

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
 PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
 NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - NEMETUN ISLAND  
 63 WTG – 945 MW

**PROGETTO DEFINITIVO - SIA**

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



GEOWYND



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



Supervisione scientifica



**3. STRUTTURE DI FONDAZIONE AEROGENERATORI**

**R.3 Relazione generale**

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	02/24	1° emissione



## Approvazione Revisione Documento



**PAROLE CHIAVE:** FOWT, progettazione di base, progettazione preliminare

**CIRCOLAZIONE:** Nemetun Island Wind s.r.l., Università di Strathclyde

Copia controllata: X Sì  No

TITOLO:

**SCELTA DELLA CONFIGURAZIONE E DIMENSIONAMENTO  
PRELIMINARE DI UNA SOTTOSTRUTTURA GALLEGGIANTE PER  
TURBINE EOLICHE OFFSHORE PER IL PARCO EOLICO  
OFFSHORE DI NEMETUN**

**DOCUMENTO 1 DI 1**

A	21/02/2024	M Collu (UoS) C A Rodriguez-Castillo (UoS) D Bertalot (Geowynd)	M Collu C A Rodriguez-Castillo	M Collu	Bozza per la revisione del cliente
Rev	Data	Autore/i	Revisore	Responsabile dell'approvazione	Stato
<i>Revisioni del documento emesso</i>					

# Indice

Abbreviazioni e Definizioni.....	5
1 Sintesi.....	6
2 Analisi della situazione .....	8
2.1 Contesto e campo di applicazione.....	8
2.2 Organizzazioni coinvolte.....	9
2.2.1 Università di Strathclyde .....	9
2.2.2 Intermoor.....	9
2.2.3 Geowynd.....	10
3 Base di progettazione .....	11
3.1 Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine .....	11
3.1.1 Panoramica e caratteristiche principali .....	11
3.1.2 Proprietà principali della torre .....	13
3.1.3 Proprietà principali del rotore e della navicella.....	14
3.1.4 Pala.....	16
3.1.5 Navicella.....	18
3.1.6 Sistema di controllo .....	19
3.2 Condizioni ambientali .....	21
3.2.1 Batimetria [Nemetun Island Wind e Università di Strathclyde].....	21
3.2.2 Condizioni stimate dei fondali [ <i>Geowynd</i> ] .....	25
3.2.3 Condizioni meteo oceaniche: definizione delle condizioni dei Design Load Cases (DLC)	29
4 Indagine delle sottostrutture flottanti per FOWT .....	39
4.1 Configurazione, classificazione e caratteristiche principali.....	41
5 Selezione della configurazione .....	43
5.1 Principali criteri di selezione: .....	43
5.2 Analisi delle configurazioni esistenti rispetto ai criteri selezionati.....	44
5.3 Configurazione selezionata .....	46
5.3.1 Assemblaggio.....	46
5.3.2 Trasportabilità.....	47
5.3.3 Produzione locale.....	47
6 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1.....	49
6.1 Metodologia.....	49
6.1.1 Parametrizzazione della configurazione .....	49

6.1.2	Risposta statica: requisiti e vincoli .....	49
6.1.3	Risposta dinamica: requisiti e vincoli .....	50
6.1.4	Stima approssimativa dei costi .....	52
6.1.5	Implementazione numerica.....	52
6.2	Caratteristiche principali della piattaforma galleggiante .....	53
6.2.1	Note importanti .....	54
6.2.2	Stabilità a nave integra .....	54
6.2.3	Analisi della risposta dinamica globale .....	55
7	Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2.....	57
7.1	Metodologia.....	57
7.2	Conclusioni generali .....	58
7.3	Sistemi di ormeggio.....	58
7.3.1	Configurazione per l'area A (profondità dell'acqua 210 m).....	60
7.3.2	Configurazione per l'area B (profondità dell'acqua 375 m).....	61
7.4	Analisi nel dominio del tempo .....	61
7.4.1	Area A (profondità dell'acqua 210 m).....	62
7.4.2	Area B (profondità dell'acqua 375 m).....	105
8	Progettazione preliminare degli ancoraggi [ <i>Geowynd</i> ].....	147
8.1	Screening della soluzione di ancoraggio e selezione del concetto.....	147
8.2	Dimensionamento preliminare .....	<b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>
9	Conclusioni .....	149
10	Riferimenti.....	150
Appendix A	: Design Load Conditions (DLCs) .....	152
1	DLC 1.4.....	152
2	DLC 1.6.....	153
3	DLC 6.1.....	154
4	DLC 9.1 e 9.2.....	155
5	DLC 10.1 e 10.2.....	157

## Abbreviazioni e Definizioni

1P	Frequenza di rotazione del rotore
3P	Tre volte la frequenza di rotazione del rotore
DLC	Design Load Case
IEA	Sito dell'Agenzia Internazionale dell'Energia
RNA	Sistema Rotore-Navicella
WP	Work Package

# 1 Sintesi

Nemetun Island Wind s.r.l., attraverso la persona di Fabio Paccapelo, si è rivolta all'Università di Strathclyde, tramite Maurizio Collu, per condurre la selezione della configurazione e la progettazione preliminare di una sottostruttura galleggiante per un parco eolico offshore previsto al largo delle coste pugliesi, in Italia, composto da 64 turbine eoliche, con potenza nominale di 15MW, a circa 40 km dalla costa, in una profondità d'acqua compresa tra 180 m e 500 m.

Nemetun Island Wind s.r.l. ha bisogno delle informazioni necessarie per ottenere l'autorizzazione a procedere dalle autorità competenti (*Capitaneria di porto, Ministero dell'Ambiente, Ministero per lo sviluppo economico*).

Questo progetto è stato organizzato nei seguenti pacchetti di lavoro:

- **WP1: Base progettuale.** Definizione di tutte le informazioni necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare.
- **WP2: Indagine sulla sottostruttura galleggiante per FOWT.** Viene condotta una revisione dello stato dell'arte delle configurazioni di sottostruttura galleggiante proposte, identificando le principali configurazioni e le loro caratteristiche dominanti.
- **WP3: Selezione della configurazione.** Viene scelta la configurazione più adatta per il sito selezionato, sulla base di una serie di criteri preliminari.
- **WP4: Selezione della configurazione di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 1.** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) dei concetti selezionati, per la turbina e i siti specificati, adottando un approccio di analisi della dinamica lineare, nel dominio di frequenza, e un modello accoppiato aero-idro.
- **WP5: Selezione della configurazione di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 2.** Il dimensionamento preliminare della configurazione definita nel WP2 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati, compresa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi, utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando una serie di casi di carico di progettazione in gran parte basati sui DLC 1.4, 1.6, 6.1, 9.1 e 9.2, 10.1 e 10.2, della norma IEC61400-3-2.
- **WP6: Progettazione preliminare degli ancoraggi.** I carichi orizzontali e verticali trasmessi agli ancoraggi, quantificati nel WP5, e le informazioni sulle caratteristiche del fondale marino vengono utilizzati per eseguire una progettazione preliminare degli ancoraggi. N.B. Questo WP è in corso, non ancora terminato.
- **WP7: Report.** I principali risultati del progetto sono riassunti in una relazione finale.

Sono stati ottenuti i seguenti risultati principali:

- **WP1: Base progettuale (capitolo 3, pagina 5):**
  - è stato definito il tipo di turbina eolica con le sue caratteristiche principali, basandosi sulla turbina eolica IEA da 15 MW (con torre galleggiante e sistema di controllo);
  - sono state definite le condizioni ambientali, e in particolare:
    - l'area del parco eolico offshore è stata suddivisa in due parti, a causa dell'ampia gamma di profondità d'acqua;
    - sono state definite le condizioni geotecniche del sito;
    - le condizioni meteo oceaniche sono definite in termini di DLC scelti.
- **WP2: Indagine sulla sottostruttura galleggiante per FOWT (capitolo 4, pagina 39):**

- è stata eseguita una revisione delle configurazioni delle sottostrutture galleggianti esistenti, evidenziandone lo stato dell'arte e le principali tendenze.
- **WP3: Selezione della configurazione (capitolo 5, pagina 43):**
  - sono stati definiti i principali criteri di selezione della configurazione;
  - è stata selezionata la configurazione **semisommersibile**, considerando anche i criteri di assemblaggio, trasportabilità e producibilità locale.
- **WP4: Selezione della configurazione di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 1 (capitolo 6, pagina 49):**
  - viene presentata la metodologia adottata per eseguire l'analisi di livello 1, inclusi la parametrizzazione di progettazione, le analisi di risposta statica e dinamica, la stima approssimativa dei costi e il modo in cui tali analisi sono state implementate numericamente;
  - vengono presentati i principali risultati delle analisi e la definizione delle principali caratteristiche geometriche e di distribuzione delle masse della sottostruttura galleggiante, della stabilità a nave integra e della risposta dinamica globale.
- **WP5: Selezione della configurazione di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 2 (capitolo 7, pagina 57):**
  - il dimensionamento preliminare del concetto identificato nel WP2 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati, compresa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi, utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando un insieme di casi di carico di progettazione in gran parte basati sui DLC 1.4, 1.6, 6.1, 9.1 e 9.2, 10.1 e 10.2, dalla norma IEC61400-3-2;
  - è stato dimostrato che entrambe le piattaforme (configurazione A e B) soddisfano tutti i requisiti preliminari (vedi Tabella 25Tabella 255858).
- **WP6: Progettazione preliminare degli ancoraggi (capitolo 8, pagina 147):**
  - i carichi orizzontali e verticali trasmessi agli ancoraggi, quantificati nel WP5, e le informazioni sulle caratteristiche del fondale marino, presentate nel WP1, vengono utilizzati per eseguire una progettazione preliminare degli ancoraggi. Questo WP è in corso.
- **WP7: Report.**

## 2 Analisi della situazione

### 2.1 Contesto e campo di applicazione

Nemetun Island Wind s.r.l., attraverso la persona di Fabio Paccapelo, si è rivolta all'Università di Strathclyde, attraverso Maurizio Collu, per condurre la selezione della configurazione e la progettazione preliminare di una sottostruttura galleggiante per un parco eolico offshore pianificato al largo della costa della Puglia, in Italia. Inoltre, la società Intermoor è stata incaricata di fornire supporto nella scelta dei sistemi di mantenimento della stazione adatti e la società Geowynd per gli aspetti relativi alla geotecnica e alla progettazione degli ancoraggi.

Il parco eolico offshore previsto, denominato *Nemetun*, presenta le seguenti caratteristiche:

- 64 aerogeneratori, ciascuno con potenza nominale di circa 15 MW, per un totale di 960 MW;
- il parco eolico offshore si trova a circa 40 km dalla costa, a una profondità d'acqua compresa tra 180 m e 500 m, e le sue coordinate medie complessive sono:
  - o Latitudine: 42.0995 gradi N
  - o Longitudine: 16.8613 gradi E

Sono stati concordati la seguente panoramica e l'ambito del progetto:

- **WP1: Base progettuale.** Definizione di tutte le informazioni necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare.
- **WP2: Indagine sulla sottostruttura galleggiante per FOWT.** Viene condotta una revisione dello stato dell'arte delle configurazioni di sottostruttura galleggiante proposte, identificando le principali configurazioni e le loro caratteristiche dominanti.
- **WP3: Selezione della configurazione.** Viene scelta la configurazione più adatta per il sito selezionato, sulla base di una serie di criteri preliminari.
- **WP4: Selezione della configurazione di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 1.** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) dei concetti selezionati, per la turbina e i siti specificati, adottando un approccio di analisi della dinamica lineare, nel dominio di frequenza, e un modello accoppiato aero-idro.
- **WP5: Selezione della configurazione di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 2.** Il dimensionamento preliminare della configurazione definita nel WP2 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati, compresa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi, utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando una serie di casi di carico di progettazione in gran parte basati sui DLC 1.4, 1.6, 6.1, 9.1 e 9.2, 10.1 e 10.2, della norma IEC61400-3-2.
- **WP6: Progettazione preliminare degli ancoraggi.** I carichi orizzontali e verticali trasmessi agli ancoraggi, quantificati nel WP5, e le informazioni sulle caratteristiche del fondale marino vengono utilizzati per eseguire una progettazione preliminare degli ancoraggi.
- **WP7: Report.** I principali risultati del progetto sono riassunti in una relazione finale. I contributi al rapporto di Intermoor e Geowynd saranno inclusi come allegati.

## 2.2 Organizzazioni coinvolte

### 2.2.1 Università di Strathclyde

L'Università di Strathclyde è una prestigiosa università tecnologica internazionale situata nel cuore di Glasgow, la più grande città della Scozia. Il suo impegno per un apprendimento utile guida la sua ricerca, l'apprendimento e l'insegnamento e il modo in cui lavora con aziende e organizzazioni.

La ricerca è di fondamentale importanza in tutto ciò che fa Strathclyde, e informa l'insegnamento dell'Università e la aiuta a fare la differenza per le imprese, l'industria e la società nel suo complesso. Il Technology & Innovation Centre (TIC) dell'Università, che vanta anche alcune delle strutture per conferenze più moderne e flessibili di Glasgow, sta trasformando il modo in cui Strathclyde lavora con i partner. I progressi di Strathclyde nella produzione e nella qualità della ricerca sono stati significativi. Ora è tra le 20 migliori università ad alta intensità di ricerca nel Regno Unito, come mostrato nell'ultimo Research Excellence Framework (REF).

L'Università ha una vasta esperienza e competenza nell'energia eolica, nell'architettura navale, nella sicurezza marittima, nell'ingegneria offshore e nell'energia marina, in particolare nelle strutture offshore e nell'integrità strutturale marina, nell'idrodinamica marina, compreso il carico, la risposta e la sopravvivenza delle strutture offshore, la dinamica di strutture snelle (compresi gli ormeggi), la risposta strutturale e l'affidabilità e la progettazione per la sicurezza. L'Università di Strathclyde è la principale università del Regno Unito per l'eolico offshore, alla guida dei centri di dottorato WAMSS (Wind and Marine Systems & Structures) finanziati da EPSRC/Industry e REMS (Renewable Energy Marine Structures) con oltre cento dottorandi tra le università partner (Strathclyde, Edimburgo, Oxford e Cranfield) ed è una delle istituzioni ospitanti del Centro di Dottorato Industriale per le Energie Rinnovabili Offshore (IDCORE). Ha guidato il programma EPSRC Supergen Wind ed è ora il membro principale per l'eolico offshore per il progetto Supergen Offshore Renewable Energy.



### 2.2.2 Inter Moor

InterMoor è leader mondiale nella fornitura di soluzioni di ormeggio sul campo, specializzato in tutti i sistemi collegati all'ormeggio, dall'ingegneria e gestione dei progetti alla fornitura di attrezzature per l'installazione, l'ispezione e la riparazione.

InterMoor ha progettato, fornito e implementato sistemi di ormeggio tecnicamente avanzati e collegato unità galleggianti in alcune delle acque con condizioni meteo marine più dure e nei mari più profondi del mondo. La sua vasta esperienza si estende a tutti i tipi di sistemi di ormeggio, temporanei e permanenti, tra cui:

- Unità di produzione galleggianti (FSO, FSO, FPU)
- Unità mobili di perforazione offshore e di assistenza alla perforazione

- Unità abitative semi-sommergibili
- Turbine eoliche galleggianti e convertitori di energia delle onde
- Imbarcazioni e chiatte di ogni tipo

InterMoor è un fornitore leader di tecnologie hardware di ormeggio e detiene il più grande inventario globale di attrezzature di ormeggio a noleggio. Ha sviluppato prodotti basati su una profonda comprensione dei requisiti specifici delle applicazioni dei propri clienti, prodotti che ora sono diventati standard del settore.

I suoi ingegneri eseguono analisi dinamiche di ormeggio e installazione per progettare soluzioni di ormeggio ottimizzate e partecipare attivamente alla pianificazione, alla logistica e alle operazioni di installazione e recupero offshore per i sistemi che progettano.

InterMoor Ltd è una società scozzese (Registrazione N. SC100128) con sede ad Aberdeen, facente parte del gruppo di società Acteon.

### 2.2.3 Geowynd

Geowynd è un team di specialisti di grande esperienza nel campo della geotecnica offshore. La sua missione è fornire analisi geotecniche data-driven del più alto standard ai propri clienti, per garantire la mitigazione dei rischi e facilitare la realizzazione dei progetti.

Geowynd è specializzata nella pianificazione di indagini geognostiche offshore e di strategie avanzate di test di laboratorio, nell'interpretazione dei dati acquisiti e redazione di report interpretativi (GIR) su misura per approcci di progettazione all'avanguardia, nell'esecuzione di analisi numeriche avanzate su misura e nella progettazione di fondazioni o ancoraggi, dall'ideazione fino alle fasi di progettazione di dettaglio.

L'approccio di Geowynd si è verificato particolarmente efficace nel supportare i propri clienti nello sviluppare soluzioni di fondazione o ancoraggio ottimizzate per turbine sempre più grandi e verso siti sempre più profondi. Ciò è possibile combinando la profonda comprensione e l'applicazione di metodi di analisi avanzati mantenendo allo stesso tempo un occhio attento alle esigenze progettuali. La capacità di Geowynd di combinare efficacemente questi due aspetti è alla base del successo dei propri progetti e della soddisfazione dei propri clienti.

## 3 Base di progettazione

L'obiettivo di questa sezione è definire la base progettuale, ovvero tutte le informazioni necessarie per eseguire le analisi condotte nei capitoli successivi.

### 3.1 Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine

L'Agenzia Internazionale per l'Energia ([www.iea.org](http://www.iea.org)) ha definito un modello di turbina eolica offshore da 15 MW di riferimento, ad accesso libero, nell'ambito dei task IEA Wind TCP Task 37: l'*IEA Wind 15-MW Offshore Reference Wind Turbine*. Questo modello è stato adottato come turbina eolica di riferimento per il presente progetto, in quanto rappresenta un progetto rilevante dal punto di vista industriale, e tuttavia fornisce diversi dettagli tecnici che di solito non vengono forniti dai costruttori di turbine eoliche, e quindi consente un'analisi più avanzata, che porta a risultati più accurati.

#### 3.1.1 Panoramica e caratteristiche principali

Questa turbina eolica a tre pale controvento è una macchina di Classe 1B, con un diametro del rotore di 240 m e un'altezza del mozzo di 150 m, come illustrato in Figura 1. Le strategie di controllo della velocità variabile e del passo collettivo sono impiegate per regolare le prestazioni dell'aerogeneratore, cioè, ad alto livello per velocità del vento inferiori a quella nominale, il regolatore di coppia del generatore è attivo per regolare la velocità di rotazione del rotore, al fine di ottenere il rapporto ottimale di velocità della punta ed estrarre la massima quantità di energia dal vento, mentre per velocità del vento superiori a quella nominale, il regolatore del passo della pala diventa attivo per garantire una coppia costante del generatore/velocità di rotazione del generatore, fornendo una potenza costante. Alla velocità nominale del vento (10,6 m/s), la potenza (nominale) è di 15 MW e la forza di spinta raggiunge il suo massimo, 2,5 MN. I parametri chiave dell'aerogeneratore offshore IEA Wind 15 MW sono forniti nella Tabella 1.



*Figura 1: L'aerogeneratore offshore di riferimento IEA Wind 15 MW (si noti che, per il presente lavoro, sono state considerate solo le caratteristiche della torre e del gruppo rotore-navicella – non della sottostruttura) [1]*

Tabella 1: Parametri chiave per la turbina eolica offshore di riferimento IEA Wind 15 MW [1]

Parametro	Unità	Aerogeneratore offshore IEA Wind 15MW
Potenza nominale	MW	15
Classe turbina	-	IEC Classe IB
Potenza specifica	W/m <sup>2</sup>	332
Orientamento del rotore	-	Controvento
Numero di pale	-	3
Controllo	-	Velocità variabile, passo collettivo
Velocità vento di cut-in (di spunto)	m/s	3
Velocità nominale del vento	m/s	10.59
Velocità vento di cut-out (di disinserimento della turbina)	m/s	25
Diametro Rotore	m	240
Serie dei profili di pala	-	FFA-W3
Altezza mozzo	m	150
Diametro mozzo	m	7.94
Sporgenza mozzo	m	11.35
Gruppo trasmissione	-	Velocità minima
	-	Direct drive
TSR (rapporto tra velocità periferica di pala e velocità del vento) di progetto	-	9
Velocità minima del rotore	rpm	5
Velocità nominale del rotore	rpm	7.55
Velocità massima dell'estremità della pala	m/s	95
Angolo di inclinazione dell'albero	gradi	6
Angolo pre-cono rotore	gradi	-4
Pre-curvatura della pala	m	4
Massa della pala	t	65
Massa del gruppo rotore-navicella (RNA)	t	991
Massa della torre	t	1263
Diametro della base della torre	m	10

### 3.1.2 Proprietà principali della torre

La torre è progettata come un tubo d'acciaio isotropo le cui proprietà principali e le proprietà del materiale d'acciaio sono riportate rispettivamente in Tabella 2 e Tabella 3. L'intervallo di velocità operativa del rotore che vincola il progetto ( $\Omega_{\text{const}}$ ) è determinato tra 3.97 e 8.86 rpm.

*Tabella 2: Proprietà della torre [1]*

<b>Parametro</b>	<b>Unità</b>	<b>Valore</b>
Massa	t	1263
Lunghezza	m	129.495
Altezza della base della torre	m	15
Diametro esterno della base	m	10
Diametro esterno della cima	m	6.5
1° modo di vibrazione della torre, fronte-retro	Hz	0.496
1° modo di vibrazione della torre, laterale	Hz	0.483

*Tabella 3: Proprietà dei materiali in acciaio per la torre per sottostrutture galleggianti [1]*

<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Unità</b>	<b>Valore</b>
Modulo di Young	$E$	Pa	200E+11
Modulo di taglio	$G$	Pa	793E+10
Densità	$\rho$	kg/m <sup>3</sup>	785E+3

Si noti che l'altezza della torre, nel progetto preliminare, è regolata in base al progetto della piattaforma di supporto, più precisamente in base all'altezza dell'elemento di transizione sopra la superficie, per garantire che l'altezza del mozzo sopra il livello dell'acqua di mare sia mantenuta a 150 m.

### 3.1.3 Proprietà principali del rotore e della navicella

Il gruppo rotore e navicella (RNA) è illustrato in Figura 2 e alcuni dei suoi parametri chiave sono riportati in Tabella 4.

La distanza verticale dalla sommità della torre all'albero del rotore (*Twr2Shft* in Figura 2) è di 4.348 m e la distanza verticale dal piano della torre alla base della navicella (altezza del cuscinetto di imbardata) è di 0.38 m. La distanza dall'asse di imbardata all'apice del rotore (*OverHang*) è di 10.99 m. Il momento di inerzia della navicella a beccheggio, a rollio e a imbardata, attorno al centro di massa della navicella sono, rispettivamente, di  $7.675E +06 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ ,  $1.056E +07 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$  (*NacInerSS*),  $8.127E +06 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$  (*NacInerZ*).

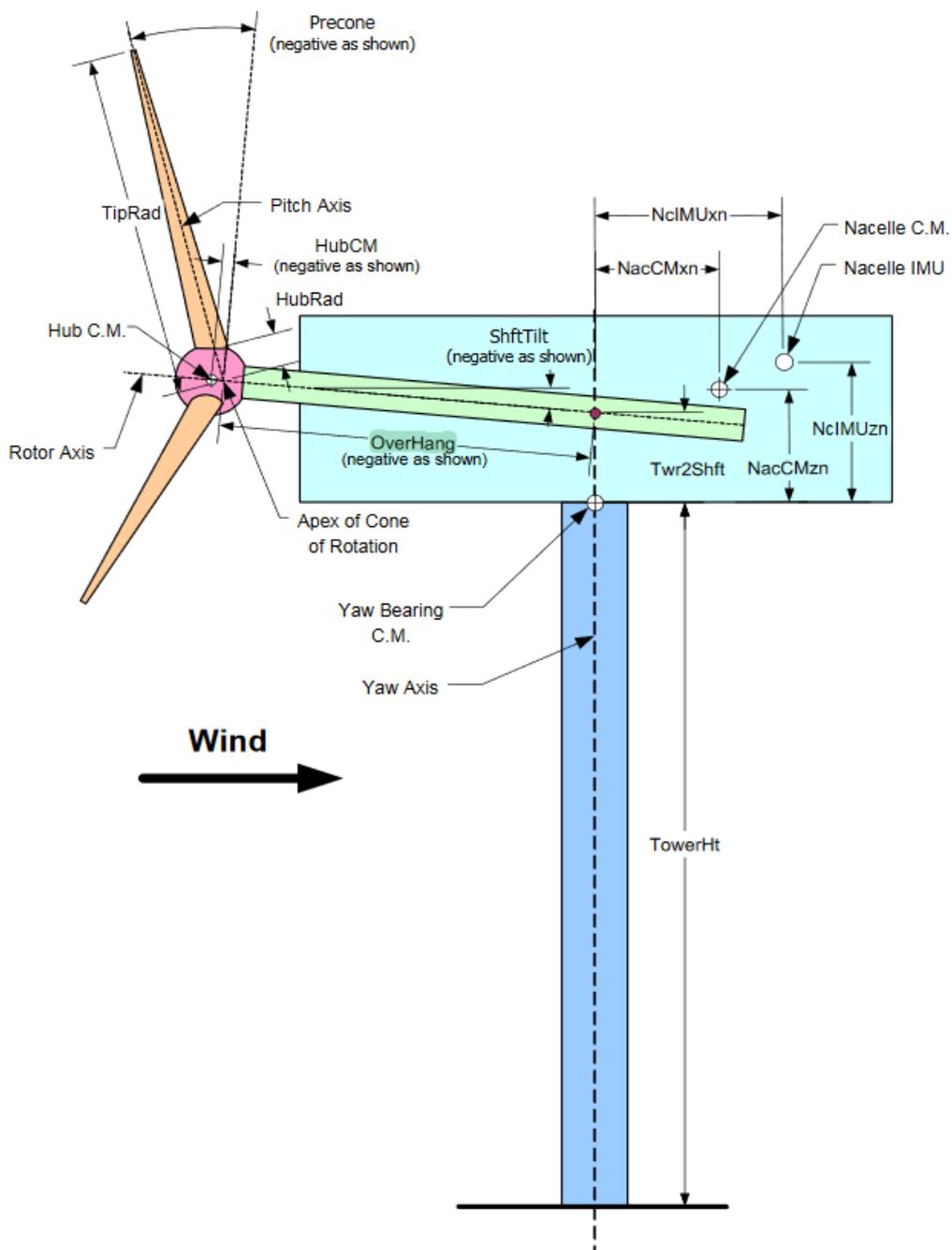


Figura 2: Illustrazione del gruppo navicella-rotore (RNA) [2]

Tabella 4: Parametri chiave per il gruppo navicella-rotore (RNA) [3]

Parametri	Unità	Valore
Massa mozzo	kg	1.900E+05
Massa rotore	kg	1.958E+05
Momento di inerzia del mozzo sull'asse del rotore	kg-m <sup>2</sup>	1.373E+06
Momento di inerzia del generatore sull'HSS	kg-m <sup>2</sup>	3.223E+06
Distanza sottovento dalla sommità della torre al centro di massa della navicella ( <i>NacCMxn</i> )	m	4.688E+00
Distanza laterale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella ( <i>NacCMyn</i> )	m	0
Distanza verticale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella ( <i>NacCMzn</i> )	m	4.240E+00
Massa della navicella	kg	6.309E+05
Momento di inerzia della navicella sull'asse di imbardata	kg-m <sup>2</sup>	1.889E+07
RNA centro di massa rispetto alla sommità della torre ( <i>CMx_RNA</i> )	m	6.589E+00
<i>CMy_RNA</i>	m	0.000E+00
<i>CMz_RNA</i>	m	4.276E+00
Momento d'inerzia dell'RNA rispetto alla sommità della torre		
<i>Ixx_RNA</i>	kg-m <sup>2</sup>	3.694E+08
<i>Iyy_RNA</i>	kg-m <sup>2</sup>	2.511E+08
<i>Izz_RNA</i>	kg-m <sup>2</sup>	1.947E+08
<i>Ixy_RNA</i>	kg-m <sup>2</sup>	2.979E+04
<i>Ixz_RNA</i>	kg-m <sup>2</sup>	3.519E+07
<i>Iyz_RNA</i>	kg-m <sup>2</sup>	9.672E+03
Distanza orizzontale sottovento tra l'asse di imbardata e GenCM	m	-5.935E+00
Rigidezza torsionale del gruppo di trasmissione	N-m/rad	1.409E+10

### 3.1.4 Pala

La serie di profili aerodinamici DTU FFA-W3 viene utilizzata per le pale della turbina eolica offshore IEA da 15 MW, come mostrato nella Figura 3. La posizione lungo la pala e il corrispondente nome del profilo aerodinamico sono forniti nella Tabella 5. Le proprietà della pala sono fornite nella Tabella 6.

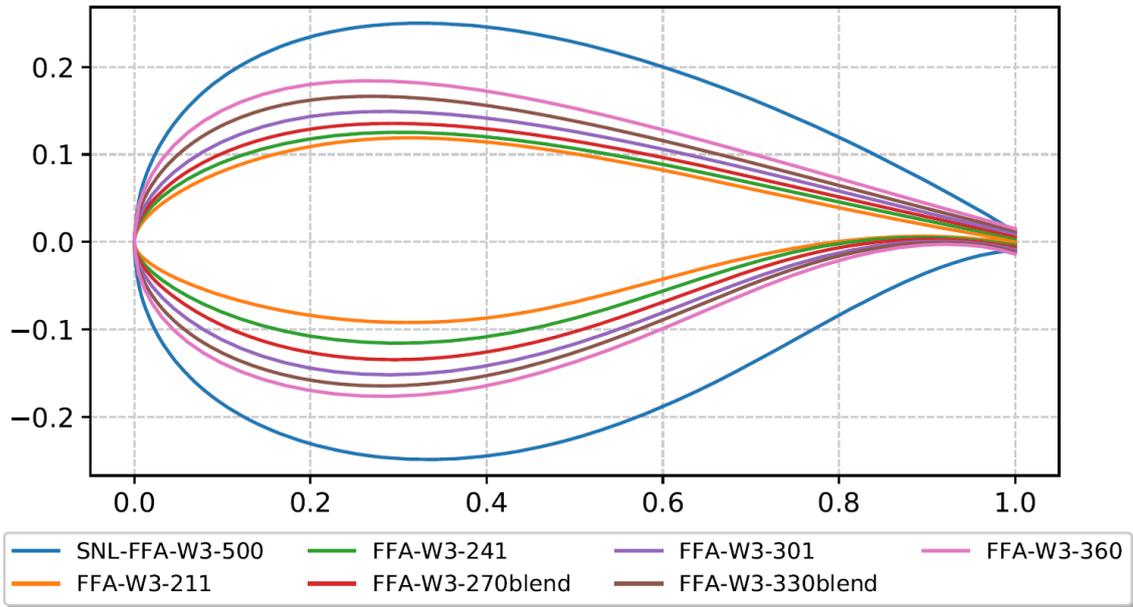


Figura 3: Famiglia di profili aerodinamici DTU FFA-W3 utilizzati nella turbina eolica offshore IEA da 15 MW

Tabella 5: Posizione lungo la pala e nome del profilo aerodinamico [3]

Posizione lungo la pala [r/R]	Nome profilo aerodinamico
0	circolare
0.02	circolare
0.15	SNL-FFA-W3-500
0.245170317	FFA-W3-360
0.328843951	FFA-W3-330blend
0.439179346	FFA-W3-301
0.537671407	FFA-W3-270blend
0.638207657	FFA-W3-241
0.771743852	FFA-W3-211

Tabella 6: Proprietà della pala [3]

<b>Descrizione</b>	<b>Unità</b>	<b>Valore</b>
Lunghezza della pala	m	117
Diametro alla radice della pala	m	5.20
Lunghezza del profilo circolare alla radice della pala	m	2.34
Max corda	m	5.77
Posizione della corda massima lungo la pala	m	27.2
Flessione dell'estremità della pala a riposo	m	4.00
Angolo di precone	gradi	4.00
Massa della pala	kg	65,250
Centro di massa della pala	m	26.8
Frequenza naturale del primo modo di vibrazione edgewise	Hz	0.642
Frequenza naturale del primo modo di vibrazione flapwise	Hz	0.555
Progettazione $C_P$ , $C_T$	-	0.489, 0.799
Produzione energetica annuale	GWh	77.4

### 3.1.5 Navicella

Il grafico e il modello CAD del layout della navicella dell'aerogeneratore IEA da 15MW sono mostrati nella Figura 4, mentre le masse dei componenti della navicella sono fornite nella Tabella 7.

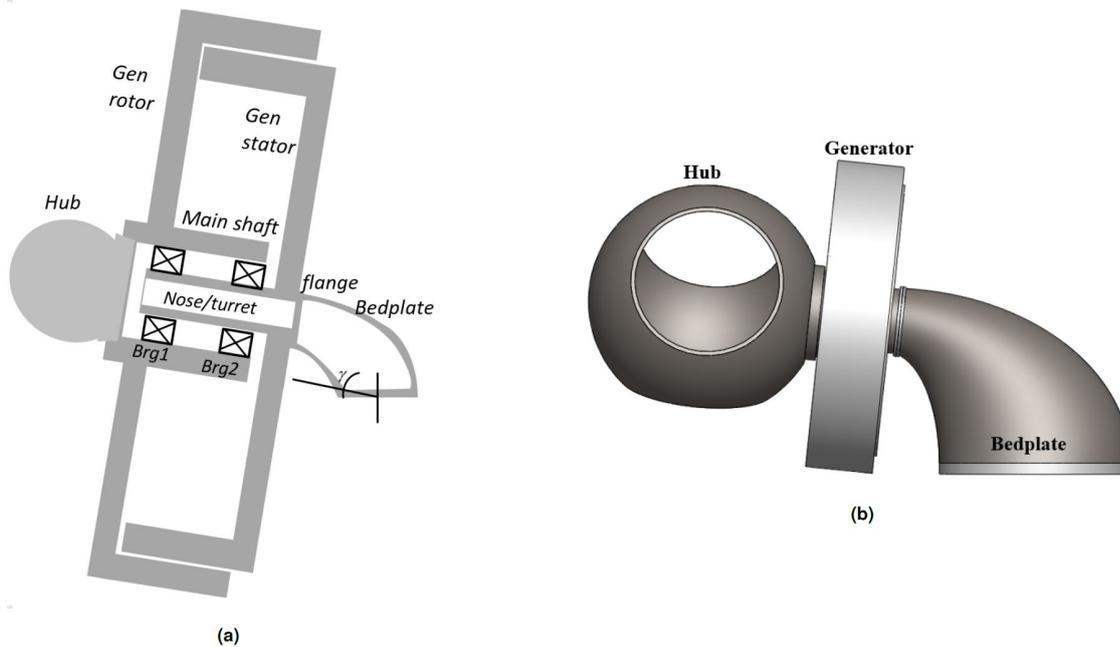


Figura 4: (a) grafico e (b) modello CAD del layout della navicella dell'aerogeneratore IEA da 15 MW [3]

Tabella 7: Masse dei componenti della navicella [3]

Parametri	Unità	Valore
Massa del piano di appoggio	t	70.329
Massa della carenatura del rotore	t	11.394
Massa dello statore del generatore	t	226.629
Massa del rotore del generatore	t	144.963
Massa cuscinetto albero TDO	t	2.23
Massa cuscinetto albero SRB	t	5.664
Massa della flangia	t	3.946

Massa dell'albero	t	15.734
Massa altre attrezzature varie	t	50.0
Massa del cuscinetto di imbardata	t	100.0
Totale navicella meno mozzo	t	630.88

---

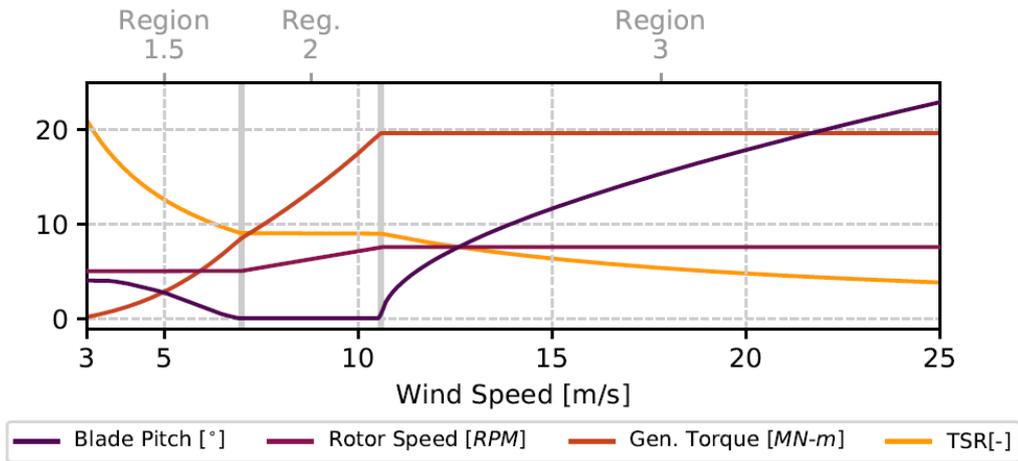
### 3.1.6 Sistema di controllo

Il sistema di controllo open source di riferimento NREL (ROSCO) viene utilizzato come strategia di controllo per la turbina eolica di riferimento offshore IEA da 15 MW. Il rotore funziona con una velocità di rotazione minima di 5 rpm e una velocità di rotazione nominale di 7,55 rpm a 10,59 m/s, con una velocità nominale massima dell'estremità della pala di 95 m/s. Il rotore mantiene un passo delle pale di 0° al TSR di progetto, aumentando il passo delle pale a basse velocità del vento per estrarre la massima potenza dal vento ma mantenendo la velocità minima del rotore. Il passo delle pale viene aumentato per velocità del vento oltre quella nominale di 10,59 m/s. Il rapporto di progetto tra lo smorzamento e la frequenza naturale è fornito nella Tabella 8. Le prestazioni della turbina da 15MW, valutate con il modello BEM di OpenFAST, utilizzando il sistema di controllo ROSCO, sono fornite in Figura 5. Si noti che la versione modificata (del sistema di controllo ROSCO) per la turbina eolica galleggiante, descritta in [1], è stata adottata nel presente lavoro.

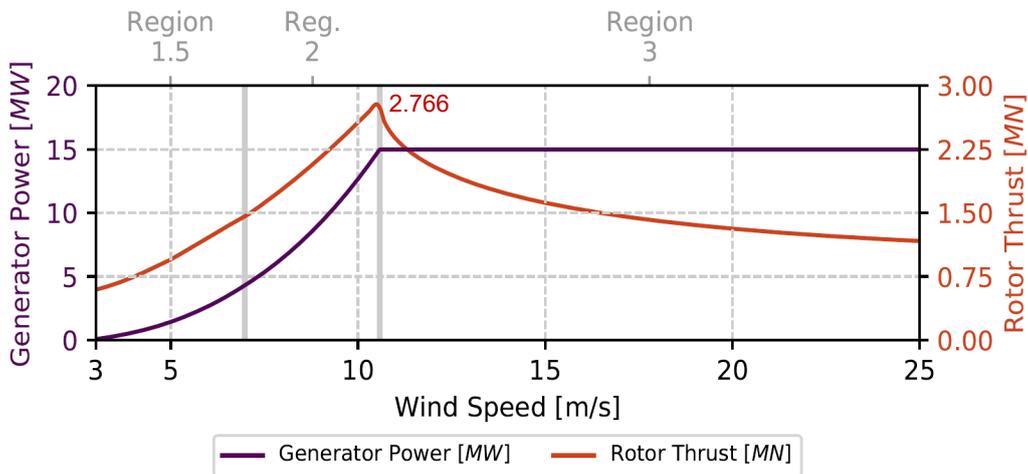
*Tabella 8: Rapporto di progetto tra lo smorzamento e la frequenza naturale [1], [3]*

<b>Parametri</b>	<b>Unità</b>	<b>Valore</b>
Sistema di controllo del passo delle pale: smorzamento di progetto	rad/s	1
Sistema di controllo del passo delle pale: frequenza naturale di progetto	rad/s	0.2
Sistema di controllo della coppia: smorzamento di progetto	rad/s	0.85
Sistema di controllo della coppia: frequenza naturale di progetto	rad/s	0.12

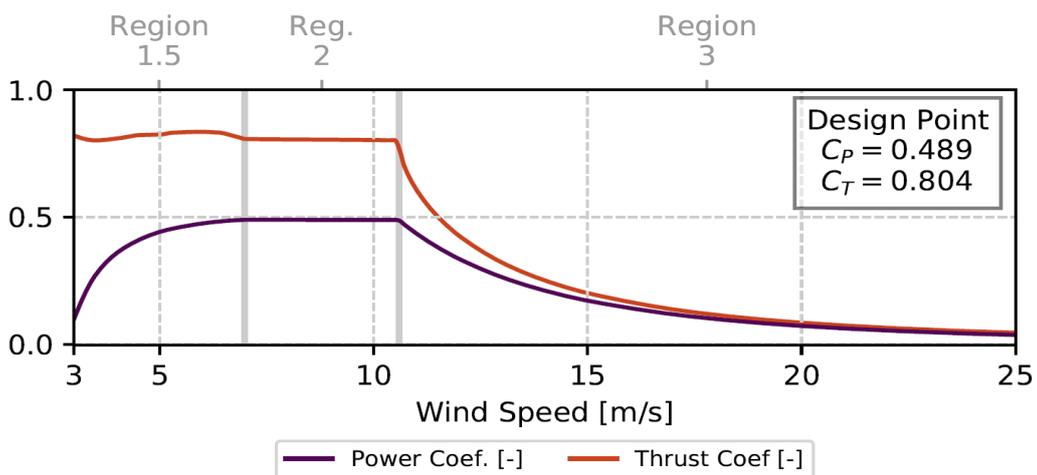
---



(a) Curve di regolazione del sistema di controllo



(b) Curva di potenza e di spinta



(c) Coefficienti di prestazione aerodinamica

Figura 5: Prestazioni della turbina da 15MW, valutate con il modello BEM di OpenFAST, utilizzando il sistema di controllo ROSCO [1], [3]

## 3.2 Condizioni ambientali

Le condizioni ambientali nel sito target sono importanti per guidare la scelta della configurazione ottimale della struttura di supporto galleggiante, nonché necessarie per il suo design concettuale e di base.<sup>1</sup>

Queste sono raggruppate in tre sezioni:

- Batimetria, con informazioni fornite da Nemetun Island Wind s.r.l.;
- Condizioni geotecniche, basate sulla relazione di Geowynd;
- Condizioni meteo oceaniche, tra cui vento normale ed estremo, onde, correnti marine, livello del mare, salinità e temperatura, sulla base della relazione di Scientific Engineering Ltd [4].

### 3.2.1 Batimetria [Nemetun Island Wind e Università di Strathclyde]

Nella Figura 6 sono mostrati il layout del parco eolico (ogni punto bianco rappresenta una turbina eolica), i cavi inter-array (in arancione) e la connessione con la riva, in verde.

Utilizzando il database GEBCO (<https://download.gebco.net/>) e le coordinate di ciascuna turbina eolica, fornite dall'azienda Nemetun Island Wind nella proiezione EPSG 32633, è stato possibile estrarre la profondità dell'acqua stimata per ciascuna turbina eolica, mostrata in Tabella 9.

La profondità dell'acqua varia da un minimo di 180 m a un massimo di 509 m. A causa di questo vasto range, è stato concordato di dividere l'area del parco eolico offshore in due aree rappresentative, con due diverse fasce di profondità dell'acqua:

- Area A: area del parco eolico offshore con profondità dell'acqua inferiore a 250 m.
- Area B: area del parco eolico offshore con profondità dell'acqua maggiore di 250 m.

Sulla base delle informazioni nella tabella, è stata calcolata qual è la profondità media dell'acqua in ciascuna area, considerando la profondità dell'acqua alle coordinate di ogni turbina eolica di ciascuna area:

- Profondità dell'acqua media nell'area A: ~ 210 m
- Profondità dell'acqua media nell'area B: ~ 375 m

Nelle seguenti fasi del progetto, queste profondità dell'acqua media saranno considerate come profondità dell'acqua di riferimento per le due aree.

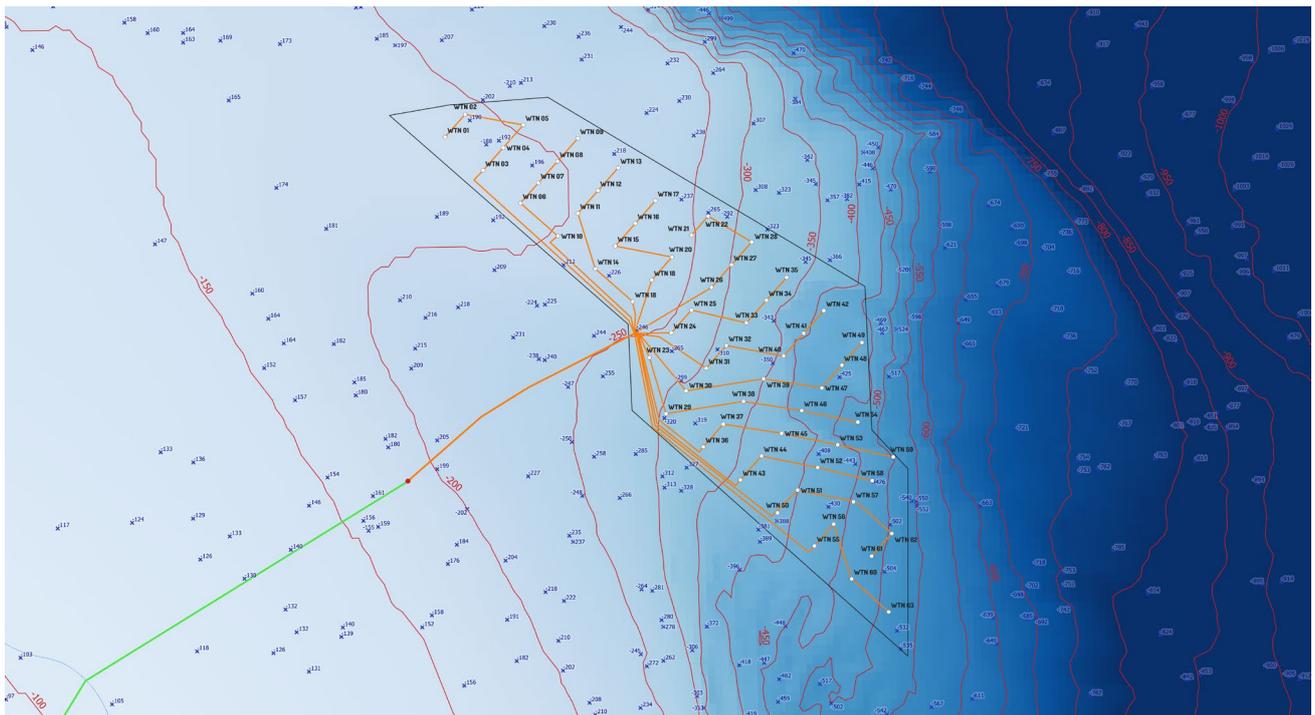
---

<sup>1</sup> La terminologia qui utilizzata per la fase di progettazione si riferisce alla relazione tecnica [4] Müller K, Lemmer F, Borisade F, Kretschmer M, Gruber J, Hagemann L, et al. LIFES50+ D7. 4 State-of-the-Art FOWT design practice and guidelines. Tech. rep., University of Stuttgart; 2015.

Tabella 9: coordinate delle turbine eoliche, profondità dell'acqua e area

Proiezione	EPSG 32633		EPSG 4326		Profondità dell'acqua	Area
	WTG numero	Nord	Est	Latitudine		
WTN 01	4669857	642485.7	42.17	16.72	-180	Area A
WTN 02	4670983	643476.7	42.18	16.74	-184	Area A
WTN 03	4668203	644360.2	42.15	16.75	-184	Area A
WTN 04	4669329	645351.2	42.16	16.76	-192	Area A
WTN 05	4670455	646342.2	42.17	16.77	-201	Area A
WTN 06	4666576	646204	42.14	16.77	-192	Area A
WTN 07	4667583	647090.8	42.15	16.78	-195	Area A
WTN 08	4668650	648029.2	42.16	16.79	-200	Area A
WTN 09	4669793	649035.4	42.17	16.80	-208	Area A
WTN 10	4664949	648047.6	42.12	16.79	-201	Area A
WTN 11	4666075	649038.6	42.13	16.80	-201	Area A
WTN 12	4667201	650029.6	42.14	16.82	-207	Area A
WTN 13	4668327	651020.6	42.15	16.83	-214	Area A
WTN 14	4663322	649890.9	42.11	16.81	-218	Area A
WTN 15	4664448	650881.9	42.12	16.83	-215	Area A
WTN 16	4665574	651872.9	42.13	16.84	-217	Area A
WTN 17	4666700	652863.9	42.14	16.85	-222	Area A
WTN 18	4661694	651735.8	42.09	16.83	-236	Area A
WTN 19	4662767	652680.3	42.10	16.85	-234	Area A
WTN 20	4663903	653679	42.11	16.86	-237	Area A
WTN 21	4664987	654633.1	42.12	16.87	-243	Area A
WTN 22	4665934	655466.6	42.13	16.88	-264	Area B
WTN 23	4658914	652567.2	42.07	16.84	-260	Area B
WTN 24	4660144	653646.3	42.08	16.86	-256	Area B
WTN 25	4661270	654637.3	42.09	16.87	-264	Area B
WTN 26	4662396	655628.3	42.10	16.88	-275	Area B
WTN 27	4663522	656619.3	42.11	16.89	-299	Area B
WTN 28	4664648	657610.3	42.12	16.91	-315	Area B
WTN 29	4656135	653386.9	42.04	16.85	-307	Area B
WTN 30	4657261	654377.9	42.05	16.87	-307	Area B

WTN 31	4658387	655368.9	42.06	16.88	-306	Area B
WTN 32	4659513	656359.9	42.07	16.89	-311	Area B
WTN 33	4660639	657350.9	42.08	16.90	-323	Area B
WTN 34	4661765	658341.9	42.09	16.91	-331	Area B
WTN 35	4662891	659332.9	42.10	16.93	-338	Area B
WTN 36	4654489	655225.4	42.03	16.88	-334	Area B
WTN 37	4655615	656216.4	42.04	16.89	-337	Area B
WTN 38	4656741	657207.4	42.05	16.90	-342	Area B
WTN 39	4657867	658198.4	42.06	16.91	-347	Area B
WTN 40	4658993	659189.4	42.07	16.92	-352	Area B
WTN 41	4660119	660180.4	42.08	16.94	-394	Area B
WTN 42	4661245	661171.4	42.09	16.95	-406	Area B
WTN 43	4652851	657054.3	42.01	16.90	-359	Area B
WTN 44	4654033	658095.4	42.02	16.91	-364	Area B
WTN 45	4655159	659086.4	42.03	16.92	-372	Area B
WTN 46	4656285	660077.4	42.04	16.93	-416	Area B
WTN 47	4657411	661068.4	42.05	16.95	-432	Area B
WTN 48	4658537	662059.4	42.06	16.96	-421	Area B
WTN 49	4659663	663050.4	42.07	16.97	-426	Area B
WTN 50	4651213	658883.1	42.00	16.92	-386	Area B
WTN 51	4652339	659874.1	42.01	16.93	-399	Area B
WTN 52	4653465	660865.1	42.02	16.94	-409	Area B
WTN 53	4654591	661856.1	42.03	16.96	-425	Area B
WTN 54	4655717	662847.2	42.04	16.97	-469	Area B
WTN 55	4649575	660712	41.98	16.94	-419	Area B
WTN 56	4650652	661658.8	41.99	16.95	-437	Area B
WTN 57	4651759	662633.7	42.00	16.96	-452	Area B
WTN 58	4652810	663558.5	42.01	16.98	-472	Area B
WTN 59	4653985	664592.7	42.02	16.99	-503	Area B
WTN 60	4647937	662540.9	41.97	16.96	-460	Area B
WTN 61	4649063	663531.9	41.98	16.97	-479	Area B
WTN 62	4650189	664522.9	41.99	16.99	-501	Area B
WTN 63	4646300	664369.7	41.95	16.98	-509	Area B



*Figura 6: Layout parco eolico offshore, con batimetria. Per gentile concessione di Nemetun Island Wind*

### 3.2.2 Condizioni stimate dei fondali [Geowynd]

Le informazioni disponibili per l'area di progetto Nemetun OWF sono state ricavate da:

- Letteratura scientifica
- ObservationEMODnet, "European Marine Observation and Data Network" [5]
- Progetto ViDEPI, "Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia" [6]
- Rapporto No: 2023-003-R-01 (01), "Studio desktop - Portfolio di progetti eolici offshore di Nemetun Island Wind" [7]

Sulla base dei dati EMODnet, i sedimenti marini nell'area si classificano come "fango sabbioso" secondo la classificazione Folk [8], diventando "fango" lungo la maggior parte del percorso del cavo di connessione alla costa.

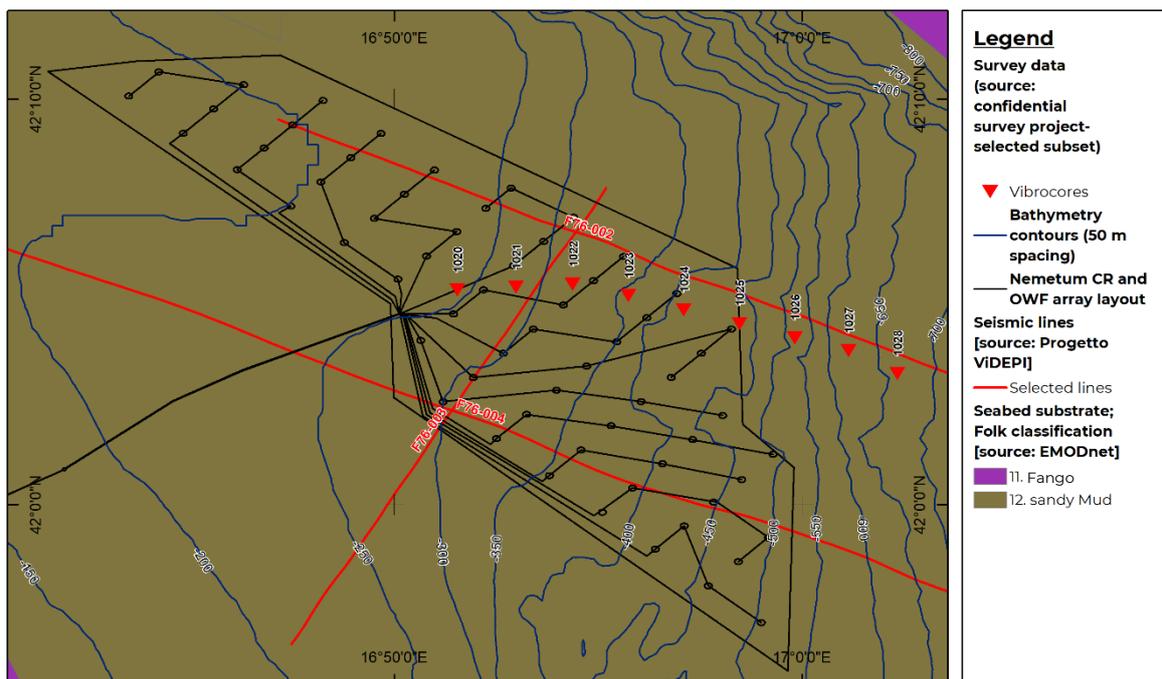


Figura 7: Layout di progetto e dati geofisici e geotecnici di riferimento

Il tipo di sedimenti poco profondi all'interno dell'area è confermato da 9 Vibrocores (VC) e diversi Cone Penetration Test (CPT) poco profondi recentemente effettuati all'interno dell'area di progetto per un cavo di interconnessione.<sup>2</sup> La profondità massima di penetrazione dei test CPT è stata di 3.2 m bsf ("below sea floor", ovvero al di sotto del fondale marino), mentre il VC ha raggiunto una penetrazione compresa tra 1.6 e 2.6 m bsf.

Sulla base dei risultati dei test di classificazione del terreno effettuati sui campioni di VC, il terreno è generalmente classificato come argilla limosa da molto morbida a morbida, occasionalmente sabbiosa/ghiaiosa, con sottili strati di sabbia incontrati casualmente all'interno della matrice argillosa. Come mostrato in Figura 9 e confermato dai dati CPT, la resistenza non drenata del suolo tende a diminuire all'aumentare la profondità dell'acqua.

<sup>2</sup>Rapporto di indagine confidenziale.

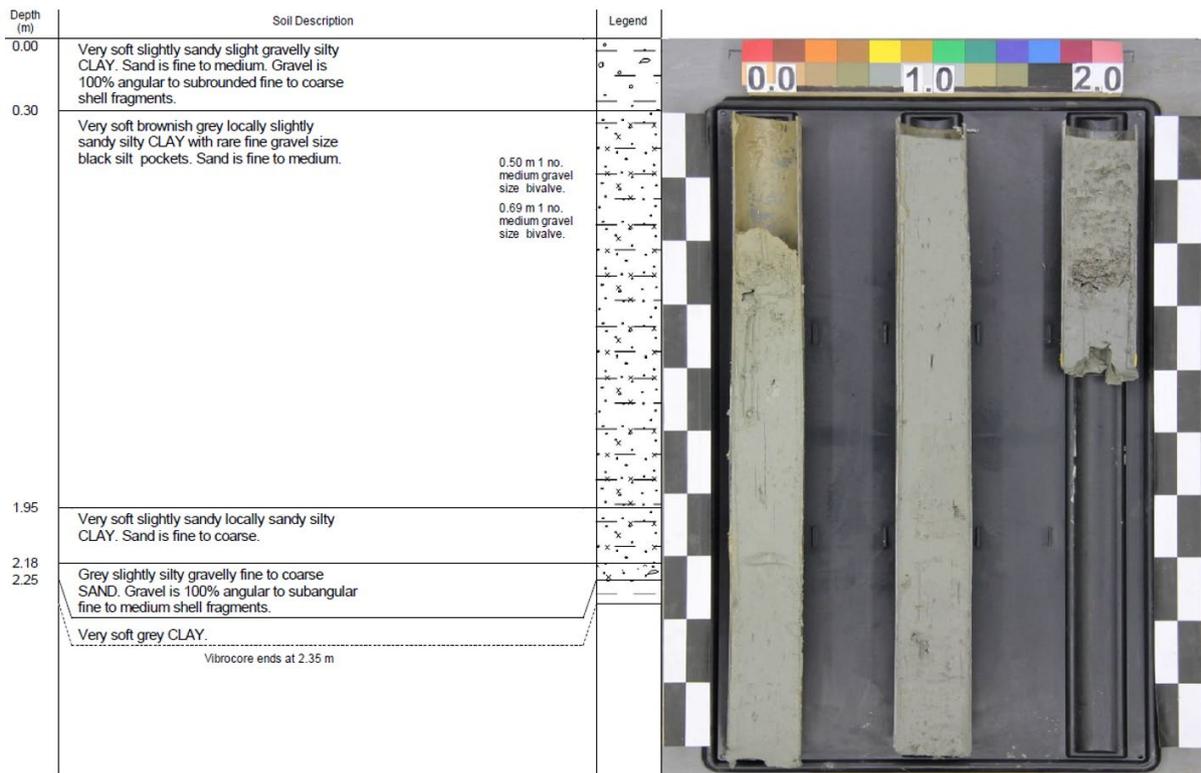


Figura 8: Esempio di campione VC recuperato in prossimità dell'area di progetto Nemetun [6]

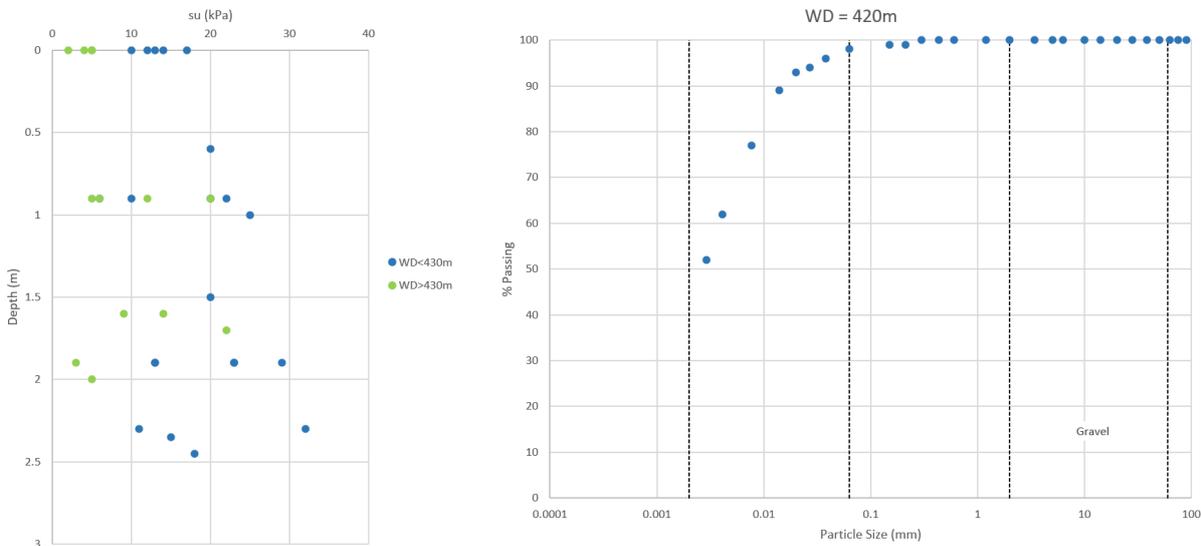
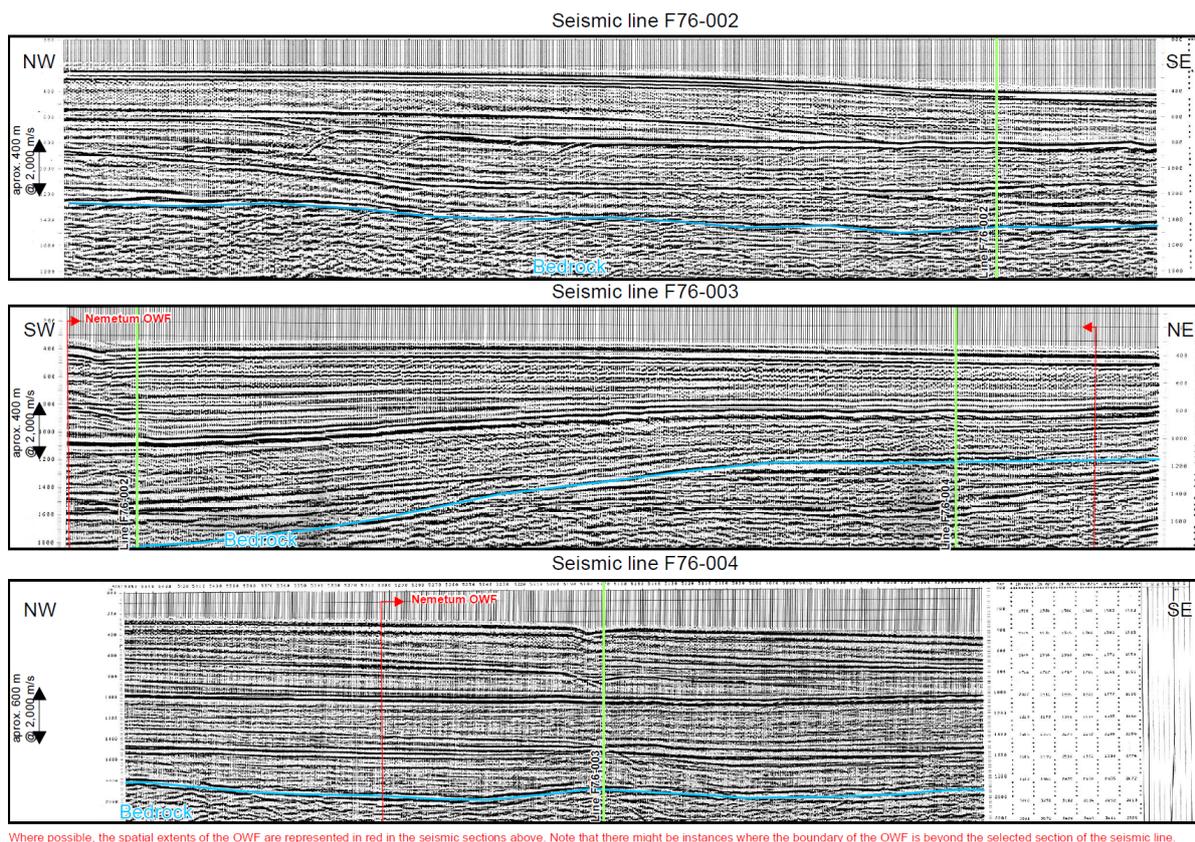


Figura 9: Misurazioni della resistenza (non drenato) (sinistra) e della distribuzione granulometrica (destra) da campioni VC recuperati all'interno dell'area di progetto Nemetun OWF

L'interpretazione dei dati geofisici storici di esplorazione del sottosuolo di idrocarburi dal database ViDEPI indica che il substrato roccioso è previsto fino a diverse centinaia di metri sotto il fondo marino all'interno dell'area di progetto. Nella Figura 10 è fornita un'interpretazione ipotetica dell'interfaccia del substrato roccioso per le linee F76-002, F76-003 e F76-004.



**Figura 10: Linee di rifrazione sismica selezionate dal database ViDePI (vedi [6])**

Questi risultati sono in linea con il modello stratigrafico regionale del Sud-Adriatico, in base al quale si prevede una sequenza di spessi depositi di suolo Plio-Quaternario sovrastanti il più vecchio substrato del Miocene nell'intervallo di profondità dell'acqua del progetto Nemetun.

In sintesi, si prevede che le condizioni del suolo nell'area della matrice OWF di Nemetun siano costituite da una copertura superficiale di argilla sabbiosa/limosa molto morbida che si estende per almeno 3 m bsf (ma probabilmente più spessa), sovrastante sequenze deposizionali spesse di depositi quaternari altamente stratificati. Il substrato roccioso non è previsto all'interno dell'intervallo di interesse per la progettazione dell'ancoraggio FOWT.

Sulla base delle considerazioni di cui sopra, sono stati derivati due profili di suolo rappresentativi (uno che rappresenta le proprietà del suolo "Low Estimate" (LE) e un secondo che rappresenta le proprietà del suolo "High Estimate" (HE) nel tentativo di delimitare le condizioni del suolo previste all'interno dell'area di progetto. I profili del terreno di progetto sono riassunti in Tabella 10 e mostrati graficamente in Figura 11. Come accennato in precedenza, poiché le informazioni specifiche del sito sono limitate alla profondità di 3 m bsf, al di sotto di questa profondità il profilo del suolo HE si basa su ipotesi conservative.

Va notato che lungo la piattaforma pugliese è possibile incontrare strati di sabbia caratterizzati da resistenza della punta CPT ( $q_c$ ) tra 10 e 50 MPa e spessore variabile si incontrano occasionalmente attraverso la piattaforma pugliese nell'intervallo di profondità di interesse per la progettazione dell'ancoraggio. In generale, la presenza di sedimenti sabbiosi è più probabile sulla piattaforma continentale e diventa meno frequente spostandosi lungo la scarpata continentale. Sulla base di

questa ipotesi, si prevede una maggiore probabilità di incontrare strati di sabbia nella parte meno profonda dell'area di progetto Nemetun (WD < 250 m bsl).

Tuttavia, poiché la presenza di strati di sabbia all'interno dell'area di progetto Nemetun non può essere prevista con certezza, si è preferito non includerli nei profili di terreno rappresentativi da utilizzare come base per la selezione e dimensionamento preliminare della tipologia di ancoraggio.

Tabella 10: Profili di progetto

Profondità (m)	Tipo di terreno	q <sub>c</sub> (MPa)		Peso specifico (kN/m <sup>3</sup> )		s <sub>u</sub> (kPa)	
		LE	HE	LE	HE	LE	HE
0	Argilla	0.02	0.30	9	11	1	20
3	Argilla	0.18	0.50	9	11	9	40
3	Argilla	0.18	1.60	9	11	9	125
30	Argilla	1.62	4.50	9	11	81	345

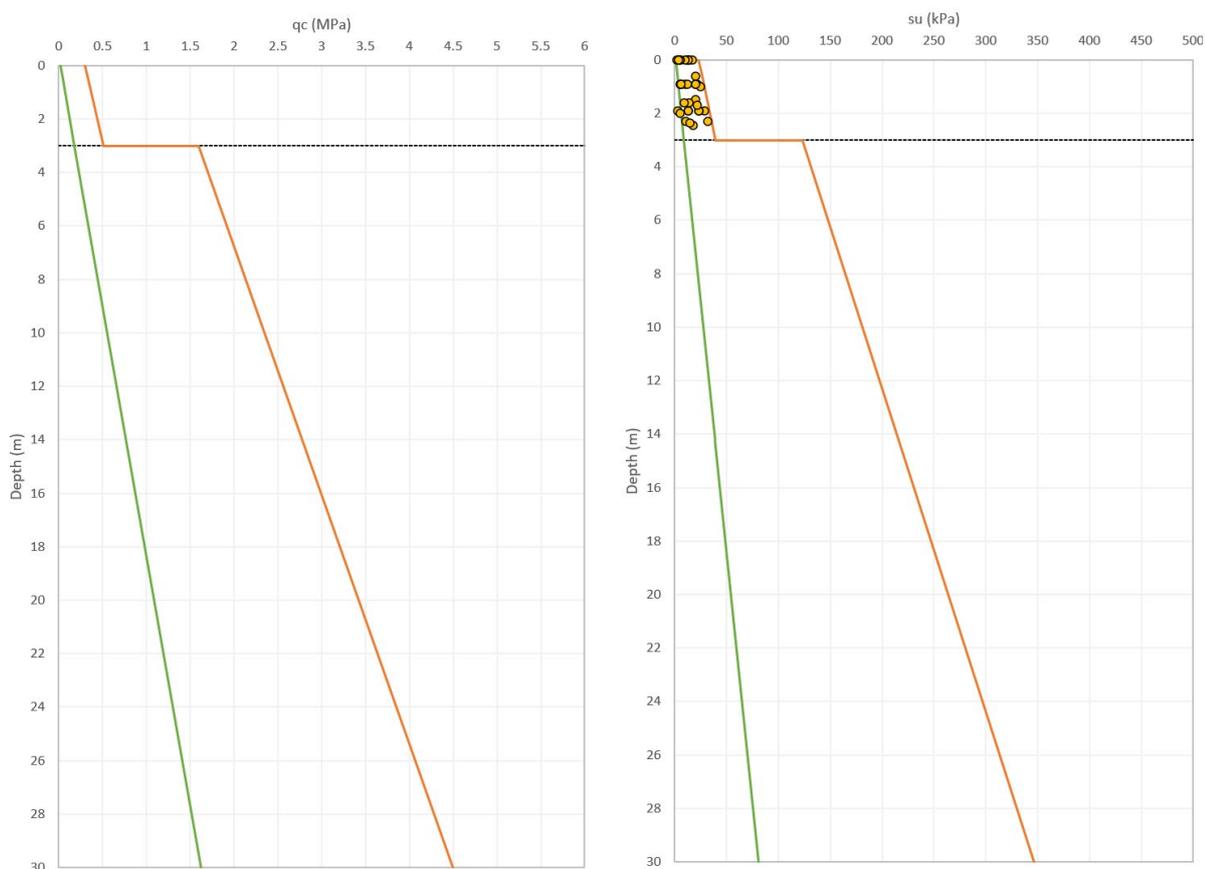


Figura 11: Profili di progetto rappresentativi LE e HE

### 3.2.3 Condizioni meteo oceaniche: definizione delle condizioni dei Design Load Cases (DLC)

Le informazioni sulle condizioni normali ed estreme riportate in [4] sono utilizzate per derivare le condizioni, normali ed estreme, per il vento, le onde, le correnti marine e il livello dell'acqua di mare, necessarie per procedere con il progetto concettuale (livello 1) e di base (livello 2), rispettivamente nella sezione 6 e nella sezione 7.

Sebbene il presente progetto non miri alla classificazione e certificazione finale delle turbine eoliche offshore utilizzate, poiché ciò avverrà in una fase successiva della progettazione, al fine di migliorare la pertinenza delle condizioni meteo oceaniche considerate e di accelerare il processo di progettazione delle turbine eoliche, è stato scelto di quantificare le condizioni meteo oceaniche considerate (in larga misura) in base alle "Design Load Cases (DLC)" definite nelle pertinenti norme tecniche della Commissione Elettrotecnica Internazionale, vale a dire IEC 61400-1 [9], IEC 61400-3-1 [10] e IEC 61400-3-2 [11], riportate nella Tabella 11 e considerando l'aerogeneratore descritto nella sezione 3.1, che è un aerogeneratore di classe IB.

Quindi, nelle seguenti tabelle, sono dettagliate le condizioni descritte nella Tabella 11:

- Tabella 12: Condizioni del vento – valore dei parametri principali
- Tabella 13: Condizioni del vento – acronimi utilizzati
- Tabella 14: Onde – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali
- Tabella 15: Direzionalità.
- Tabella 16: Correnti marine – acronimi utilizzati e valore dei principali parametri
- Tabella 17: Livello dell'acqua – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali

Infine, nell'Appendix A, i dati vengono presentati in valori di input di condizioni meteo oceaniche per tutte le simulazioni eseguite – includendo il numero di simulazioni.

Va notato che la simmetria della sottostruttura è stata sfruttata per ridurre il numero di simulazioni, cioè, a causa della simmetria rotazionale di 120 gradi della piattaforma, quando è necessario considerare più direzioni d'onda, è stata considerata solo la direzione da 0 a 120 gradi (ogni 30 gradi).

Nella Figura 12 è presentata la notazione utilizzata per le direzioni del vento, delle onde e della corrente marina.

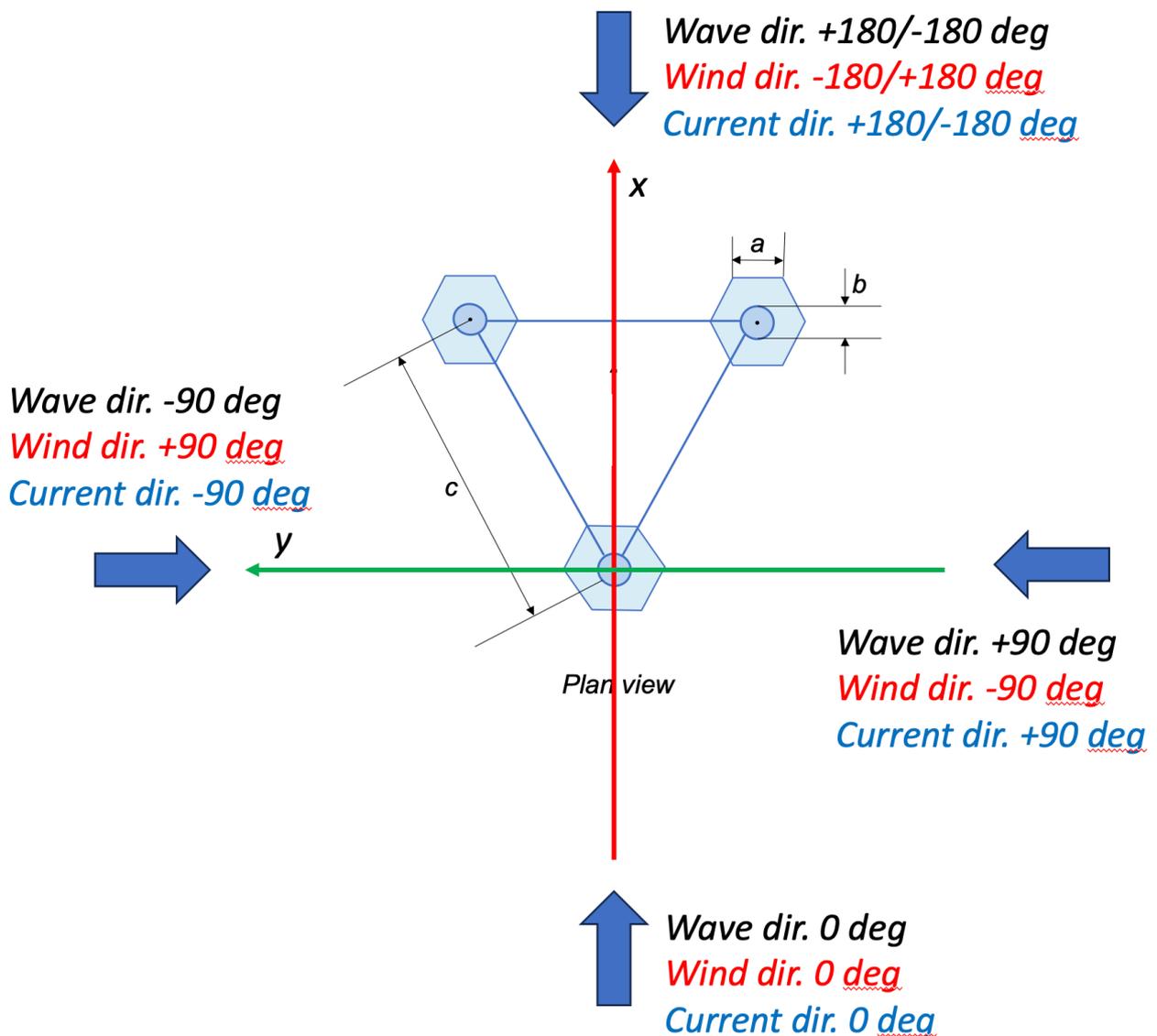


Figura 12: Notazione per la direzione del vento, delle onde e della corrente marina. L'asse della torre dell'aerogeneratore è all'origine in x e y, sempre rivolto verso la direzione del vento (se non diversamente indicato)

Tabella 11: Casi di carico di progetto considerati, estratti e adattati da [10], [11]

Situazione progettuale	DLC	Condizione del vento	Onde	Direzionalità	Correnti marine	Livello d'acqua	Altre condizioni	Tipo di analisi	Coefficiente di sicurezza
Produzione di energia	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NC M	MSL	/	U	N

	1.4	ECD V <sub>hub</sub> = V <sub>r</sub> - 2m/s, V <sub>r</sub> , V <sub>r</sub> +2m/ s	NSS H <sub>s</sub> = E[H <sub>s</sub>  V <sub>hub</sub> ] b]	MIS, con cambio direzion e di vento*	NC M	MSL	/	U	N
	1.6	NTM V <sub>in</sub> < V <sub>hub</sub> < V <sub>out</sub>	SSS H <sub>s</sub> = H <sub>s</sub> ,SSS	COD, UNI	NC M	MSL	/	U	N
* IEC61400-3-1 Per DLC 1.4 si può assumere che il vento e le onde siano co-direzionali prima del cambiamento transitorio nella direzione del vento									
(Turbina) Parcheggiata (ferma o a rotazione libera)	6.1	EWM turbulent wind model, V <sub>hub</sub> = V <sub>ref</sub>	ESS, H <sub>s</sub> = H <sub>s</sub> ,50	MIS, MUL	EC M U = U <sub>50</sub>	EWL R	/	U	N
Produzione di energia	9.1	NTM V <sub>in</sub> < V <sub>hub</sub> < V <sub>out</sub>	NSS	MIS, MUL	NC M	MSL	Transitorio tra condizione di linee di ormeggio intatte e danneggiate	U	A
	9.2	NTM V <sub>in</sub> < V <sub>hub</sub> < V <sub>out</sub>	NSS	MIS, MUL	NC M	MSL	Condizione di regime con una linea di ormeggio danneggiata	U	A
(Turbina) Parcheggiata (ferma o a rotazione libero)	10.1	EWM turbulent wind model, V <sub>hub</sub> = V <sub>ref</sub>	ESS	MIS, MUL	EC M	EWL R	Transitorio tra condizione di linee di ormeggio intatte e danneggiate	U	A

	10.2	EWM turbulent wind model, V_hub = V_ref	ESS	MIS, MUL	EC M	EWL R	Condizion e di regime con una linea di ormeggio danneggiat a	U	A
--	------	--	-----	-------------	---------	----------	--	---	---

### 3.2.3.1 Condizioni di vento

Tabella 12: Condizioni del vento – valore dei parametri principali

Variabile	u.m.	Valore	Descrizione	Rif.				
V_ave	[m/s]	10 (7)	<p>Velocità del vento media annuale, a livello del mozzo.</p> <p>Determinata in base alla classe della turbina eolica (IEC 61400-1) se non sono disponibili dati specifici del sito o in base a dati specifici del sito, se disponibili.</p> <p>Per questo sito, in base a [4]:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td><math>V_{10m,1h}</math> [m/s]</td> <td><math>V_{100m,1h}</math> [m/s]</td> </tr> <tr> <td>5.8</td> <td>6.8</td> </tr> </table> <p>Adottando una legge a potenza per la stima del profilo del vento (in funzione dell'altezza s.l.m.), è possibile ricavare l'esponente della legge di potenza utilizzando il rapporto tra le due velocità del vento e il rapporto tra le due altezze considerate. Sulla base di ciò, l'esponente della legge di potenza è:</p> $\alpha = \log_{10} \left( \frac{V_{100m,1h}}{V_{10m,1h}} \right) = 0.069$ <p>Pertanto, è possibile derivare la velocità media del vento di 1 ora all'altezza del mozzo (150 m) come:</p> $V_{150m,1h}(\text{estimate } A) = V_{100m,1h} \left( \frac{150m}{100m} \right)^\alpha = 6.99 \text{ m/s}$ <p>Se, invece, si adotta il basso esponente di potenza pari a 0.14 (come da NTM), e prendendo come riferimento la velocità del vento a 100 m, si ottiene quanto segue:</p> $\alpha = 0.14 \text{ as per NTM IEC 61400 - 1}$	$V_{10m,1h}$ [m/s]	$V_{100m,1h}$ [m/s]	5.8	6.8	[9]
$V_{10m,1h}$ [m/s]	$V_{100m,1h}$ [m/s]							
5.8	6.8							

			$V_{150m,1h}(estimate\ B) = V_{100m,1h} \left( \frac{150m}{100m} \right)^{0.14} = 7.19\ m/s$ <p><b>N.B. Per il presente progetto si utilizza <math>V_{ave} = 10\ m/s^3</math></b></p>					
V_hub	[m/s]	Dipende dal DLC	Velocità media del vento di 10 minuti a livello del mozzo	\				
V_in	[m/s]	3	Velocità del vento cut-in della turbina eolica	[3]				
V_out	[m/s]	25	Velocità del vento cut-out della turbina eolica					
V_r	[m/s]	10.59	Velocità nominale del vento della turbina eolica					
V_ref	[m/s]	50 (40)	<p>Velocità del vento di riferimento, per la classe di turbina eolica IB</p> <p>Determinata in base alla classe della turbina eolica (IEC 61400-1) se non sono disponibili dati specifici del sito o in base a dati specifici del sito, se disponibili.</p> <p>Nel sito considerato, la velocità massima del vento del periodo di ritorno di 50 anni ([4], Tabella 19), a 100 m s.l.m., proviene da 120 °N, ed è pari a:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th><math>V_{100m,50-y}</math> (a 10 m s.l.m.) [m/s]</th> <th><math>V_{100m,50-y}</math> (a 100 m s.l.m.) [m/s]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">23.26</td> <td style="text-align: center;">35.19</td> </tr> </tbody> </table> <p>Adottando una legge a potenza per la stima del profilo del vento (in funzione dell'altezza s.l.m.), è possibile ricavare l'esponente della legge di potenza utilizzando il rapporto tra le due velocità del vento e il rapporto tra le due altezze considerate. Sulla base di ciò, l'esponente della legge di potenza è:</p> $\alpha = \log_{10} \left( \frac{V_{100m,50y}}{V_{10m,50y}} \right) = 0.180$ <p>Pertanto, è possibile derivare la velocità media del vento estrema di 1 ora (ritorno di 50 anni) all'altezza del mozzo (150 m) come:</p> $V_{150m,50y} = V_{100m,50y} \left( \frac{150m}{100m} \right)^\alpha = 37.85\ m/s$	$V_{100m,50-y}$ (a 10 m s.l.m.) [m/s]	$V_{100m,50-y}$ (a 100 m s.l.m.) [m/s]	23.26	35.19	[9]
$V_{100m,50-y}$ (a 10 m s.l.m.) [m/s]	$V_{100m,50-y}$ (a 100 m s.l.m.) [m/s]							
23.26	35.19							

<sup>3</sup>Come concordato da tutti i partner durante l'incontro telefonico tenutosi il 4 dicembre 2023, 10:30 – 11:20 GMT.

		<p>E la velocità media estrema del vento di 10 minuti (ritorno di 50 anni) all'altezza del mozzo sarà (secondo [9], sezione 6.4.3.1):</p> $V_{150m,50y,10min} = \frac{V_{150m,50y}}{0.95} = 39.84 \frac{m}{s} \sim 40 \frac{m}{s}$ <p><b>N.B. Per il presente progetto si utilizza V_ref = 50 m/s<sup>4</sup></b></p>	
--	--	---	--

Tabella 12: Condizioni del vento – acronimi utilizzati

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
ECD	Raffica estrema coerente con cambio di direzione	$V_{cg} = 15 \left[ \frac{m}{s} \right]$ $V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0.5V_{cg} \left( 1 - \cos\left(\pi * \frac{t}{T}\right) \right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{for } t \geq T \end{cases}$ $T = 10 [s]$	[9]
ETM	Modello con turbolenza estrema	<p>Si utilizza il modello del profilo del vento normale (legge di potenza, esponente <math>\alpha = 0,2</math>) e la turbolenza con deviazione standard della componente longitudinale data da:</p> $\sigma_1 = c I_{ref} \left[ 0.072 \left( \frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \left( \frac{V_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right]$ $c = 2 m/s$	
EWM	Modello di velocità del vento estrema	<p>Il modello del vento deve essere basato sulla velocità del vento di riferimento, V_ref, e su una deviazione standard di turbolenza fissa, con:</p> $V_{50}(z) = V_{ref} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}$ <p>, cioè esponente della legge di potenza <math>\alpha = 0,11</math></p> $\sigma_1 = 0.11 V_{hub}$ <p>, cioè TI 11%</p> <p>I valori V_ref e <math>\alpha</math> riportati nella norma possono essere adottati in assenza di dati centro specifici. In [4] i valori specifici del sito per la velocità del vento estrema di ritorno media di 10 minuti e 50 anni a livello di hub sono riportati nella sezione 3.2.3.1.</p>	
NTM	Modello di turbolenza normale	<p>Modello di turbolenza normale</p> $\sigma_1 = I_{ref}(0.75 * V_{hub} + b)$	

<sup>4</sup>Come concordato da tutti i partner durante l'incontro telefonico tenutosi il 4 dicembre 2023, 10:30 – 11:20 GMT.

		$b = 5.6 \left[ \frac{m}{s} \right]$ <p><math>i_{ref}</math> è, per una turbina eolica di classe 1B, pari al 14%.</p> <p>Per condizioni di vento normale, esponente della legge di potenza <math>\alpha = 0,14</math></p>	
--	--	---	--

### 3.2.3.2 Onde

Tabella 13: Onde – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.								
ESS $H_s = H_{s,50}$	Stato del mare estremo	<p>In assenza di informazioni che definiscano la distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine di vento e onde estremi, l'estrema velocità del vento di 10 minuti con un periodo di ritorno di 50 anni si verifica durante lo stato estremo del mare di 3 ore con un periodo di ritorno di 50 anni.</p> <p>Per il sito dato, il ritorno di 50 anni <math>H_s</math> e <math>T_p</math> associato, in funzione della direzione dell'onda, insieme al parametro di picco, è fornito in [4].</p> <p>A ogni modo, non essendo ancora stata stabilita quale sia la posizione relativa degli aerogeneratori rispetto al Nord geografico, per tutte le direzioni è stato adottato il valore omnidirezionale <math>H_s</math> (e relativo range di <math>T_p</math>) pari a:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th><math>H_s</math> [m]</th> <th><math>T_p</math> [s]</th> <th>Gamma [-]</th> <th>Theta_wm [deg]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7.78</td> <td>10.63 – 10.68</td> <td>4.68<sup>5</sup></td> <td>Omnidirezionale</td> </tr> </tbody> </table>	$H_s$ [m]	$T_p$ [s]	Gamma [-]	Theta_wm [deg]	7.78	10.63 – 10.68	4.68 <sup>5</sup>	Omnidirezionale	[10]
$H_s$ [m]	$T_p$ [s]	Gamma [-]	Theta_wm [deg]								
7.78	10.63 – 10.68	4.68 <sup>5</sup>	Omnidirezionale								
NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	Stato del mare normale	<p><math>H_s</math>, <math>T_p</math> e direzione per ciascun NSS devono essere selezionati, insieme alla velocità media del vento associata, in base alla distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine dei parametri meteo oceanici appropriati per il sito previsto.</p> <p>La distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine non è disponibile, quindi per derivare il valore atteso di <math>H_s</math> condizionato a <math>V_{hub}</math> è stata adottata la relazione tra <math>H_s</math> e <math>V_{10m}</math> (velocità del vento a 10m sopra il livello medio dell'acqua) fornita in [4], pari a (valori percentili 5, 50 e 95):</p> $H_s = a \cdot V_{10m,1h}^b + c$ <p><math>a</math>: 0.0113 (5), 0.0115 (50), 0.0117 (95)  <math>b</math>: 2.1178 (5), 2.1243 (50), 2.1308 (95)</p>	[10]								

<sup>5</sup>N.B. Questo valore è stato calcolato come la media di tutti i fattori di picco spettrale dell'onda registrati nel database di rianalisi/hindcast ERA5.

		<p>c: 0.3532 (5), 0.3556 (50), 0.3581 (95)</p> <p>V<sub>10m</sub> è derivato da V<sub>hub</sub> applicando la legge di potenza del profilo eolico e il relativo coefficiente <math>\alpha</math>. Il T<sub>p</sub> associato viene derivato utilizzando l'equazione fornita in [4] (valori percentili 5, 50 e 95):</p> $T_p = a \cdot H_s^b$ <p>a: 5.3030 (5), 5.3060 (50), 5.3091 (95)</p> <p>b: 0.3390 (5), 0.3398 (50), 0.3406 (95)</p>	
SSS H <sub>s</sub> = H <sub>s,SSS</sub>	Stato del mare gravoso	<p>Per tutte le velocità medie del vento, l'altezza d'onda estrema significativa incondizionata H<sub>s,50</sub>, con un periodo di ritorno di 50 anni, può essere utilizzata come valore conservativo di H<sub>s,SSS</sub>(V).</p> <p>Pertanto, sono stati applicati gli stessi valori dell'ESS.</p>	[10]

### 3.2.3.3 Direzionalità meteo oceanica

Tabella 14: Direzionalità

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
COD	Co-direzionale	Vento e onde che agiscono nella stessa direzione	
MIS	Disallineata	Vento e onde che agiscono da direzioni diverse	
MUL	Multidirezionale	Vento e onde che agiscono da più direzioni	
UNI	Unidirezionale	Agente in un'unica direzione	

### 3.2.3.4 Correnti marine

Tabella 15: Correnti marine – acronimi utilizzati e valore dei principali parametri

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
ECM, U = U <sub>50</sub>	Modello di corrente marina estrema	<p>In assenza di informazioni che definiscano la distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine degli estremi, è prudente applicare correnti con periodo di ritorno di 1 anno e 50 anni e supporre che la corrente sia co-direzionale con le onde.</p> <p>Per il sito dato, come riportato in [4], viene fornita la velocità della corrente marina di ritorno di 50 anni (U<sub>50</sub>), in funzione della direzione (rispetto al Nord geografico).</p> <p>A ogni modo, non essendo ancora stata stabilita quale sia la posizione relativa della/e turbina/e eolica/e rispetto al Nord</p>	[10]

		geografico, è stato adottato il valore U_50 più elevato (relativo al valore omnidirezionale), pari a:					
		<table border="1"> <tr> <th>U_50 [m/s]</th> <th>Theta_c [deg]</th> </tr> <tr> <td>1.25</td> <td>in tutte le direzioni</td> </tr> </table>	U_50 [m/s]	Theta_c [deg]	1.25	in tutte le direzioni	
U_50 [m/s]	Theta_c [deg]						
1.25	in tutte le direzioni						
NCM	Modello di corrente marina normale	<p>Nei presenti DLC, si assume l'NCM per il caso di carico finale 1.4 e 1.6, 9.1, 9.2 che coinvolgono NSS e SSS, e quindi per ogni caso di carico la velocità delle correnti generate dal vento può essere stimata dalla relativa velocità media del vento, come segue:</p> $U(z) = U(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right)$ $U(0) = 0.01 * V_{1-hour}(z = 10m)$ <p>Dove U(z) è la velocità della corrente marina alla profondità z, U(0) alla profondità 0, cioè a livello della superficie, e V_1ora(z=10 m) è la velocità media (oraria) del vento a 10 m sopra il livello della linea di galleggiamento, dove:</p> $V_{1-hour} = V_{10-min} * 0.95$ <p>Alla velocità della corrente generata dal vento, è stata aggiunta la velocità media massima della corrente (che si verifica nel mese di dicembre) a causa dell'effetto mareale (da [4]), pertanto la velocità totale della corrente è:</p> $U_{tot}(z) = U(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right) + U_{tide,mean}$ $U_{tide,mean} = 0.16 \text{ m/s}$					

### 3.2.3.5 Livello dell'acqua

Tabella 16: Livello dell'acqua – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
EWLR	Intervallo di livello dell'acqua estremo	<p>In assenza della distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine, compreso il livello dell'acqua, il progettista deve almeno effettuare calcoli basati sui seguenti livelli dell'acqua:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Massimo livello di acqua ferma con un periodo di ritorno di 50 anni, basato su una combinazione appropriata di massima marea astronomica e ondata di tempesta positiva.</li> <li>• Livello dell'acqua ferma più basso con un periodo di ritorno di 50 anni, basato su una combinazione appropriata di marea astronomica più bassa e ondata di tempesta negativa.</li> </ul> <p>Sulla base dei dati forniti in [4] si considera il seguente EWLR:</p>	[4]

			<b>EWLR [m]</b>	
			Da -0,66 a 0,66 s.l.m.	
NWLR	Intervallo di livello dell'acqua normale	<p>Il normale intervallo di livello dell'acqua deve essere assunto pari alla differenza a lungo termine tra la più alta marea astronomica (HAT) e la più bassa marea astronomica (LAT).</p> <p>Facendo riferimento a [4]:</p> $LAT = -0,215 \text{ m rispetto al MSL}$ $HAT = +0.250 \text{ m rispetto al MSL}$ <p>Poiché le presenti analisi si concentrano sulla tensione nelle linee semi-tese, i carichi più elevati comporteranno il livello dell'acqua corrispondente al HAT.</p>		
MSL	Livello medio del mare	È il livello medio del mare nel sito.		

### 3.2.3.6 Tipo di analisi

Come dichiarato nella IEC 61400-3-1 [10], per ogni caso di carico di progetto, il tipo di analisi è indicato da:

- "F", che si riferisce all'analisi dei carichi di fatica,
- "U", che si riferisce all'analisi dei carichi finali.

I casi di carico di progetto indicati con "U" sono classificati come:

- "N" normale,
- "A" anomale.

Si prevede che i normali casi di carico di progettazione si verifichino frequentemente, mentre le situazioni di progettazione anomale sono meno probabili. Il tipo di situazione progettuale (N o A) determina il fattore di sicurezza parziale da applicare ai carichi ultimi.

## 4 Indagine delle sottostrutture flottanti per FOWT

Tabella 17: Parco eolico galleggiante offshore completamente commissionato e in fase di sviluppo (solo permesso approvato e permesso applicato)

Project	Commissioning date	#	MW single	MW tot	Principal	System	Status	Consent	Water depth	Country	Classification	Configuration
Zefyros (fmr Hywind I)	2009	1	2.3	2.3	Unitech	Hywind I	Online	Permit approved	150	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Goto Sakiyama 2016	2016	1	2.1	2.1	Goto Floating Wind Power	Toda Spar	Online	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Hywind Scotland	2017	5	6	30	Equinor	Hywind II	Online	Permit approved	105	UK	Ballast stabilised	Spar
Floatgen	2018	1	2	2	Floatgen	Damping Pool	Online	Permit approved	33	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Hibiki	2018	1	3	3	Marubeni / Hitachi / BW Ideol	Damping Pool	Online	Permit approved	55	JAPAN	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
WindFloat Atlantic	2019	3	8.4	25.2	WindPlus EDP	WindFloat	Online	Permit approved	93	PORTUGAL	Waterplane stabilised	Semisub
Kincardine Tranche 2	2021	5	9.5	47.5	Cobra / Flotation Energy (TEPCO)	WindFloat	Online	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
TetraSpar Demo	2021	1	3.6	3.6	Shell / RWE / Tepco / Stiesdal	TetraSpar	Online	Permit approved	200	NORWAY	Ballast stabilised	Pendulum
Yangxi West Shapa Demo	2021	1	5.5	5.5	China Three Gorges (CTG)	TH Floater	Online	Permit approved	27	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Hywind Tampen	2022	11	8.6	94.6	Equinor / SSC	Hywind III	Online	Permit approved	260	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Xuwen FuYao Pilot	2022	1	6.2	6.2	CSGC	Fuyao	Under devel	Permit approved	65	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
CanArray I & II	2023	4	10	120	EnerOcean / W2Power	W2Power	Pre-devel	Permit applied		SPAIN		
AFLOWT Hexafloat	2023	1	6	6	EMEC	Hexafloat	Under devel	Permit approved	75	FRANCE	Ballast stabilised	Pendulum
Deep Sea Floating	2023	1	7.25	7.25	CNOOC	Fuyao	Under devel	Permit approved	100	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
DemoSATH	2023	1	2	2	RWE / Saitec	SATH	Under devel	Permit approved	85	SPAIN	Waterplane stabilised	Barge
EGL Leucate	2023	3	10	30	Ocean Winds	WindFloat	Under devel	Permit approved	60	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Nezzy2 Demo / OceanX	2023	1	8.3	8.3	EnBW / MingYang	Nezzy2	Under devel	Permit approved	40	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Provence Grand Large	2023	3	8.4	25.2	EDF / Enbridge	WindFloater	Under devel	Permit approved	97	FRANCE	Mooring stabilised	TLP
SeaTwirl S2	2023	1	1	1	Seatwirl	Seatwirl	Under devel	Permit approved	130	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
TwinWay Demo	2024	1	3	3	Hexicon	TwinWind	Pre-devel	Permit applied	200	NORWAY		
EolMed (Gruissan)	2024	3	10	30	TotalEnergies / Qair / BW Ideol	Damping Pool	Under devel	Permit approved	50	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
France-Atlantique	2024	1	5	5	Acciona / Valorem / Eolink	Eolink	Under devel	Permit approved	30	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Goto Kabashima 2	2024	8	2.1	16.8	Toda Corporation	Toda Spar	Under devel	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Harald Offshore Hydrogen	2024	1	10	10	TotalEnergies / Technip Ener.	P-80	Under devel	Permit approved		DENMARK	Waterplane stabilised	Barge
Nezzy Demonstrator	2024	1	6	6.2	Marubeni	Nezzy	Under devel	Permit approved	60	JAPAN	Waterplane stabilised	Semisub
W1S - EOLFI	2025	50	10	500	EOLFI / Cobra / Flotation Energy	Tbd	Planned	Permit applied	49	TAIWAN		
Lake Erie	2025	5	18	90	Magellan / CIP	TetraSpar	Planned	Permit applied	50	USA		
Flagship Demo	2025	1	11	11	Iberdrola / IHCantabria	OO-Star	Pre-devel	Permit applied	200	NORWAY		
Mayflower Floating Demo	2025	1	10	10	Shell / Atkins / Oceyrg	OCG	Pre-devel	Permit applied		USA		
Bada Energy III (Gray Whale)	2025	36	14	500	TotalEnergies / Corio (GIG)	Hi Float	Under devel	Permit applied	150	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Flagship Canary Demo	2025	1	10	10	Iberdrola / IHCantabria	OO-Star*	Under devel	Permit applied		SPAIN	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dolphyn H2 Demo	2025	1	10	10	ERM / Source Energy	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Maine Aqua Ventus 1	2025	1	11	11	RWE / Diamond Offshore Wind	Volturn US	Under devel	Permit approved	61	USA	Waterplane stabilised	Semisub
MPS Demonstrator	2025	1	8	8	MPS / EMEC	PelaFlex	Under devel	Permit approved	60	UK	Mooring stabilised	TLP
TwinHub	2025	2	8	16	Hexicon / Bechtel	TwinWind	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Yangjiang Qingzhou Four	2025	5	5.5	27.5	Mingyang Smart Energy	w.semi	Under devel	Permit approved	50	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Sardegna Sud Occidentale	2026	42	12	500	Ichnusa Wind Power	Tbd	Planned	Permit applied	130	ITALY		
Kudu FPSO	2026	1	15	15	NAMCOR / BW Offshore	Damping Pool*	Planned	Permit approved	200	NAMIBIA		
Korean Floating Wind	2026	25	15	375	Ocean Winds / Mainstream	WindFloat	Pre-devel	Permit applied	175	SOUTH KOREA		
Taiya / Ideol Demonstrator	2026	1	10	10	Taiya / BW Ideol	Damping Pool*	Pre-devel	Permit approved		TAIWAN		
Erebus	2026	7	13.5	94.5	TotalEnergies / Simply Blue	WindFloat	Under devel	Permit applied	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Pentland Demonstrator	2026	1	15	15	CIP	TetraSpar	Under devel	Permit applied	60	UK	Ballast stabilised	Pendulum
W1N - Chu Tin	2026	10	10	100	Cobra / Flotation Energy	N/A	Under devel	Permit applied	49	TAIWAN	N/A	N/A
Blyth Extension	2027	4	14	56	EDF / Vantage RE	XCF Floater	Under devel	Permit approved	50	UK	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dylan	2028	30	10	300	ERM / Source Energy	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Caledonia	2029	27	15	400	Ocean Winds	N/A	Under devel	Permit applied	70	UK	N/A	N/A
Clarus	2030	70	10	700	Iberdrola / DP Energy / FPP	P-80	Pre-devel	Permit applied	60	IRELAND		
Inis Ealga (IEMEP)	2030	100	10	1000	Iberdrola / DP Energy / FPP	P-80	Pre-devel	Permit applied	60	IRELAND		
Porto Empedocle	2032	48	12.5	600	Hexicon / Avapa	TwinWind*	Pre-devel	Permit applied	175	ITALY		
Porto Torres	2032	52	12.5	650	Hexicon / Avapa	TwinWind*	Pre-devel	Permit applied	120	ITALY		

Nella Tabella 18 sono riportati i parchi eolici offshore galleggianti che, a dicembre 2022, sono online o in fase di sviluppo, ordinati per data di messa in servizio. Per ogni parco sono riportati i seguenti parametri:

- Progetto: nome del progetto
- Data di messa in servizio: anno di messa in servizio della prima turbina eolica
- MW singolo: potenza nominale del singolo aerogeneratore
- MW tot: potenza nominale del parco
- Impianto: tipologia di impianto eolico galleggiante utilizzato
- Stato: online (produzione di energia elettrica) o in fase di sviluppo
- Consenso: stato del consenso
- Profondità dell'acqua: profondità media dell'acqua nel sito
- Paese: Paese in cui si trova il parco
- Classificazione e configurazione: vedi paragrafo 4.1

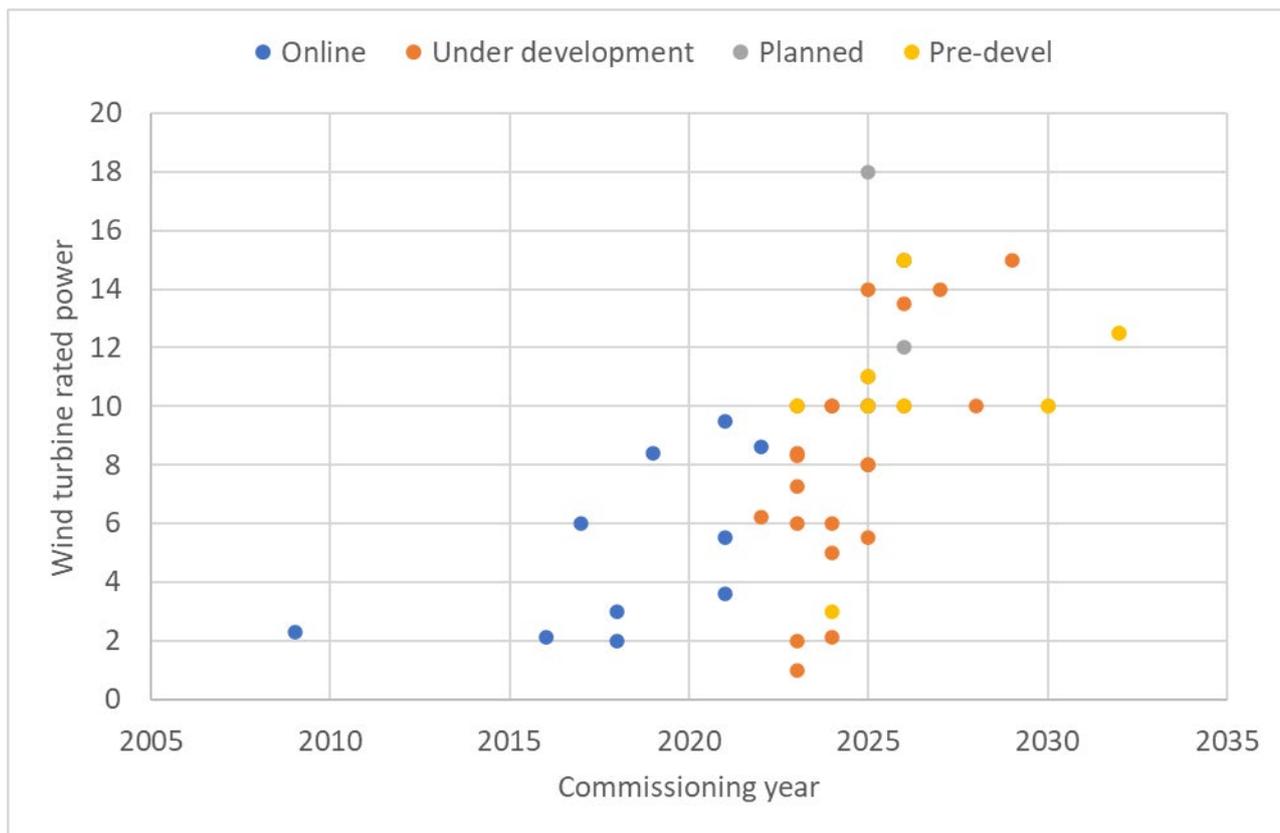


Figura 13: Impianto eolico galleggiante offshore online, in fase di sviluppo, pre-sviluppo – potenza nominale della singola turbina eolica rispetto all'anno di messa in servizio. Dati aggiornati a dicembre 2022

Nella Figura 13, per tutti i parchi eolici galleggianti offshore identificati nel database, viene presentata la potenza nominale della singola turbina eolica rispetto all'anno di messa in servizio. Si possono fare due considerazioni:

- Se, per ogni anno, si considera la potenza nominale più elevata, si può vedere come il trend aumenti più che linearmente dal 2009 al 2026 circa, seguito da un plateau a circa 15 MW. L'unica eccezione è un parco pianificato negli Stati Uniti, il lago Erie, che utilizza turbine eoliche da 18 MW, ma può essere considerato un'eccezione.
- Fino al 2023-2025, ci saranno ancora installate turbine eoliche a bassa potenza nominale (1-4MW): nuove configurazioni di strutture di supporto galleggianti sono ancora proposte e pianificate per essere dimostrate attraverso un parco eolico dimostrativo relativamente piccolo, spesso costituito da una singola turbina eolica, di cui un esempio è il sistema SATH del progetto DemoSATH, costituito da una singola turbina eolica da 2 MW.

## 4.1 Configurazione, classificazione e caratteristiche principali

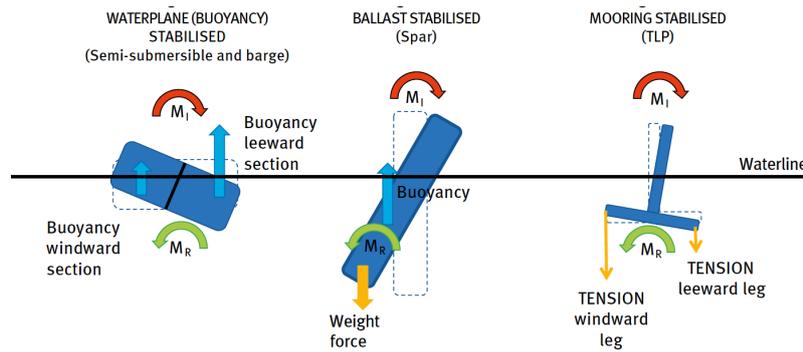


Figura 14: Tre principali meccanismi di stabilizzazione utilizzati da turbine eoliche galleggianti offshore, da [12]

Di solito, le turbine eoliche galleggianti offshore (FOWT) sono classificate in base al meccanismo di base utilizzato per generare il momento di ripristino che contrasta il momento inclinante dovuto alla spinta aerodinamica che agisce sulla turbina eolica. Sulla base di ciò, esistono tre tipi principali di FOWT (sottostruttura): stabilizzata a zavorra, stabilizzata da figura di galleggiamento, stabilizzata da sistema di ormeggio. Facendo riferimento alla Figura 14:

- **Tipo stabilizzate da figura di galleggiamento:** il momento di ripristino viene generato principalmente dal momento di inerzia della figura di galleggiamento, cioè l'area della sezione del corpo a livello della linea di galleggiamento. Quando la piattaforma è inclinata, il volume aggiuntivo sommerso nella sezione sottovento e il volume inferiore sommerso nella sezione sopravvento creano il momento di ripristino, contrastando il momento inclinante.
- **Tipo stabilizzato da zavorra:** il momento di ripristino viene generato principalmente abbassando il baricentro dell'intera piattaforma, utilizzando materiale di zavorra nella parte inferiore della piattaforma. Ciò garantisce che la forza peso e la forza di galleggiamento creino il momento di ripristino necessario per contrastare il momento inclinante.
- **Tipo stabilizzato da sistema di ormeggio:** la struttura è fissata al fondale attraverso più linee in tensione. Quando la piattaforma è inclinata, le linee sopravvento sono estese, imponendo quindi una tensione più elevata sulla piattaforma rispetto alle linee sottovento, creando il momento di ripristino.

Per una spiegazione più approfondita del criterio di classificazione, si rimanda alle Sezioni 1 e 2(b) di [13] (libero accesso).

Considerando i parchi eolici offshore galleggianti elencati nella Tabella 18, i grafici a torta in Figura 15 mostrano la percentuale di parchi eolici che utilizzano un approccio di stabilizzazione specifico (in alto) e una configurazione specifica (in basso):

- il 18% dei parchi eolici ha adottato un design stabilizzato da zavorra, comprese le configurazioni a pendolo (6%) e spar (12%);
- quasi la metà dei parchi ha adottato un design stabilizzato da figura di galleggiamento (46%), inclusi semisommersibili (36%), chiatte (4%), chiatte con piscina di smorzamento (6%);
- 4% a configurazione stabilizzata da sistema di ormeggio (TLP);
- per il 32% dei parchi eolici offshore il tipo di progettazione è ancora sconosciuto.

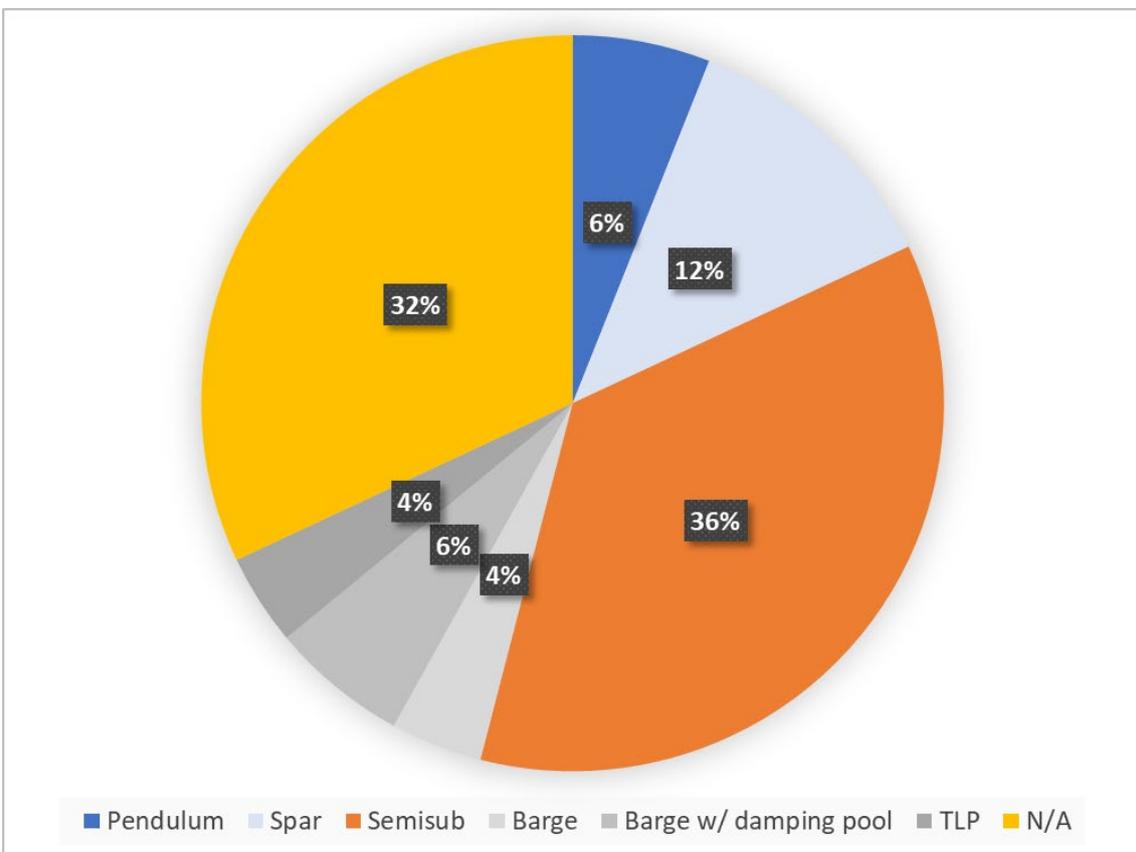
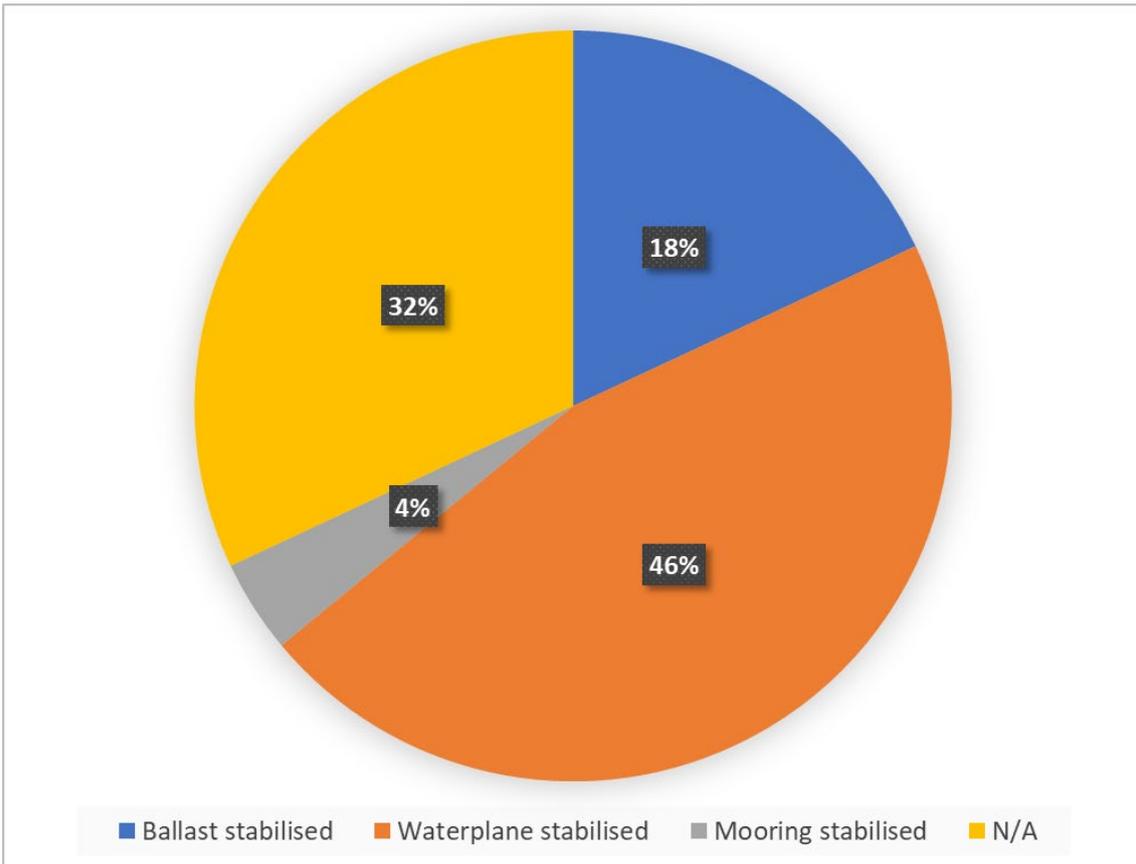


Figura 15: Parchi eolici in Tabella 18 divisi per categoria di classificazione (in alto) e configurazione (in basso)

## 5 Selezione della configurazione

### 5.1 Principali criteri di selezione:

Tabella 18: Criteri di selezione della sottostruttura

	<b>Criterio</b>	<b>Descrizione</b>
<b>A</b>	Technology readiness level	TRL $\geq 7$ : almeno a livello pre-commerciale, cioè almeno un parco eolico offshore con più unità in condizioni operative, con una capacità totale dell'impianto superiore a 5 MW
<b>B</b>	Pescaggio operativo minimo VS profondità acqua	Configurazione compatibile con le profondità dell'acqua nel sito: Min: 180 m Max 500 m

In questa fase della progettazione, i principali criteri considerati per selezionare i tipi di sottostruttura sono il Technology Readiness Level (TRL) e la profondità dell'acqua – presentati nella Tabella 19.

La definizione di Technology Readiness Level (TRL) qui adottata è stata allineata a quella proposta da *Quest Floating Wind Energy*<sup>6</sup> ed è presentata nella Tabella 20. Tra tutte le configurazioni proposte per i progetti online e in fase di sviluppo (Tabella 18), sono state considerate solo quelle che hanno raggiunto un TRL uguale o superiore a 7 – e classificate in base allo stesso criterio, più alto è il TRL meglio è. Ciò corrisponde al raggiungimento del livello "pre-commerciale" (TRL  $\geq 7$ ), vale a dire che almeno un parco eolico offshore (unità multiple), con una potenza nominale totale superiore a 5 MW, è stato in condizioni operative.

La profondità dell'acqua nel sito considerato è certamente sufficiente da considerare turbine eoliche galleggianti e, a livello tecno-economico, non compatibile con una configurazione di turbina eolica fissa.

Tabella 19: Definizione del Technology Readiness Level (TRL)<sup>3</sup>

<b>TRL</b>	<b>Livello</b>	<b>Descrizione</b>
1	Concetto	Concetto iniziale proposto
2	Design di base	Valutazione e collaudo dei singoli componenti
3	Proof of concept	Design convalidato
4	Prototipo	Scala ridotta, test in condizioni laboratorio < 1 MW
5	Test in scala	Test in scala, offshore < 1 MW
6	Dimostratore	A grandezza naturale, offshore > 1 MW

<sup>6</sup> [www.QuestFWE.com](http://www.QuestFWE.com)

7	Pre-commerciale	Unità multiple in condizioni operative > 5 MW
8	Parco pilota	Unità multiple in esercizio commerciale - 20-50 MW di capacità installata totale
9	Full Commercial	Unità multiple in esercizio commerciale - > 50 MW di capacità installata totale

## 5.2 Analisi delle configurazioni esistenti rispetto ai criteri selezionati

Le informazioni sul sito web *Quest Floating Wind Energy* sono state utilizzate per filtrare le configurazioni di turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio TRL definito nella Tabella 19 e i risultati sono presentati nella Tabella 21.

Le configurazioni identificate sono (in ordine alfabetico) raffigurate anche in Figura 16:

1. Zavorra stabilizzata, spar.
2. Stabilizzata da figura di galleggiamento, semisommersibile.

In termini di livello di TRL, entrambe le configurazioni raggiungono il livello massimo di TRL, poiché sia per lo spar che per il semisommersibile sono presenti parchi eolici offshore commerciali completi, con capacità totale installata intorno o superiore a 50 MW:

- per lo spar si evidenzia il progetto Hywind Tampen, commissionato nel 2022, costituito da 11 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 88 MW,
- per il semisommersibile, è presente il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità totale di 47,5 MW.

In termini di profondità dell'acqua:

- la configurazione spar stabilizzata a zavorra, se si considera la configurazione con la potenza nominale più elevata, ovvero 8,6 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si tiene conto del fatto che il presente progetto considera una turbina eolica da 15 MW, con un'altezza del mozzo più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sia necessario un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m. Tuttavia, poiché la profondità minima dell'acqua nel sito è di 180 m, questo progetto sarebbe, in linea di principio, compatibile con questa profondità dell'acqua;
- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell'acqua del sito considerato: come si può vedere nella Tabella 21, il semisommersibile ha una profondità minima richiesta di 40 m per l'aerogeneratore da 9,5 MW. Anche aumentando le dimensioni dell'aerogeneratore (a 15 MW), grazie al meccanismo di stabilizzazione utilizzato (Figura 14), la piattaforma aumenterà in larghezza, ma non necessariamente in pescaggio, in modo che la profondità minima richiesta non cambi. Questo può essere osservato anche nella Tabella 21, dove i tre progetti WindFloat hanno la stessa profondità operativa minima nonostante il fatto che la potenza nominale sia diversa.



Figura 16: (a sinistra) semisommersibile<sup>7</sup> di Principle Power, (a destra) spar di Hywind<sup>8</sup>

Tabella 20: Progetti di turbine eoliche galleggianti offshore con TRL  $\geq 6$ , classificati per TRL (secondo la Tabella 20). Adattato da [www.QuestFWE.com](http://www.QuestFWE.com), dati a dicembre 2022

Designer	Azienda design	TRL	Max MW	Config.	Pescaggio	Min oper. Profondità	Parchi eolici offshore che stanno considerando questa configurazione
Principle Power	WindFloat	9	10	Semisommersibile	18	40	WindFloat Atlantic, Kincardine Tranche 2, EFLG Leucate, Gofio, Sahariano, Cabildo, Alisio, Colombino, AIWind, Erebus, Valorous
Equinor	Hywind II	9	10	spar	78	100	Hywind Scotland, Juan Grande FOWCA, Morro Bay I
Equinor	Hywind III	9	10	spar	90	130	Hywind Tampen
Principle Power	WindFloat	9	9	Semisommersibile	18	40	Emerald Ph I, Emerald Ph II, WindFloat Japan, Korean Floating Wind A, Korean Floating Wind B, Korean Floating Wind C

<sup>7</sup> by Untrakdrover - Own work, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=22868578>

<sup>8</sup> Ole Jørgen Bratland / © Equinor

## 5.3 Configurazione selezionata

Sulla base delle considerazioni precedenti, riassunte nella Tabella 22, sia il semisommergibile che il longherone sono, in linea di principio, ammissibili.

A ogni modo, la configurazione **semisommergibile** è stata selezionata poiché sono stati considerati i seguenti aspetti aggiuntivi per confrontare le due piattaforme: assemblaggio, trasportabilità e produzione locale.

Tabella 21: Configurazioni VS criteri di selezione

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL $\geq 7$	Pescaggio operativo minimo VS profondità acqua
Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisub) 	 La configurazione semisommergibile ha raggiunto TRL 9	 Anche considerando la maggiore altezza del mozzo e la spinta aerodinamica dell'aerogeneratore da 15 MW, questa piattaforma si ridimensiona principalmente in larghezza, non in pescaggio, quindi è ragionevole ipotizzare una profondità minima richiesta di circa 40 m anche per una versione da 15 MW
Zavorra stabilizzata (spar) 	 La configurazione spar ha raggiunto TRL 9	 Il progetto Hywind Tampen, costituito da 11 turbine eoliche da 8,6 MW, ha una profondità minima richiesta di circa 130 m. Non sono stati costruiti e installati progetti spar per turbine eoliche da 15 MW, ma è probabile che possano essere installate in 180 m (profondità minima dell'acqua nel sito considerato) e certamente possono essere installate in 500 m (profondità massima dell'acqua considerata).

### 5.3.1 Assemblaggio

Il semisommergibile può essere completamente assemblato, cioè l'RNA e la torre possono essere assemblati con la sottostruttura galleggiante, in banchina, poiché è richiesto un pescaggio molto limitato. I vantaggi sono:

- Più economico: un'operazione di assemblaggio condotta a terra o in banchina ha un costo inferiore rispetto alla stessa operazione di assemblaggio condotta in riva al mare o in mare aperto.
- Condizioni meteorologiche per assemblaggio più frequenti: l'operazione di assemblaggio può essere condotta solo al di sotto di una certa velocità massima del vento e, se soggetto a carichi d'onda, al di sotto di una certa altezza d'onda significativa. A terra o vicino alla costa, le velocità del vento sono generalmente inferiori a quelle offshore e, soprattutto, il

montaggio può avvenire in aree riparate, dove le altezze delle onde sono notevolmente ridotte. Pertanto, le operazioni di assemblaggio a terra o vicino alla costa possono essere eseguite più frequentemente rispetto a un assemblaggio eseguito in condizioni offshore.

### 5.3.2 Trasportabilità

Le turbine eoliche offshore hanno bisogno di operazioni di manutenzione principali.

Nel caso della configurazione semisommersibile, è possibile adottare il cosiddetto approccio “Tow to shore”, per cui l'aerogeneratore galleggiante viene, dopo aver staccato il cavo elettrico e il sistema di ormeggio, trasportato nuovamente a terra per le principali operazioni di manutenzione. In effetti, un semisommersibile può avere un pescaggio in fase di trasporto molto basso.

Questo non è possibile per una configurazione spar: di solito è molto difficile trovare un impianto portuale con una profondità dell'acqua compatibile con il pescaggio di uno spar completamente assemblato, delle dimensioni considerate.

### 5.3.3 Produzione locale

È stato indicato che sarebbe preferibile produrre la sottostruttura galleggiante a livello locale (in Italia). Nemetun Island Wind, sulla base di informazioni interne, ha valutato che sarebbe più facile produrre una configurazione semisommersibile piuttosto che una configurazione spar a livello locale.

Oltre a ciò, Nemetun Island Wind ha anche indicato che, da questo punto di vista, vale la pena menzionare la nuova configurazione semisommersibile Principle Power denominata “WindFloat F” (Figura 18), caratterizzata da un'architettura a pannelli, a differenza dell'opzione originale “WindFloat T” (Figura 17), basata su elementi cilindrici.

Per il presente progetto, tuttavia, viene considerato il WindFloat di tipo T, a causa del suo TRL più elevato, mentre il WindFloat di tipo F potrebbe essere considerato in futuro quando avrà raggiunto un TRL più elevato.



Figura 17: Unità WindFloat T durante il traino. Da <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>, consultato il 4 dicembre 2023. Per gentile concessione di Principle Power



Figura 18: WindFloat F. Da <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>, consultato il 4 dicembre 2023. Per gentile concessione di Principle Power

## 6 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1

Viene eseguito un dimensionamento preliminare della configurazione selezionata, per la turbina e il sito specificati, adottando un approccio di modello dinamico lineare, nel dominio della frequenza, accoppiato aero-idrodinamico. L'obiettivo è ottenere una stima preliminare delle dimensioni principali della configurazione della struttura di supporto FOWT scelta nei passaggi precedenti.

### 6.1 Metodologia

A questo livello di analisi, il supporto flottante selezionato, ovvero il semisommersibile, è pre-dimensionato in base a una serie di requisiti e vincoli.

Sulla base di [14] sono stati adottati i seguenti passaggi:

- Parametrizzazione della configurazione
- Requisiti e vincoli su equilibrio e stabilità
- Requisiti e vincoli sulla risposta dinamica
- Stima approssimativa dei costi

#### 6.1.1 Parametrizzazione della configurazione

La geometria del semisommersibile è stata parametrizzata utilizzando le principali caratteristiche geometriche del progetto selezionato, illustrato in Figura 19.

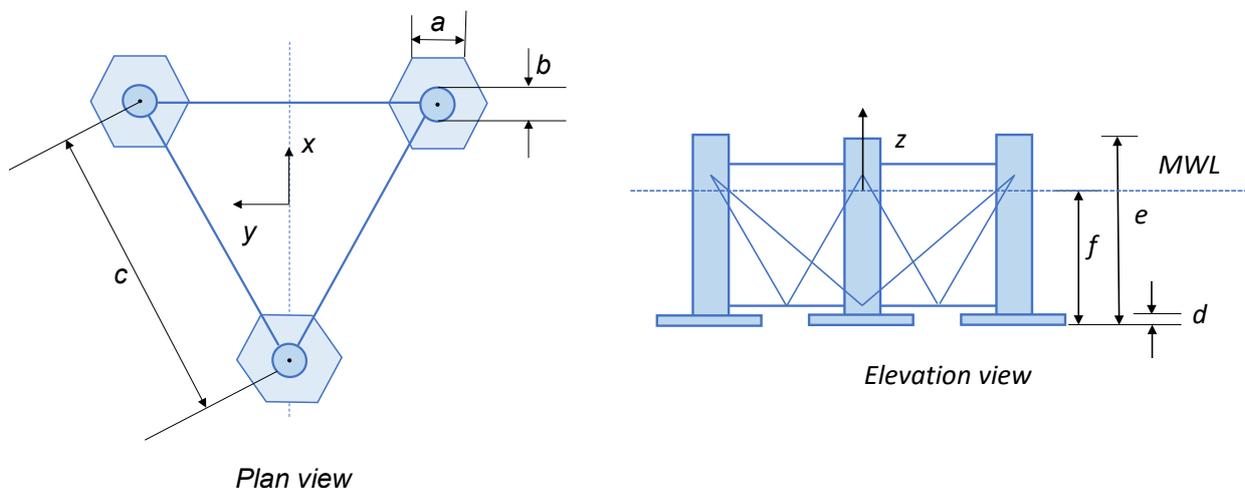


Figura 19: Illustrazione per dimensioni generali semisommersibili

Quindi, è stata eseguita una variazione sistematica dei parametri di progettazione su un intervallo pertinente, per identificare la configurazione che soddisfa i requisiti e i vincoli specificati, minimizzando la quantità di materiale.

#### 6.1.2 Risposta statica: requisiti e vincoli

È stato considerato il seguente insieme di requisiti e vincoli (risposta statica):

- Galleggiabilità. La somma del peso totale della piattaforma composta dalla massa di acciaio dello scafo (sottostruttura galleggiante), zavorra liquida, torre e RNA, più l'effetto della

componente verticale della forza di ormeggio totale, deve essere uguale alla forza di galleggiamento totale fornita dal volume sommerso della piattaforma. In termini pratici, significa che la piattaforma può galleggiare.

- Stabilità a nave integra. In questa fase concettuale/preliminare, sono stati seguiti i requisiti di stabilità intatti delineati nella norma DNV-ST-0119 "Floating wind turbine structures" [15]. Secondo tale standard, poiché il FOWT è un sistema non presidiato, non è obbligatorio indagare la stabilità a nave danneggiata, quindi questo caso non è qui considerato. Il momento inclinante è stato calcolato alla velocità nominale del vento, includendo sia il contributo della forza di spinta aerodinamica che agisce sul rotore sia la forza di resistenza aerodinamica che agisce sulla torre.
- Angolo di inclinazione statico massimo alla velocità nominale del vento. Non esiste una regola standard per l'angolo di inclinazione statico massimo (indotto principalmente dalla forza di spinta agente sul rotore). Questo è di solito un requisito imposto dall'OEM della turbina eolica, ma può cambiare da produttore a produttore. Quindi, sulla base della letteratura [16], un angolo di inclinazione statico massimo è stato considerato,  $\theta_{s,max}$ , pari a 5 gradi, ed è stato ipotizzato un angolo di inclinazione totale max  $\theta$  di 10 gradi, pari alla somma dello statico più l'ampiezza dell'angolo di oscillazione dinamica ( $\theta_D$ ), a causa dei carichi d'onda.
- Bordo libero minimo e pescaggio minimo. Sono state imposti: una distanza verticale minima tra il livello della linea di galleggiamento e il ponte, per evitare il fenomeno di "green water" e, in base alle condizioni delle onde locali, un pescaggio minimo, per evitare che la carena del semisommersibile emerga al di sopra del pelo libero dell'acqua. Come descritto nella sezione 3.2.3.2 e nella Tabella 14, l'altezza significativa dell'onda del periodo di ritorno di 50 anni è di 7.78 m, pertanto, considerando un margine di sicurezza, è stato considerato un bordo libero minimo di 10 m e un pescaggio di 20 m. Altri requisiti possono imporre un pescaggio maggiore.

### 6.1.3 Risposta dinamica: requisiti e vincoli

Dal punto di vista della risposta dinamica è stato adottato il seguente criterio:

- I periodi naturali dell'intero sistema sono al di fuori degli intervalli dei periodi dei carichi di eccitazione oscillatori.

In questa fase iniziale della progettazione, i periodi naturali del corpo rigido sono stimati con un approccio basato sulla frequenza. I carichi oscillatori di eccitazione considerati sono:

- i carichi idrodinamici del primo ordine,
- i carichi aerodinamici 1P e 3P,
- l'oscillazione dei carichi aerodinamici dovuta alla turbolenza del vento.

La gamma di frequenze dei carichi d'onda del primo ordine è stimata assumendo uno spettro d'onda JONSWAP, sulla base delle condizioni descritte nella sezione 3.2.3.2. Gli spettri d'onda per condizioni d'onda operative ed estreme forniti in Tabella 14 sono tracciati in Figura 20 e Figura 21.

L'intervallo di frequenze delle forze aerodinamiche 1P e 3P si basa sulla velocità di rotazione del rotore (5.0 RPM – 7.56 RPM).

I tipici spettri di turbolenza del vento considerati sono quelli indicati in IEC61400-1 [9], cioè lo spettro Kaimal. Questo tipo di spettro ha frequenze tipiche inferiori a 0,05Hz, cioè 0,314 rad/s – lontano dalle frequenze naturali tipiche di una piattaforma semisommersibile.

Pertanto, l'intervallo di frequenze da evitare è definito come l'intervallo tra le frequenze in cui l'intensità dello spettro d'onda è il 5% dell'intensità massima dello spettro d'onda, portando a un intervallo di **periodi da evitare** tra:  $2,6 \text{ s} < T < 14,0 \text{ s}$  (o in termini di **frequenze**  $2,38 \text{ rad/s} > \omega > 0,45 \text{ rad/s}$ )

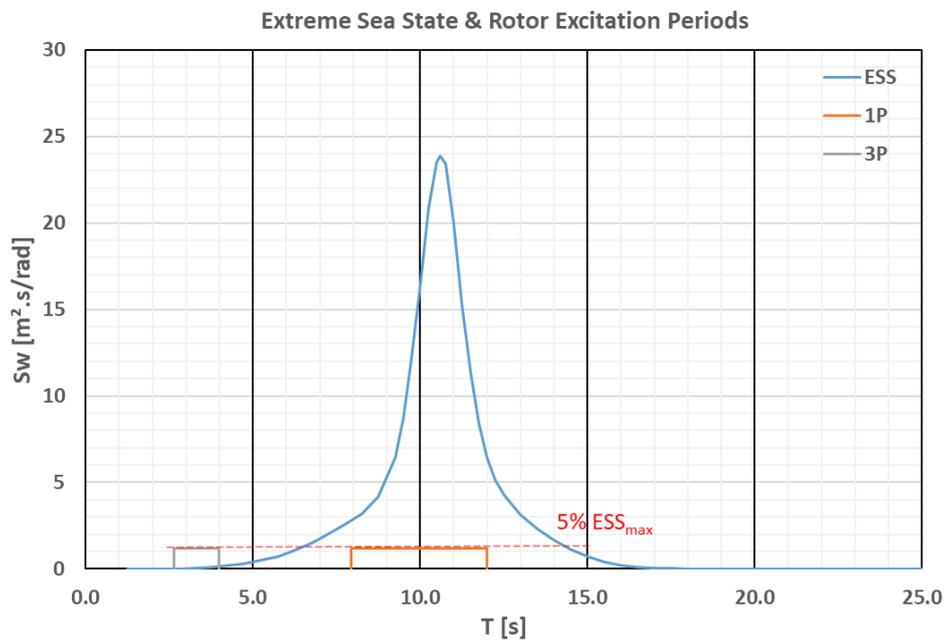


Figura 20: Spettro d'onda per Extreme Sea State e gamme di frequenza 1P e 3P

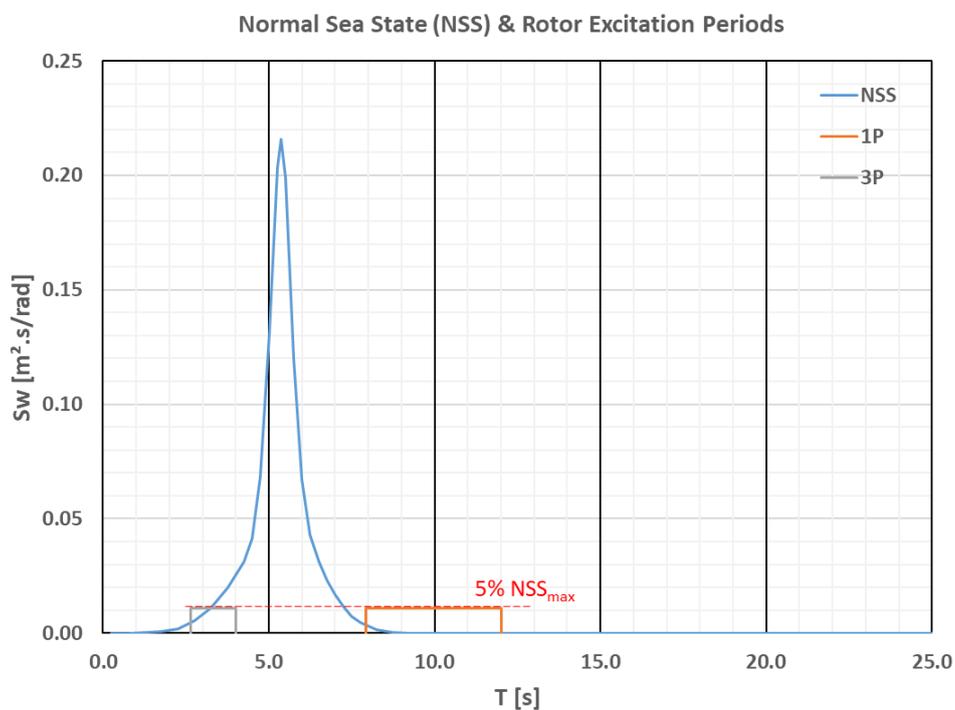


Figura 21: Spettro d'onda per lo stato normale del mare e le gamme di frequenza 1P e 3P

#### 6.1.4 Stima approssimativa dei costi

Poiché, in questa fase, i dettagli disponibili non sono sufficienti per calcolare un costo capitale accurato (CAPEX), questo viene stimato adottando un approccio "bill of material", ovvero considerando il peso del materiale strutturale necessario per la struttura di supporto, escludendo la torre, la navicella e il rotore (i cui costi sono considerati uguali per tutte le opzioni considerate). Pertanto, la valutazione del costo capitale è più qualitativa, vale a dire basata sulle *differenze* della quantità (approssimativa) di acciaio della sottostruttura galleggiante delle opzioni indagate.

#### 6.1.5 Implementazione numerica

Per il dimensionamento preliminare è stato adottato un duplice approccio, per la verifica incrociata dei risultati.

Il primo approccio è basato su principi primi, implementando i criteri di dimensionamento dell'architettura navale e dell'ingegneria oceanica, insieme ai vincoli specificati nelle sezioni 6.1.1, 6.1.2 e 6.1.3, e stimando la massa strutturale totale della sottostruttura in 6.1.4, in un foglio di calcolo. Questo foglio di calcolo è stato convalidato rispetto a un modello numerico sviluppato in un linguaggio di programmazione scientifico commerciale.

Il secondo approccio si basa sulla raccolta di informazioni sulle turbine eoliche galleggianti semisommersibili progettate da Principle Power (Figura 22).



*Figura 22: configurazione semisommersibile WindFloat da 2 MW [17] - la configurazione semisommersibile da 15 MW proposta in questo rapporto si basa su questa e su simili di dimensioni maggiori (vedi sezione 6.2.1)*

I progetti di Principle Power disponibili al pubblico sono per turbine eoliche con una potenza nominale inferiore a 15 MW, pertanto sono stati opportunamente ridimensionati e confrontati con i risultati ottenuti con il primo approccio di dimensionamento preliminare.

Per la stabilità intatta e l'angolo di inclinazione massimo, è stato utilizzato un software di analisi idrodinamica specializzato per calcolare l'equilibrio e il momento di raddrizzamento idrostatico.

Per i requisiti e i vincoli di risposta dinamica, è stato utilizzato un software specializzato per condurre un'analisi idrodinamica in frequenza, utilizzando la teoria del flusso potenziale per le parti di grandi volumi della struttura.

## 6.2 Caratteristiche principali della piattaforma galleggiante

Ispirato al concetto galleggiante WindFloat, è stato considerato un semisommersibile con tre colonne uniformemente distanziate da un angolo di 120°. L'aerogeneratore è installato su una delle colonne. Alla base delle colonne viene considerata una piastra di smorzamento, con l'obiettivo di aumentare l'inerzia idrodinamica (massa aggiunta) in modo che i periodi naturali di sollevamento e beccheggio della piattaforma galleggiante vengano aumentati al di là dei periodi dei carichi d'onda. Inoltre, si prevede che le piastre di smorzamento aumentino la resistenza viscosa, riducendo così la risposta dinamica della struttura (principalmente in sollevamento, beccheggio e rollio). Per raggiungere il pescaggio e l'equilibrio richiesti, è stata considerata della zavorra ad acqua all'interno delle colonne della piattaforma, tenendo conto del fatto che in una delle colonne sono presenti anche la torre e il gruppo rotore-navicella.

Da questa analisi parametrica, è stato ottenuto il dimensionamento preliminare del semisommersibile, puntando alla massa minima di acciaio della piattaforma che soddisfi contemporaneamente i requisiti di progettazione e i vincoli delineati nei paragrafi 6.1.2 e 6.1.3. Le principali caratteristiche della piattaforma sono riportate in Tabella 23 prendendo come riferimento i parametri riportati in Figura 19.

*Tabella 22 caratteristiche principali della piattaforma galleggiante*

Parametri	Unità	Valore
<b>a</b> , lunghezza lato della piastra di smorzamento	m	17.0
<b>b</b> , diametro della colonna	m	16.0
<b>c</b> , distanza tra centro e centro della colonna	m	85.0
<b>d</b> , altezza piastra di smorzamento	m	1.4
<b>e</b> , altezza totale della colonna	m	30.0
<b>f</b> , pescaggio	m	20.0
Spostamento (volumetrico)	m <sup>3</sup>	~15 200
Massa dell'acciaio (solo piattaforma)	t	~3 400

Angolo di inclinazione statico alla velocità gradi 4.5  
nominale del vento

### 6.2.1 Note importanti

Le dimensioni preliminari della piattaforma (basate su metodi di principi primi) ottenute dal foglio di calcolo e dal codice di programmazione scientifica sono state confrontate con i risultati dello scaling-up dalle configurazioni WindFloat Principle Power da 2 MW e 6 MW presentate in *"WindFloat Pacific OSW Project"*<sup>9</sup>, e la configurazione di potenza Principle da 8 MW presentata per *"WindFloat Pacific Project: Final Scientific and Technical Report (No. DE-EE0005987)"*<sup>10</sup>.

In generale, è stato trovato un buon accordo. La massa specifica (massa di acciaio/capacità MW) della piattaforma è di 225 t/MW (esclusi torre e RNA) e 395 t/MW (inclusi entrambi). Si noti che la stima attuale non tiene conto dell'acciaio dei sistemi ausiliari (ad esempio, eliporto, passerelle, ecc.). D'altra parte, la distanza da colonna a colonna del presente progetto (85 m) è maggiore del valore scalato in base alle configurazioni WindFloat. Il motivo può essere attribuito al sistema brevettato di controllo di assetto dello scafo ("active ballast") utilizzato nei progetti WindFloat. WindFloat si basa su un sistema di controllo che *"distribuisce la zavorra d'acqua tra le tre colonne del WindFloat per compensare la spinta variabile della turbina a causa dei cambiamenti a bassa frequenza nella velocità e nella direzione del vento"*<sup>9</sup>. Pertanto, l'angolo di inclinazione statico indotto dalla velocità nominale del vento sull'aerogeneratore può essere diminuito (praticamente fino a zero) utilizzando questo sistema. Ciò consentirebbe di ridurre la distanza tra le colonne calcolata a un valore simile a quello ottenuto quando si scala la piattaforma.

Si prega di notare che, adottando un approccio conservativo, il sistema brevettato (active ballast) **non** è stato utilizzato nel presente lavoro.

### 6.2.2 Stabilità a nave integra

È stato sviluppato un modello a pannelli del semisommersibile, complementato con elementi Morison per i componenti di piccolo volume della piattaforma (controventi), come illustrato in Figura 23. Questo modello, insieme alla massa, al centro di massa e ai momenti di inerzia ottenuti dalla procedura di analisi preliminare del dimensionamento, è stato utilizzato per condurre l'analisi di stabilità a nave integra, derivando il momento raddrizzante e confrontandolo con la curva del momento inclinante del vento, come mostrato in Figura 24.

N.B. Per ridurre la larghezza complessiva della piattaforma, è stata adottata l'ultima configurazione delle piastre di smorzamento proposta da Principle Power, ovvero piuttosto che solo una piastra esagonale alla base di ciascuna colonna, è presente una piastra semi-esagonale aggiuntiva verso l'interno di ciascuna colonna, supportata dai controventi orizzontali inferiori.

La stabilità della piattaforma a diversi angoli azimutali è stata verificata rispetto ai criteri di stabilità intatti delle Regole ABS per la costruzione e la classificazione di unità mobili di perforazione offshore

<sup>9</sup> [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjtpvjSttXwAhUOiFwKHcOLA2UQFjAAegQIBRAD&url=https%3A%2F%2Fwww.boem.gov%2FNREL-WindFloat-Pacific-OSW-Project%2F&usg=AOvVaw3LDz5KATwpxqxEY6cyU\\_9u](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjtpvjSttXwAhUOiFwKHcOLA2UQFjAAegQIBRAD&url=https%3A%2F%2Fwww.boem.gov%2FNREL-WindFloat-Pacific-OSW-Project%2F&usg=AOvVaw3LDz5KATwpxqxEY6cyU_9u), 16 giugno 2023.

<sup>10</sup> <https://www.osti.gov/biblio/1339449-windfloat-pacific-project-final-scientific-technical-report>, 16 giugno 2023.

2015, parte 3, capitolo 3, sezione 2 e standard offshore DNVGL-OS-C301, luglio 2015, capitolo 2, sezione 1. Tutti i requisiti dei criteri sono stati soddisfatti.

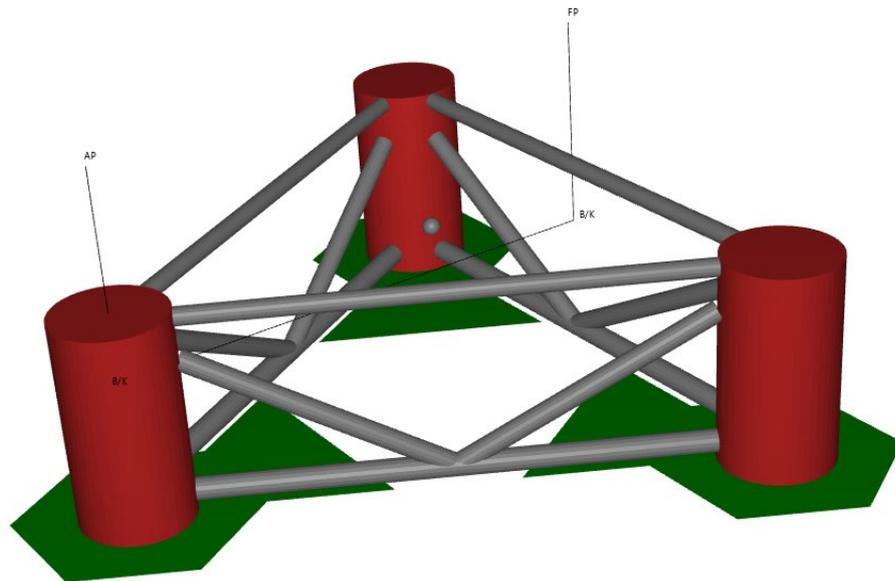


Figura 23: Modello a pannelli del semisommersibile. In rosso le colonne rappresentate come classici elementi di flusso a potenziale, in verde le piastre di sollevamento rappresentate attraverso uno speciale elemento di flusso a potenziale adatto a pannelli molto sottili e in grigio i controventi rappresentati con elementi Morison

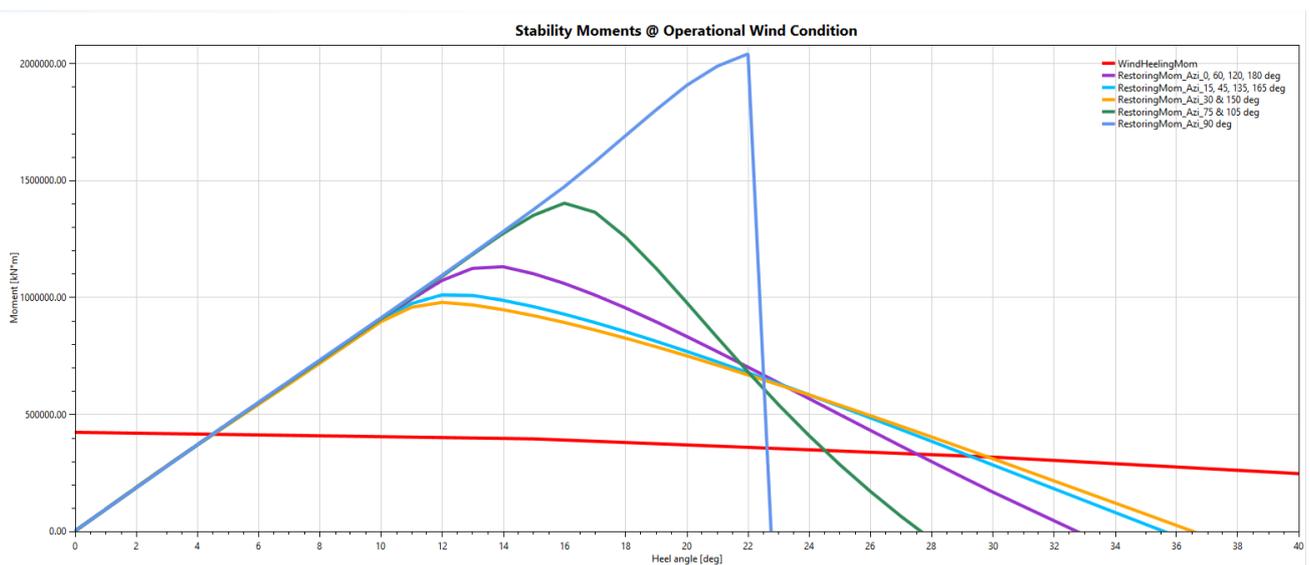


Figura 24: Curva di stabilità statica per il semisommersibile a diversi angoli azimutali

### 6.2.3 Analisi della risposta dinamica globale

Il modello a pannelli utilizzato per l'analisi della stabilità a nave integra è stato utilizzato anche per condurre l'analisi idrodinamica nel dominio della frequenza, per stimare i periodi naturali della piattaforma semisommersibile in base agli operatori di ampiezza di risposta (RAO). Tabella 24 mostra i periodi naturali di sollevamento, rollio e beccheggio a corpo rigido.

Tabella 23: Periodi naturali a corpo rigido di sollevamento, rollio e beccheggio (estratti da RAO)

Grado di libertà	Periodo naturale [s]	Nota
Sollevamento	18.7	OK: frequenze naturali al di fuori delle frequenze di eccitazione
Rollio	24.7	OK: al di fuori dell'intervallo della forza di eccitazione oscillante
Beccheggio	25.5	OK: al di fuori dell'intervallo della forza di eccitazione oscillante

## 7 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2

La configurazione individuata nell'analisi di livello 1 viene affinata, adottando approcci di modellazione più avanzati e accurati (modello di dinamica aero-idro-servo-elastico accoppiato non lineare, dominio del tempo).

Tale analisi ha confermato e affinato le principali caratteristiche preliminari delle sottostrutture galleggianti definite nell'analisi di livello 1.

Inoltre, in questa sezione sono incluse la progettazione preliminare dei sistemi di ormeggio (uno per l'area A, uno per l'area B) e la loro analisi, considerando le condizioni di carico in gran parte basate sul DLC IEC61400-3-2 1.4, 1.6 e 6.1, 9.1 e 9.2, 10.1 e 10.2.

### 7.1 Metodologia

L'obiettivo principale dell'analisi nel dominio del tempo è valutare la risposta aero-idro-servo-elastica accoppiata della piattaforma ai carichi del vento e delle onde, comprese le forze non lineari (che non possono essere catturate dall'approccio nel dominio della frequenza).

Un sistema di ormeggio è stato definito (uno per area A e uno per area B), secondo i seguenti criteri:

- lo spostamento orizzontale massimo (abbrivio e deriva) deve essere inferiore al 10% della profondità dell'acqua (ad esempio, per evitare danni al cavo elettrico), ovvero inferiore a 21 m per l'area A e inferiore a 37.5 m per l'area B;
- la tensione massima nelle linee di ormeggio, in qualsiasi linea, non deve superare l'MBL, diviso per 2 (cioè 2.0 è il fattore di sicurezza assunto sull'MBL). Il fattore di utilizzazione della linea di ormeggio è quindi definito come:

$$\frac{T_{max}}{2.0 * MBL} < 1$$

A seguito di ciò, i sistemi di ormeggio definiti nella sezione 7.3 e i modelli idrodinamici di sottostruttura derivati nella sezione 6.2 sono implementati numericamente nel modello dinamico accoppiato aero-idro-servo-elastico OpenFAST<sup>11</sup>, per calcolare la risposta dinamica della piattaforma considerando gli aspetti aerodinamici, idrodinamici, di controllo e di dinamica strutturale.

In particolare, si stimano il moto della piattaforma e le forze di tensione delle linee di ormeggio per valutare se il moto rientra nei limiti sopra menzionati, per tutti i DLC definiti. Le analisi nel dominio del tempo condotte e i loro risultati sono descritti nella sezione 7.4.

Infine, per ciascun DLC considerato, sono stati considerati il valore minimo, massimo, medio e deviazione standard della tensione orizzontale e verticale a livello dell'ancora, per ciascun ancoraggio, e le tensioni orizzontali e verticali massime complessive (su tutti i DLC) sono state considerate per la progettazione degli ancoraggi, spiegate nella sezione 8.

---

<sup>11</sup> <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/openfast.html>

## 7.2 Conclusioni generali

Nella tabella seguente sono riepilogati i principali risultati della simulazione, confrontati con i criteri di progettazione selezionati: entrambe le configurazioni soddisfano tutti i criteri di progettazione.

*Tabella 24: Risultati principali della simulazione nel dominio del tempo rispetto ai criteri di progettazione (mean = media, surge = abbrivio, sway = deriva, roll = rollio, pitch = beccheggio, mooring = ormeggio, water depth = profondità)*

CONFIGURATION A		210 m water depth						
Operational DLCs	1.4	1.6	Survival/Accidental DLCs	6.1	9.1	9.2	10.1	10.2
Mean roll/pitch < 5 deg	3.0	2.5						
Max roll/pitch < 10 deg	3.0	3.5	Max roll/pitch < 15 deg	3.1	6.9	8.1	11.6	12.8
Max surge/sway < 10% water depth	1.7%	2.8%	Max surge/sway < 10% water depth	2.5%	2.3%	2.2%	2.8%	3.2%
Mooring strength utilisation < 1	0.49	0.81	Mooring strength utilisation < 1	0.83	0.50	0.53	0.74	0.86
CONFIGURATION B		375 m water depth						
Operational DLCs	1.4	1.6	Survival/Accidental DLCs	6.1	9.1	9.2	10.1	10.2
Mean roll/pitch < 5 deg	3.1	2.7						
Max roll/pitch < 10 deg	3.4	4.4	Max roll/pitch < 15 deg	4.1	7.2	8.4	10.9	12.6
Max surge/sway < 10% water depth	1.7%	2.3%	Max surge/sway < 10% water depth	1.7%	1.5%	1.3%	1.5%	1.9%
Mooring strength utilisation < 1	0.44	0.60	Mooring strength utilisation < 1	0.58	0.60	0.53	0.93	0.93

## 7.3 Sistemi di ormeggio

Per i sistemi FOWT vengono tipicamente adottate 3 configurazioni<sup>12</sup> di ormeggio:

- Sistemi di ormeggio a catenaria: parte della linea di ormeggio è adagiata sul fondale in posizione di equilibrio statico. Il peso della linea fa assumere alla stessa una forma a catenaria, e il cambiamento della lunghezza sospesa della catena a seguito del movimento della struttura offshore genera le forze di ripristino necessarie in abbrivio, deriva e imbardata. Gli ancoraggi non subiscono mai carichi verticali.
- Sistemi di ormeggio taut: nessuna parte della linea di ormeggio giace sul fondale (in condizioni di equilibrio statico), con la linea tesa dall'ancora sul fondale al passacavo sul galleggiante. Le forze di ripristino sono generate dal cambiamento di tensione nelle linee. Gli ancoraggi sono progettati per sostenere carichi verticali (oltre che orizzontali).
- Sistemi di ormeggio semi-taut: un ibrido tra le due soluzioni precedenti, in cui parte della linea è tesa (tipicamente in fibra poliestere o simile) e parte assume una forma a catenaria (tipicamente una catena). Le ancore possono subire carichi verticali, ma in misura minore rispetto ai sistemi di ormeggio taut.

In fase di progettazione preliminare, la scelta della configurazione di sistema di ormeggio più idonea è dettata principalmente dalla profondità dell'acqua, come riportato in Tabella 26.

*Tabella 25: Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua (adattata da [18])*

Configurazione	Adatta a
Catenaria	Profondità dell'acqua medio-basse
Semi-taut	Profondità medie

<sup>12</sup> <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/b-balance-of-plant/b-3-mooring-system/>

Taut	Acque profonde
------	----------------

Come riportato nella sezione 3.2.1, la profondità dell'acqua varia da un minimo di 180 m a un massimo di 509 m, pertanto sono state definite due aree rappresentative con profondità medie dell'acqua di ~210 m (Area A) e ~375 m (Area B). L'intervallo di profondità dell'acqua è di transizione tra profondità dell'acqua bassa e media e può essere adatto per il sistema di ormeggio a catenaria (in particolare per la regione A), tuttavia, un sistema teso con un ingombro ridotto può risultare più economico. Pertanto, è stato proposto un sistema taut a 6 linee per entrambe le aree, dove le linee sono composte da segmenti di catena – poliestere – catena, le cui caratteristiche sono descritte nella Tabella 27.

*Tabella 26: Configurazione della linea di ormeggio*

<b>Parametri</b>	<b>Unità</b>	<b>Valore</b>
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità dell'ancora	m	210 (Area A); 375 (Area B)
Pescaggio passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena R4 Studless
Diametro nominale del segmento catena	m	0.120
Densità lineare catena (a secco)	kg/m	291
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	13 573
Rigidezza assiale del segmento catena	kN	1.23E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale del segmento poliestere	m	0.216
Densità lineare poliestere (a secco)	kg/m	29.90
Resistenza alla rottura del segmento poliestere	kN	13 514
Rigidezza assiale del segmento poliestere	kN	3.14E+05
Lunghezza della linea (non tesa) (dal passacavo all'ancora)	m	Catena: 50 m; Poli: 278,6 m (area A), 608,27 m (area B); Catena: 50 m
<b>Carico di rottura minimo della linea (MBL)</b>	<b>kN</b>	<b>13 514</b>

Per garantire una risposta più simmetrica ai carichi ambientali provenienti da tutte le direzioni, l'angolo orizzontale tra le linee è stato mantenuto costante a 60 gradi, ed è stata scelta un'elevazione di 30

gradi (rispetto al fondale marino), per evitare grandi carichi verticali nei punti di ancoraggio. La configurazione, le dimensioni principali e la nomenclatura adottata per il sistema di ormeggio delle aree A e B sono riportate in Figura 25.

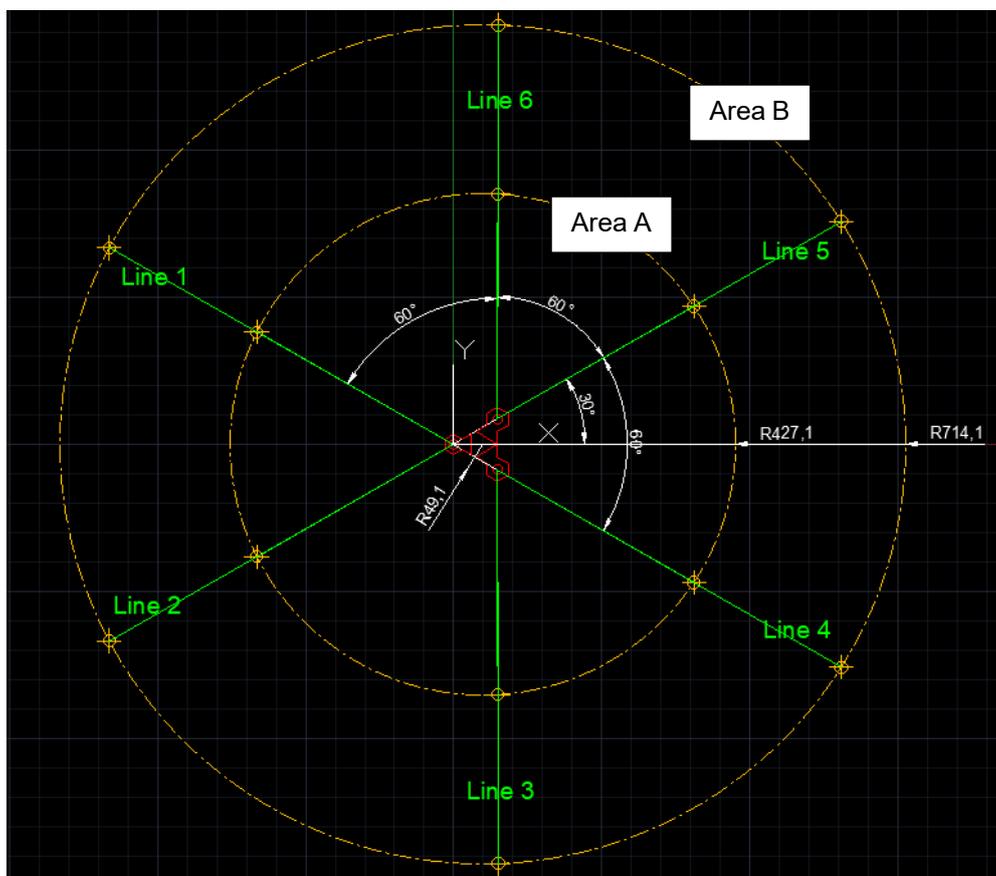


Figura 25: Vista dall'alto della configurazione del sistema di ormeggio per le aree A e B. In rosso è rappresentata la piattaforma galleggiante, in verde le linee di ormeggio e in marrone (cerchio con segno +) i punti di ancoraggio. L'ingombro del sistema di ormeggio per l'area A ha un raggio di 427.1 m, mentre per l'area B il raggio è di 714.1 m

### 7.3.1 Configurazione per l'area A (profondità dell'acqua 210 m)

La vista frontale del sistema di ormeggio per l'area A è visualizzata in Figura 26. La tensione nominale delle linee (in assenza di carichi esterni) è del 10% dell'MBL, cioè 1350 kN.

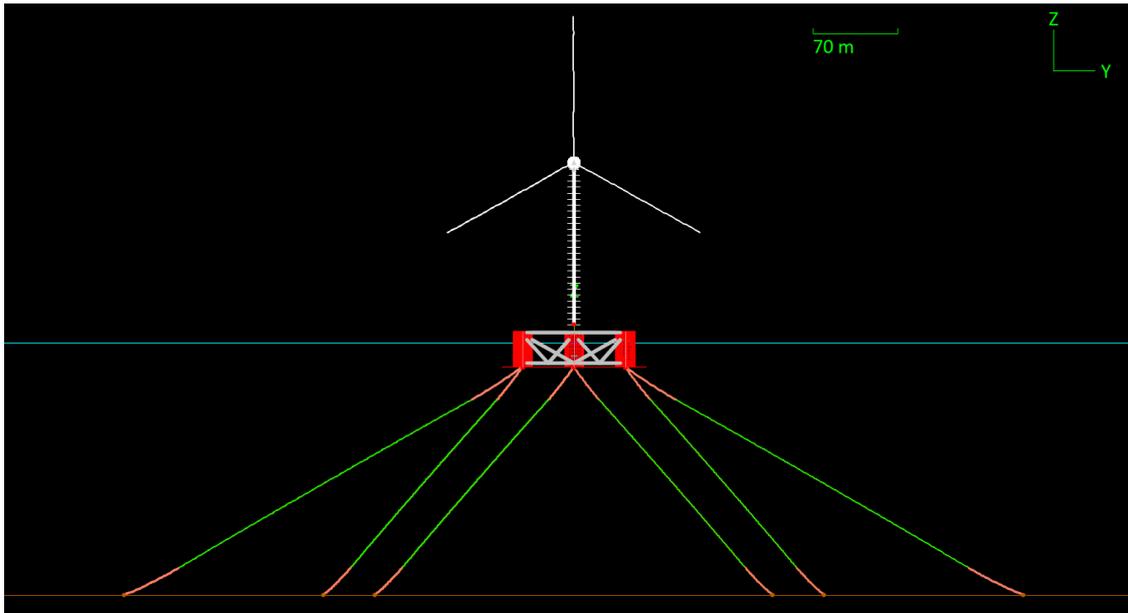


Figura 26: Vista frontale del sistema di ormeggio per l'area A (210 m di profondità dell'acqua).  
Segmenti a catena in rosso e segmenti in poliestere in verde

### 7.3.2 Configurazione per l'area B (profondità dell'acqua 375 m)

La vista in elevazione del sistema di ormeggio per l'area B è mostrata in Figura 27. La tensione nominale delle linee (in assenza di carichi esterni) è del 10% dell'MBL, cioè 1350 kN.

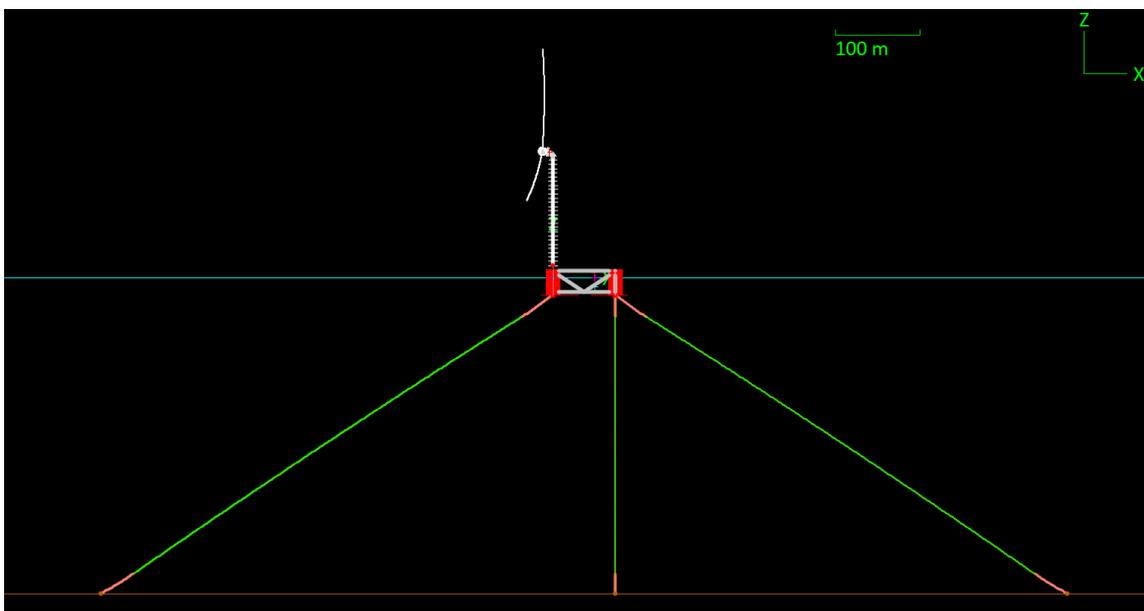


Figura 27: Prospetto del sistema di ormeggio per l'area B (375 m)

## 7.4 Analisi nel dominio del tempo

Di seguito, vengono spiegate le analisi nel dominio del tempo condotte e vengono forniti i grafici dei parametri chiave, per ciascuna configurazione e per ciascun DLC.

Oltre alle spiegazioni di seguito, è necessario fornire una nota speciale per le simulazioni relative ai DLC 9.1, 9.2, 10.1 e 10.2.

Come spiegato in [11], i DLC 9.x e 10.x si riferiscono allo stato limite accidentale in cui una delle linee di ormeggio (per un sistema di ormeggio ridondante, come il presente) viene meno e viene analizzata la risposta transitoria immediatamente dopo la perdita di tale linea di ormeggio (vale a dire, DLC 9.1, 10.1) e la risposta di regime dopo che la piattaforma ha raggiunto il nuovo punto di equilibrio (vale a dire, DLC 9.2, 10.2). La differenza tra 9.x e 10.x è in termini di condizioni meteo oceaniche (operative per 9.x e di sopravvivenza per 10.x), e nel fatto che l'aerogeneratore è in funzione per i DLC 9.1 e 9.2, e parcheggiato per i DLC 10.1 e 10.2.

In OpenFAST non è ancora possibile modellare l'improvvisa perdita di una delle linee di ormeggio durante la simulazione. Pertanto, in questa sede è stato considerato un approccio alternativo per simulare le condizioni per questi DLC, costituito dai passaggi descritti di seguito.

N.B. Sebbene questo sia l'approccio più accurato che è stato ritenuto possibile implementare con OpenFAST, i carichi potrebbero essere sovrastimati.

1. Pre-elaborazione: sviluppati due modelli OpenFAST per ogni configurazione:
  - 1.1. **Modello Alfa**: con tutte le linee di ormeggio intatte
  - 1.2. **Modello Beta**: una delle linee di ormeggio interrotta, cioè non modellata. La linea 2 è stata scelta come la linea che subisce la rottura.
2. Elaborazione:
  - 2.1. 1<sup>a</sup> serie di simulazioni: eseguire simulazioni con condizioni meteo oceaniche 9.x (e, separatamente, 10.x) e **Modello Alfa**, per ottenere i valori (medi) di regime di un set di gradi di libertà (DoF)
  - 2.2. 2<sup>a</sup> serie di simulazioni: imporre questi valori di regime (medi) come valori di partenza dei DoF pertinenti per le simulazioni 9.x (e separatamente 10.x), utilizzando il **Modello Beta**
  - 2.3. Utilizzare i segnali temporali della 2<sup>a</sup> serie di simulazioni per ottenere le statistiche per le fasi transitorie (9.1 e 10.1, post-elaborazione solo dei primi 600 secondi) e le fasi di regime (9.2 e 10.2, post-elaborazione dei segnali temporali da  $t > 600$  secondi fino alla fine)
3. L'insieme dei gradi di libertà che possono essere imposti come valori di partenza sono:
  - 3.1. Deflessioni delle pale in-plane e out-of-plane (2 DoF x 3 pale), uguali per ogni pala
  - 3.2. Angolo di passo delle pale, questo è lo stesso per tutte le pale (1 DoF x 3 pale)
  - 3.3. Velocità di rotazione del rotore (1 DoF)
  - 3.4. Spostamenti della cima della torre: fore-aft e side-to-side (2 DoF)
  - 3.5. Spostamenti globali della piattaforma in abbrivio, deriva, sollevamento, rollio, beccheggio e imbardata, a livello della linea di galleggiamento (6 DoF)

#### 7.4.1 Area A (profondità dell'acqua 210 m)

##### 7.4.1.1 DLC 1.4

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento (all'inizio della simulazione – poi cambio di direzione a causa della raffica): 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.
- Direzione d'onda: collineare con la direzione iniziale del vento

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo:

*“\_ParametricExcel\_Summary\_1\_4\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_210\_v04.xlsx”*:

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 28
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 29
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 30
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 31
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 32

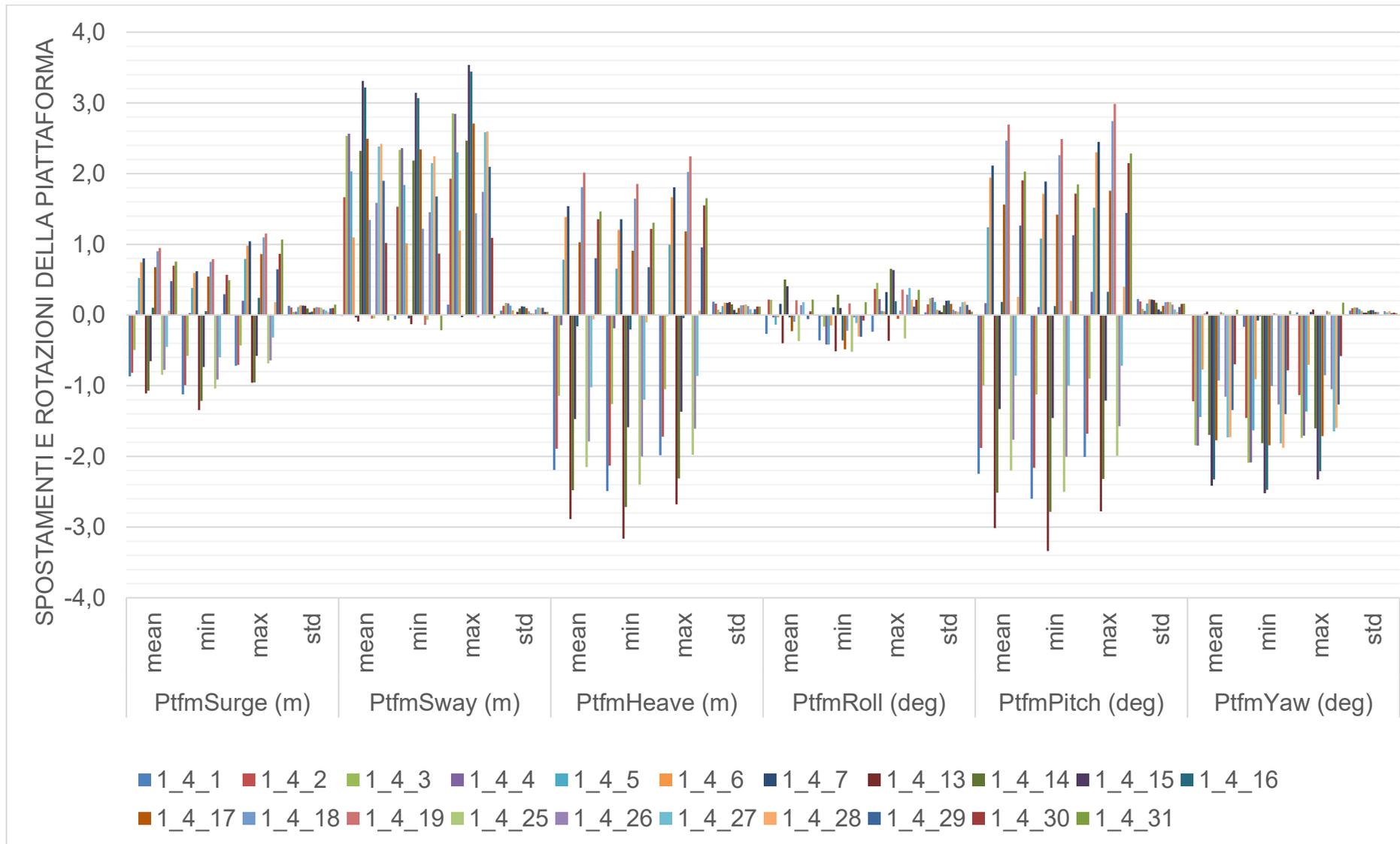


Figura 28: DLC1.4, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

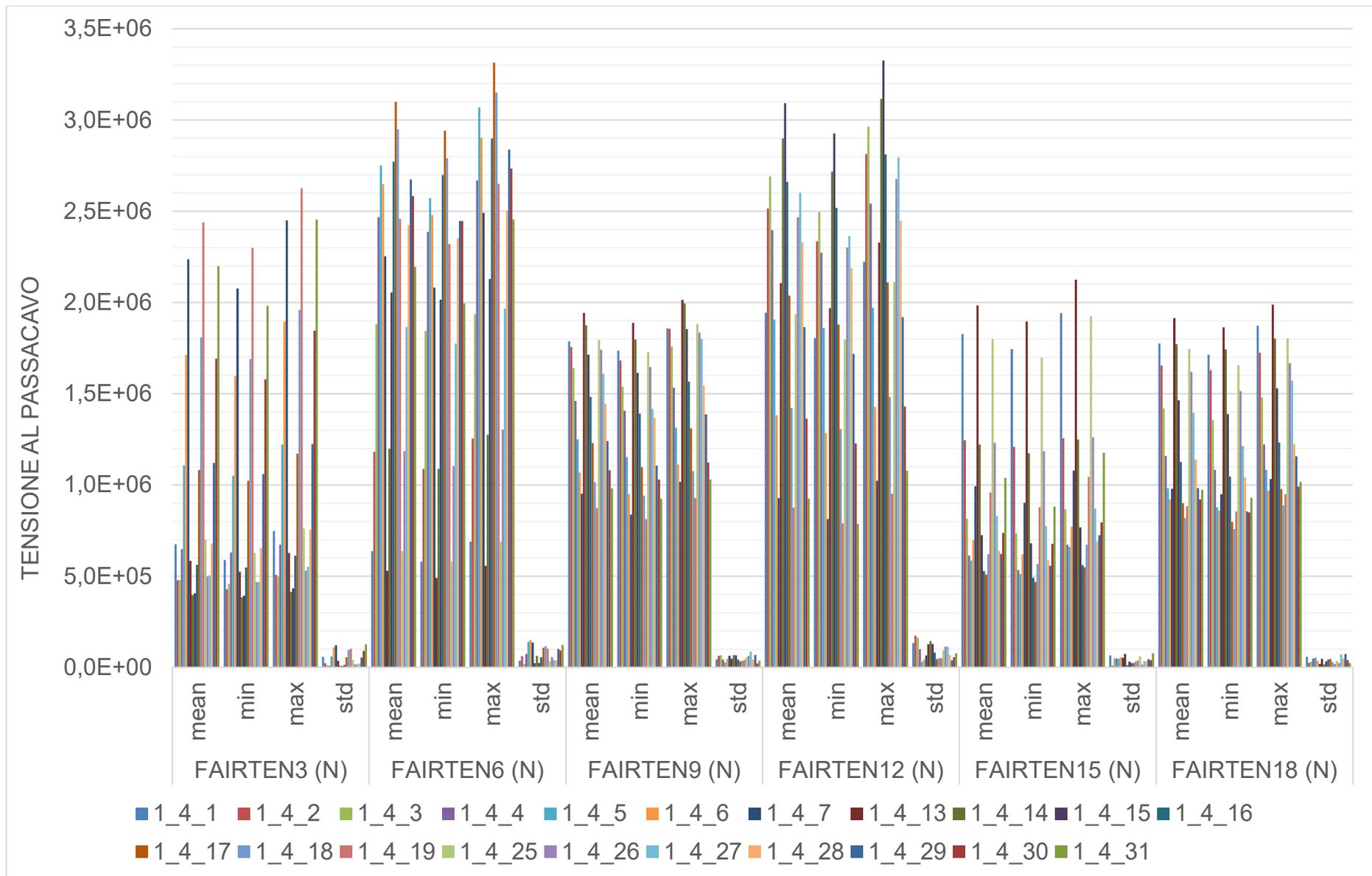


Figura 29: DLC1.4, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

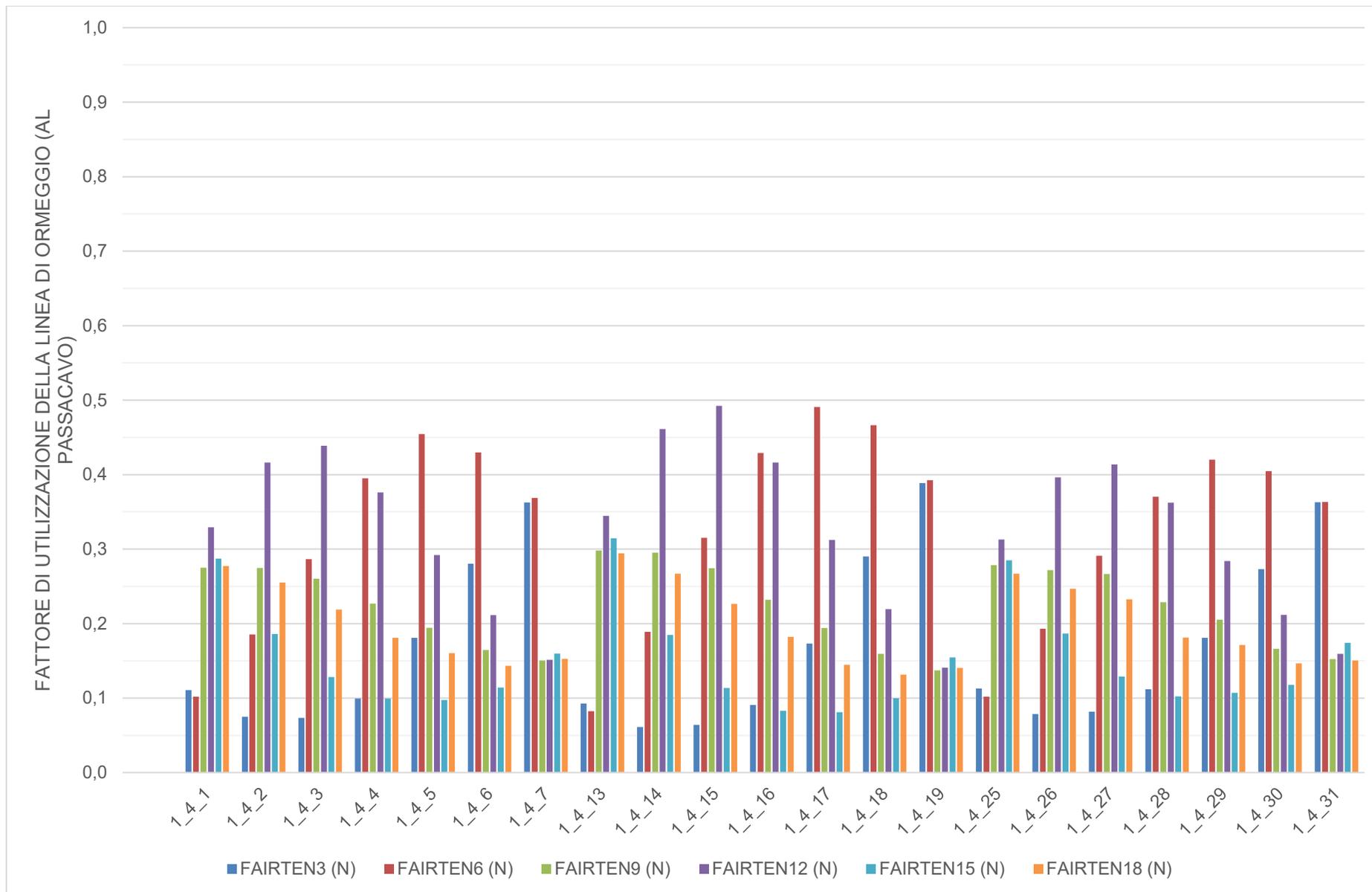


Figura 30: DLC1.4, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

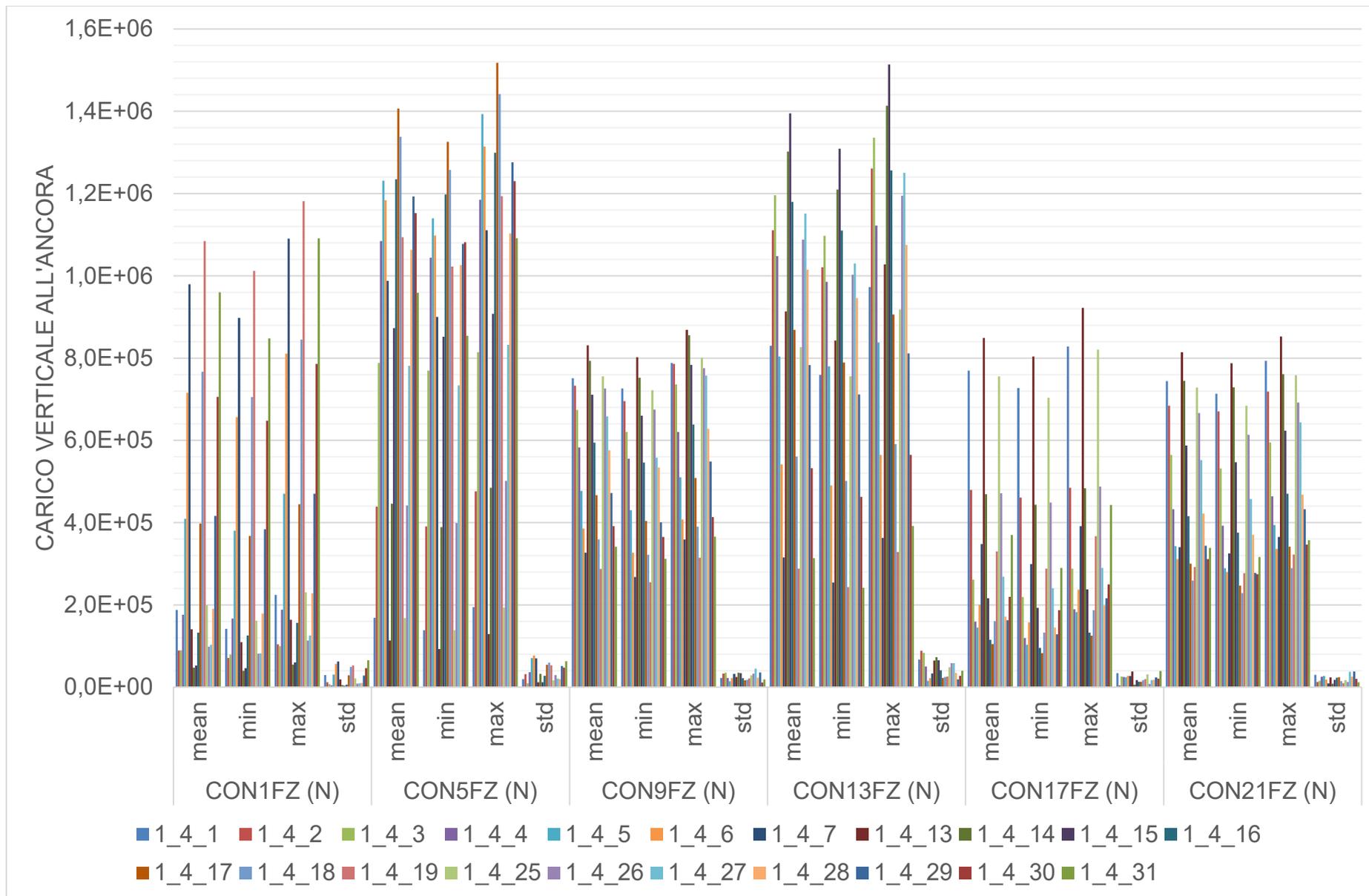


Figura 31: DLC1.4, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

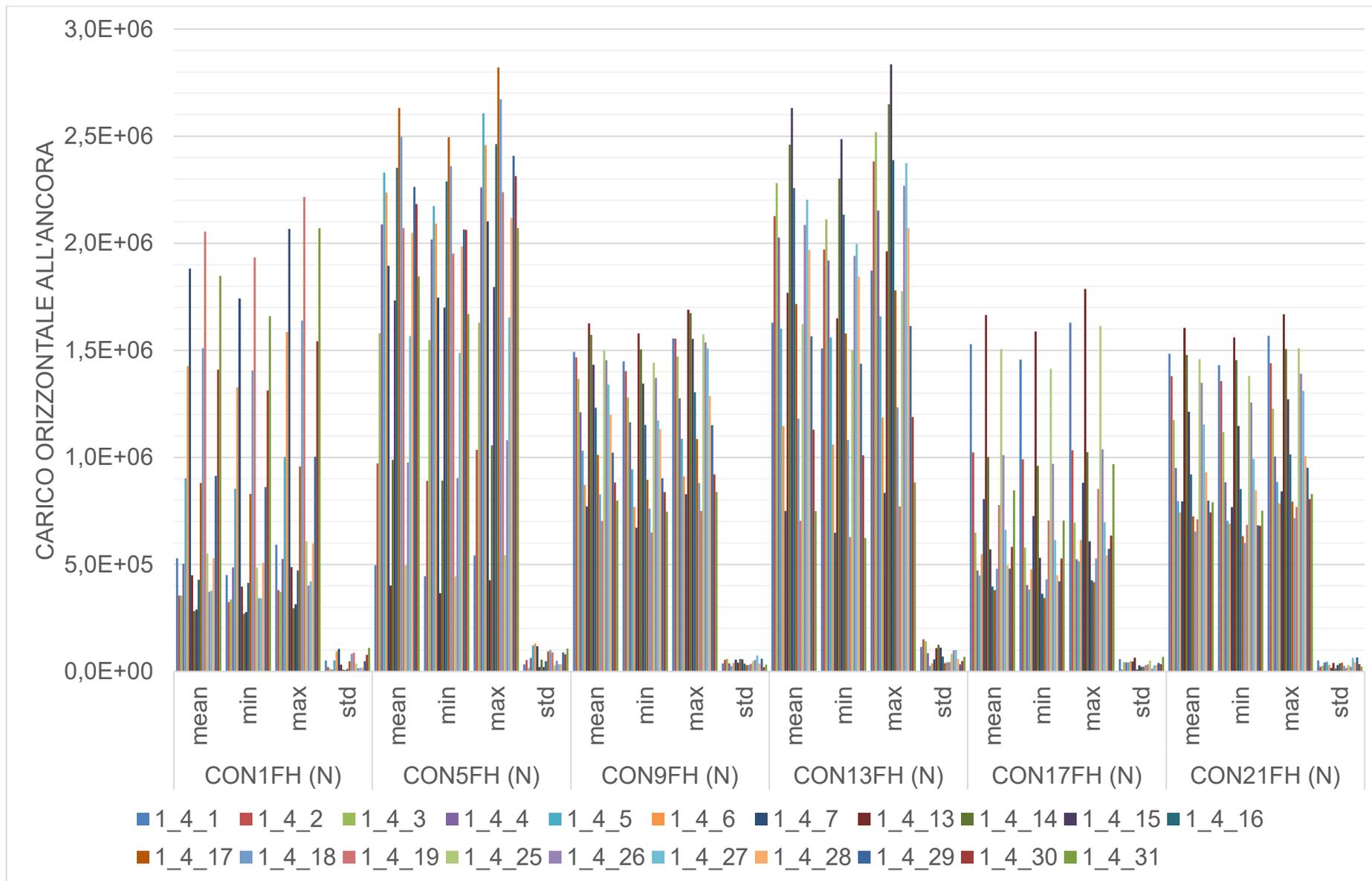


Figura 32: DLC1.4, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

#### 7.4.1.2 DLC 1.6

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: collineare con la direzione dell'onda
- Direzione d'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi per 3 m/s, 10,59 m/s e 23 m/s. DLC1.6 richiede una sola direzione da controllare, corrispondente alla direzione peggiore per il parametro di interesse. Per 3 m/s, 10.59 m/s e 23 m/s, una direzione d'onda di 60 gradi è quella che dà, costantemente, la tensione più alta nella linea. Pertanto, per le altre velocità del vento, viene controllata solo questa direzione.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "[\\_ParametricExcel\\_Summary\\_1\\_6\\_PtfmSym\\_3seeds\\_TABLE\\_Nemetun\\_210\\_v04.xlsx](#)":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 33
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 34
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 35
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 36
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 37

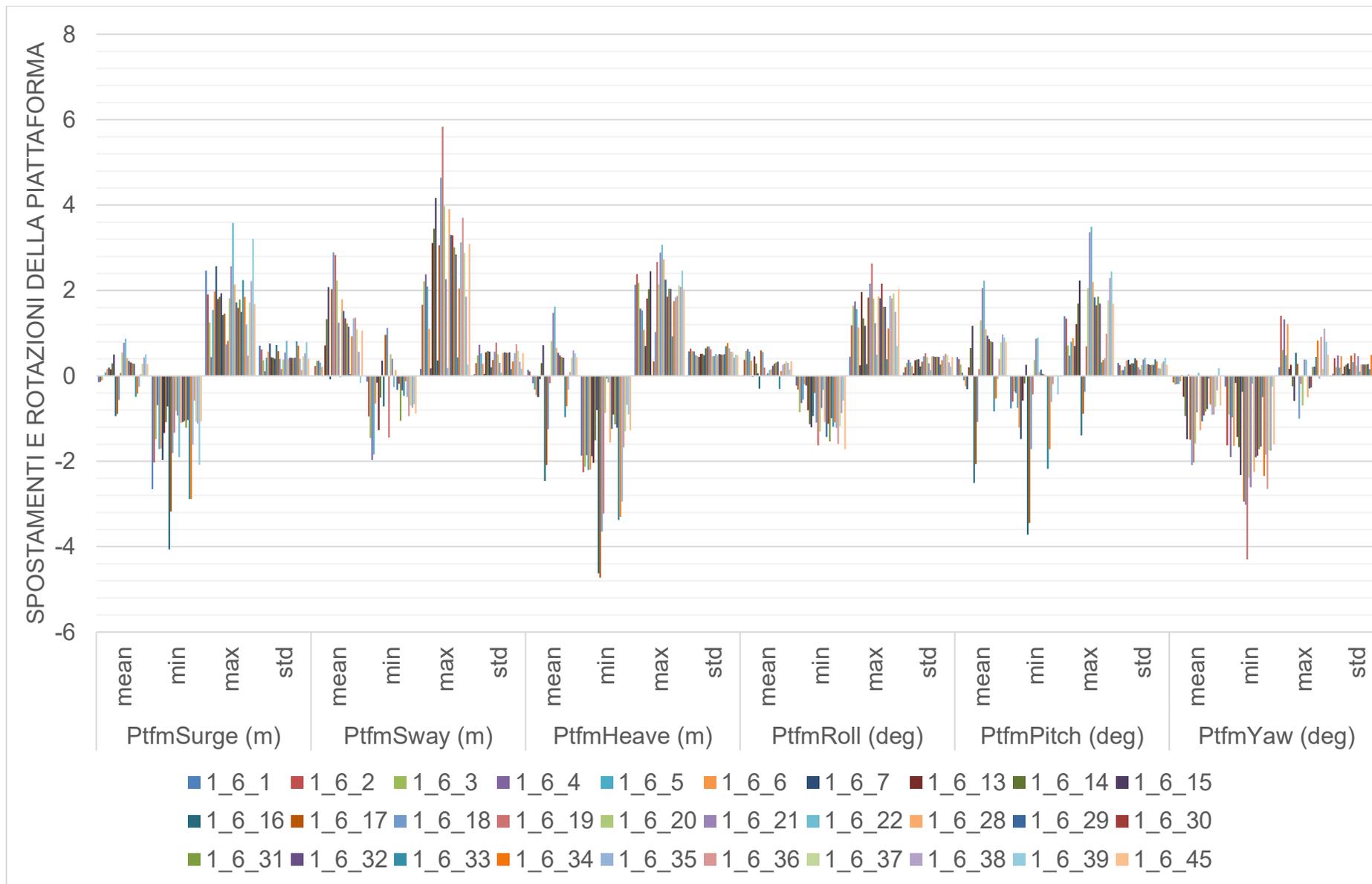


Figura 33: DLC1.6, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

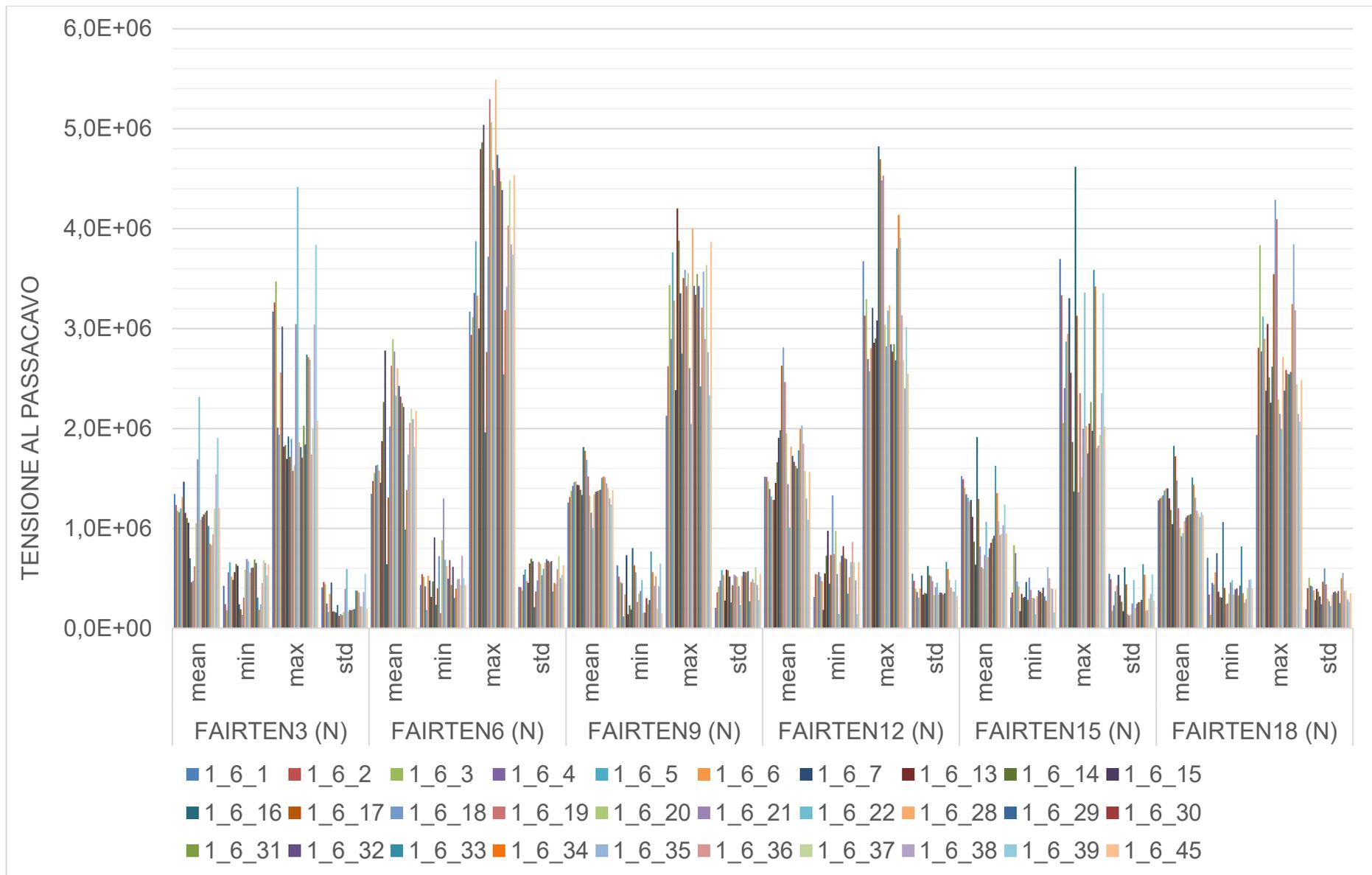


Figura 34: DLC1.6, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

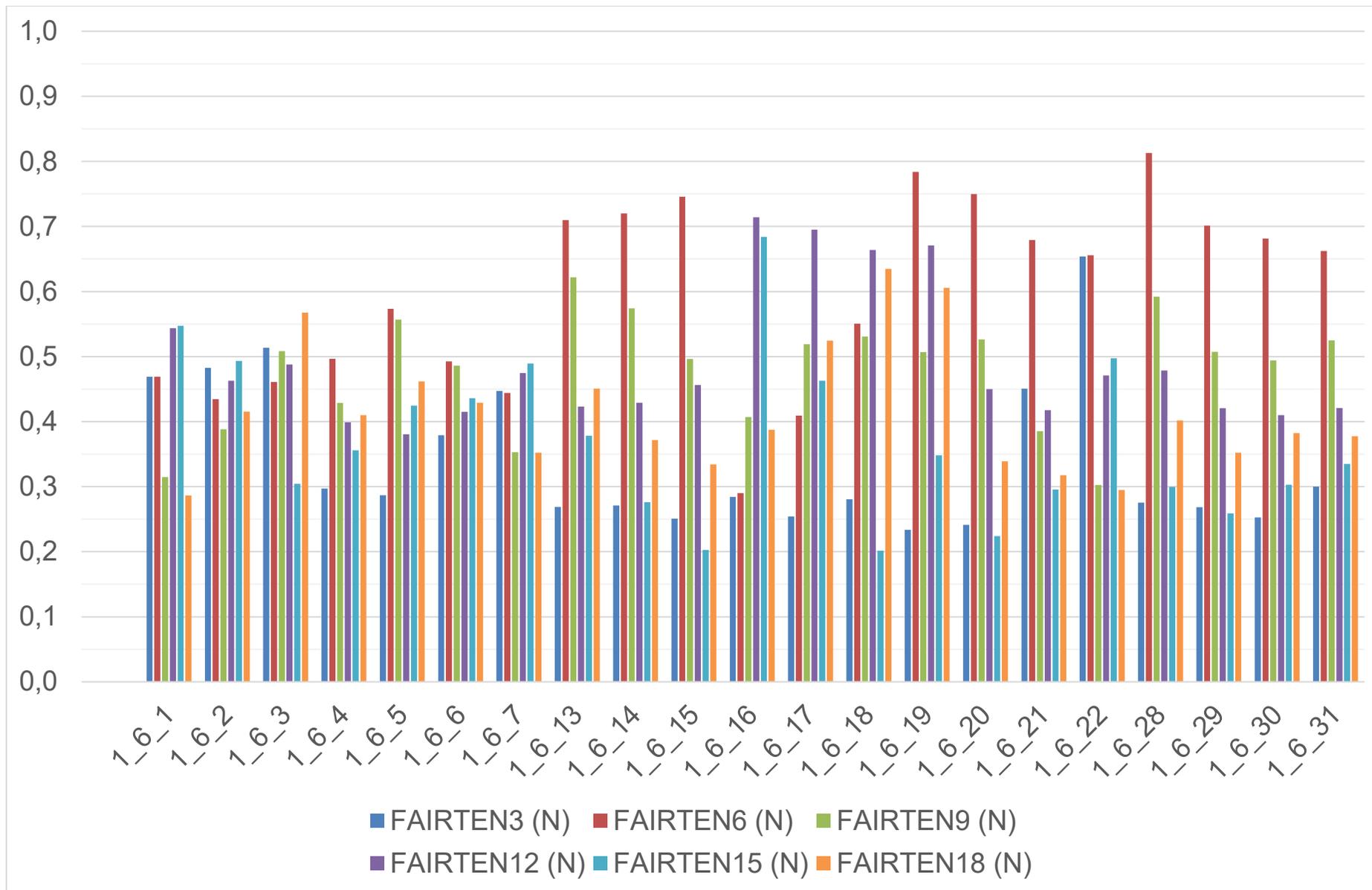


Figura 35: DLC1.6, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

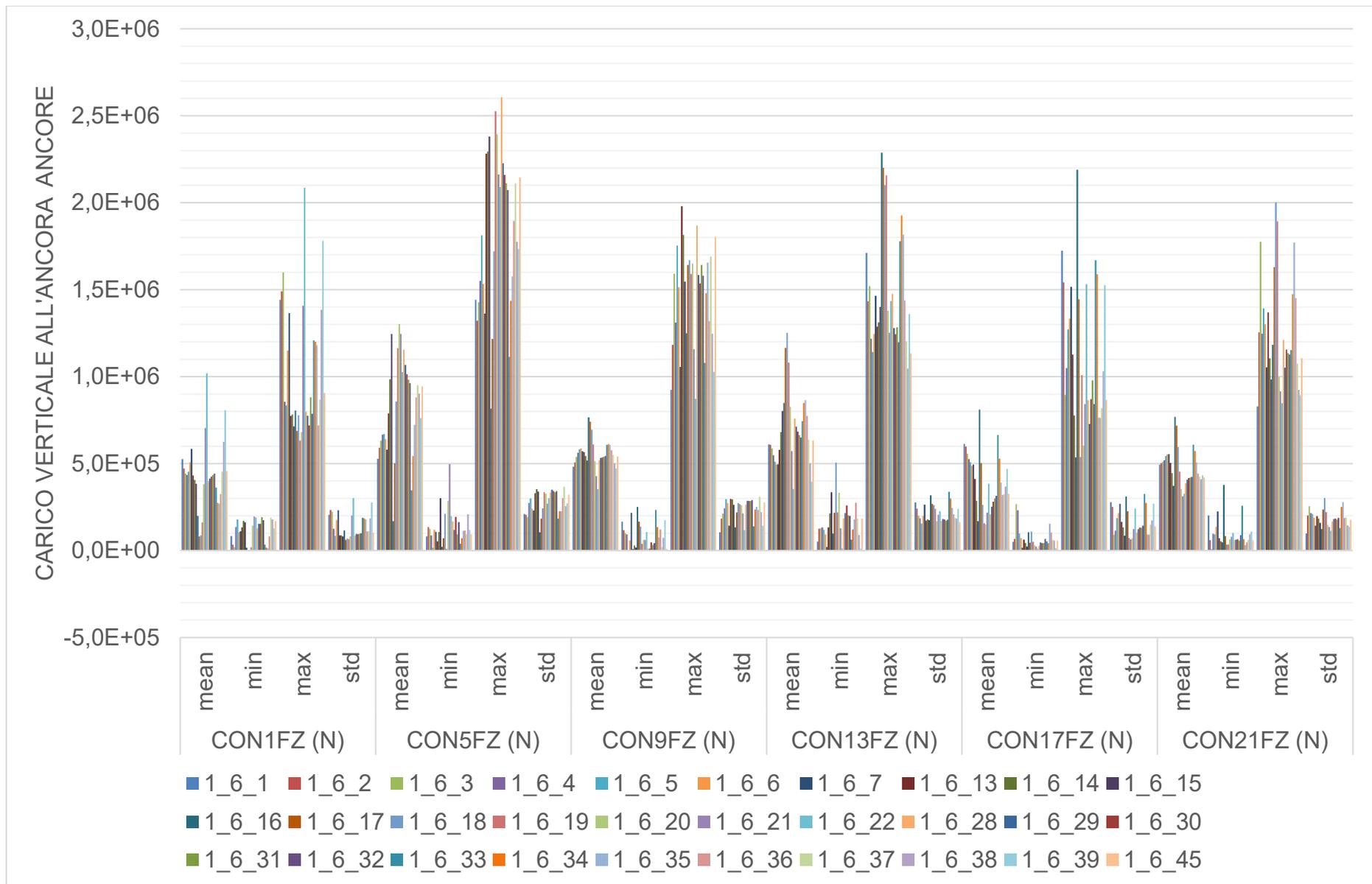


Figura 36: DLC1.6, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

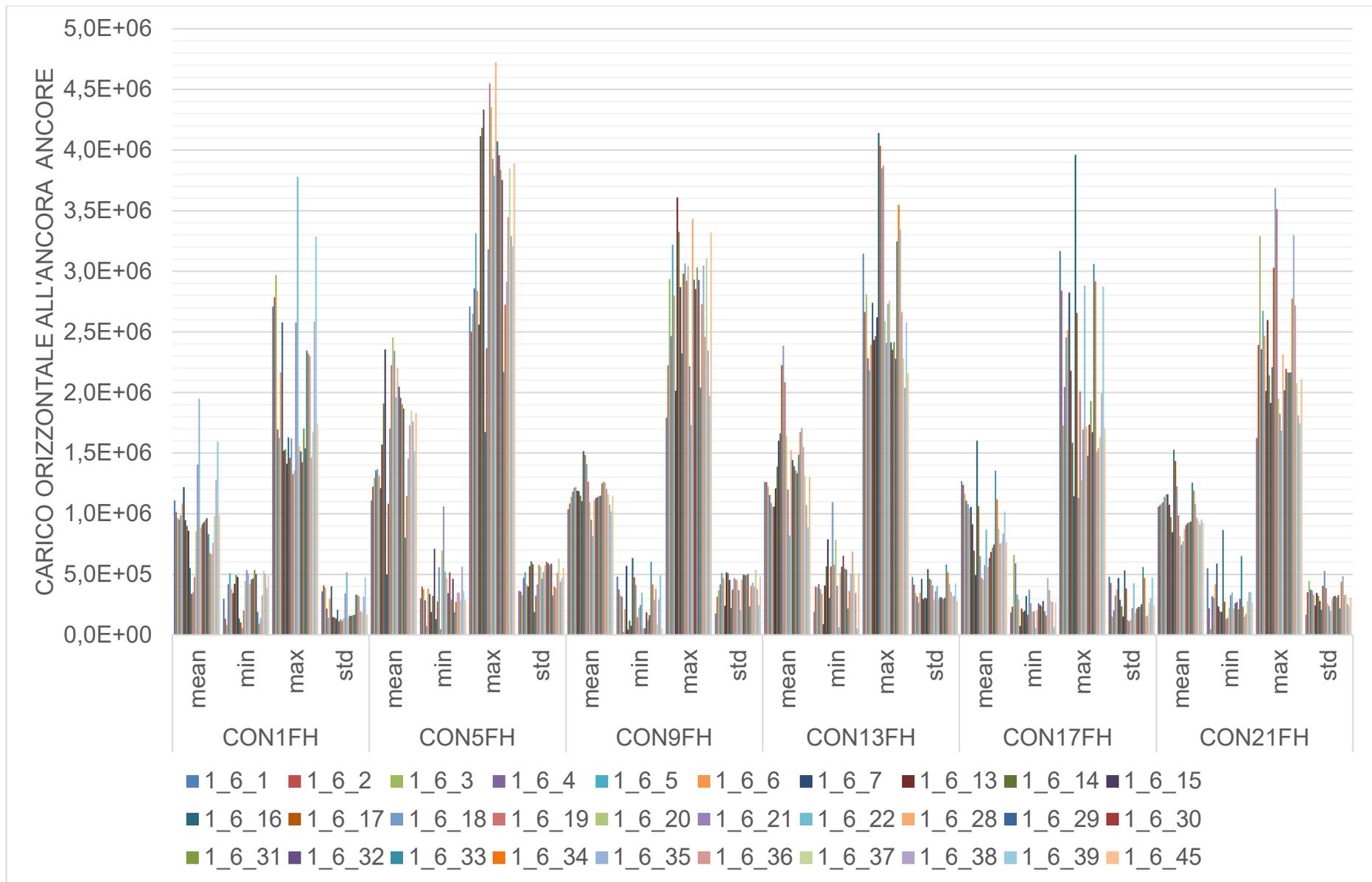


Figura 37: DLC1.6, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

#### 7.4.1.3 DLC 6.1

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_6\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_210\_v04.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 38
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 39
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 40
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 41
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 42

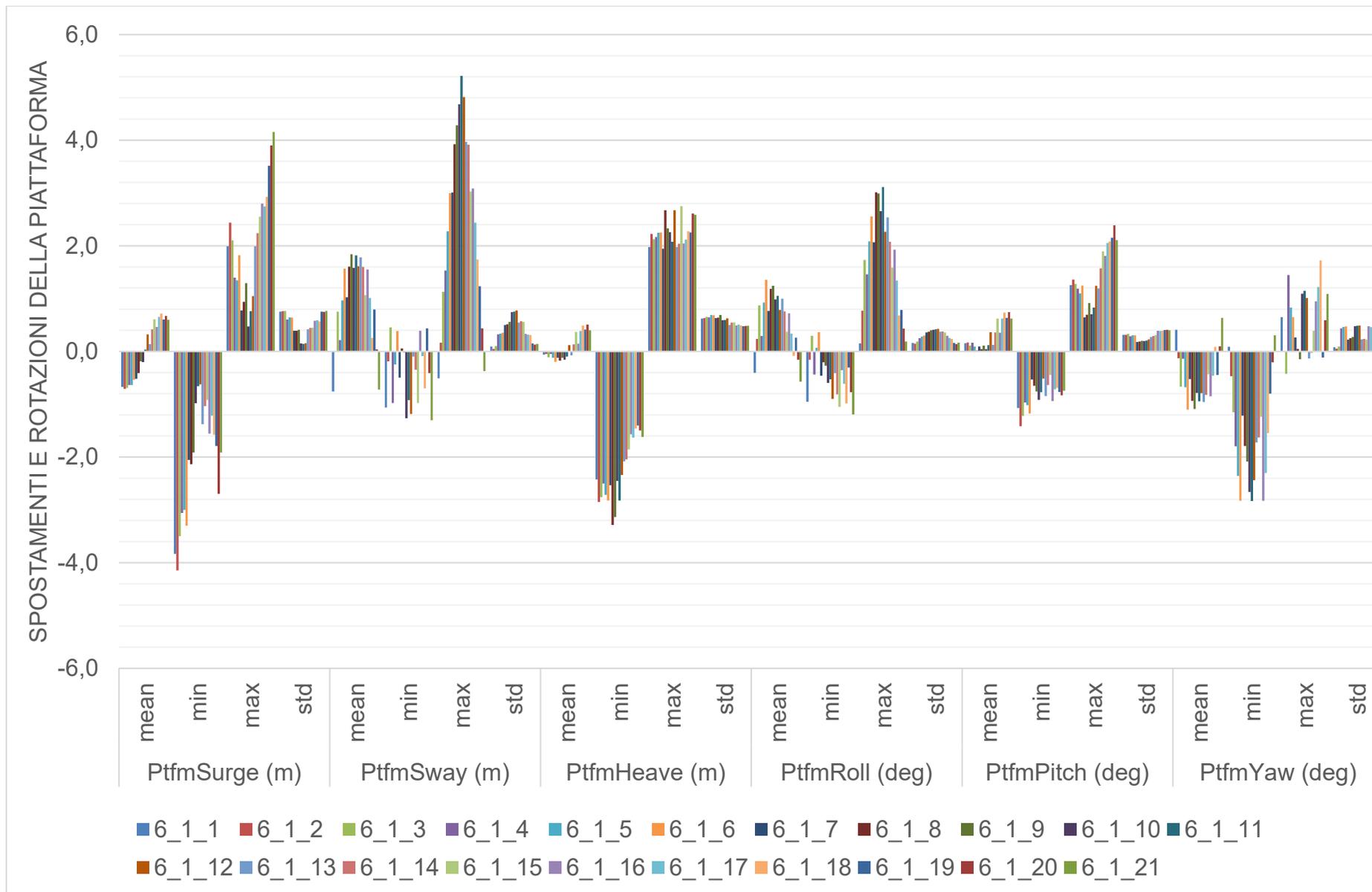


Figura 38: DLC6.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

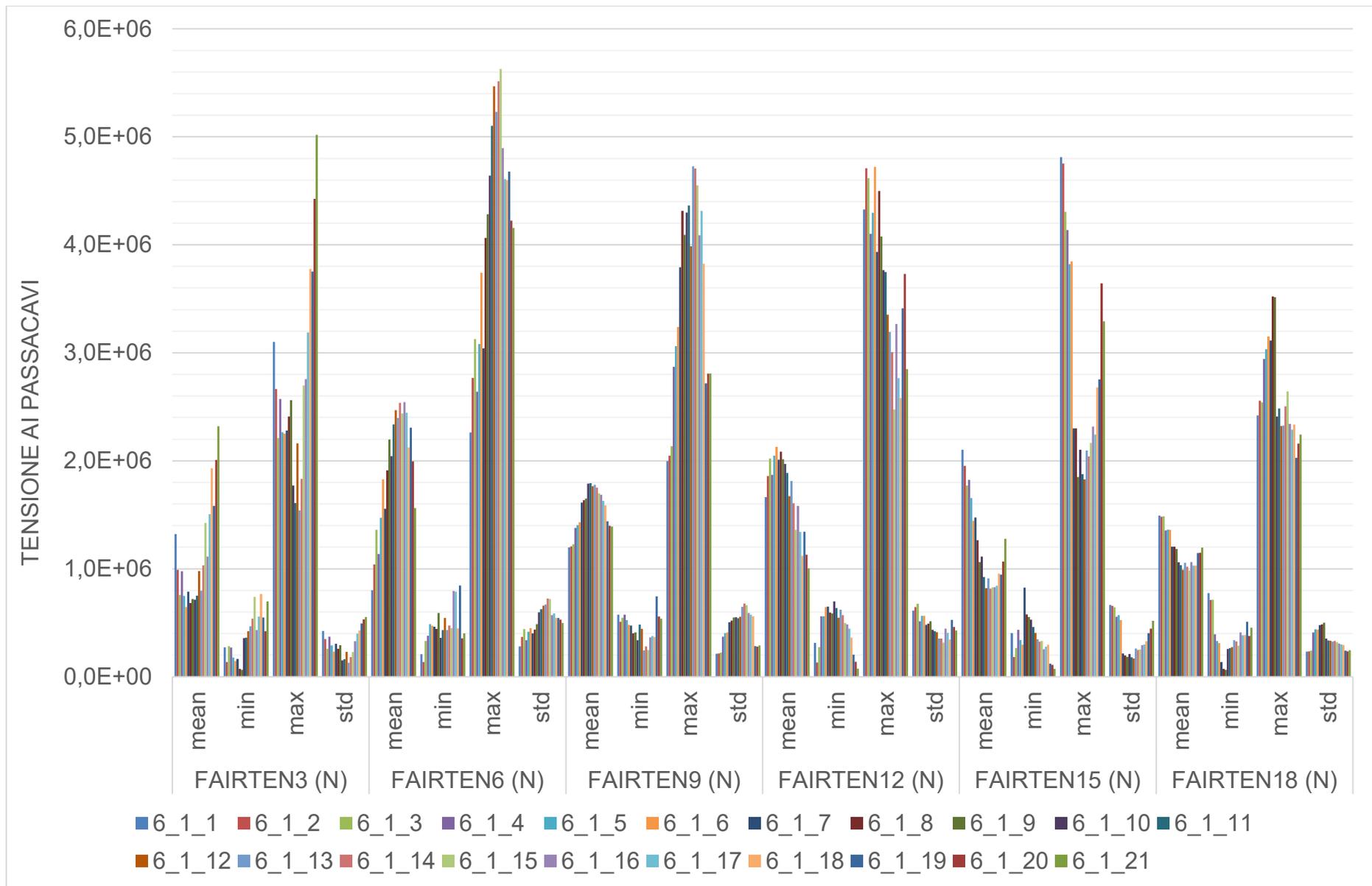


Figura 39: DLC6.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

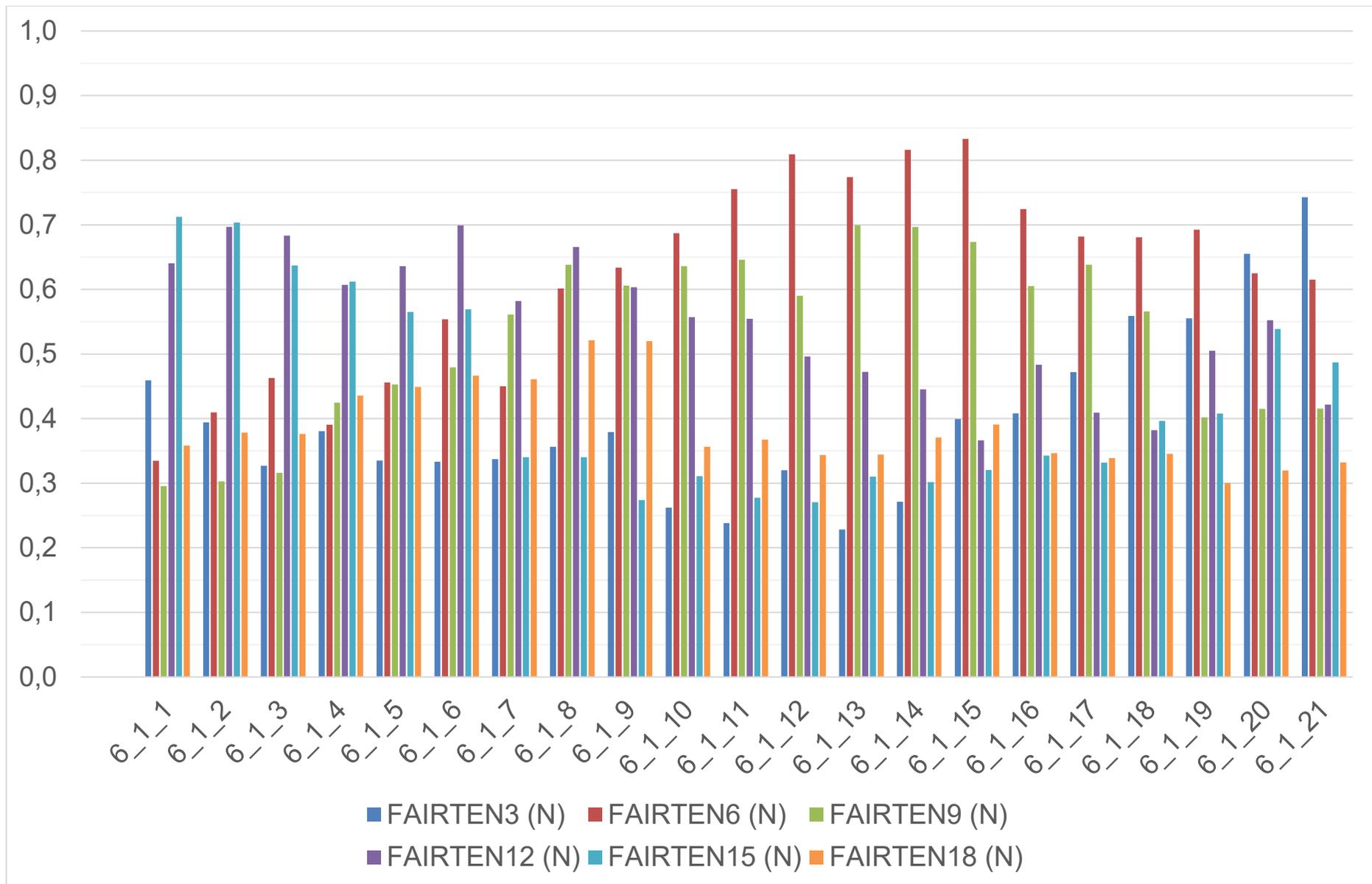


Figura 40: DLC6.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

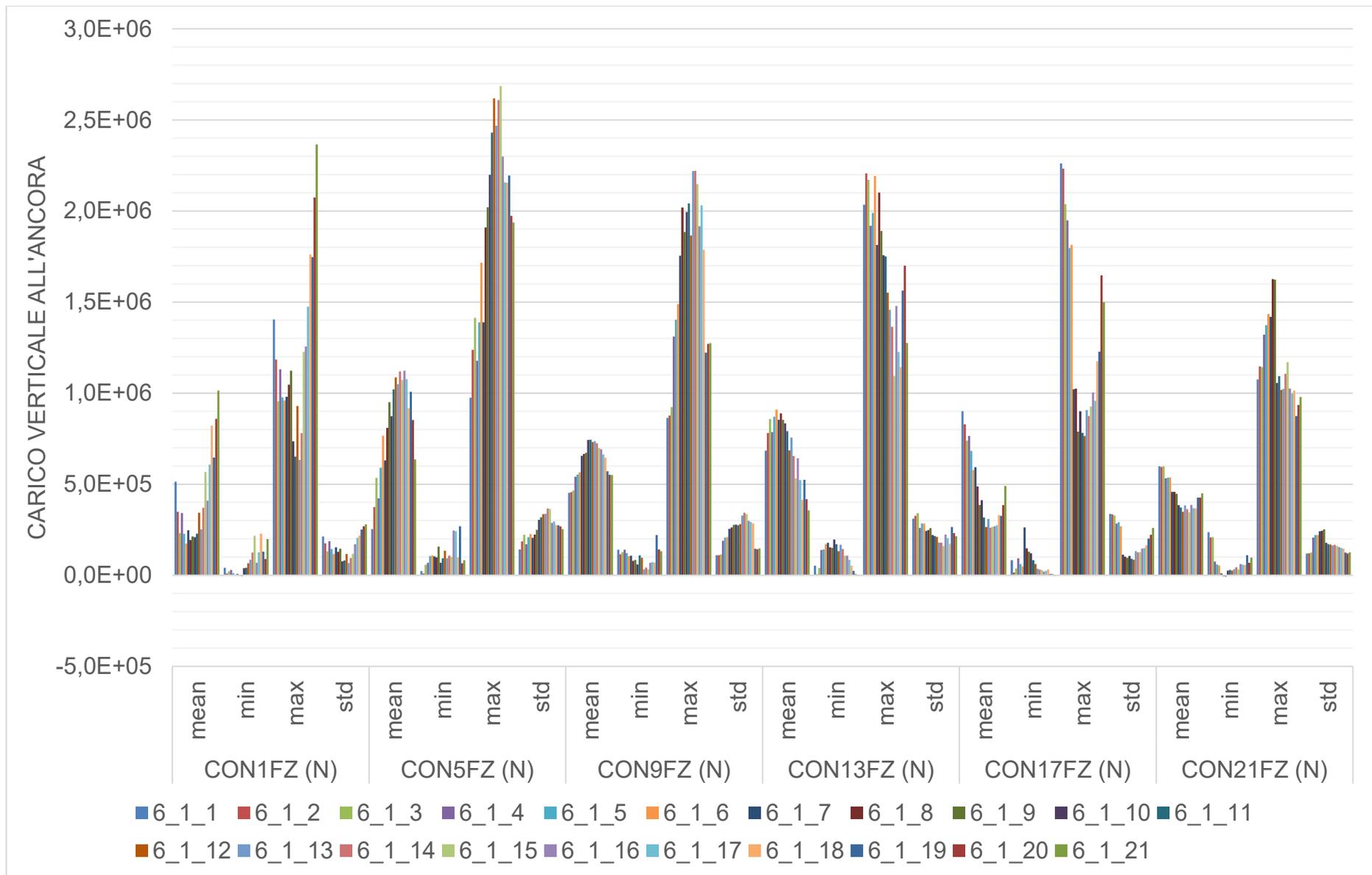


Figura 41: DLC6.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

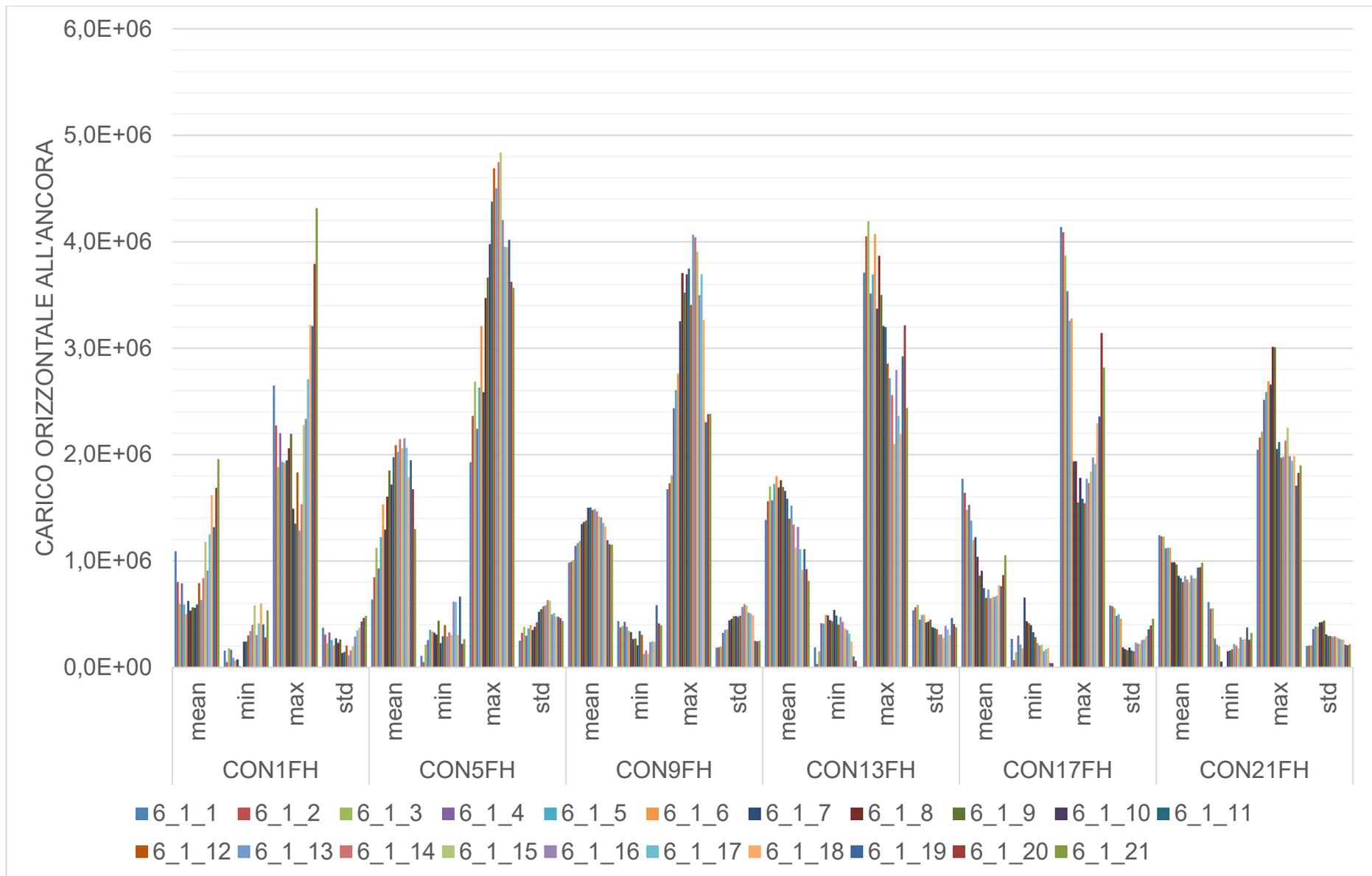


Figura 42: DLC6.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

#### 7.4.1.4 DLC 9.1

Si prega di fare riferimento alla sezione 7.4 per maggiori dettagli su come questo DLC è stato simulato.

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: è stata considerata solo la direzione d'onda che dà i peggiori carichi di ormeggio (60 gradi), poiché è stato concordato con il cliente che deve essere controllato un sottoinsieme limitato delle condizioni DLC9.1.
- Velocità del vento: 3 m/s, 5 m/s, 7 m/s, 9 m/s, 10.59 m/s, 13 m/s, 15 m/s, 17 m/s, 19 m/s, 21 m/s, 23 m/s, and 25 m/s.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_9\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_210\_v04.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 43
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 44
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 45
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 46
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 47

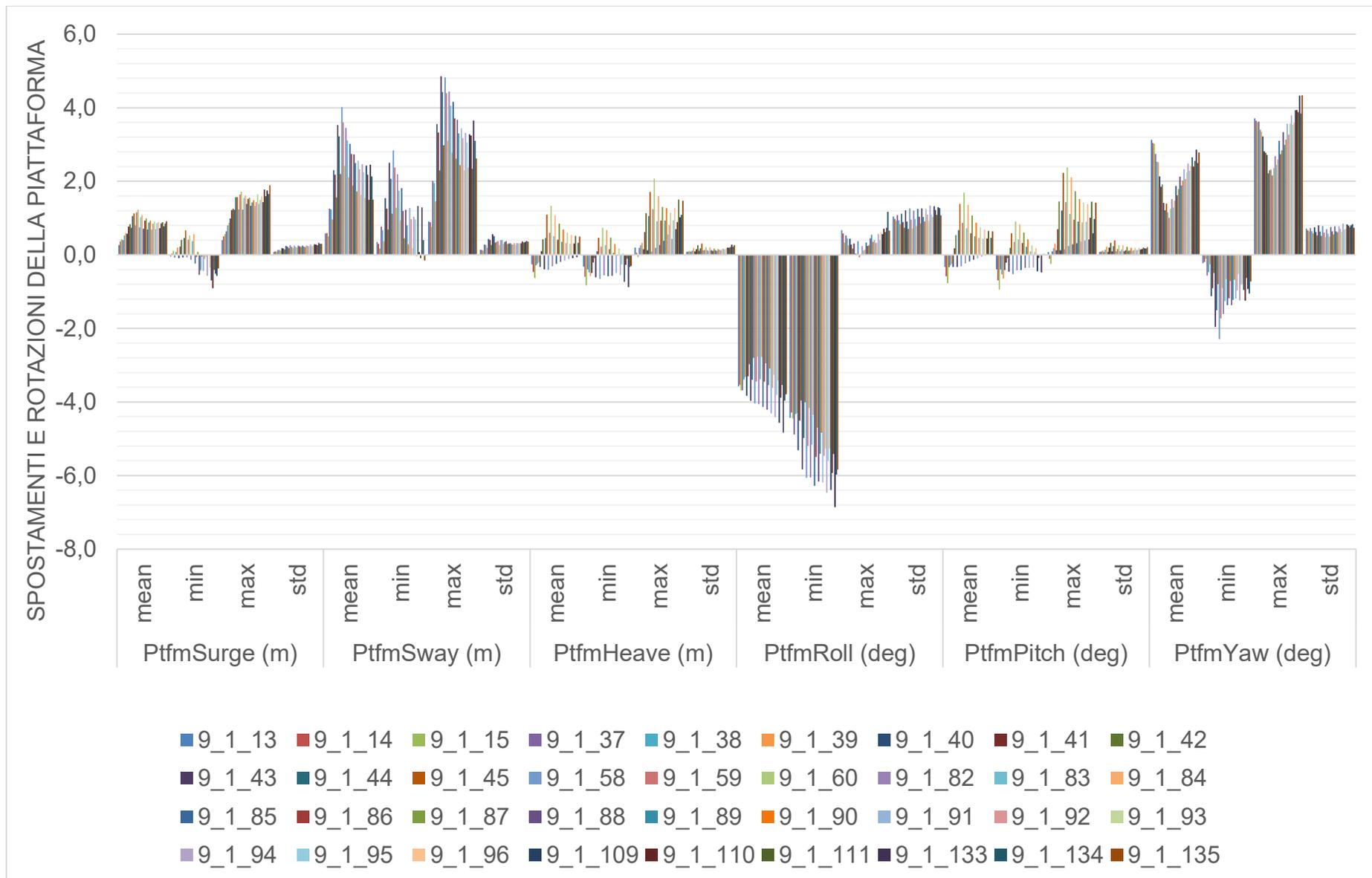


Figura 43: DLC9.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

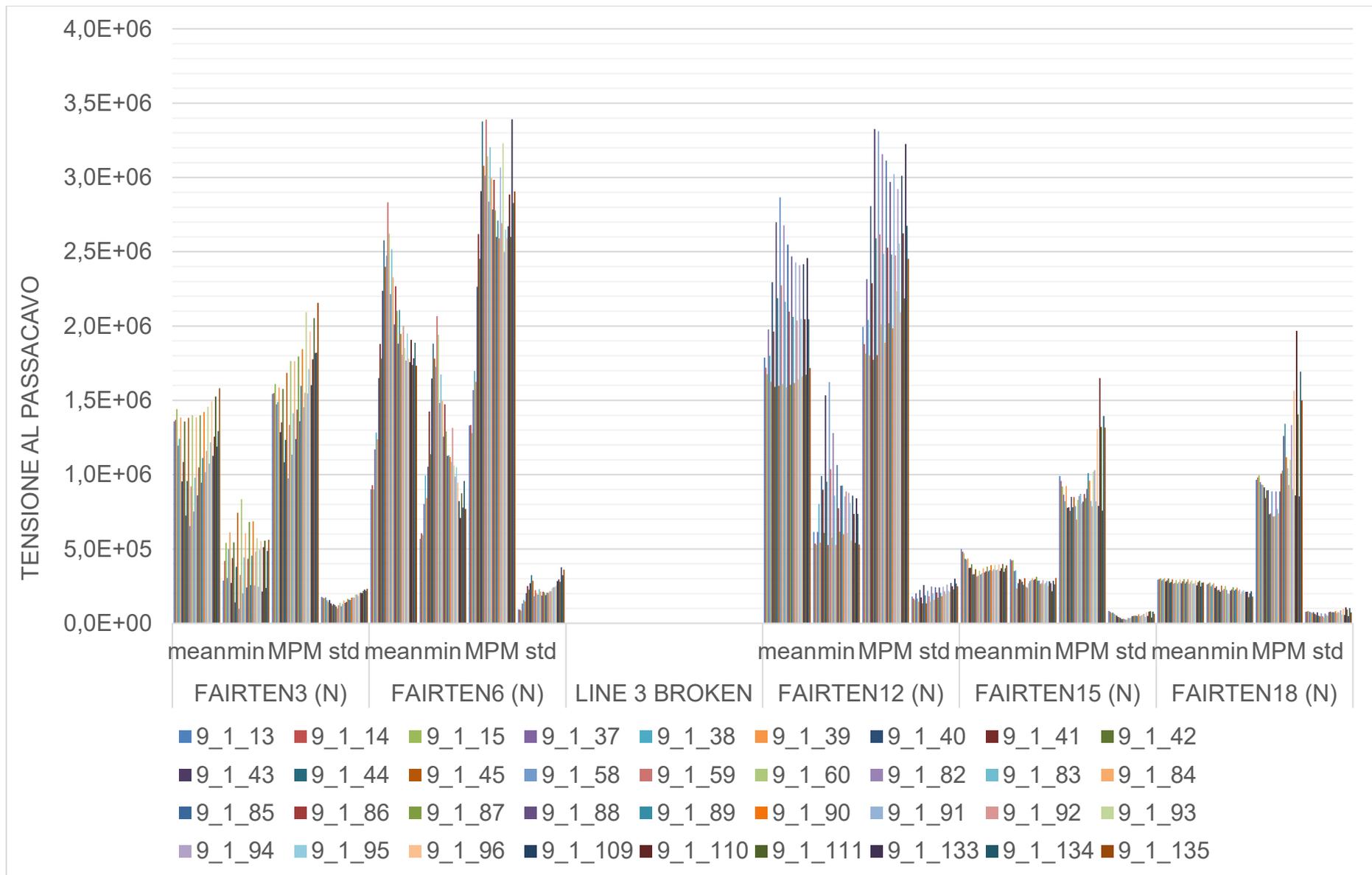


Figura 44: DLC9.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

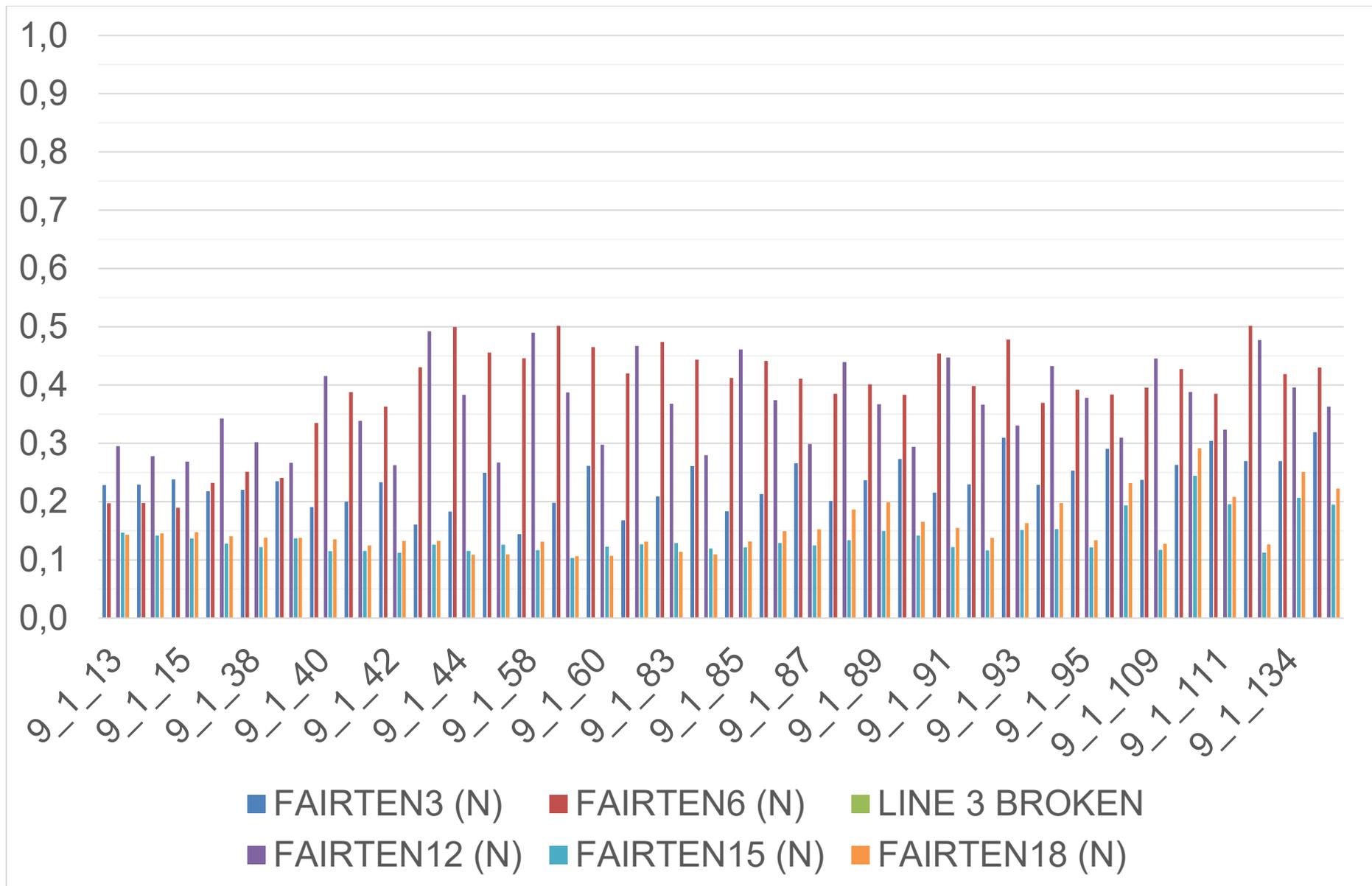


Figura 45: DLC9.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

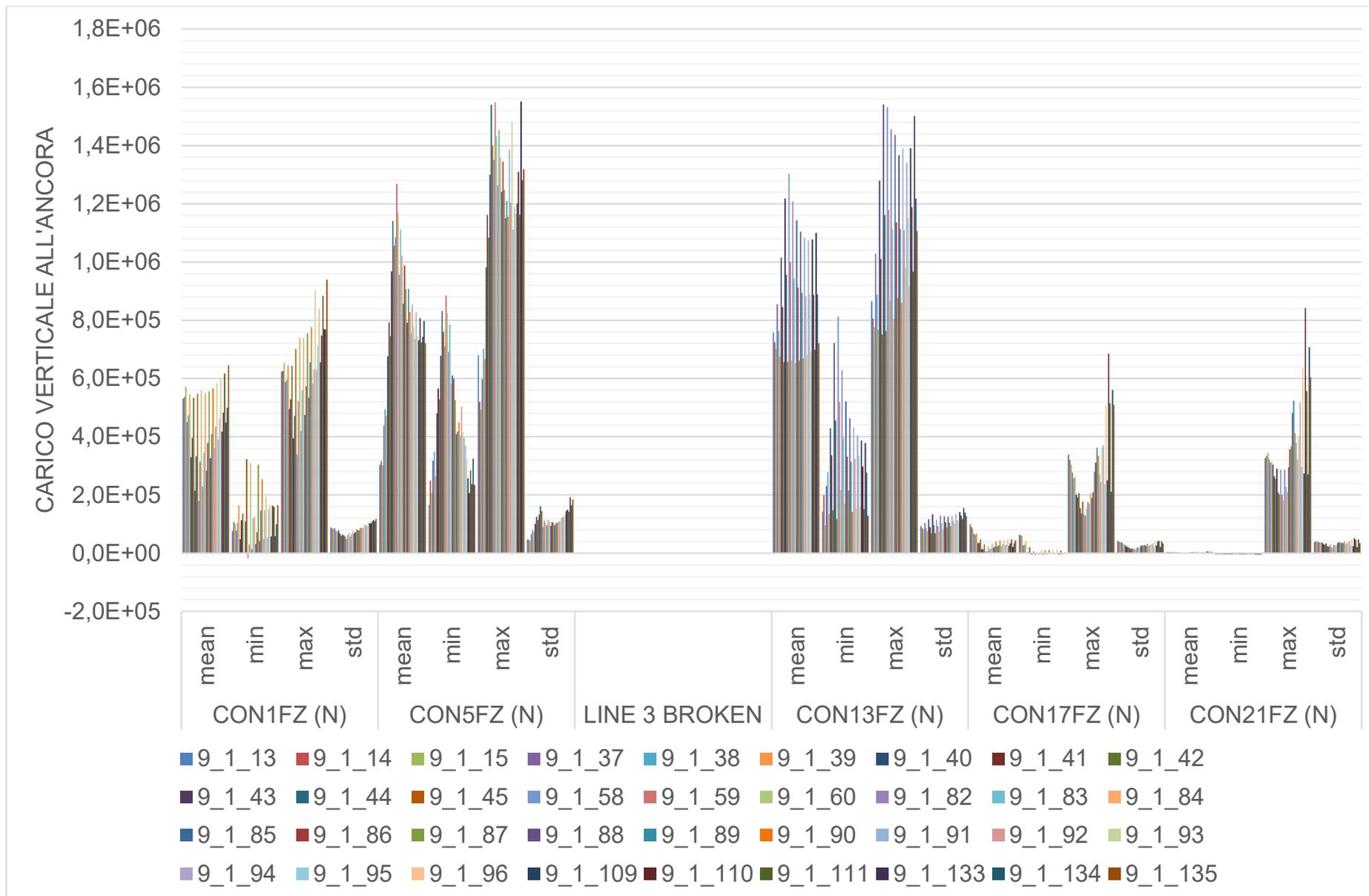


Figura 46: DLC9.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

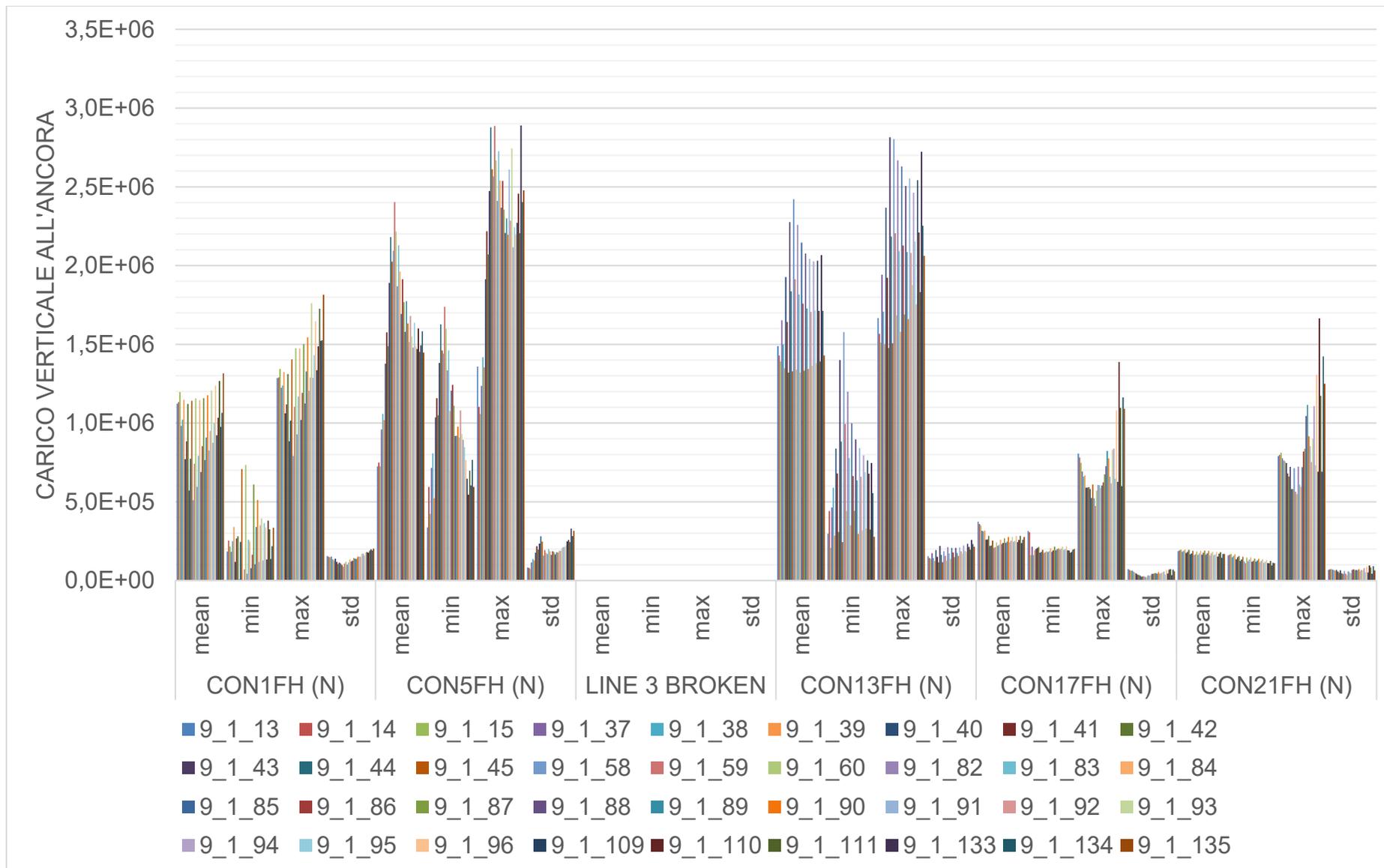


Figura 47: DLC9.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

#### 7.4.1.5 DLC 9.2

Come DLC 9.1.

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_9\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_210\_v04.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 48
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 49
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 50
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 51
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 52

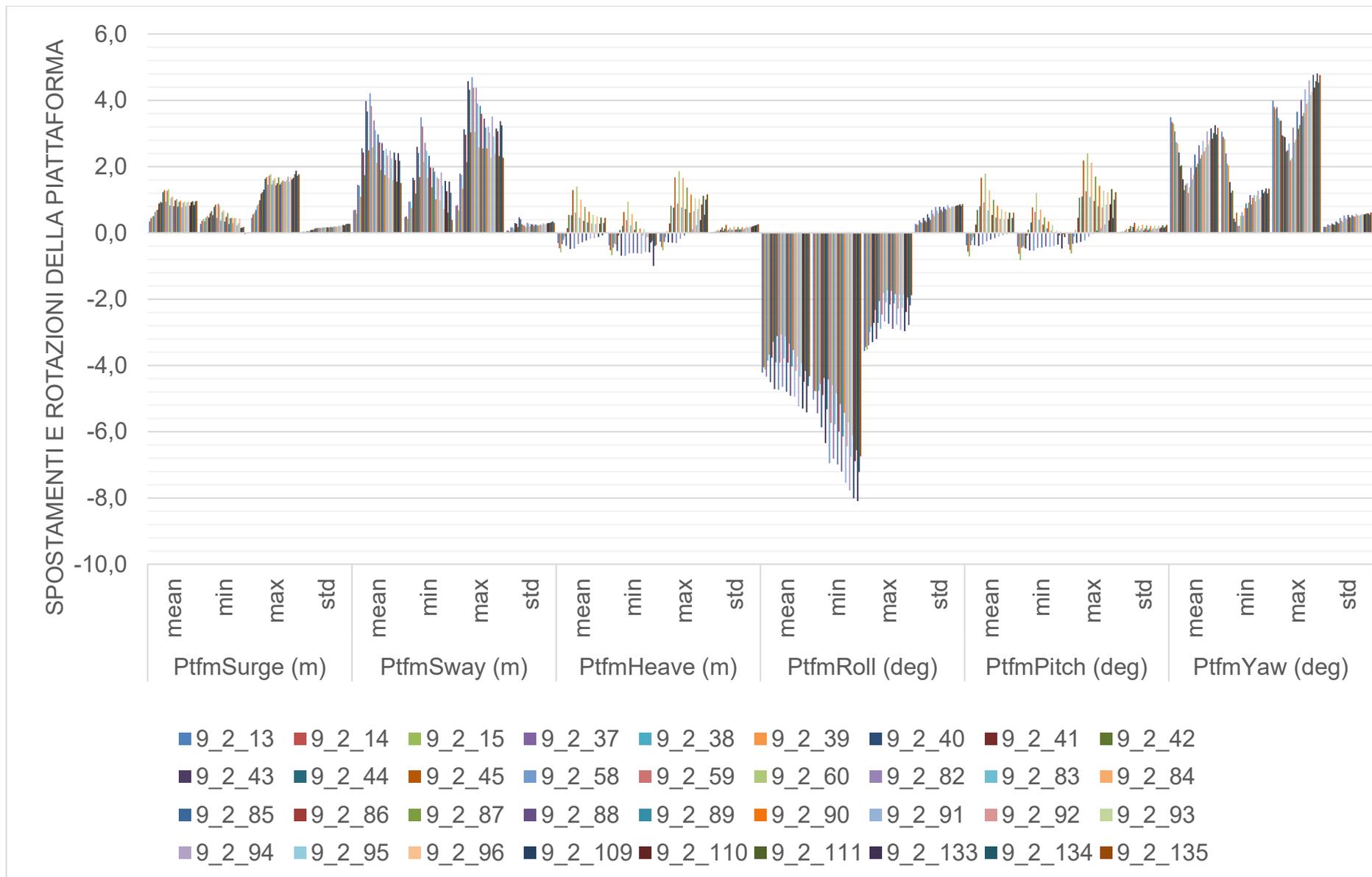


Figura 48: DLC9.2, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

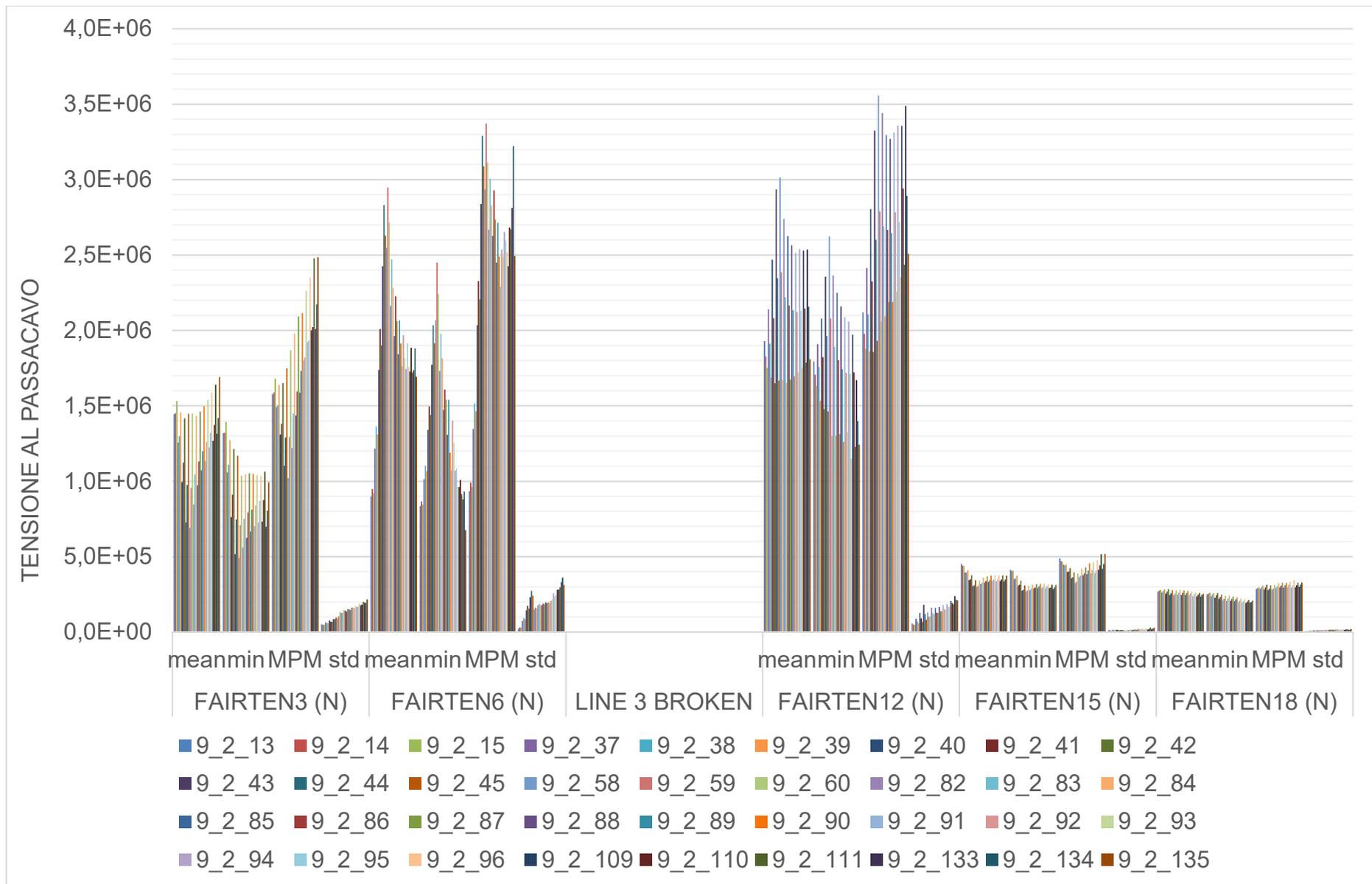


Figura 49: DLC9.2, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

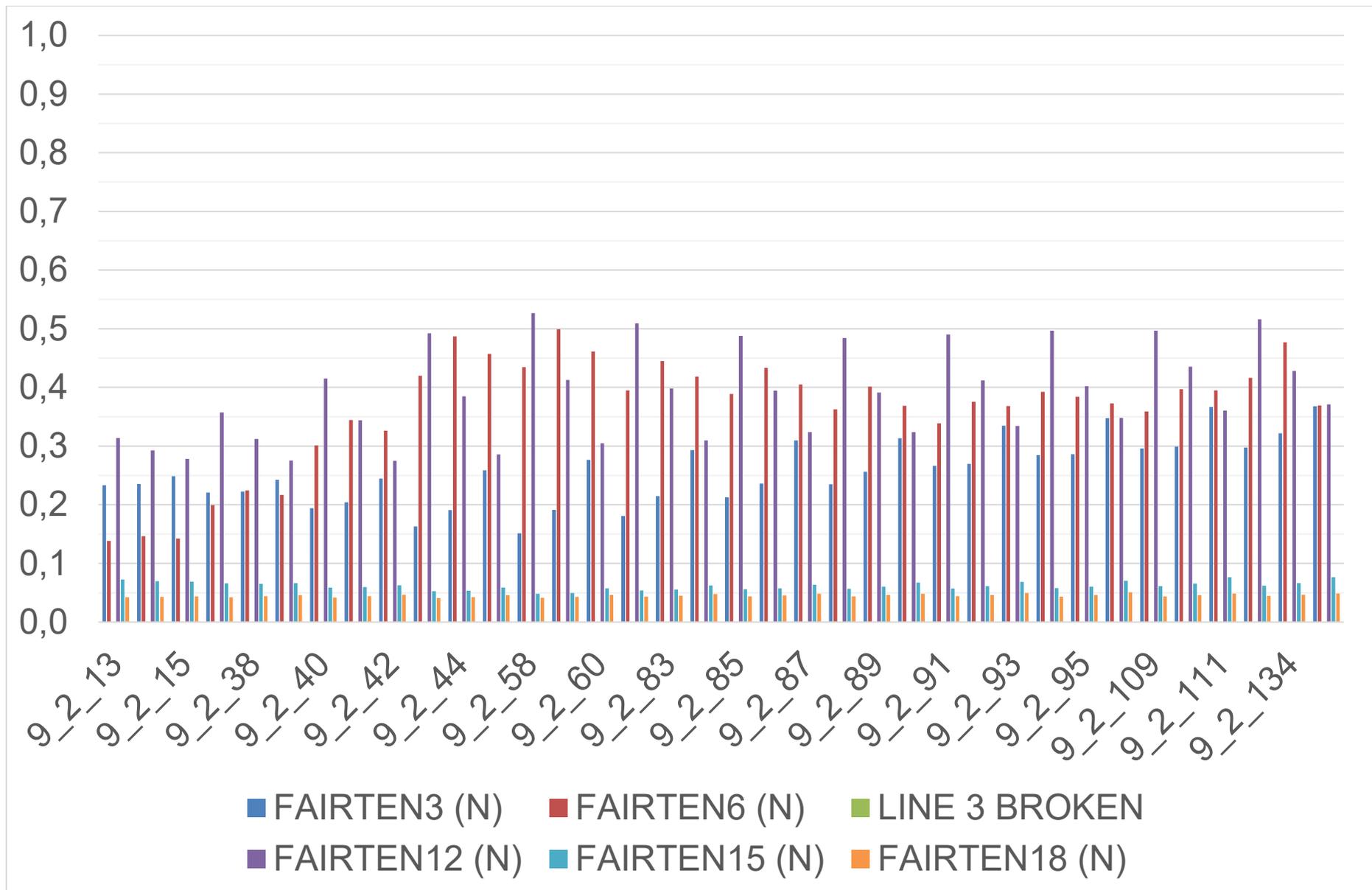


Figura 50: DLC9.2, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

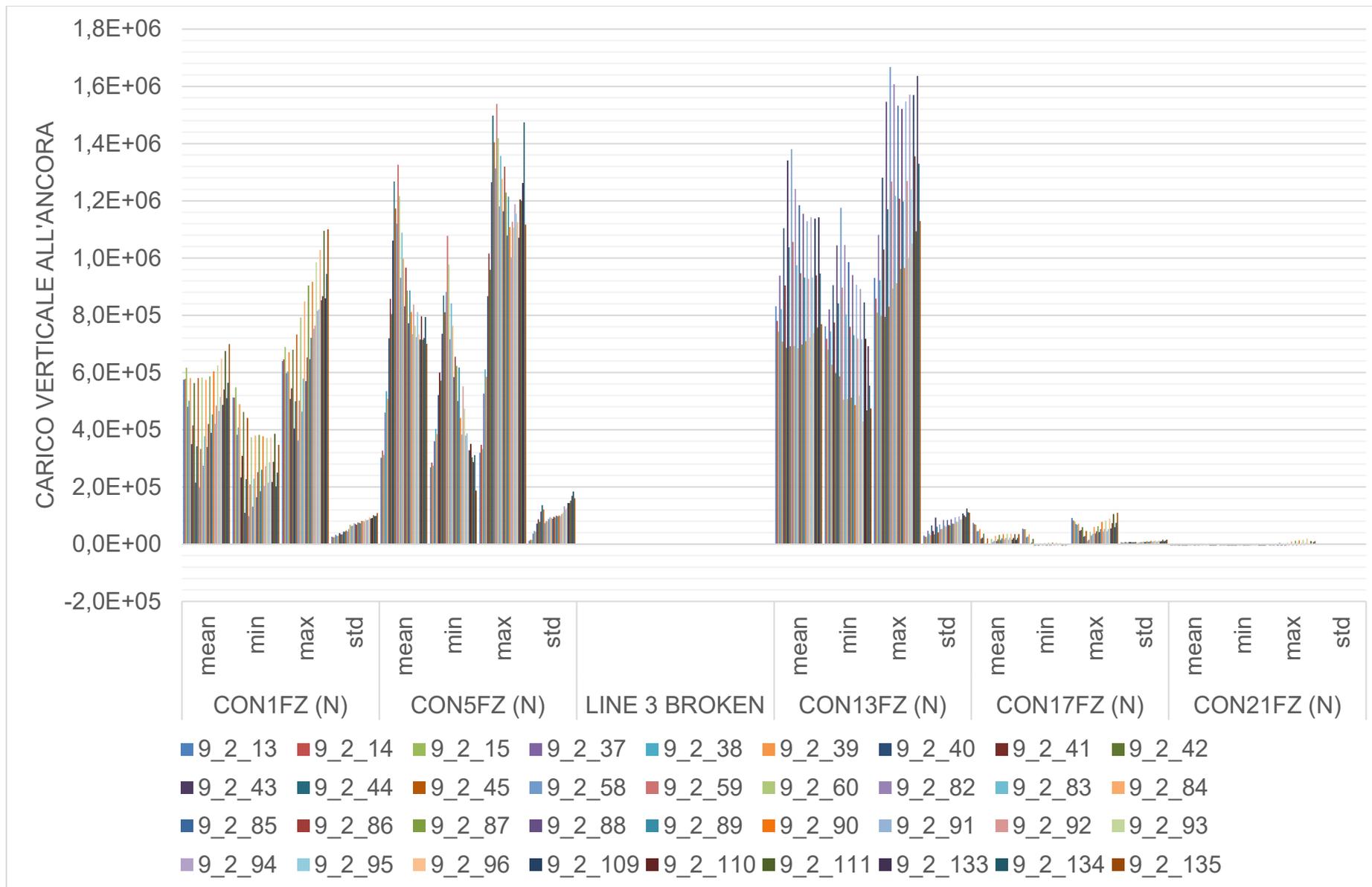


Figura 51: DLC9.2, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

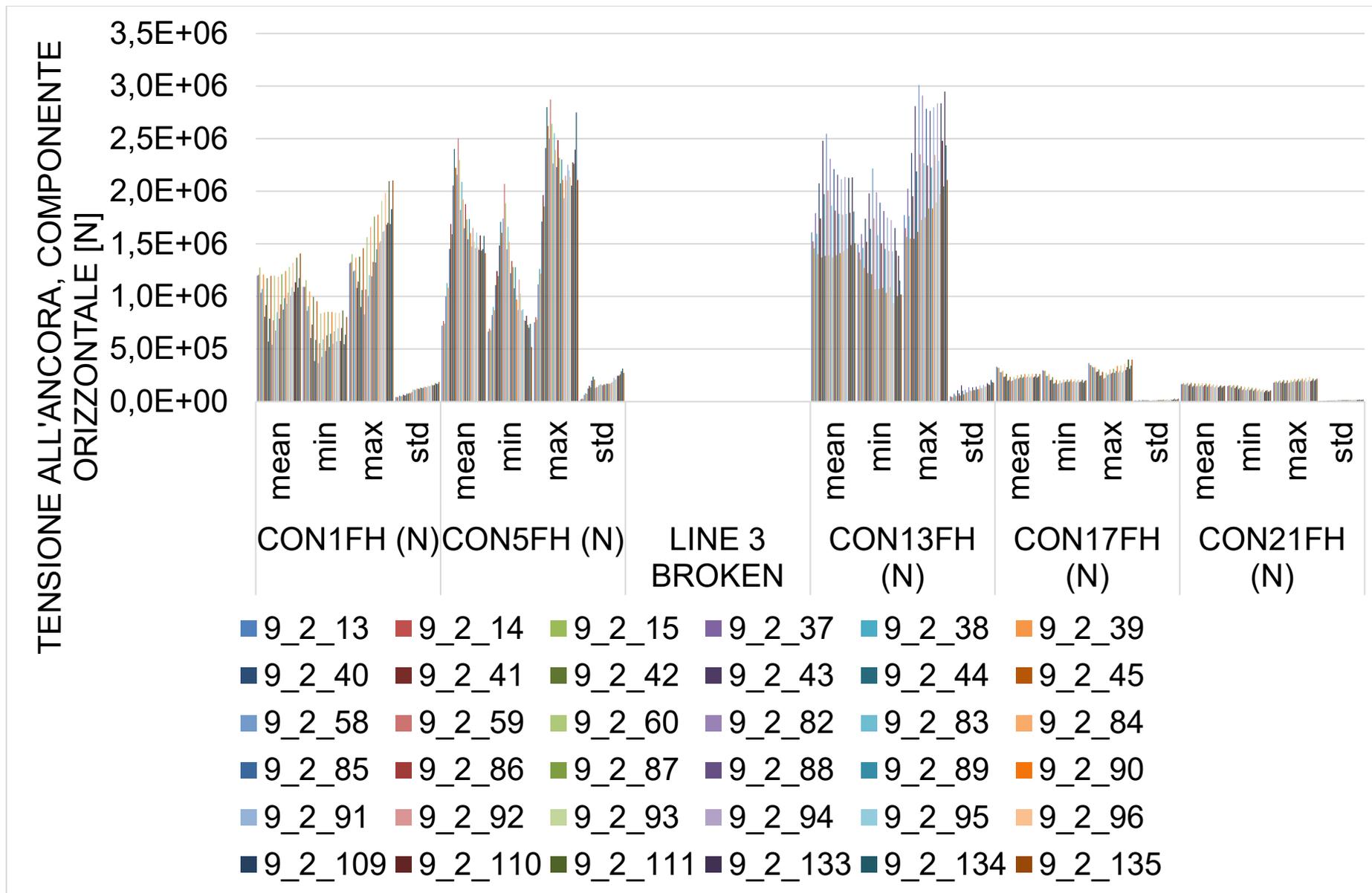


Figura 52: DLC9.2, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

#### 7.4.1.6 DLC 10.1

Si prega di fare riferimento alla sezione 7.4 per maggiori dettagli su come questo DLC è stato simulato.

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: è stata considerata solo la direzione d'onda che dà i peggiori carichi di ormeggio (60 gradi), poiché è stato concordato con il cliente che deve essere controllato un sottoinsieme limitato delle condizioni DLC10.1.
- Velocità del vento: velocità del vento del periodo di ritorno di 50 anni.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_10\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_210\_v04.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 53
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 54
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 55
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 56
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 57

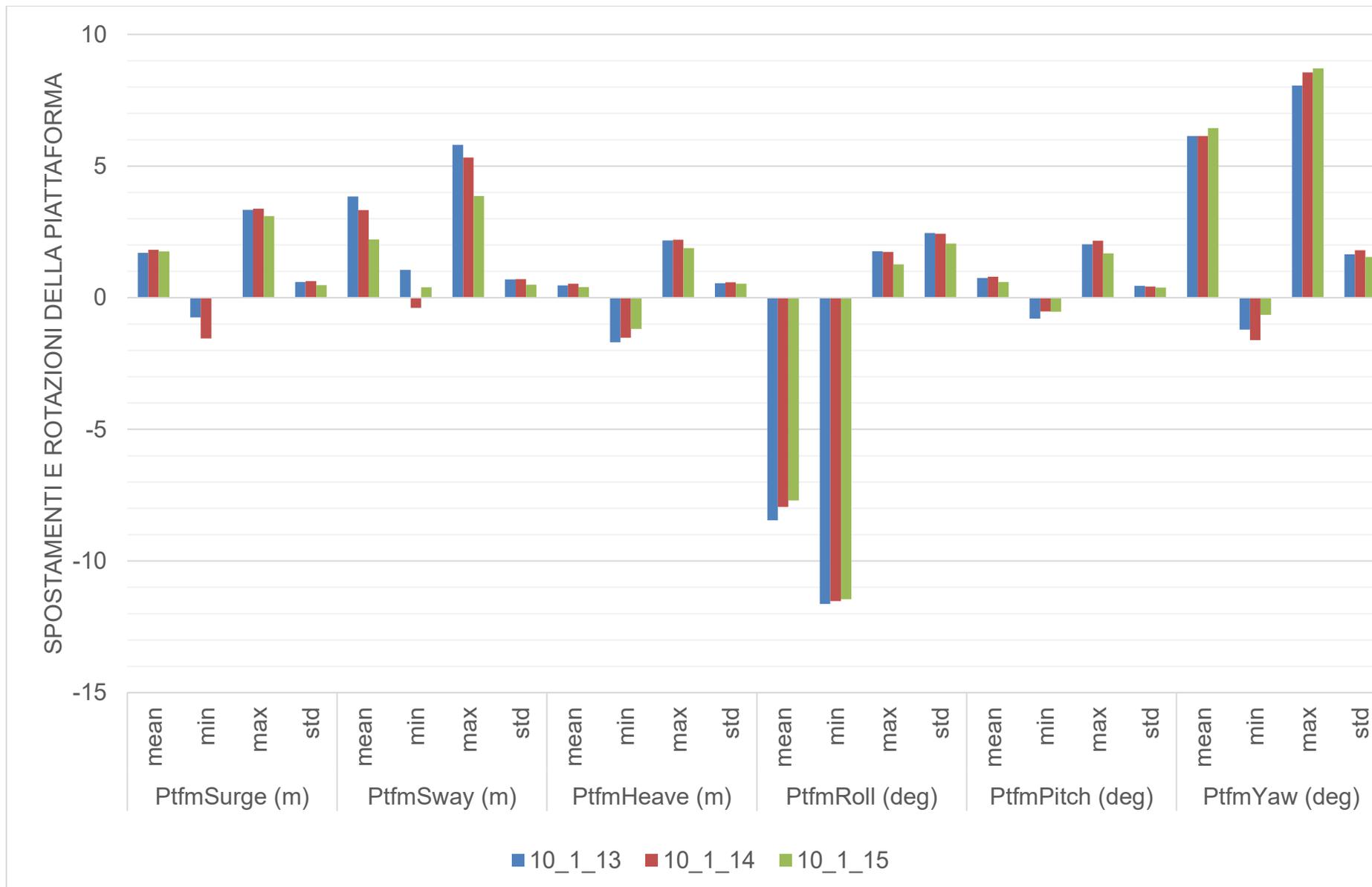


Figura 53: DLC10.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

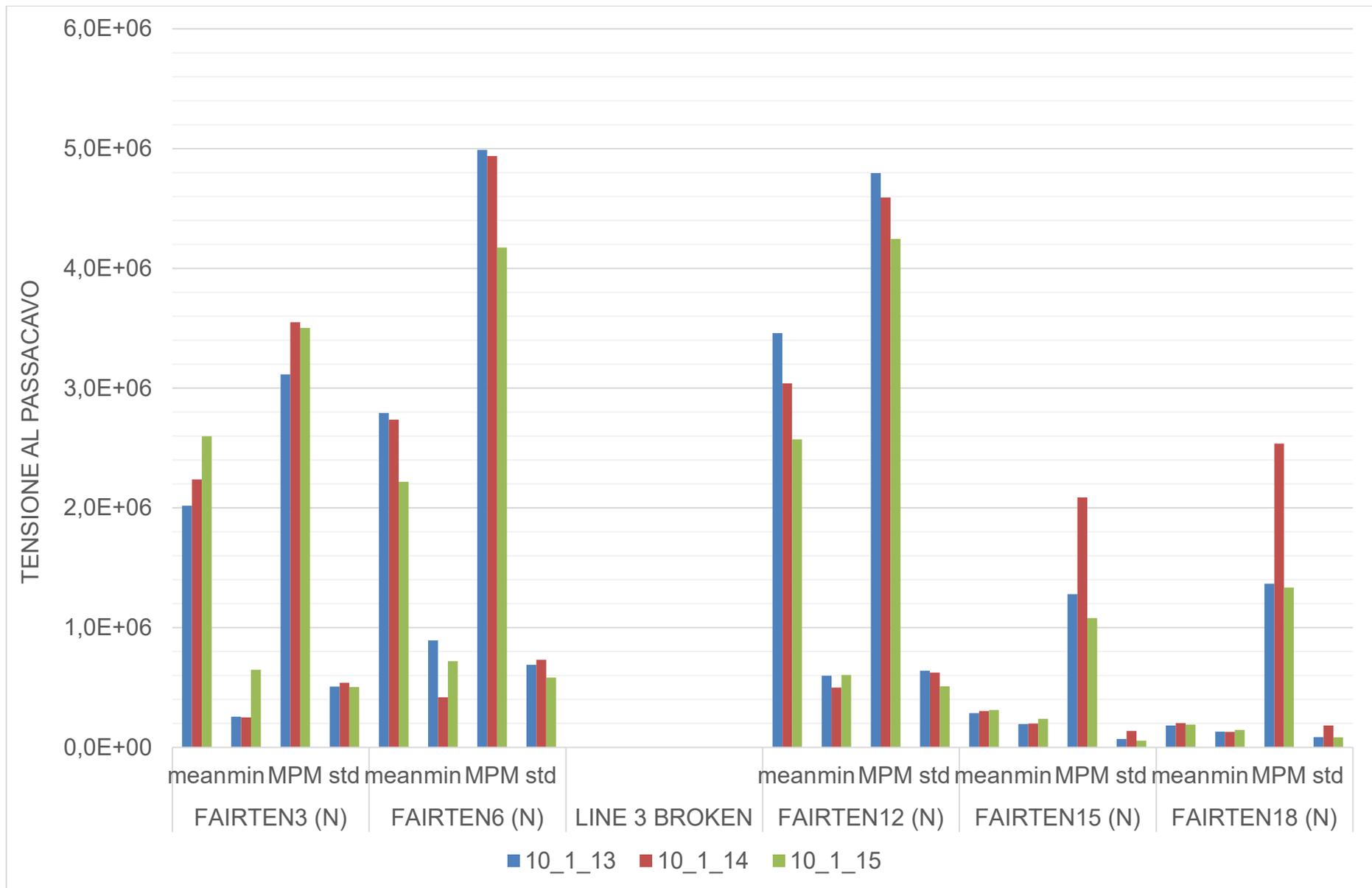


Figura 54: DLC10.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

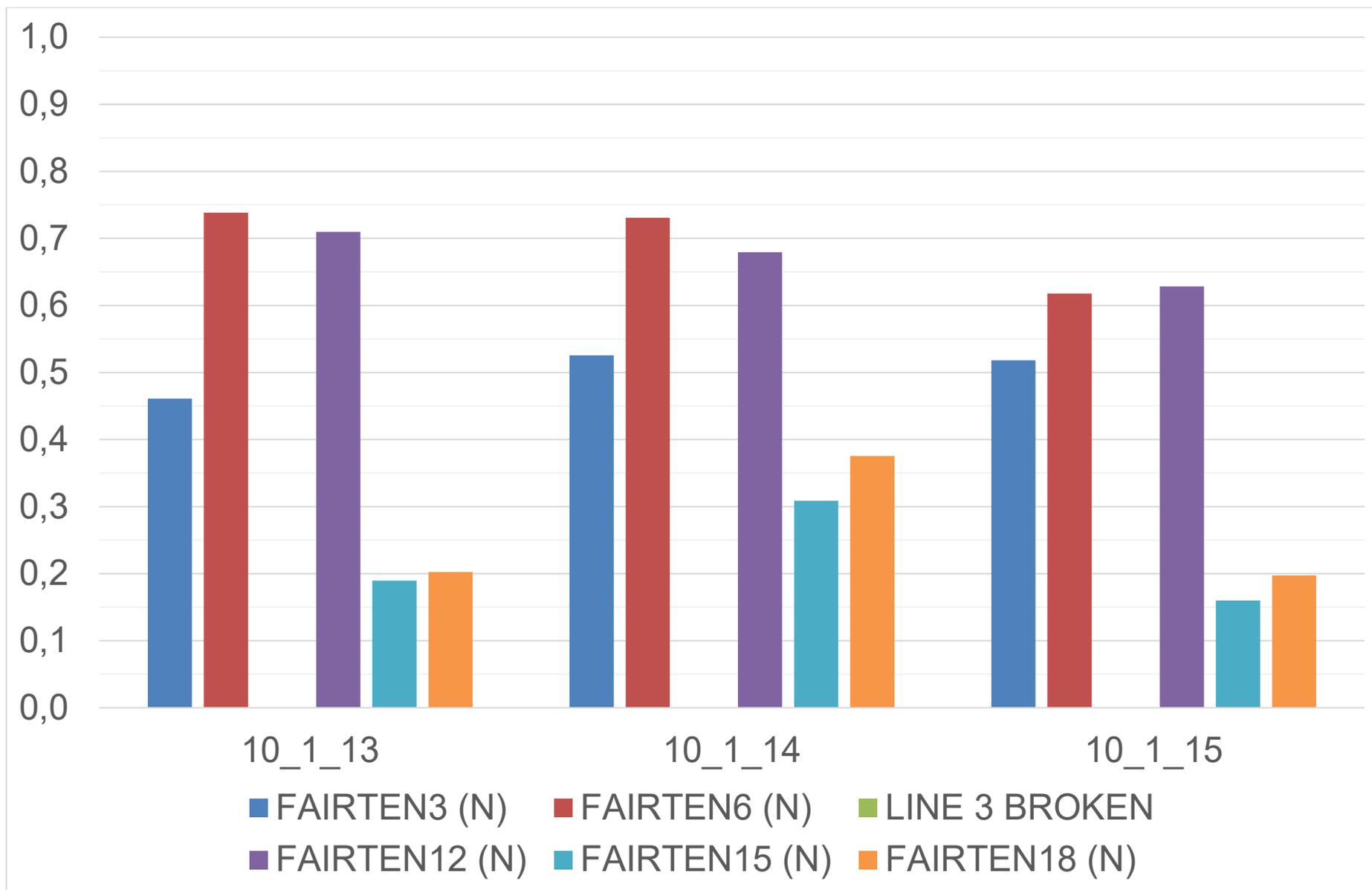


Figura 55: DLC10.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

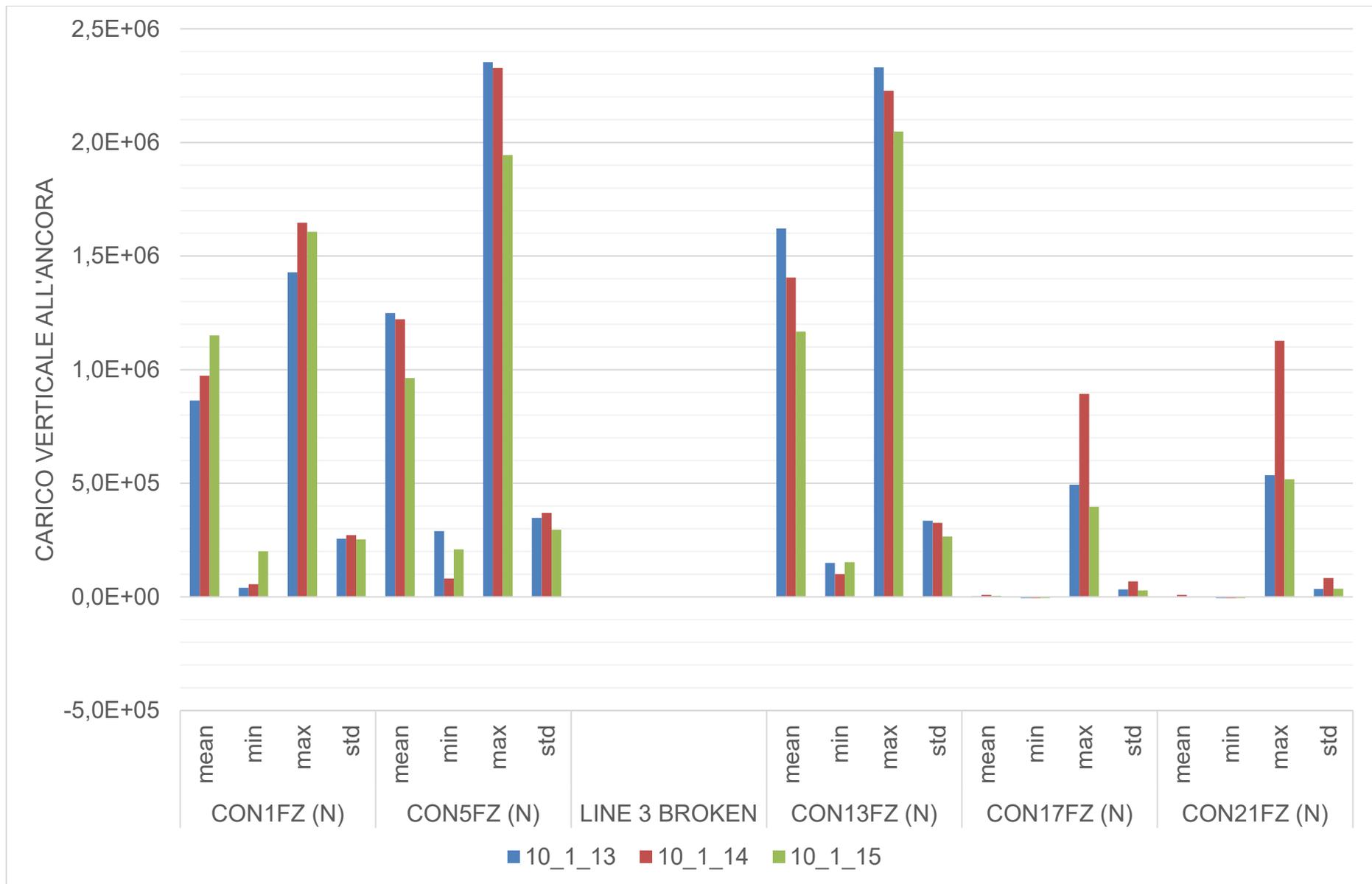


Figura 56: DLC10.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

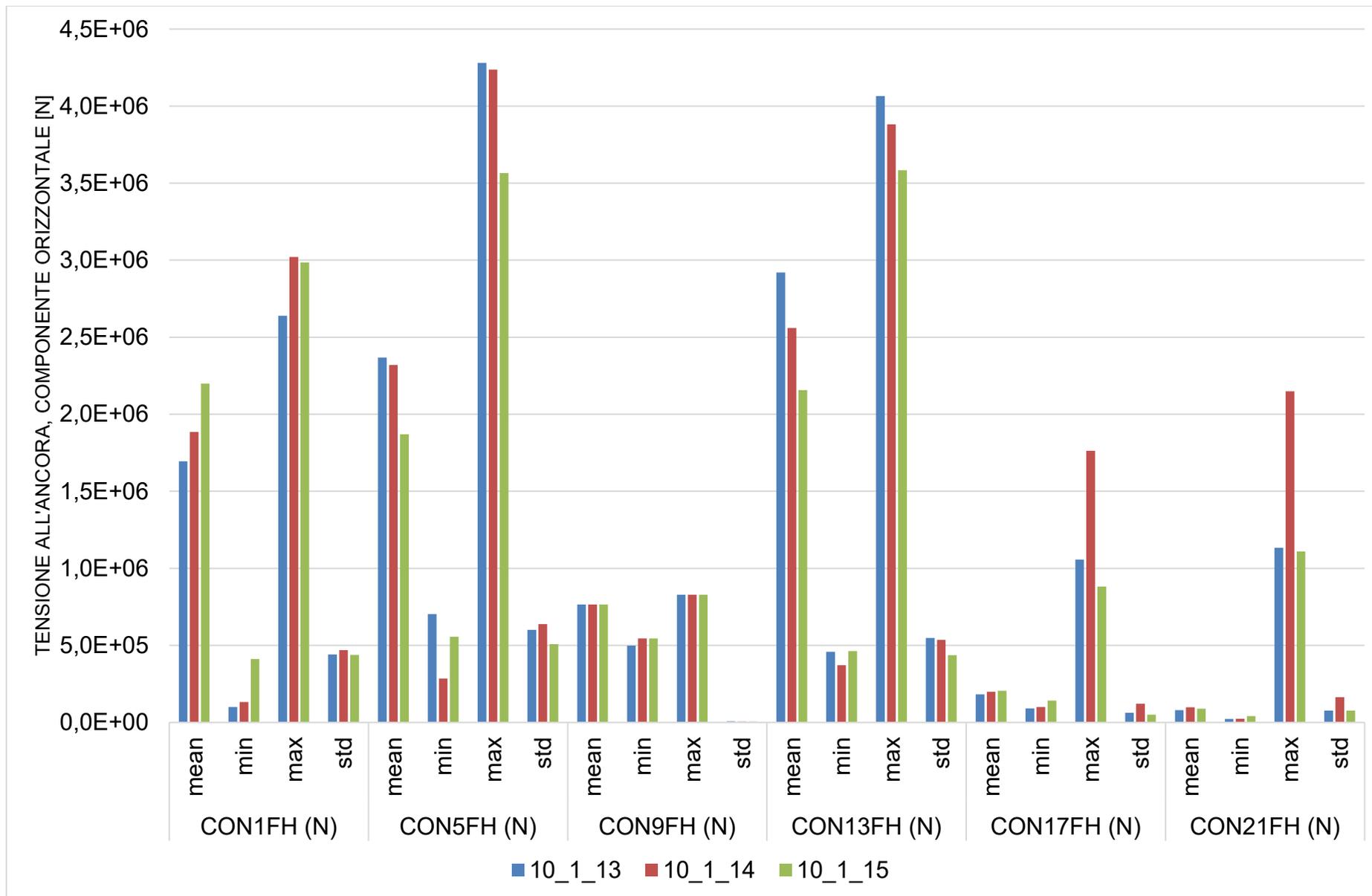


Figura 57: DLC10.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

#### 7.4.1.7 DLC 10.2

Come DLC 10.1.

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_10\_2\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_210\_v04.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 58
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 59
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 60
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 61
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 62

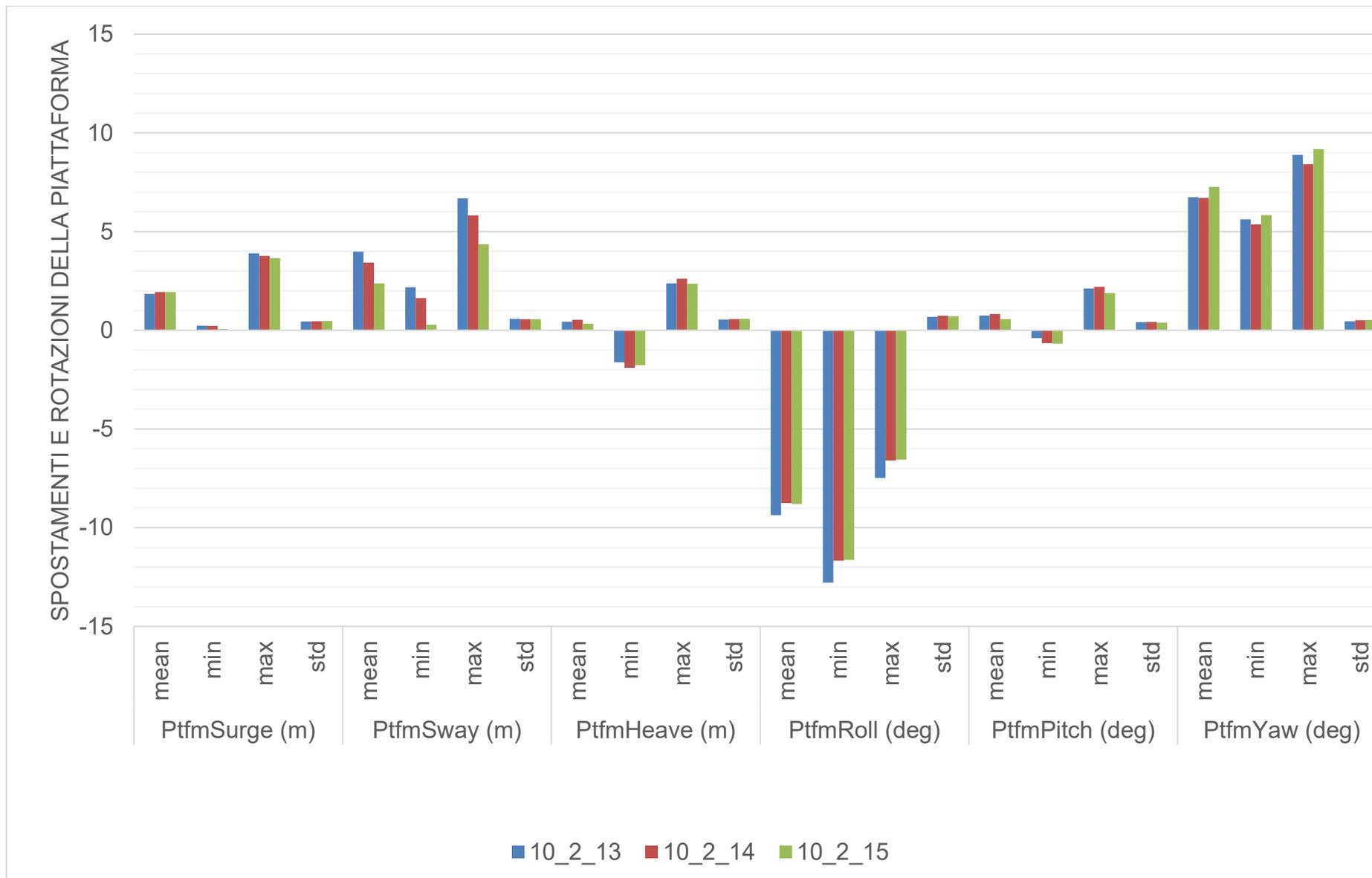


Figura 58: DLC10.2, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area A (210m)

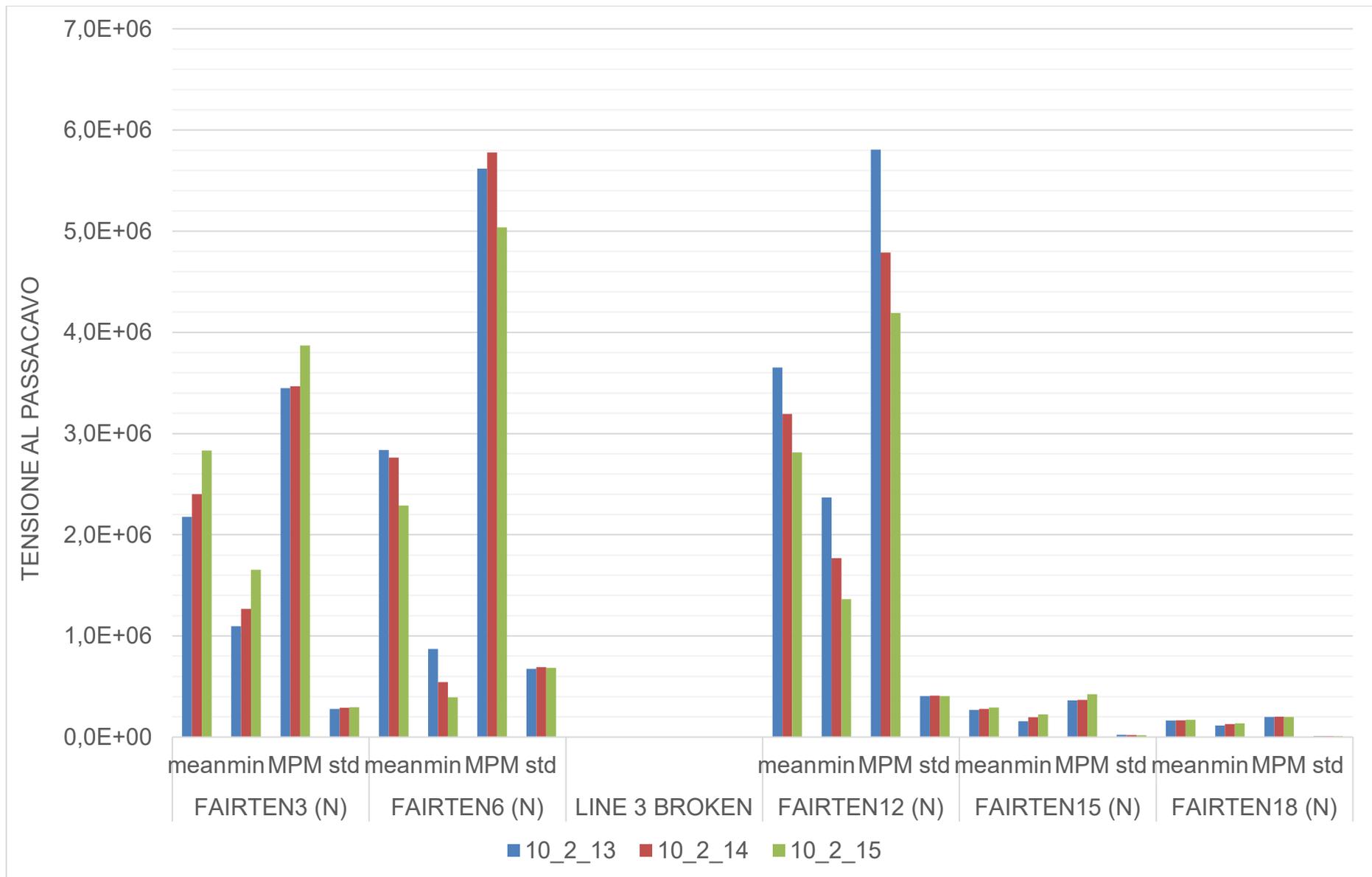


Figura 59: DLC10.2, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

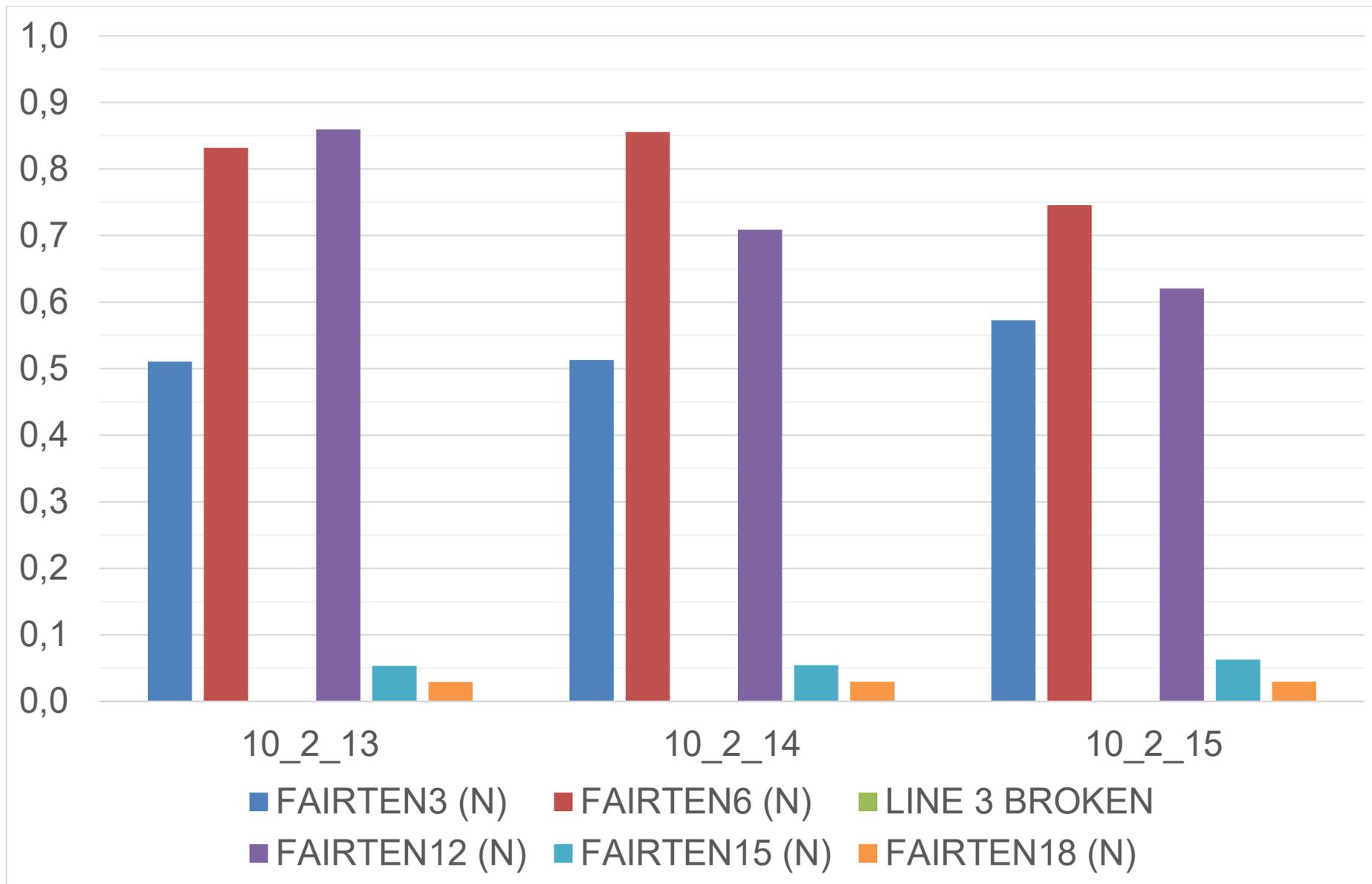


Figura 60: DLC10.2, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

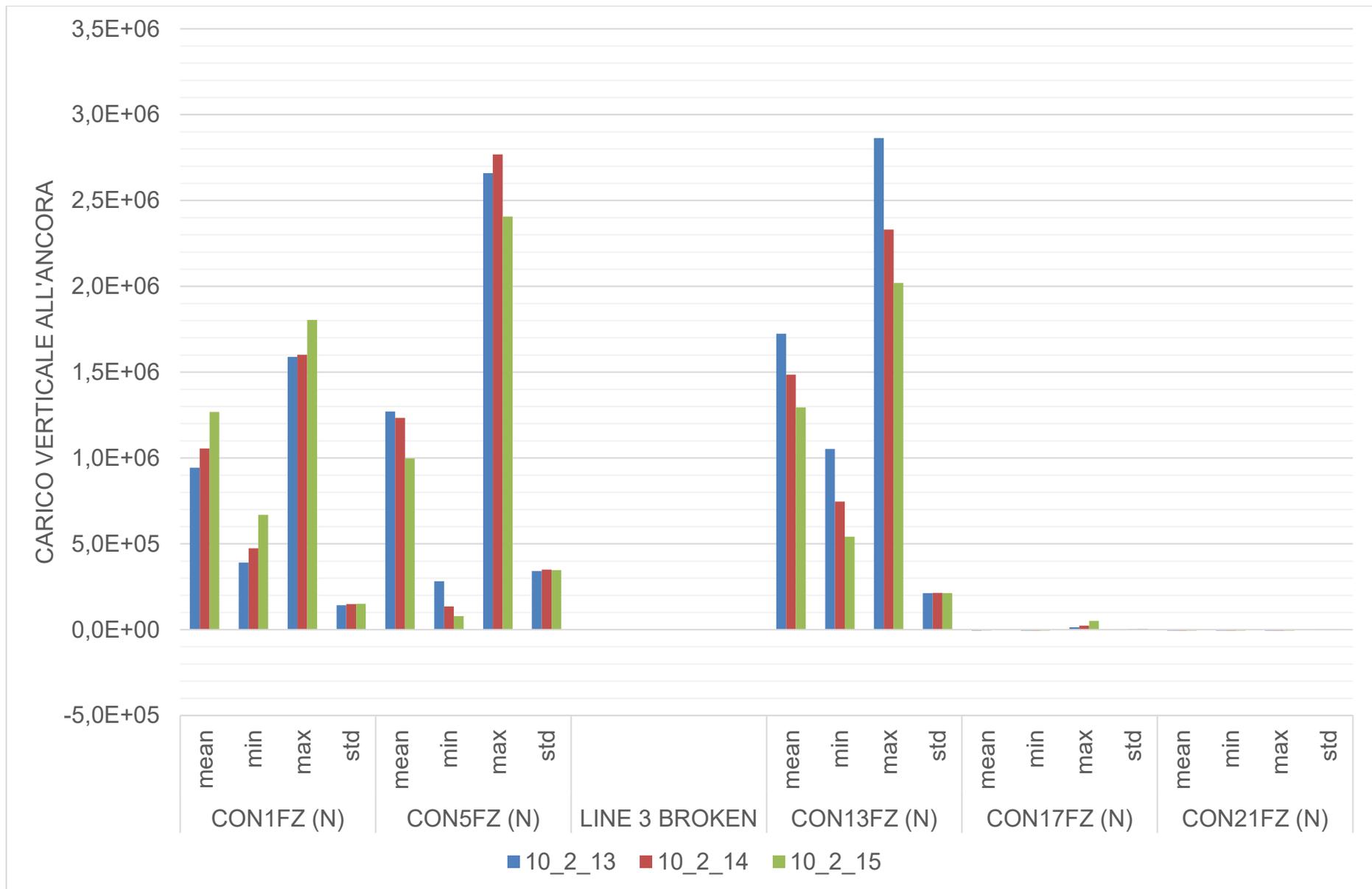


Figura 61: DLC10.2, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

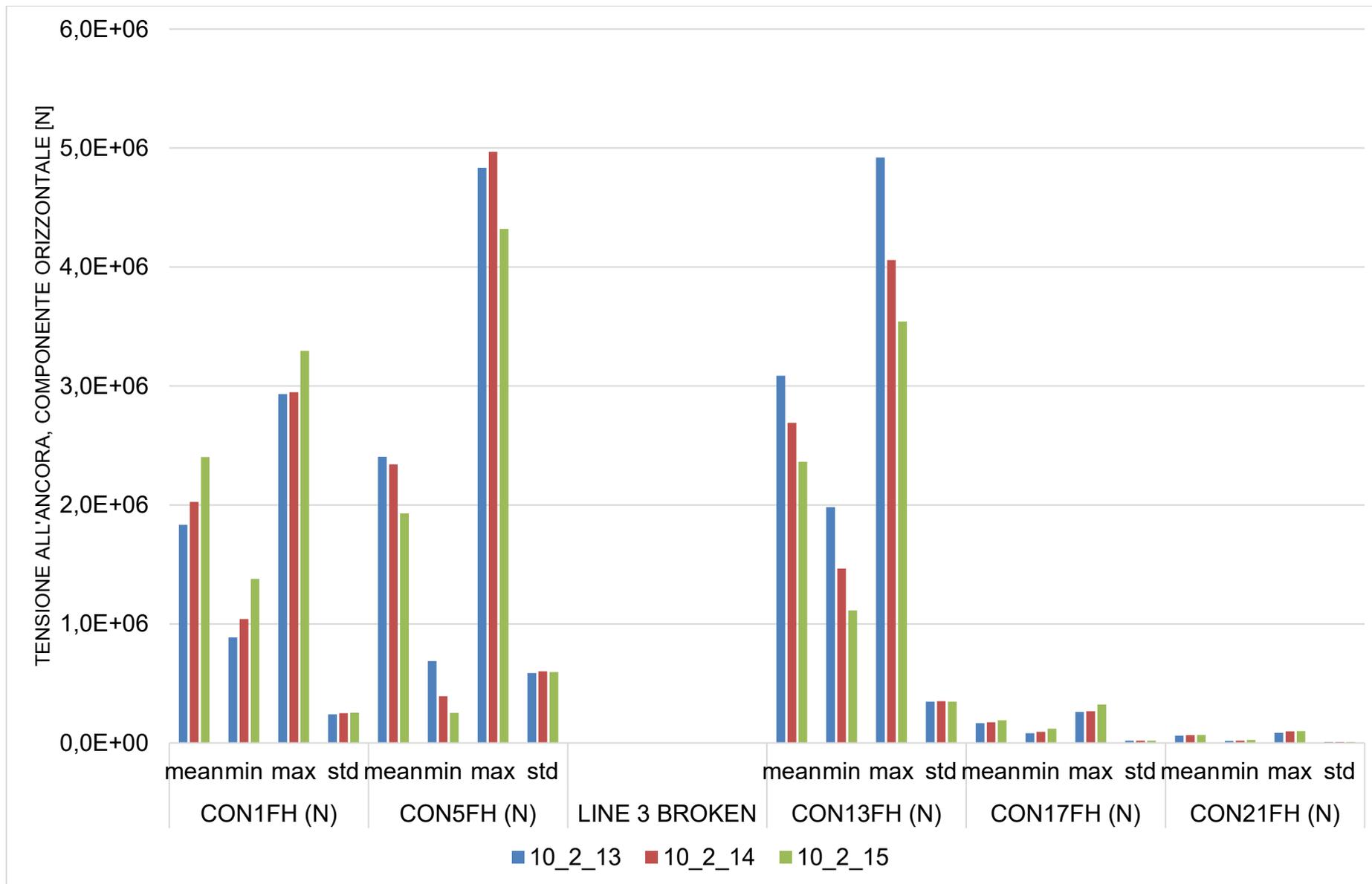


Figura 62: DLC10.2, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area A (210m)

## 7.4.2 Area B (profondità dell'acqua 375 m)

### 7.4.2.1 DLC 1.4

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento (all'inizio della simulazione – poi cambio di direzione a causa della raffica): 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.
- Direzione d'onda: collineare con la direzione iniziale del vento.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo:

*“\_ParametricExcel\_Summary\_1\_4\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_375\_v02.xlsx”:*

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 63
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 64
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 65
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 66
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 67

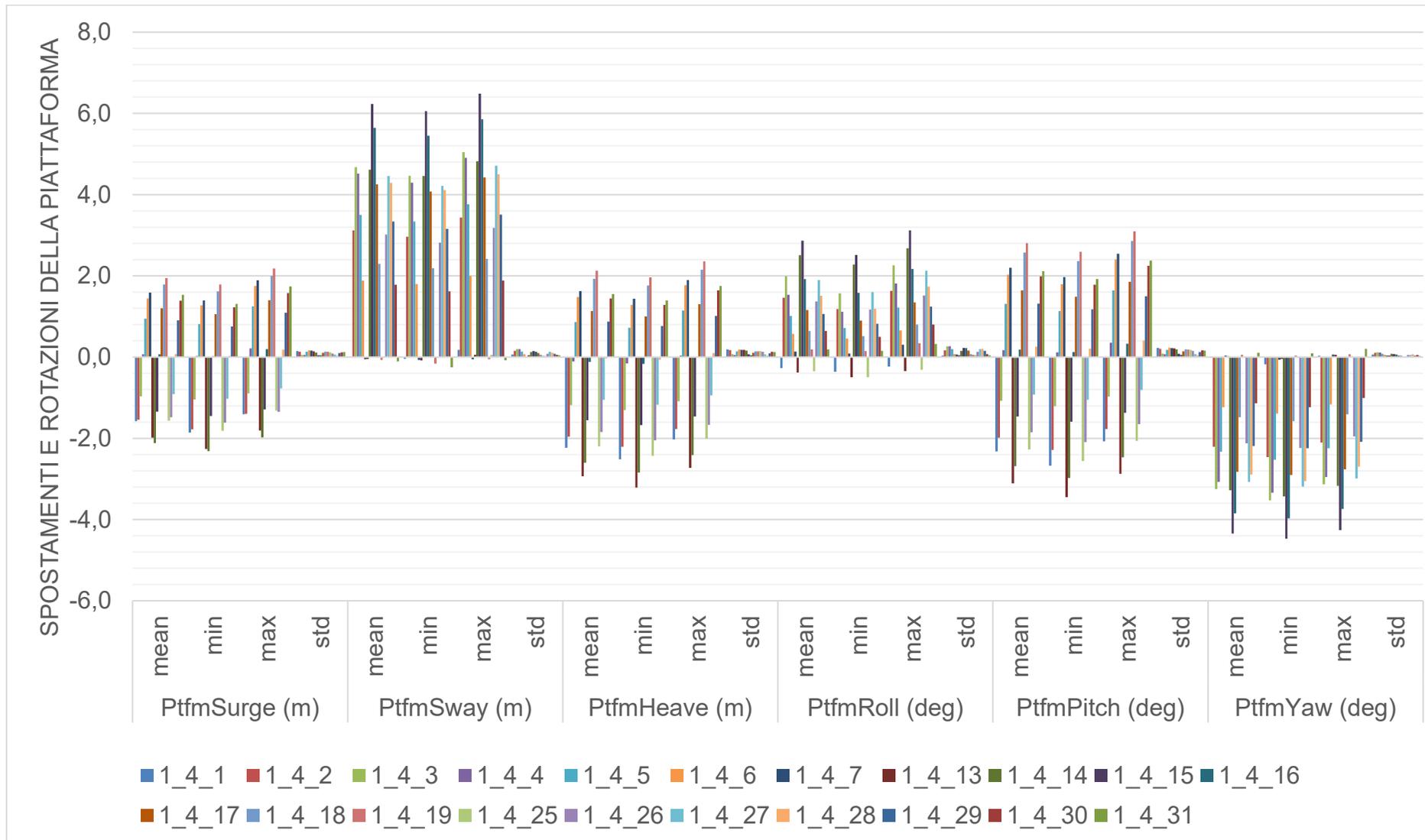


Figura 63: DLC1.4, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

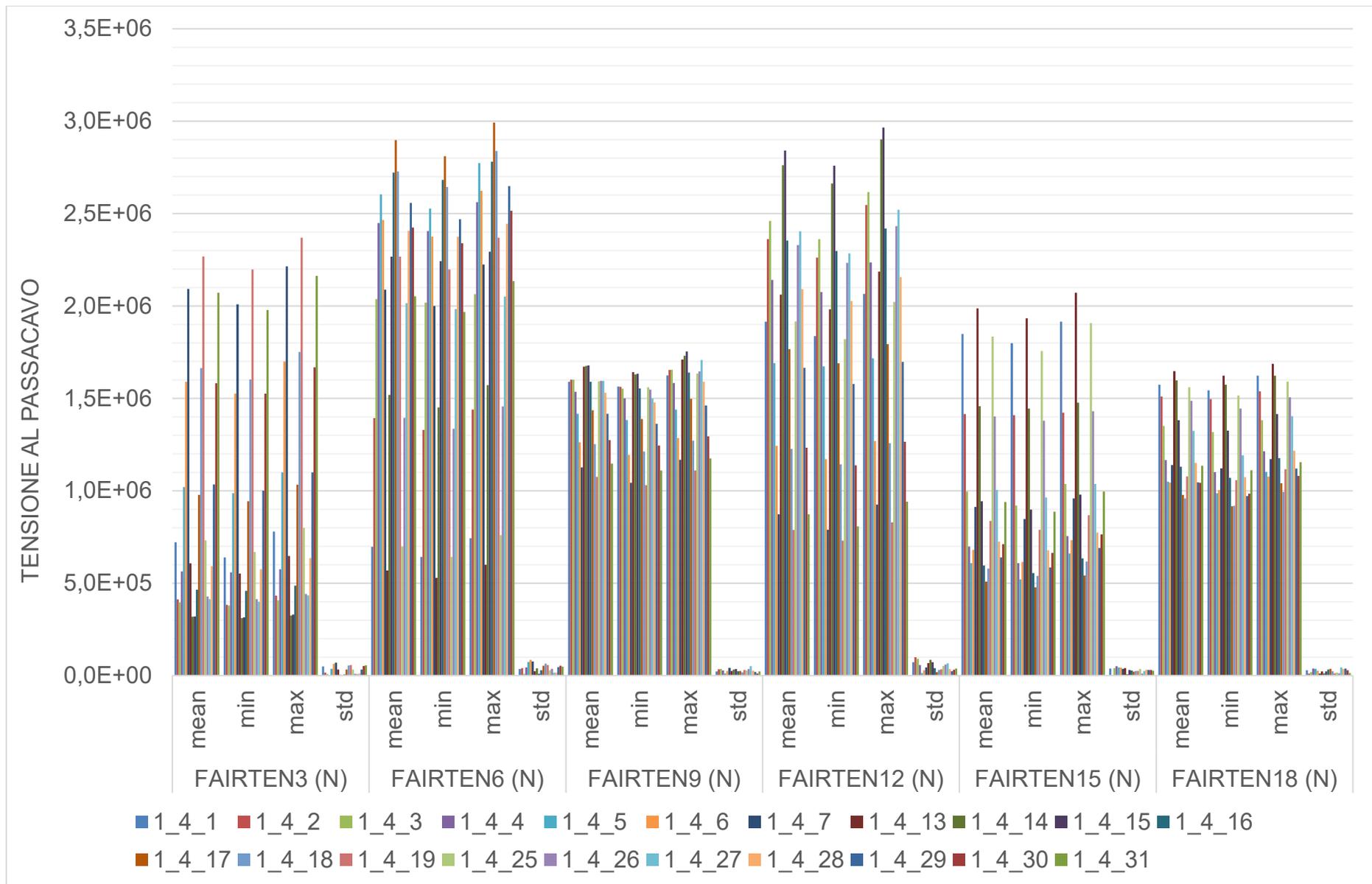


Figura 64: DLC1.4, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

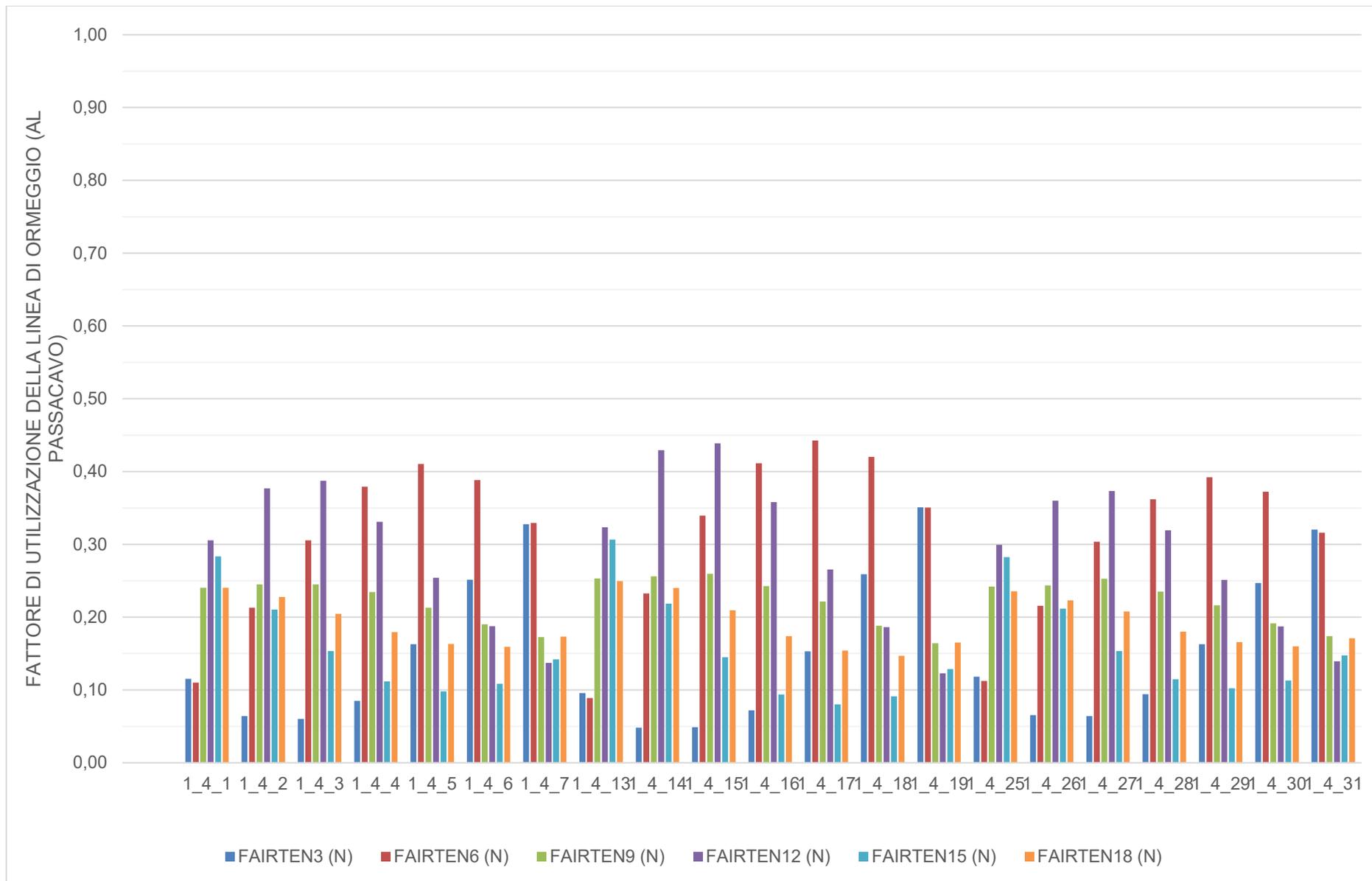


Figura 65: DLC1.4, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

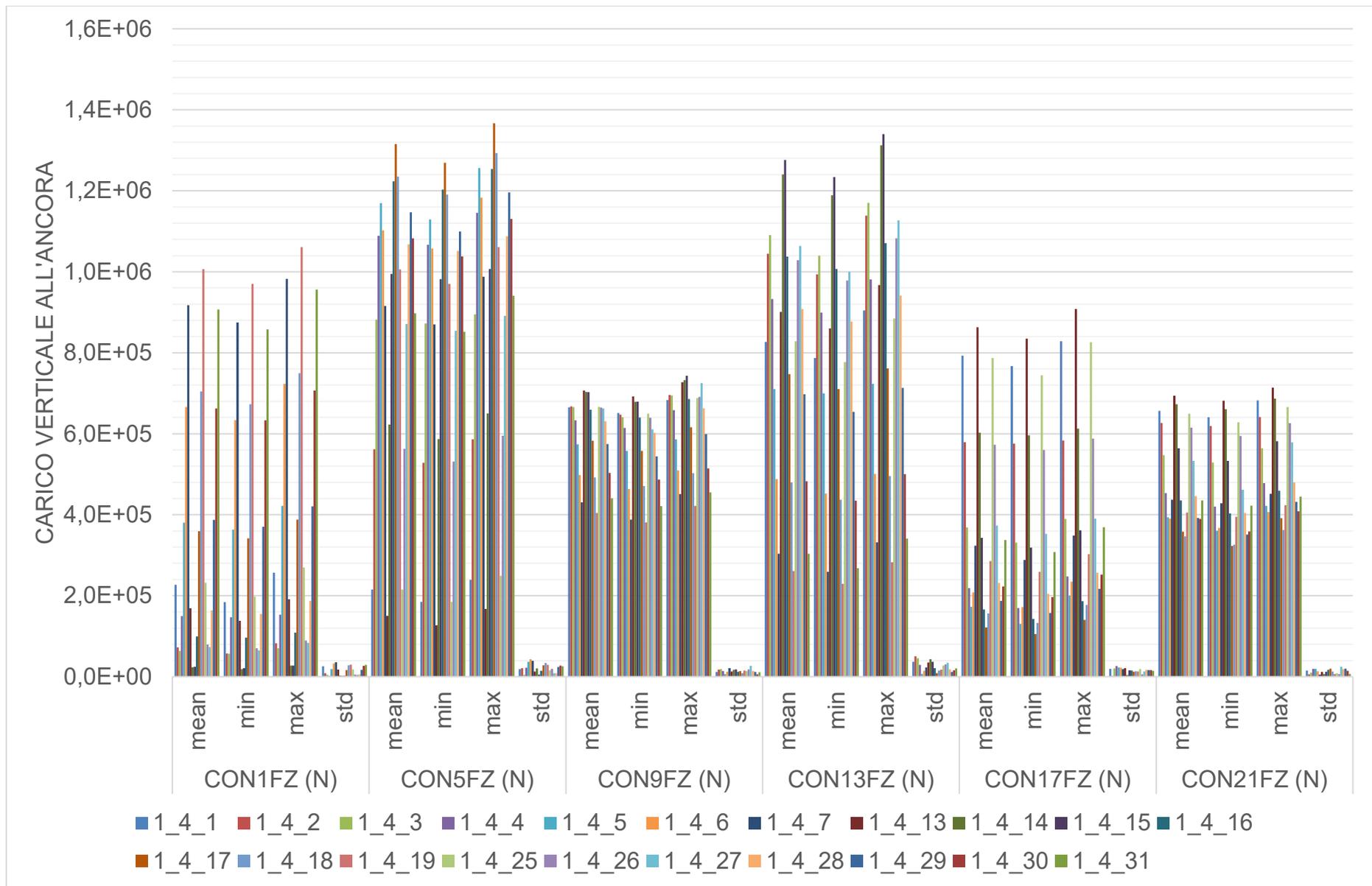


Figura 66: DLC1.4, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

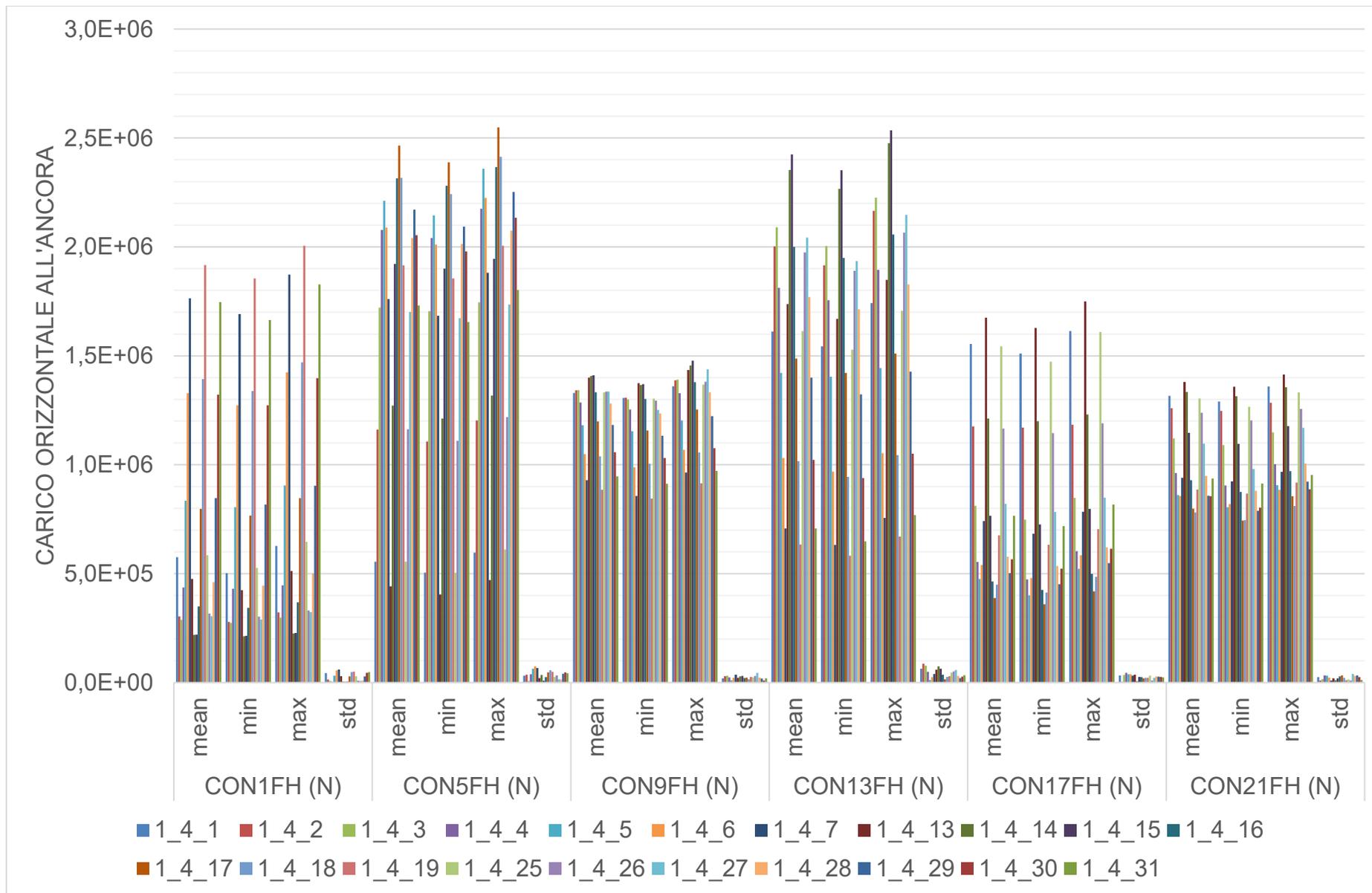


Figura 67: DLC1.4, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

#### 7.4.2.2 DLC 1.6

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: collineare con la direzione dell'onda
- Direzione d'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi per 3 m/s, 10,59 m/s e 23 m/s. DLC1.6 richiede una sola direzione da controllare, corrispondente alla direzione peggiore per il parametro di interesse. Per 3 m/s, 10.59 m/s e 23 m/s, una direzione d'onda di 60 gradi è quella che dà, costantemente, la tensione più alta nella linea. Pertanto, per le altre velocità del vento, viene controllata solo questa direzione.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "[\\_ParametricExcel\\_Summary\\_1\\_6\\_PtfmSym\\_3seeds\\_TABLE\\_Nemetun\\_375\\_v02.xlsx](#)":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 68
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 69
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 70
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 71
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 72

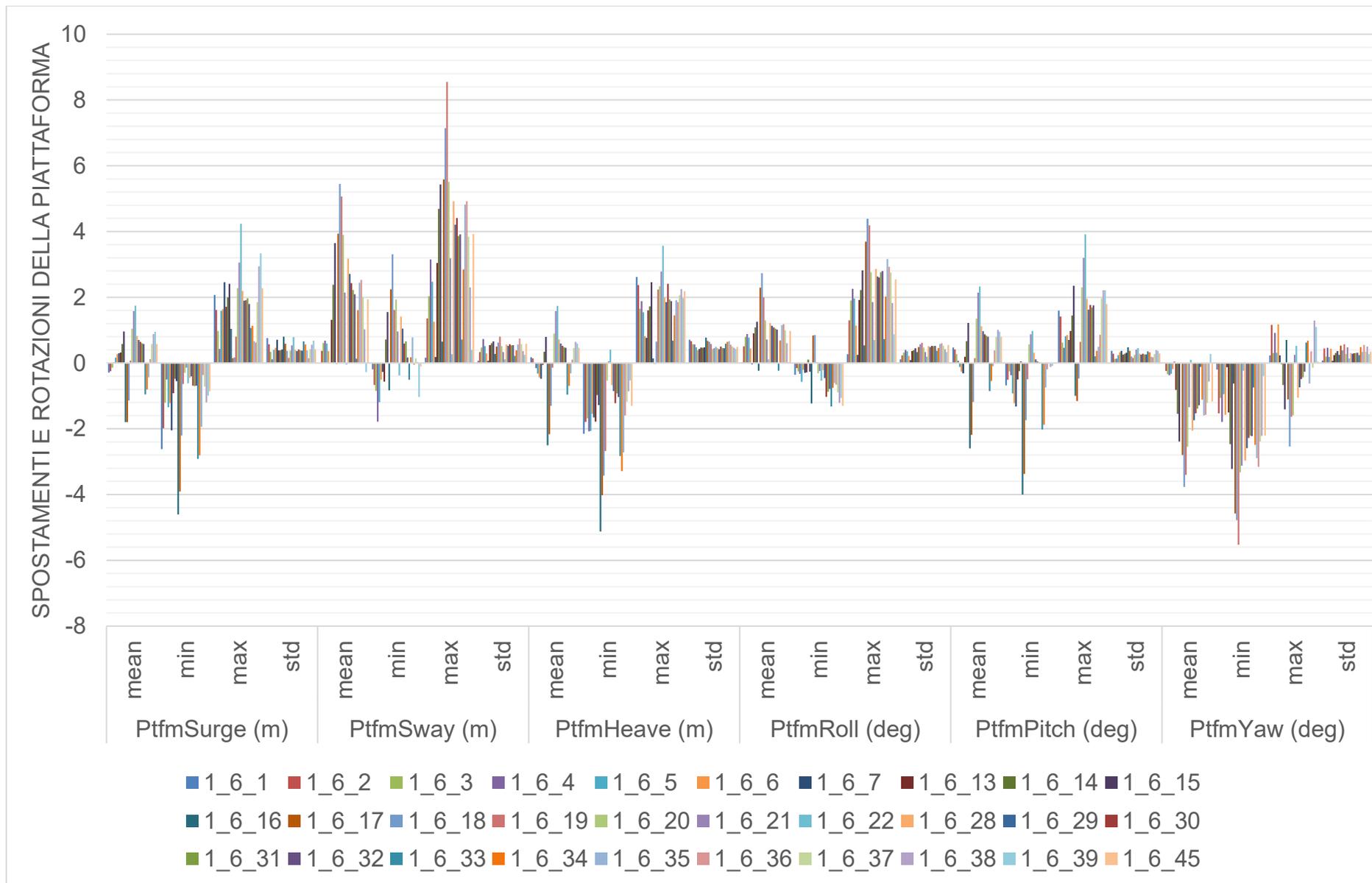


Figura 68: DLC1.6, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

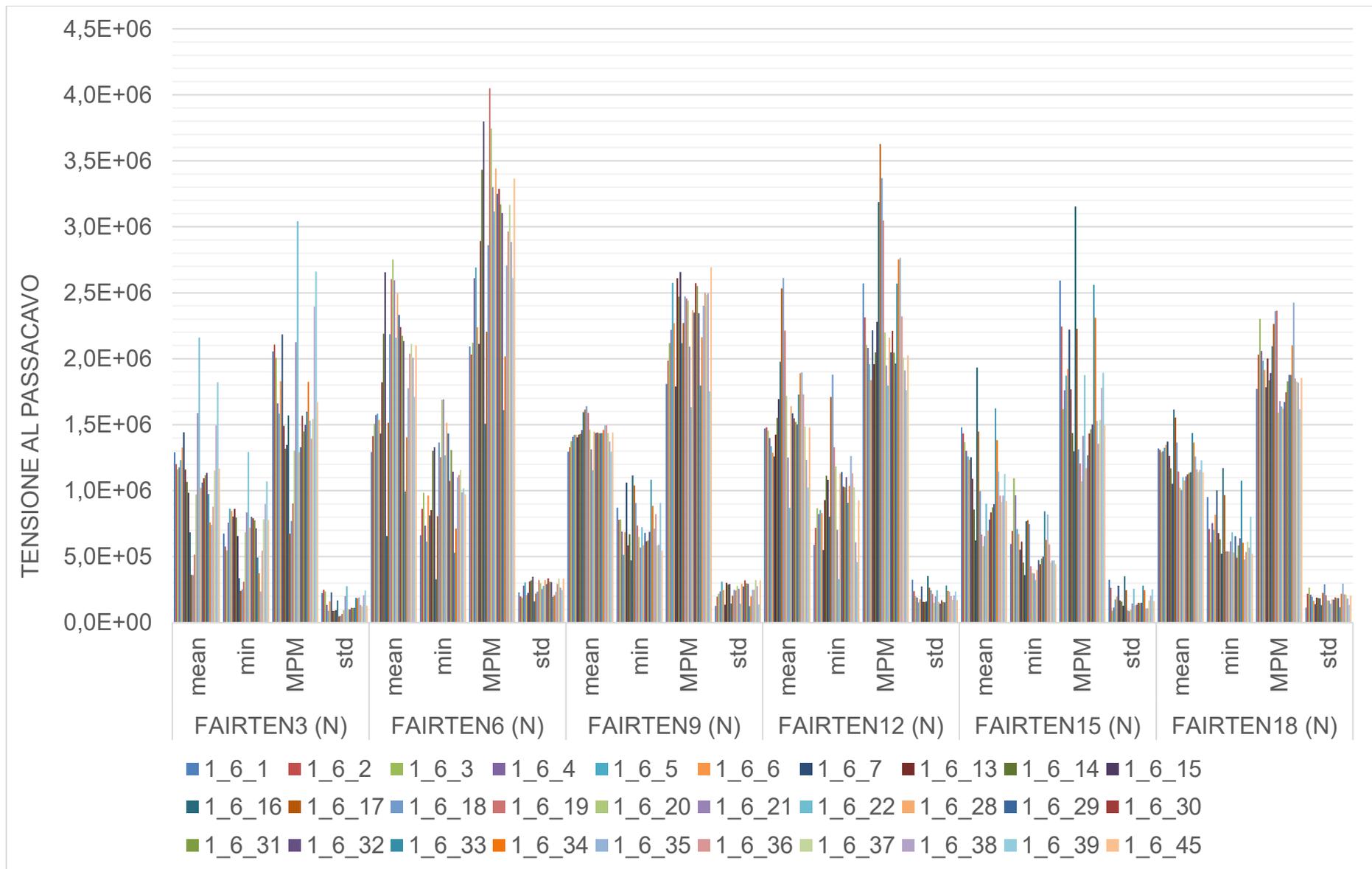


Figura 69: DLC1.6, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

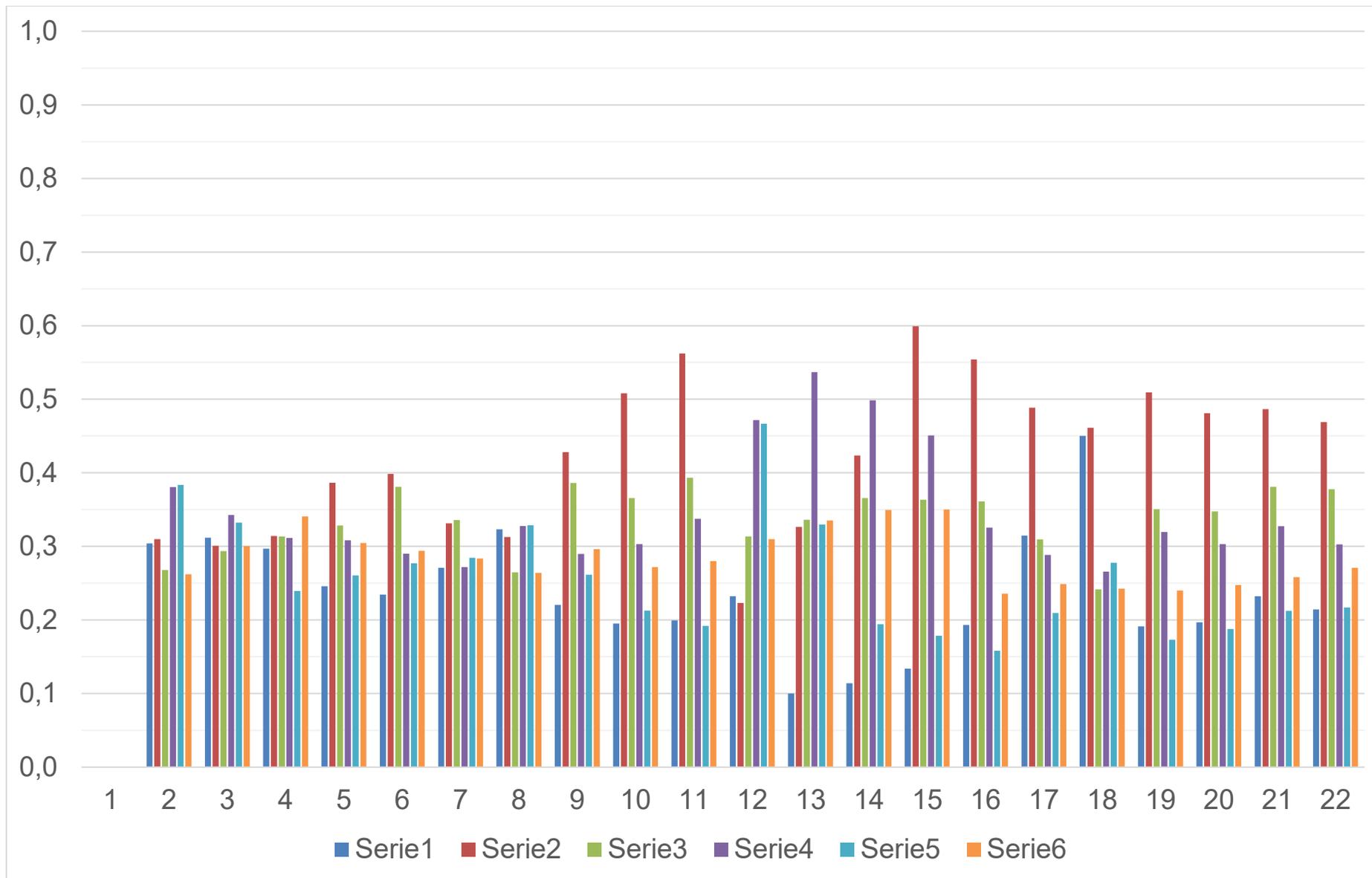


Figura 70: DLC1.6, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

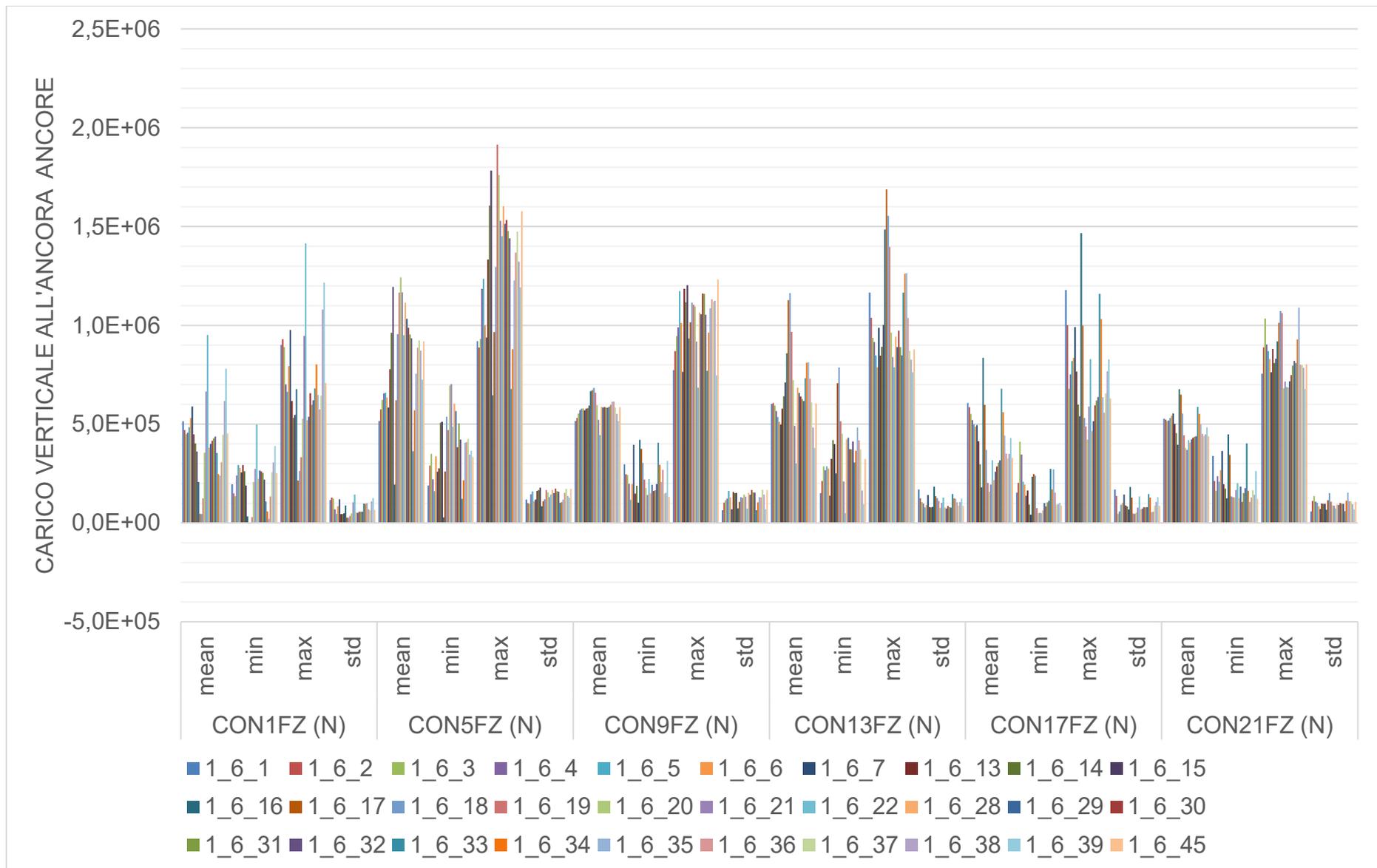


Figura 71: DLC1.6, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

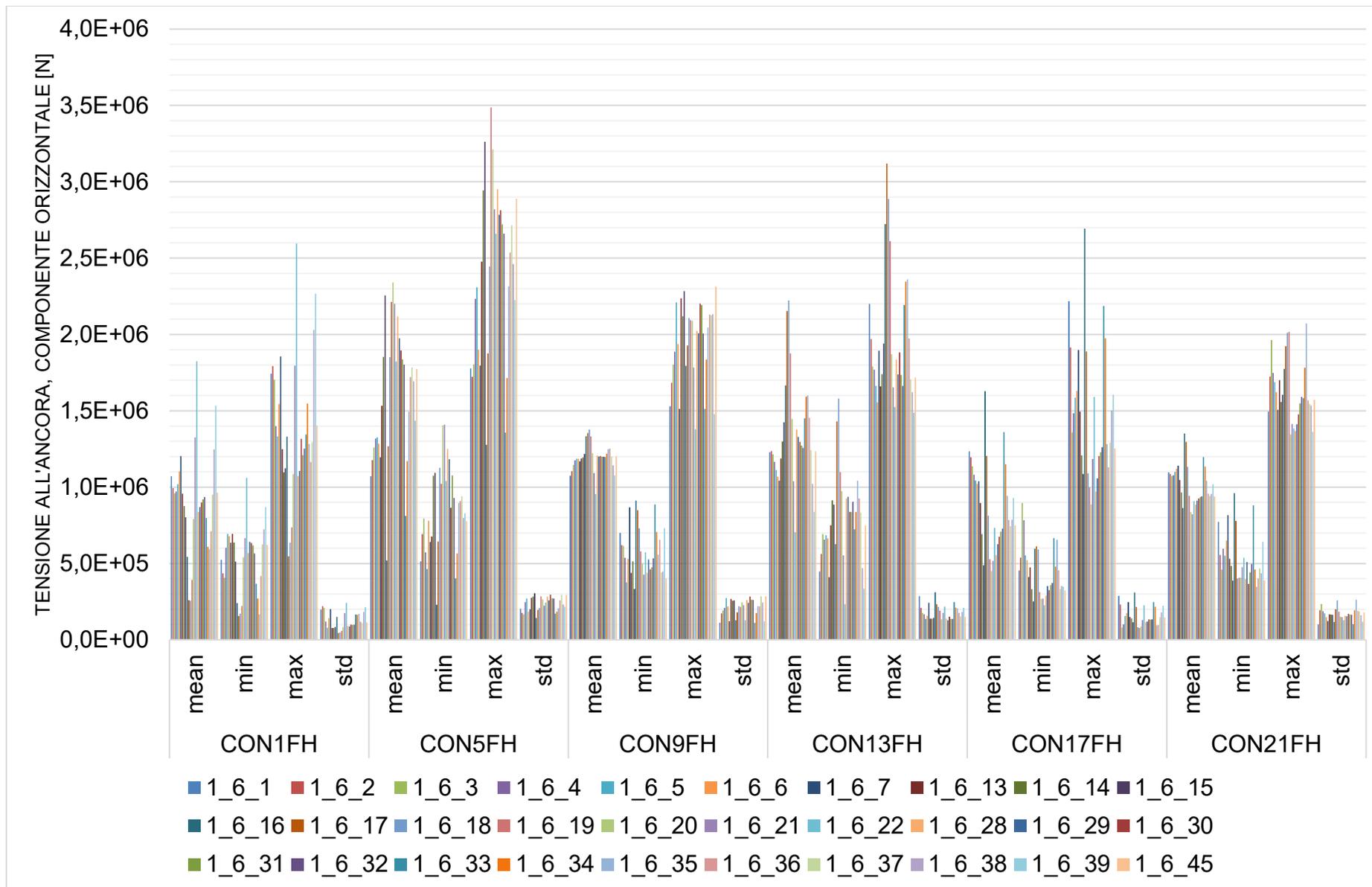


Figura 72: DLC1.6, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

#### 7.4.2.3 DLC 6.1

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_6\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_375\_v02.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 73
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 74
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 75
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 76
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 77

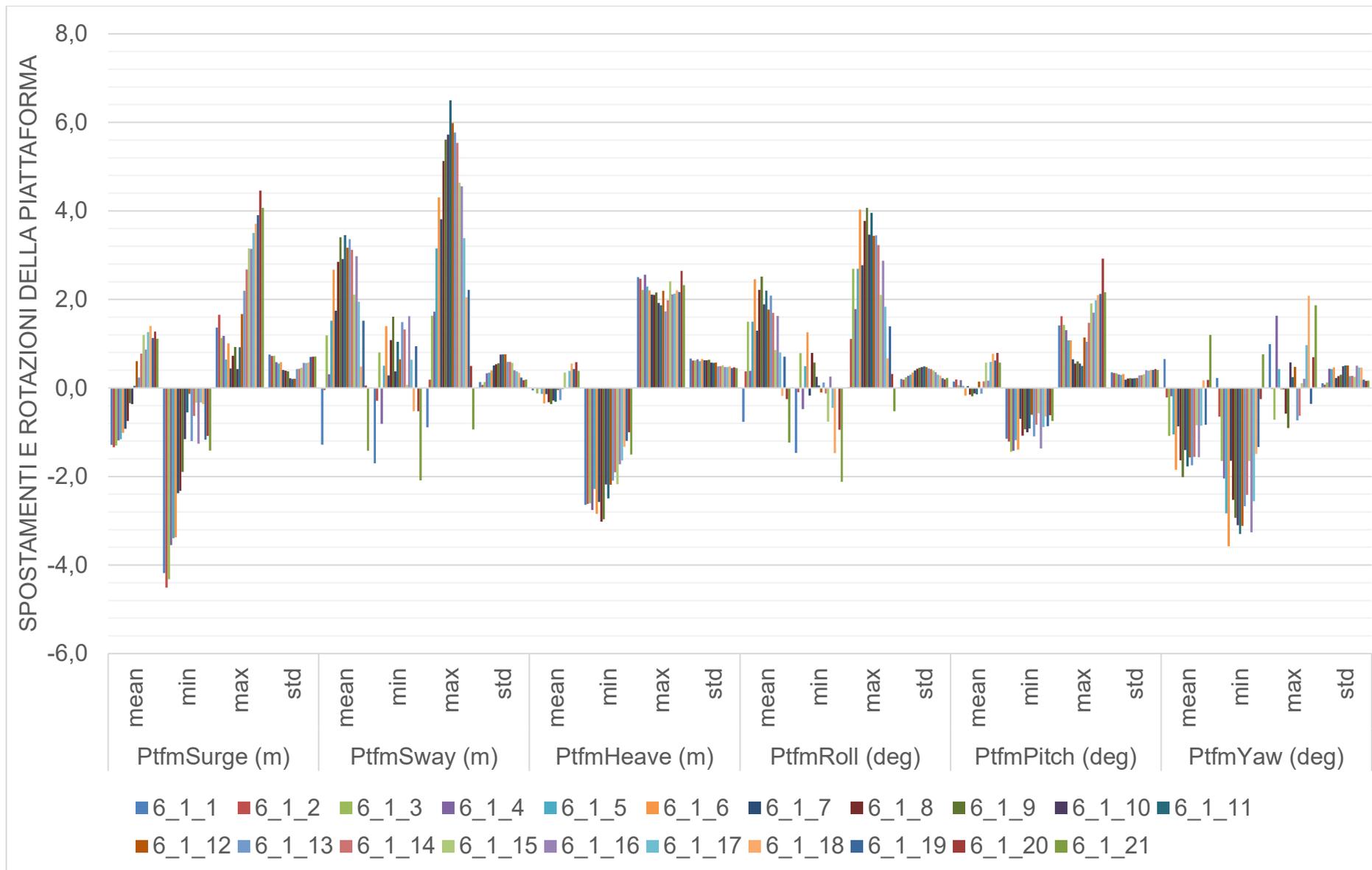


Figura 73: DLC6.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

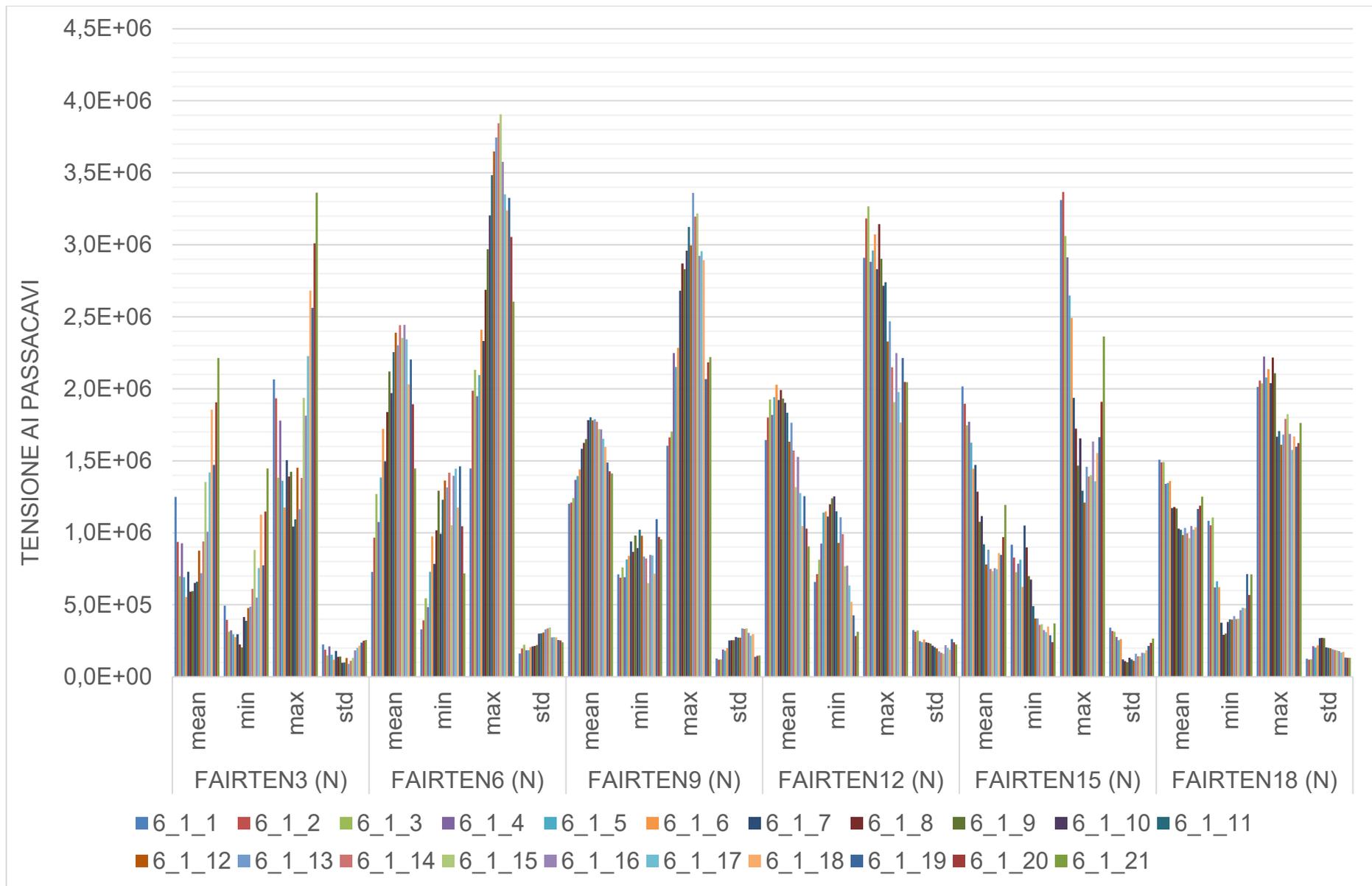


Figura 74: DLC6.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

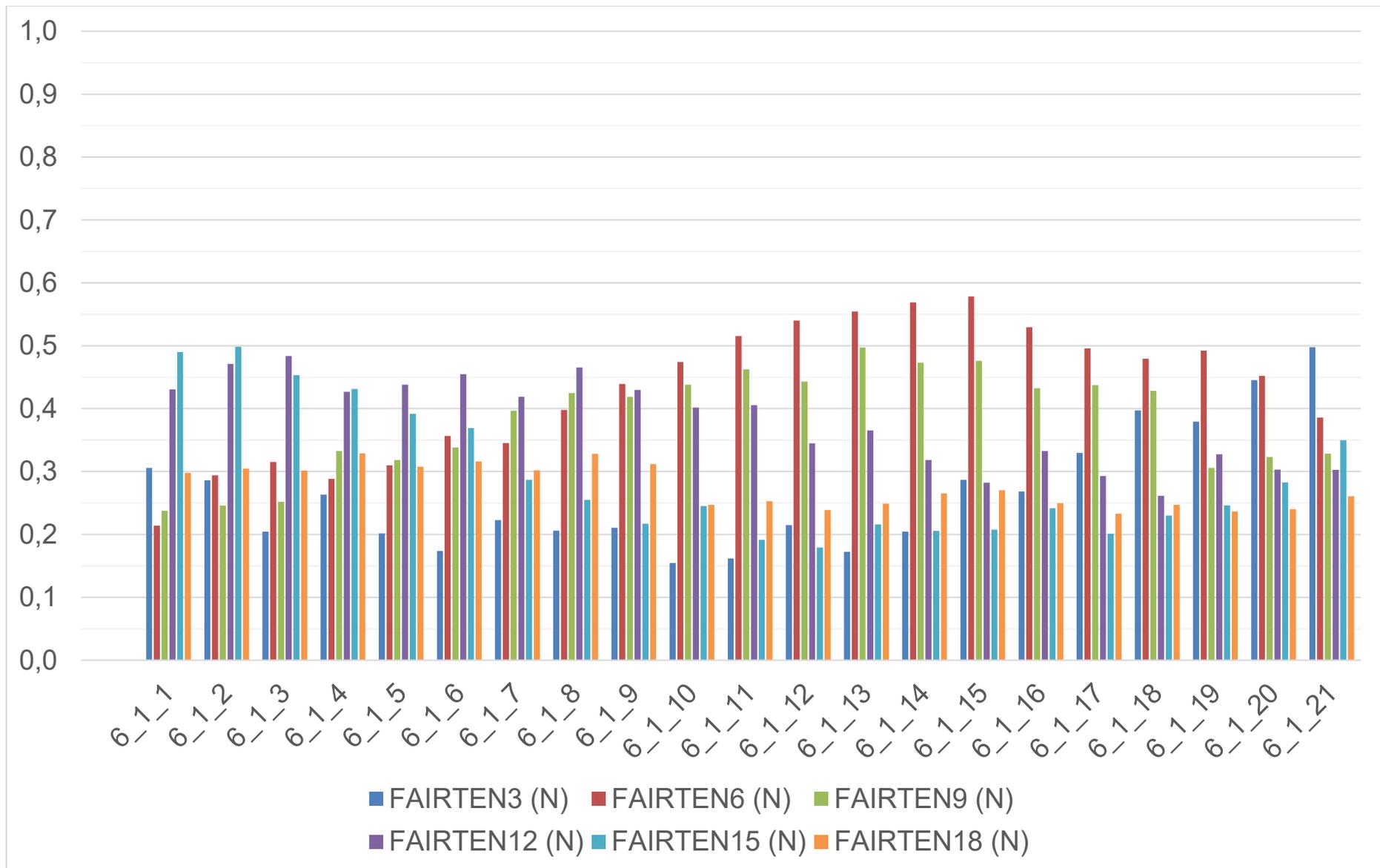


Figura 75: DLC6.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

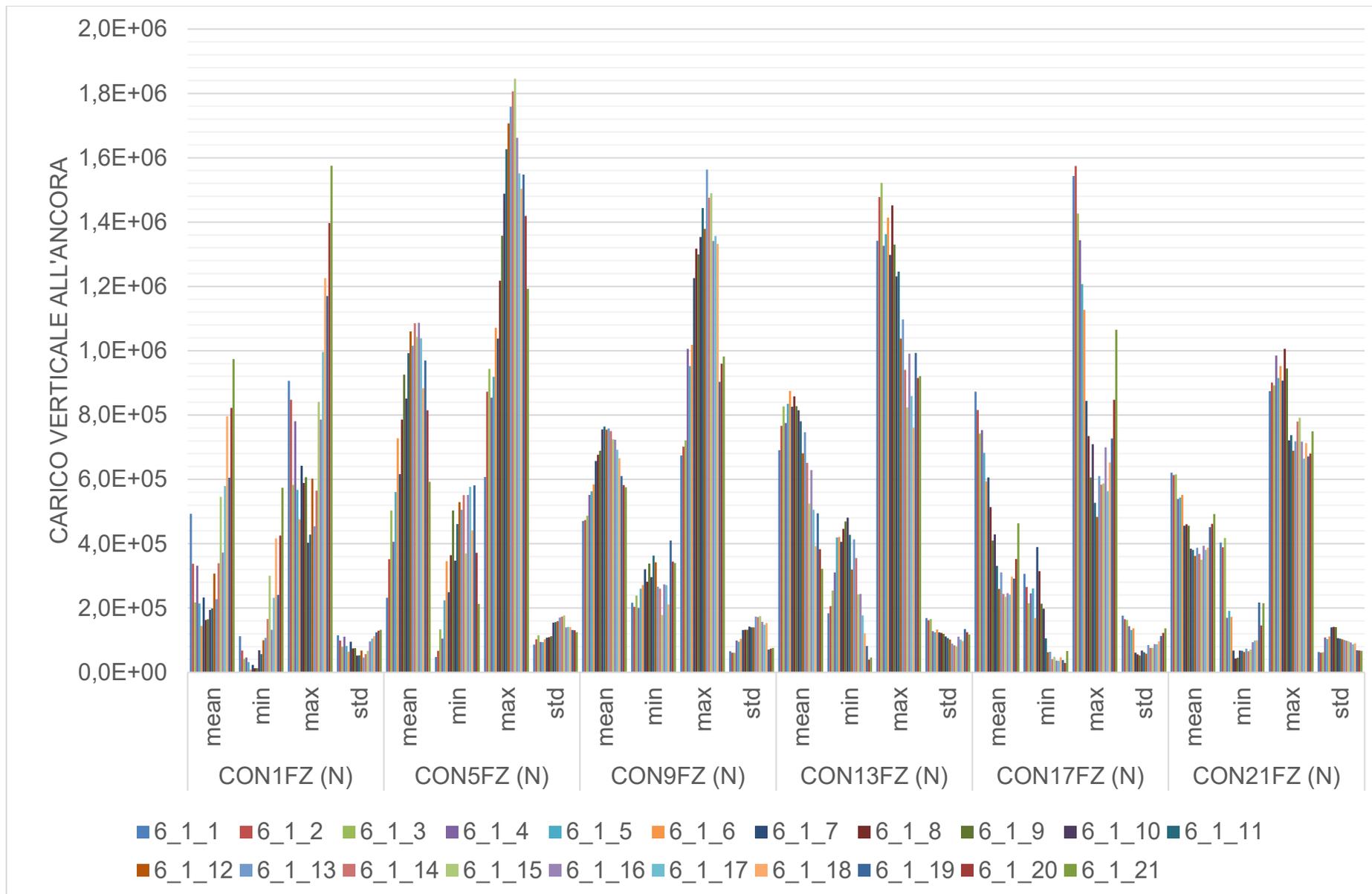


Figura 76: DLC6.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

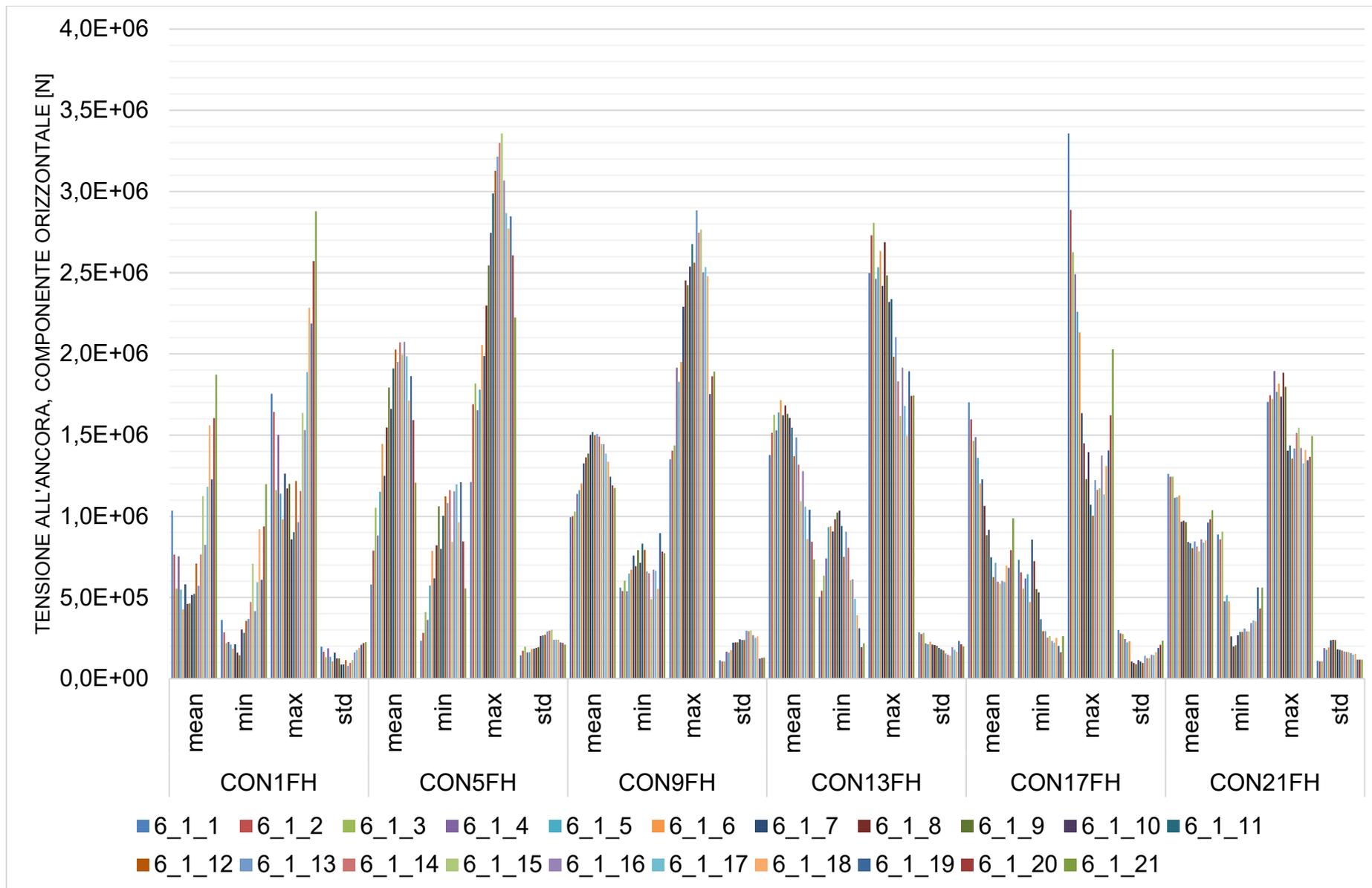


Figura 77: DLC6.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

#### 7.4.2.4 DLC 9.1

Si prega di fare riferimento alla sezione 7.4 per maggiori dettagli su come questo DLC è stato simulato.

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: è stata considerata solo la direzione d'onda che dà i peggiori carichi di ormeggio (60 gradi), poiché è stato concordato con il cliente che deve essere controllato un sottoinsieme limitato delle condizioni DLC9.1.
- Velocità del vento: 3 m/s, 5 m/s, 7 m/s, 9 m/s, 10.59 m/s, 13 m/s, 15 m/s, 17 m/s, 19 m/s, 21 m/s, 23 m/s, and 25 m/s.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_9\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_375\_v02.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 78
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 79
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 80
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 81
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 82

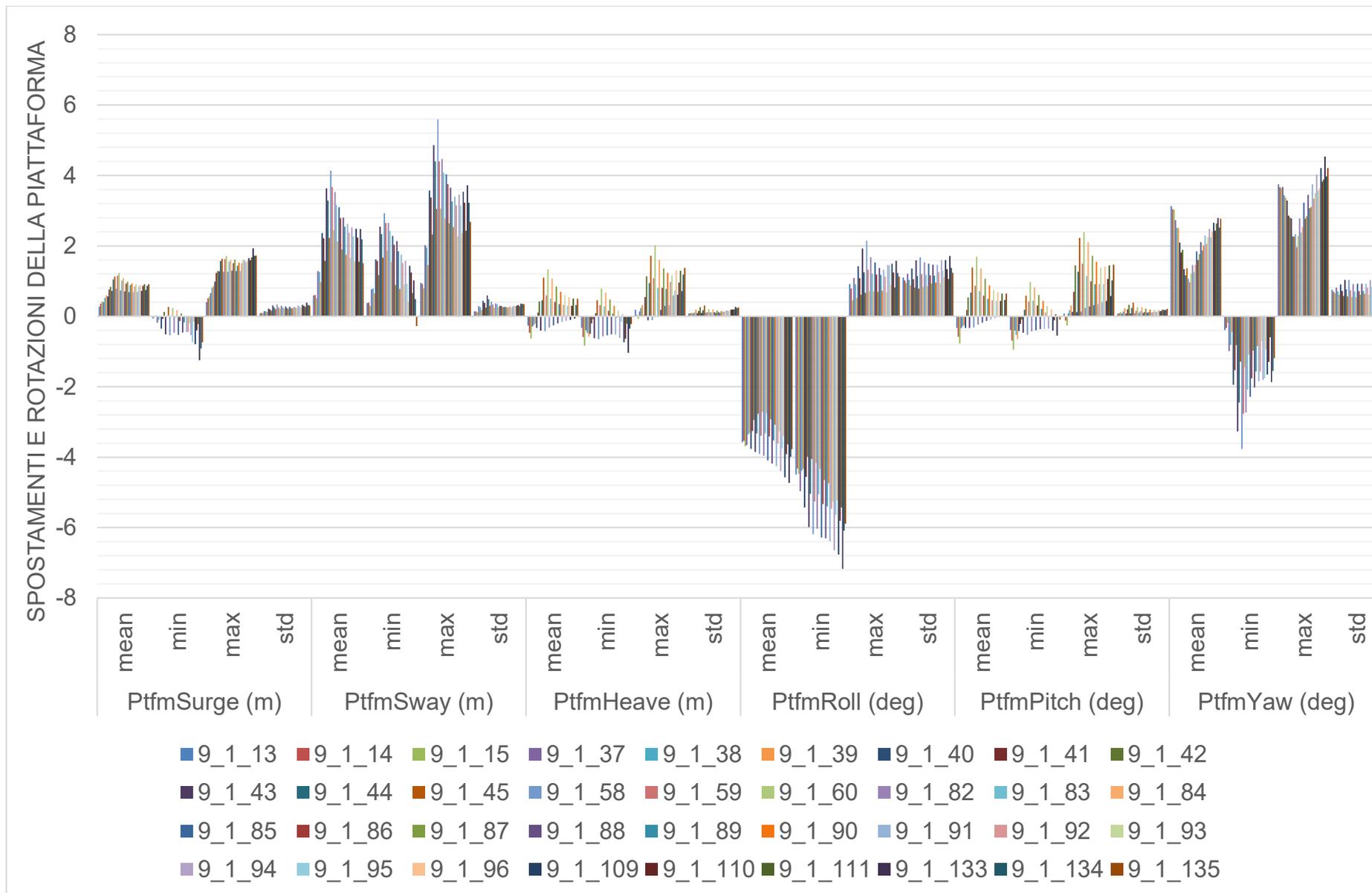


Figura 78: DLC9.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

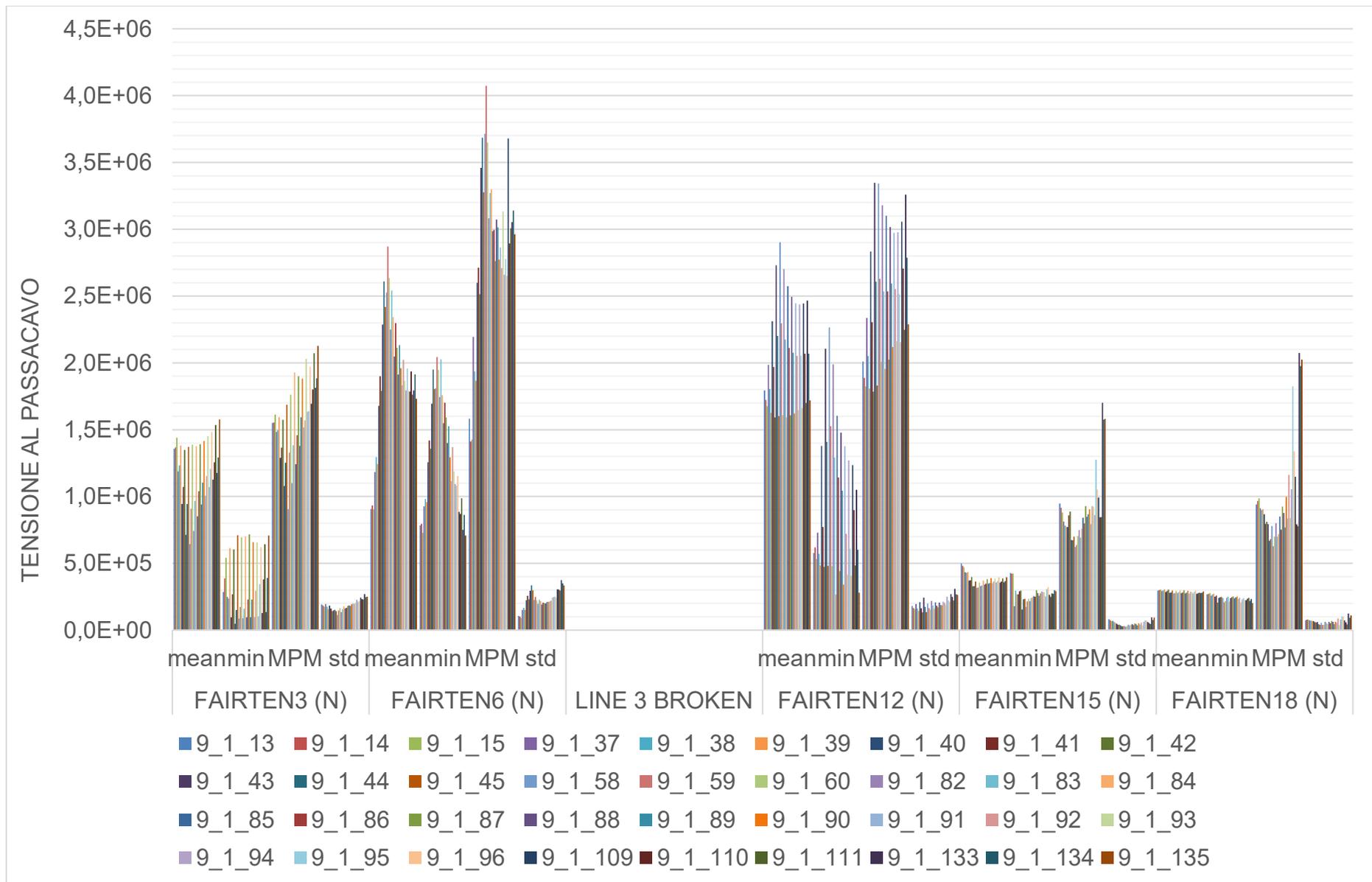


Figura 79: DLC9.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

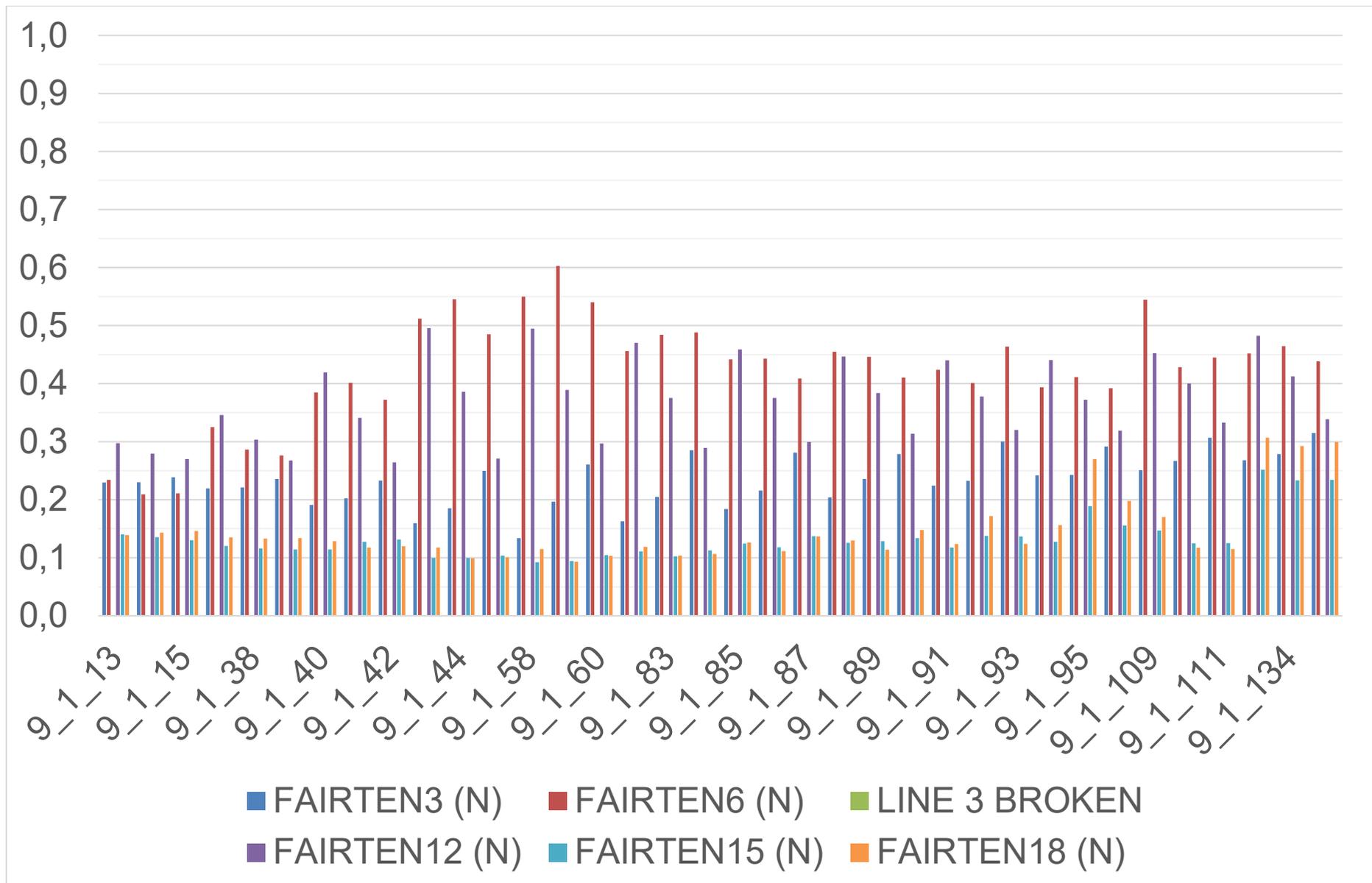


Figura 80: DLC9.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

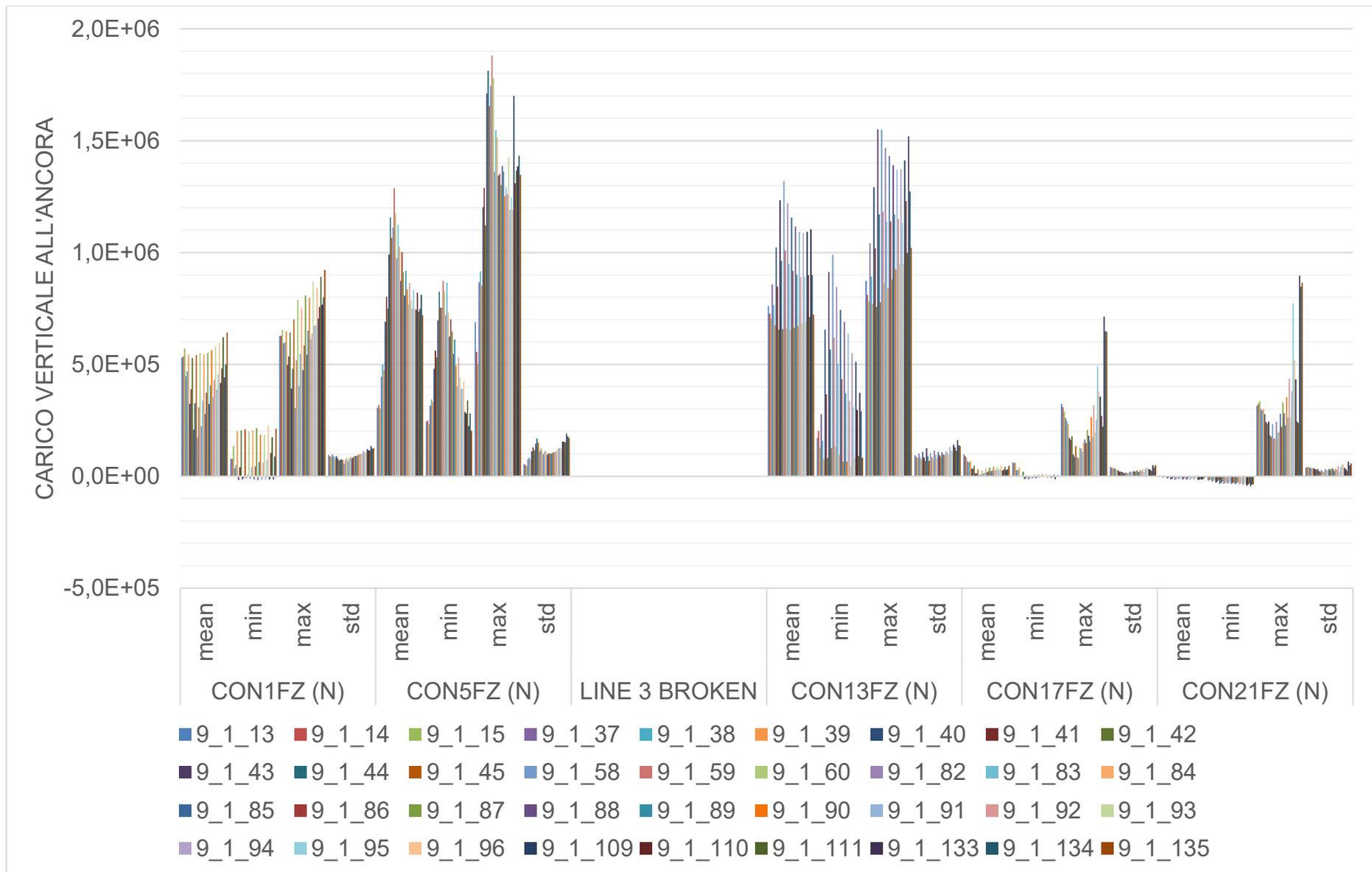


Figura 81: DLC9.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

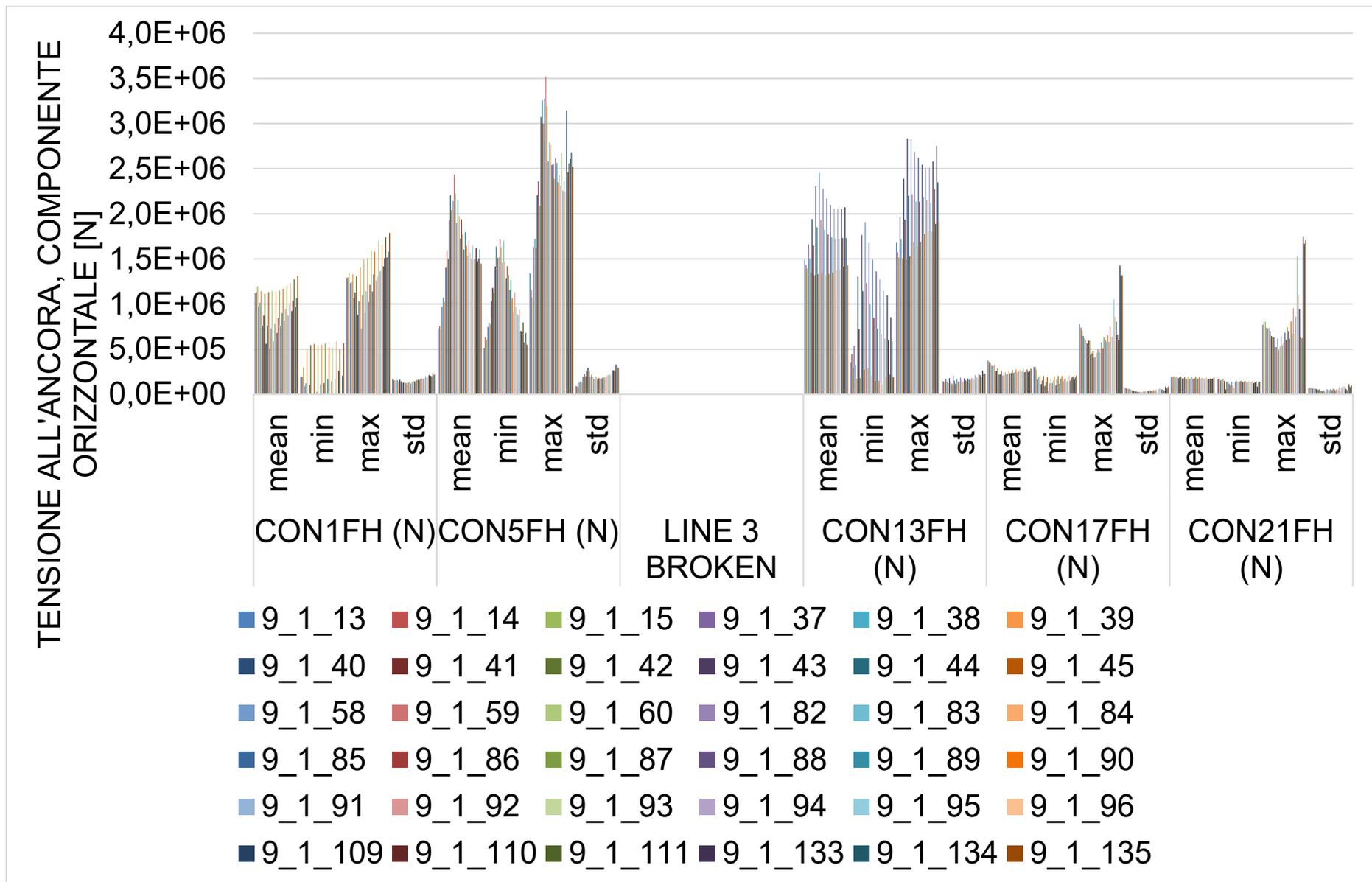


Figura 82: DLC9.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

#### 7.4.2.5 DLC 9.2

Come DLC 9.1.

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_9\_2\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_375\_v02.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 83
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 84
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 85
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 86
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 87

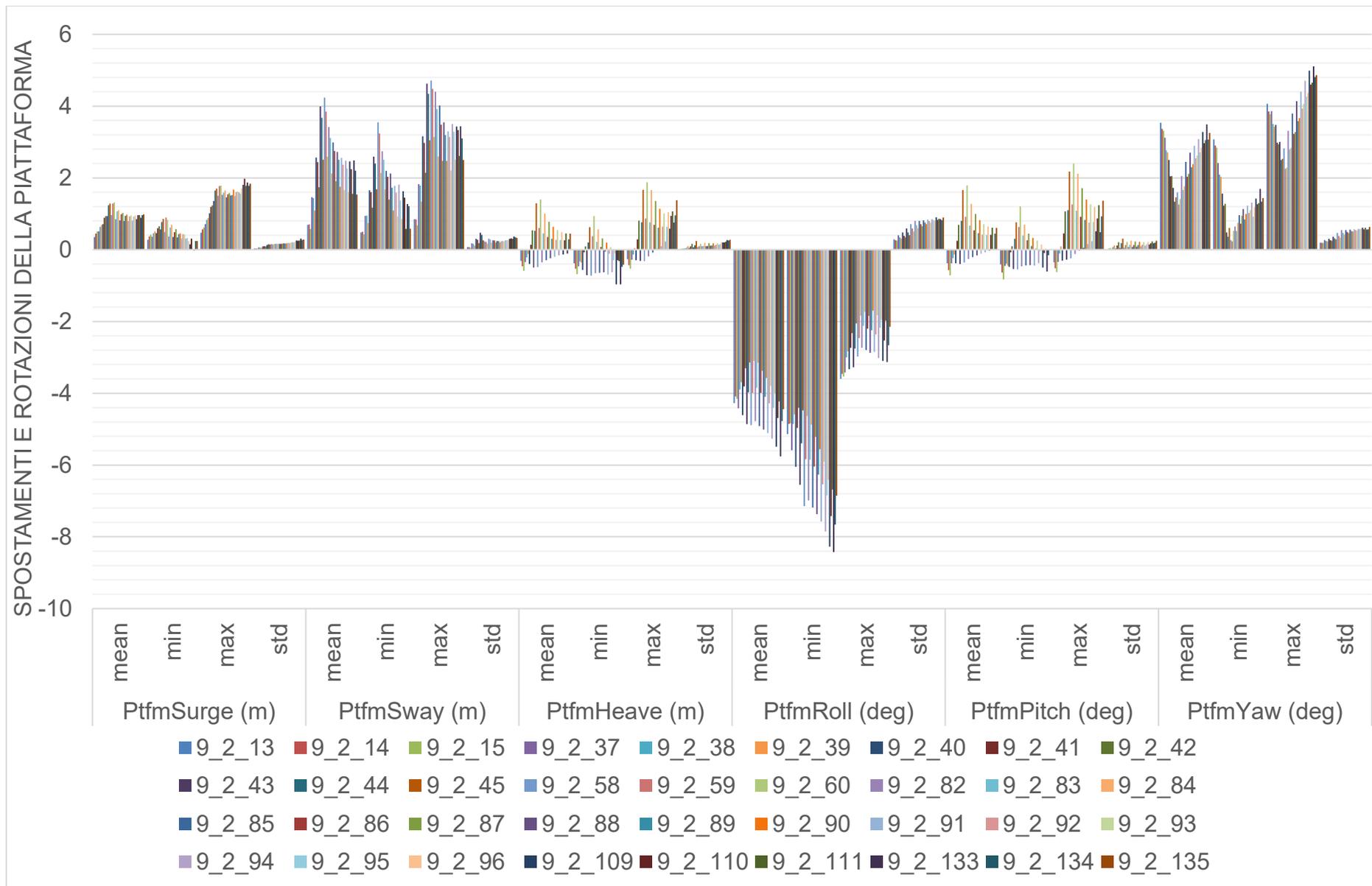


Figura 83: DLC9.2, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

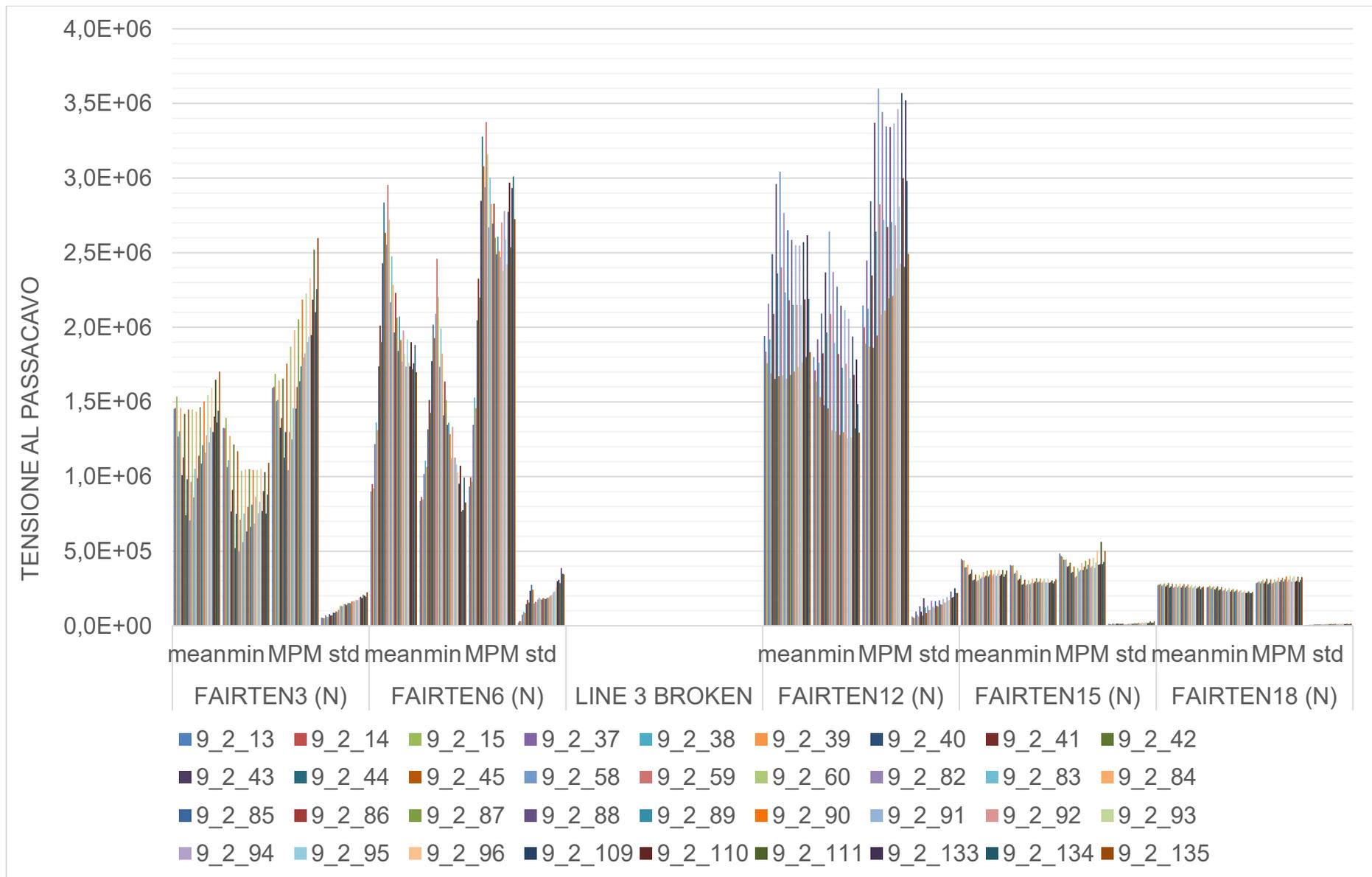


Figura 84: DLC9.2, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

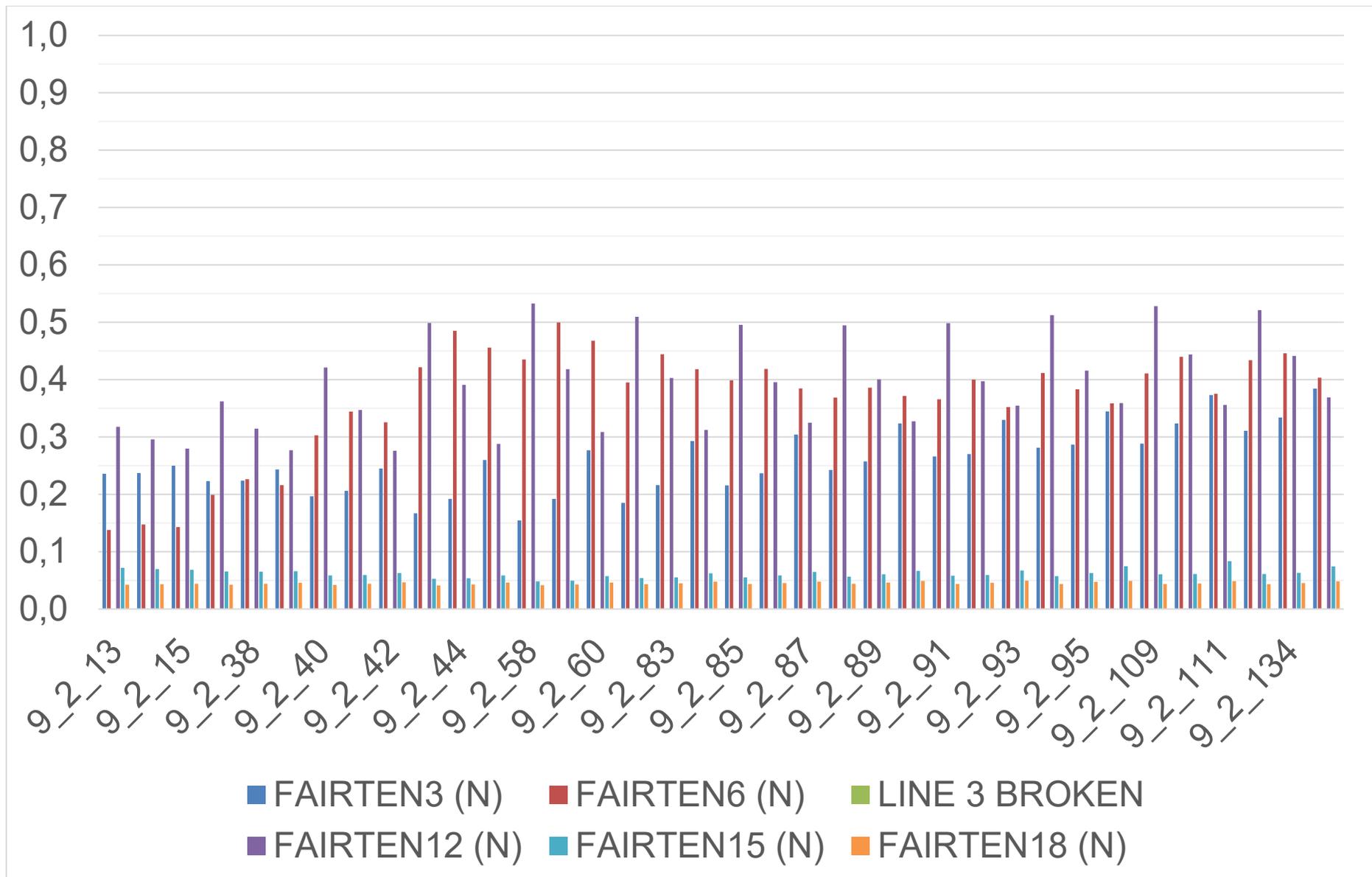


Figura 85: DLC9.2, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

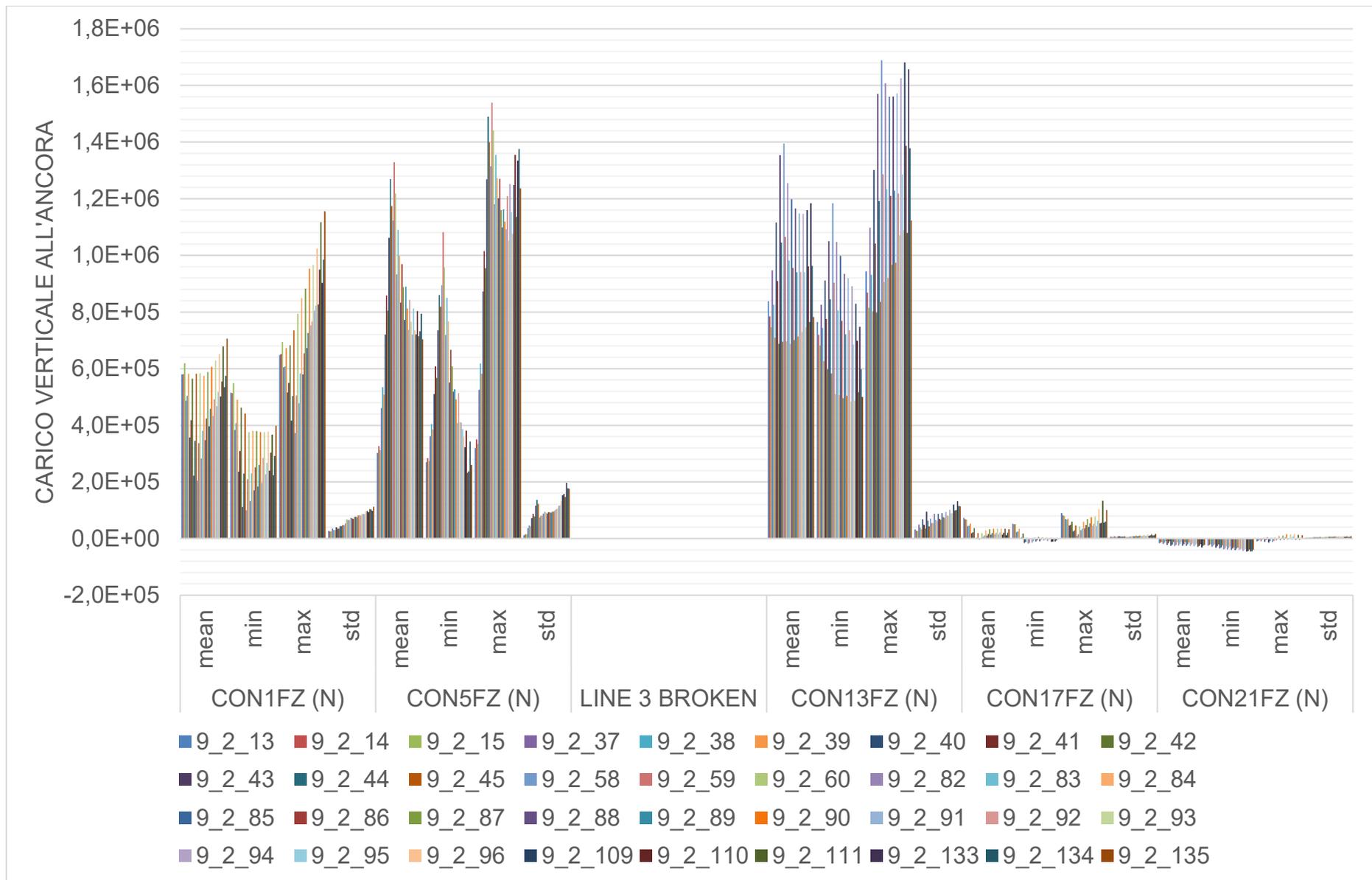


Figura 86: DLC9.2, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

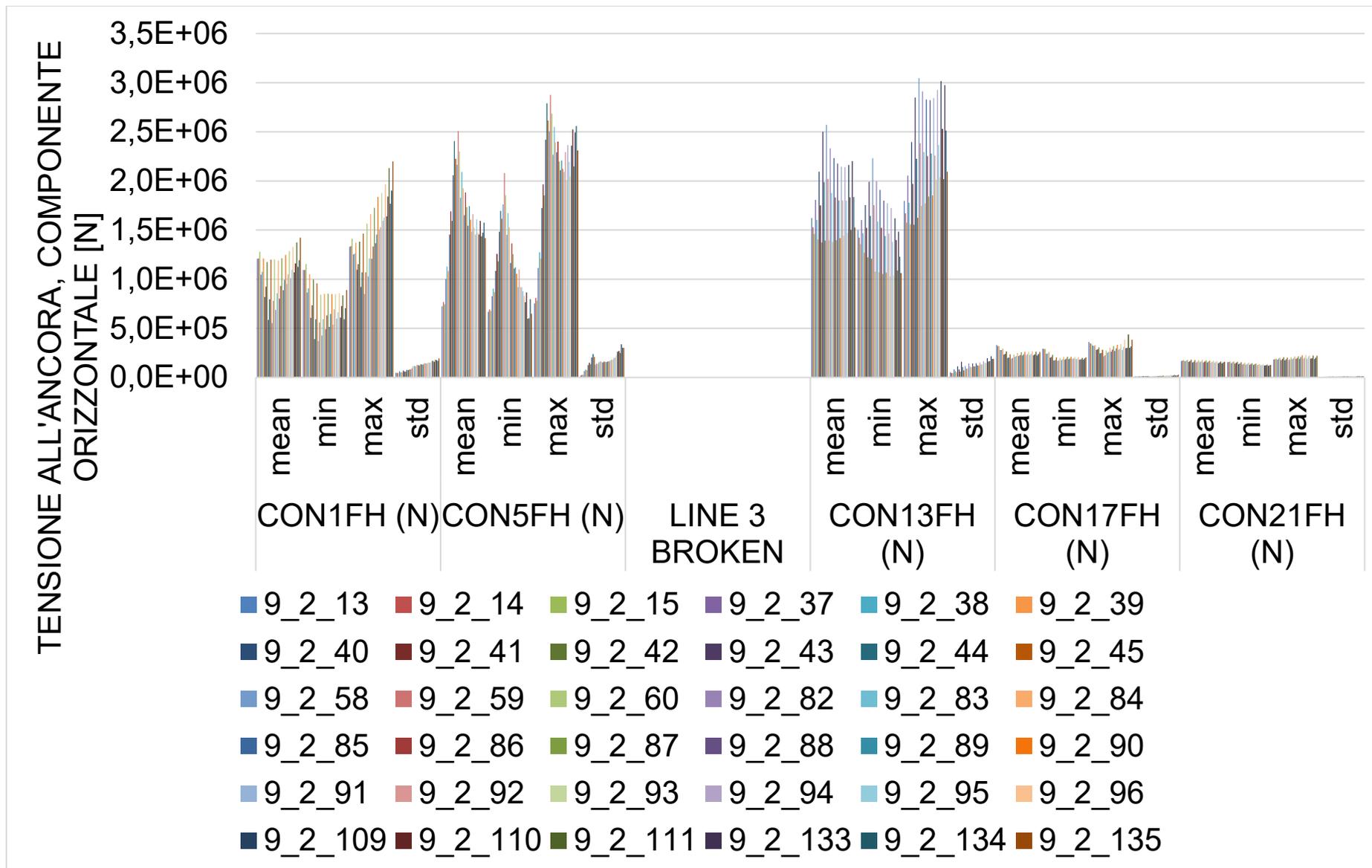


Figura 87: DLC9.2, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

#### 7.4.2.6 DLC 10.1

Si prega di fare riferimento alla sezione 7.4 per maggiori dettagli su come questo DLC è stato simulato.

A causa della simmetria della piattaforma, sono state studiate solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione d'onda, tre casi: direzione d'onda -30 gradi, stessa direzione d'onda, direzione d'onda + 30 gradi
- Direzione d'onda: è stata considerata solo la direzione d'onda che dà i peggiori carichi di ormeggio (60 gradi), poiché è stato concordato con il cliente che deve essere controllato un sottoinsieme limitato delle condizioni DLC10.1.
- Velocità del vento: velocità del vento del periodo di ritorno di 50 anni.

I risultati presentati sono le medie su tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_10\_1\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_375\_v02.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 88
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 89
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 90
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 91
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 92

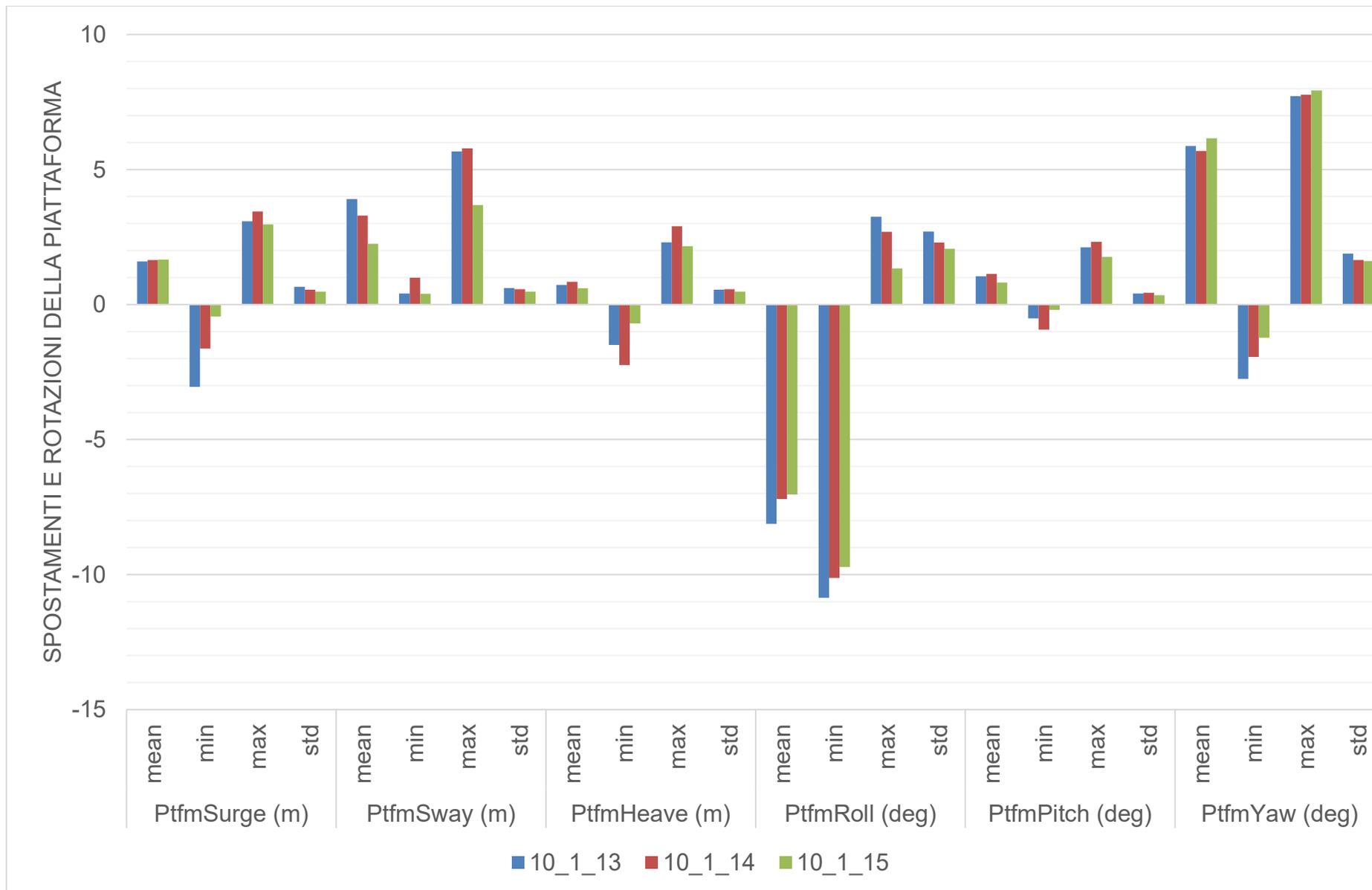


Figura 88: DLC10.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

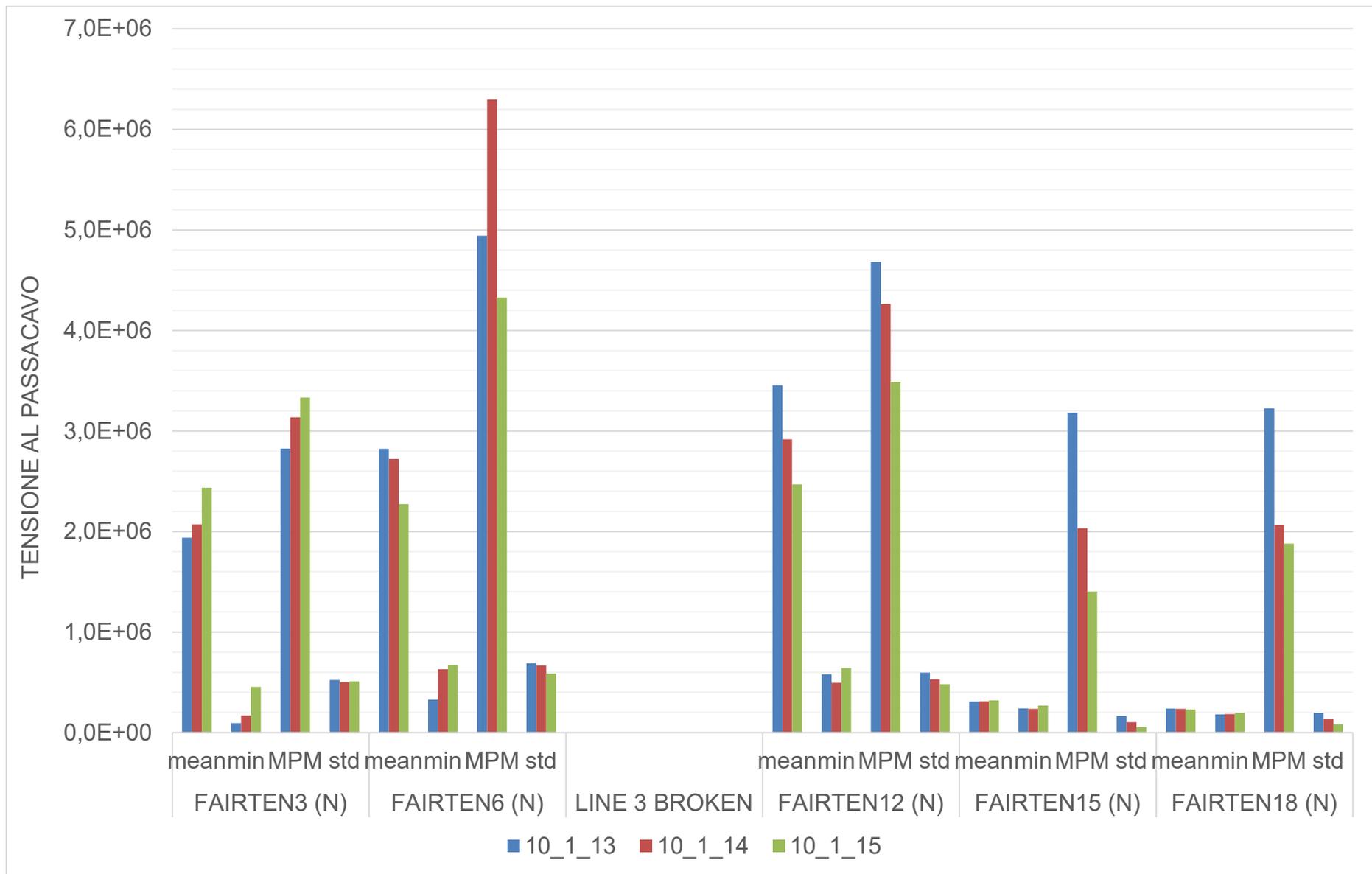


Figura 89: DLC10.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

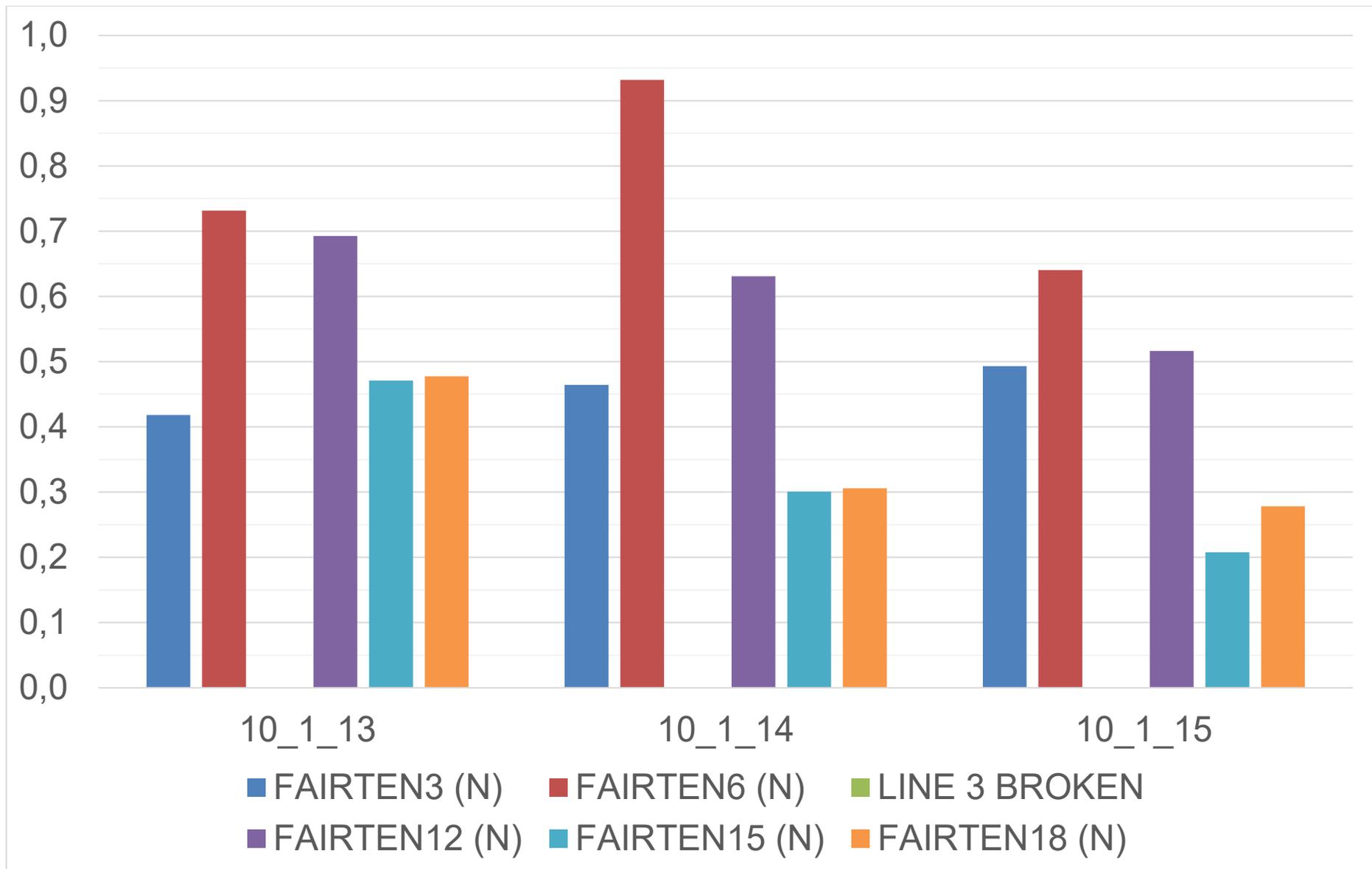


Figura 90: DLC10.1, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

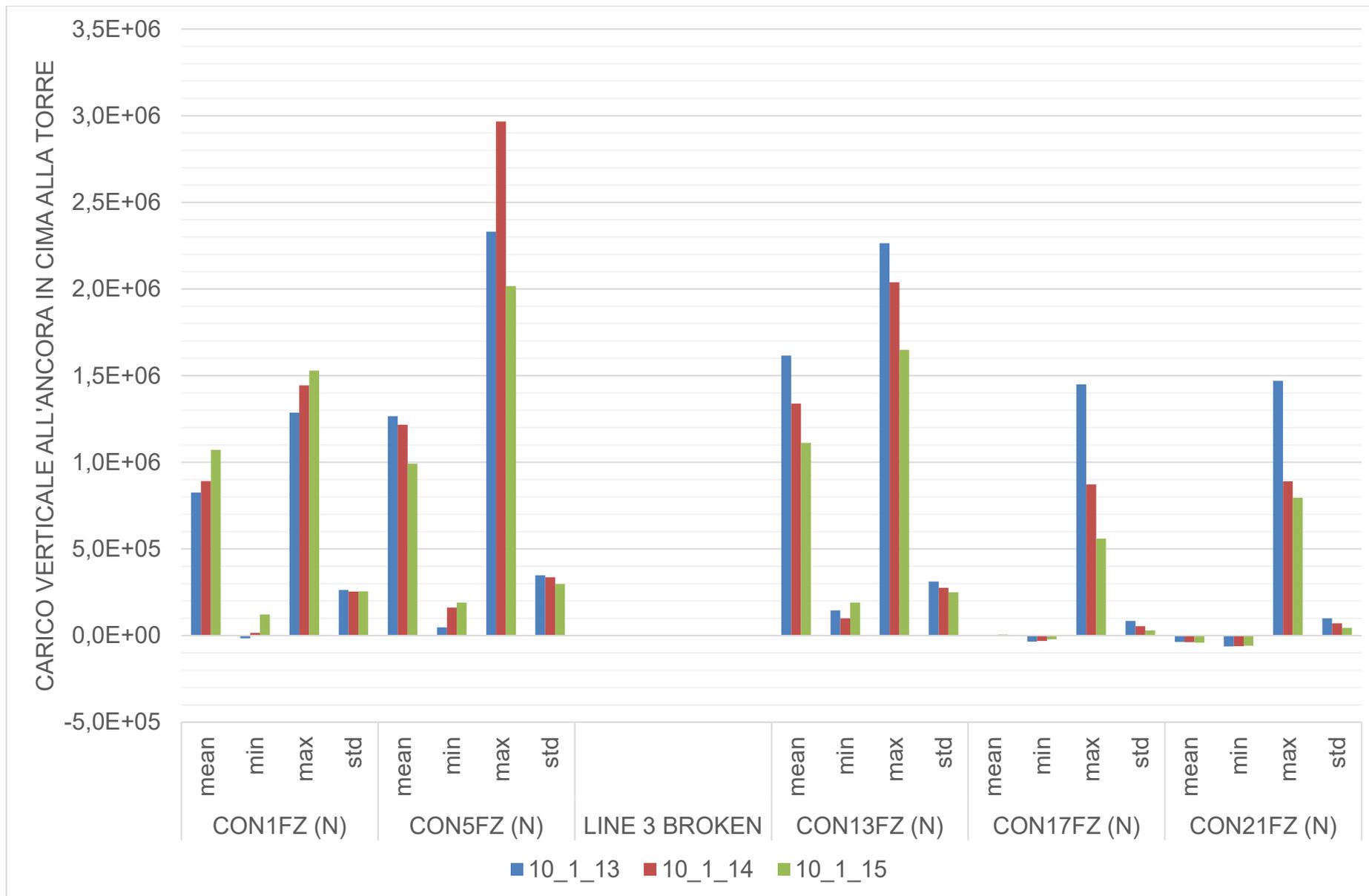


Figura 91: DLC10.1, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

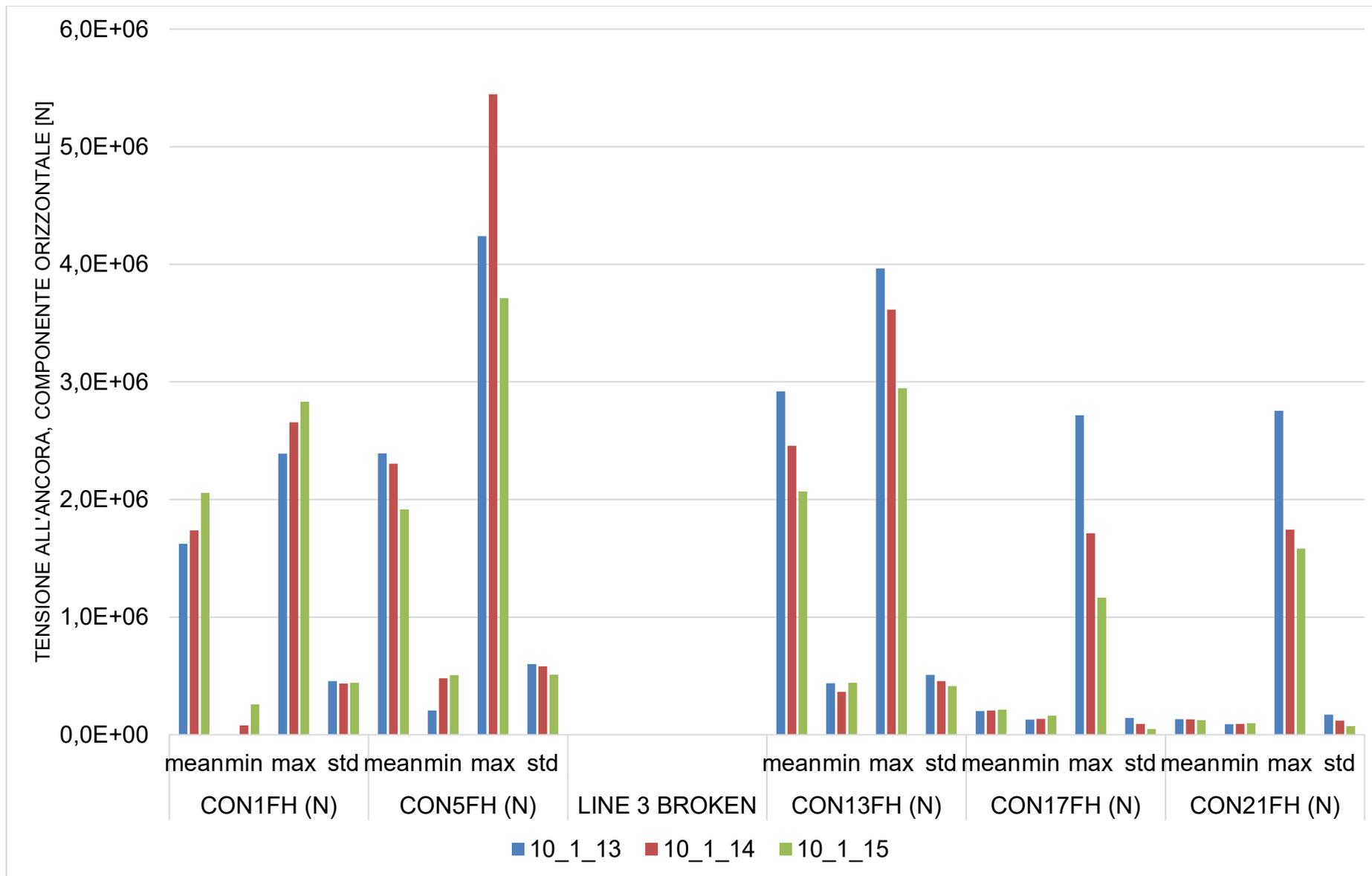


Figura 92: DLC10.1, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

#### 7.4.2.7 DLC 10.2

Come DLC 10.1.

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per il set completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "*\_ParametricExcel\_Summary\_10\_2\_PtfmSym\_3seeds\_TABLE\_Nemetun\_375\_v02.xlsx*":

- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [gradi] – Figura 93
- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 94
- Tensione al passacavo, come fattore di utilizzazione [-] – Figura 95
- Tensione all'ancora, componente verticale, in Newton [N] – Figura 96
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 97

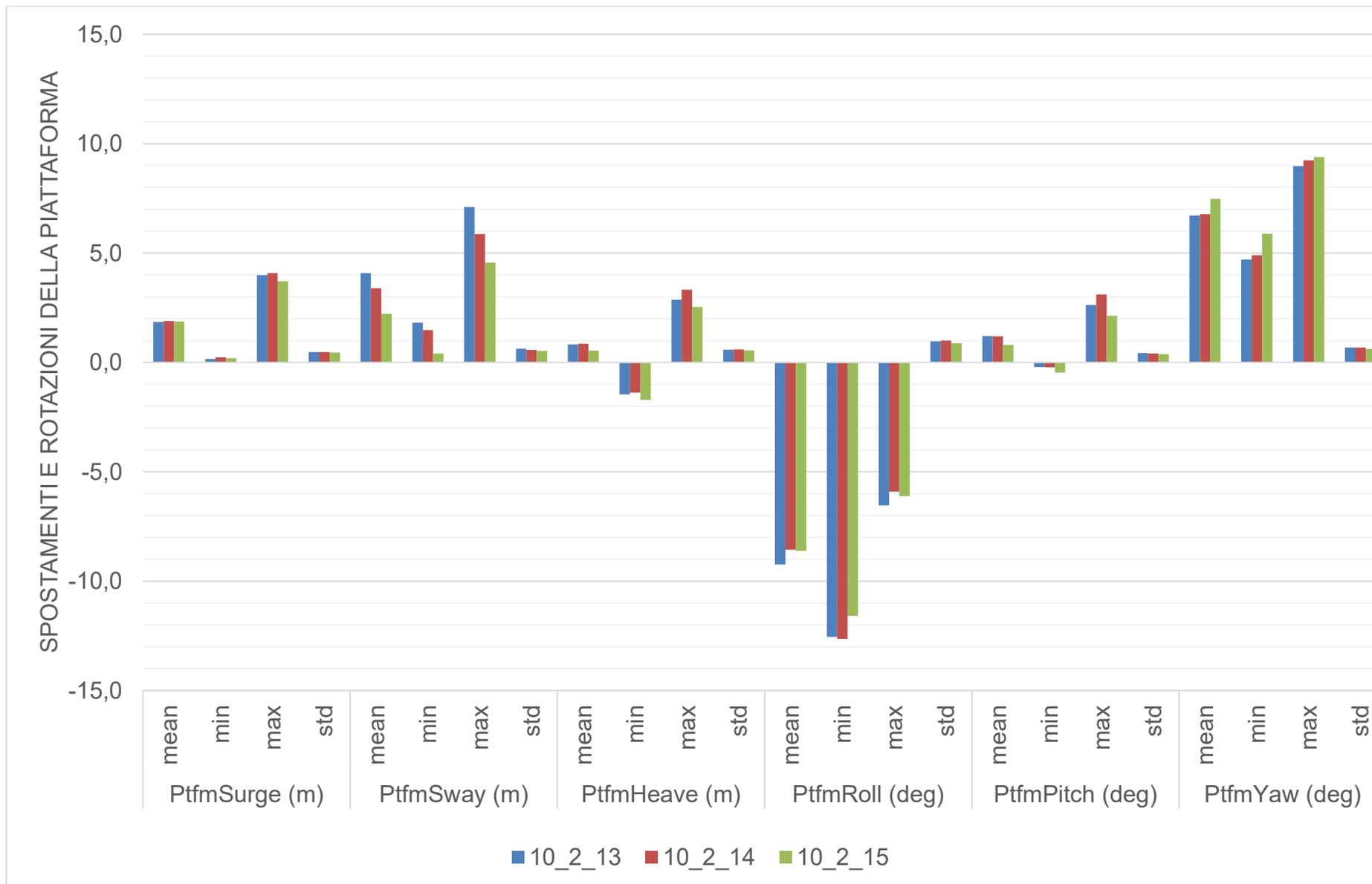


Figura 93: DLC10.2, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma. Area B (375m)

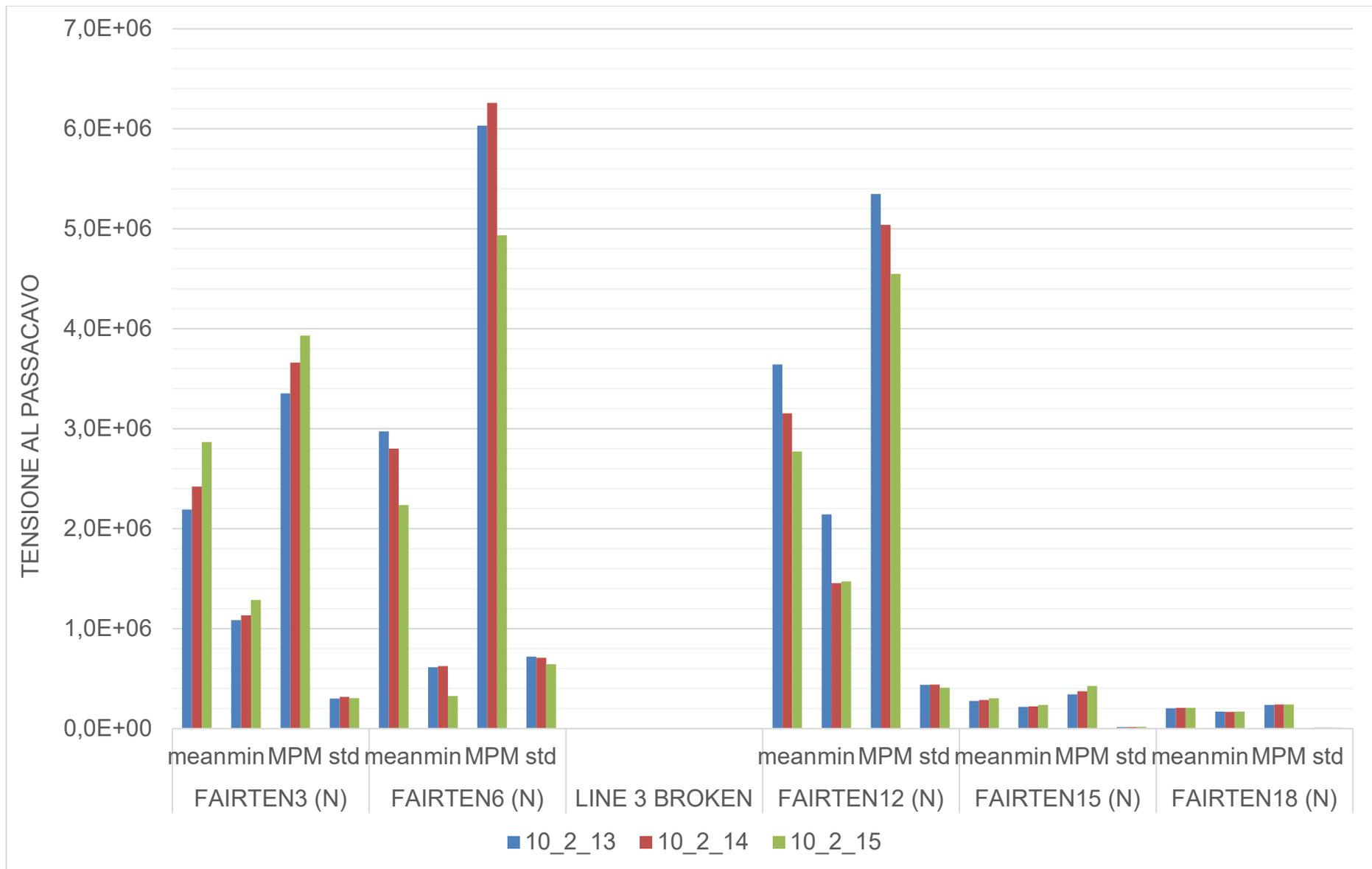


Figura 94: DLC10.2, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione della linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

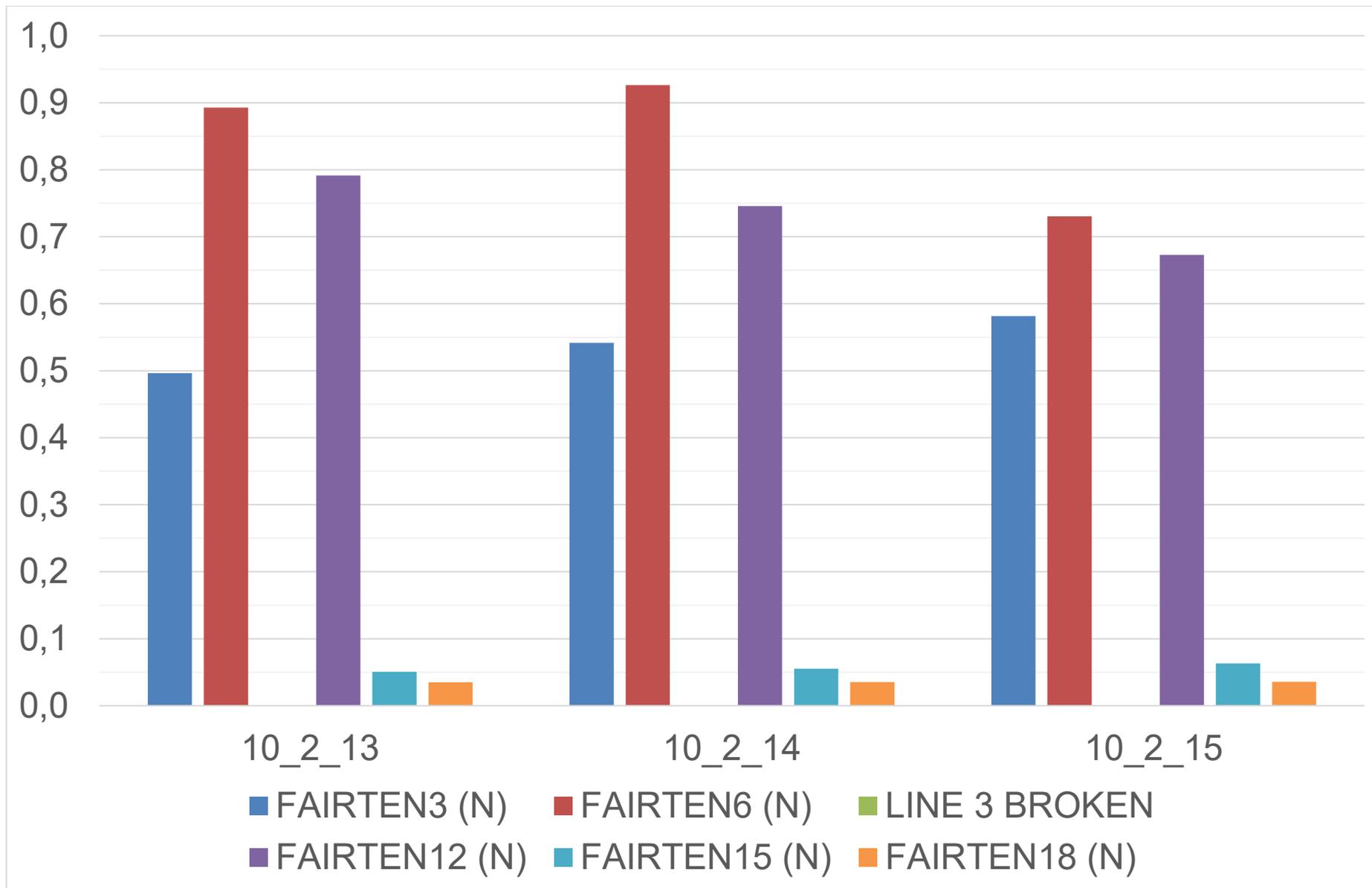


Figura 95: DLC10.2, tensione al passacavo come fattore di utilizzazione [-]: FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

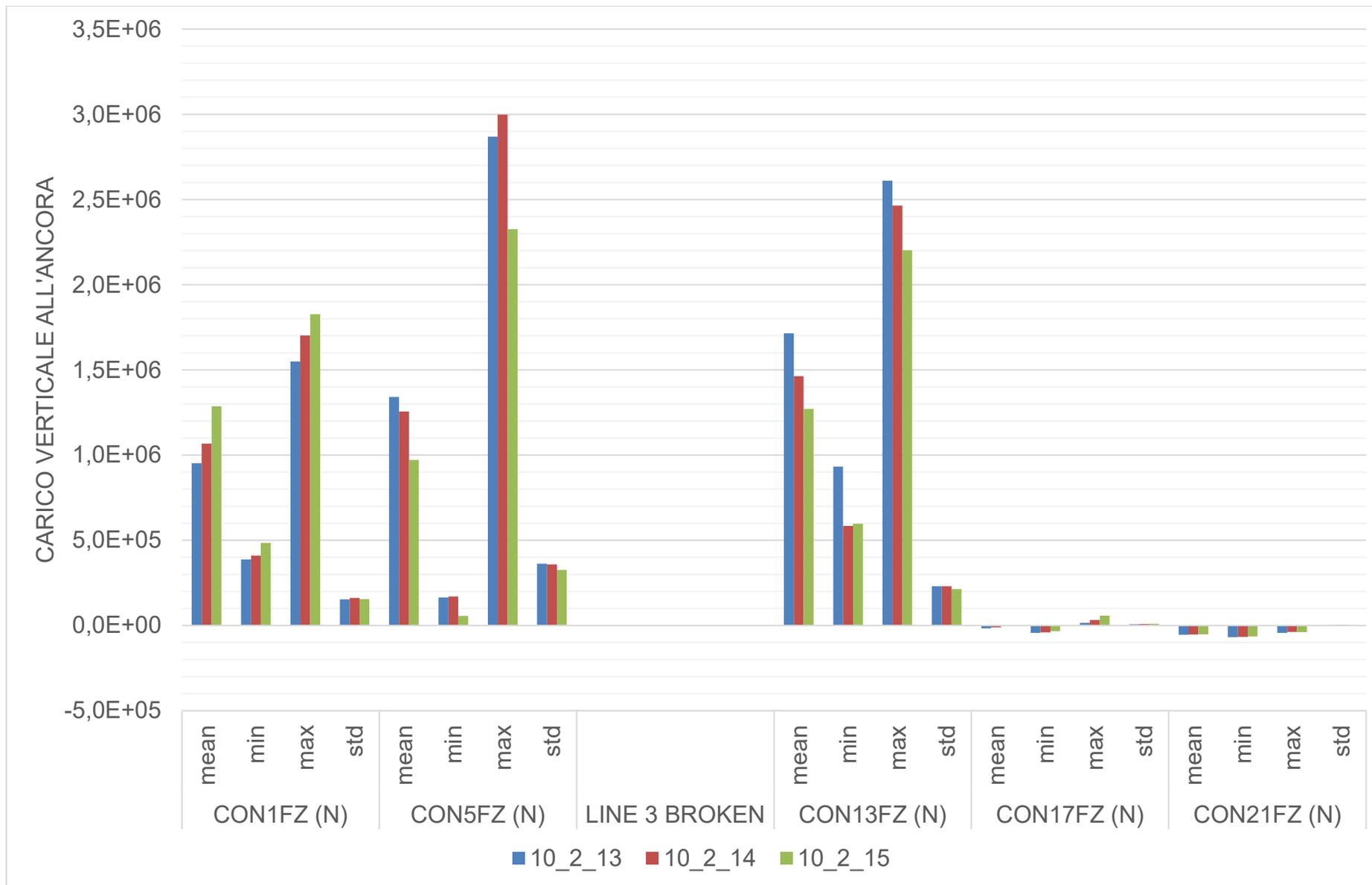


Figura 96: DLC10.2, tensione all'ancora, **componente verticale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

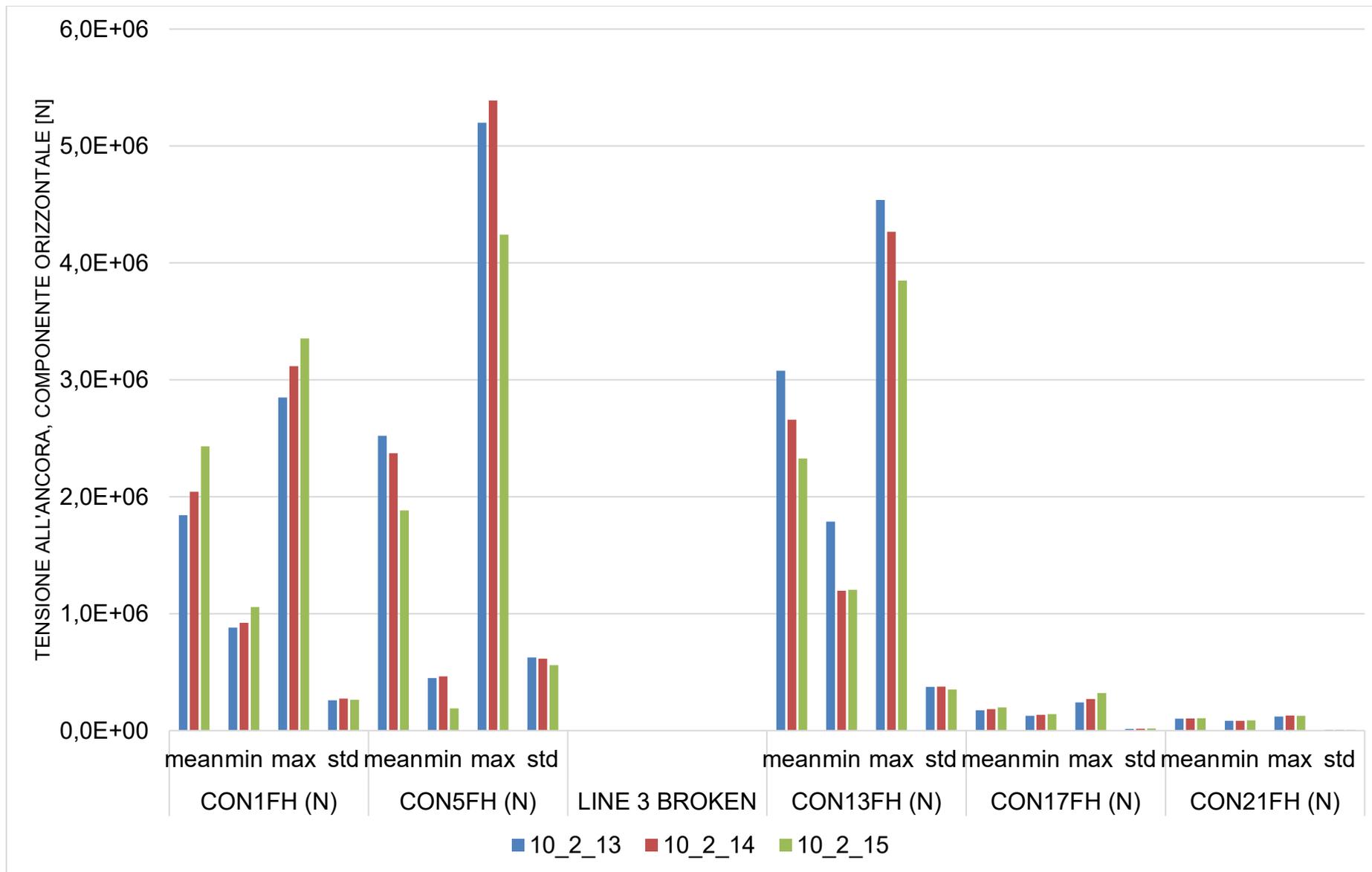


Figura 97: DLC10.2, tensione all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. CON-1,4,7,10,13,16-FZ = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6. Area B (375m)

## 8 Progettazione preliminare degli ancoraggi [Geowynd]

### 8.1 Screening della soluzione di ancoraggio e selezione del concetto

Di seguito viene presentato uno screening preliminare delle possibili soluzioni di ancoraggio per i floater del progetto Nemetun, sulla base della tipologia di sedimenti previste nell'area di progetto (vedi Sezione 3.2.2) , nonché delle caratteristiche del sistema di ormeggio selezionato (vedi Sezione 7.3).

La *Tabella 28* riassume i risultati dello screening preliminare delle soluzioni di ancoraggio sulla base delle informazioni attualmente disponibili.

Gli ancoraggi a suzione (suction anchor) o a pali infissi sono attualmente considerati le soluzioni di ancoraggio più idonee per il sistema di ormeggio descritto nelle sezioni precedenti. La selezione della soluzione di ancoraggio preferita in questa fase iniziale di sviluppo del progetto considera sia il livello di incertezza esistente sulle condizioni del fondale marino, sia il loro TRL.

Tuttavia, si raccomanda di rivalutare l'applicabilità degli ancoraggi SEPLA, ed eventualmente degli ancoraggi a vite (screw anchor), una volta disponibili informazioni dettagliate sulle condizioni del suolo e sulla loro variabilità a livello di sito.

*Tabella 27: Screening delle soluzioni di ancoraggio*

Tipo di ancoraggio	Idoneità	Commenti/Criteri di esclusione
Ancoraggi a gravità	Non adatto	<ul style="list-style-type: none"><li>• La presenza di terreni soffici nel primo metro della stratigrafia porterebbe a un eccessivo cedimento di questa tipologia di ancoraggio.</li></ul>
Ancore a trascinamento	Non adatto	<ul style="list-style-type: none"><li>• La componente verticale dei carichi di ormeggio al punto di ancoraggio è eccessiva per questa specifica tipologia di ancoraggi.</li></ul>
Ancoraggio a pali infissi	Adatto	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le condizioni del terreno e la profondità dell'acqua nel sito sono adatte a questo tipo di ancoraggi.</li><li>• La connessione di ormeggio al (o al di sopra del) livello del fondo marino non consente la massima efficienza per questi sistemi.</li><li>• Possono essere necessarie misure di attenuazione del rumore durante l'installazione.</li></ul>
Ancoraggio a pali a suzione (suction pile anchors)	Adatto	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le condizioni del terreno e la profondità dell'acqua nel sito sono adatte a questo tipo di ancoraggi.</li><li>• La connessione di ormeggio a (o al di sopra del) livello del fondo marino non consente la massima efficienza per questi sistemi.</li><li>• La potenziale presenza di strati sabbiosi spessi può presentare problemi durante l'installazione.</li></ul>

Ancoraggi a pali a vite (screw pile anchors)	Potenzialmente adatto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Molto probabilmente richiederebbe gruppi di pali a vite multipli per ciascuna linea di ormeggio.</li> <li>• Bassa maturità tecnologica. Il compromesso tra installabilità e capacità rappresenta attualmente una limitazione.</li> </ul>
Suction embedded plate anchors (SEPLA)	Potenzialmente adatto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buon rapporto peso/capacità.</li> <li>• La fattibilità dell'installazione in tutto il sito deve essere verificata una volta disponibili informazioni dettagliate sulle condizioni del suolo e sulla loro variabilità a livello di sito.</li> </ul>

## 9 Conclusioni

Nemetun Island Wind s.r.l. ha contattato l'Università di Strathclyde per condurre la selezione della configurazione e la progettazione preliminare di una sottostruttura galleggiante per un parco eolico offshore previsto al largo della costa della Puglia, in Italia. La società Intermoor è stata incaricata di fornire supporto nella scelta dei sistemi di ormeggio, e la società Geowynd per gli aspetti relativi alla geotecnica e alla progettazione degli ancoraggi.

La base di progettazione comprende le specifiche del gruppo rotore-navicella e le caratteristiche della torre, la strategia di controllo, e le condizioni meteo oceaniche e geotecniche (capitolo 3). Inoltre, sono stati definiti i Design Load Cases (DLC) rilevanti, usati nelle simulazioni condotte col modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico. È importante notare che il sito presenta una vasta gamma di profondità d'acqua, quindi è stato diviso in due aree: l'area A, con una profondità media di 210 m e l'area B, con una profondità media di 375 m. Pertanto, le seguenti analisi sono state considerate per due configurazioni di sottostruttura galleggiante, una per ciascuna area.

Un'indagine aggiornata delle soluzioni FOWT esistenti è presentata nel capitolo 4, fornendo lo stato dell'arte in questo campo: la configurazione più popolare, di gran lunga, è del tipo semisommergibile.

Nel capitolo 5 vengono definiti i criteri di selezione della configurazione, concentrandosi sulla sua compatibilità con la profondità dell'acqua e sul suo livello TRL ( $TRL \geq 7$ ), ma anche includendo considerazioni sulla fattibilità dell'assemblaggio, sulla trasportabilità e sulla producibilità locale, identificando il semisommergibile come la configurazione più adatta.

Successivamente, è stata condotta un'analisi di livello 1 per eseguire il dimensionamento preliminare della sottostruttura galleggiante (capitolo 6), imponendo una serie di vincoli di progettazione e riducendo al minimo le tonnellate di acciaio per MW della struttura galleggiante, minimizzando il costo capitale.

Definite le principali dimensioni della sottostruttura flottante, è stata condotta l'analisi di livello 2 (capitolo 7). In primo luogo, è stata condotta una progettazione preliminare di un sistema di ormeggio adatto, che ha portato alla scelta di un sistema teso (taut).

Quindi, il modello numerico della dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastico OpenFAST è stato utilizzato per eseguire una serie di simulazioni che rappresentano l'IEC61400-3-2 DLC 1.4, 1.6, 6.1, 9.1, 9.2, 10.1 e 10.2: le configurazioni semisommergibili qui progettate per l'area A e l'area B soddisfano tutti i requisiti di progettazione preliminare raccomandati.

I risultati di queste simulazioni, e più specificamente le forze massime orizzontali e verticali che agiscono a livello di ancoraggio (per tutti i DLC considerati), sono stati utilizzati per eseguire la progettazione preliminare di un sistema di ancoraggio adatto, fornito nel capitolo 8. Viene qui fornita un'analisi preliminare delle soluzioni di ancoraggio, che sarà completata con una progettazione più dettagliata entro la fine del progetto.

## 10 Riferimenti

- [1] C. Allen *et al.*, 'Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine', Golden, CO (United States), Jul. 2020. doi: 10.2172/1660012.
- [2] J. M. Jonkman and M. L. Buhl, 'FAST User's Guide', 2005. [Online]. Disponibile: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/21564034>
- [3] E. Gaertner *et al.*, 'Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine Technical Report', 2020. [Online]. Disponibile: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).
- [4] Scientific Engineering Ltd, 'Relazione meteomarina - Parco eolico nel mare Adriatico meridionale (Nemetun)', 2023.
- [5] European Union, 'EMODnet – "European Marine Observation and Data Network"'. Ultima consultazione: gennaio. 10, 2024. [Online]. Disponibile: <https://emodnet.ec.europa.eu>
- [6] Ministero dello sviluppo economico DGRME, Società Geologica Italiana, and Assomineraria, 'Progetto ViDEPI – "Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia"'. Ultima consultazione: gennaio. 10, 2024. [Online]. Disponibile: <https://www.videpi.com/videpi/videpi.asp>
- [7] Geowynd, 'Desktop Study- Nemetun Island Offshore Projects - Doc. N 2023-003-R-01 (01)', 2023.
- [8] R. L. Folk, *Petrology of Sedimentary Rocks*. Hemphill Pub. Co, 1980. Ultima consultazione: gennaio. 10, 2024. [Online]. Disponibile: <http://hdl.handle.net/2152/22930>
- [9] IEC, 'IEC 61400-1:2019 Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements', *International Standard*. pp. 1–92, 2005. doi: 10.1055/s-2007-985912.
- [10] IEC, 'IEC 61400-3-1:2019 Wind energy generation systems - Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines', 2019.
- [11] IEC, 'IEC TS 61400-3-2:2019 Wind energy generation systems - Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines', 2019.
- [12] Matthew Hannon, Eva Topham, James Dixon, David Mcmillan, and Maurizio Collu, 'Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market', doi: 10.17868/69501.
- [13] M. Borg and M. Collu, 'A comparison between the dynamics of horizontal and vertical axis offshore floating wind turbines', *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 373, no. 2035, 2015, doi: 10.1098/rsta.2014.0076.
- [14] M. Collu, F. P. Brennan, and M. H. Patel, 'Conceptual design of a floating support structure for an offshore vertical axis wind turbine: The lessons learnt', *Ships and Offshore Structures*, vol. 9, no. 1, 2014, doi: 10.1080/17445302.2012.698896.
- [15] DNV, 'DNV-ST-0119 Floating wind turbine structures', 2021.

- [16] M. Collu and M. Borg, *Design of floating offshore wind turbines*. 2016. doi: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00011-8.
- [17] D. Roddier, C. Cermelli, and A. Weinstein, 'WindFloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines—Part I: Design Basis and Qualification Process', in *Volume 4: Ocean Engineering; Ocean Renewable Energy; Ocean Space Utilization, Parts A and B*, ASMEDC, Jan. 2009, pp. 845–853. doi: 10.1115/OMAE2009-79229.
- [18] K. T. Ma, Y. Luo, C. T. T. Kwan, and Y. Wu, *Mooring system engineering for offshore structures*. 2019.

# Appendix A : Design Load Conditions (DLCs)

## 1 DLC 1.4

No. of simulations	Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)	Simulation requirements (IC61400-3-1 7/5/6)
				ECD $V_{hub} = V_r - 2m/s, V_r, V_r + 2m/s$				NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$			MIS, wind dir change	NCM		MSL		
				$V_{hub}$	Tl	Alpha	Dir.	$H_s$	$T_p$	Gamma	Theta_w	$U_{sur}$	Theta_c	eta		
[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]	[-]				
60	Power production	1.4	1.4.1	8.59	N/A	0.14	-180	0.85	5.02	1.00	180	0.216	Co-directional with waves	0.00	10	
3							-150				150					
3							-120				120					
3							-90				90					
3							-60				60					
3							-30				30					
3							0				0					
0							30				-30					
0							60				-60					
0							90				-90					
0							120				-120					
0							150				-150					
0			1.4.13	10.59	N/A	0.14	-180	1.13	5.53	1.00	180	0.229	Co-directional with waves	0.00	10	
3			-150				150									
3			-120				120									
3			-90				90									
3			-60				60									
3			-30				30									
3			0				0									
0			30				-30									
0			60				-60									
0			90				-90									
0			120				-120									
0			150				-150									
3			1.4.25	12.59	N/A	0.14	-180	1.47	6.05	1.01	180	0.242	Co-directional with waves	0.00	10	
3			-150				150									
3			-120				120									
3			-90				90									
3			-60				60									
3			-30				30									
3			0				0									
0			30				-30									
0			60				-60									
0			90				-90									
0			120				-120									
0			150				-150									

## 2 DLC 1.6

DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)
		NTM				SSS			COD, UNI	NCM		NWLR	
		V_hub	Tl	Alpha	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wm	U_sur	Theta_c	eta	
[-]	[-]	[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]
1.6	1.6.1	3	36.63	0.14	-180	7.78	10.68	3.845	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.180	0.250	600
	1.6.2				-150								
	1.6.3				-120								
	1.6.4				-90								
	1.6.5				-60								
	1.6.6				-30								
	1.6.7				0								
	1.6.8				30								
	1.6.9				60								
	1.6.10				90								
	1.6.11				120								
	1.6.12				150								
	1.6.13	5	26.18	-60	7.78	10.68	3.845	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.193	0.250	600	
	1.6.14	7	21.70	-60						0.206			
	1.6.15	9	19.21	-60						0.219			
	1.6.16	10.59	17.90	-180									
	1.6.17			-150									
	1.6.18			-120									
	1.6.19			-90									
	1.6.20			-60									
	1.6.21			-30									
	1.6.22			0									
	1.6.23			30									
	1.6.24			60									
	1.6.25			90									
	1.6.26			120									
	1.6.27			150									
	1.6.28	13	16.53	-60	7.78	10.68	3.845	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.245	0.250	600	
	1.6.29	15	15.73	-60						0.258			
	1.6.30	17	15.11	-60						0.271			
	1.6.31	19	14.63	-60						0.284			
	1.6.32	21	14.23	-60						0.297			
1.6.33	23	13.91	-180										
1.6.34			-150										
1.6.35			-120										
1.6.36			-90										
1.6.37			-60										
1.6.38			-30										
1.6.39			0										
1.6.40			30										
1.6.41			60										
1.6.42			90										
1.6.43			120										
1.6.44			150										
1.6.45	25	13.64	-60	7.78	10.68	3.845	Co-directional with wind	Co-directional with waves	0.323	0.250	600		

### 3 DLC 6.1

No. of simulations	Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)
				EWM Turbulent wind model V_hub = V_ref				ESS H_s = H_S,50		MIS, MUL	ECM U = U_50		EWLR		
				V_hub	TI	Alpha	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wr	U_sur	Theta_c	eta	
[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]				
63	Parked	6.1	6.1.1	50	0.11	0.11	-210	7.78	10.68	3.845	180	1.25	Co-directional with waves	1.32	3600
3			6.1.2				-180				180				
3			6.1.3				-150				180				
3			6.1.4				-180				150				
3			6.1.5				-150				150				
3			6.1.6				-120				150				
3			6.1.7				-150				120				
3			6.1.8				-120				120				
3			6.1.9				-90				120				
3			6.1.10				-120				90				
3			6.1.11				-90				90				
3			6.1.12				-60				90				
3			6.1.13				-90				60				
3			6.1.14				-60				60				
3			6.1.15				-30				60				
3			6.1.16				-60				30				
3			6.1.17				-30				30				
3			6.1.18				0				30				
3			6.1.19				-30				0				
3			6.1.20				0				0				
3			6.1.21				30				0				
0			6.1.22				0				-30				
0			6.1.23				30				-30				
0			6.1.24				60				-30				
0			6.1.25				30				-60				
0			6.1.26				60				-60				
0			6.1.27				90				-60				
0			6.1.28				60				-90				
0			6.1.29				90				-90				
0			6.1.30				120				-90				
0			6.1.31				90				-120				
0			6.1.32				120				-120				
0			6.1.33				150				-120				
0			6.1.34				120				-150				
0			6.1.35				150				-150				
0			6.1.36				180				-150				

#### 4 DLC 9.1 e 9.2

No. of simulations	Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	
				NTM $V_{in} < V_{hub} < v_{out}$				NSS $H_{Ls} = E[H_{Ls}   V_{hub}]$		MIS, MUL	NCM		MSL		
				$V_{hub}$	TI	Alpha	Dir.	$H_{Ls}$	$T_p$	Gamma	Theta_wv	$U_{sur}$	Theta_eta	eta	
[m/s]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]					
108	[-]	[-]	[-]												
0			9.1.1				-210								
0			9.1.2				-180								
0			9.1.3				-180								
0			9.1.4				-180								
0			9.1.5				-150								
0			9.1.6				-150								
0			9.1.7				-120								
0			9.1.8				-150								
0			9.1.9				-120								
0			9.1.10				-90								
0			9.1.11				-120								
0			9.1.12				-90								
0			9.1.13				-60								
3			9.1.14				-90								
3			9.1.15				-60								
0			9.1.16				-30								
0			9.1.17				-60								
0			9.1.18				-30								
0			9.1.19	3	36.633	0.140	0	0.41	3.91	1.000		0.18			0
0			9.1.20				-30								
0			9.1.21				0								
0			9.1.22				30								
0			9.1.23				0								
0			9.1.24				30								
0			9.1.25				60								
0			9.1.26				30								
0			9.1.27				60								
0			9.1.28				90								
0			9.1.29				60								
0			9.1.30				90								
0			9.1.31				120								
0			9.1.32				90								
0			9.1.33				120								
0			9.1.34				150								
0			9.1.35				120								
0			9.1.36				150								
0			9.1.37				180								
3			9.1.38	5	26.180	0.140	-90	0.51	4.23	1.000	60	0.19			0
3			9.1.39				-60				60				
3			9.1.40				-30				60				
3			9.1.41	7	21.700	0.140	-90	0.68	4.65	1.000	60	0.21			0
3			9.1.42				-60				60				
3			9.1.43				-30				60				
3			9.1.44	9	19.211	0.140	-90	0.90	5.12	1.000	60	0.22			0
3			9.1.45				-60				60				
0			9.1.46				-30				60				
0			9.1.47				-210				180				
0			9.1.48				-180				180				
0			9.1.49				-180				180				
0			9.1.50				-150				150				
0			9.1.51				-150				150				
0			9.1.52				-120				120				
0			9.1.53				-120				120				
0			9.1.54				-90				90				
0			9.1.55				-120				90				
0			9.1.56				-90				90				
0			9.1.57				-60				90				
0			9.1.58				-90				60				
3			9.1.59				-60				60				
3			9.1.60				-30				60				
0			9.1.61				-60				30				
0			9.1.62				-30				30				
0			9.1.63	10.59	17.903	0.140	0	1.13	5.53	1.000	30	0.23			0
0			9.1.64				-30				0				
0			9.1.65				0				0				
0			9.1.66				30				0				
0			9.1.67				0				-30				
0			9.1.68				30				-30				
0			9.1.69				60				-30				
0			9.1.70				30				-60				
0			9.1.71				60				-60				
0			9.1.72				90				-60				
0			9.1.73				60				-90				
0			9.1.74				90				-90				
0			9.1.75				120				-90				

Power production

9.1 and 9.2

Co-directional with waves

No. of simulations	Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)	Simulation requirements (IC61400-3-1 7/516)	
				NTM $V_{in} < V_{hub} < v_{out}$				NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$		MIS, MUL		NCM		MSL			
				$V_{hub}$	TI	Alpha	Dir.	$H_s$	$T_p$	Gamma	Theta <sub>wr</sub>	$U_{sur}$	Theta <sub>eta</sub>	MSL			
[-]	[-]	[-]	[deg]	[m]	[s]	[-]	[deg]	[m/s]	[deg]	[m]	[s]	[-]					
108	Power production	9.1 and 9.2	9.1.61	10.59	17.903	0.140	-60	1.13	5.53	1.000	30	0.23	Co-directional with waves	0	600	At least six 10-min simulations for each event at the given	
0			9.1.62				-30										30
0			9.1.63				0										30
0			9.1.64				-30										0
0			9.1.65				0										0
0			9.1.66				30										0
0			9.1.67				0										-30
0			9.1.68				30										-30
0			9.1.69				60										-30
0			9.1.70				30										-60
0			9.1.71				60										-60
0			9.1.72				90										-60
0			9.1.73				60										-90
0			9.1.74				90										-90
0			9.1.75				120										-90
0			9.1.76	90	-120												
0			9.1.77	120	-120												
0			9.1.78	150	-120												
0			9.1.79	120	-150												
0			9.1.80	150	-150												
0			9.1.81	180	-150												
3			9.1.82	-90	60												
3			9.1.83	-60	60												
3			9.1.84	-30	60												
3			9.1.85	-90	60												
3			9.1.86	-60	60												
3			9.1.87	-30	60												
3			9.1.88	-90	60												
3			9.1.89	-60	60												
3			9.1.90	-30	60												
3			9.1.91	-90	60												
3			9.1.92	-60	60												
3			9.1.93	-30	60												
3			9.1.94	-90	60												
3			9.1.95	-60	60												
3	9.1.96	-30	60														
0	9.1.97	-210	180														
0	9.1.98	-180	180														
0	9.1.99	-150	180														
0	9.1.100	-180	150														
0	9.1.101	-150	150														
0	9.1.102	-120	150														
0	9.1.103	-150	120														
0	9.1.104	-120	120														
0	9.1.105	-90	120														
0	9.1.106	-120	90														
0	9.1.107	-90	90														
0	9.1.108	-60	90														
3	9.1.109	-90	60														
3	9.1.110	-60	60														
0	9.1.111	-30	60														
0	9.1.112	-60	30														
0	9.1.113	-30	30														
0	9.1.114	0	30														
0	9.1.115	-30	0														
0	9.1.116	0	0														
0	9.1.117	30	0														
0	9.1.118	0	-30														
0	9.1.119	30	-30														
0	9.1.120	60	-30														
0	9.1.121	30	-60														
0	9.1.122	60	-60														
0	9.1.123	90	-60														
0	9.1.124	60	-90														
0	9.1.125	90	-90														
0	9.1.126	120	-90														
0	9.1.127	90	-120														
0	9.1.128	120	-120														
0	9.1.129	150	-120														
0	9.1.130	120	-150														
0	9.1.131	150	-150														
0	9.1.132	180	-150														
3	9.1.133	-90	60														
3	9.1.134	-60	60														
3	9.1.135	-30	60														

## 5 DLC 10.1 e 10.2

No. of simulations	Design situation	DLC	Sub-DLC	Wind				Waves				Sea currents		Water level	Simulation length (not including transient)		
				EWM Turbulent wind model V_hub = V_ref				ESS H_s = H_S,50			MIS, MUL	ECM U = U_50		EWLR			
				V_hub [m/s]	Tl [-]	Alpha [-]	Dir. [deg]	H_s [m]	T_p [s]	Gamma [-]	Theta_wm [deg]	U_sur [m/s]	Theta_c [deg]	eta [m]			
9	<b>Parked (standing still or idling)</b>	[-]	[-]	10.1 and 10.2	50	0.110	0.110	7.78	10.68	3.845	1.25	Co-directional with waves	1.32	600			
0															10.1.1	-210	180
0															10.1.2	-180	180
0															10.1.3	-150	180
0															10.1.4	-180	150
0															10.1.5	-150	150
0															10.1.6	-120	150
0															10.1.7	-150	120
0															10.1.8	-120	120
0															10.1.9	-90	120
0															10.1.10	-120	90
0															10.1.11	-90	90
0															10.1.12	-60	90
3															10.1.13	-90	60
3															10.1.14	-60	60
3															10.1.15	-30	60
0															10.1.16	-60	30
0															10.1.17	-30	30
0															10.1.18	0	30
0															10.1.19	-30	0
0															10.1.20	0	0
0															10.1.21	30	0
0															10.1.22	0	-30
0															10.1.23	30	-30
0															10.1.24	60	-30
0															10.1.25	30	-60
0															10.1.26	60	-60
0															10.1.27	90	-60
0															10.1.28	60	-90
0															10.1.29	90	-90
0															10.1.30	120	-90
0															10.1.31	90	-120
0															10.1.32	120	-120
0															10.1.33	150	-120
0															10.1.34	120	-150
0															10.1.35	150	-150
0	10.1.36	180	-150														