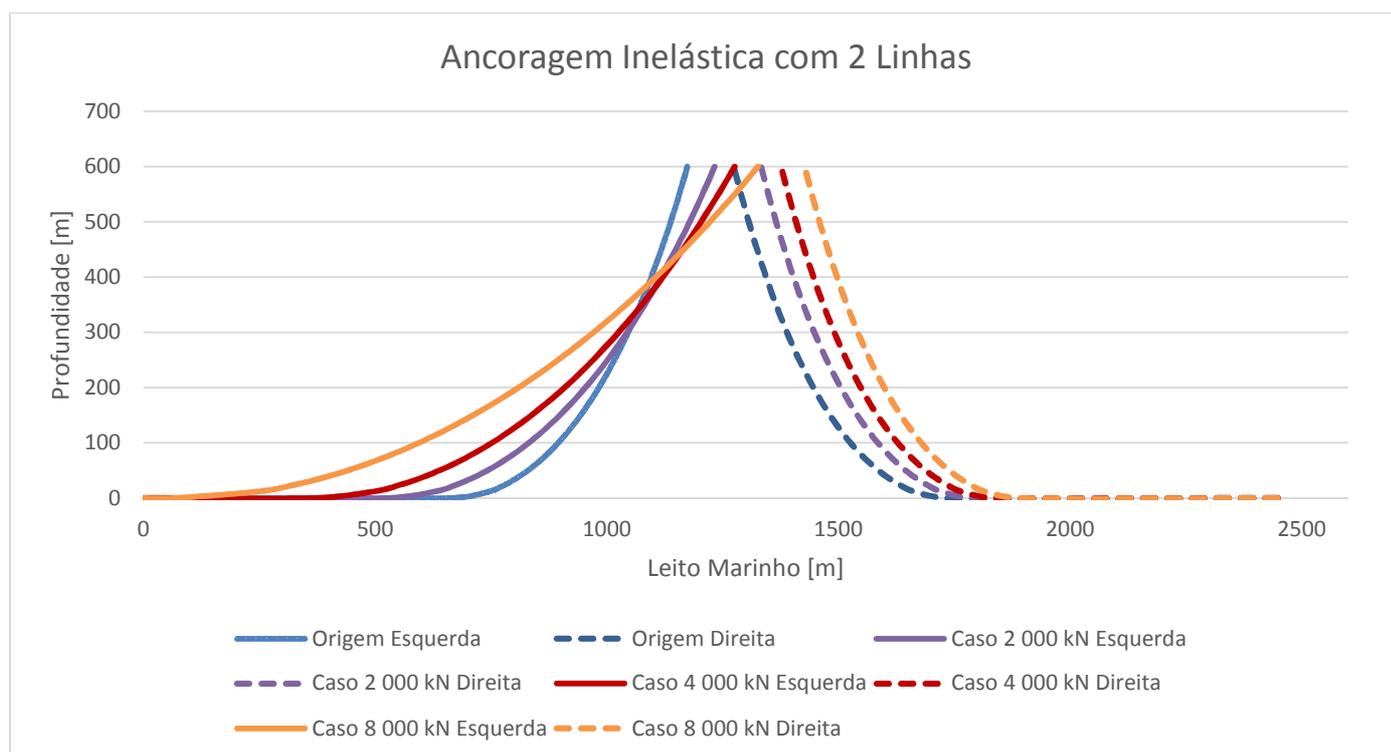


Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando o gráfico da Figura 4.11, pode-se notar o comportamento do sistema na linha azul e realizar as seguintes conclusões: até certo ponto (3 500 kN) a rigidez apresenta um comportamento linear, a partir desse valor tem-se uma não-linearidade. A linha em vermelho representa uma linha de tendência para a região linear com intersecção em 3 000 kN, seguido de uma regressão ilustrada pela fórmula no gráfico. Esse fato fortalece a hipótese de restauração linear de sistemas ancorados, usualmente adotada em experimentos laboratoriais.

Em seguida são apresentados alguns gráficos de equilíbrio estático para condição exposta acima, com as respectivas forças ambientais partindo da origem: 2000, 4000 e 8000 kN.

Figura 4.12. Sumário de 3 casos de força ambiental em um sistema com 2 linhas partindo da origem.

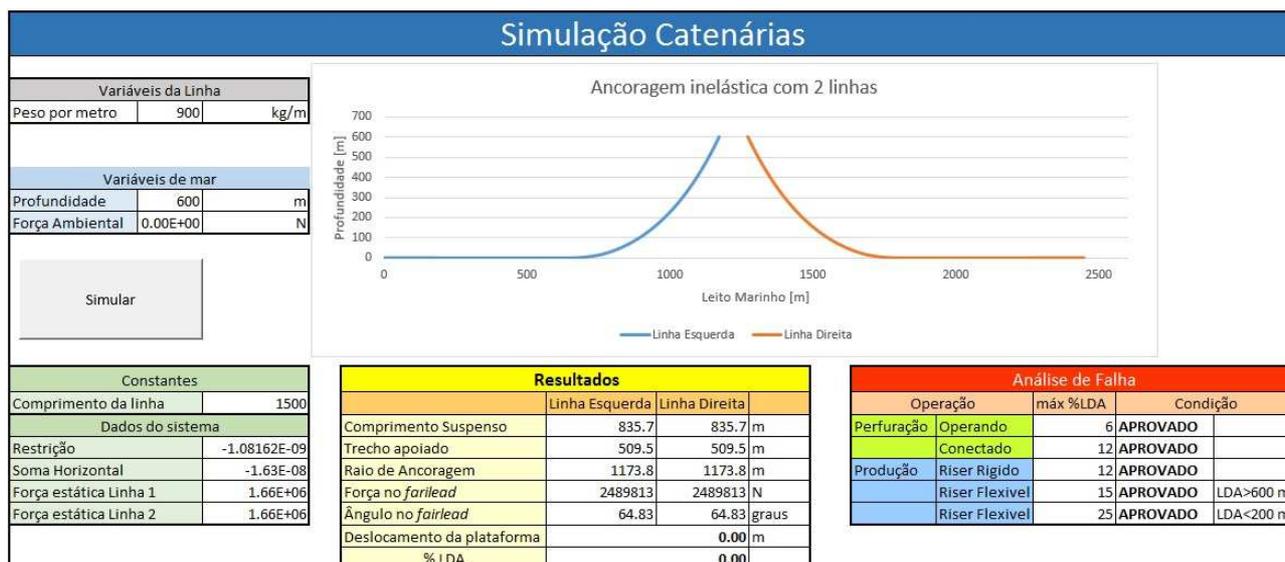


Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.2.1 Interface

Nesta seção será apresentada a interface desenvolvida para análise de um sistema ancorado por duas linhas em catenária inelástica. Nela é possível analisar a condição de cada linha para uma dada força ambiental aplicada e uma análise das condições de operação ou perfuração. Seu desenvolvimento foi viabilizado por meio do Excel e é exposto na Figura 4.13.

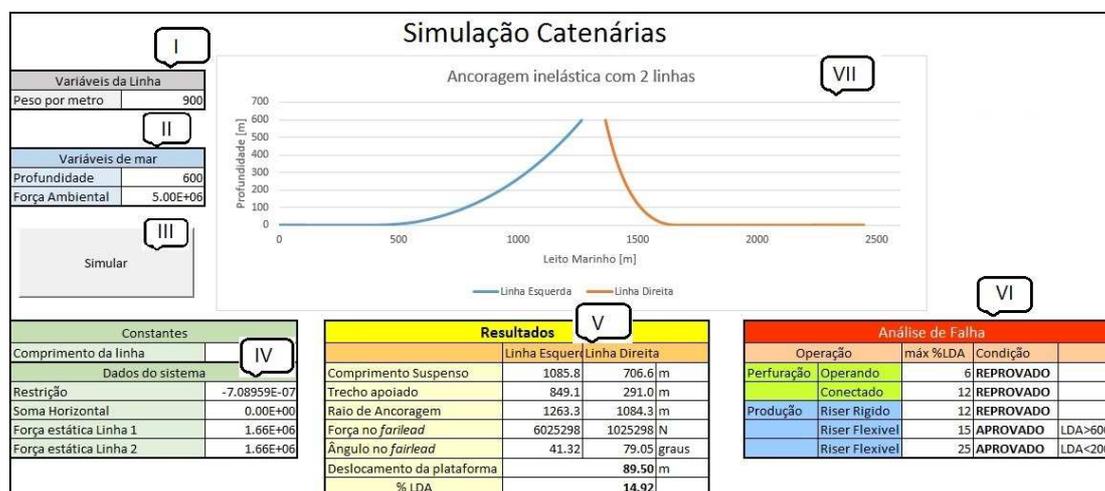
Figura 4.13. Interface elaborada para o estudo de ancoragem com duas linhas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A seguir é explicado a utilização de cada região da interface, com o auxílio da Figura 4.14 e a legenda a seguir.

Figura 4.14. Ilustração da interface com as legendas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

- I. Primeira parte interativa onde o usuário pode inserir a propriedade da linha em *kg/m*.
- II. A profundidade pode ser alterada, nesse caso é alterado automaticamente nas duas linhas e atualizado automaticamente. A força ambiental é a

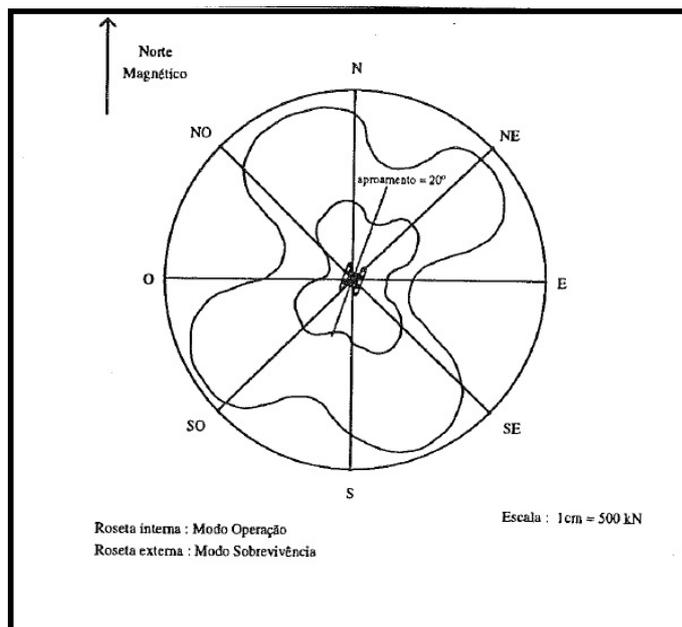
resultante que atua da esquerda para direita e também pode ser alterada pelo usuário.

- III. Foi criado um botão para ativar a iteração que devido a utilização da ferramenta solver, deve ser acionado a cada alteração de dados.
- IV. Essa tabela é para uso interno do programa, a restrição exibida é a condição em que ambas as linhas tenham o mesmo deslocamento, o valor exibido é considerado desprezível. A soma horizontal é composta pela Formula 34. A força estática em cada linha representa a força no *offset* inicial.
- V. Nessa região é apresentado os resultados e característica de cada linha, sendo que também foi incluso o ângulo no *fairlead*. Representa-se também o valor do deslocamento da plataforma e a devida porcentagem do LDA, dado característico para análise na região marcada por VI.
- VI. Aqui é realizado uma análise de falha onde dependendo da finalidade da ancoragem e condição é feito o julgamento de aprovação ou reprovação, seguindo as restrições da Tabela 1 para valores máximos de porcentagem do LDA.
- VII. Gráfico ilustrando a condição do sistema de duas catenárias inelásticas presas ao *fairlead* de uma plataforma, nota-se que a distância entre o *fairlead* de cada linha permanece constante em 100 metros, dado o diâmetro do modelo.

### 4.3 Estudo de múltiplas linhas

Seguindo o mesmo raciocínio para o sistema de duas linhas, é possível expandir o modelo para múltiplas linhas. Como visto em caso real, onde geralmente encontramos uma distribuição de forças que varia com a direção, ilustrada na Figura 4.15. A força gerada por vento, ondas e correnteza também pode possuir sentido de atuação diferente entre si.

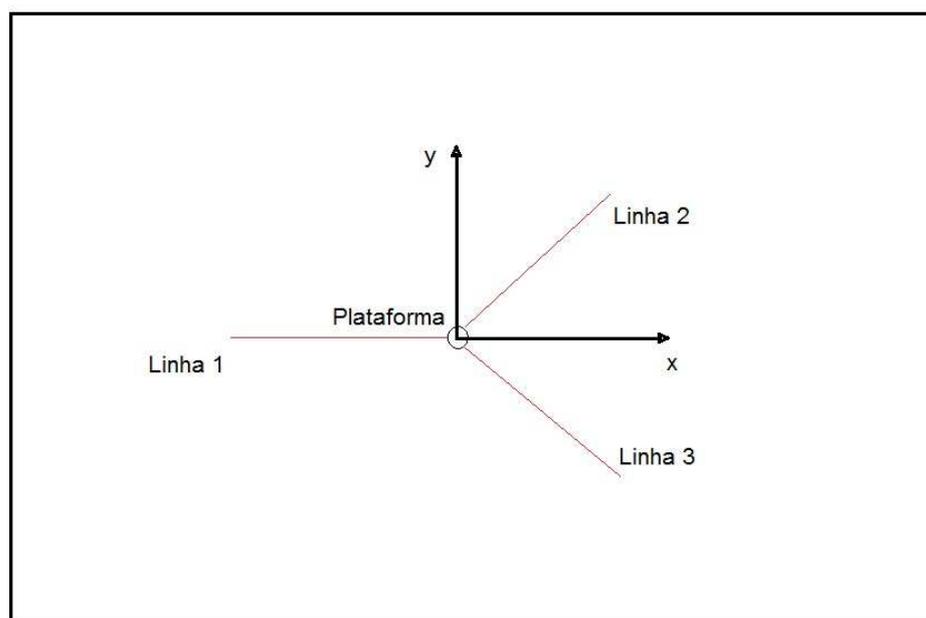
Figura 4.15. Exemplo de distribuição de forças para um caso real



Fonte: Andrade et al. (1995).

No caso de uma plataforma ancorada por três linhas, a análise pode ser feita no sentido perpendicular ao leito marinho (por uma vista de topo da plataforma ancorada), ilustrado na Figura 4.16.

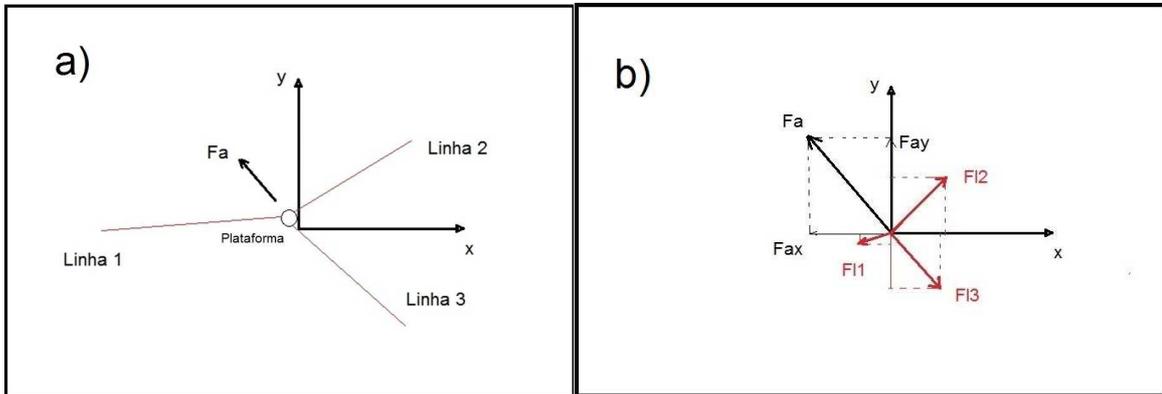
Figura 4.16. Vista de topo de uma plataforma ancorada por 3 linhas, equilíbrio inicial.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao se aplicar a resultante das forças ambientais a plataforma desloca-se da origem, causando diferentes forças em cada linha, observadas na Figura 4.17 a) e b).

Figura 4.17. a) Plataforma deslocada; b) Forças atuantes no plano a direita.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A partir da Figura 4.19 b) pode-se decompor as forças nos eixos, de modo a tratar de um sistema de equações:

$$\sum F_x = 0 \quad Fl_2 \cdot \cos\theta_2 + Fl_3 \cdot \cos\theta_3 = Fl_1 \cdot \cos\theta_1 + Fax \quad (36)$$

$$\sum F_y = 0 \quad Fl_1 \cdot \sin\theta_1 + Fl_3 \cdot \sin\theta_3 = Fl_2 \cdot \sin\theta_2 + Fay \quad (37)$$

Respeitando também a variação do deslocamento para cada linha:

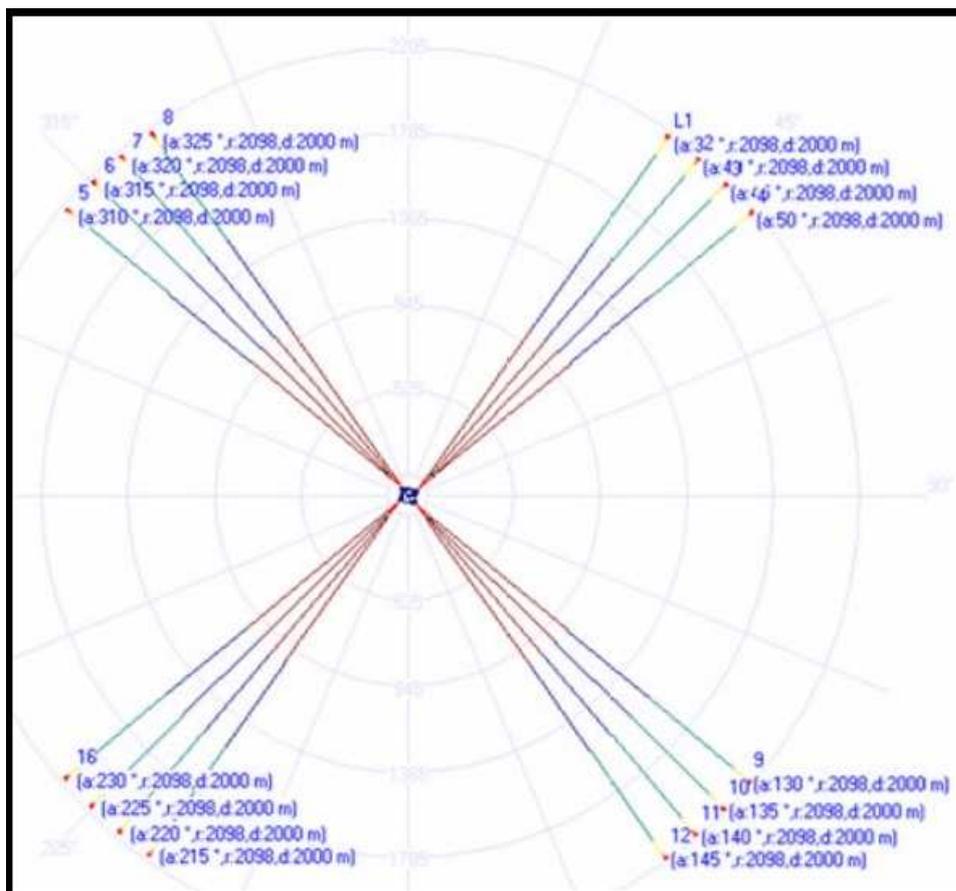
$$\Delta x_{r1} = \Delta x_{r2} = \Delta x_{r3} \quad \text{e} \quad \Delta y_{r1} = \Delta y_{r2} = \Delta y_{r3} \quad (38)$$

Ressalta-se que a força ambiental também foi decomposta nas direções coordenadas, originando as forças "Fax" e "Fay".

Resolvendo o sistema de equações é possível prever as forças atuantes em cada linha para dada força ambiental ou deslocamento.

Utilizando esse método de resolução é possível expandir o problema para 16 linhas ancoradas, como ilustrado na Figura 4.18.

Figura 4.18. Caso com 16 linhas ancoradas.

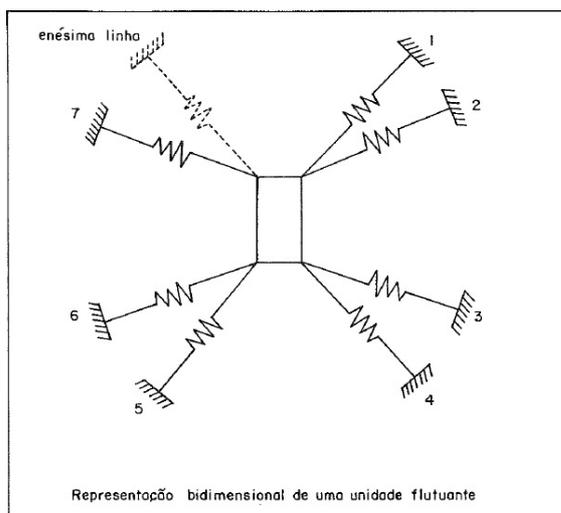


Fonte: Tigre et al. (2003)

No entanto, a modelagem do sistema para um grande número de linhas, as quais eventualmente não são homogêneas, torna-se complexa. Muitos autores propõem a utilização de técnicas de otimização para determinar o melhor arranjo e dimensionamento das linhas de um sistema de ancoragem com múltiplos pontos de amarração, como por exemplo: Andrade (1997), Andrade (1996) e Yetkins e Mentis (2015).

Segundo Andrade (1995), para o cálculo de rigidez do sistema de ancoragem com múltiplas linhas, modela-se bidimensionalmente o conjunto unidade/sistema como um sistema composto por corpo rígido ligado a várias molas (Figura 4.19), representando as linhas de amarração.

Figura 4.19. Representação de sistema de ancoragem por sistema massa-mola.



Fonte: Andrade et al. (1995).

A resolução pode ser descrita de forma matricial, de modo a compor o vetor de força, matriz rigidez e vetor de deslocamento. As forças devem ser analisadas de modo que não ultrapasse o MBL de nenhuma linha.

Um estudo de cabos e tubos submersos em catenária é melhor detalhado por Pesce (1997), onde são abordadas determinações de configuração estática de equilíbrio e resposta dinâmica de linhas submersas. Em sua tese é apresentado e discutido um estudo voltado aos *risers*, onde a solução analítica é confrontada com resultados experimentais e validada.

## 5 CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho apresentou-se as definições e conceitos associados aos sistemas de ancoragem, os principais materiais usados em sua fabricação e a modelagem da dinâmica de linhas de ancoragem homogêneas em catenária inelástica.

O objetivo principal foi estudar a influência das características do sistema e da linha de ancoragem no comportamento em catenária inelástica. Neste estudo foram variados a força ambiental, a LDA e o peso por metro de linha, as principais conclusões foram o respectivo comportamento no raio de ancoragem: o peso por metro de linha causou uma variação desprezível, o aumento da LDA apresentou um decréscimo linear para comprimento de linha constante, já a força ambiental demonstrou um comportamento linear até certo valor, acima deste apresentou não-linearidade.

A partir do modelo desenvolvido para o estudo do equilíbrio do sistema com uma linha de ancoragem em catenária inelástica, foi desenvolvido uma ferramenta com interface interativa para análise do comportamento do sistema com duas linhas, que utiliza técnicas de otimização para determinar o deslocamento para diferentes valores de força ambiental. A partir dele foi possível também extrair o gráfico de rigidez do sistema. A ferramenta desenvolvida é simples e eficiente, permitindo uma boa visualização e entendimento da dinâmica de linhas de ancoragem inelásticas dispostas em catenária.

Como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se incluir ao modelo desenvolvido o efeito da elasticidade, bem como as considerações de linhas retesadas e linhas compostas por trechos de diferentes materiais, também como otimização de pré-tensão na linha e otimização do comprimento.

## REFERÊNCIAS

ANDRADE, Bernardo Luis R. de et al. **Sistema de Ancoragem e Posicionamento**. Usp: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1995. 125 p.

ANDRADE, Bernardo. Luis. R. ; MARTINS, Marcelo Ramos; BRINATI, H. L. . A Synthesis Procedure of Mooring Systems to Reduce Costs and Simplify the Underwater Layout. In: Seventh International Offshore and Polar Engineering Conference, 1997, Hawaii, ISOPE, 1997. V. II. p. 200.

ANDRADE, B. L. R. ; MARTINS, Marcelo Ramos; BRINATI, H. L. . Optimization of Taut-Leg Mooring Systems for Deepwater Platform. In: Asia Pacific Conference on Offshore Systems, 1996, Kuala Lumpur, Asia Pacific Conference on Offshore Systems, 1996.

AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **ANP 2014**: Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural. Brasil: Anp, 2014.

BICO, Victor Manuel Pires. **Amarração de Plataformas Offshore Flutuantes com Cabos de Poliéster**. 2012. 102 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Departamento de Engenharia Civil, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013.

**Bullwinkle shell's platform**. 2014. Disponível em: <<http://synclaire.net/blog/wp-content/uploads/2008/02/oil-platform-comparison.JPG>>. Acesso em: 11 nov. 2015.

CARBONO, Alonso J. Juvinao; MENEZES, Ivan F. M.; MARTHA, Luiz Fernando. Mooring Pattern Optimization Using Genetic Algorithms. In: WORLD CONGRESSES OF STRUCTURAL AND MULTIDISCIPLINARY OPTIMIZATION, 6., 2005, Rio de Janeiro. **Artigo**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005. v. 6, p. 1 - 9.

DET NORSKE VERITAS. **OS-E301**: Offshore standard, Position Mooring. Florianópolis: Dnv, 2010.

GONÇALVES, Ricardo Célio Freire; COSTA, Luis Cláudio Sousa. Inspeção em Linhas de Ancoragem de Unidades de Produção. In: CONGRESSO NACIONAL DE ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS, 11., 2002, Salvador. **Proceedings...** . Salvador: Coteq, 2002. v. 6, p. 1 - 9.

KAWASAKI, Pedro Yuji. **Análise de Linhas de Ancoragem de Plataformas Oceânicas considerando diversos tramos e o trecho enterrado da linha**. 2010. 73 f.

TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

LANKHORST ROPES (Holanda). **Catálogo de Cabos de Poliéster**. 2015. Disponível em: <[http://www.lankhorstropes.com/Offshore/deepwatermooring/products\\_deepwatermooring\\_ropes](http://www.lankhorstropes.com/Offshore/deepwatermooring/products_deepwatermooring_ropes)>. Acesso em: 10 dez. 2015.

LACERDA, Thiago Ângelo Gonçalves de. **Análise de Sistemas de Ancoragem de Plataformas Flutuantes**. 2005. 63 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Cidade Universitária, 2005.

MAFFRA, Sérgio Alvares R.; PACHECO, Marco Aurélio C.. Ancoragem de Embarcações utilizando Algoritmos Genéticos. **Revista de Inteligência Computacional Aplicada**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 9, p.1-7, fev. (?). Trimestral.

MEDEIROS, Antonio Roberto de. **Ancoragem e Fundação Offshore**. 2009. 74 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em Águas Profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea, 2013. 424 p. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

ORTIZ NETO, José Benedito; COSTA, Armando João dalla. A Petrobras e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach revolucionário. **Rbe**, Rio de Janeiro, v. 61, n. 1, p.95-109, fev. 2007. Trimestral.

PESCE, Celso Pupo. **Mecânica de Cabos e Tubos Submersos Lançados em "Catenária"**: Uma Abordagem Analítica e Experimental. 1997. 361 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Engenharia Mecânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

PEREIRA L. A. G. ; Composição da banca MOROOKA, C. K.; BANNWART, A. C.; TANCREDI, T. P.. Metodologia para Seleção Conceitual de Plantas de Processamento Submarino. 2015. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas.

PETROBRÁS (Brasil). **Unidades de produção**. 2015. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

SANMAR CHAIN INTERNATIONAL (Usa). **Catálogo de amarras**. 2015. Disponível em: <[http://www.sci-chain.com/?page\\_id=213](http://www.sci-chain.com/?page_id=213)>. Acesso em: 28 nov. 2015.

SACHITHANATHAMOORTHY, Kumaravalavan. **Design and analysis of tension leg anchor systems for floating windmills**. 2012. 78 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Marine Engineering, Department Of Marine Technology, Norwegian University Of Science And Technology, Trondheim, 2012.

**Semi-sub dynamic position**. How It Works, 2015. Disponível em: <[http://www.rigzone.com/images/howitworks/HIW\\_semisubmersibles\\_4.jpg](http://www.rigzone.com/images/howitworks/HIW_semisubmersibles_4.jpg)>. Acesso em: 28 nov. 2015.

TIGRE, Bruno Kfuri. **Projeto de uma MOPU do tipo Semi-submersível com construção viabilizada no Brasil**. São Paulo: N/a, 2003. 175 f.

VAN-DESTE, Walter Lueji dos Santos. **Análise do Comportamento de uma Estrutura Flutuante de Transferência de Hidrocarbonetos**. Orientador: Rui de Carneiro Barros. Porto: Tese - Faculdade de Engenharia do Porto, 2012.

YETKIN, M.; MENTES, A.. **Optimization of spread mooring systems with Artificial Neural Networks**. 2015. 1 v. Tese (Doutorado) - Curso de Marine Engineering, Green Marine Technology And Transport, Istanbul Technical University, Istanbul, Turkey, 2015.

## ANEXO 1

Catálogo de amarra obtido pela Sanmar Chain International:

### TEST LOADS

#### Studless Chain Loads Metric

Proof Load							Break Load								
Chain diameter mm	API 2F kN	R3 kN	R3S kN	R4 kN	R4S kN	R5 kN	Chain Diameter mm	API 2F kN	R3 kN	R3S kN	R4 kN	R4S kN	R5 kN	Chain diameter mm	Weight kg/m
54	1620	1805	2013	2222	2465	2580	54	2441	2580	2881	3170	3517	3703	54	58
56	1735	1933	2156	2380	2640	2764	56	2615	2764	3086	3396	3768	3966	56	63
58	1854	2066	2304	2542	2820	2953	58	2794	2953	3297	3628	4025	4237	58	67
60	1976	2201	2455	2710	3006	3147	60	2978	3147	3514	3867	4290	4516	60	72
62	2101	2341	2611	2881	3196	3347	62	3166	3347	3737	4112	4562	4802	62	77
64	2230	2484	2771	3058	3392	3551	64	3360	3551	3965	4364	4841	5096	64	82
66	2361	2631	2935	3238	3593	3761	66	3559	3761	4200	4621	5127	5397	66	87
68	2496	2782	3102	3423	3798	3976	68	3762	3976	4440	4885	5420	5706	68	92
70	2634	2935	3274	3613	4008	4196	70	3970	4196	4685	5156	5720	6021	70	98
73	2847	3172	3538	3904	4331	4535	73	4291	4535	5064	5572	6182	6507	73	107
76	3066	3417	3811	4205	4665	4884	76	4621	4884	5454	6001	6658	7009	76	116
78	3216	3584	3997	4411	4893	5123	78	4847	5123	5720	6295	6984	7351	78	122
81	3446	3840	4283	4726	5243	5490	81	5194	5490	6130	6745	7484	7877	81	131
84	3683	4104	4577	5051	5603	5866	84	5550	5866	6550	7208	7997	8418	84	141
87	3925	4374	4878	5383	5972	6252	87	5916	6252	6981	7682	8523	8971	87	151
90	4173	4650	5187	5723	6349	6647	90	6289	6647	7422	8167	9062	9539	90	162
92	4342	4838	5396	5954	6606	6916	92	6544	6916	7722	8497	9428	9924	92	169
95	4599	5125	5716	6307	6997	7326	95	6932	7326	8180	9001	9987	10512	95	181
97	4774	5319	5933	6547	7263	7604	97	7195	7604	8490	9343	10366	10911	97	188
100	5040	5616	6264	6912	7668	8028	100	7596	8028	8964	9864	10944	11520	100	200
102	5220	5817	6488	7159	7942	8315	102	7868	8315	9285	10217	11336	11932	102	208
105	5495	6123	6829	7536	8360	8753	105	8282	8753	9773	10754	11932	12560	105	221
107	5681	6330	7060	7790	8643	9048	107	8561	9048	10103	11118	12335	12984	107	229

Fonte: Sanmar Chain International (2015).

111	6058	6750	7529	8308	9217	9650	111	9130	9650	10775	11856	13154	13847	111	246
114	6346	7071	7887	8703	9655	10109	114	9565	10109	11287	12420	13780	14506	114	260
117	6639	7397	8251	9104	10100	10574	117	10005	10574	11807	12993	14415	15174	117	274
120	6935	7728	8619	9511	10551	11047	120	10452	11047	12334	13573	15059	15852	120	288
122	7135	7950	8868	9785	10855	11365	122	10753	11365	12690	13964	15493	16308	122	298
124	7336	8175	9118	10061	11161	11686	124	11057	11686	13048	14358	15930	16768	124	308
127	7641	8515	9497	10479	11626	12171	127	11516	12171	13591	14955	16592	17466	127	323
130	7950	8858	9880	10903	12095	12663	130	11981	12663	14139	15559	17262	18171	130	338
132	8157	9089	10138	11187	12411	12993	132	12294	12993	14508	15965	17713	18645	132	348
137	8682	9674	10790	11906	13209	13829	137	13085	13829	15441	16992	18852	19844	137	375
142	9214	10267	11454	12637	14019	14677	142	13887	14677	16388	18033	20008	21061	142	403
147	9753	10868	12122	13376	14839	15536	147	14700	15536	17347	19089	21179	22294	147	432
152	10299	11476	12800	14124	15669	16405	152	15522	16405	18317	20156	22363	23540	152	462
157	10850	12089	13484	14879	16507	17282	157	16352	17282	19297	21234	23559	24799	157	493
162	11405	12708	14174	15641	17351	18166	162	17188	18166	20284	22320	24764	26068	162	525
165	11739	13081	14590	16100	17861	18699	165	17693	18699	20879	22976	25491	26833	165	545
168	12075	13455	15008	16560	18372	19234	168	18199	19234	21477	23633	26221	27601	168	564
171	12412	13831	15427	17022	18884	19771	171	18707	19771	22076	24292	26952	28371	171	585
175	12863	14333	15986	17640	19569	20488	175	19386	20488	22877	25174	27930	29400	175	613
178	13201	14709	16407	18104	20084	21027	178	19896	21027	23479	25836	28665	30173	178	634
180	13427	14961	16687	18414	20428	21387	180	20236	21387	23880	26278	29155	30689	180	648

### Stud Chain Loads Metric

Proof Load							Break Load								
Chain Diameter mm	API F2 kN	R3 kN	R3S kN	R4 kN	R4S kN	R5 kN	Chain Diameter mm	API F2 kN	R3 kN	R3S kN	R4 kN	R4S kN	R5 kN	Chain Diameter mm	Weight kg/m
54	1620	1805	2083	2499	2777	2904	54	2441	2580	2881	3170	3517	3703	54	64
56	1735	1933	2231	2677	2974	3111	56	2615	2764	3086	3396	3768	3966	56	69

Fonte: Sanmar Chain International (2015).

58	1854	2066	2383	2860	3178	3323	58	2794	2953	3297	3628	4025	4237	58	74
60	1976	2201	2540	3048	3387	3542	60	2978	3147	3514	3867	4290	4516	60	79
62	2101	2341	2701	3242	3602	3767	62	3166	3347	3737	4112	4562	4802	62	84
64	2230	2484	2867	3440	3822	3997	64	3360	3551	3965	4364	4841	5096	64	90
66	2361	2631	3036	3643	4048	4233	66	3559	3761	4200	4621	5127	5397	66	95
68	2496	2782	3209	3851	4279	4475	68	3762	3976	4440	4885	5420	5706	68	101
70	2634	2935	3387	4064	4516	4723	70	3970	4196	4685	5156	5720	6021	70	107
73	2847	3172	3660	4392	4881	5104	73	4291	4535	5064	5572	6182	6507	73	117
76	3066	3417	3942	4731	5257	5498	76	4621	4884	5454	6001	6658	7009	76	126
78	3216	3584	4135	4962	5514	5766	78	4847	5123	5720	6295	6984	7351	78	133
81	3446	3840	4431	5317	5908	6179	81	5194	5490	6130	6745	7484	7877	81	144
84	3683	4104	4735	5682	6313	6602	84	5550	5866	6550	7208	7997	8418	84	155
87	3925	4374	5046	6056	6729	7037	87	5916	6252	6981	7682	8523	8971	87	166
90	4173	4650	5365	6439	7154	7482	90	6289	6647	7422	8167	9062	9539	90	177
92	4342	4838	5582	6699	7443	7784	92	6544	6916	7722	8497	9428	9924	92	185
95	4599	5125	5913	7096	7884	8246	95	6932	7326	8180	9001	9987	10512	95	198
97	4774	5319	6138	7365	8184	8559	97	7195	7604	8490	9343	10366	10911	97	206
100	5040	5616	6480	7776	8640	9036	100	7596	8028	8964	9864	10944	11520	100	219
102	5220	5817	6712	8054	8949	9359	102	7868	8315	9285	10217	11336	11932	102	228
105	5495	6123	7065	8478	9420	9851	105	8282	8753	9773	10754	11932	12560	105	241
107	5681	6330	7304	8764	9738	10184	107	8561	9048	10103	11118	12335	12984	107	251
111	6058	6750	7789	9347	10385	10861	111	9130	9650	10775	11856	13154	13847	111	270
114	6346	7071	8159	9791	10879	11378	114	9565	10109	11287	12420	13780	14506	114	285
117	6639	7397	8535	10242	11380	11902	117	10005	10574	11807	12993	14415	15174	117	300
120	6935	7728	8916	10700	11889	12434	120	10452	11047	12334	13573	15059	15852	120	315
122	7135	7950	9173	11008	12231	12792	122	10753	11365	12690	13964	15493	16308	122	326
124	7336	8175	9432	11319	12576	13153	124	11057	11686	13048	14358	15930	16768	124	337
127	7641	8515	9824	11789	13099	13700	127	11516	12171	13591	14955	16592	17466	127	353
130	7950	8858	10221	12265	13628	14253	130	11981	12663	14139	15559	17262	18171	130	370
132	8157	9089	10488	12585	13984	14625	132	12294	12993	14508	15965	17713	18645	132	382
137	8682	9674	11162	13395	14883	15565	137	13085	13829	15441	16992	18852	19844	137	411
142	9214	10267	11847	14216	15796	16520	142	13887	14677	16388	18033	20008	21061	142	442
147	9753	10868	12540	15048	16720	17487	147	14700	15536	17347	19089	21179	22294	147	473
152	10299	11476	13241	15890	17655	18464	152	15522	16405	18317	20156	22363	23540	152	506
157	10850	12089	13949	16739	18599	19452	157	16352	17282	19297	21234	23559	24799	157	540
162	11405	12708	14663	17596	19551	20447	162	17188	18166	20284	22320	24764	26068	162	575
165	11739	13081	15094	18112	20125	21047	165	17693	18699	20879	22976	25491	26833	165	596
168	12075	13455	15525	18631	20701	21649	168	18199	19234	21477	23633	26221	27601	168	618
171	12412	13831	15959	19150	21278	22253	171	18707	19771	22076	24292	26952	28371	171	640
175	12863	14333	16538	19845	22050	23061	175	19386	20488	22877	25174	27930	29400	175	671
178	13201	14709	16972	20367	22630	23667	178	19896	21027	23479	25836	28665	30173	178	694
180	13427	14961	17263	20715	23017	24072	180	20236	21387	23880	26278	29155	30689	180	710

Fonte: Sanmar Chain International (2015).

## ANEXO 2

Catálogo de cabo de poliéster fornecidos pela Lankhorst Ropes:



Lankhorst Ropes

7

OFFSHORE DIVISION

**Fatigue Life**  
 The fatigue life of polyester rope is typically quoted as being approximately 80 decades superior to steel wire rope. The fatigue life curve of GAMA 98® rope was established during the durability of polyester in Joint Industry Projects. The rope gets up to 10% stronger during initial cycling as the molecule chains in the individual yarns straighten out under constant cyclic loading before losing strength and returning to initial Minimum Breaking Load after approximately 30% of the fatigue life.

**Key Projects**  
 Lankhorst Ropes executed the design and manufacture of GAMA 98® polyester rope tethers for major projects such as the Tahiti spar for Technip (Operator: Chevron), Thunder Hawk semi-submersible for SBM Atlantia (Operator: Murphy) and Cascade & Chinook FPSO for APL/BW Offshore (Operator: Petrobras Americas), Lucius spar for Technip (Operator: Anadarko), and Goliat FPSO for Eni Norge (Operator: Eni Norge). Gama 98® polyester tethers manufactured for the Goliat FPSO set a world record for the highest Minimum Breaking Load (MBL) ropes ever produced and tested.



Minimum Breaking Load (TF)	Ø (mm)	Mass in air (kg/m)	Mass in water (kg/m)	Stiffness		
				Cycling between 10-30% MBL (MN)	Cycling between 20-30% MBL (MN)	Cycling between 40-50% MBL (MN)
450	125	10,8	2,8	68	100	121
500	132	12,2	3,1	76	111	134
600	144	14,4	3,7	91	134	161
700	156	16,7	4,3	106	156	187
800	167	19,3	4,9	121	178	214
900	177	21,6	5,5	136	200	241
1000	186	24,0	6,2	151	223	268
1100	196	26,5	6,8	166	245	295
1200	201	28,3	7,3	181	267	321
1250	203	29,0	7,4	189	278	335
1300	208	30,4	7,8	196	289	348
1400	217	33,0	8,5	212	312	375
1500	223	34,8	8,9	227	334	402
1600	232	37,7	9,7	242	356	429
1700	238	39,5	10,1	257	379	455
1800	246	42,4	10,9	272	401	482
1900	251	44,2	11,3	287	423	509
2000	259	46,8	12,0	302	445	536
2100	266	49,7	12,7	317	468	562
2200	274	52,5	13,5	332	490	589
2300	279	54,6	14,0	347	512	616
2400	286	57,4	14,7	363	534	643
2500	290	59,2	15,2	378	557	670

*These data are for guidance purposes only and are subject to change without prior notice*

[www.lankhorstropes.com](http://www.lankhorstropes.com)

Leading Fibre Rope Solutions



GROUP BV

Fonte: Lankhorst Ropes (2015).

## ANEXO 3

Catálogo de cabo de aço fornecido pela Lankhorst Ropes:



Lankhorst Ropes

11

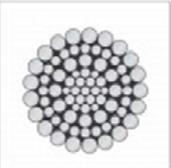
**Spiral Strand**

Galva-  
nized
Greased
Optional: GALFAN®  
coating

A S86 Galvanized Structural Spiral Strand  
Grade 2 Class A Coating Throughout

This rope is used where high strength and high modulus is required in a stationary structure/application.

CASAR
Union
OLIVEIRA
camesa
drumet



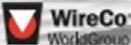
Diameter (mm)	Metallic area (mm <sup>2</sup> )	Weight (kg/m)	MBF (kN)	MBF (MT)
38	871	7,05	1415	144
41	1026	8,27	1655	169
44	1187	9,59	1922	196
48	1361	11,02	2206	225
51	1548	12,52	2509	256
54	1748	14,15	2838	289
57	1961	15,86	3176	324
60	2181	17,67	3523	359
64	2419	19,58	3843	392
67	2665	21,57	4270	436
70	2929	23,68	4626	472
73	3200	25,88	5044	515
76	3484	28,18	5507	562
79	3781	30,58	5978	610
83	4090	33,07	6397	652
86	4406	35,66	6886	702
89	4742	38,36	7411	756
92	5084	39,65	7856	801
95	5439	43,98	8407	858
98	5806	46,96	8985	917
102	6194	50,09	9466	966

More details and specifications are available on request.

These data are for guidance purposes only and are subject to change without prior notice.

OFFSHORE DIVISION





Fonte: Lankhorst Ropes (2015).