

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Thiago Monteiro Novaes Coutinho

**Análise global de configurações de *risers*
flexíveis em águas profundas**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao
Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Rio de Janeiro

Julho de 2018

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pelas oportunidades que me foram dadas até aqui e que me permitiram concluir mais esta etapa de minha vida.

Aos meus pais pela confiança inabalável e exemplos de vida, que me fazem ser quem sou, e que sem os quais nada disso seria possível.

À minha namorada pelo companheirismo e compreensão ao longo deste período e pelo apoio de sempre nos momentos mais conturbados.

Ao professor Arthur pela orientação e solicitude ao longo deste projeto, e os ensinamentos passados ao longo de toda a graduação.

E de forma geral a todos os colegas, professores e profissionais da PUC-Rio que contribuíram e fizeram parte desta jornada.

RESUMO

Análise global de configurações de *risers* flexíveis em águas profundas

O uso de tubos flexíveis vem crescendo e se espalhando por todo o mundo, desempenhando um papel fundamental em sistemas de exploração e sendo utilizados em quase todas as aplicações offshore atualmente. Uma das fases cruciais de um projeto de flexível é a definição de uma configuração de arranjo da linha que garanta a sua integridade estrutural frente os carregamentos dinâmicos de onda e corrente e de movimento da plataforma aos quais ela será submetida durante sua vida útil. O presente trabalho tem como objetivo analisar a diferença na resposta do sistema em águas profundas entre duas configurações típicas de *riser*, catenária livre e *lazy-wave*. Para isso foram realizadas análises globais para uma lâmina d'água de 2000 m utilizando o software de elementos finitos *Orcaflex*, para dar conta da não-linearidade presente no problema. Foram obtidos resultados de tração no topo e curvatura que permitiram constatar a influência do tipo de configuração adotada nestes parâmetros, bem como a influência dos carregamentos ambientais de onda e corrente e do movimento da plataforma na escolha da melhor configuração a ser adotada.

Palavras chaves: Tubos flexíveis. Risers. Configurações de Riser. Análises Globais. Análises dinâmicas. Análises numéricas. Petróleo. Engenharia de dutos. Indústria offshore.

ABSTRACT

Global analysis of flexible *riser* configurations in deep waters

The use of flexible pipes has been growing and spreading all over the world, playing a key role in operating systems and being used in almost all offshore applications today. One of the crucial phases of a flexible pipe design is the definition of a line configuration that guarantees its structural integrity in face of the dynamic loadings of wave and current and the vessel movement to which it will be subjected during its life time. The present work aims to analyze the difference in the system response in deep waters between two typical riser configurations, free hanging catenary and lazy-wave. For this, global analysis were performed for a water depth of 2000 m using finite elements software Orcaflex to account for the nonlinearity present in the problem. Results obtained for top tension and curvature allowed to verify the influence of the type of configuration adopted in these parameters, as well as the influence of the environmental loads of wave and current and the vessel motion in the choice of the most suitable configuration.

Key-words: Flexible Pipes. Risers. Riser Configuration. Global Analysis. Dynamic Analysis. Numerical Analysis. Oil. Pipe Engineering. Offshore industry.

Sumário

1	Introdução.....	9
1.1	Contexto geral e motivação	9
1.2	Objetivos	11
2	Definições básicas	12
2.1	O duto flexível.....	12
2.2	Classificação dos flexíveis	12
2.3	As camadas do flexível	13
2.4	Configurações típicas de risers flexíveis	18
2.4.1	Catenária Livre	18
2.4.2	Lazy-Wave.....	19
2.4.3	Outras configurações.....	21
2.5	Acessórios.....	21
2.6	Tipos de unidade de exploração	26
3	Análise Global	30
3.1	Análise Estática	31
3.2	Análise Dinâmica	31
3.3	Carregamentos hidrodinâmicos	33
3.3.1	Corrente.....	33
3.3.2	Ondas	34
3.4	Forças Hidrodinâmicas	36
3.5	Movimentos do navio	38
3.6	Discretização do modelo.....	39
3.7	Interação <i>riser</i> / solo	40
4	Estudo de caso.....	41
4.1	Dados da linha.....	42
4.2	Dados de bóia para modelagem da lazy-wave	43
4.3	Dados da malha	44
4.4	Dados da plataforma	47
4.5	Dados de onda e corrente	49
5	Resultados.....	50
5.1	Caso 1: <i>Beam Sea</i>	51
5.2	Caso 2: <i>Head Sea</i>	53
5.3	Caso 3: <i>Quartering Sea</i>	55
5.4	Análise dos resultados.....	57
6	Conclusão.....	59
7	Referencias.....	60

Lista de figuras

Figura 1 – Mapa dos campos na Bacia de Santos e suas produções estimadas	9
Figura 2 - Campo típico de exploração com uso de flexíveis	11
Figura 3 - Seção típica de <i>riser</i> flexível com suas camadas.....	13
Figura 4 - Detalhes das camadas do flexível	14
Figura 5 - Perfil intertravado da carcaça	14
Figura 6 - Tipos de perfis da camada de pressão	15
Figura 7 - Configuração de <i>riser</i> em catenária livre.....	19
Figura 8- Representação da configuração em <i>lazy-wave</i>	20
Figura 9 - Outras configurações típicas de <i>riser</i>	21
Figura 10 - Detalhe de um conector.....	22
Figura 11 - Flutuadores distribuídos ao longo da linha.....	23
Figura 12 - Fixação dos <i>clamps</i> internos das boias	23
Figura 13 - Limitadores de curvatura	24
Figura 14 - Bend Stiffener.....	25
Figura 15 – Vértebra	25
Figura 16 - FPSO tipo <i>spread moored</i> e <i>turret</i>	26
Figura 17 - Exemplo de plataforma semi-submersível	27
Figura 18 - Plataforma tipo SPAR.....	28
Figura 19 - Plataforma TLP.....	29
Figura 20 - Tipos de plataformas fixas	29
Figura 21 - Perfis de corrente típicos	33
Figura 22 - Critério para seleção de teoria de onda regular	36
Figura 23 - Graus de liberdade do navio	38
Figura 24 - Valores típicos para o coeficiente de rigidez do solo e de atrito	40
Figura 25 - Casos de carregamento.....	42
Figura 26 – Assitente Line Type Wizard.....	44
Figura 27 - Modelo da linha em catenária no Orcaflex.	46
Figura 28 - Modelo da linha em <i>lazy-wave</i> no Orcaflex.....	47
Figura 29 - Convenção do sistema de coordenadas no Orcaflex.....	48
Figura 30 - Resultados para catenária livre - caso 1	51

Figura 31 - Resultados para lazy wave - caso 1.....	52
Figura 32 - Resultados para catenária livre - caso 2	53
Figura 33 - Resultados para lazy wave caso 2.....	54
Figura 34 - Resultados para catenária livre - caso 3	55
Figura 35 - Resultados para lazy wave - caso 3.....	56
Figura 36 - RAOs da plataforma para as direções de onda analisadas.....	58

Lista de tabelas

Tabela 1 - Dados da linha 42

Tabela 2 – Dados dos flutuadores 43

Tabela 3 - Malha utilizada para configuração catenária livre 45

Tabela 4 - Malha utilizada para configuração lazy-wave 45

Tabela 5 - Dados da plataforma..... 47

Tabela 6 - Dados de offset..... 48

Tabela 7- Dados de onda 49

Tabela 8 - Perfil de corrente utilizado..... 49

Tabela 9- Resultados consolidados 57

1 Introdução

1.1 Contexto geral e motivação

A indústria *offshore* de petróleo é um campo que cada vez mais vem desempenhando um papel crucial nas economias dos países no mundo. As oportunidades são imensas e os desafios sempre constantes.

No ano de 2006, por exemplo, a Petrobrás anunciou a descoberta de reservas de petróleo na Bacia de Santos. Este petróleo, segundo estudos geológicos, está contido em uma série de campos num total de 112.000 km² de área. Eles se encontram em sua maioria em áreas encobertas por uma coluna de água de grande profundidade de aproximadamente 5000 m, sendo que, pelo menos 2000 m são de sal, daí o nome popular conhecido como “pré-sal” (MALTA, 2010).



Figura 1 – Mapa dos campos na Bacia de Santos e suas produções estimadas (ESTADÃO, 2009)

A descoberta desses campos significou novos desafios para a Petrobrás e para a indústria de óleo e gás em geral. Com profundidades muito maiores do que o comum, e um ambiente com condições extremas de temperatura, pressão e concentração de elementos danosos, as exploradoras de petróleo se viram diante de condições bastante adversas para seus trabalhos. Neste cenário, os

flexíveis se mostraram uma boa opção para a extração e exploração de petróleo por conta de sua capacidade de suportar altas pressões, carregamentos axiais e corrosão.

Embora o tubo flexível tenha sido introduzido no mercado *offshore* no início da década de setenta, não foi até 1978 que *risers* flexíveis foram especificados e instalados no campo Enchova *offshore* do Brasil como parte de um sistema de produção flutuante. Desde 1980, o uso de tubos flexíveis vem crescendo e se espalhando por todo o mundo e hoje eles são utilizados em quase todas as aplicações *offshore*, como em regiões do Mar do Norte, Golfo do México e no Extremo Oriente. Este tipo de aplicação dinâmica é normalmente usada para sistemas de produção flutuantes com *risers* de produção de alta pressão, *risers* de exportação, linhas de produtos químicos / água / injeção e linhas de elevação de gás (ISMAIL, 1992).

É possível, portanto, perceber a importância dos flexíveis para os campos de exploração em geral. Uma das fases críticas de um projeto de um *riser* flexível é a definição do tipo de configuração que será adotada no arranjo da linha em operação. Após definida o tipo de configuração a ser adotada, que depende, entre outros fatores, da profundidade do campo, custo de instalação e integridade da estrutura, diversas análises são realizadas durante o projeto do flexível para garantir que a estrutura suportará os carregamentos aos quais será solicitada, principalmente os carregamentos de onda, corrente e do movimento da plataforma envolvidos.

A simulação do comportamento global de *risers*, para avaliação da adequação da sua configuração em condições ambientais extremas ou operacionais, é notável por sua grande presença de desafios computacionais e de modelagem. Qualquer falha do sistema *riser* pode causar sérios danos ao ambiente marinho e interromper a produção de petróleo, incorrendo em altos custos tanto no reparo do sistema quanto na recuperação do meio ambiente.

Assim, aumenta, ainda mais a necessidade de estudos sobre temas relacionados a essa área, garantindo a confiabilidade necessária para a perfeita utilização e funcionamento de seus sistemas estruturais.

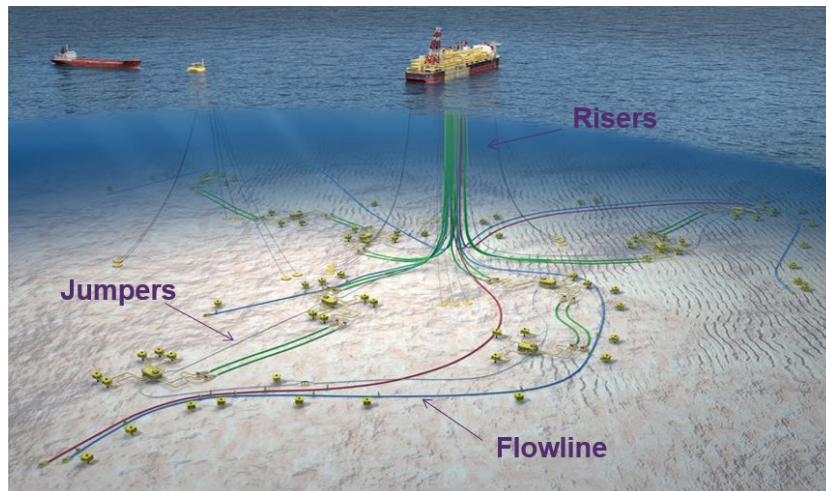


Figura 2 - Campo típico de exploração com uso de flexíveis

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo realizar análises globais para uma linha de tubos flexíveis em duas configurações de arranjo típicas, sendo elas catenária livre e *lazy-wave*, a fim de se realizar uma comparação entre as diferenças de resposta da estrutura às solicitações típicas que ela está submetida durante sua vida útil.

O trabalho também tem como proposta ilustrar as fases de análises dinâmicas presentes em um projeto típico de *risers* e os parâmetros relevantes que influenciam na sua confecção.

As análises foram realizadas no software de elementos finitos *Orcaflex*. Será apresentado a modelagem para as duas configurações de linha e 3 casos de carregamento serão analisados, com o intuito em especial de se obter como resultados a solicitação do *riser* em termos de tração no topo e de curvatura ao longo da linha, considerados os parâmetros mais críticos e dimensionantes no projeto da estrutura.

Neste cenário, o trabalho serve também como um estudo de qual configuração se adequa mais a cada cenário de projeto e como os carregamentos ambientais e a movimentação da plataforma afetam esta escolha.

2 Definições básicas

2.1 O duto flexível

Os dutos flexíveis caracterizam-se por serem estruturas capazes de suportar grandes cargas de tração axial juntamente a uma grande capacidade de curvatura, devido a sua baixa rigidez flexional. Comparados ao rígidos, sua alta resistência a cargas axiais alinhada com sua alta capacidade de dobra por conta de sua estrutura em camadas são um grande atrativo para o mercado destacando-se como vantagens (TECHNIP, 2010):

- Facilidade no armazenamento em cestas e bobinas;
- Alta resistência a carregamentos dinâmicos;
- Versatilidade no emprego de diferentes aplicações;
- Reutilização das linhas para outras operações;

2.2 Classificação dos flexíveis

Os flexíveis utilizados para aplicações *onshore* e *offshore* podem ser agrupados em duas categorias: estática ou dinâmica.

Segundo a *API Specification 17B*, eles podem ser usados em um grande número de funções, entre elas:

- a) Produção – petróleo, gás, condensados e água;
- b) Injeção – água, gás e produtos químicos para o poço;
- c) Exportação – petróleo semi-processado e gás;
- d) Serviços – produtos químicos de cabeça de poços e fluidos de controle.

As aplicações estáticas e dinâmicas solicitam diferentes tipos de esforços no duto. Enquanto ambas necessitam uma vida de longa duração, resistência mecânica e a danos internos e externos, e mínimo de manutenção, aplicações dinâmicas requerem ainda uma maior flexibilidade e alta resistência à fadiga.

O uso de flexíveis em aplicações estáticas se dá principalmente através do uso de serviços com *flowline* e *riser jacket*. Nessas aplicações, o tubo flexível é usado para simplificar procedimentos de projeto ou instalação, ou por conta de suas propriedades inerentes de isolamento e resistência à corrosão. Além disso, pode ser obtida redução das cargas e momentos de instalação e nas conexões.

2.3 As camadas do flexível

Como comentado, o flexível é formado por diversas camadas, cada qual com sua função estrutural. Entre esses componentes os principais são as camadas poliméricas e metálicas. A seguir serão apresentadas cada uma das camadas comumente presentes num flexível com um resumo de suas principais funções, com base na *API Spec 17B*, e em (LEAO et al, 2014).

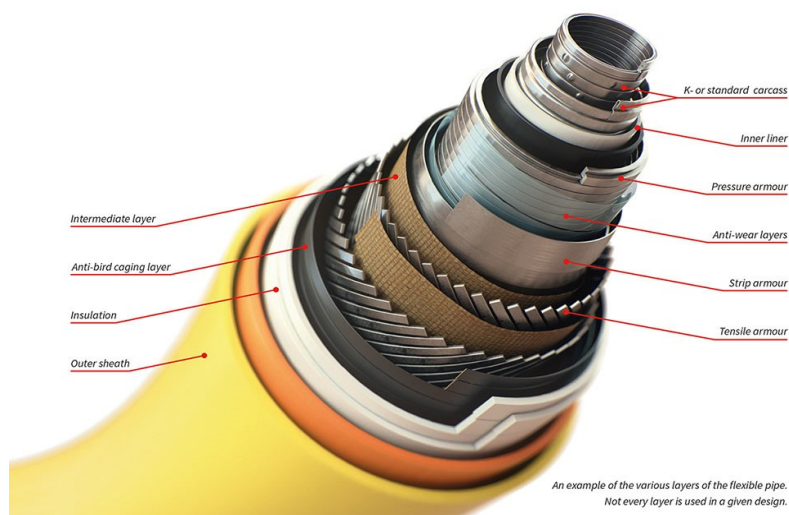
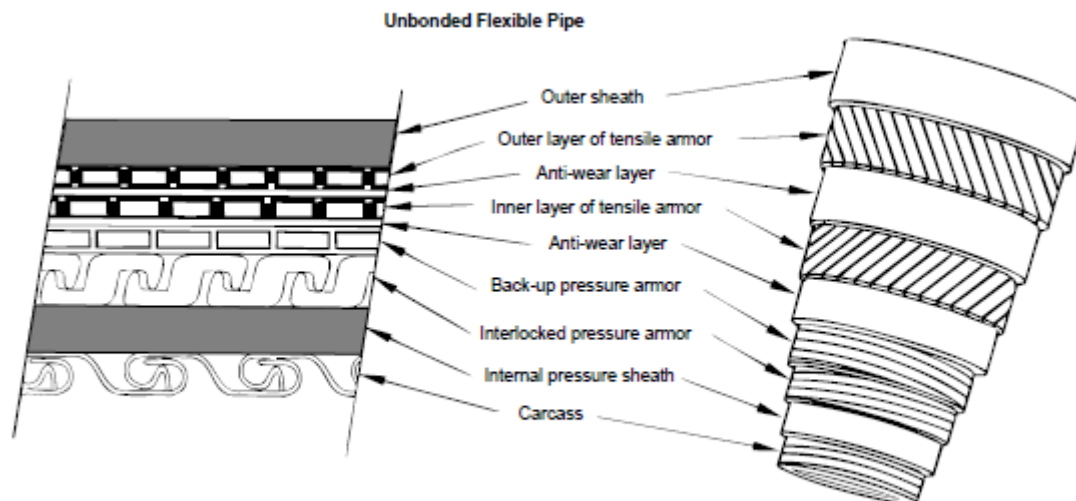


Figura 3 - Seção típica de *riser* flexível com suas camadas (NOV, 2018)



**Figura 4 - Detalhes das camadas do flexível
(API, 2002)**

a) Carcaça

Esta camada é feita por uma estrutura de aço intertravado, ilustrada na figura abaixo, caracterizando uma superfície rugosa em seu interior. Ela se torna obrigatória quando existe a presença de gás no fluido interno a ser escoado.



**Figura 5 - Perfil intertravado da carcaça
(API, 2002)**

Sua principal função é resistir ao colapso hidrostático por conta da pressão externa e às compressões mecânicas radiais, como as geradas pelo aperto dos tensionadores durante a instalação.

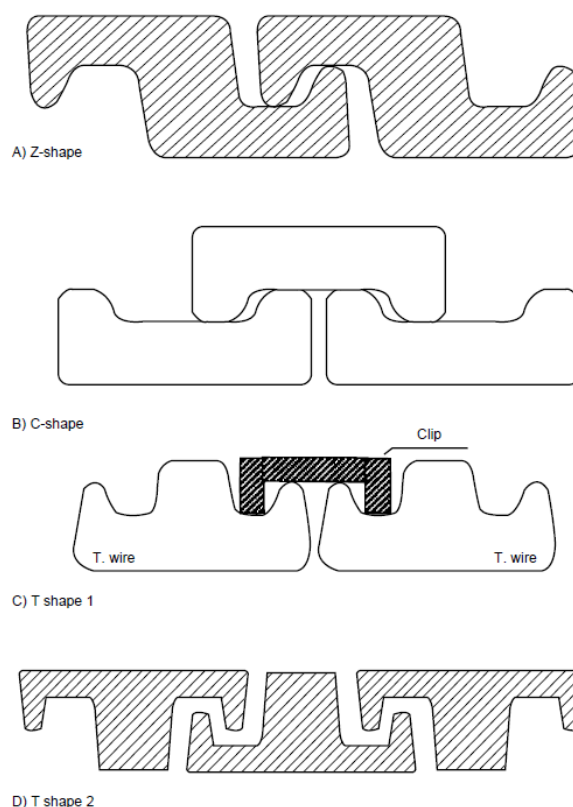
Por ser a camada do tubo mais interior, conhecimento prévio do fluido interno que estará em contato direto com a carcaça é indispensável, pois a presença de CO_2 , H_2S , cloretos ou areia, por exemplo, podem corroer o duto e causar graves danos à produção.

b) Camada de Pressão:

Camada plástica elaborada a partir de materiais como polietileno, *gammaflex* ou poliamida, cuja principal função é garantir estanqueidade e transmitir os esforços oriundos do aumento da pressão interna para as armaduras seguintes. Em dutos *smooth bore*, onde não existe a carcaça, essa camada é o próprio tubo interno.

c) Armadura de Pressão

Camada metálica constituída do mesmo tipo de aço intertravado da carcaça. Apresenta diferentes tipos de perfis (zeta, teta ou psi), como na figura abaixo:



**Figura 6 - Tipos de perfis da camada de pressão
(API, 2002)**

Serve como uma camada de suporte tanto para a camada de pressão como para a carcaça. Assim, é responsável tanto por resistir junto a carcaça às cargas radiais oriundas da pressão hidrostática, equipamentos auxiliares e tensionadores quanto por ajudar na resistência à pressão interna junto da camada de pressão.

Por ser composta de material metálico, pode ser extremamente afetada se houver entrada do fluido interno por difusão pela camada polimérica adjacente, o que pode resultar em um ambiente corrosivo dentro do anular do flexível. A previsão desse fenômeno é importante na hora da seleção do material a ser utilizado.

Geralmente essa armadura de pressão poderá ser seguida por uma camada espiral que irá aumentar a resistência à pressão interna sem precisar aumentar a armadura. Isso minimiza o peso do duto e as dificuldades de instalação.

d) Armadura de Tração

As armaduras de tração são formadas por fios chatos de aço fabricados em pares e aplicados de forma helicoidal de modo que sua resistência e funcionalidade irão variar de acordo com o ângulo de aplicação dessas hélices. É esta disposição helicoidal dos fios das armaduras que permite a alta flexibilidade dos tubos flexíveis.

Essas camadas são cruzadas entre si, ou seja, se uma delas é inserida no sentido horário, a outra é inserida no sentido anti-horário, de modo a garantir a integridade estrutural do tubo devido ao movimento das camadas. O ângulo de cruzamento entre as camadas varia conforme o tipo de tubo entre 20° e 60°.

Como o nome sugere sua função é basicamente a de resistir às trações no tubo, isto é, os carregamentos axiais como peso próprio da estrutura e os carregamentos dinâmicos causados por correntes marítimas, efeitos de onda e movimentos da embarcação.

e) Camada Polimérica Externa

É a camada mais externa do flexível. Assim como a camada interna de pressão é constituída de material polimérico, sendo extrudada por cima da camada anterior.

Suas funções principais são duas: a de vedação, ou seja, ela deve proteger a integridade dos componentes do interior do tubo do ambiente externo, e a de confinar a armadura de tração. Diferentemente da camada polimérica interna, esta estará em contato com o ambiente marinho e com o ambiente terrestre durante estocagem e transporte. Em termos de material, o polímero escolhido deve ser capaz de resistir a um meio bastante agressivo, choques mecânicos e ainda garantir a integridade do seu conteúdo.

f) Fitas Anti-Desgaste e de Alta Resistencia

Como ocorre deslizamento entre as camadas, fitas anti-desgaste são colocadas entre pares de armaduras metálicas para evitar o desgaste por atrito e abrasão entre elas.

Já as fitas de alta resistência têm papel estrutural e servem para garantir maior estabilidade para a armadura de tração e a estrutura como um todo. São as principais responsáveis por evitar o fenômeno de “*reverse end-cap*”, onde a diferença de pressão interna e hidrostática induz compressão nos fios das armaduras que pode provocar flambagem lateral.

g) Camada de Isolamento

Dependendo do tipo de aplicação e solicitação do projeto alguns flexíveis podem conter camadas de isolamento térmico. Elas são feitas de uma espuma responsável por evitar o resfriamento do fluido interno, o que pode levar a formação de hidrato e parafina em seu interior, resultando em entupimento do tubo.

Além das camadas supracitadas, existem ainda outros tipos que podem ser aplicadas dependendo da solicitação do projeto e suas condições como camadas de sacrifício, camadas intermediárias para vedação, entre outras.

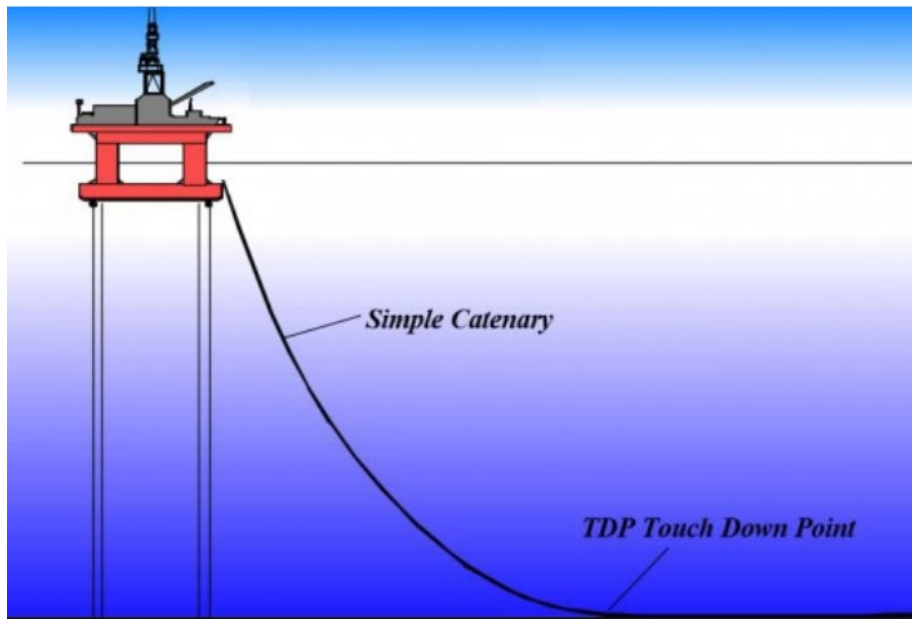
2.4 Configurações típicas de risers flexíveis

No projeto do flexível um dos pontos mais importantes é definir como a linha estará disposta no campo de exploração e qual configuração de arranjo será adotada. O número de configurações disponíveis de *risers* flexíveis é limitado e o engenheiro de projeto deve selecionar a configuração mais adequada para cada campo com base em precedentes históricos em ambientes similares. No entanto, cada aplicação do flexível é diferente e requisitos específicos do cliente, disponibilidade de recursos de instalação, economia do campo e requisitos locais estão entre os muitos parâmetros que influenciam na seleção de uma configuração de *riser* adequada.

A seguir serão melhor descritas e explicadas as principais configurações de arranjo de flexíveis, com atenção especial para as configurações de catenária livre e *lazy-wave*, que serão o foco deste trabalho.

2.4.1 Catenária Livre

A configuração de catenária livre consiste em uma simples catenária de *riser* desde o suporte da linha na embarcação até o leito marinho onde o *riser* pode se conectar em um *flowline* ou qualquer equipamento submarino. É de longe a mais simples e econômica de todas as configurações de *risers* disponíveis. Não requer qualquer estrutura intermediária de suporte e, conseqüentemente, é a configuração com a maior facilidade de instalação. No entanto, os movimentos dinâmicos causados pelos carregamentos hidrodinâmicos no *riser* ou na embarcação não a tornam adequada para muitas das aplicações. O problema é evidente quando o *riser* é levantado do fundo do mar e lançado de volta a altas velocidades, podendo ocasionar flambagem e curvaturas além do limite da estrutura perto da conexão de fundo, comumente chamada de *Touch Down Point*, ou TDP.



**Figura 7 - Configuração de *riser* em catenária livre
(OLIVEIRA, 2007)**

A configuração de catenária livre é, portanto, mais adequada para ambientes benignos que geram pouca movimentação das embarcações ou para aplicações de águas profundas em que os efeitos das ondas e movimentos da embarcação não sejam significativamente sentidos na região de TDP. Também é mais adequado para aplicações de plataforma fixa em que os movimentos da embarcação são desconsiderados ou aplicações do tipo TLP onde os deslocamentos lateral e vertical são limitados.

2.4.2 Lazy-Wave

Depois da catenária livre a próxima solução mais vantajosa em termos de custo benefício é a configuração *Lazy-Wave*. Além de possuir uma seção em suspensão como na catenária livre, a *lazy-wave* possui uma seção com flutuadores uniformemente distribuídos. A presença desta seção altera a geometria da linha, que forma uma corcova ao longo da seção intermediária em formato de “S”. A região da corcova mais baixa é conhecida como SAG e da corcova mais alta como HOG (ou *arch*), como ilustrado na figura abaixo.

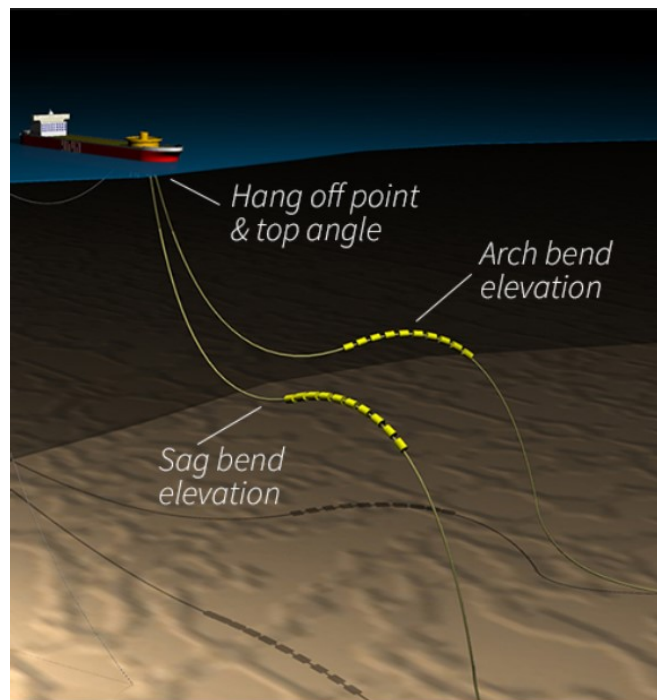


Figura 8- Representação da configuração em *lazy-wave* (OLIVEIRA, 2017)

Um dos objetivos de utilizar essa configuração é reduzir a tração no topo, variável que será avaliada neste trabalho. Outra aplicação dessa configuração é em campos de petróleo onde a unidade flutuante encontra-se muito próxima à cabeça do poço ou de equipamentos submarinos, tais como PLET e *manifolds*, buscando-se evitar o contato entre eles e a estrutura. Além disso, a presença dos módulos flutuadores permite maiores movimentos da embarcação, já que estes são dissipados ao longo da seção flutuante, resultando que apenas uma parte dos efeitos dinâmicos sejam transferidos para a seção de fundo, o que consequentemente favorece a vida útil à fadiga nesta região.

A principal vantagem da *Lazy-Wave* é a facilidade de instalação quando comparada a outras configurações mais complexas. Os únicos requisitos além daqueles da configuração de catenária livre são os módulos de flutuação. Apesar de ter-se de considerar o custo de fabricação e instalação desses acessórios, é importante observar que eles são instalados já no barco de instalação junto à linha, o que minimiza os custos com a necessidade de outros equipamentos de instalação mais específicos como *drivers* ou ROVs (*Remote Operated Vehicles*).

2.4.3 Outras configurações

Além das configurações de catenária livre e *lazy-wave*, outras configurações principais tipicamente utilizadas em *risers* flexíveis encontram-se ilustradas no quadro abaixo.

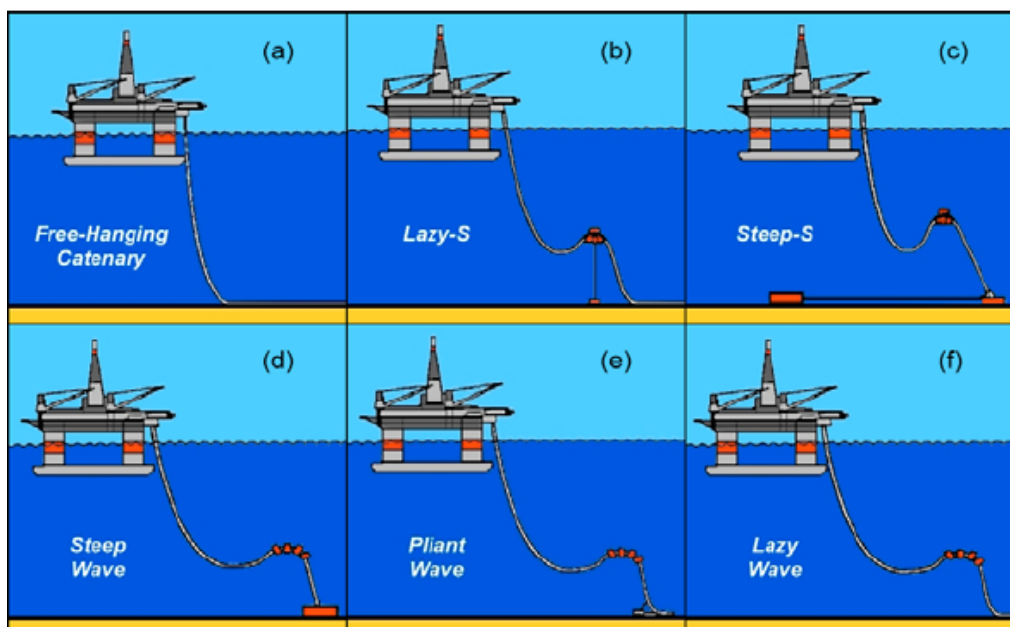


Figura 9 - Outras configurações típicas de *riser*
(PINA et al, 2008)

2.5 Acessórios

Faz-se necessário conhecer alguns equipamentos que são comumente utilizados junto dos flexíveis. Alguns acessórios principais são descritos nas seções seguintes, com base na *API Spec 17B* e em (MACHADO, 2010).

a) Conectores

A ligação de cada tramo de *riser* se dá através dos conectores. Eles são montados sobre a parte final de cada tramo de *riser*, chamada de *end-fitting*, capaz de suportar diversos tipos de conectores. Eles podem ser de diferentes tipos, como de porcas flangeadas, cubos de aperto, juntas soldadas ou conectores proprietários. A seleção do conector vai depender dos requerimentos operacionais e de serviço do projeto.

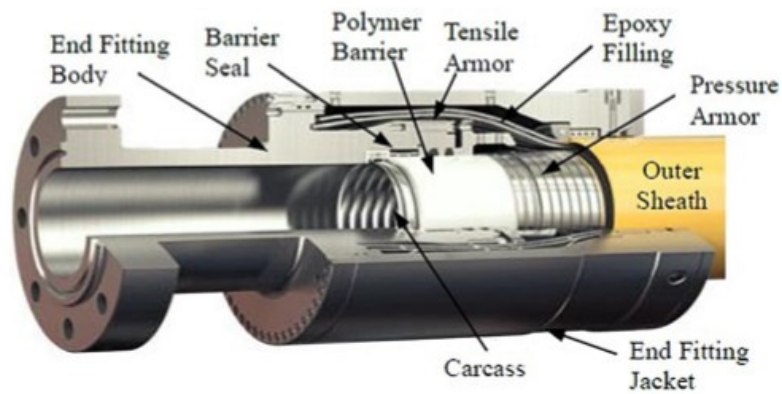


Figura 10 - Detalhe de um conector

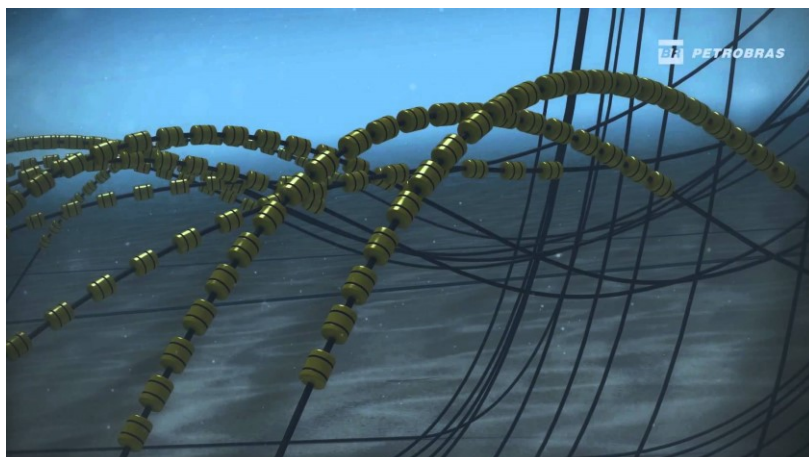
b) Flutuadores

Os flutuadores, ou boias, são os equipamentos responsáveis por gerar o empuxo necessário para aliviar o peso da estrutura. São utilizados especificamente para garantir o formato das configurações de *riser* em *wave* (*lazy, steep, pilant*).

O número de flutuadores necessários para cada configuração por *riser* varia de acordo com as necessidades do projeto. Ele depende basicamente do peso do *riser*, profundidade, deslocamento da embarcação e requerimentos de fabricação.

O tamanho das boias é normalmente de três a duas vezes o diâmetro externo do tubo, embora isto dependa das exigências de empuxo e instalação. A distância entre cada boia também é determinada após uma análise de peso de linha, tipo de configuração desejada, entre outras variáveis.

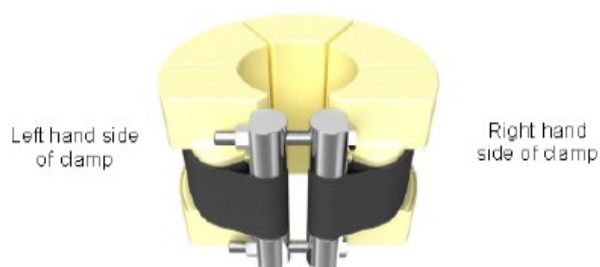
Como ocorre penetração da água do mar ao longo de sua vida útil, as boias vão perdendo sua flutuabilidade, fazendo-se necessário levar este fator em conta nos devidos cálculos de empuxo ao longo da vida útil da linha.



**Figura 11 - Flutuadores distribuídos ao longo da linha
(PETROBRAS, 2015)**

c) *Clamps* internos

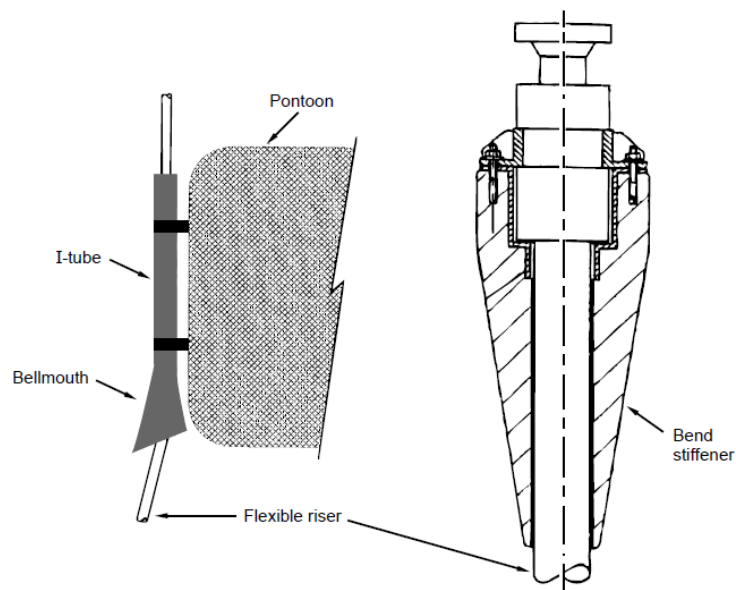
São acessórios internos às boias e outros equipamentos auxiliares, responsáveis pela sua fixação ao *riser*. Nos *clamps* das boias essa fixação se dá por meio de pinos de titânio.



**Figura 12 - Fixação dos *clamps* internos das boias
(MACHADO, 2016)**

d) Limitadores de Curvatura

Dois tipos de limitadores de curvatura comumente usados são os enrijecedores, ou *bend stiffeners*, e as bocas de sino (*bell mouths*), que são mostrados esquematicamente na Figura 13. Enrijecedores e bocas de sino são geralmente usados para aplicações dinâmicas, no entanto também podem ser usados em aplicações estáticas, como por exemplo para evitar que o *flowline* dobre excessivamente na região de *end-fitting* durante a instalação. (BALMORAL, 2018)



**Figura 13 - Limitadores de curvatura
(API, 2002)**

- **Bend Stifenner**

Bend stiffeners, ou enrijecedores, são usados para apoiar tubos flexíveis, umbilicais e cabos quando são conectados a estruturas rígidas ou a uma unidade de produção flutuante, onde geralmente há a necessidade de se controlar o raio mínimo de curvatura do tubo. Eles são usualmente conectados na conexão de topo do *riser* ou do fundo do mar. *Bend stiffeners* são tipicamente molduras de poliuretano de formato cônico com um furo cilíndrico que desliza sobre o tubo, umbilical ou cabo.



**Figura 14 - Bend Stiffener
(BALMORAL, 2018)**

- **Vértebra**

As vértebras são consideradas limitadores de curvatura que impedem a flexão excessiva na interface entre flexíveis e estruturas rígidas travando mecanicamente seu movimento. Elas são normalmente usadas em aplicações estáticas, mas, diferentemente dos *bend stiffeners*, fornecem proteção apenas quando o tubo atinge o raio de curvatura desejado entre a linha flexível e estruturas rígidas como conexões de cabeça de poço.



**Figura 15 – Vértebra
(BALMORAL, 2018)**

2.6 Tipos de unidade de exploração

Existem uma série de tipos diferentes de embarcações, sistemas de ancoragem e fixação de *riser*, os quais influenciam significativamente os movimentos do topo do *riser*. É essencial que se conheça o navio e sistema de amarração pois eles têm influência direta no comportamento dinâmico do sistema. Alguns principais tipos de unidades são descritos nas seções posteriores, conforme (MACHADO, 2010).

a) Sistema de Armazenamento e Descarregamento de Produção Flutuante (FPSO)

Inicialmente os navios eram usados somente para as operações de perfuração e/ou completação, os chamados navios sonda. Posteriormente passaram a ser empregados na produção, através da conversão de navios petroleiros ou graneleiros em FPSO (do inglês *Floating Production, Storage and Offloading*). No convés do navio é instalada uma planta de processo para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços.

Os FPSOs podem ser de dois tipos em termos do sistema de amarra do navio: *Turret* ou *Spread Moored*. Em navios do tipo *Turret*, existe uma torre atracada na proa e sua conexão com o navio é dada a partir de uma junta giratória que permite ao navio girar e sempre ficar alinhado com as condições predominantes de onda, vento e corrente, fenômeno conhecido como “*weatherveane*”, visto que o sistema é baseado em um casco de navio e possui grande amplitude de movimento em seus graus de liberdade. Já FPSOs do tipo *Spread Moored* possuem pares de linhas de ancoragem conectadas em cada extremidade do navio dispostas em catenária. Sua utilização tem se tornado bastante comum em aplicações para águas ultra profundas.



Figura 16 - FPSO tipo *spread moored* e *turret*
(WOR, 2014)

b) Semi-Submersível

Este tipo de unidade flutuante é composto de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos, que são denominados pontões, ou em inglês “*pontoons*”. São estruturas amplamente empregadas para produção, completação e perfuração *offshore*.

O sistema de amarras é feito através de linhas de ancoragem que podem ser do tipo convencional, instaladas em catenária, ou do tipo *Taut-Leg*, na qual a linha de ancoragem fica esticada. Embora uma semi-submersível apresente uma amplitude de movimentos bem menor que a de uma unidade baseada em cascos de navios, a sonda está ancorada ao leito do mar por meio de um sistema de amarra que não permite que a plataforma gire livremente sobre o eixo vertical.

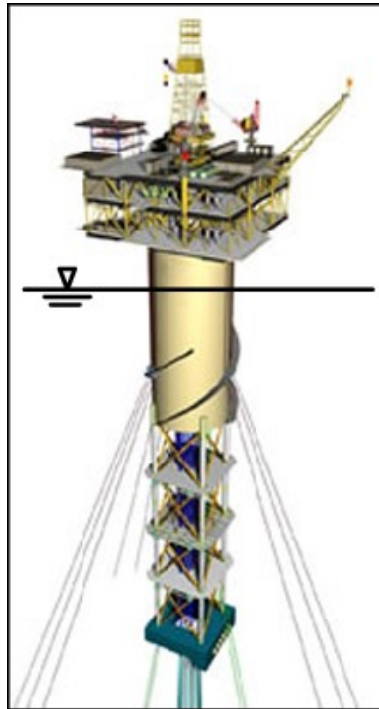


**Figura 17 - Exemplo de plataforma semi-submersível
(WOR, 2014)**

c) SPAR

Esse sistema consiste em um único cilindro vertical de grande diâmetro que dá suporte ao deck. O cilindro serve como um estabilizador da plataforma na água, e permite absorver os movimentos de potenciais condições extremas de mar, em especial os movimentos verticais, e por isso usualmente incluem a utilização de poço equipado por complementação seca e *risers* rígidos.

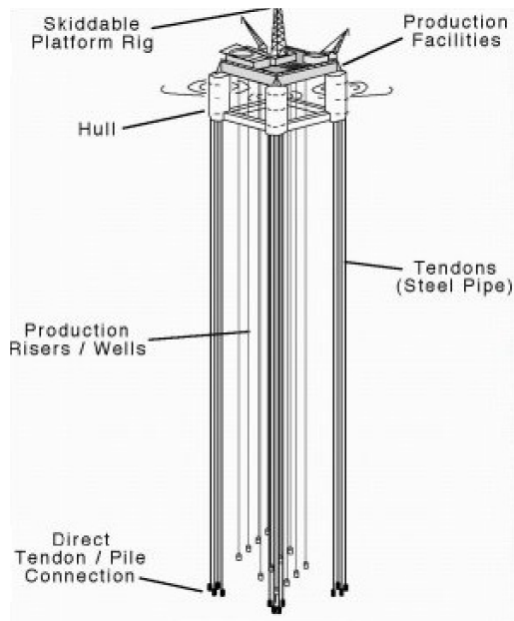
Elas têm um *topside* (superfície do deck onde se localizam equipamentos de perfuração e produção) típico de uma plataforma fixa, três tipos de *risers* (produção, perfuração e exportação), e um casco no qual é ancorado à superfície do solo marinho utilizando um sistema de seis a vinte linhas de ancoragem.



**Figura 18 - Plataforma tipo SPAR
(KRIAN, 2008)**

d) TLP

A TLP é, basicamente, uma unidade flutuante de produção ancorada no fundo do mar por cabos tracionados (pernas). Uma das pontas dessas pernas é conectada a um sistema de fundação com estacas no fundo do mar, enquanto a outra ponta é conectada à plataforma. A flutuação dessa plataforma é maior que o peso, o que faz com que essas pernas estejam sempre tracionadas. A restrição do movimento vertical permite à plataforma utilizar um sistema de completação seca em conjunto com um sistema de *risers* rígidos verticais.

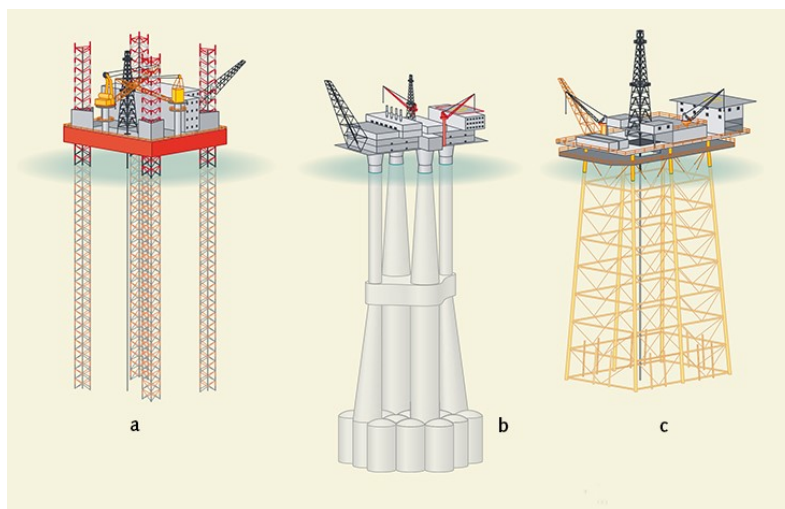


**Figura 19 - Plataforma TLP
(SILVA, 2011)**

e) Plataformas Fixas

Plataformas fixas não costumam ser as estruturas de suporte clássicas para *risers* flexíveis. Entretanto, em algumas situações, por conta de seu alto grau de usabilidade, flexíveis podem se mostrar a melhor solução, em particular se forem usados para aplicações de diferentes tipos no campo.

Os movimentos da conexão de topo são obviamente negligenciáveis em plataformas fixas, e por isso predominantemente opta-se pela utilização da configuração mais econômica de *riser*, a catenária livre.



**Figura 20 - Tipos de plataformas fixas
(WOR, 2014)**

3 Análise Global

Uma das partes integrantes e cruciais do projeto de um flexível são as análises globais realizadas para obtenção dos esforços ao qual o sistema estará submetido durante sua vida útil, seja na fase de instalação, operação ou recolhimento da linha. Nesta análise são avaliados fatores como a configuração estática da linha e sua resposta aos efeitos ambientais em termos de deslocamento, curvatura, força e momento.

Ela também é utilizada para verificar a viabilidade da configuração de *riser* escolhida para o projeto e a integridade mecânica da estrutura frente os carregamentos possíveis aos quais ela estará sendo solicitada.

Como deseja-se obter uma resposta do *riser* como um todo, a análise global simula o seu comportamento representando no modelo todo o seu comprimento, desde a conexão na plataforma até o fundo do mar.

Os principais parâmetros do *riser* necessários para a modelagem correta da análise são suas características físicas e geométricas de (API Spec 17B):

- Rigidez axial
- Rigidez à Flexão
- Rigidez à Torsão
- Diâmetro Interno
- Diâmetro Externo
- Peso da linha

Além disso, também são necessários os parâmetros das condições ambientais como profundidade da lâmina d'água, e as características da unidade flutuante bem como dos carregamentos de onda e corrente.

A análise das linhas, então, pode ser feita de duas maneiras: análise acoplada ou desacoplada. Na análise acoplada o modelo é completo. Todo o sistema é modelado de uma vez, plataforma, *risers* e linhas de ancoragem, representando todas as interações existentes entre as estruturas modeladas, o que implica um custo computacional bem maior.

A prática comum no projeto de *risers*, entretanto, é a realização de uma análise desacoplada, conforme adotada neste trabalho.

A análise desacoplada trata os movimentos do casco da plataforma separadamente do comportamento estrutural dinâmico não-linear das linhas. Os movimentos do casco podem, por exemplo, ser obtidos através de programas como DYNASIM ou WAMIT.

Uma análise global pode ser dividida em dois estágios: análise estática e análise dinâmica. (API Spec 17B, 2002)

3.1 Análise Estática

O principal objetivo da análise estática é determinar a geometria estática inicial da configuração da linha. Parâmetros relevantes nesta etapa são normalmente o comprimento do *riser*, peso, empuxo e a posição do ponto de conexão da linha com o leito marinho. Os carregamentos considerados em uma análise estática são comumente a gravidade, empuxo, fluido interno, offsets do navio, isto é, seu deslocamento, e a corrente marítima.

3.2 Análise Dinâmica

O próximo estágio nas análises globais é a realização de análises dinâmicas, que agora associam a resposta estática do sistema com a resposta dinâmica proveniente dos carregamentos de onda e do movimento da plataforma.

Por conta da não-linearidade geométrica geralmente associada ao comportamento dinâmico de *risers* flexíveis, decorrente principalmente das grandes deformações sofridas e dos tipos de carregamentos a que estão submetidos, análises no domínio da frequência não são apropriadas pois não refletem de maneira satisfatória o comportamento real da estrutura, e consequentemente as análises são realizadas no domínio do tempo. As forças hidrodinâmicas podem ser estimadas pela equação de Morison, vista mais adiante. Os movimentos da unidade flutuante podem ser obtidos por meio de análises computacionais, empiricamente usando modelos teste ou conhecendo-se os RAOs do navio e os dados de onda do campo. (API, 2002)

A resposta global do sistema é obtida pela solução das equações de movimento que governam o problema. Esta solução pode ser baseada em modelos analíticos ou modelos numéricos. Soluções analíticas geralmente não são aplicadas para análises globais de flexíveis, visto a complexidade do sistema, e as soluções numéricas são normalmente baseadas no método de elementos finitos ou de diferenças finitas. (API, 2002)

A solução numérica para as equações de equilíbrio é normalmente obtida combinando-se todas as equações que descrevem as relações entre força e deslocamento em todos os graus de liberdade de cada nó do elemento usado para discretização do modelo. Essas equações podem ser expressas na forma matricial abaixo (API, 2002):

$$[M]\{\ddot{x}\} + [C]\{\dot{x}\} + [K]\{x\} = \{F\}$$

Onde:

$[M]$ é a matriz de massa

$[C]$ é a matriz de amortecimento

$[K]$ é a matriz de rigidez

$\{F\}$ é o vetor de carregamentos

$\{\ddot{x}\}$, $\{\dot{x}\}$, $\{x\}$ são respectivamente os vetores de aceleração, velocidade e deslocamento

Como as análises são tipicamente realizadas no domínio do tempo pelos motivos acima mencionados, as equações podem ser resolvidas por métodos de integração implícitos ou explícitos. Métodos explícitos de integração resolvem o problema para o instante de tempo $t + \Delta t$ baseando-se nas condições de equilíbrio no tempo t . Já métodos implícitos buscam soluções no instante $t + \Delta t$ mas baseando-se no equilíbrio em $t + \Delta t$. Isso naturalmente tem implicações no custo computacional da análise e a escolha de qual método usar depende de cada caso, mas comumente adota-se o tipo de solução implícita.

Existem uma série de programas de cálculo computacional disponíveis para análises de risers baseados tanto em elementos finitos como em diferenças finitas. Entre eles na indústria *offshore* destacam-se o ANFLEX, FLEXCOM, DEEPLINES e o ORCAFLEX, que será o software utilizado neste trabalho.

3.3 Carregamentos hidrodinâmicos

As análises de *riser* consideram as forças hidrodinâmicos aplicadas à linha baseadas em dados ambientais. Os parâmetros ambientais principais que afetam o comportamento de *risers* são ondas e correntes marítimas.

3.3.1 Corrente

As correntes marítimas podem ser geradas por diversos fatores, entre eles, diferença de pressão barométrica, marés e ventos. Os perfis que caracterizam as correntes são geralmente obtidos de forma estatística na forma de testes realizados em várias regiões do mar em campos de exploração para determinados períodos de retorno, como 10 ou 100 anos, que correspondem a sua probabilidade de ocorrência.

A maioria dos pacotes de software de análises dinâmicas permite a definição do perfil de corrente definindo a sua velocidade para vários pontos discretos entre a superfície e o fundo do mar. A velocidade nos pontos intermediários é então obtida por interpolação linear. A figura abaixo apresenta alguns perfis de corrente típicos.

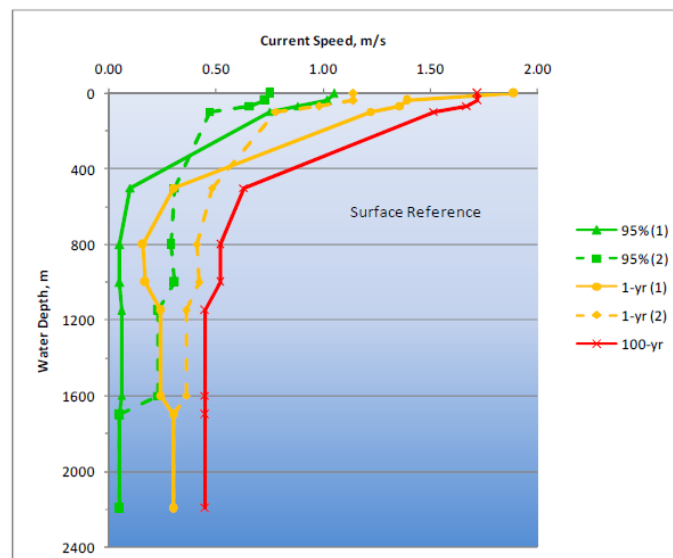


Figura 21 - Perfis de corrente típicos
(ALVES et al, 2010)

3.3.2 Ondas

A ação das ondas gera carregamentos hidrodinâmicos cíclicos diretamente no *riser* devido aos efeitos de inércia e arrasto. A modelagem das ondas nos programas de análise dinâmica pode ser feita com base em ondas regulares ou ondas irregulares.

A abordagem de onda regular se baseia em um padrão determinístico que requer apenas uma altura de onda e um período associado para se definir a onda. Já a abordagem de onda irregular é baseada em uma descrição estocástica, o estado do mar é modelado como um espectro de onda com energia distribuída ao longo de uma gama de frequências. Os espectros mais comuns usados são o Pierson-Moskowitz e o espectro JONSWAP. (DNV, 2010)

Este trabalho focará na abordagem de onda regular, que é a mais comumente utilizada nas análises dinâmicas por ser mais simples e exigir menos tempo computacional. Embora não represente fielmente a realidade, já que o comportamento das ondas é aleatório, entende-se que a modelagem por ondas regulares seja bastante satisfatória na análise de *risers* flexíveis, representando os estados de mar mais extremos com relativa precisão. (API, 2002)

A teoria de onda mais simples é obtida tomando-se a altura da onda como sendo muito menor do que seu comprimento e da profundidade. Esta teoria é referida como teoria da onda de pequena amplitude, teoria de onda linear, teoria de onda sinusoidal ou teoria de Airy. (DNV, 2010)

A teoria linear representa a onda como uma senóide, assim seu perfil de elevação é distribuído uniformemente acima e abaixo do nível da água. Ele é dado segundo a seguinte equação:

$$\xi = A * \cos(\omega t + \phi)$$

Onde:

ξ = elevação das ondas (m)

A = amplitude da onda ou meia altura da onda (m)

ω = Frequência angular da onda (rad / s)

T = período de onda (seg)

t = tempo (seg)

ϕ = fase da elevação da superfície

Existem formas de ondas regulares baseadas em teorias não-lineares que procuram representar a superfície do mar de uma forma mais realista, com a crista e o cavado da onda tendo amplitudes diferentes, ao contrário da representação simplificada da teoria linear de Airy. Estas teorias também permitem o cálculo dos perfis não-lineares de velocidade e aceleração com maior precisão.

Exemplos de teoria de ondas não-lineares são:

- Função *Stream*
- Onda Solitária
- Stokes de 3ª ou 5ª ordem

Nem todos os tipos de perfil de onda estão disponíveis em todos os pacotes de análise de *riser*. A escolha da teoria de ondas regulares para uma aplicação particular baseia-se na relação entre a altura da onda, período e profundidade da água. A norma DNV-RP-C205 fornece o critério a ser adotado na escolha da teoria de onda mais apropriada a ser utilizada nas análises, conforme a figura abaixo.

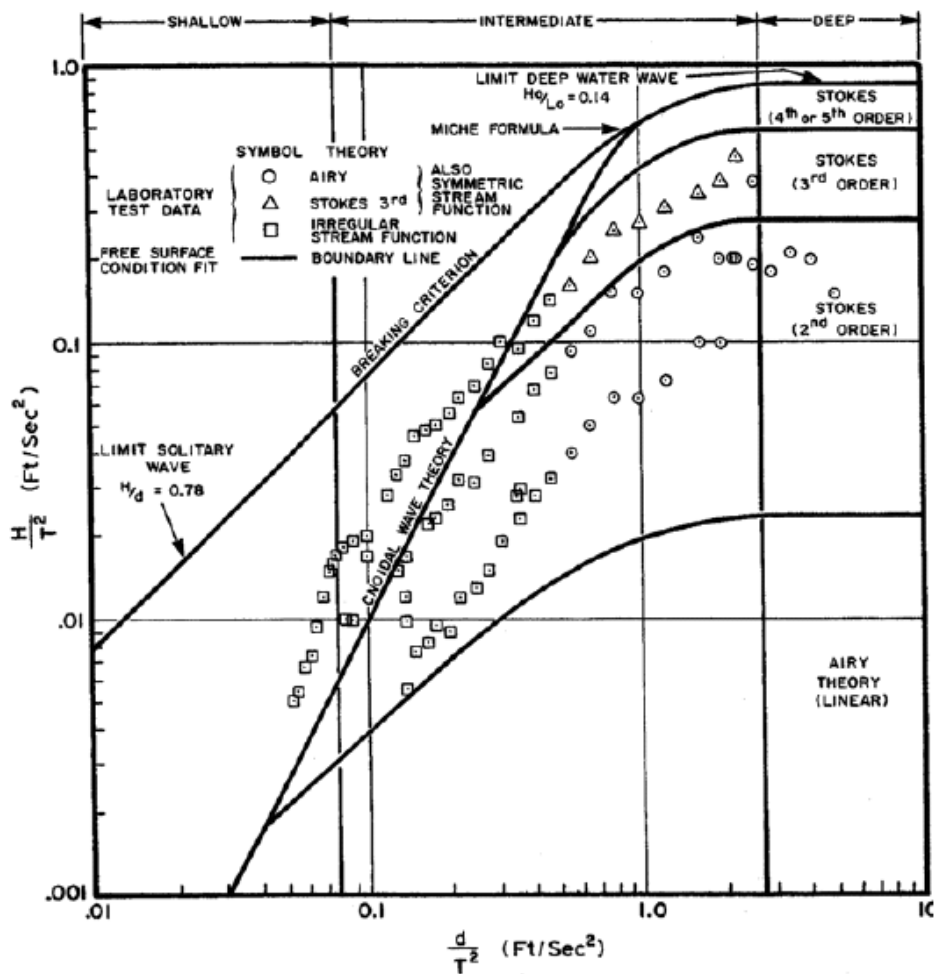


Figura 22 - Critério para seleção de teoria de onda regular (DNV, 2010)

Nas análises realizadas nesse trabalho foram consideradas ondas baseadas na teoria de Stokes de 5ª ordem.

3.4 Forças Hidrodinâmicas

As forças induzidas no *riser* pelo efeito dos carregamentos de onda e corrente podem ser expressadas na forma da Equação de Morison. A equação de Morison é uma equação de caráter empírico, originalmente proposta para o cálculo de forças hidrodinâmicas em cilindros verticais fixos submetidos apenas a carregamentos de onda. Desde então, foi adaptada para aplicação em estruturas esbeltas, como *risers*, com orientações arbitrárias e submetidas tanto a carregamentos de onda como de corrente. (API, 2002)

A força hidrodinâmica distribuída no *riser* devido a interação da estrutura com o fluido é comumente expressa por:

$$f = \frac{1}{2} \rho_w D C_D V |V| + \rho_w \frac{\pi D^2}{4} C_m a_w - \rho_w \frac{\pi D^2}{4} (C_m - 1) a_s$$

Onde:

ρ_w – densidade da água

D – diâmetro do *riser*

V – velocidade relativa do fluido

a_w – aceleração da água

a_s – aceleração da estrutura

C_D – coeficiente de arrasto

C_m – coeficiente de inércia

Nos programas de análise as velocidades e acelerações do *riser* e da água são automaticamente calculadas baseado nos dados de onda e corrente especificados e da lâmina d'água. Assim, os principais parâmetros a serem informados para definir as propriedades hidrodinâmicas da estrutura são os coeficientes hidrodinâmicos de inércia e arrasto e o diâmetro da estrutura.

Em teoria, as forças de arrasto e inércia são uma função do número de Reynolds, do número de Keulegan-Carpenter, da geometria da estrutura e da rugosidade na sua superfície. Na prática, entretanto, isto renderia um tempo impraticável nos cálculos, e os coeficientes são considerados constantes nas análises. (DNV, 2010)

Em análises de tubos flexíveis, a norma DNV-RP-205 recomenda que C_m seja geralmente considerado igual a 2, enquanto que o C_D varia entre 0.7 e 1.2. Mesmo assim, é também recomendado que estudos de sensibilidade sejam realizados para investigar o efeito nos resultados da análise global dos coeficientes selecionados. Já para configurações de tipo *wave*, que usam de flutuadores, e onde a seção flutuante está sujeita também a forças hidrodinâmicas transversais, C_D é recomendado como igual a 1.02.

3.5 Movimentos do navio

O movimento da unidade flutuante possui 6 graus de liberdade, sendo 3 de translação (*surge*, *sway*, *heave*) e 3 de rotação (*roll*, *pitch*, *yaw*), como ilustrado abaixo. A resposta do movimento da plataforma sob ação de ondas pode ser obtida com base no seu RAO.

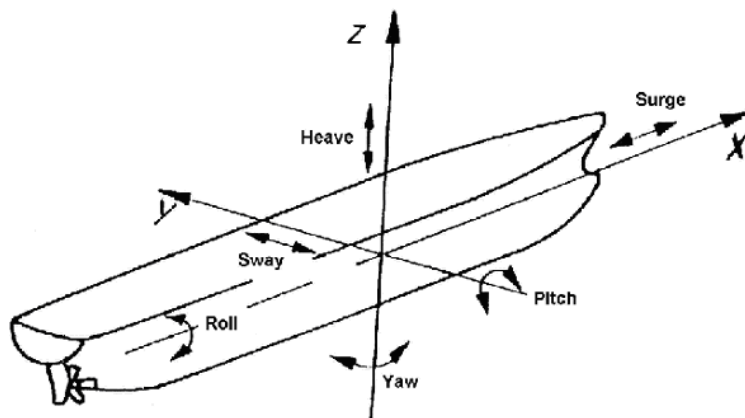


Figura 23 - Graus de liberdade do navio

RAOs são funções de transferência que traduzem o efeito que um estado de mar terá sobre o movimento de um navio na água, em seus 6 graus de liberdade. (DNV, 2010)

Os RAO são geralmente obtidos a partir de modelos de projetos propostos de navios, testados em uma bacia modelo, ou pela execução de programas de computador CFD (*Computational Fluyds Dinamycs*) especializados, geralmente ambos. Os RAOs são normalmente calculados para todos os 6 graus de liberdade do movimento do navio e para todas as direções de incidência de onda.

RAOs são geralmente obtidos para o centro de movimento do navio, mas podem ser obtidos para o ponto de conexão da linha no navio pela distância entre os dois.

Para garantir que a resposta do navio nas análises seja a mais próxima da realidade possível é ainda essencial especificar muito claramente as seguintes informações:

- Sistema de coordenadas da embarcação usado para gerar os dados (ou seja, a direção de *Surge*, *Sway*, *Heave*, etc).
- O sinal dos valores de fase (se um valor positivo se refere ao atraso de fase ou avanço)
- Coordenadas da localização na embarcação para as quais os RAOs foram calculados, normalmente o centro de movimento do navio.
- O calado, isto é, profundidade em que está submersa a embarcação, para o qual foram definidos cada conjunto de RAOs.

Por se tratar de um assunto bastante complexo, não será abordado toda a problemática em torno do RAO, ficando a cargo do leitor a consulta em bibliografia como em (NEWMAN, 1970) e (FALTISEN, 1977) para maior aprofundamento.

3.6 Discretização do modelo

De forma a melhor capturar o comportamento do *riser* nas análises e garantir a validade dos resultados é preciso dar especial atenção a malha a ser usada na discretização da estrutura.

É especialmente importante definir o tipo de elemento que será utilizado para discretização. Os programas comerciais disponíveis para este tipo de análise geralmente utilizam um elemento de barra.

3.7 Interação *riser* / solo

Os efeitos do fundo do mar, incluindo cargas de atrito, devem ser incluídos pois podem afetar significativamente os resultados de tração e curvatura obtidos na seção de fundo.

A modelagem do solo marinho ainda é um assunto complexo e maneiras de melhor representá-lo ainda estão em estudo. De maneira simplificada, o solo marinho é caracterizado especificando-se os seus coeficientes de rigidez e de atrito, assumidos como constantes. A norma API-17B lista alguns valores típicos que podem ser considerados nas análises, que variam de acordo com o tipo de solo adotado, representados na figura abaixo.

Table 18—Typical Soil Stiffness and Friction Coefficients for Flexible Pipes [5]			
Seabed Type	Direction	Stiffness (kN/m ²)	Friction Coefficient
Clay	Axial	50–100	0.2
	Lateral	20–40 ¹	0.2–0.4 ³
	Vertical	100–5000 ¹	—
Sand	Axial	100–200	0.6
	Lateral	50–100	0.8
	Vertical	200–10000 ²	—

Figura 24 - Valores típicos para o coeficiente de rigidez do solo e de atrito (API, 2002)

4 Estudo de caso

Como forma de ilustrar e analisar a resposta global de um sistema de *riser* flexível em operação sob a ação dos carregamentos característicos ao longo de sua vida útil pra diferentes configurações foram realizados dois modelos de simulação, um em catenária livre e outro em lazy-wave. Mais especificamente buscou-se obter os resultados da resposta do flexível em termos de tração solicitada e curvatura ao longo da linha.

As análises foram realizadas utilizando o software *Orcaflex* 10.0. Algumas considerações importantes sobre as análises devem ser feitas. Por conta do tempo disponível e grau de complexidade envolvido, não foram incluídos no modelo nenhum acessório como *bend stiffeners* e conectores, apenas a linha foi modelada. Embora isto gere impacto nas análises, por conta da diferença no peso total da estrutura, as diferenças nos resultados de tração e curvatura não são tão significativas e para os fins deste trabalho, esta abordagem simplificada foi então julgada satisfatória. Como não há a presença do enrijecedor de topo no modelo, não foi imposto nenhum valor de rigidez rotacional à conexão de topo da linha com o navio. Desse modo a conexão de topo é modelada como uma rótula e a linha pode rotacionar livremente. Para fins de tração essa modelagem não influencia nos resultados, somente para as solicitações de momento, que não são foco de análise neste projeto.

Manteve-se os parâmetros característicos do *riser* para cada modelo, como o comprimento de cada seção e peso próprio.

Foram realizadas análises quase-estáticas e dinâmicas no domínio do tempo, considerando os efeitos de não-linearidade contidos no problema. Em cada caso estudado foram utilizados a mesma onda e perfil de corrente centenários. Os carregamentos de onda, corrente e *offset* foram considerados colineares, isto é, todos com a mesma direção de incidência no navio.

A fim de se realizar uma análise mais abrangente buscou-se ainda avaliar a sensibilidade do *riser* e da adequação de cada configuração adotada para três direções de incidência de onda diferentes. Estas são: incidência da onda pela proa do navio (*head sea*), perpendicularmente ao navio (*beam sea*) e a 45° da direção da proa (*quartering sea*), como ilustrado na figura abaixo:

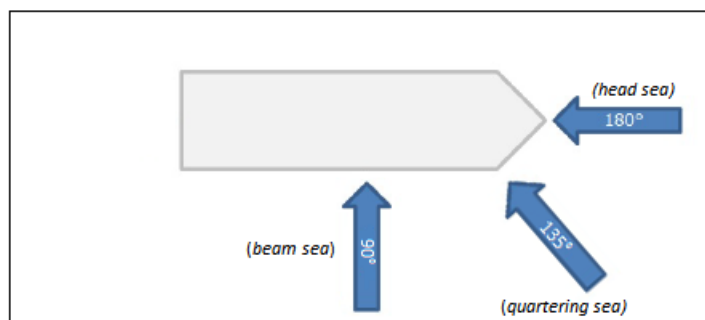


Figura 25 - Casos de carregamento

Obs: a convenção adotada no *Orcaflex* indica a direção para onde a onda e corrente estão indo, com relação ao norte do sistema global de coordenadas em sentido anti-horário.

4.1 Dados da linha

As propriedades geométricas e físicas de cada seção do *riser* utilizadas nas análises encontram-se na tabela abaixo:

	Riser de topo	Riser intermediário	Riser de fundo
Comprimento (m)	380	1730	1100
Massa (ton/m)	0.2	0.2	0.2
D_e (m)	0.33	0.394	0.395
D_i (m)	0.152	0.152	0.152
Rigidez Axial (kN)	1700000	1000000	500000
Rigidez Flexional (kN.m ²)	100	250	120
Rigidez Torcional (kN.m ²)	7000	3500	5000
Densidade do fluido interno (diesel)	850 kg/m ³		

Tabela 1 - Dados da linha

Foram considerados linhas de produção com diâmetro interno (Di) de 6", trabalhando com diesel como fluido interno. Os valores considerados para as propriedades características de cada seção de *riser* foram obtidos com base em valores típicos encontrados em projetos e na literatura, como em SILVA (2011) e MACHADO (2016).

Os coeficientes hidrodinâmicos são escolhidos de acordo com a norma DNV-RP-C-205. Como já foi apresentado, os valores sugeridos para *risers* em operação normal são $C_m = 2$ e $C_d = 1.2$.

4.2 Dados de bóia para modelagem da lazy-wave

Para modelar a seção de boia da configuração *lazy-wave* da linha foi utilizado o assistente *Line Type Wizard* do *Orcaflex* 10.0. Esta é uma ferramenta bastante útil que permite de forma relativamente simples modelar uma seção de *riser* com flutuadores utilizando como base uma seção já modelada anteriormente e alguns parâmetros característicos dos flutuadores, como peso, comprimento e diâmetro. No caso foram utilizadas as propriedades da seção de *riser* intermediário como base para a modelagem da seção de boia da *lazy-wave* e os seguintes dados dos flutuadores, com base em valores representativos:

Peso (kg)	2000
Diâmetro (m)	1.80
Comprimento (m)	2.00
Distância entre boias (m)	2.00

Tabela 2 – Dados dos flutuadores

Line Type Wizard: Line Type2 (Line with Floats)

2. First set the Base Line Type. Then set the remaining associated Float Data. Then click 'Next' to proceed.

Added Float Data

Base Line Type: RI

Float Drag & Added Mass:

Drag Coefficients			Added Mass Coefficients	
Normal	Axial Form	Axial Skin	Normal	Axial
1.000	1.000	0.010	1.000	0.500

Float Geometry:

Diameter (m)	Length (m)	Pitch (m)
2.000	1.800	2.000

Float Extras:

Hardware Mass (te)
2.000

Derived Equivalent Line Type Data

Geometry, Mass:

Diameters (m)		Mass per Unit Length (te/m)
Outer	Inner	
1.075	0.158	0.700

Stress:

Stress Diameters (m)	
Outer	Inner
0.394	0.158

Contact:

Contact Diameter (m)
2.000

Drag & Added Mass:

Drag Coefficients			Drag / Lift Diameters		Added Mass Coefficients		
Normal	Axial		Normal (m)	Axial (m)	Normal	Axial	
x	y	z			x	y	
2.208	~	0.507	0.394	0.394	1.000	~	
						0.450	

Figura 26 – Assitente Line Type Wizard

Também é necessário atentar na modelagem para a diferença nos coeficientes hidrodinâmicos a serem usados, que são recomendados na norma API-17B como $C_m = 2$ e $C_d = 1.02$.

4.3 Dados da malha

O *Orcaflex* utiliza um elemento de barra com 6 graus de liberdade na discretização do modelo da linha. As malhas utilizadas para discretização em cada modelo encontram-se abaixo.

Segmentos	Descrição do Segmento	Comprimento do Segmento (m)	Comprimento do elemento (m)	Nº de elementos
1	Seção de Riser de Topo	2.7	0.1	27
2		2.5	0.3	8
3		5	1	5
4		370	5	74
5	Seção de Riser Intermediario	652	5	130
6		10	5	2
7		191	5	38
8		20	5	4
9		365	5	73
10		20	5	4
11		472	5	94
12	Seção de Riser de Fundo	200	1	200
13		470	5	94
14		430	5	86

Tabela 3 - Malha utilizada para configuração catenária livre

Segmentos	Descrição do Segmento	Comprimento do Segmento (m)	Comprimento do elemento (m)	Nº de elementos
1	Seção de Riser de Topo	2.7	0.1	27
2		2.5	0.3	8
3		5	1	5
4		370	5	74
5	Seção de Riser Intermediario	652	5	130
6		512	5	102
7	Seção de boia	445	5	89
8	Seção de Riser Intermediario	20	5	4
9		101	10	10
10	Seção de Riser de Fundo	500	10	50
11		100	5	20
12		200	2	100
13		100	5	20
14		200	5	40

Tabela 4 - Malha utilizada para configuração lazy-wave

A discretização do modelo é um ponto de suma importância na realização das análises, pois malhas mal definidas podem gerar resultados que não sejam representativos. Pontos de atenção na modelagem de um *riser* normalmente são as regiões críticas de curvatura e que estão sujeitas a maior comportamento dinâmico devido às solicitações de carregamento, como a seção de topo da linha e o TDP.

Um ponto importante a ressaltar é que a alteração de configuração da linha implica um ponto de conexão diferente do *riser* com o leito marinho. Ou seja, a região de TDP é diferente e consequentemente a malha utilizada para a discretização da linha em cada configuração também será diferente, já que as curvaturas e a dinâmica da região de TDP requerem o uso de uma malha mais refinada para computar os resultados de tensão e curvatura de maneira correta. Na configuração *lazy-wave* também deve-se utilizar uma malha mais refinada na seção de boias, por conta das curvaturas acentuadas na região de SAG e HOG.

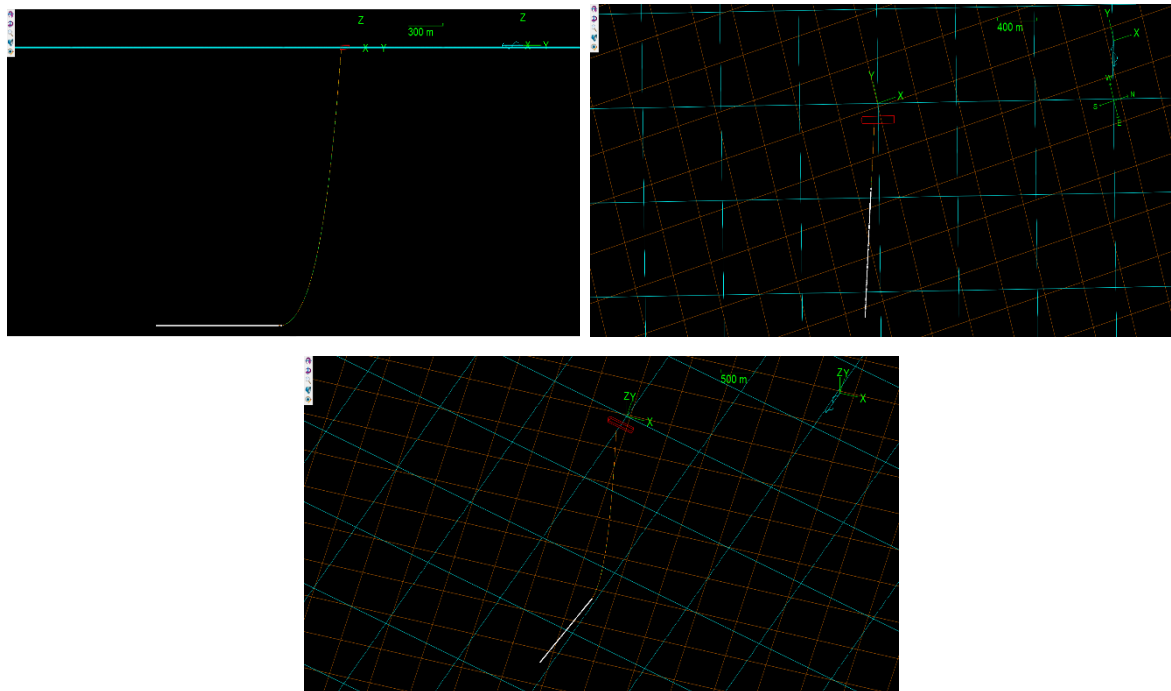


Figura 27 - Modelo da linha em catenária no Orcaflex.
Do topo esquerdo em sentido horário: vista lateral; vista de topo; vista isométrica

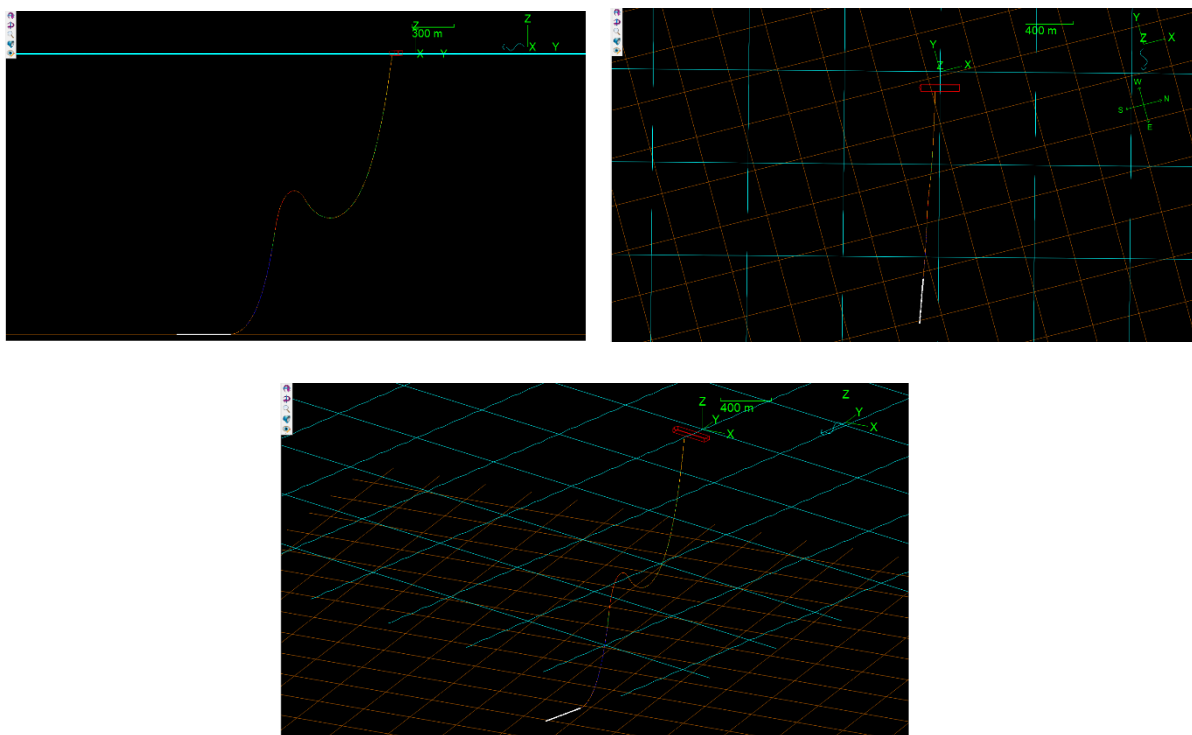


Figura 28 - Modelo da linha em *lazy-wave* no Orcaflex.
Do topo esquerdo em sentido horário: vista lateral; vista de topo; vista isométrica

4.4 Dados da plataforma

Os dados relativos a plataforma são os seguintes:

LDA	2000 m
Tipo	FPSO
Direção	165 °
Calado	10 m

Tabela 5 - Dados da plataforma

Foi assumido uma plataforma do tipo FPSO para uma lâmina d'água de 2000 m de profundidade. A direção da plataforma é tomada em relação ao Norte do sistema global de coordenadas, em sentido anti-horário. O calado da plataforma representa o quanto ela está submersa na água, ou seja, é a diferença entre o nível da superfície da água e do fundo do navio.

Deve-se atentar para a convenção adotada pelo programa para definição dos RAOs da plataforma. No *Orcaflex*, adota-se a seguinte convenção de coordenadas para o movimento da unidade flutuante.

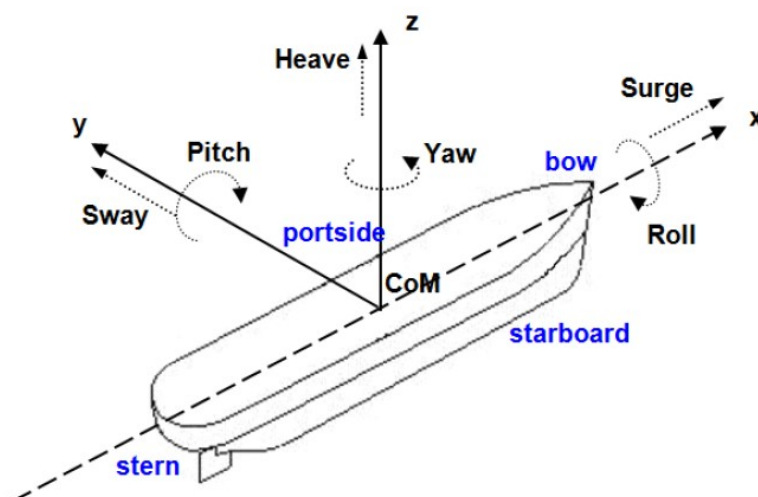


Figura 29 - Convenção do sistema de coordenadas no Orcaflex

- *Surge* positivo da popa à proa
- *Sway* positivo da linha de centro para bombordo
- *Heave* positivo para cima
- *Roll* positivo de boreste para baixo
- *Pitch* positivo da proa para baixo
- *Yaw* positivo da proa para bombordo

Baseado em trabalhos acadêmicos e em normas de projeto, o valor de amplitude do *offset* (passeio) da plataforma geralmente é dado por uma porcentagem da lâmina d'água, geralmente em torno de 10%.

Para a análise, adotou-se o valor do *offset* igual a 7% da lâmina d'água.

Logo:

% LDA	Offset (m)
7	140

Tabela 6 - Dados de offset

*LDA = lâmina d'água

4.5 Dados de onda e corrente

Os dados de onda e corrente também foram obtidos baseando-se em valores típicos de projetos.

Dados da onda centenária:

Período de retorno	Altura (m)	Período (s)
100 anos	7.0	11.5

Tabela 7- Dados de onda

Como mencionado, o perfil de corrente foi orientando no mesmo sentido e direção da onda, e de maneira conservativa, todo o seu perfil foi considerado como sendo unidirecional ao longo da profundidade.

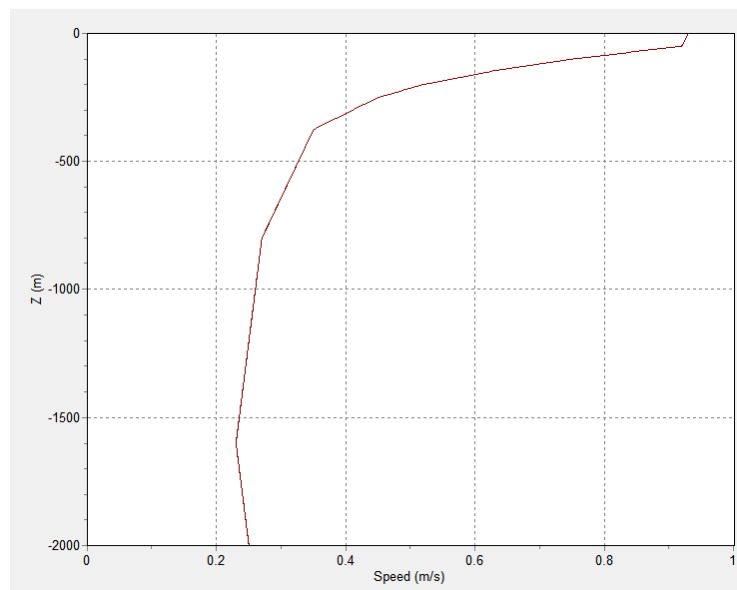


Tabela 8 - Perfil de corrente utilizado

5 Resultados

Os pontos de interesse para análise de flexíveis são principalmente os carregamentos solicitados na seção de topo, no ponto de conexão com o navio, e na região da conexão com o leite marinho, ou seja, o *Touch Down Point* (TDP).

A seguir serão apresentados os resultados obtidos em forma de gráfico para cada um dos casos analisados, em cada uma das configurações. Em seguida os resultados consolidados para máxima tração no topo e curvatura no TDP serão apresentados em forma de tabela, para melhor comparação.

5.1 Caso 1: *Beam Sea*

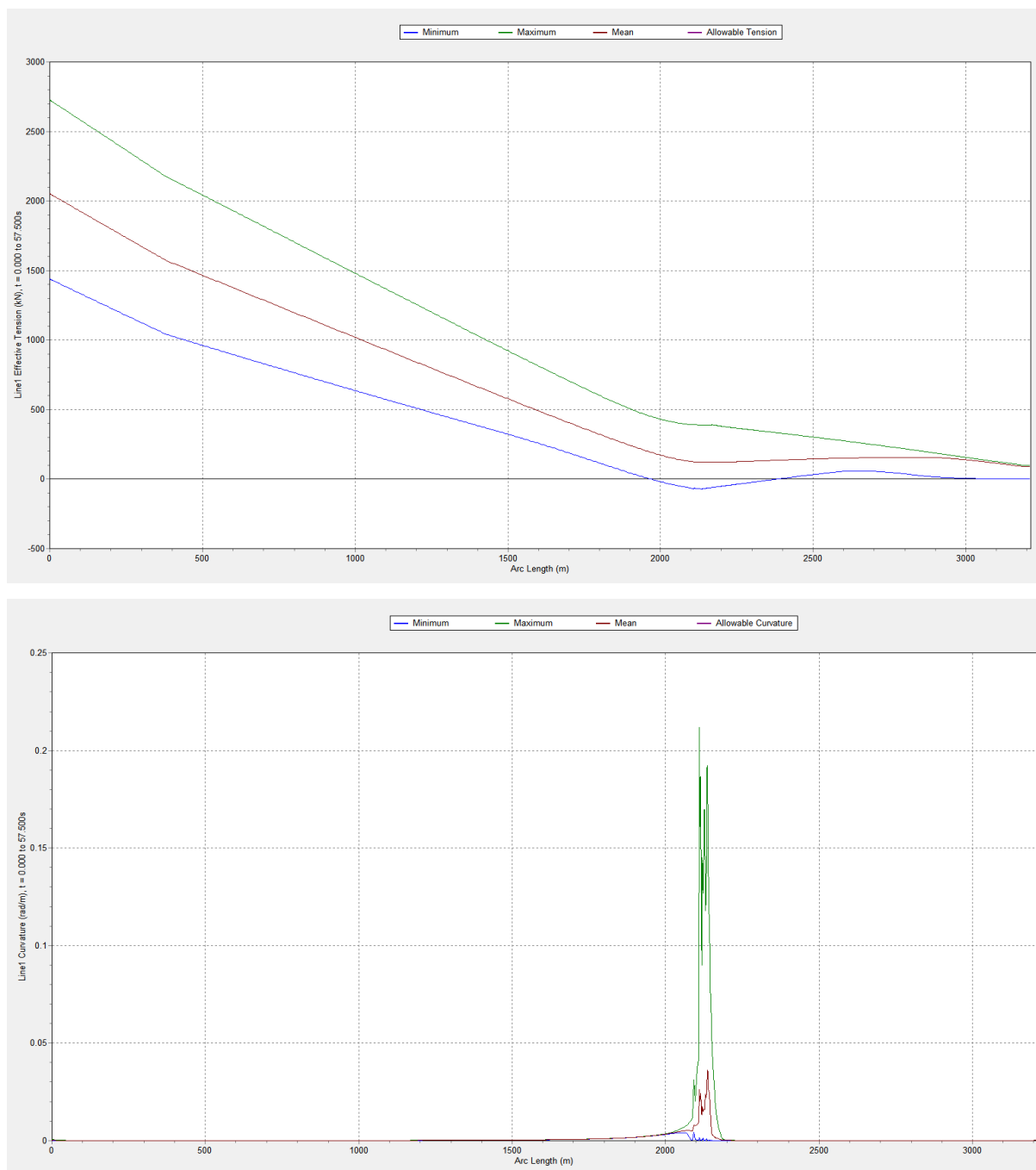


Figura 30 - Resultados para catenária livre - caso 1

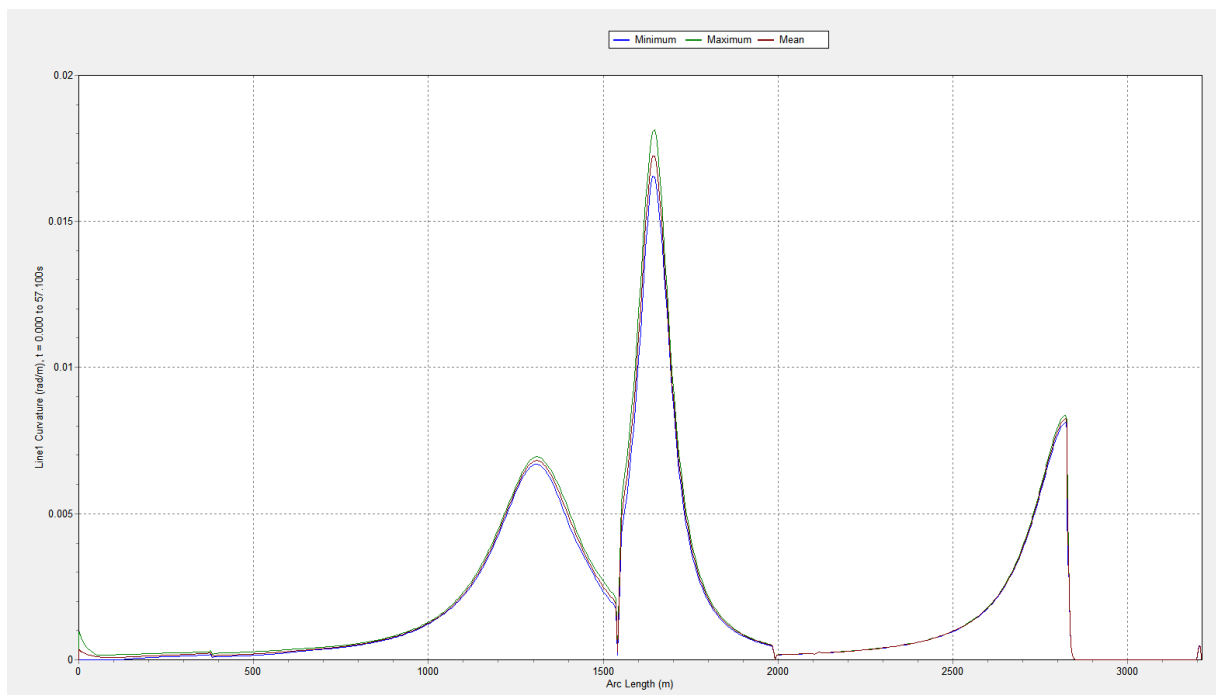
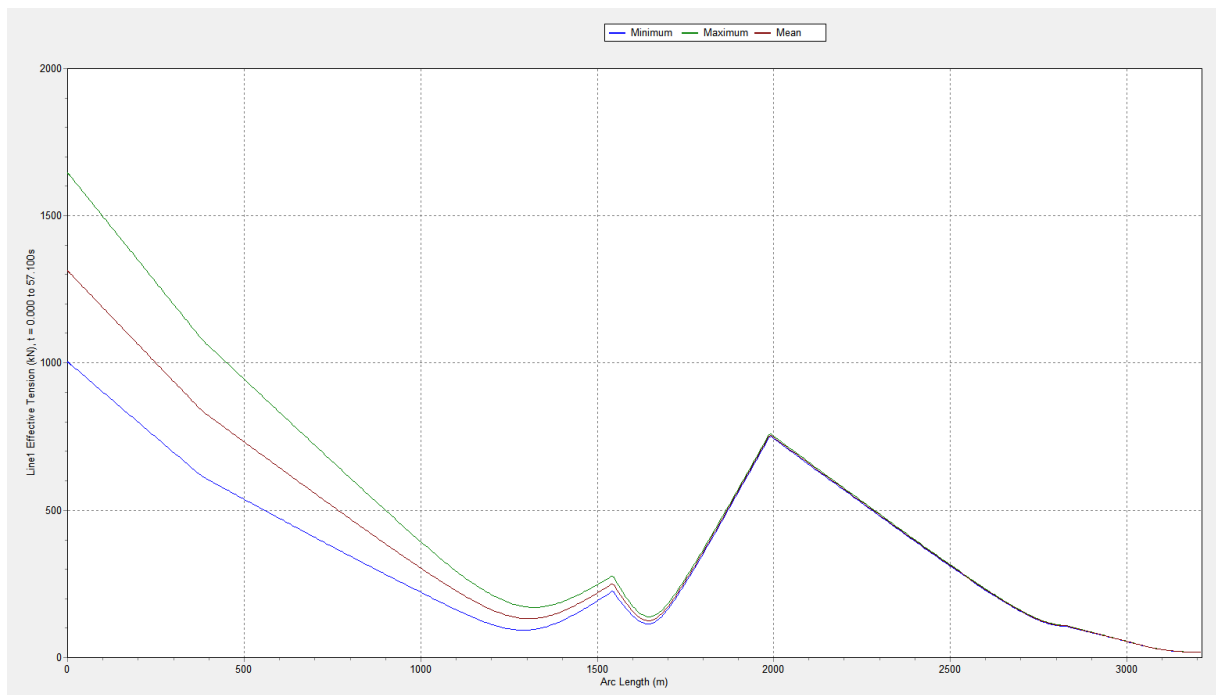


Figura 31 - Resultados para lazy wave - caso 1

5.2 Caso 2: Head Sea

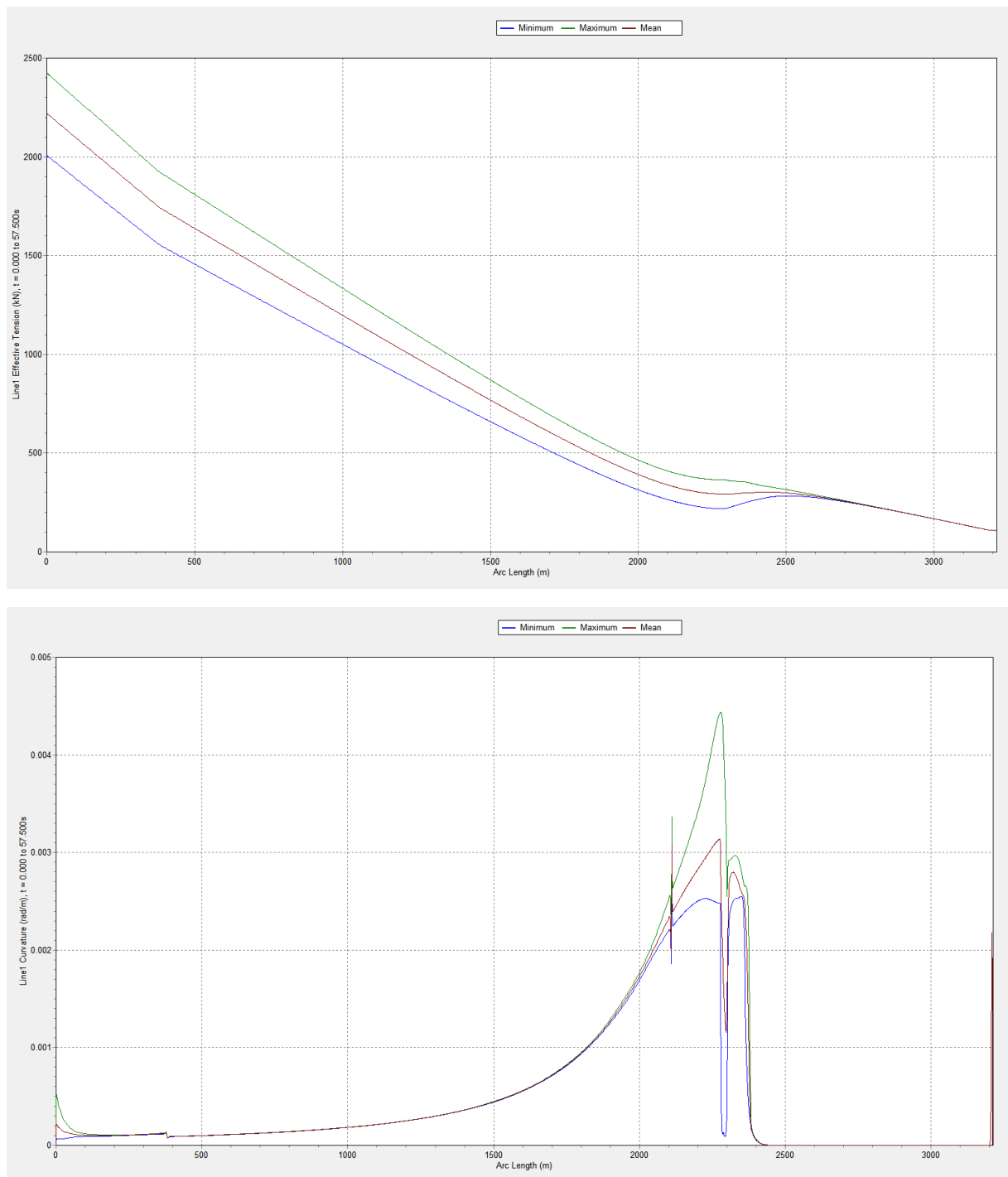


Figura 32 - Resultados para catenária livre - caso 2

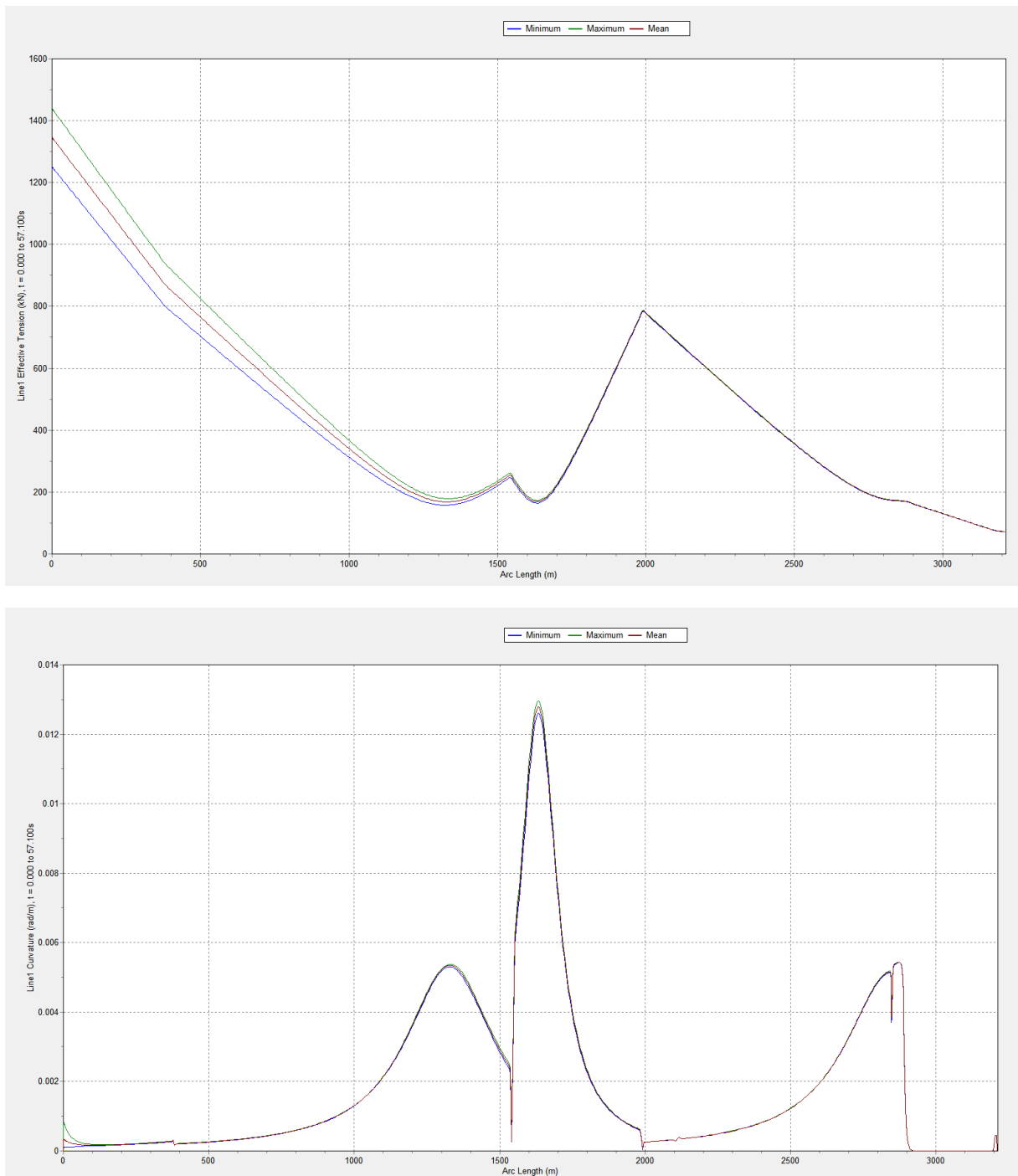


Figura 33 - Resultados para lazy wave caso 2

5.3 Caso 3: Quartering Sea

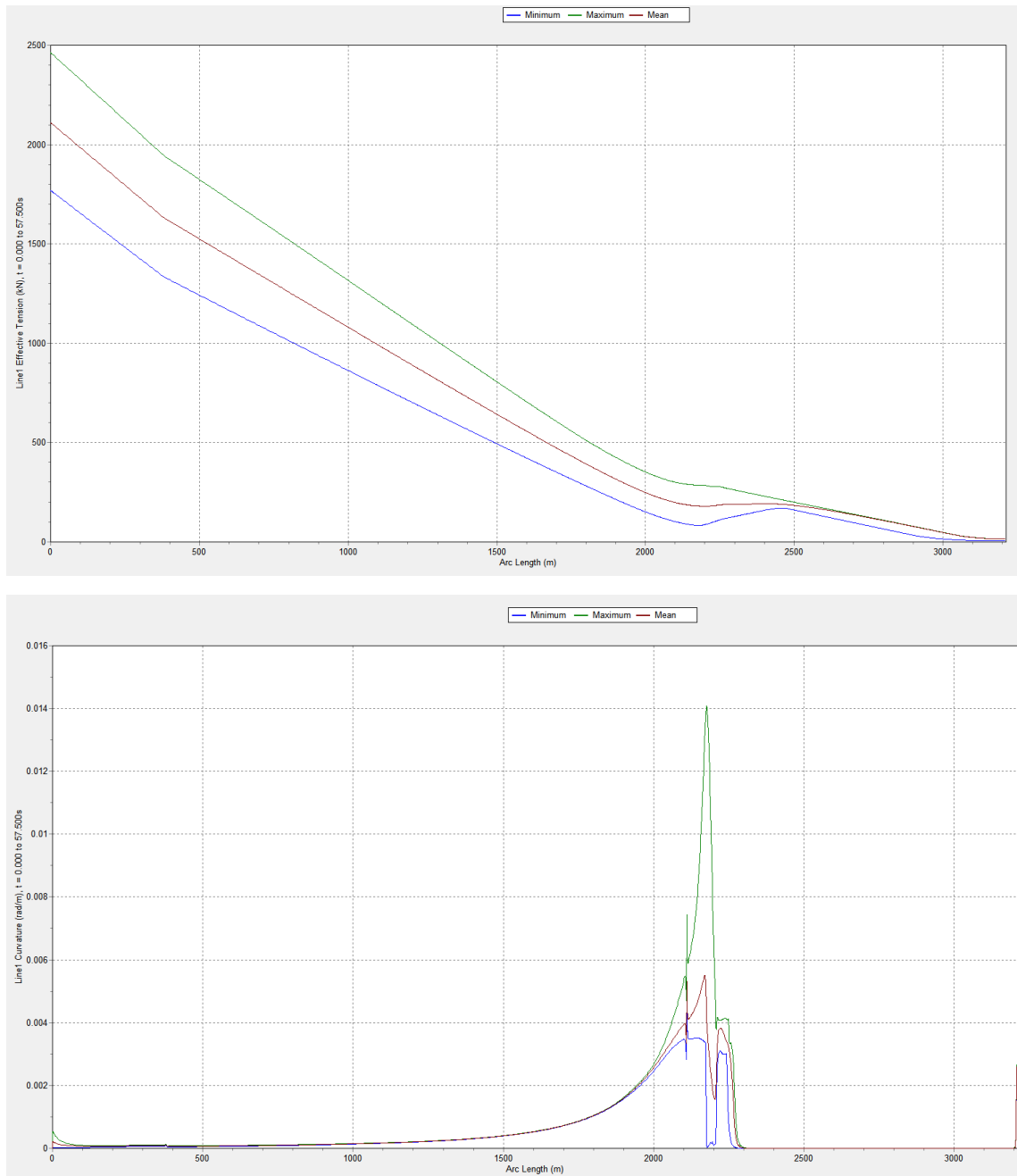


Figura 34 - Resultados para catenária livre - caso 3

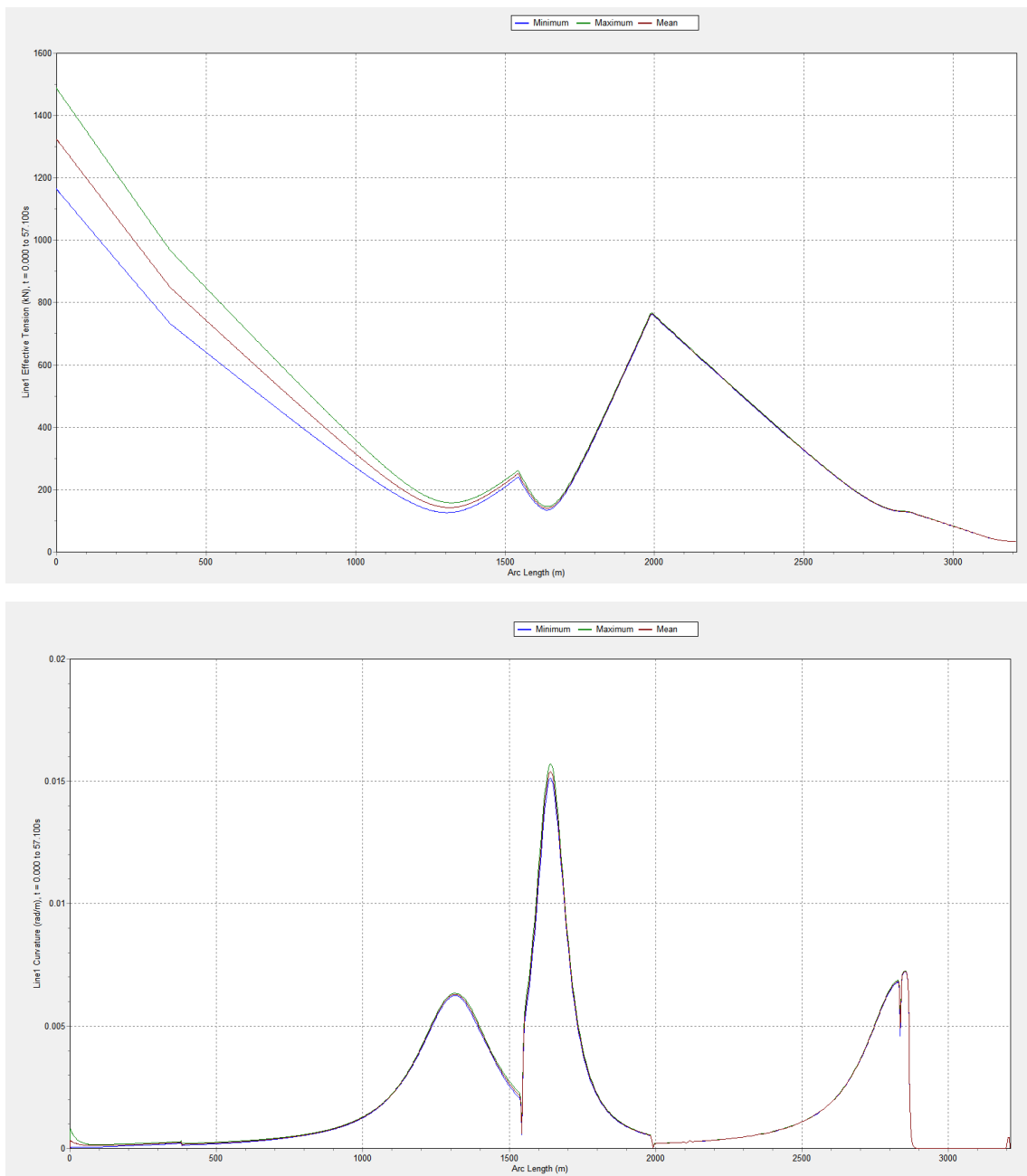


Figura 35 - Resultados para lazy wave - caso 3

Para melhor comparar os resultados, abaixo encontram-se os resultados consolidados de tração máxima no topo e curvatura no TDP para cada caso.

		Catenaria	Lazy-wave
Comprimento suspenso (m)		2149.2	2829.2
Tração máxima no topo (kN)	Caso 1 (beam sea)	2725.62	1646.63
	Caso 2 (headsea)	2424.23	1439.41
	Caso 3 (quartering sea)	2463.25	1489.18
Curvatura máxima no TDP (1/m)	Caso 1 (beam sea)	0.167	0.0084
	Caso 2 (headsea)	0.0054	0.0044
	Caso 3 (quartering sea)	0.014	0.0073

Tabela 9- Resultados consolidados

5.4 Análise dos resultados

A análise dos resultados nos permite traçar algumas considerações interessantes sobre o comportamento do *riser*.

Como esperado, a configuração em *lazy-wave* alivia significativamente as trações solicitadas na seção de topo do *riser*. Para todos os casos a diminuição foi de cerca de 40% da carga no topo.

Também é possível constatar a diferença da curvatura da linha entre as duas configurações ao longo do seu comprimento. Para a catenária livre, a região de TDP é a que naturalmente apresenta os maiores valores de curvatura, pois possui uma resposta dinâmica significativa com grandes diferenças de amplitude e valores máximos de curvatura bastante elevados. Já na configuração *lazy-wave* os pontos críticos de curvatura ocorrem na região de SAG/HOG e no TDP, entretanto as variações na amplitude são muito menores do que na catenária livre, resultado do amortecimento das boias, que garantem que o comportamento da linha na região no TDP seja quase que estático, o que também resulta de forma geral em valores máximos de curvatura menores nesta região se comparados com os da catenária livre.

Considerando os resultados entre as diferentes direções de incidência de onda dos carregamentos analisados, é possível observar que o caso *head sea* é o que gera as maiores solicitações ao *riser*, sendo o mais severo em termos de tração no topo, além de gerar uma parcela considerável de compressão na região de TDP para a configuração em centenária livre, que não é desejável em *risers* flexíveis pois pode comprometer a integridade da estrutura por conta do efeito de flambagem lateral resultante de forças compressivas.

Esta maior solicitação desta direção de onda pode ser explicada pela análise dos RAOs da embarcação nas direções contempladas. Como pode ser observado na figura abaixo, para o período de onda considerado de 11.5 s, a direção de 90° é a que maior influência na resposta da plataforma, apresentando os maiores movimentos de *heave* e de *roll*.

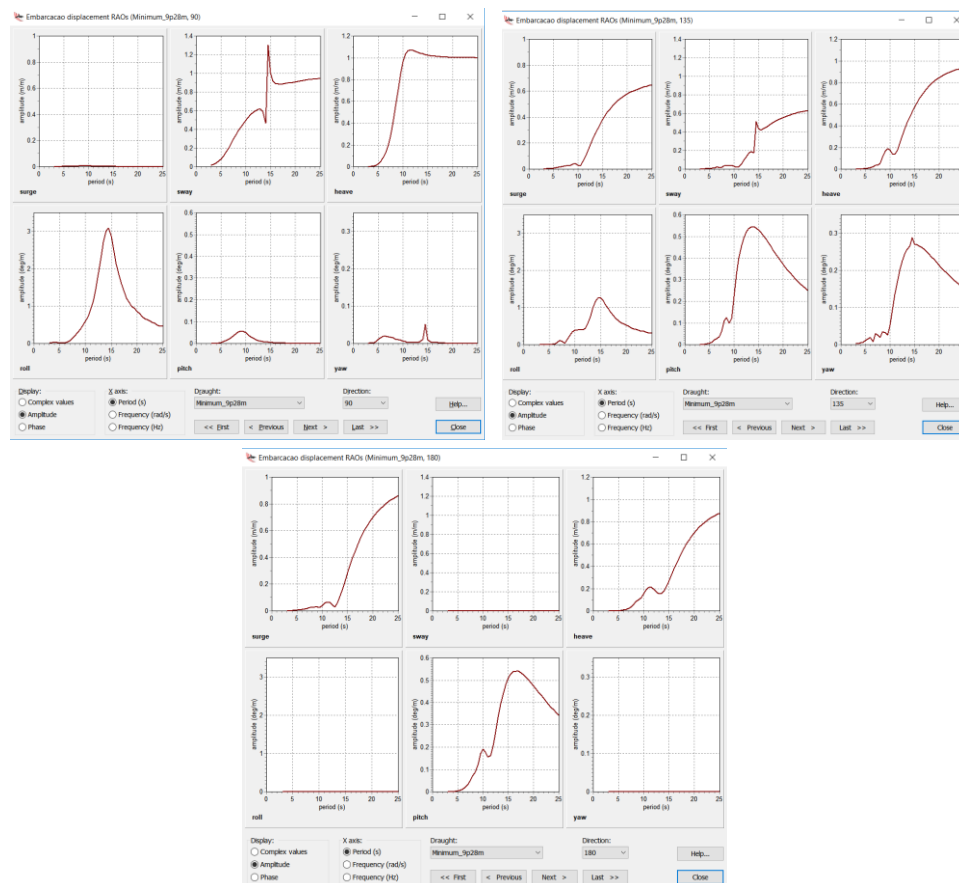


Figura 36 - RAOs da plataforma para as direções de onda analisadas

6 Conclusão

As análises realizadas nesse trabalho puderam demonstrar de maneira satisfatória algumas das principais diferenças e do impacto em se adotar cada tipo de configuração de *riser*. A principal vantagem em se adotar uma configuração *wave* se dá principalmente na redução da tração na seção de topo, da conexão do *riser* com a plataforma, e no alívio na resposta dinâmica do sistema aos carregamentos ambientais e movimento da plataforma.

Entretanto é importante notar que trata-se de uma análise simplificada, para fins de demonstração e ilustração, que não abrange todos os estados de mar possíveis ao qual a plataforma pode estar submetida. Além disso, existe uma outra série de critérios baseados em normas internacionais e de projeto para a seleção adequada da configuração de *riser* a ser adotada. O custo em especial é um critério importante, já que é bem mais elevado para uma configuração com boias.

A profundidade do campo em que a linha irá operar também é um fator determinante para a seleção da configuração, e análises para lâminas d'água mais rasas podem mostrar que a configuração *lazy-wave* não representa uma vantagem tão significativa em termos de projeto quando comparada com a catenária livre. Como mostra (ISMAIL, 1992), para águas muito rasas inclusive a configuração *lazy-wave* pode gerar alguns problemas estruturais.

Algumas sugestões de trabalhos futuros seriam:

- Avaliar a sensibilidade da comparação das configurações para outras lâminas d'água.
- Avaliar o impacto da modelagem completa da linha com os acessórios como o *bend stiffener* e os conectores, o que permitiria avaliar além dos esforços de tração, os momentos solicitados a linha.
- Realizar as análises com domínio da frequência e comparar os resultados
- Realizar as análises com modelo de onda irregular e verificar o conservadorismo presente nos resultados em se adotar ondas regulares.
- Realizar análises de fadiga para as duas configurações para fins de comparação.

7 Referencias

ISMAIL, N., et all. Design considerations for selection of flexible riser configuration. Panama City, Florida. 1992.

MALTA, E. R. Projeto de um riser flexível para águas ultraprofundas. 2010. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Mecânica) – Universidade de São Paulo, São Paulo – SP.

TECHNIP. Flexible pipe: How Technip offers a broad range of flexible pipe systems with the most advanced integrated solutions for deepwater and ultra deepwater field developments. Disponível em: <http://www.technip.com/sites/default/files/technip/fields/publications/attachments/flexible_pipe_july_2015_web.pdf> Acesso em: junho de 2018.

AMERICAN PEROLEUM INSTITUTE. API Specification 17B: Recommended Practice for Flexible Pipe. 3rd Edition, 2002.

DET NORSKE VERITAS. Recommended Practice DNV-RP-C205: Environmental conditions and environmental loads. 2010.

SILVA, V. R. M. Análise Global de Riser Rígido vertical Tracional no topo para águas ultraprofundas. 2011. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Civil). UFRJ, Rio de Janeiro – RJ.

MACHADO, I. C. C. Análise de instalação de riser flexível com configuração lazy wave. 2016. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia naval e oceânica). UFRJ, Rio de Janeiro – RJ.

OLIVEIRA, G.P. Soluções Analítica e Numérica de risers flexíveis nas configurações de catenária e lazy wave. 2017. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Naval e Oceanica) - UFRJ, Rio de Janeiro - RJ.

ALVES, L.H. M; et all. TLP - A DRY TREE SOLUTION FOR PRE-SALT IN SANTOS BASIN. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Shangai, 2010

ESTADAO. “Veja a história e os números da Petrobras”. 20 de julho de 2009. Disponível em: < <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,veja-a-historia-e-os-numeros-da-petrobras,405587>> Acesso em: junho de 2018.

LEAO, A. L.; et al. Análise dos sistemas de risers utilizados na produção de óleo em sistemas submarinos. Periodico. Universidade Tiradentes, Aracaju, 2014

BALMORAL. Disponível em: < <https://www.balmoraloffshore.com/> > Acesso em: junho 2018

NOV – National Oilwell Varco. Disponível em: < <http://www.nov.com/ProductIndex.aspx> > Acesso em: junho 2018

WORLD OCEAN REVIEW. “WOR 3 – Marine Resources – Opportunities and Risks”. Disponível em < <https://worldoceanreview.com/en/wor-3/oil-and-gas/where-and-how-extraction-proceeds/>> Acesso em: junho de 2018.

NEWMAN, J. N. Marine hydrodynamics. 1977.

FALTINSEN, O. M. Sea loads on ships and offshore structures. 1990.