



Politecnico di Milano

FACOLTÀ DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Aeronautica

**Una procedura di monitoraggio dell'involuppo operativo per la
gestione di guasti e funzionamenti anomali di aerogeneratori**

Candidato:

Marco SAPORITI

Matricola 754846

Relatore:

Prof. Carlo L. BOTTASSO

Correlatore:

Prof. Alessandro CROCE

Indice

1	Introduzione	15
1.1	Background	15
1.2	Condition monitoring	16
1.3	Obiettivi	19
1.4	Metodologia di monitoraggio	22
2	Campo di funzionamento	27
2.1	DLC e sensori	27
2.2	Cp-Lambda	31
2.3	Aerogeneratore	32
2.4	Definizione del campo di funzionamento	33
2.5	Regolarizzazione dei contorni	40
2.6	Considerazioni sulla velocità del vento	70
3	Sviluppo del codice	75
3.1	Algoritmo di <i>point location</i>	75
3.2	Distanza e velocità rispetto al contorno	77
3.2.1	Distanza	78
3.2.2	Velocità	80
3.3	Algoritmo di controllo	81
4	Validazione sistema di monitoraggio	89
4.1	Scenario di failure 1	90
4.2	Scenario di failure 2	114
5	Conclusioni	141
5.1	Sviluppi futuri	144
	Bibliografia	147

Elenco delle figure

1.1	Tipica wind farm off-shore	16
1.2	Impianto off-shore	19
1.3	Confronto tra inviluppo sicuro e limiti dimensionanti	20
1.4	Schema esemplificativo degli inviluppi <i>safe</i> ed <i>operational</i>	23
2.1	Pitch angle vs rotor speed	34
2.2	Electric torque vs rotor speed	35
2.3	Nacelle fore-aft acceleration vs rotor speed	35
2.4	Nacelle side-side acceleration vs rotor speed	36
2.5	Tower root side-side bending moment M_x vs rotor speed	36
2.6	Tower root fore-aft bending moment M_y vs rotor speed	37
2.7	Hub torsional moment M_x vs rotor speed	37
2.8	Hub bending moment M_y vs rotor speed	38
2.9	Hub bending moment M_z vs rotor speed	38
2.10	Blades root edgewise bending moment M_x vs rotor speed	39
2.11	Blades root flapwise bending moment M_y vs rotor speed	39
2.12	Blades root flapwise bending moment M_y vs rotor speed - situazione di power production	41
2.13	Confronto tra due diversi contorni a rettangoli	44
2.14	Pitch angle	46
2.15	Electric torque	47
2.16	Nacelle fore-aft acceleration	48
2.17	Nacelle side-side acceleration	49
2.18	Tower root side-side bending moment M_x	50
2.19	Tower root fore-aft bending moment M_y	51
2.20	Hub torsional moment M_x	52
2.21	Hub bending moment M_y	53
2.22	Hub bending moment M_z	54
2.23	Blades root edgewise bending moment M_x	55
2.24	Blades root flapwise bending moment M_y	56
2.25	Nacelle fore-aft acceleration	61

2.26	Nacelle side-side acceleration	62
2.27	Tower root side-side bending moment M_x	63
2.28	Tower root fore-aft bending moment M_y	64
2.29	Hub bending moment M_y	65
2.30	Hub bending moment M_z	66
2.31	Blades root edgewise bending moment M_x	67
2.32	Blades root flapwise bending moment M_y	68
2.33	Esempio di modellazione di Weibull	71
3.1	Vettori impiegati per il calcolo della distanza dei punti di funzionamento dal contorno	79
3.2	Vettori impiegati per il calcolo della velocità dei punti di funzionamento in direzione normale al contorno	81
4.1	Pitch angle - confronto tra le varie pale	91
4.2	Velocità del vento durante la prova - failure 1	92
4.3	Storia temporale del pitch della pala 1 - failure 1	94
4.4	Storia temporale del pitch della pala 2 - failure 1	94
4.5	Storia temporale del pitch della pala 3 - failure 1	95
4.6	Storia temporale del momento edgewise sulla pala 1 - failure 1	95
4.7	Storia temporale del momento flapwise sulla pala 1 - failure 1	96
4.8	Storia temporale del momento edgewise sulla pala 2 - failure 1	96
4.9	Storia temporale del momento flapwise sulla pala 2 - failure 1	97
4.10	Storia temporale del momento edgewise sulla pala 3 - failure 1	97
4.11	Storia temporale del momento flapwise sulla pala 3 - failure 1	98
4.12	Storia temporale della produzione energetica - failure 1	98
4.13	Storia temporale dell'accelerazione fore-aft della nacelle - failure 1	99
4.14	Storia temporale dell'accelerazione side-side della nacelle - failure 1	99
4.15	Storia temporale del momento torcente M_x sul mozzo - failure 1	100
4.16	Storia temporale del momento flettente M_y sul mozzo - failure 1	100
4.17	Storia temporale del momento flettente M_z sul mozzo - failure 1	101
4.18	Storia temporale della velocità angolare del rotore - failure 1	101
4.19	Storia temporale del momento side-side in radice torre - failure 1	102
4.20	Storia temporale del momento fore-aft in radice torre - failure 1	102
4.21	Pitch angle - confronto tra le due simulazioni	104
4.22	Electric torque - confronto tra le due simulazioni	105
4.23	Nacelle fore-aft acceleration - confronto tra le due simulazioni	106
4.24	Tower root side-side bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni	107

4.25 Tower root fore-aft bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni	108
4.26 Hub torsional moment M_x - confronto tra le due simulazioni	109
4.27 Hub bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni	110
4.28 Hub bending moment M_z - confronto tra le due simulazioni	111
4.29 Blades root edgewise bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni	112
4.30 Blades root flapwise bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni	113
4.31 Dettaglio del contorno dell'angolo di pitch - failure 1	114
4.32 Velocità del vento durante la prova - failure 2	117
4.33 Storia temporale del pitch della pala 1 - failure 2	118
4.34 Storia temporale del pitch della pala 2 - failure 2	119
4.35 Storia temporale del pitch della pala 3 - failure 2	119
4.36 Storia temporale del momento edgewise sulla pala 1 - failure 2	120
4.37 Storia temporale del momento flapwise sulla pala 1 - failure 2	120
4.38 Storia temporale del momento edgewise sulla pala 2 - failure 2	121
4.39 Storia temporale del momento flapwise sulla pala 2 - failure 2	121
4.40 Storia temporale del momento edgewise sulla pala 3 - failure 2	122
4.41 Storia temporale del momento flapwise sulla pala 3 - failure 2	122
4.42 Storia temporale della produzione energetica - failure 2	123
4.43 Storia temporale dell'accelerazione fore-aft della nacelle - failure 2	123
4.44 Storia temporale dell'accelerazione side-side della nacelle - failure 2	124
4.45 Storia temporale del momento torcente M_x sul mozzo - failure 2	124
4.46 Storia temporale del momento flettente M_y sul mozzo - failure 2	125
4.47 Storia temporale del momento flettente M_z sul mozzo - failure 2	125
4.48 Storia temporale della velocità angolare del rotore - failure 2	126
4.49 Storia temporale del momento side-side in radice torre - failure 2	126
4.50 Storia temporale del momento fore-aft in radice torre - failure 2	127
4.51 Pitch angle - confronto tra le due simulazioni	129
4.52 Electric torque - confronto tra le due simulazioni	130
4.53 Nacelle fore-aft acceleration - confronto tra le due simulazioni	131
4.54 Tower root side-side bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni	132
4.55 Tower root fore-aft bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni	133
4.56 Hub torsional moment M_x - confronto tra le due simulazioni	134
4.57 Hub bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni	135
4.58 Hub bending moment M_z - confronto tra le due simulazioni	136

4.59 Blades root edgewise bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni	137
4.60 Blades root flapwise bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni	138
4.61 Dettaglio del superamento dei contorni - failure 2	139

Elenco delle tabelle

2.1	Design Load Cases	29
2.2	Elenco dei sensori esaminati	31
2.3	Caratteristiche dell'aerogeneratore studiato	33
2.4	Numero di vertici per il contorno di ciascun grafico	60
2.5	Funzioni polinomiali di fitting sui vari grafici	69
4.1	Limiti ammissibili per le grandezze monitorate	90
4.2	Masse inserite per simulare la formazione di ghiaccio	115
4.3	Distribuzione di massa delle pale	115
4.4	Variazione della posizione dei baricentri delle pale	116
4.5	Variazione dei momenti d'inerzia delle pale rispetto al centro del rotore	116

Sommario

Il problema del monitoraggio delle condizioni di funzionamento di un aerogeneratore e dell'identificazione di guasti ed anomalie sta assumendo sempre maggiore rilievo negli ultimi anni, visto il crescente sviluppo di turbine di grande potenza e di installazioni off-shore. Diventa sempre più importante il controllo accurato delle condizioni operative delle macchine, in modo da prevenire rotture dei componenti e pianificare gli interventi di manutenzione, al fine di massimizzare il capacity factor degli impianti. In questa tesi si affronta questo problema dal punto di vista del monitoraggio di una serie di parametri caratteristici del generatore eolico, che vanno dall'angolo di pitch alle accelerazioni della gondola, passando per i carichi alla radice delle pale e di quelli alla base della torre di sostegno. Si proporrà una nuova procedura per il controllo delle condizioni di funzionamento del rotore, la quale, basandosi sull'inviluppo operativo della turbina, sarà in grado di riconoscere eventuali anomalie nel comportamento della macchina ed avviare di conseguenza una frenata, evitando così situazioni potenzialmente critiche per l'integrità strutturale dell'aerogeneratore. Per definire il campo di funzionamento del convertitore si utilizzeranno delle simulazioni numeriche sviluppate in modo da riprodurre le condizioni di carico dimensionanti e una serie di situazioni di normale produzione energetica, da cui si estrarranno i possibili valori assunti dalle varie grandezze monitorate; ottenute queste informazioni, si svilupperà una procedura numerica in grado di comprendere in tempo reale se la macchina stia lavorando all'interno delle normali condizioni di impiego, oppure se ci sia qualche anomalia che comporti un funzionamento inusuale dell'aerogeneratore, nel qual caso verrà avviata la frenata d'emergenza del rotore. Il sistema di monitoraggio sarà infine testato con due simulazioni di guasto, in cui si metteranno a confronto l'efficacia del normale sistema di controllo presente sulla turbina con quella del nuovo sistema progettato.

Parole chiave: aerogeneratori, condition monitoring, inviluppo operativo, fault detection, parametri di funzionamento.

Abstract

The problem of condition monitoring, fault detection and anomalies recognition in wind energy converters (WEC) has become more and more important in the last few years, due to the increasing development of great power wind turbines and off-shore wind farms. The importance of accurate control of the operational conditions of the machines is becoming a matter of absolute interest, in order to prevent sudden breakings in any part of the WEC, to plan the maintenance well in advance and to enhance the capacity factor of the plant. We will face this problem by the point of view of monitoring various process parameters, such as blades pitch angle, nacelle accelerations, blades root strain, etc. A new operational envelope monitoring procedure will be proposed, based on the usual operational behaviours of the wind turbine. This procedure is able to recognize any anomaly in the machine functioning and to start-up the shut-down process, so to avoid dangerous situation and possible overloading on the structure. In order to define the wind turbine operating field, some numerical simulation are used, which reproduce most of the design load conditions of the wind turbine and a series of simulations of normal power production processes. Using this data, a computational procedure able to understand if the turbine is currently working inside or outside the normal functioning behaviour will be developed; this procedure is designed also to be able to detect any kind of anomalous operational state, and to shut-down the turbine's rotor as a result. This new monitoring system will be finally tested by facing two failure scenarios, in which its effectiveness will be balanced against the normal control system one.

Keywords: wind turbines, condition monitoring, operational envelope, fault detection, process parameters.

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Background

Nonostante l'attuale recessione economica, il settore industriale legato alla produzione di energia rinnovabile per via eolica sta mantenendo una crescita costante durante gli ultimi anni. Stando ai dati forniti dal *Global Wind Energy Council*, la potenza installata a livello mondiale ha raggiunto, sul finire del 2011, quasi 238 GW, con un incremento di 40,6 GW rispetto all'anno precedente e di 78,6 GW rispetto alla fine del 2009 ([**GWEC11**], [**GWEC12**]). Questo significa che più di 100.000 turbine eoliche di diverse dimensioni e potenza sono attualmente attive nel mondo, poste nelle più disparate regioni del globo, sia on- che off- shore. La sfida più grande negli ultimi anni sta diventando dunque quella di rendere questi aerogeneratori il più possibile efficaci ed affidabili, cercando di ridurre al minimo la necessità di interventi di manutenzione o di riparazione. Se infatti si considera che ciascuna turbina ha una potenza limitata a pochi MW, ma che il suo costo medio è dell'ordine del milione di euro, si intuisce come i margini di guadagno sull'energia prodotta siano ancora bassi (in proposito, si veda [**Ya12**]). E' chiaro dunque come anche le ordinarie operazioni di manutenzione, ove richiedano di fermare la macchina, portino ad allungare di molto i tempi di rientro degli investimenti effettuati dai produttori energetici; si rendono quindi fondamentali sia una programmazione oculata degli interventi di manutenzione degli impianti, sia una prevenzione dei guasti e delle rotture che potrebbero verificarsi durante il funzionamento delle turbine. Conoscendo in anticipo quali interventi vadano approntati sulle macchine, questi possono essere pianificati durante i periodi di vento debole, quando cioè le turbine sono ferme o ruotano a basse velocità a causa delle condizioni atmosferiche, ottimizzando in questo modo il *capacity*

*factor*¹ dell'installazione [Ca94].

Queste necessità diventano ancora più stringenti per quanto riguarda gli impianti eolici off-shore (Fig. 1.1, 1.2); in questo caso il costo di realizzazione delle wind farm aumenta, sia per la maggiore difficoltà nel raggiungere il sito prescelto, sia perchè i generatori di questi impianti sono mediamente di taglia più grande rispetto a quelli delle installazioni on-shore. Di pari passo aumentano pure i costi ed i tempi di manutenzione, considerando anche che molto spesso gli aerogeneratori off-shore sono situati in luoghi che presentano condizioni meteorologiche sfavorevoli per gran parte dell'anno, le quali possono rendere le wind farm inaccessibili per intere settimane [Ha09], incrementando così le perdite dovute all'improduttività delle macchine.



Figura 1.1: Tipica wind farm off-shore

Alla luce di queste riflessioni, non stupisce come negli ultimi anni stiano aumentando gli investimenti e l'interesse verso i sistemi di *condition monitoring* e *fault detection*, che a dispetto del costo aggiuntivo che comportano, garantiscono un calo dei tempi di parcheggio delle turbine dovuti a guasti e manutenzioni, aumentando di conseguenza produttività ed introiti [Ve03].

1.2 Condition monitoring

Durante il loro normale funzionamento, i generatori eolici vengono sottoposti ad un numero elevatissimo di cicli a fatica, quindi sono strutture che richiedono una cura ed una manutenzione costante per poter rimanere operative al massimo delle loro capacità. Dal momento che la maggior parte degli impianti eolici è situato in regioni remote (specialmente per quanto riguarda le

¹Il *capacity factor* rappresenta la percentuale di energia prodotta su quella producibile alla potenza nominale; tiene conto dell'effettiva distribuzione del vento nel sito [Pa04].

installazioni off-shore), gli interventi di manutenzione sono già di per sè particolarmente costosi, senza contare, come già ricordato in precedenza, i mancati guadagni dovuti allo spegnimento delle turbine durante le fasi di *maintenace*. Se poi, oltre alla regolare manutenzione, si aggiungono guasti improvvisi ed inattesi, i costi di mantenimento rischiano di diventare esagerati, come già specificato nell Sez. 1.1. Si rendono quindi necessari dei sistemi che riescano a tenere sotto controllo la macchina eolica, consentendo di programmare al meglio gli interventi e le riparazioni da effettuare sul generatore, riducendo al minimo i periodi di inattività. E' dunque indispensabile sviluppare adeguati sistemi di monitoraggio delle condizioni di funzionamento degli aerogeneratori, i cosiddetti *condition monitoring systems* (CMS) e *fault detection systems* (FDS), per rendersi conto in anticipo del logorio dei componenti e localizzare precisamente e al più presto i guasti nel convertitore eolico. In questa maniera la manutenzione non viene più fatta unicamente secondo una logica correttiva (a danno avvenuto) o preventiva (secondo scadenze predeterminate), ma viene stabilita in relazione alle condizioni di salute della macchina, ottenendo un sistema più efficiente dal punto di vista economico, incrementando il *capacity factor* ed evitando rotture impreviste.

Le principali tecniche utilizzate nei moderni sistemi CMS prendono in considerazione diversi aspetti e differenti componenti della turbina; si possono riassumere così:

1. analisi delle vibrazioni;
2. analisi degli oli lubrificanti;
3. termografia (per monitorare componenti elettrici ed elettronici);
4. monitoraggio della condizione fisica dei materiali (individuazione di cricche e del loro sviluppo);
5. misurazione degli sforzi;
6. monitoraggio acustico;
7. monitoraggio della produzione elettrica;
8. analisi di parametri di funzionamento;
9. monitoraggio delle performance.

I diversi metodi elencati possono essere applicati all'intera macchina, elaborando un *global CMS*, oppure ai singoli componenti dell'aerogeneratore; ad

esempio, gli elementi del gearbox sono soggetti tipicamente ad analisi vibrazionale, le pale del rotore ad analisi acustica ed alla misurazione degli sforzi, i componenti elettronici ad analisi termografica. Tutte queste metodologie di monitoraggio consentono sia di individuare malfunzionamenti e rotture dei singoli componenti di una turbina eolica, sia di tenere sotto controllo il comportamento del generatore. L'analisi degli oli lubrificanti, ad esempio, registra il livello di detriti metallici presenti nei liquidi di lubrificazione nel gearbox, riuscendo a riconoscere rotture o deterioramenti degli ingranaggi e degli alberi di trasmissione; allo stesso modo, misurazioni di sforzo e di temperatura sul rotore possono identificare rotture o danneggiamenti delle pale e del mozzo carenato. Altre modalità di controllo sono invece basate sull'analisi di determinati segnali, sia nel dominio del tempo che in quello delle frequenze, come ad esempio l'analisi della corrente elettrica in uscita dal generatore, piuttosto che quella delle frequenze di vibrazione delle pale o della catena di trasmissione. In questo modo si possono definire dei parametri caratteristici del funzionamento della turbina, che vengono presi in considerazione per l'osservazione dello stato di salute dell'aerogeneratore ([Ha09], [Cr10], [Ga12]).

La maggior parte di queste tecniche sono diffusamente utilizzate, ma per quanto riguarda *anomaly detection* e *trending analysis*, tecniche cioè che sfruttino l'analisi dei parametri di funzionamento e le performance della macchina, i sistemi impiegati non sono molto efficaci. I metodi tradizionali infatti utilizzano le informazioni relative allo stato operativo dell'aerogeneratore solo in relazione a dei limiti prefissati, oltrepassati i quali il sistema di controllo emette un segnale di allarme. Inoltre, molto spesso il controllo viene effettuato su dati raccolti tramite un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), mediati lungo un intervallo di tempo di 5-10 minuti: una frequenza troppo bassa per una corretta diagnosi di guasti e malfunzionamenti in una macchina rotativa [Ya08]. Un sistema di monitoraggio più incisivo, sempre basato sulla raccolta in tempo reale dei valori assunti da una serie di parametri di riferimento (angolo di pitch, velocità di rotazione delle pale, ecc.), dovrebbe essere in grado di rilevare anomalie rispetto al normale funzionamento dell'aerogeneratore e di tenere sotto controllo l'andamento dei vari parametri. In questo modo si riuscirebbe non solo ad identificare un generico malfunzionamento, segnalando all'operatore che «qualcosa potrebbe non andare per il verso giusto» ([Ve03]), ma anche rendersi conto in anticipo di un possibile superamento dei valori di soglia prefissati ed identificati come pericolosi per l'integrità dei componenti della turbina. Naturalmente, un sistema di questo genere richiede una conoscenza piuttosto dettagliata del campo di funzionamento "normale" della macchina su cui si vuole impostare il controllo, oltre ad una certa esperienza da parte degli operatori addetti al

monitoraggio, dal momento che non viene fornita alcuna indicazione sulla causa dell'anomalia nelle condizioni operative. I vantaggi, d'altro canto, sono legati alla generalità del controllo, in grado di rilevare anomalie e guasti di qualsiasi tipo, nonché alla capacità di prevenire potenziali rotture accorgendosi in anticipo di malfunzionamenti ed irregolarità ([Za07], [Fe11]).



Figura 1.2: Impianto off-shore

In questa tesi si descrive una metodologia di controllo che sia in grado di interpretare i canoni appena citati, avviando una frenata nel momento in cui venga ravvisato un allontanamento dal profilo usuale di funzionamento dell'aerogeneratore, così da prevenire possibili rotture, inevitabili con un tradizionale sistema di controllo.

1.3 Obiettivi

Il seguente lavoro di tesi si propone di definire una nuova metodologia per il monitoraggio delle condizioni operative di un aerogeneratore, che sia in grado di avviare una frenata nel momento in cui riscontri situazioni di funzionamento anomale. Allo stato attuale, i metodi di controllo basati sull'analisi delle prestazioni di un generatore eolico restituiscono un segnale di allarme - e quindi avviano la fase di *Emergency Shut Down* - solo nel momento in cui il valore di alcuni parametri (momenti flettenti alla radice delle pale, velocità angolare del rotore, ecc.) oltrepassi una determinata soglia, sintomo di una possibile situazione di pericolo per l'integrità della struttura o di uno dei suoi componenti ([Za07], [Ga12], [Ha09]). Si vuole invece realizzare una

procedura che, partendo dalla conoscenza delle condizioni di funzionamento per cui l'aerogeneratore è stato progettato e testato, sia in grado di rilevare automaticamente se il sistema stia o meno lavorando all'interno di queste ultime; nel momento in cui la macchina dovesse trovarsi ad operare al di fuori delle condizioni di progetto, pur senza superare un set di valori limite, la frenata sarebbe avviata. Una procedura di questo tipo consentirebbe di tenere sotto controllo in maniera più accurata il comportamento del generatore eolico, evidenziando eventuali malfunzionamenti che, seppur non immediatamente critici, potrebbero portare al danneggiamento della macchina o, in casi più estremi, alla rottura improvvisa di una sua parte.

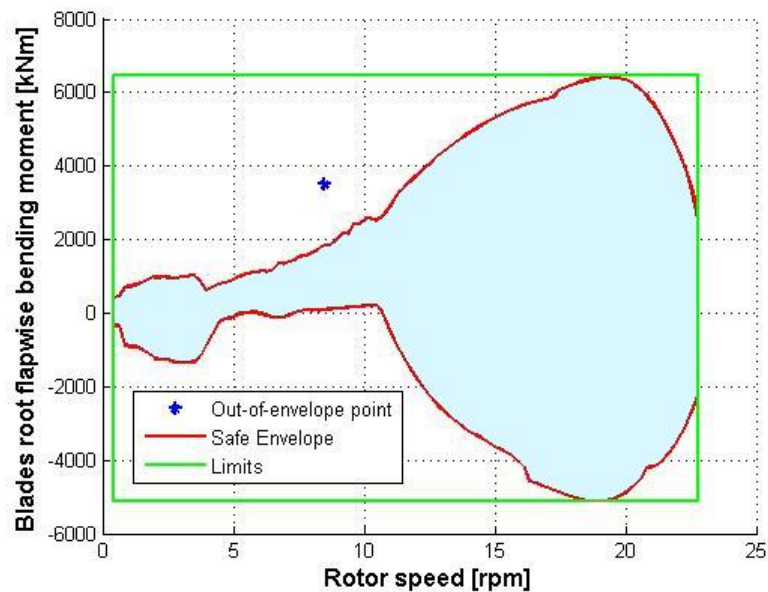


Figura 1.3: Confronto tra involucro sicuro e limiti dimensionanti

Nelle macchine eoliche attuali, come detto, una frenata d'emergenza viene avviata, su segnalazione di un sistema di *condition monitoring* basato sull'osservazione di alcuni parametri di funzionamento, qualora il valore di una determinata grandezza superi una soglia critica, oltre la quale possano incorrere rotture o sforzi eccessivi per le pale o per altri componenti del sistema. Va tuttavia notato come l'involucro operativo, definito dall'insieme dei possibili valori che ciascuna grandezza monitorata può assumere durante il funzionamento della turbina², assuma sembianze del tutto particolari, non

²Per una più dettagliata spiegazione del concetto di *operational envelope* e di quello di *safe envelope*, si rimanda alla Sez. 1.4.

definibili con semplici valori limite. Si faccia riferimento, a titolo esemplificativo, alla Fig. 1.3; viene riportato l'inviluppo di tutti i possibili valori del momento flettente flapwise sulle pale, in relazione alla velocità angolare del rotore, che la turbina sperimenta durante ogni possibile condizione operativa. Nello stesso grafico vengono tracciati i limiti massimi e minimi che le quantità in ascissa e in ordinata possono raggiungere, indicative di quei valori di soglia citati precedentemente. Risulta evidente che, se in un determinato istante le condizioni operative fossero tali per cui i sensori registrassero una coppia di valori come quella che caratterizza il punto blu presente nel suddetto grafico, un sistema di monitoraggio convenzionale non segnalerebbe alcunchè. Eppure, dato che l'inviluppo viene determinato registrando ogni possibile valore assunto da ciascuna grandezza monitorata durante un gran numero di simulazioni numeriche, le quali replicano ogni possibile condizione operativa dell'aerogeneratore, è chiaro come la comparsa di punti esterni ad esso sia sintomatica di un funzionamento particolare, scorretto, anomalo. La macchina potrebbe ritrovarsi a lavorare fuori dalle condizioni di progetto per cui è stata certificata, senza però che alcuno dei parametri monitorati ecceda determinati valori di soglia massimi o minimi. Una circostanza simile normalmente non verrebbe evidenziata, nè imporrebbe l'avviamento della procedura di frenata; tuttavia il persistere del funzionamento del generatore in una condizione non testata potrebbe condurre a problemi di fatica o all'insorgere di guasti e rotture. In aggiunta, non si può essere certi che un'eventuale frenata iniziata a partire da una condizione di "fuori progetto", esterna cioè all'inviluppo, non porti il sistema al raggiungimento di livelli di carico o di sforzo che eccedano i valori limite.

Alla luce di quanto esposto sinora, si intuisce come sia utile sviluppare una procedura che sia in grado di leggere, istante per istante, la condizione operativa del generatore eolico, comunicandola al sistema di controllo, in modo che la macchina lavori sempre all'interno della zona testata. Questa tesi propone dunque una nuova metodologia che basi il monitoraggio delle condizioni operative di una turbina eolica sulla *posizione* di un punto di funzionamento³ rispetto ai margini dell'inviluppo operativo. Un controllo di questo tipo non sarà assolutamente banale, dovendo infatti gestire una pluralità di dati di diversa natura, tenendo sotto controllo soprattutto le variazioni reciproche dei differenti parametri osservati.

Nella Sez. 1.4 verrà sviscerato meglio il concetto di inviluppo operativo appena introdotto, inoltre verranno esposte dettagliatamente le fasi dello

³Con punto di funzionamento si intende l'insieme delle diverse quantità misurate da una serie di sensori ad ogni istante temporale - il punto evidenziato in Fig. 1.3 costituisce un punto di funzionamento, tracciato basandosi sui valori assunti da due grandezze nello stesso istante.

sviluppo della procedura di monitoraggio. Prima di proseguire, però, si vuole sottolineare come l'inviluppo appena definito rappresenti ciò cui in precedenza si era fatto riferimento parlando del "normale funzionamento dell'aerogeneratore" (Sez. 1.2). Questo verrà calcolato impiegando un certo numero di simulazioni numeriche; un sistema alternativo per ottenerlo potrebbe consistere nel registrare, per un certo intervallo di tempo (che copra possibilmente diverse stagioni meteorologiche), i valori dei parametri di interesse su un convertitore eolico realmente funzionante, per poi impiegarli quali riferimento. Ovviamente è risultato più comodo utilizzare delle prove numeriche, alcune già disponibili perchè sviluppate in precedenza all'interno del Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale del Politecnico di Milano, altre elaborate appositamente per migliorare ed allargare lo spettro d'indagine sul comportamento operativo della macchina studiata.

1.4 Metodologia di monitoraggio

Prima di addentrarci appieno nell'esposizione del lavoro svolto, è opportuno chiarire ulteriormente i dettagli della metodologia di monitoraggio che è stata sviluppata e testata. Come già accennato, l'intento è quello di realizzare una procedura che sia in grado di tenere sotto controllo l'andamento di una serie di grandezze, siano esse misure di carico, di accelerazione o altro, durante le fasi produttive di un aerogeneratore, in modo da riscontrare anomalie e malfunzionamenti di ogni genere. L'idea che sta alla base di questo metodo può essere ricondotta, in analogia con il mondo aeronautico, ai concetti di *operational envelope* (OE) e *safe envelope* (SE) (si veda la Fig. 1.4); come si può notare, sono distinguibili due inviluppi, uno "operativo" ed uno "sicuro" che delimitano l'insieme, rispettivamente, dei valori che i vari parametri presi in esame assumono durante le normali fasi operative e di quelli che non devono essere oltrepassati per non minare la sicurezza strutturale della macchina. La presenza di una zona intermedia tra i due inviluppi rappresenta un margine di sicurezza che possa compensare eventuali fuoriuscite temporanee dall'usuale inviluppo operativo. Una "sortita" di qualsiasi genere dai confini dell'OE, ad ogni modo, sarebbe sintomatica di un funzionamento particolare, se non anormale, dell'aeromobile. Mutuando questi concetti, si ritiene che un monitoraggio relativo alle condizioni di impiego possa applicarsi efficacemente anche all'ambito dei convertitori eolici. Ciò che ci si prefigge, dunque, è di stabilire quale sia l'inviluppo operativo che contraddistingue le normali fasi di produzione energetica di una turbina eolica, in modo tale da elaborare un sistema in grado di comprendere, in tempo reale, se la macchina stia lavorando o meno all'interno di questo *bound*. Impiegando, tuttavia,

anche simulazioni numeriche relative a condizioni di carico dimensionanti, comprensive pertanto di situazioni estreme, ciò che verrà determinato sarà il *safe envelope*; quest'ultimo, rimanendo nel settore specifico dell'ingegneria del vento, può essere visto come l'involuppo in cui possa collocarsi una condizione di funzionamento senza che ciò comporti rotture o danneggiamenti ad un qualsiasi componente della macchina, dall'interno del quale è inoltre possibile avviare una frenata con tranquillità, consapevoli che non verranno superati i limiti dimensionanti. Alla luce di queste definizioni, risulta più chiaro quanto affermato nella Sez. 1.3, dove si faceva cenno al fatto che una frenata che parta da un punto dell'involuppo, se esaurientemente studiato, dia garanzie che il sistema non raggiunga condizioni critiche per l'intera struttura.

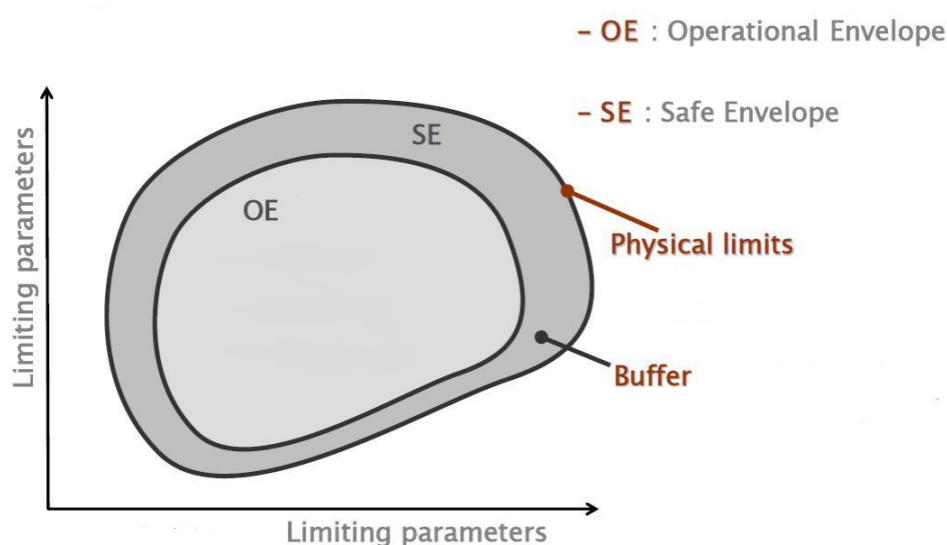


Figura 1.4: Schema esemplificativo degli involucri *safe* ed *operational*

Le fasi di sviluppo del lavoro vengono riassunte di seguito.

Scelta delle grandezze da monitorare questa verrà effettuata in base alle specifiche del codice numerico che si utilizzerà per i calcoli e le simulazioni e considerando l'effettiva presenza di sensori atti a queste misurazioni sulle turbine reali. Verranno monitorate, ad esempio, grandezze quali i momenti sulle pale o quelli alla radice della torre, l'andamento dell'angolo di pitch, la velocità angolare del rotore, eccetera.

Definizione del *safe envelope* occorre tener presente che gli aerogeneratori vengono progettati e testati secondo condizioni di funzionamento ben precise, dettate dalle normative. Partendo quindi da simulazioni

numeriche delle varie situazioni operative richieste per certificare il generatore, sarà possibile estrapolare i valori assunti da diversi parametri, monitorati da sensori posizionati sulla macchina. La totalità di questi dati consentirà di comprendere in maniera piuttosto esaustiva il comportamento dell'aerogeneratore e di stabilire i range all'interno dei quali i vari parametri possono variare gli uni rispetto agli altri. In questo modo, sfruttando sia le condizioni di carico richieste per dimensionare l'aerogeneratore, sia simulazioni numeriche che replichino situazioni di normale funzionamento della turbina, si popoleranno diversi grafici (uno per sensore), così da delineare compiutamente l'involuppo del generatore.

Disegno dei contorni dell'involuppo una volta raccolti i dati delle simulazioni numeriche, si tracceranno, per ciascun grafico, i contorni che racchiudano i punti di funzionamento; come si vedrà, questa operazione non sarà banale, ma costituirà la sfida più delicata nel corso dello sviluppo del lavoro.

Implementazione dell'algoritmo di monitoraggio a partire dai contorni di cui sopra, verrà presentata una procedura computazionale in grado di eseguire un controllo in tempo reale sulla posizione di un qualsiasi punto di funzionamento, determinando se questo si trovi all'interno o all'esterno dei contorni. Si effettuerà inoltre un controllo dinamico, che sappia interpretare in tempo reale l'evoluzione dei parametri osservati, in modo da rilevare con un certo anticipo l'eventuale passaggio da una condizione operativa affidabile e testata ad una anomala, fuori cioè dalla zona *sicura* calcolata a priori sulla base delle simulazioni numeriche. In questo senso quindi si parlerà di "velocità" del punto di funzionamento riferendosi alla variazione dei valori monitorati tra un istante ed il successivo; allo stesso modo si sfrutterà il concetto di "distanza" dal contorno per indicare la sicurezza relativa di una condizione operativa rispetto ad un'altra. Questa nomenclatura troverà un senso ed una spiegazione più approfondita nei capitoli successivi, quando si vedrà come i parametri siano stati analizzati singolarmente, ponendoli tutti in relazione alla velocità angolare del rotore. Ci si riferirà dunque al movimento di vari punti di funzionamento all'interno di più piani, definiti accoppiando i valori restituiti da diversi sensori con quello della velocità angolare del rotore, proponendo pertanto un controllo duplice, agente sia sulla posizione che sulla velocità dei punti di funzionamento rispetto ai contorni definiti inizialmente.

Una volta sviluppato il sistema di monitoraggio secondo le modalità appena descritte, si cercherà di mostrarne l'efficacia non solo nel riconoscere

un comportamento anormale della turbina eolica, bensì nel prevenire il superamento di carichi critici che potrebbero portare alla rottura di uno o più componenti dell'aerogeneratore. Si seguirà il principio secondo il quale una frenata avviata a partire da un istante di funzionamento usuale (situato cioè all'interno dei contorni) non porta al raggiungimento di condizioni pericolose per l'integrità della struttura, mentre altrettanto non si può dire per una frenata avviata dopo aver superato i contorni sicuri stabiliti inizialmente ⁴. Quest'idea trova la sua giustificazione nel modo in cui sono state delimitate le zone ritenute affidabili, quelle cioè caratterizzanti il normale funzionamento del sistema. Avendo studiato esaustivamente tutte le possibili condizioni che la turbina potrebbe sperimentare nella sua vita operativa durante le fasi di produzione energetica, ed avendo simulato anche situazioni di guasto e di successivo arresto del rotore, si ritiene che una frenata di emergenza possa essere effettuata in sicurezza se avviata in un istante il cui punto di funzionamento sia interno ai contorni della zona *safe*. Si cercherà quindi di sviluppare degli scenari di fault che, se gestiti con un normale sistema di controllo, portino ad una situazione critica, evitabile invece avviando la frenata al momento opportuno, segnalato dal sistema di monitoraggio sviluppato. Il confronto verrà effettuato tra il controllore realizzato *ex novo* secondo gli obiettivi appena descritti e un LQR MIMO a controllo del passo, già presente nel modello numerico utilizzato per sviluppare le simulazioni; si scenderà più in dettaglio nei paragrafi dedicati.

⁴Si vedrà in seguito come, per evitare l'insorgere di falsi allarmi, si sia scelto di avviare la frenata al primo istante di attraversamento del perimetro di contorno, seppur preannunciato dallo stesso sistema di monitoraggio.

Capitolo 2

Analisi del campo di funzionamento

2.1 Design Load Cases e sensori utilizzati

Il primo passo da affrontare nello svolgimento del lavoro è stato quello di definire compiutamente il campo di funzionamento della macchina eolica presa in esame. Come già accennato, ci si è basati su diverse simulazioni numeriche rappresentanti varie situazioni di utilizzo del generatore, la maggior parte delle quali sono richieste per la certificazione della macchina - in particolare si è fatto riferimento alle indicazioni della compagnia assicurativa *Germanischer Lloyd* ([Ge10]). I carichi calcolati secondo questo manuale permettono di garantire il raggiungimento dei livelli di sicurezza richiesti dalle normative IEC 61400-1 ([IEC1], [IEC2], [IEC3]).

Le DLC (Design Load Cases) esaminate si possono raggruppare in cinque categorie:

1. Power production
2. Power production plus occurrence of fault
3. Start-up
4. Normal shut-down
5. Parking

Come si può notare, vengono prese in considerazione tutte le possibili situazioni di impiego del generatore eolico, valutando sia il funzionamento normale, sia i transitori di avviamento e di arresto, così come le fasi di parcheggio e l'insorgere di guasti. All'interno di queste categorie troviamo simulazioni con

differenti condizioni di vento, anch'esse definite dal manuale di certificazione, che riguardano venti turbolenti, raffiche deterministiche o condizioni di vento a velocità costante. In totale sono state esaminate 339 diverse condizioni operative, raggruppate nelle varie DLC riassunte in Tabella 2.1.

Nella Tabella 2.1 si fa uso dei seguenti acronimi:

DLC Design load case

SF Safety factor

ECD Extreme coherent gust with direction change

EDC Extreme direction change

EOG Extreme operating gust

EWM Extreme wind speed model

EWS Extreme wind shear

NTM Normal turbulence model

NWP Normal wind profile model

V_{in} Velocità del vento di cut-in

V_{hub} Media su 10 minuti della velocità del vento all'altezza del mozzo

V_{ref} Velocità del vento di riferimento (legata alla classe cui appartiene la turbina in esame)

V_{out} Velocità del vento di cut-out

Il pedice relativo ad EOG e ad EDC indica il numero di anni che teoricamente intercorrono tra il verificarsi di due raffiche di quello stesso tipo. Si tenga presente che per ciascuna DLC si sono svolte delle simulazioni a diverse velocità del vento, comprese tra la velocità di cut-in e quella di cut-out, come indicato in Tabella 2.1. Per quanto riguarda le simulazioni delle condizioni di power production con vento turbolento, la normativa richiede l'analisi di almeno quattro diversi profili di turbolenza stocastica, con velocità medie che coprano tutto l'arco di velocità dalla V_{in} alla V_{out} . Tuttavia, per riuscire a definire meglio le condizioni operative della macchina, sono stati testati 46 differenti profili di vento; i *seed* turbolenti aggiuntivi si sono limitati alle velocità comprese tra i 9 e gli 11 m s^{-1} (velocità di progetto) e tra i 21 e i 25 m s^{-1} , condizioni più estreme, le quali creano maggiore dispersione dei dati. Questo

Tabella 2.1: Design Load Cases

Condizione di progetto	DLC	vento	altre condizioni	SF
1. power production	1.1	omesse		
	1.2	$NTM V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.00
	1.3	$ECD V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{ref}$		1.35
	1.4	$NWP V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	grid loss	1.35
	1.5	$EOG_1 V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	grid loss	1.35
	1.6	$EOG_{50} V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
	1.7	$EWS V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
	1.8	$NWP V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	formazione di ghiaccio	1.35
2. power production + fault	2.1	$NWP V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	guasto al sistema di controllo	1.35
	2.2	$NWP V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	guasto al sistema di sicurezza o precedente guasto elettrico interno	1.10
	2.3	$NTM V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	grid loss	1.35
3. start-up	3.1	$NWP V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
	3.2	$EOG_1 V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
	3.3	$EDC_1 V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
4. normal shut-down	4.1	$NWP V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
	4.2	$EOG_1 V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$		1.35
6. parking	6.1	EWM (ricorrenza: 50 anni)		1.00
	6.2	EWM (ricorrenza: 50 anni)	grid loss	1.00

concetto verrà ripreso più avanti nella trattazione, quando si parlerà della costruzione dei contorni a partire dalle nuvole di punti di funzionamento raccolti.

Le DLC che non sono state considerate riguardano le fasi di trasporto, erezione e manutenzione della turbina, le situazioni catastrofiche come i terremoti, gli effetti di temperature estreme, l'influenza di eventuali altre turbine all'interno di una wind farm (non valutabile) e la frenata di emergenza in condizioni di vento normale (NWP); quest'ultima non è stata considerata perchè non attinente alla costruzione dei contorni relativi alle fasi di produzione di energia. Non interessa infatti valutare il comportamento della turbina durante una frenata di emergenza svolta in sicurezza, quanto realizzare un controllo che eviti che la macchina operi in condizioni che esulino da quelle di progetto.

Ciascuna delle simulazioni numeriche analizzate rappresenta il comportamento della macchina sottoposta ad una determinata condizione di vento per un certo periodo di tempo, dai 25 s di quelle più brevi ai 600 s di quelle più lunghe. Il codice numerico *Cp-Lambda* (si veda la Sez. 2.2), impiegato per sviluppare le simulazioni, restituisce i valori assunti da un gran numero di diversi parametri di interesse, calcolati con una frequenza pari a 50 Hz (ma archiviati per la fase di post processing con una frequenza di 10 Hz). Questi calcoli consentono di descrivere in maniera esaustiva sia il moto del rotore, sia le sollecitazioni meccaniche ed aerodinamiche che si sviluppano durante l'arco di tempo della prova su tutta la struttura, dalla radice della torre fino all'estremità delle tre pale. Prima di iniziare ad illustrare e ad analizzare i dati raccolti durante i test, occorre però specificare i parametri che sono stati contemplati per ricostruire il comportamento della macchina in maniera verosimile, utilizzando cioè solo dati effettivamente disponibili tramite i sensori più comunemente presenti su di un generatore reale. Vengono elencati di seguito, in Tabella 2.2, con anche i nomi con cui sono stati richiamati nei codici e nelle figure che verranno presentate nell'arco della trattazione.

Per quanto riguarda i momenti flapwise ed edgewise in radice delle pale, per la definizione del campo di funzionamento si sono accorpate i valori delle tre appendici, seppur differenti su ciascuna di esse nei diversi istanti di tempo. Anche per il pitch si è seguito lo stesso criterio, sebbene per quanto concerne le DLC non si siano mai riscontrati valori diversi tra una pala e l'altra, per merito del sistema di controllo del passo già presente nel modello impiegato in *Cp-Lambda*. Questo accorpamento tornerà invece utile durante lo sviluppo di scenari di guasto, quando si simuleranno dei fault al fine di testare la nuova procedura di monitoraggio degli involucri operativi (si veda il Cap. 4).

Tabella 2.2: Elenco dei sensori esaminati

grandezza monitorata	nome del sensore	u.d.m.
rotor speed	Hub velocity Ω_x	<i>rpm</i>
pitch angle	Pitch	<i>deg</i>
electric torque	ElTorque	<i>kNm</i>
nacelle side-side acceleration	SSacc	<i>m/s²</i>
nacelle fore-aft acceleration	FAacc	<i>m/s²</i>
tower root side-side bending moment	TRLF M_x	<i>kNm</i>
tower root fore-aft bending moment	TRLF M_y	<i>kNm</i>
hub torsional moment	HRF M_x	<i>kNm</i>
hub bending moment	HRF M_y	<i>kNm</i>
hub bending moment	HRF M_z	<i>kNm</i>
blades root edgewise bending moment	Blades M_x	<i>kNm</i>
blades root flapwise bending moment	Blades M_y	<i>kNm</i>

2.2 Il codice Cp-Lambda

Tutte le simulazioni numeriche delle DLC, elencate nella Sezione 2.1, sono state calcolate utilizzando il codice numerico **Cp-Lambda** (Code for Performance, Loads and Aeroelasticity by Multi-Body Dynamic Analysis). Questo programma, sviluppato all'interno del Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale del Politecnico di Milano, permette di svolgere analisi dinamiche comprensive di effetti aeroelastici; sfrutta un metodo di calcolo ad elementi finiti, e viene applicato in particolar modo allo studio del comportamento di macchine rotative quali elicotteri, convertiplani e turbine eoliche. Il codice, nella sua versione dedicata all'ambito dell'ingegneria del vento, consente dunque di calcolare i carichi e le performance di un convertitore eolico, prendendo in considerazione sia la parte strutturale che quella aerodinamica del problema. Per quanto riguarda la prima, gli aerogeneratori sono assemblati unendo tra loro componenti più semplici, sviluppati a priori e raccolti in delle apposite librerie. Vengono definiti molteplici elementi di trave caratterizzati da matrici di rigidità diverse a seconda del materiale (anisotropo e non), giunti di rivoluzione, elementi rigidi ed attuatori. In questo senso il codice esegue un calcolo strutturale ad elementi finiti *multi-body*, peculiarità che facilita, in questo ambito specifico, la descrizione di turbine di diversa forma, consentendo ad esempio di modellare generatori a due o a tre pale, direct-drive o con moltiplicatore di giri. La flessibilità del codice permette libertà di sviluppo delle configurazioni delle turbine, con diversi livelli di raffinatezza

nella simulazione; è possibile, ad esempio, introdurre la modellazione delle fondamenta della torre, così come la flessibilità della gondola.

Per quanto concerne invece la parte aerodinamica, il *Cp-Lambda* calcola i carichi agenti sulle pale del rotore mediante un modello bidimensionale di linea portante, integrato con la modellazione dell'effetto della torre, dello stallo dinamico e del flusso radiale ed instazionario; è altresì possibile interfacciarsi con un codice CFD esterno per un calcolo più raffinato delle condizioni aerodinamiche. Il vento viene modellato in diversa maniera, a seconda della simulazione in esame, ma sono contemplati dal codice sia lo strato limite (calcolabile secondo un modello esponenziale o logaritmico), sia la turbolenza tridimensionale, sia le raffiche deterministiche (come ad esempio la EOG già citata nella Sez. 2.1). Le condizioni del vento vengono usualmente calcolate prima di iniziare la simulazione, che quindi legge delle storie temporali relative alla velocità del vento già elaborate a monte.

Il codice è in grado di effettuare simulazioni statiche e dinamiche, nonché analisi agli autovalori. Il programma si interfaccia anche con un sistema di controllo in anello chiuso, che sfrutta un filtro di Kalman ed è dotato di un controllore del passo delle pale e di un "supervisor" che determina la condizione di funzionamento da assumere istante per istante (start-up, power production, emergency shut-down, ecc.).

Impiegando opportuni modelli che riproducessero varie condizioni di vento, si sono potuti simulare il comportamento e le performance di una macchina eolica per ciascuna delle condizioni di carico descritte nella Sezione 2.1. Ottenuti in questo modo i carichi agenti sulla turbina è stato possibile, in fase di post-processing, sviluppare i contorni che descrivessero la normale zona di funzionamento dell'aerogeneratore. In seguito, introducendo dei guasti ad hoc o bypassando il sistema di controllo di *Cp-Lambda*, si sono sviluppate altre simulazioni che consentissero di testare la nuova tipologia di controllo implementata, basata come detto sul riconoscimento di stati di funzionamento anomali.

2.3 Caratteristiche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore sul cui modello si sono sviluppate tutte le simulazioni numeriche descritte nel Par. 2.1 è una turbina di classe *multimegawatt*¹ a passo variabile, tripala, con una potenza nominale di 2 MW. In Tabella 2.3 si elencano le principali grandezze che caratterizzano la macchina esaminata.

¹Ci si rifà ad una classificazione sulla base della potenza nominale proposta in [Pa04], pag. 129., par. 2, cap. 5

Per quanto concerne il sistema di controllo già presente di default nel modello multy-body adoperato dal codice numerico **Cp-Lambda**, si tratta di un LQR MIMO a controllo del passo. Per simulare correttamente una situazione reale, la massima tolleranza ammissibile tra il passo delle diverse pale è stato fissato in 5° , valore limite oltrepassato il quale viene comandato l'arresto di emergenza del rotore. Oltre al passo, vengono controllati e monitorati anche l'angolo di imbardata (*yaw*), il numero di giri al minuto compiuti dal rotore, nonché la velocità del vento. I giri del rotore non possono superare una soglia prestabilita; inoltre, in seguito ad una frenata normale, il restart non viene avviato finchè non si scenda sotto i 3.5 rpm . Il vento viene monitorato in modo da fermare la macchina in caso di raffiche particolarmente violente o di correnti a velocità sostenuta protratte nel tempo. Si calcola infatti la media della velocità del vento sulla base di 30 secondi, la quale non deve superare una soglia predeterminata pari a 30 m s^{-1} . Allo stesso modo, si controlla ad intervalli di 1 s che tale velocità non oltrepassi un picco massimo fissato in 35 m s^{-1} . L'allineamento della turbina con la direzione del vento è garantito da alcuni attuatori che regolano l'angolo di *yaw* in modo che non superi i 10° .

Tabella 2.3: Caratteristiche dell'aerogeneratore studiato

potenza nominale	2 MW
altezza del mozzo carenato	80 m
diametro del rotore	92 m
numero di pale	3
velocità di cut-in	3 m/s
velocità di cut-out	25 m/s

2.4 Definizione del campo di funzionamento del generatore eolico

Stabiliti i sensori cui attingere ed esplicitate le simulazioni tenute in conto per sviluppare il campo di impiego cui si è interessati, si passa ora a descrivere la prima fase del lavoro. Per ogni condizione di carico si sono raccolti i valori dei dodici parametri elencati in precedenza, ad ogni istante temporale, per poi inserirli in undici diversi diagrammi, presentati nelle Figure da 2.1 a 2.11. Si noti come si siano riportati i valori dei diversi parametri in relazione alla velocità angolare del rotore, assunta come riferimento. Non si sono fatte distinzioni tra le varie DLC, ma si sono sovrapposti indiscriminatamente tutti

i dati a disposizione, in modo da rappresentare il range di funzionamento dell'aerogeneratore nella maniera più esaustiva possibile.

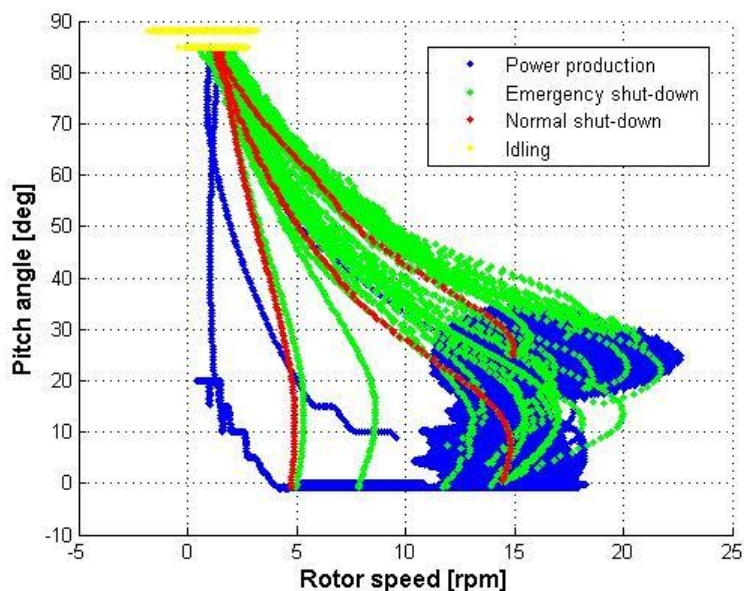


Figura 2.1: Pitch angle vs rotor speed

In ciascuno dei plottaggi riportati si notano quattro colorazioni differenti, ciascuna ad indicare una diversa situazione in cui la macchina si trova ad operare, precisamente:

- power production (blu)
- normal shut-down (rosso)
- emergency shut-down (verde)
- idling (giallo)

La prima riguarda le condizioni di normale produzione energetica, con il rotore che procede a seconda del vento cui via via viene sottoposto. La seconda è relativa agli istanti di tempo in cui l'aerogeneratore sta compiendo una frenata normale, rappresentativi quindi di una fase transitoria; questa può riguardare sia intere DLC, come già specificato in precedenza, sia le parti finali di alcune simulazioni. La terza concerne la frenata di emergenza, tipica di simulazioni in cui viene testato l'insorgere di un guasto, in seguito al quale la macchina si ferma completamente. La differenza tra queste ultime due condizioni risiede nel fatto che, mentre dopo l'innesto di una frenata normale la turbina può

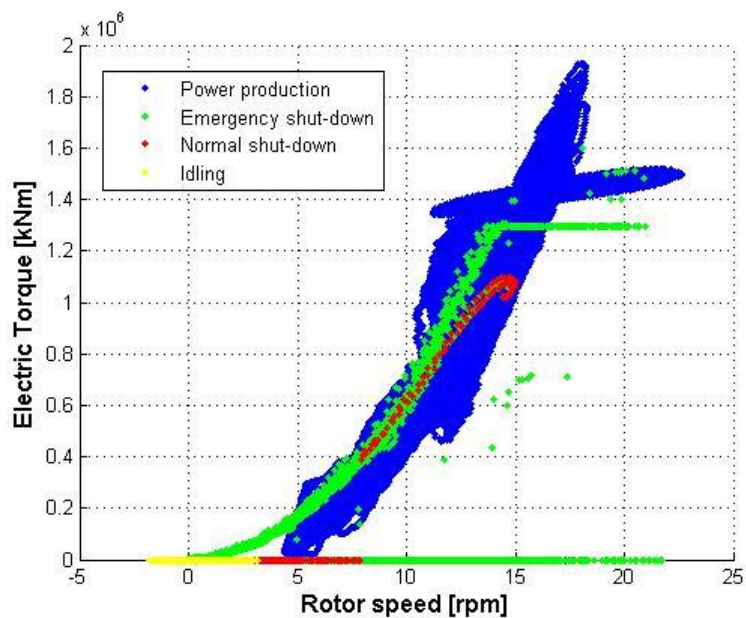


Figura 2.2: Electric torque vs rotor speed

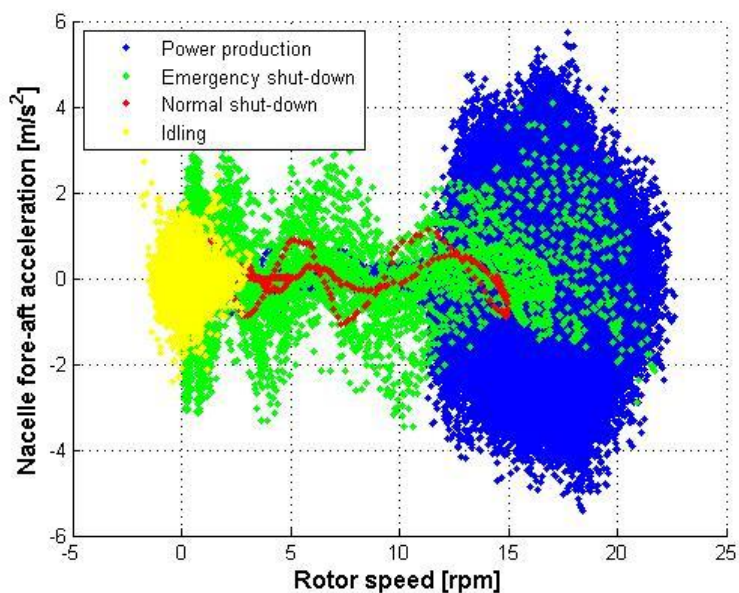


Figura 2.3: Nacelle fore-aft acceleration vs rotor speed

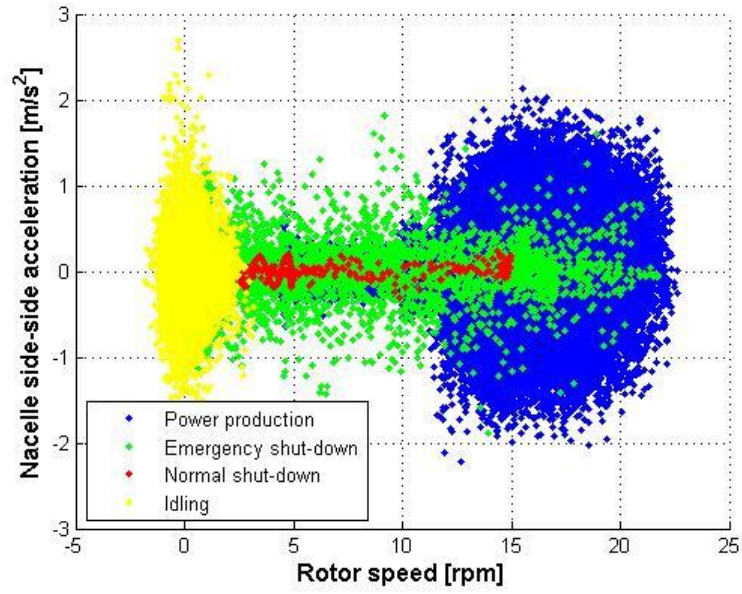
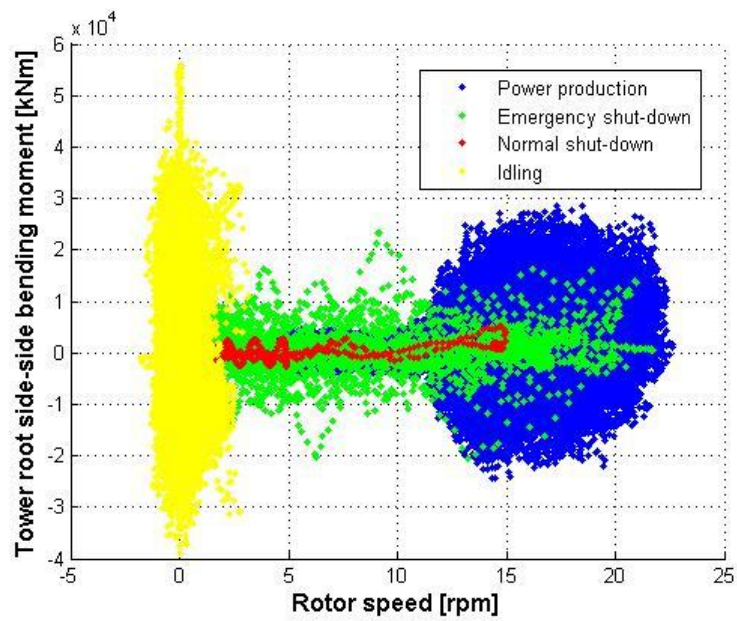
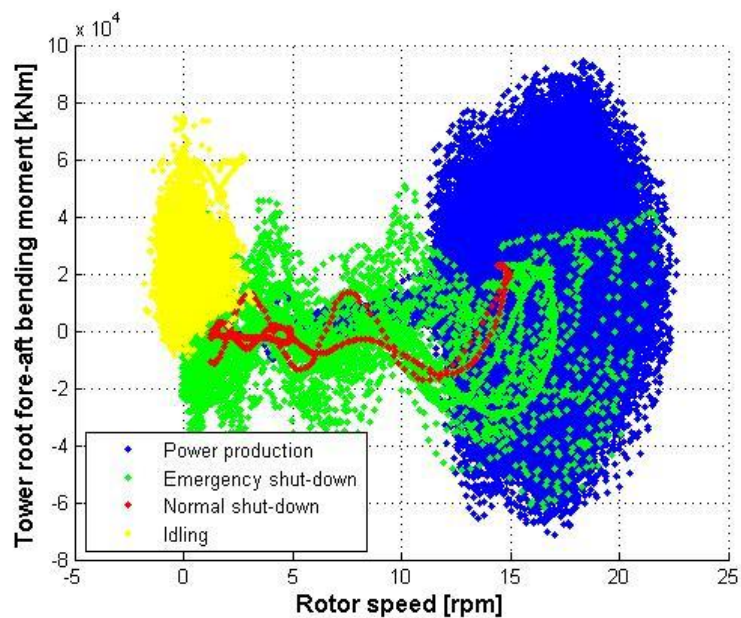
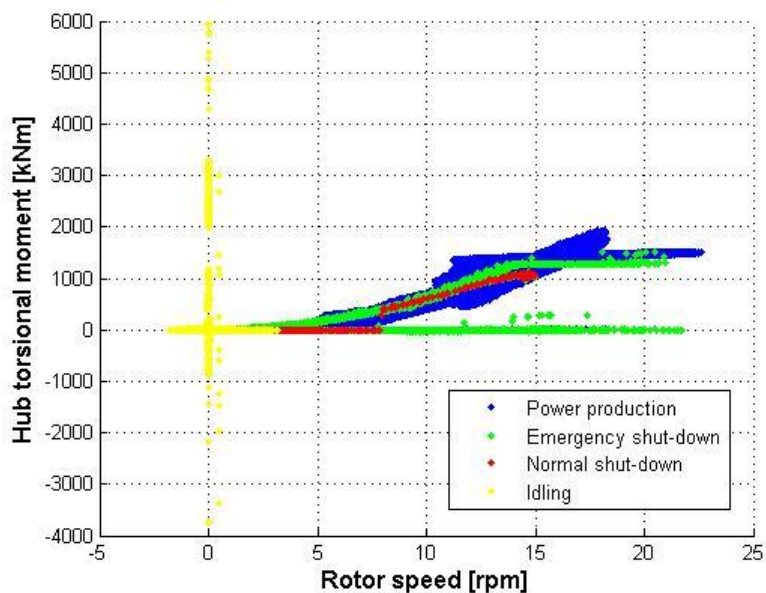
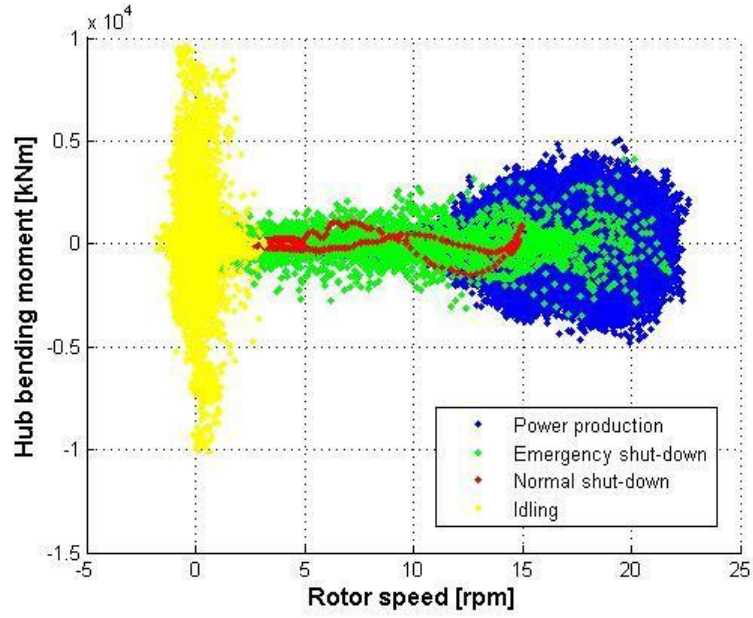
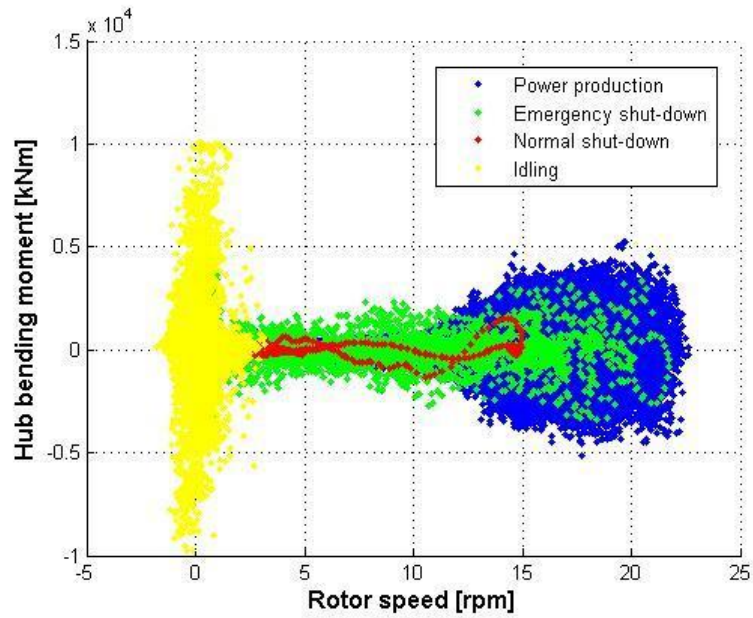
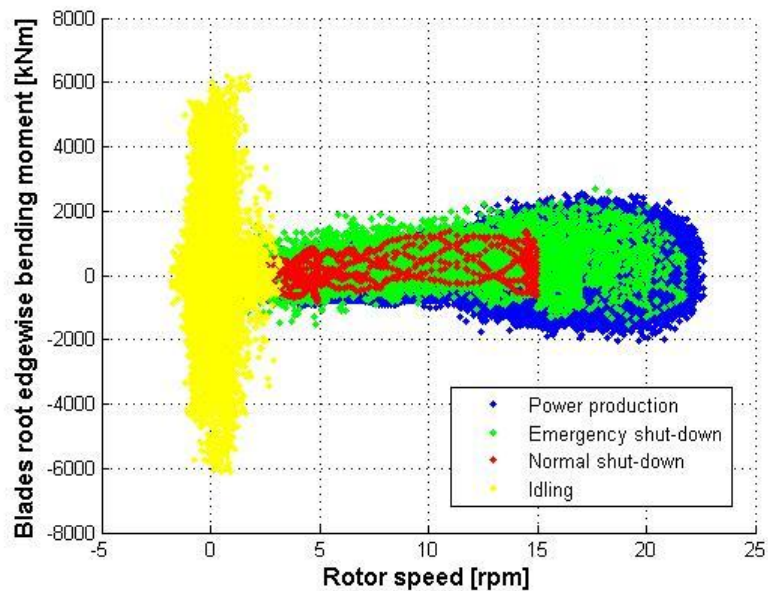
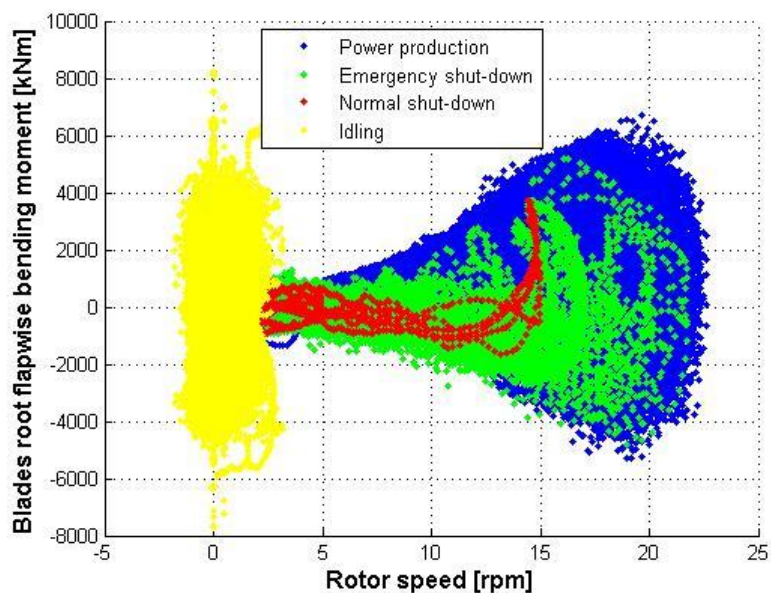


Figura 2.4: Nacelle side-side acceleration vs rotor speed

Figura 2.5: Tower root side-side bending moment M_x vs rotor speed

Figura 2.6: Tower root fore-aft bending moment M_y vs rotor speedFigura 2.7: Hub torsional moment M_x vs rotor speed

Figura 2.8: Hub bending moment M_y vs rotor speedFigura 2.9: Hub bending moment M_z vs rotor speed

Figura 2.10: Blades root edgewise bending moment M_x vs rotor speedFigura 2.11: Blades root flapwise bending moment M_y vs rotor speed

riprendere a produrre energia, tornando quindi in fase di power production, dopo una frenata d'emergenza la macchina si ferma completamente. Inoltre occorre tener presente che è sempre possibile avviare un arresto d'emergenza durante una frenata normale, ma non viceversa. La quarta categoria, infine, riguarda le situazioni di parcheggio, nelle quali il rotore è fermo e non viene prodotta energia elettrica.

Questa suddivisione permette di effettuare una prima scrematura dei dati a disposizione, dal momento che non interessa, ai fini del lavoro in esame, analizzare situazioni di parcheggio o di frenata. Ci si concentrerà dunque esclusivamente sul primo gruppo di dati, quelli evidenziati in blu all'interno dei plottaggi.

Prima di proseguire, si vuole precisare come la scelta di imporre quale riferimento comune per tutti i diagrammi il parametro della velocità di rotazione dell'albero sia del tutto arbitraria; tale decisione viene presa in quanto questo parametro è senza dubbio il più intuitivo ed immediato per comprendere in che modo stia funzionando l'aerogeneratore durante l'evolversi della simulazione. Va inoltre specificato che i transistori cui si fa riferimento sono esclusivamente relativi all'arresto, in quanto quelli di avviamento vengono scartati dalla rappresentazione, perchè caratteristici di una fase di assestamento e settaggio del codice numerico, più che di un'effettiva simulazione.

2.5 Analisi dei grafici e regolarizzazione del contorno

Una volta definiti i sensori da esaminare e dopo aver delineato i diagrammi di funzionamento della macchina durante le varie simulazioni, si è passati ad un'analisi dei diversi plottaggi. Si noti come le zone più fittamente popolate siano racchiuse in determinate porzioni dei piani di ciascun grafico, le quali occupano delle aree spesso non convesse. Questo ci riporta a quanto già affermato nell'introduzione: utilizzare come unico strumento di controllo un set di valori di soglia (massimi e minimi) può portare a valutare in maniera poco accurata se la macchina stia lavorando o meno all'interno delle condizioni di progetto testate numericamente. Risulta invece evidente come esistano delle zone per cui le quantità in esame siano ben al di sotto dei valori massimi raggiunti in alcune simulazioni, ma al di fuori della parte "popolata" del piano. Si faccia riferimento per esempio alla Figura 2.12, che rappresenta il momento flettente flapwise sulle pale, limitato alla situazione di power production. Si vede chiaramente come un eventuale punto caratterizzato da una rotor speed di 7 rpm e da un momento di 4000 kNm risulterebbe fuori da quella che è

la zona popolata del piano, restando però entro ipotetici valori massimi e minimi, sia relativi alla quantità in ascissa, sia relativi a quella in ordinata.

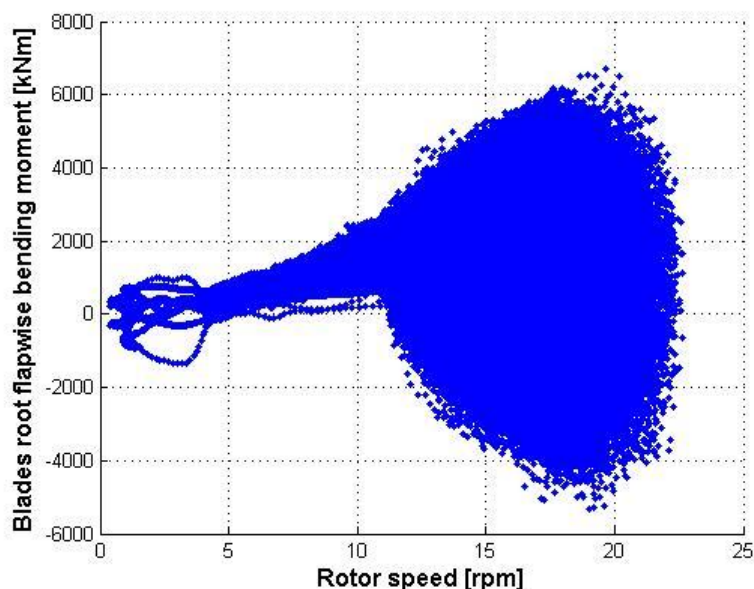


Figura 2.12: Blades root flapwise bending moment M_y vs rotor speed - situazione di power production

Alla luce di questa osservazione, si è passati a definire le zone popolate di ciascun piano in modo tale da delimitare un “contorno” che racchiudesse, per ogni grafico, tutti i punti di funzionamento caratterizzanti le fasi di produzione energetica, situazioni durante le quali è possibile avviare una frenata di emergenza.

La scelta di procedere “per piani”, ossia di analizzare ciascun sensore separatamente, visualizzandone l’andamento su di un grafico bidimensionale, ha consentito di comprendere più facilmente la struttura effettiva del campo di impiego della macchina. La particolarità più significativa evidenziata con questi plottaggi è stata senza dubbio la non convessità della maggior parte delle aree contenenti i punti di funzionamento dei diversi sensori. Questa caratteristica ha influenzato la costruzione del contorno stesso e, contestualmente, anche la procedura di controllo atta a determinare la posizione di un punto di funzionamento generico in relazione al perimetro. Inizialmente, infatti, era stata presa in considerazione l’idea di sviluppare un contorno unico, che comprendesse simultaneamente tutti i parametri studiati, rappresentato tramite un tetraedro multidimensionale (*simplex*, per la cui definizione si rimanda a [Pr85] e [Mat1]). Per definire questa particolare struttura matematica si

sarebbe dovuta calcolare la triangolazione di Delaunay (il duale del diagramma di Voronoi - si vedano [Pr85], [Mat2] e [Ci98]) dell'insieme dei punti di funzionamento ottenuti dalle simulazioni, ciascuno dei quali caratterizzato da dodici dimensioni corrispondenti ai valori dei dodici sensori di interesse. Una volta ottenuta questa struttura, sarebbe stato possibile definirne la *convex hull*, cioè l'insieme di tutte le combinazioni convesse dei punti in esame, o il più piccolo *polytope* convesso contenente tutti i punti di interesse² ([Pr85], [Mat3]); essa avrebbe rappresentato il contorno del campo di funzionamento cercato. Dopo aver definito quest'ultima, si sarebbe potuta implementare una procedura di *point location* simile a quelle descritte in [Bra96] o in [Bro97], per identificare la posizione di ciascun punto n-dimensionale all'interno della triangolazione. Questa soluzione è stata scartata nel momento in cui ci si è resi conto che le zone non convesse presenti in ciascuno dei singoli grafici erano troppo estese per essere inglobate e smussate in un unico, ampio, inviluppo convesso - la *convex hull*. Un contorno eccessivamente lasco avrebbe infatti snaturato l'idea fondante alla base del sistema di controllo cui si vuole pervenire. Un'altra controindicazione che ha portato ad abbandonare questa procedura è stato l'alto costo computazionale che avrebbe richiesto l'analisi di una triangolazione di Delaunay sviluppata su un contesto a 12 dimensioni come quello in esame, senza contare che gli algoritmi open source in grado di costruire l'inviluppo convesso di un set di punti non vanno oltre spazi vettoriali ad otto dimensioni.

Non essendo conveniente sviluppare un unico guscio multidimensionale, si è deciso di continuare a lavorare sui singoli piani definiti nei diagrammi riportati nella Sez. 2.4. Naturalmente, come già ricordato, è stato necessario sfoltire l'enorme quantità di dati calcolati nelle simulazioni e riferirsi unicamente a quelli relativi alle situazioni di power production (PP), escludendo quindi le frenate, sia normali (normal shut-down, NSD) che d'emergenza (emergency shut-down, ESD) e le simulazioni con macchina in parcheggio.

La determinazione delle coordinate dei vertici di ciascun contorno è stata realizzata in diversi passaggi successivi. In primo luogo si è calcolato il range di escursione della rotor speed, che nei grafici presentati viene sempre posta sull'asse delle ascisse. Questo intervallo di valori è stato suddiviso in 100 parti di uguale ampiezza, per ciascuna delle quali si sono raccolti tutti i punti di funzionamento di ascissa compresa tra i due estremi dell'intervallo in

²In termini più rigorosi, la *convex hull* C si definisce come:

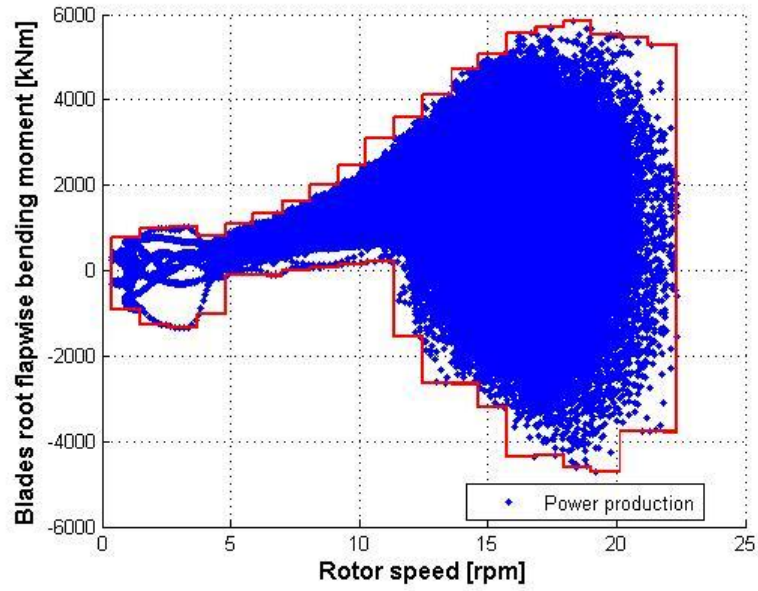
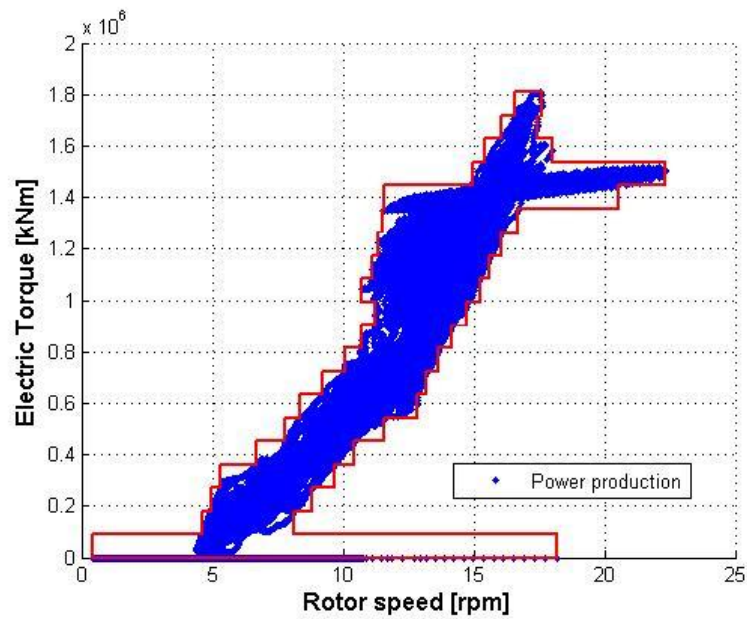
$$C = \left\{ \sum_{j=1}^n \lambda_j p_j : \lambda_j \geq 0 \forall j, \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1 \right\}$$

questione, annotando i valori massimo e minimo delle ordinate dei punti così selezionati. Al termine di questa operazione è stato possibile definire cento rettangoli per ciascuno dei differenti grafici, uno per ogni intervallo di valori in ascissa; la totalità dei vertici di questi poligoni ha dato origine alla prima versione del contorno cercato.

Occorre precisare che per due plottaggi, quello riferito alla Electric Torque e quello relativo all'Hub Torsional Moment, la procedura appena descritta è stata "invertita". Il range di valori che è stato suddiviso in cento parti uguali non ha riguardato la rotor speed, ovvero la grandezza in ascissa, bensì le grandezze in ordinata. Questo cambiamento è stato dettato dalla particolare concavità delle zone dei grafici popolate dai punti di funzionamento; se infatti negli altri plottaggi l'asse delle concavità di maggior ampiezza è diretto parallelamente all'asse y , nei due casi sopra citati la direzione dell'asse delle concavità è parallela all'asse x . Si intuisce quindi come questo cambiamento nel modo di operare sia stato necessario per ricavare dei contorni ben sagomati, che definissero accuratamente le aree di interesse all'interno di ciascun piano. Nella Figura 2.13 si possono apprezzare le differenze tra un grafico costruito partendo dal range di valori in ascissa e da uno ottenuto dividendo la gamma di valori in ordinata. I due grafici rappresentano volutamente un contorno sviluppato con un minor numero di intervalli (venti) e di seed turbolenti (quattro), così da evidenziare meglio il concetto di cui sopra.

Una volta costruiti i contorni seguendo il procedimento appena descritto, è stato necessario sfolire i vertici di ciascun grafico in modo da pervenire a dei profili più regolari. I due criteri che hanno indirizzato questa operazione vengono elencati di seguito. Si tenga presente che i vertici di ciascun contorno sono stati ordinati in senso antiorario, a partire da quello con ordinata minore tra quelli ad ascissa minima.

Cancellazione di "gradini" troppo piccoli Su ogni grafico si è calcolata l'escursione massima lungo l'asse y ; quest'ultima è stata divisa in cento parti uguali e questo valore è stato assunto come riferimento. E' stato eliminato ogni vertice la cui ordinata non fosse uguale a quella del precedente (o del successivo), ma che variasse rispetto ad essa di una quantità inferiore alla centesima parte dell'escursione totale. La scelta di considerare la differenza di ordinate rispetto al vertice precedente, piuttosto che a quello successivo al punto in esame, è stata presa di volta in volta analizzando il coefficiente angolare della retta passante tra gli stessi vertici precedente e successivo. Con coefficiente angolare positivo, la differenza è stata calcolata rispetto al punto precedente, viceversa con coefficiente angolare negativo la differenza è stata valutata relativamente al punto successivo.

(a) Blades root flapwise bending moment M_y 

(b) Electric torque

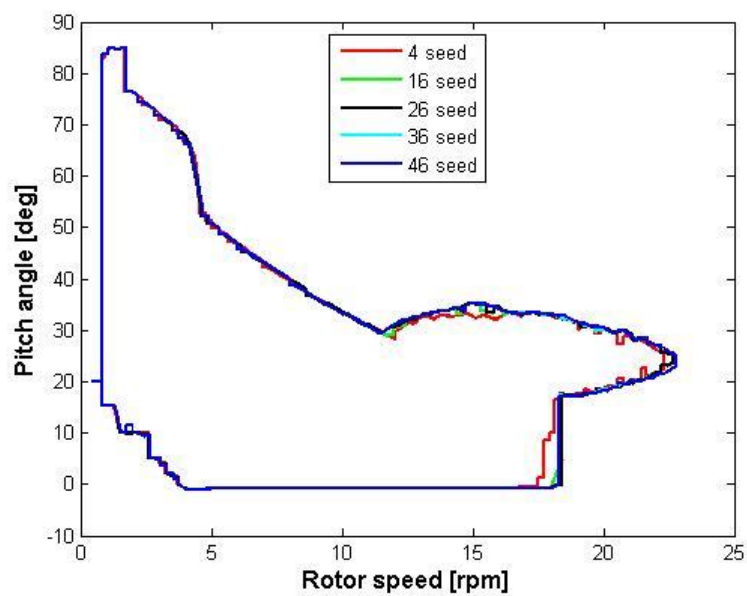
Figura 2.13: Confronto tra due diversi contorni a rettangoli

Eliminazione delle “insenature” troppo profonde Sono state tolte dal contorno le rientranze troppo marcate che coinvolgessero un singolo sottointervallo. Sono quindi state eliminate quelle coppie di vertici consecutivi le cui ordinate, uguali tra loro, differissero da quelle dei due vertici immediatamente precedente e successivo alla coppia di una quantità maggiore del doppio della centesima parte dell’escursione totale lungo y .

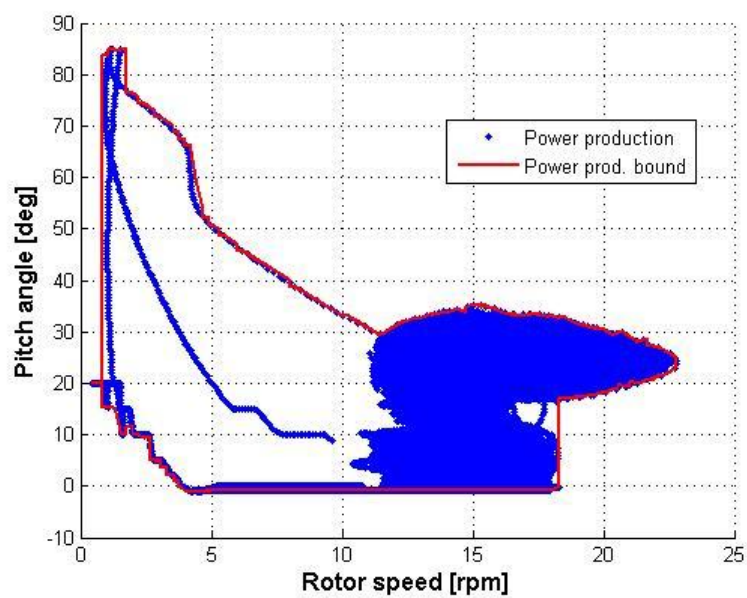
Questo secondo passaggio, che ha portato ad una diminuzione del numero di vertici dei contorni, ha permesso una regolarizzazione di questi ultimi ed una loro migliore aderenza alle zone popolate presenti nei vari grafici.

I contorni ottenuti in questa maniera sono frutto di un procedimento mirato all’ottenimento di poligoni che rappresentino nella maniera migliore possibile le effettive condizioni operative della macchina. Tuttavia, una volta completata la procedura di cui sopra per le DLC canoniche, quelle sufficienti cioè al dimensionamento della macchina, ci si è resi conto di non avere ottenuto dei contorni soddisfacenti, perchè ancora troppo irregolari e caratterizzati da un’eccessiva sparsità dei punti di funzionamento periferici. Specialmente per le velocità più prossime a quella di cut-out, i punti di funzionamento presentano una notevole dispersione, cosa che invece non accade con le simulazioni forzate da raffiche deterministiche, strato limite terrestre o profili turbolenti a bassa velocità media. Da qui è nata la necessità di incrementare i profili di vento turbolento da 4 a 46, nel tentativo di infittire le zone meno popolate e di ottenere in questo modo dei contorni più regolari.

Di seguito, nelle Figure da 2.14 a 2.24 si propongono, per ogni grafico, sia l’andamento del contorno all’aumentare dei profili turbolenti analizzati, sia il contorno ottenuto con 46 *seed*, corredato dei punti di power production complessivamente analizzati. Si faccia attenzione, però, ad un particolare: la costruzione di contorni con un numero crescente di simulazioni turbolente non consiste assolutamente in un procedimento “a convergenza”; si vuole mostrare semplicemente come, all’aumentare del numero di *seed* simulati, i contorni assumano via via un profilo determinato. La decisione di impiegare così tante simulazioni è stata presa unicamente con l’intento di migliorare la qualità dei risultati, ampliando adeguatamente il campione di dati indagato.

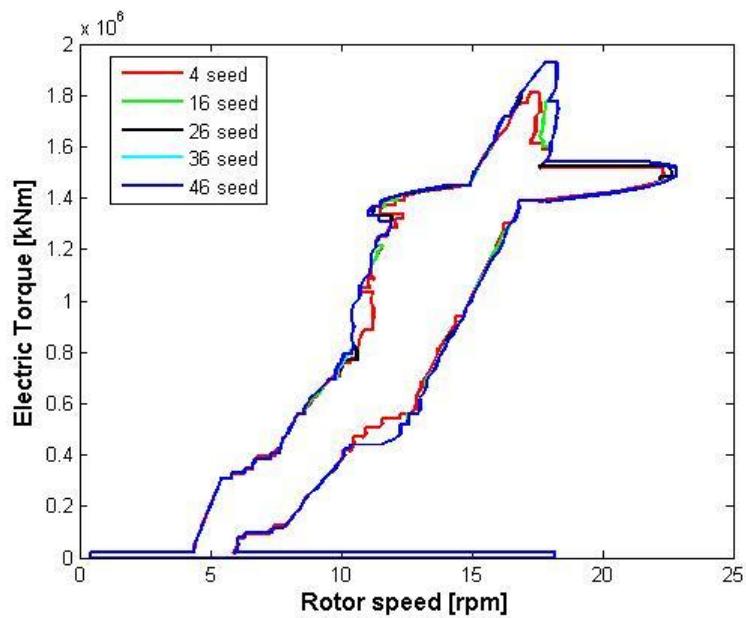


(a) Sviluppo dei contorni

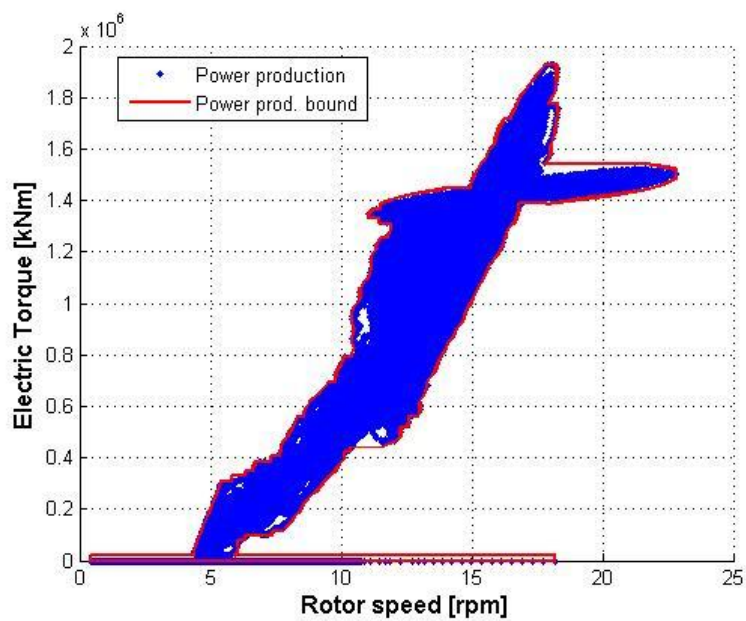


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.14: Pitch angle

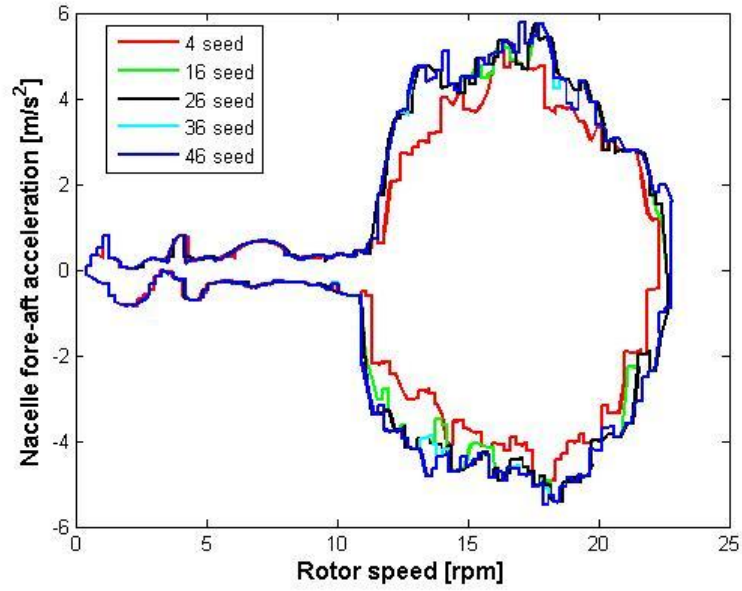


(a) Sviluppo dei contorni

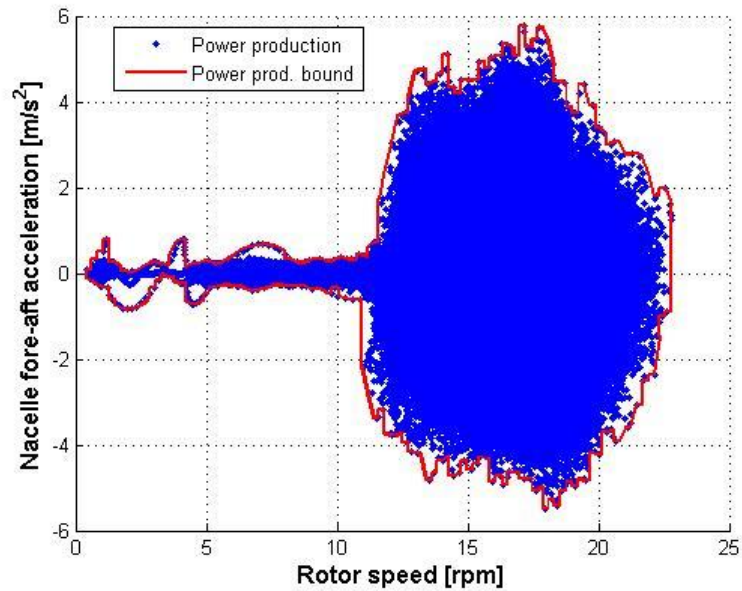


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.15: Electric torque

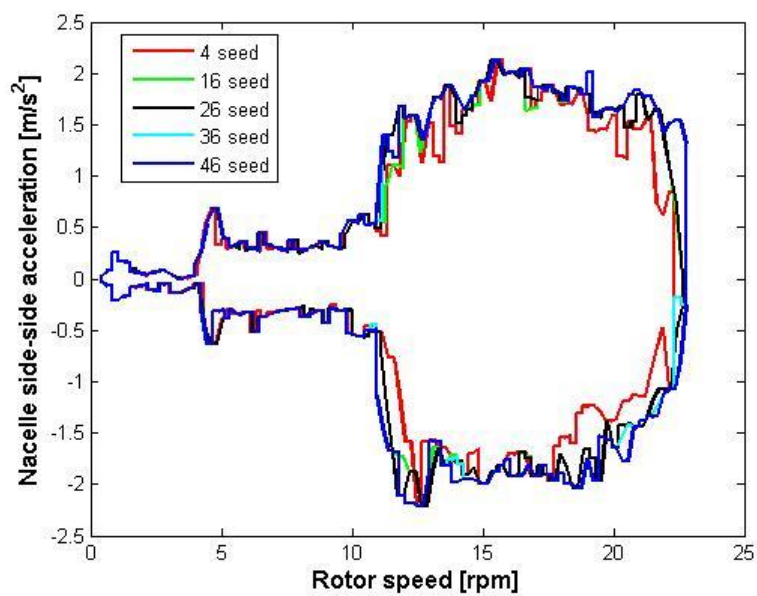


(a) Sviluppo dei contorni

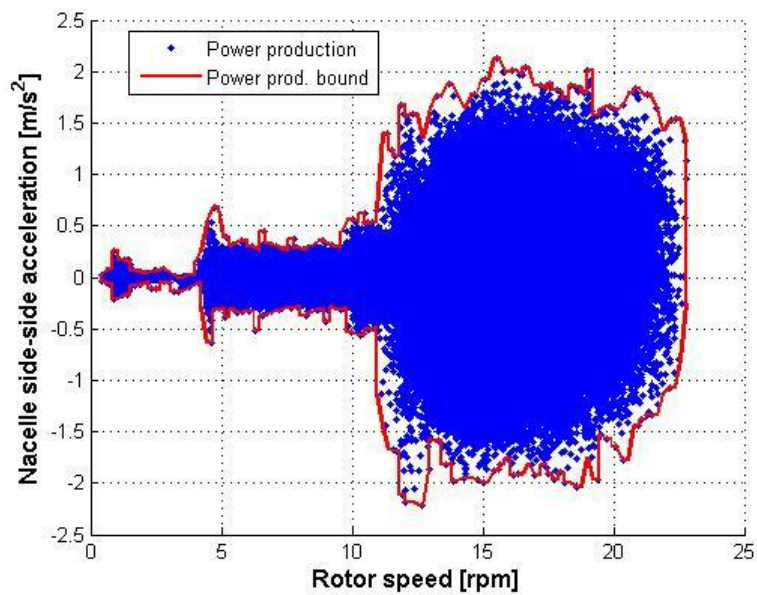


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.16: Nacelle fore-aft acceleration

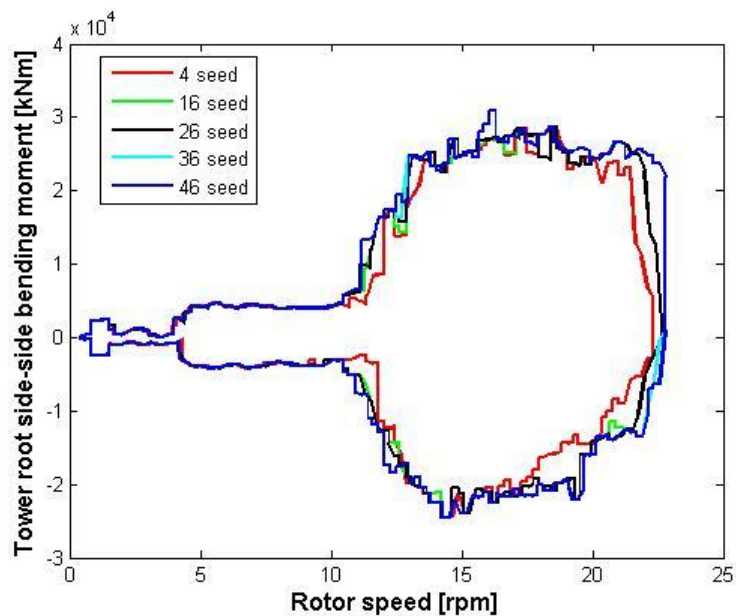


(a) Sviluppo dei contorni

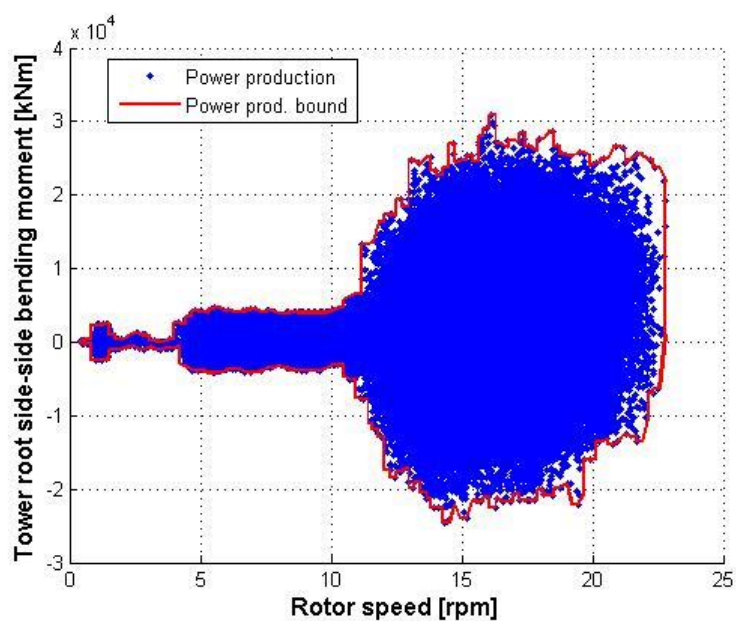


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.17: Nacelle side-side acceleration

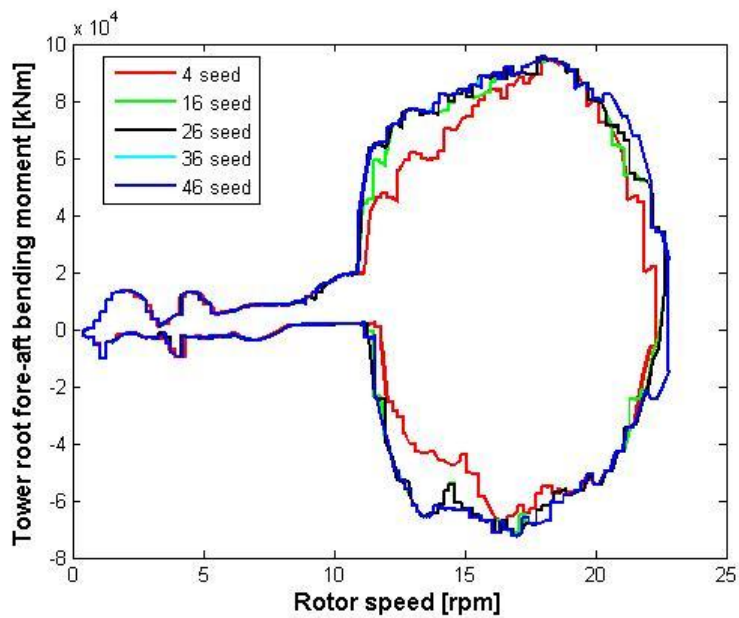


(a) Sviluppo dei contorni

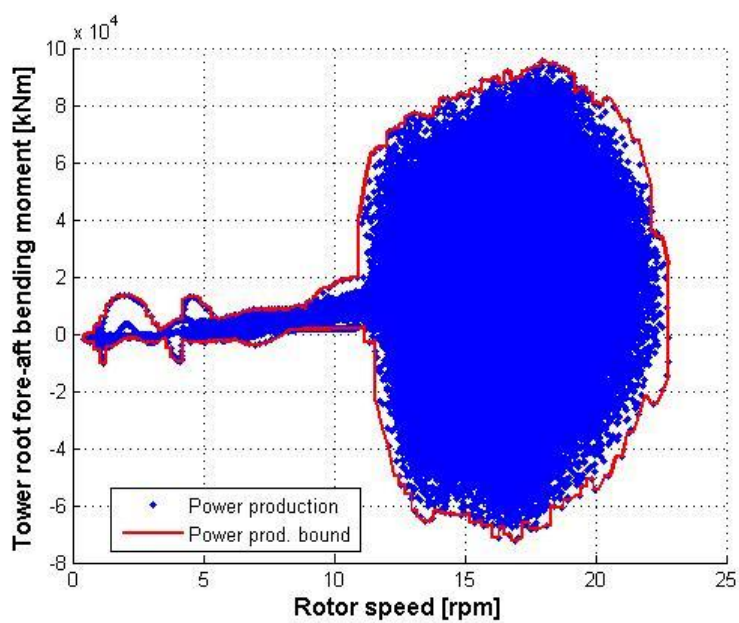


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.18: Tower root side-side bending moment M_x

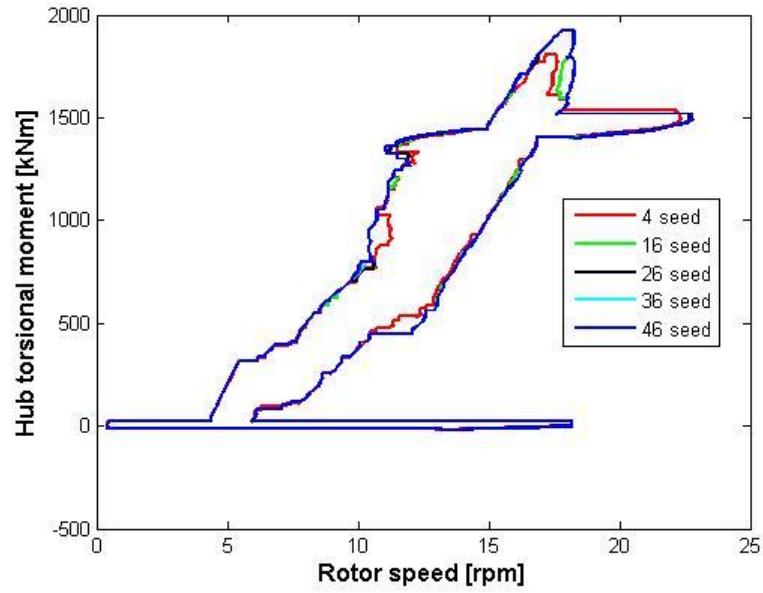


(a) Sviluppo dei contorni

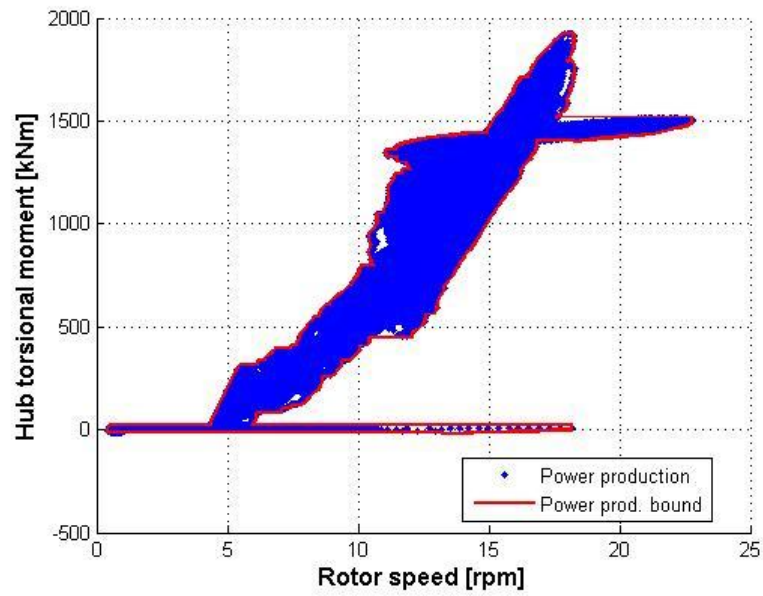


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.19: Tower root fore-aft bending moment M_y

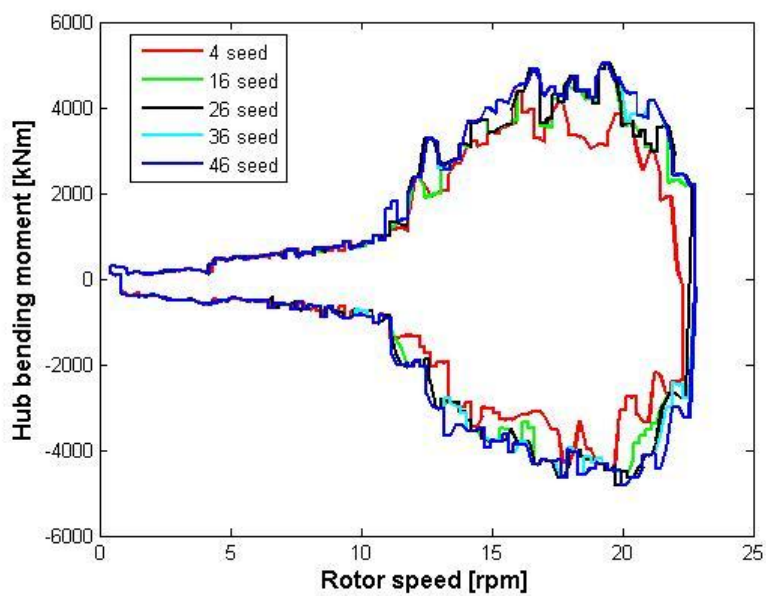


(a) Sviluppo dei contorni

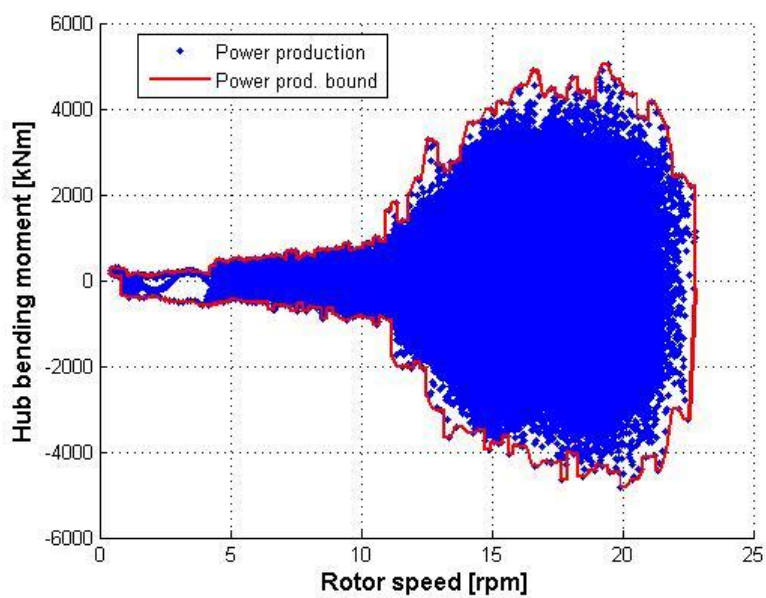


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.20: Hub torsional moment M_x

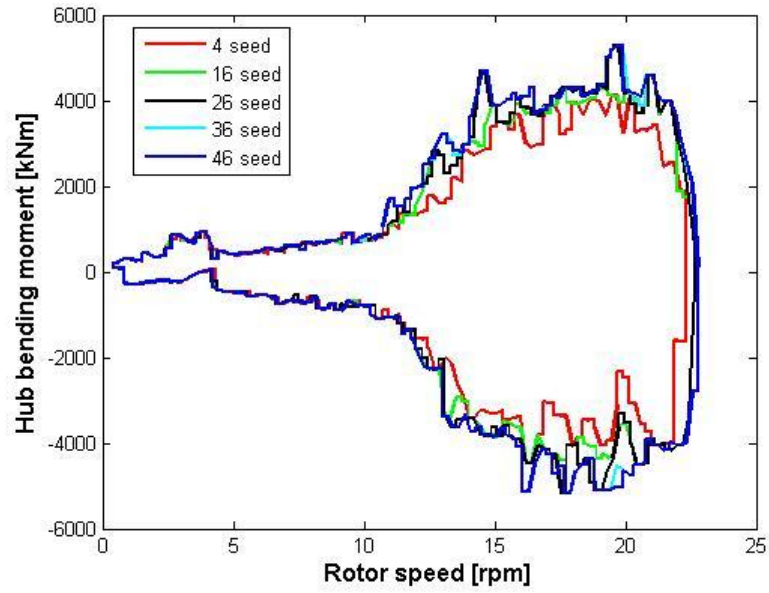


(a) Sviluppo dei contorni

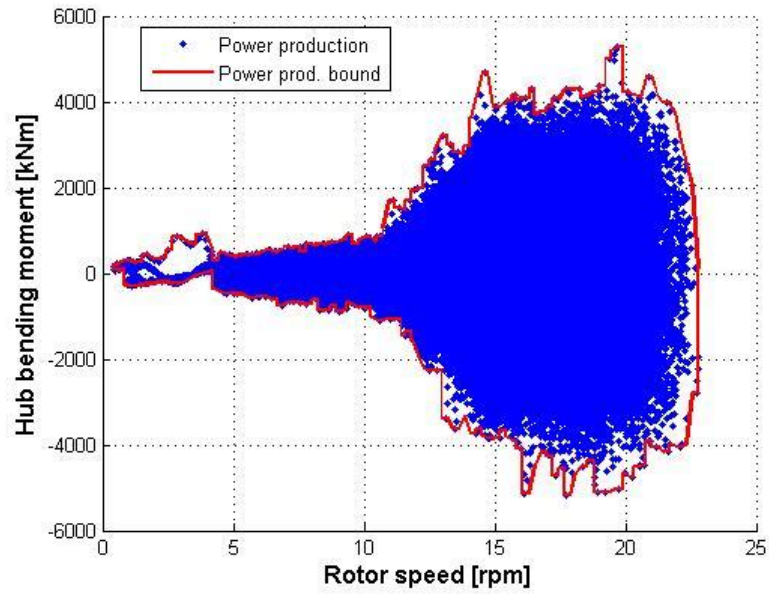


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.21: Hub bending moment M_y

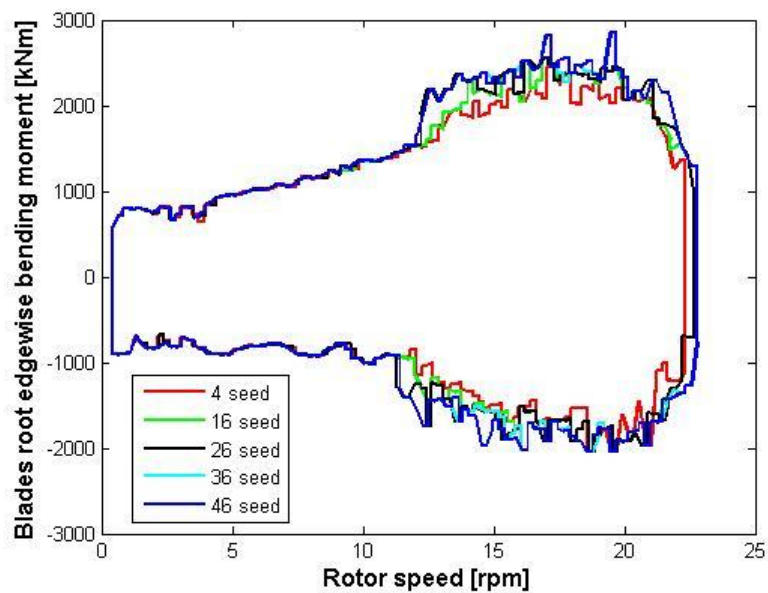


(a) Sviluppo dei contorni

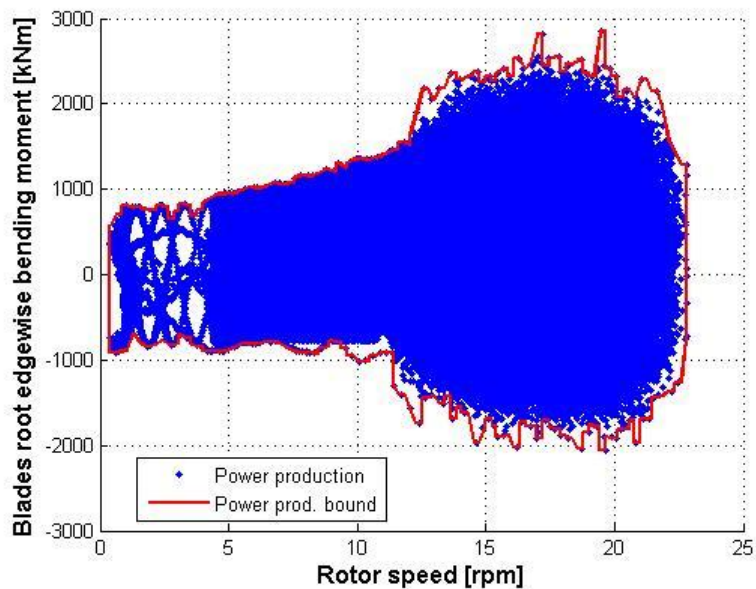


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.22: Hub bending moment M_z

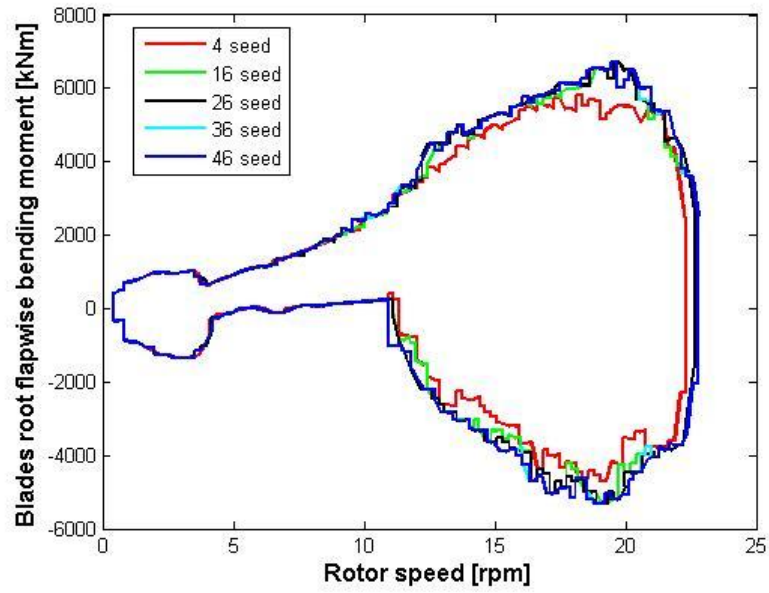


(a) Sviluppo dei contorni

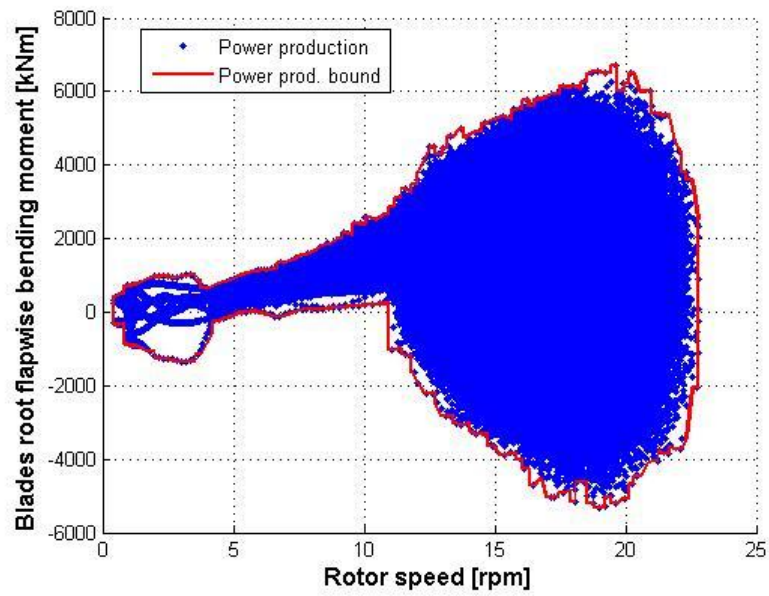


(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.23: Blades root edgewise bending moment M_x



(a) Sviluppo dei contorni



(b) Contorno a 46 seed e punti di funzionamento

Figura 2.24: Blades root flapwise bending moment M_y

Osservando le Figure da 2.14 a 2.24 si può apprezzare come, all'aumentare del numero di profili di vento turbolento (e quindi di simulazioni numeriche) analizzati, i vari contorni assumano progressivamente una forma definita, che cambia sempre meno con l'incremento dei dati esaminati. Tuttavia permangono, specialmente sui grafici inerenti alle accelerazioni della nacelle o ai momenti flettenti sul mozzo, delle spiccate irregolarità, dei punti isolati e delle aree periferiche meno popolate rispetto a quelle centrali; tutto ciò, inevitabilmente, è causa di profili frastagliati. Il fatto che, nonostante si siano più che decuplicate le condizioni turbolente che contribuiscono a determinare i contorni, non si siano riusciti ad ottenere dei perimetri regolari e ben definiti, rappresenta indubbiamente un elemento di forte criticità per lo sviluppo del sistema di monitoraggio. Seppure, per alcuni sensori, i grafici possano ritenersi soddisfacenti ed adeguati allo scopo per cui sono stati costruiti, sugli altri le aree marginali restano troppo scarsamente popolate, con un conseguente contorno articolato e discontinuo. Questo particolare dava poche garanzie sull'affidabilità del controllo qualora un punto di funzionamento si fosse trovato ad uscire dal contorno nei pressi di una rientranza, o in aree contraddistinte da forte irregolarità nel profilo del perimetro esterno. Come esser certi che esaminando 46 profili turbolenti alternativi a quelli implementati non si sarebbero ottenuti contorni simili, ma con guglie e rientranze in posizione differente lungo il perimetro? Consci di questa aleatorietà, si è lavorato ulteriormente alla ricerca di una maggiore uniformità delle linee di demarcazione delle zone operative.

Partendo dunque dai contorni ottenuti processando tutte le simulazioni disponibili, comprensive di 46 diversi *seed* turbolenti, si è fatto ricorso ad una procedura di *fitting* numerico tra i vertici. Sfruttando le funzioni `polyfit` e `polyval` di @Matlab, è stato possibile costruire delle funzioni polinomiali che approssimassero il contorno, rendendolo omogeneo ed eliminando in questo modo le irregolarità evidenziate in precedenza. Per poter far ciò, ovviamente, si è dovuto accettare il fatto che alcuni punti di funzionamento non sarebbero stati inclusi all'interno dei contorni. Tale conseguenza è stata ritenuta ammissibile sulla base di considerazioni probabilistiche, fondate sia su conoscenze relative alle distribuzioni statistiche della velocità del vento (si veda la Sez. 2.6), sia sull'analisi dei grafici finali e dei dati con i quali sono stati ottenuti. Osservando le Figure da 2.25 a 2.32 si nota infatti che i punti esclusi dai contorni per ciascun grafico non sono che poche decine, a fronte delle centinaia di migliaia che invece giacciono all'interno. Si rifletta sul fatto che una singola simulazione di una DLC 1.2, della durata di 10 minuti, comporta il plottaggio di 6000 punti di funzionamento, corrispondenti a situazioni di power production. Di queste, si tenga presente che le quattro simulazioni standard, quelle richieste per il dimensionamento della macchina, constano di

12 prove ad altrettante diverse velocità medie³, mentre le 42 rimanenti sono replicate ciascuna per 5 differenti velocità. Anche considerando le eventuali fasi di ESD presenti durante queste prove⁴, si supera con facilità il milione di punti di funzionamento, senza nemmeno contare quelli registrati durante le DLC di altro tipo. In aggiunta, occorre precisare che i punti più esterni, quelli responsabili della presenza delle irregolarità più ampie nei profili presentati nelle Fig. da 2.14 a 2.24, si sviluppano durante raffiche particolarmente violente, sempre nel corso di simulazioni con vento turbolento con velocità media pari a 25 m s^{-1} - la velocità di cut-out. Anticipando i contenuti della Sez. 2.6, si faccia riferimento alla Fig. 2.33 e alla particolare forma di una tipica distribuzione di probabilità della velocità del vento. L'asimmetria di quest'ultima e la lunga *coda*, che caratterizza i valori più elevati di celerità del flusso eolico, indicano chiaramente come la grande maggioranza delle correnti presenti in un determinato sito siano concentrate entro un limitato intervallo di velocità, mentre quelle più violente rappresentino eventi sempre più rari con l'incremento dell'intensità anemometrica. Avendo già ricordato che i punti che restano esclusi dai contorni regolarizzati riguardano simulazioni con vento medio a velocità elevata, nel corso delle quali, in aggiunta, si verificano raffiche di particolare intensità, si intuisce come queste situazioni rappresentino eventi statisticamente poco probabili. Ragionando su quanto detto fin qui, si è ritenuto possibile, quindi, considerare i punti più esterni alla stregua di "dati non consistenti", accettando di utilizzare dei polinomi interpolanti per descrivere il contorno. La procedura di regolarizzazione ha assunto in questa maniera una valenza probabilistica, mirata all'ottenimento di un involucro statisticamente valido e credibile, risultato che non si sarebbe raggiunto appieno lasciando i profili frastagliati ottenuti in un primo momento. I *bound* smussati cui si perviene dopo la procedura di *fitting* possono dunque essere considerati come il *safe envelope* cui si faceva riferimento nella Sez. 1.4.

A causa delle difficoltà nel definire precisamente e con criteri ben determinati il profilo di questi poligoni, legate alla natura stocastica dei carichi, e ricordando che vengono considerate tutte le condizioni di carico dimensionanti (quindi quelle maggiormente gravose), si può pensare all'opportunità, in fase di funzionamento della macchina, di utilizzare come riferimento un contorno leggermente più stretto, assumendo quindi un atteggiamento più conservativo. Questo concetto troverà riscontro nella definizione dell'algoritmo di moni-

³Ogni simulazione delle DLC 1.2 è caratterizzata da una storia temporale turbolenta della velocità del vento; questo *seed* viene riproposto con diverse velocità medie, mantenendo però lo stesso profilo di turbolenza.

⁴Alcune prove con velocità media elevata presentano interventi del normale sistema di controllo in anello chiuso, in caso di *overspeed* del rotore o di raffiche eccessive prolungate nel tempo.

toraggio vero e proprio, dove verranno calcolate la distanza e la velocità di avvicinamento al contorno dei punti di funzionamento esaminati, avvisando l'utente mediante un segnale di *warning* qualora questi due valori dovessero oltrepassare una soglia prestabilita.

Nonostante quanto appena spiegato, resta tuttavia la consapevolezza della necessità di un ulteriore approfondimento di questo aspetto, che miri ad elaborare una procedura di esclusione dei punti più esterni la quale si avvalga di criteri più rigorosi, basati per esempio su considerazioni statistiche legate alle distribuzioni probabilistiche della velocità del vento. Più avanti si tornerà su questo argomento, ma è possibile fin d'ora rendersi conto che l'idea di regolarizzare i contorni mediante un *fitting* numerico non rappresenta una forzatura eccessiva ed ingiustificabile, nè invalida il lavoro svolto. Al contrario, contribuisce ad aumentare la credibilità di quanto fatto, mostrando come i punti di funzionamento si vadano ad accumulare in zone ben definite del piano, avvalorando l'idea di poterli racchiudere in un contorno che contraddistingua le fasi operative sicure della turbina. Dopo questa digressione, si procede ad una spiegazione più dettagliata della procedura effettuata.

Non per tutti i sensori è stato necessario sviluppare un nuovo poligono interpolando i vertici di quelli presentati in precedenza. I contorni dei grafici di Pitch, Electric Torque e Hub Torsional Moment non sono stati modificati, in quanto non presentavano irregolarità particolari, nè aree periferiche scarsamente popolate. Per tutti gli altri sensori, invece, si è seguita la seguente procedura: per prima cosa si sono divise le parti del perimetro inerenti alle basse velocità angolari del rotore da quelle a velocità elevate. Per valori limitati della rotor speed, infatti, i contorni sono adeguati e non necessitano di alcuna regressione. Le parti dei contorni concernenti le velocità di rotazione medio-alte, invece, sono state suddivise in porzioni più piccole, a seconda della curvatura dei poligoni di partenza. Ricordando che i vertici delle spezzate che racchiudono i punti operativi sono ordinati in senso antiorario, è chiaro come, dopo la suddivisione di cui sopra, si siano ottenuti, per ogni grafico, diversi gruppi di vertici consecutivi. Ciascun insieme di punti è stato quindi utilizzato per la computazione di una funzione polinomiale approssimante, valutata per i medesimi valori di ascissa impiegati nella prima versione del contorno⁵. Successivamente si sono ordinate in due vettori le coordinate dei nuovi vertici, ottenuti unendo la parte del contorno relativa alle basse velocità di rotazione con le funzioni polinomiali calcolate per i valori di velocità angolare più alta. Su questi vertici, infine, è stata applicata la medesima procedura di

⁵Nella prima versione del contorno, le ascisse dei vertici erano equispaziate tra loro, separate da quelle adiacenti di una quantità pari alla centesima parte dell'escursione totale in ascissa, data dalla totalità dei punti di funzionamento.

eliminazione dei "gradini" troppo marcati, già impiegata precedentemente. La sola differenza ha riguardato l'entità di questi gradini, tollerati, questa volta, solo se di ampiezza inferiore alla decima parte dell'escursione massima dei valori in ordinata.

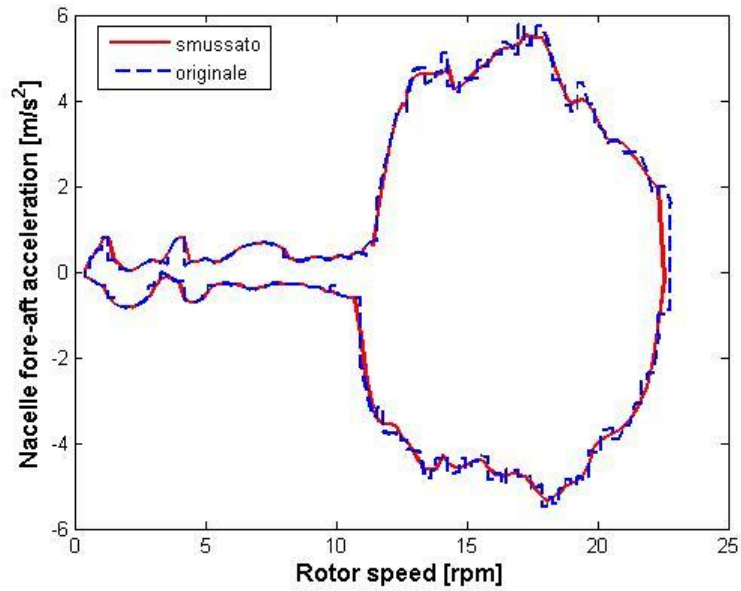
Tutti questi passaggi, che hanno portato ad una diminuzione del numero di vertici dei singoli contorni, hanno permesso non solo una regolarizzazione di questi ultimi, ma anche una loro migliore aderenza alle zone popolate presenti nei vari grafici. L'importanza della riduzione del numero dei vertici (e quindi anche dei lati) dei poligoni che definiscono il campo di impiego dell'aerogeneratore, sarà evidente nel momento in cui si descriverà la procedura di *point location* effettivamente implementata; si tenga conto però che il decremento dei lati ha portato successivamente ad un'alleviazione del costo computazionale e quindi ad un aumento della celerità dell'algoritmo di controllo. Di seguito, in Tabella 2.4, si riportano il numero di vertici impiegato per i contorni dei grafici di ciascun sensore, con la relativa riduzione percentuale ottenuta in seguito allo sfooltimento dei contorni a rettangoli. Come si può notare, la diminuzione è stata notevole, in media pari al 47.70 %.

Tabella 2.4: Numero di vertici per il contorno di ciascun grafico

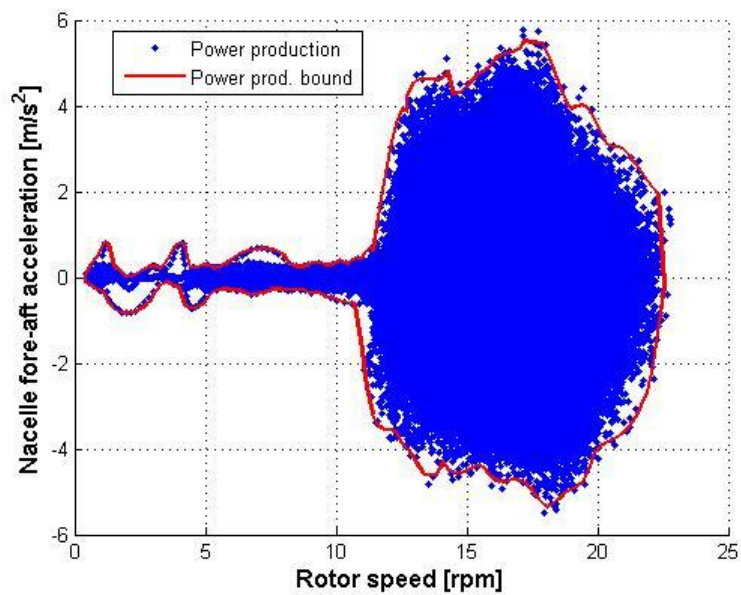
Sensore	vertici PP	riduzione PP
Pitch	229	42.75 %
ElTorque	229	42.75 %
SSacc	203	49.25 %
FAacc	200	50.00 %
TRLF M_x	203	49.25 %
TRLF M_y	199	50.25 %
HRF M_x	229	42.75 %
HRF M_y	202	49.50 %
HRF M_z	202	49.50 %
Blades M_x	201	49.75 %
Blades M_y	204	49.00 %

Nelle Figure da 2.25 a 2.32 si riportano, per ciascun sensore, sia un confronto tra i contorni irregolari e quelli smussati mediante la procedura di *fitting* ora descritta, sia questi ultimi con i relativi punti di funzionamento. Sono evidenti, come già anticipato in precedenza, alcuni punti esterni ai poligoni regolarizzati.

Nonostante il *fitting* sia stato eseguito cercando di modificare il meno possibile i contorni di partenza, con l'unico scopo di eliminare le irregolarità

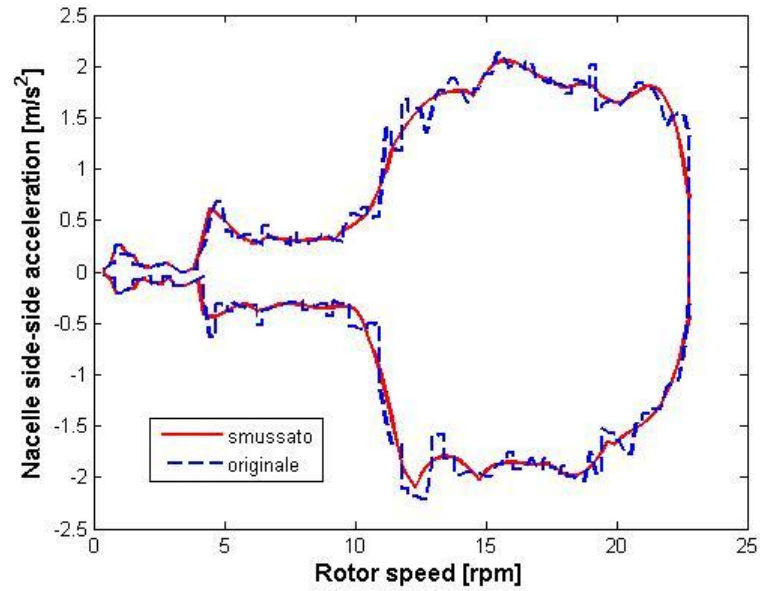


(a) Confronto tra contorni

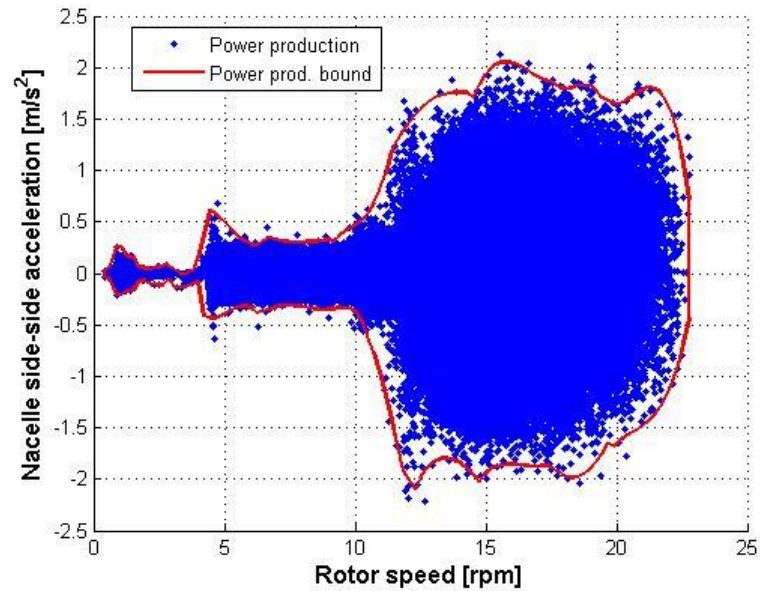


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.25: Nacelle fore-aft acceleration

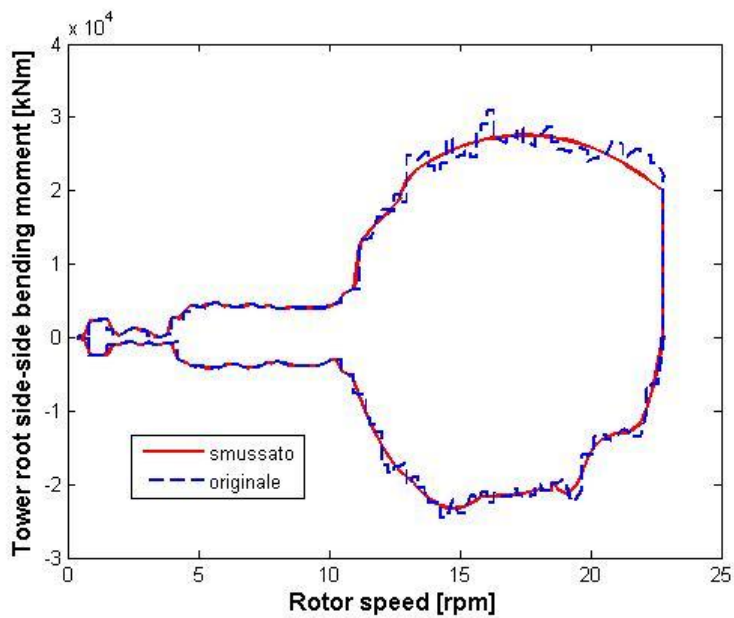


(a) Confronto tra contorni

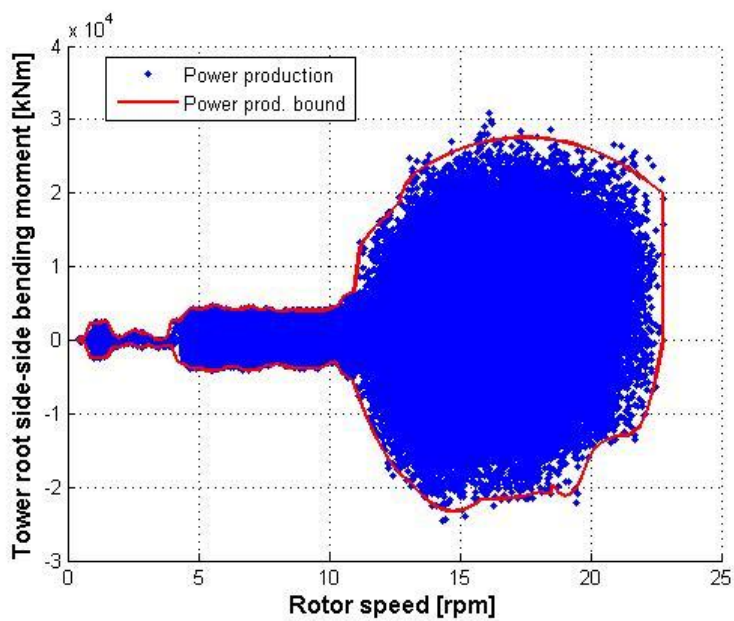


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.26: Nacelle side-side acceleration

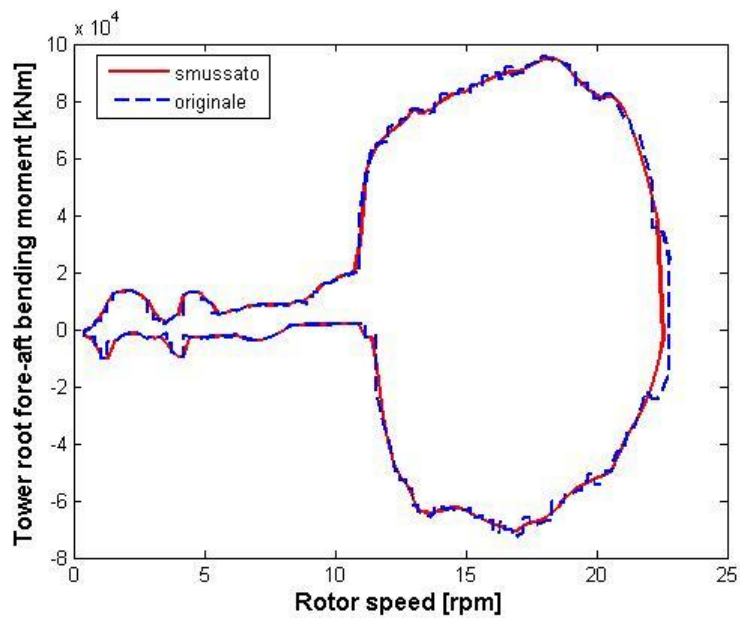


(a) Confronto tra contorni

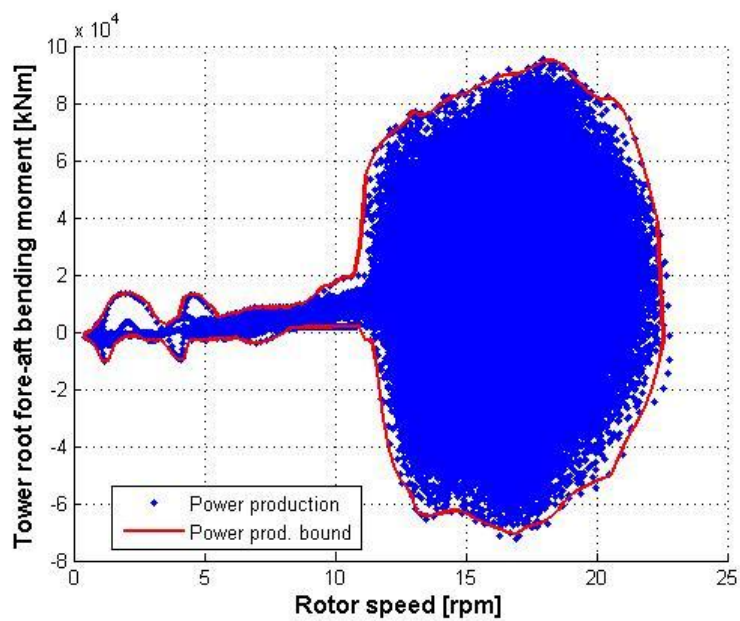


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.27: Tower root side-side bending moment M_x

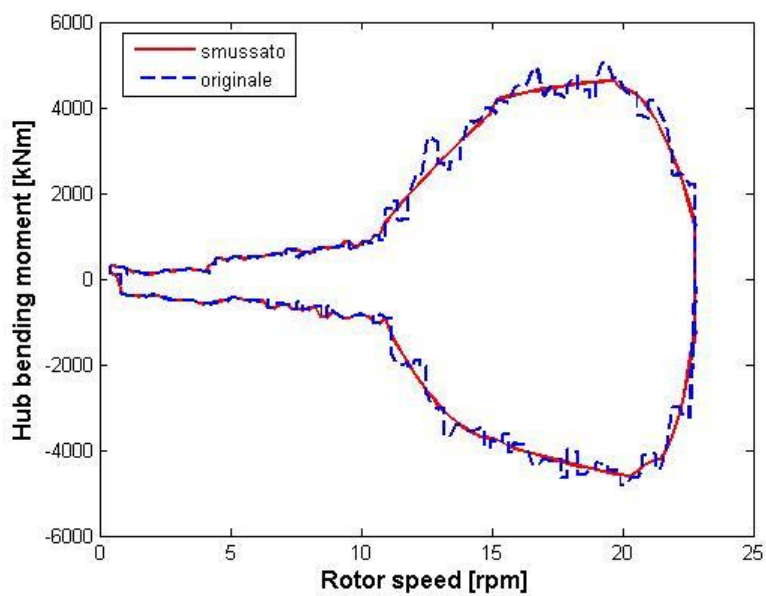


(a) Confronto tra contorni

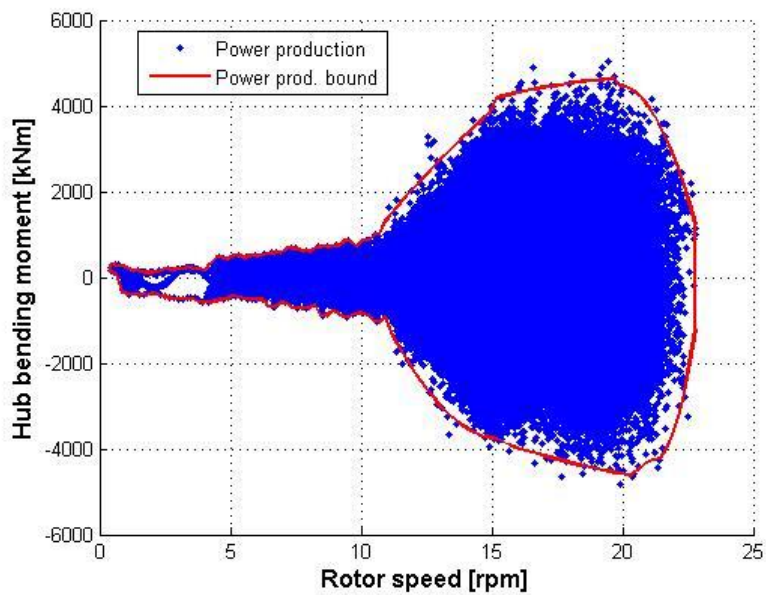


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.28: Tower root fore-aft bending moment M_y

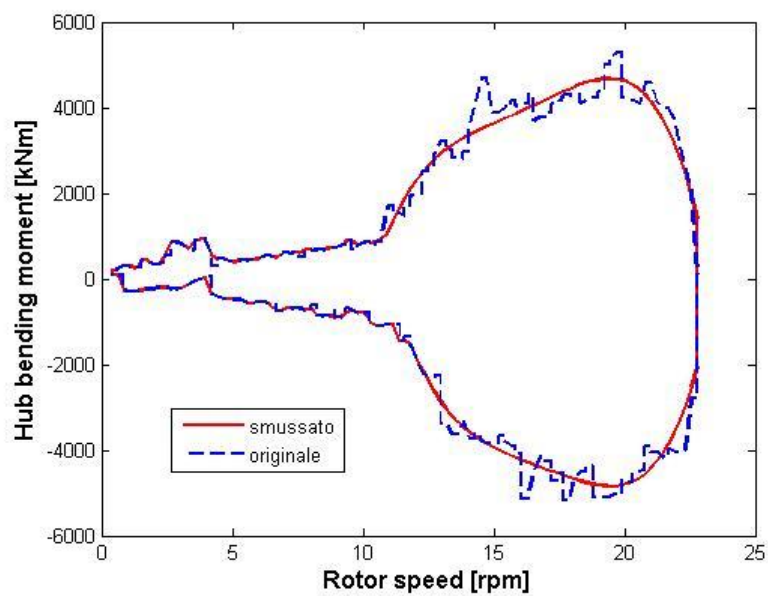


(a) Confronto tra contorni

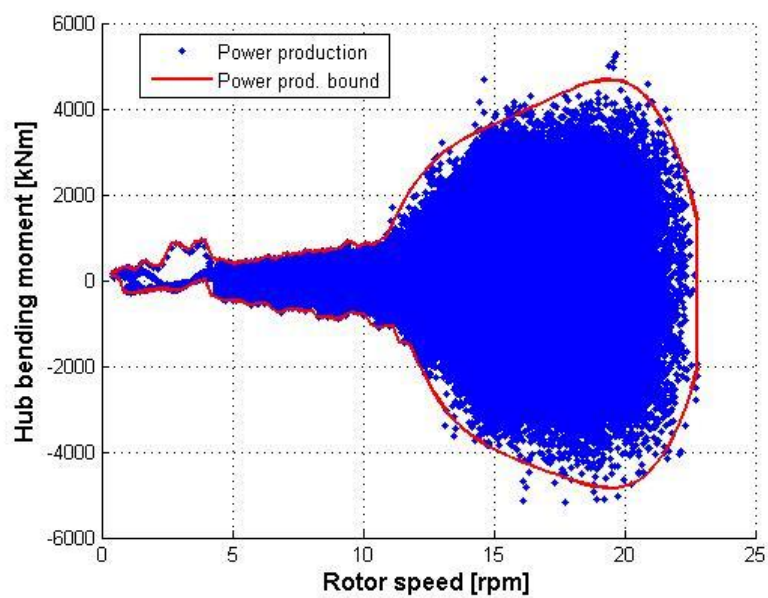


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.29: Hub bending moment M_y

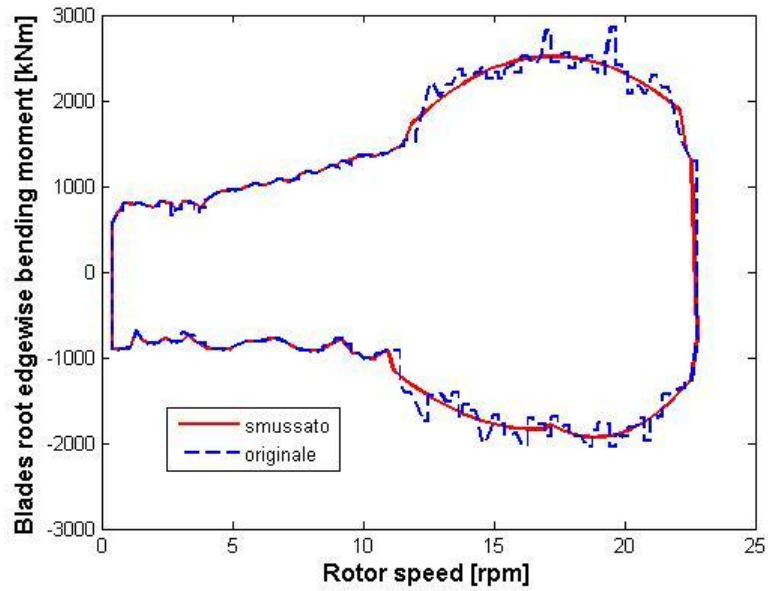


(a) Confronto tra contorni

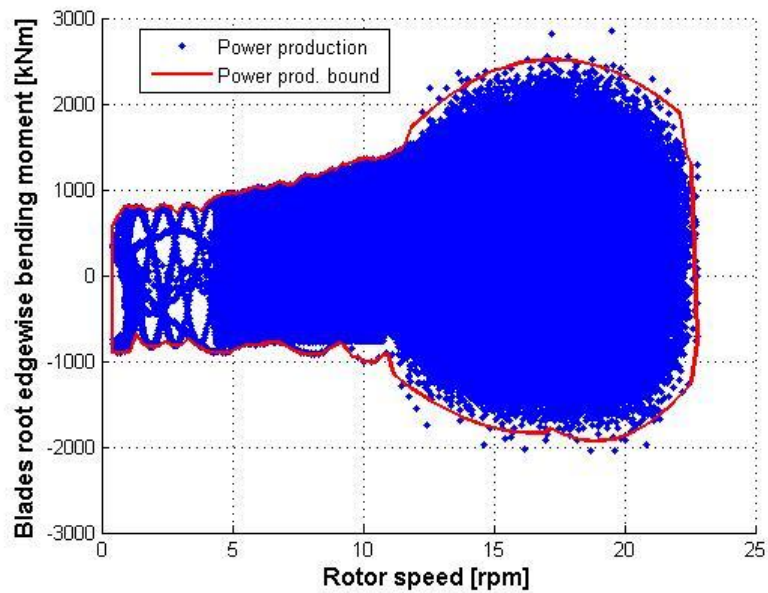


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.30: Hub bending moment M_z

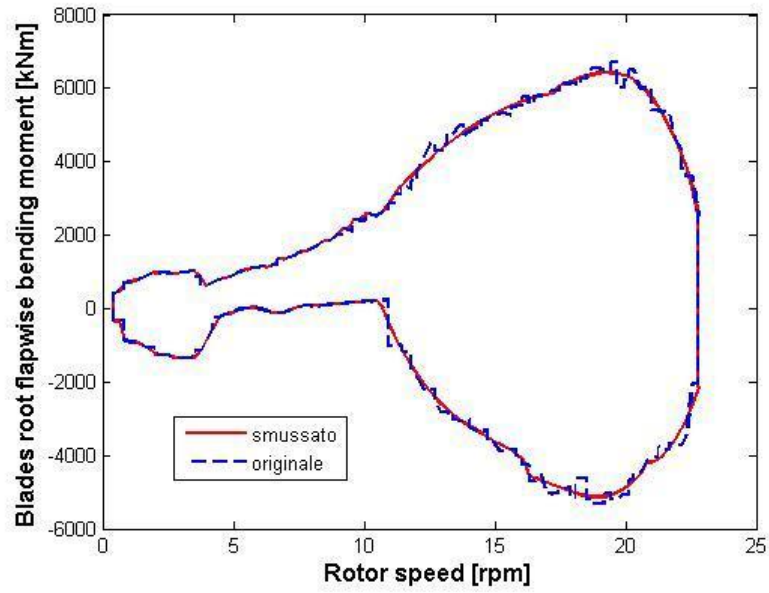


(a) Confronto tra contorni

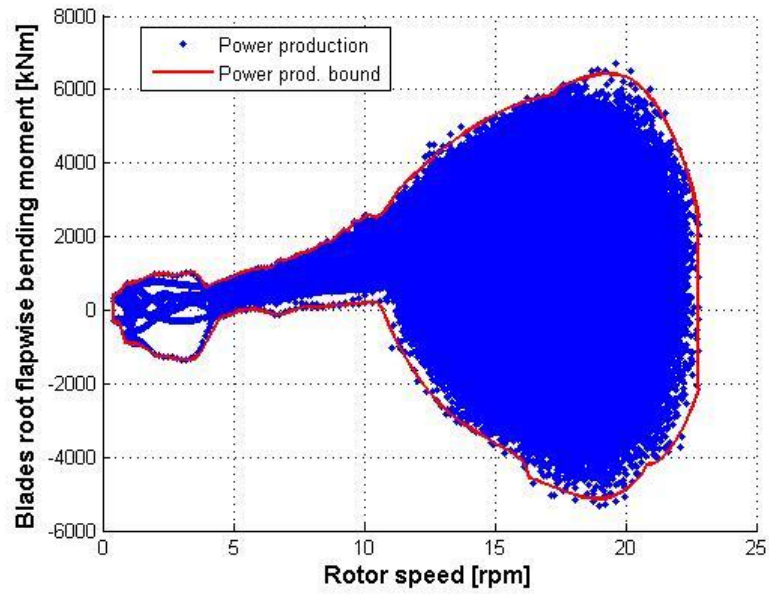


(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.31: Blades root edgewise bending moment M_x



(a) Confronto tra contorni



(b) Contorno smussato e punti di funzionamento

Figura 2.32: Blades root flapwise bending moment M_y

maggiori all'interno del profilo dei vari poligoni, è lecito che una procedura di questo genere possa suscitare dei dubbi sulla sua validità. Nella sezione 2.6 si discuteranno i motivi e i limiti di questa soluzione; naturalmente la definizione degli involucri resta il punto maggiormente critico dell'intero sviluppo del sistema di controllo, e lascia spazio per future modifiche e raffinamenti delle metodologie di calcolo.

Tabella 2.5: Funzioni polinomiali di fitting sui vari grafici

Sensore	n. partizioni	grado polinomi
Pitch	-	-
ElTorque	-	-
SSacc	13	3
FAacc	14	3
TRLF M_x	9	2
TRLF M_y	12	3
HRF M_x	-	-
HRF M_y	6	2
HRF M_z	2	4
Blades M_x	5	2
Blades M_y	5	2,3

Nella Tabella 2.5 si elencano, per ciascun sensore, il numero di tratti in cui è stata suddivisa la parte del contorno nelle zone ad alta velocità angolare del rotore, con anche il grado dei polinomi impiegati nel computo dei poligoni spianati.

Prima di proseguire oltre con la trattazione, è opportuno precisare che la procedura appena descritta per costruire i contorni è stata creata *ad hoc*. Il contorno di una nuvola di punti è un problema che nell'ambito della geometria computazionale viene usualmente risolto tramite la costruzione di un involucreo convesso, approccio non adatto al caso in esame. Un'altra possibilità sarebbe stata quella di dividere i vari piani in *pixel* di piccole dimensioni, esaminando quali tra questi contenessero dei punti di funzionamento e delineando i contorni di conseguenza. In questo caso, per l'implementazione dell'algoritmo di *point location* si sarebbe potuto far ricorso ad una struttura dati ad albero (*range tree*), suddividendo il piano in parti via via più piccole fino a determinare se il pixel contenente il *query point* facesse o meno parte della zona racchiusa dal contorno ([Ag09], [Sa06]). Non è stata percorsa questa via perchè per avere una buona aderenza del contorno alle nuvole di punti si sarebbero dovuti impiegare troppi pixel, rischiando di lasciare isolati dal contorno

principale alcuni punti ai margini delle zone popolate dei vari grafici. Inoltre una soluzione di questo tipo avrebbe risolto unicamente la questione della posizione dei punti di funzionamento rispetto ai contorni, ma non avrebbe permesso di calcolarne la velocità e la distanza in direzione ortogonale ad essi; questi ultimi concetti verranno chiariti nel prossimo capitolo.

2.6 Considerazioni sulle distribuzioni di velocità del vento

L'installazione di una wind farm, o più in generale di un singolo aerogeneratore, non può prescindere da uno studio anemometrico che consenta di scegliere, all'interno della località designata, il sito migliore in cui ergere le turbine. L'analisi dell'andamento della velocità del vento viene svolta su diverse scale temporali, giornaliera, mensile ed annuale, in modo da fornire un quadro chiaro di quelle che siano le velocità anemometriche caratteristiche di una determinata località. Uno studio di questo genere ha lo scopo di permettere una scelta ragionata e consapevole della macchina più adatta per una determinata installazione, consente di avere una stima di quella che sarà l'energia prodotta durante i vari mesi dell'anno e agevola la previsione del tempo di break-even dell'investimento.

Un'esaustiva analisi anemometrica richiede il rilevamento continuativo dell'intensità del vento per periodi lunghi, dell'ordine di 2-3 anni. Tuttavia, è chiaro come per la maggior parte delle installazioni, specie quelle contraddistinte da generatori di taglia medio-bassa, uno studio del genere si riveli troppo dispendioso, sia in termini economici che temporali. A questo proposito è possibile far ricorso a dei modelli matematici della distribuzione statistica di probabilità del vento, per calcolare i quali possono bastare misurazioni su periodi di tempo più ristretti; i più utilizzati sono il modello di *Weibull* e quello di *Rayleigh*.

La funzione di distribuzione del modello di *Weibull* è la seguente:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.1)$$

dove v è la velocità del vento, k è un *parametro di forma* (adimensionale) e c è un *parametro di scala* (misurato in m s^{-1}). Questi ultimi sono due coefficienti *caratteristici del sito* del quale si considerano le velocità del vento.

La funzione di *distribuzione cumulativa* del modello di *Weibull* è :

$$C(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.2)$$

Per quanto riguarda, invece, la *distribuzione di durata*, vale la formula:

$$D(v) = 1 - C(v) = \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.3)$$

Il modello di *Rayleigh* è semplicemente un caso particolare del modello di *Weibull*, in cui si imponga $k = 2$. Tale modello, più semplice perchè dipendente da un unico parametro, poggia sul fatto che in aree climatiche simili il parametro k varî di poco. Il valore $k = 2$ è valido per un clima temperato; se impiegato in zone al di fuori di quelle contraddistinte da queste condizioni ambientali, porta ad errori elevati, fino al 40 % ([Pa08]). Per calcolare i parametri k e c esistono una moltitudine di sistemi diversi, che non elencheremo qui (si vedano in proposito [Do02], [Se00]). In Figura 2.33 si propone un esempio di una funzione di distribuzione di *Weibull* applicata ad una serie di rilevamenti dell'intensità del vento, registrati in frequenza⁶. Si nota come la distribuzione matematica sia asimmetrica e presenti una lunga *coda* che si estende verso valori elevati di velocità del vento, per i quali la frequenza resta particolarmente bassa, diminuendo però assai lentamente al crescere delle ascisse.

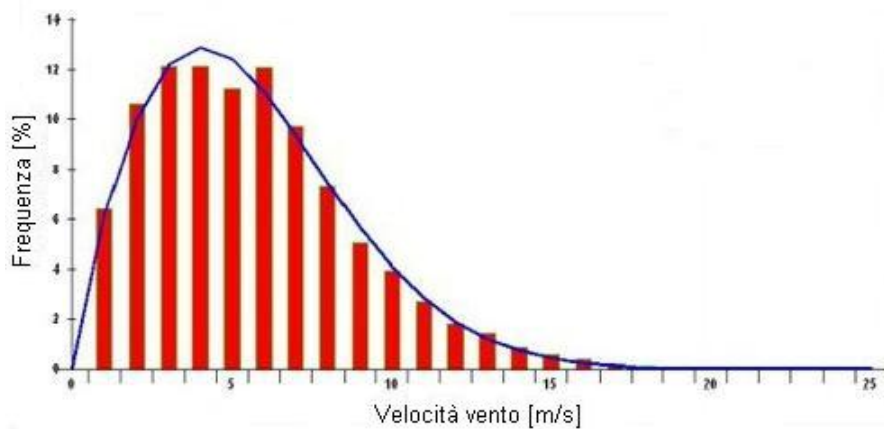


Figura 2.33: Esempio di modellazione di Weibull

La distribuzione di *Weibull*, che risulta la modellazione più adatta per questo tipo di misurazioni ([He77], [Stw78]), consente di valutare la probabilità con cui venti di determinata intensità possano presentarsi in un sito specifico. In questo modo risulta possibile stabilire, note le velocità di avviamento (cut-in) e di arresto (cut-out) della turbina, il tempo e la misura in cui la macchina produrrà effettivamente energia. Si può dunque valutare la

⁶Fonte: internet

probabilità con cui il vento supererà la soglia della velocità di cut-out, anche se non si avranno indicazioni in merito alle raffiche che potrebbero superare tale valore. Per una valutazione di queste ultime occorrono misurazioni mirate, da effettuarsi su brevi intervalli di tempo (pochi minuti), in modo tale da poter registrare le fluttuazioni nel flusso turbolento che investe l'aerogeneratore.

Si consideri il fatto che la distribuzione di *Weibull* non tiene conto dei cosiddetti *venti estremi*, picchi di straordinaria intensità e scarsa probabilità, che il vento raggiunge raramente nell'arco di una distribuzione stocastica della durata di decine di anni. Questi eventi vanno esaminati durante la fase di dimensionamento della macchina, ma sono di modesto interesse per quel che concerne la produzione energetica ed il normale funzionamento dei generatori eolici. Per studiare queste rarità, che variano anche a seconda delle aree geografiche esaminate, si usano approcci diversi, tipicamente due: uno che tiene conto dei massimi eventi registrati durante finestre temporali di durata fissata, l'altro che invece considera tutti gli eventi che nell'arco di tempo dedicato alle misurazioni superino una soglia prefissata (la cosiddetta tecnica POT, "peaks over threshold"). In ogni caso, occorre tener presente che la conoscenza della distribuzione statistica dei venti estremi richiede misurazioni per un elevato numero di anni, le quali sono difficilmente disponibili; per questo motivo i calcoli strutturali in fase di progetto vengono effettuati con raffiche standard (un tipico valore di velocità associato ai venti estremi è quello di 60 m s^{-1}). La distribuzione di *Weibull* resta pertanto valida nella descrizione probabilistica delle condizioni anemometriche di un particolare luogo ([Si98], [Du04], [Pa08]).

Alla luce di queste considerazioni, si intuisce come la procedura di *fitting* numerico, descritta nella Sez. 2.5, sia giustificabile anche dal punto di vista probabilistico. Gli eventi cui va imputata la presenza di punti isolati e di irregolarità accentuate nei plot dei vari sensori, infatti, sono tutti ascrivibili ad un range di probabilità piuttosto basso, considerando che constano di fluttuazioni violente a partire da una già elevata velocità media, pari a quella di cut-out della turbina esaminata. Essi rappresentano pertanto circostanze altamente improbabili, che difficilmente verranno sperimentate dalla macchina durante la propria vita operativa; ne consegue il fatto che l'inviluppo così determinato non perda validità, nè lo faccia la procedura di monitoraggio. Nel caso in cui la turbina venisse chiamata a fronteggiare situazioni di questo genere, in cui si dovesse riscontrare una lieve fuoriuscita dei punti di funzionamento dai contorni determinati, sarà opportuno agire frenando il rotore, anche se ci si trovasse in una situazione non critica. La contromisura attuata dal sistema di monitoraggio, in queste circostanze, sarebbe certamente conservativa; non si ritiene tuttavia, viste le scarse possibilità di imbattersi in queste situazioni, che questo rappresenti un grave limite della procedura.

Ciò su cui è necessario riflettere, invece, è un perfezionamento dei criteri con cui selezionare i punti di funzionamento utili nella costruzione di grafici e contorno. Si potrebbe, per esempio, valutare la probabilità che la velocità sia superiore a quella di cut-out, analizzando un'eventuale distribuzione di *Weibull*, oppure esaminare la frequenza con cui l'intensità del vento oltrepassi una soglia elevata (ad esempio, nel caso della macchina esaminata in questa tesi, 30 m s^{-1}), stabilendo in maniera più rigorosa quali siano le simulazioni e le condizioni di vento accettabili nel computo dei contorni e quali invece siano quelle da scartare perchè scarsamente probabili. Naturalmente, uno studio come quello appena prospettato implica una conoscenza accurata delle peculiarità anemometriche del sito nel quale si intende installare l'aerogeneratore sul cui modello si elaborano le simulazioni numeriche. In mancanza di tali informazioni, non è possibile impostare alcun ragionamento di questo genere, nè elaborare alcuna procedura di selezione dei dati da esaminare per la realizzazione dei poligoni di contorno. Preso atto della generalità del lavoro svolto, risulta chiaro il motivo per cui non sia stato possibile approfondire ulteriormente tali problematiche, le quali devono però essere vagliate in vista dell'applicazione di quanto elaborato in questa tesi su una macchina reale.

Capitolo 3

Sviluppo del codice di controllo

3.1 Algoritmo di *point location*

L'algoritmo di *point location* rappresenta il fulcro del sistema di monitoraggio che ci si prefigge di definire in questa tesi. Avendo abbandonato, come già specificato nella Sezione 2.5, l'ipotesi di analizzare simultaneamente i valori di tutti e dodici i sensori selezionati, ci si è trovati di fronte ad un problema geometricamente meno complesso, cioè la determinazione della posizione di un punto bidimensionale rispetto ad un poligono. In letteratura si trovano alcuni esempi di risoluzione di questa problematica, approcciata tipicamente in due modi differenti (si veda per esempio [Stn97]):

CROSSING-COUNT ALGORITHM Questa tecnica prevede di definire una semiretta uscente dal punto target in esame e di conteggiare il numero di intersezioni tra questa semiretta e il poligono stesso. Nel caso in cui tale numero sia dispari, il punto giace all'interno del poligono; se invece l'ammontare delle intersezioni è nullo oppure è un numero pari, il punto si trova all'esterno del perimetro definito dal poligono.

ANGLE-SUM ALGORITHM Questo metodo conteggia gli angoli sottesi dai segmenti che congiungono il punto in esame con i vertici del poligono, positivamente se orientati in senso orario, negativamente se orientati in senso antiorario. Se la somma è pari a 0° il punto si trova all'esterno del poligono, viceversa se è pari a 360° il punto si trova all'interno.

Si è deciso di ricorrere alla prima modalità risolutiva, sia per una questione di facilità della stessa da un punto di vista implementativo, sia per una questione di rapidità computazionale ([Fr]), sia perchè in letteratura la si è trovata applicata più frequentemente, in ambito bidimensionale ma anche tridimensionale ([Li90]).

Il nocciolo dell'algoritmo è simile in tutto e per tutto a quello descritto in [Fr], ad esclusione del trattamento dei punti sui lati del poligono ed in corrispondenza di un vertice dello stesso. Occorrono infatti delle modifiche che permettano di riconoscere questi casi particolari, cui, nelle usuali applicazioni di tali codici numerici, non viene attribuita particolare attenzione. Trattandosi di algoritmi solitamente impiegati nell'ambito della computer grafica, si intuisce infatti come non sia molto importante il riconoscimento del perimetro di una figura, «se la risoluzione del vostro schermo è più grande di 100x100» ([Stn97]).

Ecco dunque la procedura implementata dal codice: dato il punto da esaminare, si considera una semiretta uscente da esso, parallela all'asse delle ascisse e diretta verso valori positivi. Il conteggio delle intersezioni viene portato avanti analizzando in successione ciascun lato del poligono, partendo dal primo vertice (per la sequenza con cui vengono ordinati i vertici si veda la Sez. 2.5) e proseguendo in senso antiorario. Risulta pertanto chiaro il motivo per cui in precedenza si è deciso di ridurre il numero di lati dei contorni relativi ai grafici dei diversi sensori (si veda ancora la Sezione 2.5); principalmente per snellire i tempi di calcolo.

Le fasi della procedura, per ogni lato, sono tre:

1. si verifica se il punto target coincide con uno dei due vertici che delimitano il lato;
2. si verifica se il punto target giace esattamente sul lato;
3. si verifica se la semiretta uscente dal punto target interseca il lato.

Nel momento in cui la prima o la seconda condizione siano verificate, il ciclo viene interrotto e il codice restituisce l'informazione che il punto si trova all'interno del poligono (lati e vertici vengono infatti considerati parte integrante di esso). Se invece si passa alla terza fase, nel caso in cui la semiretta intersechi il lato un apposito contatore viene incrementato di un'unità, altrimenti si passa ad analizzare il segmento successivo del perimetro. Anche quando la semiretta uscente dal punto interseca un vertice del poligono, il codice restituisce sempre un'informazione corretta, in quanto il contatore cresce di un'unità solo in relazione al lato il cui *primo* vertice venga attraversato. Qualora invece il lato in esame giaccia sulla semiretta, questo non produce incrementi nel contatore, che invece aumenta una volta esaminato il lato successivo. Si comprende quindi come alla fine del ciclo si riesca a determinare la posizione relativa del punto rispetto alla figura poligonale studiata, semplicemente valutando se il contatore è un numero pari o dispari.

Scendendo maggiormente nel dettaglio, per giudicare se la semiretta uscente dal punto in esame intersechi o meno un lato, occorre fare una

doppia verifica. Per prima cosa si controlla che le ordinate dei due estremi del segmento non siano entrambe maggiori o uguali a quella del punto. Successivamente si calcola se l'ascissa del punto target sia minore al valore che assumerebbe se il punto stesso giacesse sulla retta passante per i due estremi del segmento. Qualora ambedue le condizioni siano verificate, la semiretta interseca effettivamente il lato in questione.

3.2 Distanza e velocità rispetto al contorno

L'algoritmo di *point location* descritto nella sezione 3.1 è fondamentale per il tipo di controllo *real-time* che ci si propone di sviluppare. Occorre però riflettere sul fatto che, nel contesto di un'applicazione di questa procedura su una macchina reale, si sia interessati non solo a distinguere se in un determinato istante il generatore eolico stia lavorando o meno all'interno della zona di progetto, ma anche a quale distanza dal "confine sicuro" ci si trovi e soprattutto con quale "velocità" e in quale "direzione" la macchina si stia muovendo. In altre parole, si vuole sapere *in anticipo* se l'aerogeneratore si troverà a funzionare al di fuori di quelle che sono le condizioni di operatività per cui è stato testato e progettato. Per soddisfare questa esigenza, sono state sviluppate due procedure di calcolo da svolgere parallelamente a quella di *point location*, una che monitori la distanza del punto di funzionamento dal contorno, l'altro che sorvegli la componente normale al contorno della velocità con la quale il punto si muove. Le due procedure di calcolo vengono descritte rispettivamente nelle Sottosezioni 3.2.1 e 3.2.2.

Le routine per la determinazione della velocità e della distanza rispetto al contorno vengono svolte di pari passo con l'algoritmo di *point location*, poiché anch'esse devono essere valutate lato per lato. Tuttavia, mentre la distanza viene computata più volte durante il ciclo, il calcolo della velocità viene svolto solo nei casi in cui la sua direzione intersechi il lato corrente. In questo modo, oltre a snellire l'onere computazionale, si evitano calcoli inutili, dal momento che la velocità normale interessa solo per prevedere un possibile superamento del contorno, risultando pertanto significativa unicamente rispetto al lato che si trova lungo la direzione istantanea secondo la quale il punto si muove. Oltre ad indentificare se il lato di volta in volta esaminato venga o meno intersecato dalla direzione del vettore velocità, occorre anche, nel caso ce ne siano più d'uno (eventualità tutt'altro che impossibile con poligoni concavi), distinguere quale sia quello più vicino al punto. Il codice tiene conto di questa possibilità ed utilizza le informazioni sulla distanza del punto dagli estremi dei singoli lati per capire quale sia quello di interesse rispetto al quale vada considerata la velocità (si veda la Sottosez. 3.2.2).

Ciascuna situazione di potenziale pericolo viene segnalata in maniera differente dal codice:

- nel caso in cui il punto si trovi sul contorno (non importa se su un vertice o lungo uno dei lati) il controllore restituisce il segnale *WARNING: punto sul contorno*;
- se il punto risulta eccessivamente vicino al contorno, si ha un segnale del tipo: *WARNING: punto troppo vicino al contorno*;
- se la velocità normale del punto rispetto al poligono è tale per cui, se dovesse mantenersi costante anche durante il successivo intervallo di tempo, il punto uscirebbe dal contorno, il segnale emesso è: *WARNING: avvicinamento troppo rapido al contorno*.
- qualora il punto si riveli esterno al poligono, il controllore restituisce un segnale di allarme: *ALARM: punto esterno al contorno*

La soglia per cui un punto viene ritenuto troppo prossimo al perimetro viene calcolata come percentuale della differenza tra l'ascissa massima e quella minima dei vertici del poligono; tale percentuale rappresenta, insieme alle coordinate dei vertici, uno dei parametri di input definibili dall'utente. Da ultimo, si precisa che il programma di controllo, nel momento in cui emetta un segnale di allarme, specifica anche il sensore nel cui grafico si è palesata l'anomalia e l'istante di tempo in cui si è verificata.

Prima di procedere con la routine di controllo, si è reso naturalmente necessario adimensionalizzare i dati, in modo da poter confrontare agevolmente tra loro i valori delle distanze e delle velocità rispetto ai contorni, anche tra grafici diversi. Su ciascun plot, facendo riferimento ai punti relativi alle fasi di power production, sono stati scelti i valori delle massime escursioni delle quantità in ascissa e in ordinata come unità di riferimento rispetto alle quali adimensionalizzare le coordinate di vertici e punti di funzionamento. Questi stessi valori sono stati impiegati anche per adimensionalizzare le coordinate degli altri punti di interesse, tipicamente quelli di funzionamento caratteristici delle fasi di frenata d'emergenza.

3.2.1 Distanza

Per tenere sotto controllo la posizione dei punti di funzionamento all'interno dell'area delimitata dai poligoni presentati nella Sez. 2.5, il codice è stato redatto in modo da poter calcolare anche la *distanza* del punto in esame dai lati del poligono.

Si tenga presente come il termine *distanza* sia assolutamente improprio in questo contesto, in quanto in nessun modo si sta facendo riferimento a misure di lunghezza; esso è tuttavia efficace nell'ottica bidimensionale sotto la quale si sono studiati i valori restituiti dai diversi sensori a disposizione, motivo per cui lo si è utilizzato e si continuerà a farlo, senza timore di essere fraintesi.

Per il calcolo della distanza del punto esaminato dai lati del poligono, è stato necessario "trasformare" in un vettore ciascun lato considerato durante il ciclo di calcolo. Banalmente, ogni vettore lato è stato definito con modulo pari alla propria lunghezza, direzione uguale a quella di una retta passante per entrambi i suoi estremi e verso diretto dal primo al secondo (tenendo sempre presente il criterio con cui vengono ordinati i vertici - i quali ovviamente corrispondono agli estremi dei lati). Allo stesso modo è stato definito un vettore rappresentante la distanza tra il punto target e il secondo estremo del lato i -esimo, diretto verso quest'ultimo e con modulo pari alla lunghezza del segmento congiungente i due punti. Calcolando il rapporto tra il prodotto scalare dei due vettori e il prodotto tra i rispettivi moduli si è ottenuto il coseno dell'angolo compreso tra i due vettori, tramite il quale è stato semplice risalire alla distanza tra il punto target e il lato i -esimo (si veda in proposito la Figura 3.1).

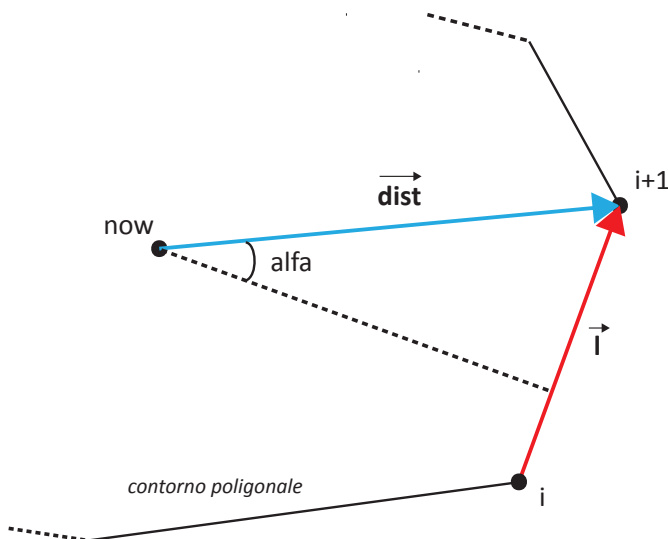


Figura 3.1: Vettori impiegati per il calcolo della distanza dei punti di funzionamento dal contorno

Al fine di evitare calcoli ridondanti, si è scelto di non valutare la distanza rispetto a tutti i segmenti del poligono di contorno, ma solo rispetto a quei

lati i cui estremi abbiano le ascisse o le ordinate "a cavallo" di quelle del punto target. Ad ogni iterazione del ciclo di calcolo che coinvolge tutti i segmenti che compongono il contorno, prima di computare la distanza del punto da uno di essi, vengono prese in esame le ascisse e le ordinate degli estremi del lato i -esimo e del punto target. Se l'ascissa di un estremo risulta minore di quella del punto, mentre quella del secondo estremo risulta maggiore, o viceversa, la distanza viene calcolata; lo stesso si fa esaminando le ordinate. L'allarme, come già ricordato, viene emesso qualora la distanza superi una soglia inserita dall'utente. Procedendo in questa maniera si diminuiscono sia l'onere computazionale, sia l'insorgenza di falsi allarmi, rispetto a quanto accadrebbe con un calcolo indiscriminato della distanza svolto per ogni segmento. Resta la possibilità che alcuni lati, se poco inclinati rispetto agli assi coordinati, possano indurre all'emissione di segnali di warning non necessari; dal momento però che la soglia oltre la quale avviare le segnalazioni di allarme è a discrezione dell'utente, è possibile regolarla in modo che non si presentino casi di questo genere. Si noti inoltre che il sistema progettato avvia una frenata solo nel momento in cui un punto di funzionamento *esca* dal contorno, mentre qui si sta ragionando soltanto su eventuali segnali di allerta, i quali non implicano alcuna reazione da parte del sistema di controllo, ma sono pensati unicamente per permettere un miglior monitoraggio della situazione operativa. Per questo motivo si è deciso di evitare di appesantire il programma con condizioni aggiuntive o calcoli più sofisticati, ritenendo soddisfacente l'osservazione della distanza come appena descritto, unitamente a quella sulla velocità, presentata di seguito.

3.2.2 Velocità

Leggermente più articolato rispetto a quanto fatto per la distanza è stato il calcolo della velocità normale al contorno. Si ricordi, innanzitutto, che si parla di velocità immaginando che due punti di funzionamento successivi rappresentino una traccia lasciata in due istanti di tempo diversi da un punto che si muova all'interno del piano definito dai valori di due distinti sensori presenti sulla macchina eolica. Detto questo, è intuitivo definire la velocità di spostamento del punto di funzionamento come il rapporto tra la distanza tra due punti ad istanti successivi ed il lasso di tempo intercorso tra il campionamento di uno e dell'altro. Tale intervallo di tempo altro non è che il reciproco della frequenza di campionamento con cui vengono registrati i dati durante le simulazioni numeriche; nel caso reale, invece, sarà il reciproco della frequenza con cui vengono censiti i valori di interesse da un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), normalmente presente sulle moderne turbine.

Per quanto riguarda l'identificazione dei lati intersecati dalla direzione del vettore velocità, la procedura ricalca in tutto e per tutto quella già vista con l'algoritmo di *point location* (Sez. 3.1). Per tenere conto del verso del vettore velocità, invece, il codice calcola la media delle distanze dagli estremi dei segmenti via via considerati, sia per il punto corrente, sia per quello all'istante precedente (cioè i due punti impiegati per computare la velocità istantanea). Solo se la media relativa al punto corrente è inferiore a quella del punto all'istante precedente, il lato viene effettivamente considerato. Al fine di distinguere, ove se ne presentasse la necessità, il lato più prossimo al punto target, non si fa altro che confrontare le medie di cui sopra, scegliendo il lato con media minore. In Figura 3.2 si riportano le quantità, vettoriali e non, utilizzate nell'ambito del codice implementato. Le modalità del calcolo dell'angolo compreso tra il vettore velocità e il vettore lato sono identiche a quelle già esplicate nella Sottosez. 3.2.1.

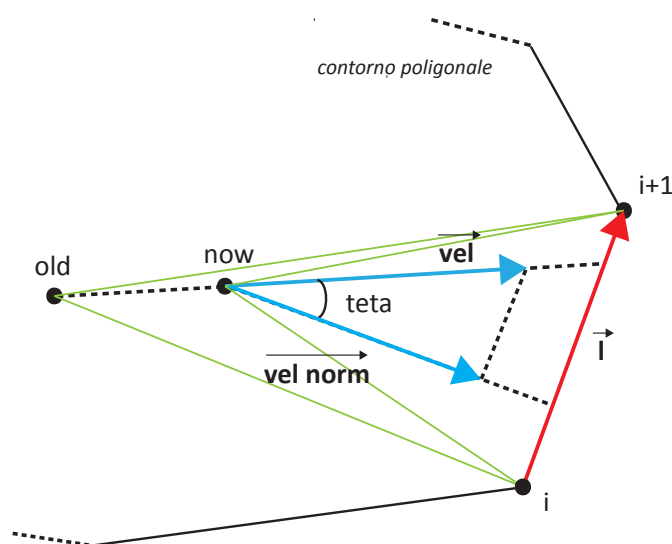


Figura 3.2: Vettori impiegati per il calcolo della velocità dei punti di funzionamento in direzione normale al contorno

3.3 Algoritmo di controllo

Di seguito viene presentata una descrizione dell'algoritmo in un linguaggio pseudo-codice. Si faccia riferimento alle Fig. 3.1 e 3.2 per quanto riguarda la nomenclatura di punti, segmenti e vettori.

Input:

- vettore delle ascisse dei vertici (x_vert);
- vettore delle ordinate dei vertici (y_vert);
- ascissa del punto all'istante corrente (x_now);
- ordinata del punto all'istante corrente (y_now);
- ascissa del punto all'istante precedente (x_old);
- ordinata del punto all'istante precedente (y_old);
- soglia di tolleranza per la distanza dal contorno (tolleranza);
- nome del sensore esaminato (sensore);
- intervallo di tempo tra gli istanti corrente e precedente (dt);
- istante di tempo corrente della simulazione (ist);

Output:

- velocità normale rispetto al contorno (vel_norm);
- distanza dal contorno (dist_norm);

Calcolo della soglia per la distanza dal contorno:

```
toll = tolleranza*(max(x_vert)-min(x_vert));
```

Inizializzazione dei vettori di interesse:

```
media = [10 10 ... 10 10]; dimensione: n° lati (n° vertici-1)
vel_n = [1 1 ... 1 1]; dimensione: n° lati (n° vertici-1)
dist_n = [10 10 ... 10 10]; dimensione: n° lati (n° vertici-1)
```

Coefficiente angolare ed intercetta della retta passante per il punto all'istante corrente (now) e quello all'istante precedente (old):

```
m = (y_now-y_old)/(x_now-x_old+0.00001);
q = (y_old-x_old*(y_now-y_old)/(x_now-x_old+0.00001));
```

Contatore delle intersezioni tra semiretta e contorno:

```
c = 0;
```

Ciclo su tutti i lati del poligono. Ogni lato è identificato dalle coordinate dei suoi estremi; il lato i-esimo perciò sarà caratterizzato dalle coordinate del vertice i-esimo (x_vert(i)

ed $y_{\text{vert}}(i)$) e da quello del vertice $(i+1)$ -esimo ($x_{\text{vert}}(i+1)$ ed $y_{\text{vert}}(i+1)$).

FOR $i = 1$ TO $i = n^\circ$ lati

Caso 1 - punto coincidente con un vertice del poligono:

IF $|x_{\text{now}} - x_{\text{vert}}(i)| < 0.0001$ AND $|y_{\text{now}} - y_{\text{vert}}(i)| < 0.0001$

 WARNING: punto sul contorno sul sensore: (nome
 del sensore);

 Ascissa del punto: (x_{now});

 Ordinata del punto: (y_{now});

 Istante della simulazione: (ist);

 in questo caso la velocità normale e la distanza non
 vengono calcolate:

$vel_{\text{norm}} = 0$;

$dist_{\text{norm}} = 0$;

 la funzione in questo caso viene interrotta

Caso 2 - punto giacente sul lato i -esimo:

ELSEIF (
 $|x_{\text{now}} - ((x_{\text{vert}}(i+1) - x_{\text{vert}}(i)) * (y_{\text{now}} - y_{\text{vert}}(i)) / (y_{\text{vert}}(i+1) - y_{\text{vert}}(i)) + x_{\text{vert}}(i))| < 0.0001$
 AND
 $y_{\text{vert}}(i) > y_{\text{now}}$ NOT EQUAL TO $y_{\text{vert}}(i+1) > y_{\text{now}}$
)

OR

(
 $|y_{\text{now}} - ((y_{\text{vert}}(i+1) - y_{\text{vert}}(i)) / (x_{\text{vert}}(i+1) - x_{\text{vert}}(i)) * (x_{\text{now}} - x_{\text{vert}}(i)) + y_{\text{vert}}(i))| < 0.0001$
 AND
 $x_{\text{vert}}(i) > x_{\text{now}}$ NOT EQUAL TO $x_{\text{vert}}(i+1) > x_{\text{now}}$
)

```
WARNING: punto sul contorno sul sensore: (nome
del sensore);
```

```
Ascissa del punto: (x_now);
```

```
Ordinata del punto: (y_now);
```

```
Istante della simulazione: (ist);
```

anche in questo caso la velocità normale e la
distanza non vengono calcolate:

```
vel_norm = 0;
```

```
dist_norm = 0;
```

anche qui la funzione viene interrotta

Caso 3 - punto che non sta sul contorno nè coincide con un
vertice:

```
ELSEIF y_vert(i) > y_now NOT EQUAL TO y_vert(i+1) > y_now
```

```
AND
```

```
x_now < (x_vert(i+1)-x_vert(i))*(y_now-y_vert(i))/
(y_vert(i+1)-y_vert(i))+x_vert(i)
```

Se la semiretta orizzontale uscente dal punto now e
diretta verso le ascisse positive interseca il lato
i-esimo, il contatore c viene incrementato di
un'unità:

```
c = c + 1;
```

```
END
```

Calcolo della media delle distanze dagli estremi del lato
i-esimo sia per il punto old che per il punto now

```
distanza_media_old = (((x_vert(i+1)-x_old)^2+(y_vert(i+1)-
y_old)^2)^(1/2)+((x_vert(i)-x_old)^2+
(y_vert(i)-y_old)^2)^(1/2))/2;
```

```
distanza_media_now = (((x_vert(i+1)-x_now)^2+(y_vert(i+1)-
```

$$\frac{\sqrt{(y_{\text{now}})^2} + \sqrt{(x_{\text{vert}}(i) - x_{\text{now}})^2 + (y_{\text{vert}}(i) - y_{\text{now}})^2}}{2};$$

Costruzione del vettore l , rappresentante il lato i -esimo:

$l = [x_{\text{vert}}(i+1) - x_{\text{vert}}(i) ; y_{\text{vert}}(i+1) - y_{\text{vert}}(i)];$

Calcolo della distanza tra il lato i -esimo e il punto now :

IF $x_{\text{vert}}(i) > x_{\text{now}}$ NOT EQUAL TO $x_{\text{vert}}(i+1) > x_{\text{now}}$
 OR
 $y_{\text{vert}}(i) > y_{\text{now}}$ NOT EQUAL TO $y_{\text{vert}}(i+1) > y_{\text{now}}$

Costruzione del vettore $dist$, che rappresenta la distanza tra il vertice $(i+1)$ -esimo e il punto now

$dist = [x_{\text{vert}}(i+1) - x_{\text{now}} ; y_{\text{vert}}(i+1) - y_{\text{now}}];$

Calcolo dell'angolo compreso tra i vettori l e $dist$ e quindi della distanza tra il lato i -esimo e il punto now

$alfa = \arccos\left(\frac{dist \cdot l}{|dist| \cdot |l|}\right);$
 $dist_n(1,i) = |dist| \cdot \sin(alfa);$

END

Calcolo della velocità e della sua componente normale al lato i -esimo:

IF $y_{\text{vert}}(i) > m \cdot x_{\text{vert}}(i) + q$
 NOT EQUAL TO
 $y_{\text{vert}}(i+1) > m \cdot x_{\text{vert}}(i+1) + q$

AND

$distanza_media_old > distanza_media_now$

La condizione è verificata se la semiretta uscente dal punto old e passante per il punto now interseca il lato i -esimo

```
media(1,i) = distanza_media_now;
```

```
Costruzione del vettore velocità "vel":
```

```
vel = [(x_now-x_old)/dt ; (y_now-y_old)/dt];
```

```
Calcolo dell'angolo compreso tra i vettori l e vel e  
quindi della componente di velocità normale al lato  
i-esimo
```

```
teta = arc cos((vel*l)/(|vel|*|l|));
```

```
vel_n(1,i) = |vel|*sin(teta);
```

```
END
```

```
END
```

Dopo la chiusura del ciclo su tutti i lati si verifica la posizione del punto now rispetto al contorno e l'eventuale necessità di un segnale di warning o di allarme:

```
IF c è un numero pari
```

```
ALARM: punto esterno al contorno sul sensore: (nome del  
sensore);
```

```
Ascissa del punto: (x_now);
```

```
Ordinata del punto: (y_now);
```

```
Istante della simulazione: (ist);
```

```
Se il punto è esterno, velocità e distanza dal contorno  
non vengono tenuti in considerazione
```

```
vel_norm = 0;
```

```
dist_norm = 0;
```

```
ELSE
```

```
[media_minima indice] = min(media);
```

```
"indice" rappresenta la posizione del minimo valore
```

all'interno del vettore "media", e corrisponde alla posizione corretta da andare a ricercare all'interno del vettore vel_n (che raccoglie le velocità normali al contorno calcolate all'interno del ciclo sui lati)

```
vel_norm = vel_n(indice);  
dist_norm = min(dist_n);
```

```
IF dist_norm < toll
```

Se la distanza dal contorno risulta inferiore alla tolleranza imposta dall'utente, viene generato un segnale di warning:

```
WARNING: punto troppo vicino al contorno sul sensore:  
(nome del sensore);  
Ascissa del punto: (x_now);  
Ordinata del punto: (y_now);  
Istante della simulazione: (ist);
```

```
END
```

```
IF dist_n(indice) < vel_norm*dt
```

Se la velocità in direzione normale al contorno è tale per cui, mantenendosi costante, porterebbe ad una fuoriuscita del punto dal contorno all'istante successivo, viene generato un segnale di warning:

```
WARNING: avvicinamento troppo rapido al contorno sul  
sensore: (nome del sensore);  
Ascissa del punto: (x_now);  
Ordinata del punto: (y_now);  
Istante del punto: (ist);
```

```
END
```

```
END
```

Si tenga presente che il lavoro che viene descritto in questa trattazione è sempre stato svolto in *post-processing*, partendo cioè dai dati raccolti durante simulazioni numeriche, dalla cui analisi tramite la routine di controllo si è compreso quando fosse il momento opportuno per agire sulla macchina avviando una frenata d'emergenza. Questo fatto è causa e insieme conseguenza della mancanza di una ricerca esasperata della massima efficacia della procedura, cui è stata preferita la verifica dell'effettiva utilità di un controllo con caratteristiche diverse da quelle dei metodi tradizionali. La stessa procedura di adimensionalizzazione non è stata inserita nella routine di controllo appena presentata, perchè non c'era la necessità di sviluppare il monitoraggio in tempo reale durante lo sviluppo e la validazione del codice.

Capitolo 4

Validazione del sistema di monitoraggio

Dopo aver ultimato il codice di controllo, è stato necessario elaborare delle condizioni di guasto plausibili, tramite le quali testare il sistema realizzato. A tal proposito si sono sviluppati due particolari scenari di failure, mediante i quali si sono simulate due situazioni di malfunzionamento tipiche degli aerogeneratori. Queste sono state affrontate in un primo momento lasciando operare il sistema di controllo già presente nel modello; secondariamente le simulazioni sono state riavviate, intervenendo però con l'avviamento di una frenata di emergenza, non appena si riscontrassero delle anomalie su uno qualsiasi dei sensori monitorati dal sistema di *fault detection* progettato. Per dimostrare l'efficacia di quest'ultimo si è cercato di sviluppare degli scenari di guasto che portassero i carichi cui la macchina sottostava ad oltrepassare i valori dimensionanti ottenuti dalle DLC (elencati nella Tabella 4.1). Nel momento in cui l'azione del sistema di monitoraggio fosse riuscita ad avviare la frenata d'emergenza in anticipo rispetto al normale controllore ottimo, evitando così di portare i carichi oltre il livello massimo, l'efficacia del nuovo metodo sarebbe apparsa in maniera palese.

I valori riportati in Tabella 4.1 vengono calcolati moltiplicando, per ogni DLC, i carichi massimo e minimo restituiti da C_p -lambda per il *safety factor* corrispondente a ciascuna condizione di carico; una volta valutati per ogni simulazione, si scelgono i valori estremi tra tutte le condizioni indagate. Questo ovviamente è stato fatto solo in relazione agli sforzi, ma non alle accelerazioni della gondola, di cui però si sono voluti riportare ugualmente i massimi valori raggiunti nella totalità delle situazioni di carico implementate nel codice numerico.

Nei paragrafi che seguono si descrivono i due scenari di *failure* su cui ci si è concentrati per testare adeguatamente il nuovo sistema di controllo. Il primo

Tabella 4.1: Limiti ammissibili per le grandezze monitorate

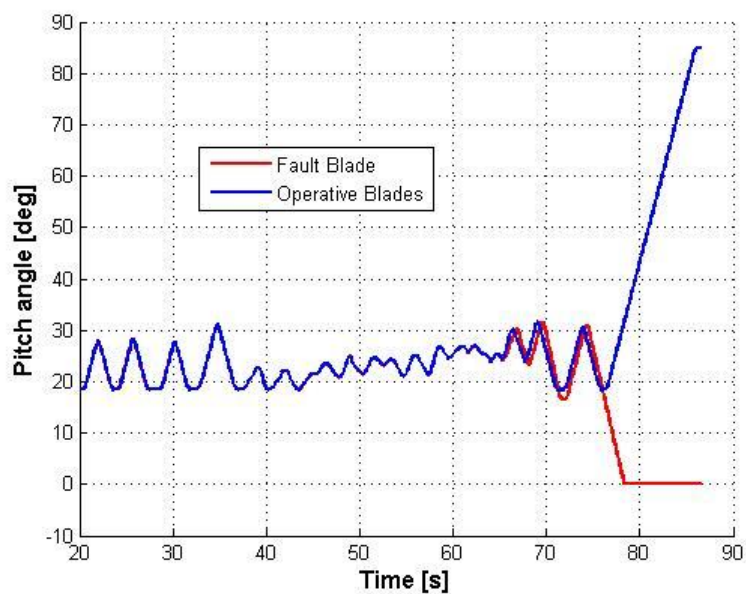
grandezza	limite sup.	limite inf.	u.d.m.
SSacc	2.70	-2.47	m/s
FAacc	5.73	-5.44	m/s
TRLF M_x	5.58e04	-5.58e04	kNm
TRLF M_y	9.44e04	-9.44e04	kNm
HRF M_x	5.95e03	-5.95e03	kNm
HRF M_y	10.02e03	-10.02e03	kNm
HRF M_z	10.08e03	-10.08e03	kNm
Blades M_x	6.22e03	-6.11e03	kNm
Blades M_y	8.21e03	-7.70e03	kNm

riguarda un guasto all'attuatore del pitch di una pala, il secondo presenta il caso di uno sbilanciamento del rotore. Entrambi rientrano nella casistica dei fault più ricorrenti sugli aerogeneratori e perciò ben rappresentano situazioni abituali con cui i sistemi di monitoraggio e controllo devono rapportarsi ([Ca94], [Ca96], [Ya08]).

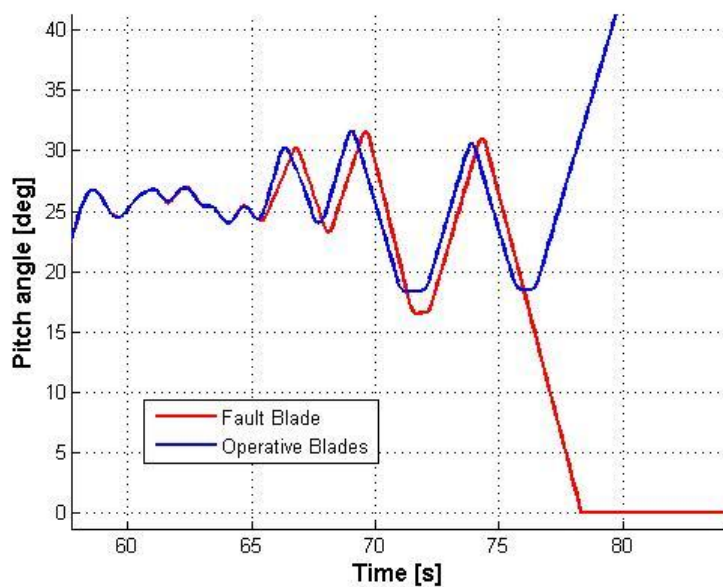
4.1 Primo scenario di *failure*

Il primo guasto indotto ha riguardato l'attuatore che controlla il passo di una delle tre pale di cui è composto il rotore dell'aerogeneratore. Si è inscenato un fault in cui il passo di una pala, da un certo momento in avanti, cominciasse a discostarsi e seguire con ritardo il comando del normale sistema di controllo in anello chiuso; dopo un certo istante, inoltre, l'angolo di pitch della medesima pala inizia a ridursi fino ad annullarsi, decrescendo con un rateo di $10^\circ s^{-1}$. Nella Fig. 4.1 si riporta la storia temporale di passo appena descritta, confrontata con quella seguita dalle due pale non soggette al guasto. Si nota che da un certo punto in avanti il passo delle pale operative comincia ad aumentare, con rateo pari a $7^\circ s^{-1}$. Questo indica l'entrata dell'aerogeneratore in fase di ESD, per cui le pale si mettono nella posizione cosiddetta "in bandiera", contribuendo in questo modo al rallentamento del rotore.

Ovviamente la storia temporale cui si è pervenuti non è stata costruita in maniera casuale; essa deriva da uno dei *Design Load Cases* impiegati per la costruzione dei contorni. Precisamente, si è fatto riferimento ad una DLC 1.2, quindi una situazione di normale produzione energetica, con la turbina sottoposta a turbolenza stocastica e vento con velocità media pari a $25 m s^{-1}$.



(a) Confronto tra le storie temporali del passo delle pale



(b) Dettaglio dell'insorgenza del guasto all'attuatore del pitch sulla pala 3

Figura 4.1: Pitch angle - confronto tra le varie pale

La scelta è ricaduta su questa condizione atmosferica, piuttosto estrema per la macchina in questione, nella speranza che i carichi sviluppati in seguito al guasto oltrepassassero i limiti costruttivi dell'aerogeneratore. In Figura 4.2 si riporta l'andamento della velocità del vento durante la prova.

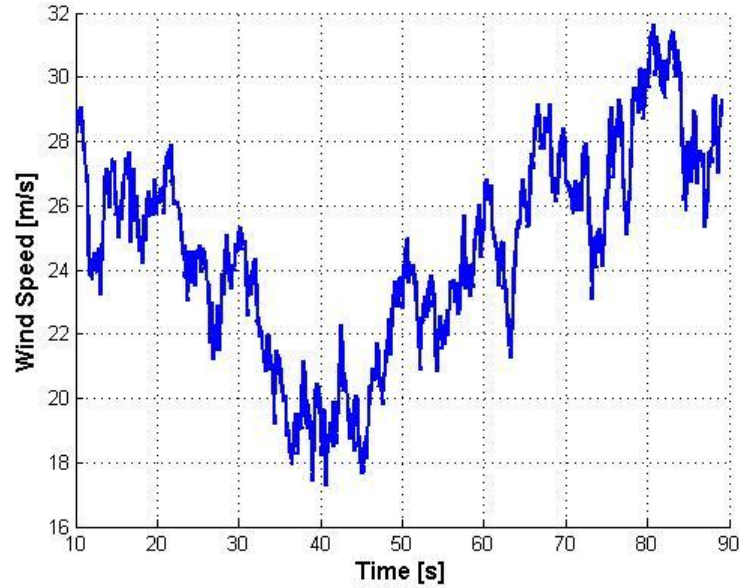


Figura 4.2: Velocità del vento durante la prova - failure 1

Come già anticipato, la simulazione è stata affrontata in un primo momento senza intervenire con il sistema di *fault detection* progettato, lasciando quindi che l'aerogeneratore fosse controllato in anello chiuso dal sistema LQR. Naturalmente alla pala guasta (la numero 3) è stata imposta la storia temporale di cui sopra, impedendo al suo attuatore di seguire quanto comandato dal sistema di controllo. Analizzando i risultati restituiti dal codice numerico, si nota il superamento dei valori limite per quanto riguarda l'accelerazione side-side della nacelle ed il raggiungimento di tali limiti per quel che concerne il momento flettente M_z sul mozzo carenato. Il sistema entra in frenata d'emergenza solo dopo 77.1 s dall'inizio della prova, dopo che la differenza tra il pitch della pala 3 e quello delle altre due pale supera la soglia di 5° . Nelle Figure da 4.3 a 4.20 si riportano le storie temporali (in colore rosso) di diverse grandezze, monitorate nel corso della simulazione, messe a confronto con i dati raccolti durante la prova svolta con l'utilizzo del sistema di monitoraggio degli involucri (in colore blu). Vengono anche riportati i limiti dimensionanti già presentati in Tabella 4.1, in colore verde.

In Figura 4.17 si nota la situazione critica cui si faceva riferimento in precedenza: dopo 78.1 s dall'inizio della simulazione, il momento M_z sul mozzo raggiunge i limiti dimensionanti, evidenziati in verde nel grafico. Al contrario, la simulazione controllata con l'ausilio del sistema di monitoraggio dei contorni delle grandezze di interesse (linea blu) permette di fermare la turbina in tempo per evitare questo incremento eccessivo del carico. La stessa situazione si riscontra nell'ambito dell'accelerazione side-side della nacelle, riportata in Fig. 4.14; la simulazione controllata in ciclo chiuso porta al raggiungimento di valori eccessivi, oltre che allo sviluppo di oscillazioni molto ampie, mentre nel caso in cui si intervenga con una frenata d'emergenza, su segnalazione del sistema di monitoraggio dei contorni, le accelerazioni restano nell'alveo di quelle sperimentate in fase di progettazione della macchina eolica. Osservando invece i grafici relativi ai momenti edgewise e flapwise sulle pale, si nota una buona riduzione dei carichi specialmente sulla pala affetta dal guasto. Emblematico in questo senso è l'andamento del momento flapwise sulla pala n° 3 (M_y , riportato in Fig. 4.11); nel primo caso, seguendo la normale procedura di avviamento della frenata, il carico arriva ad un massimo pari al 94.11 % del limite ammissibile, mentre nella seconda simulazione, avviando la frenata in base alla segnalazione del nuovo sistema di monitoraggio implementato, il carico non supera il 67.55 % del valore dimensionante. Una situazione analoga si riscontra relativamente al momento edgewise sulla medesima pala (M_x , Fig. 4.10), anche se in questo caso il carico massimo registrato non assume proporzioni pericolose per l'integrità della struttura; la riduzione ottenuta mediante la nuova procedura, tuttavia, rimane consistente.

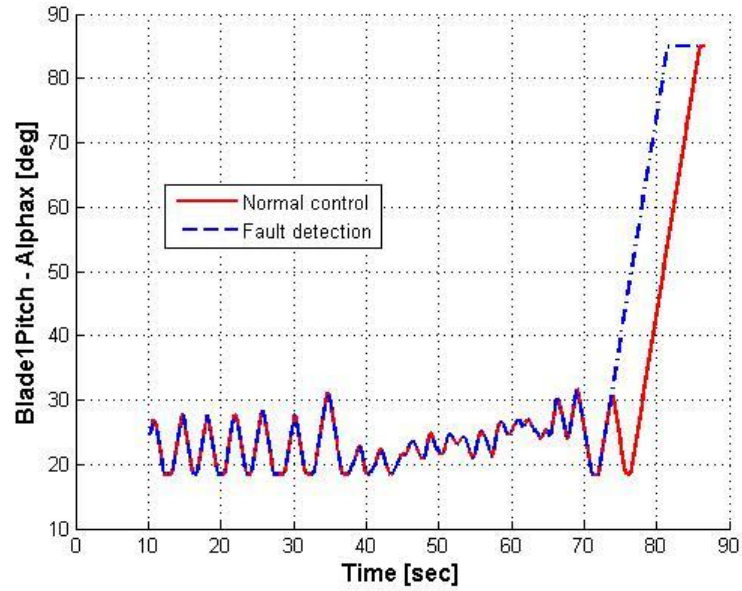


Figura 4.3: Storia temporale del pitch della pala 1 - failure 1

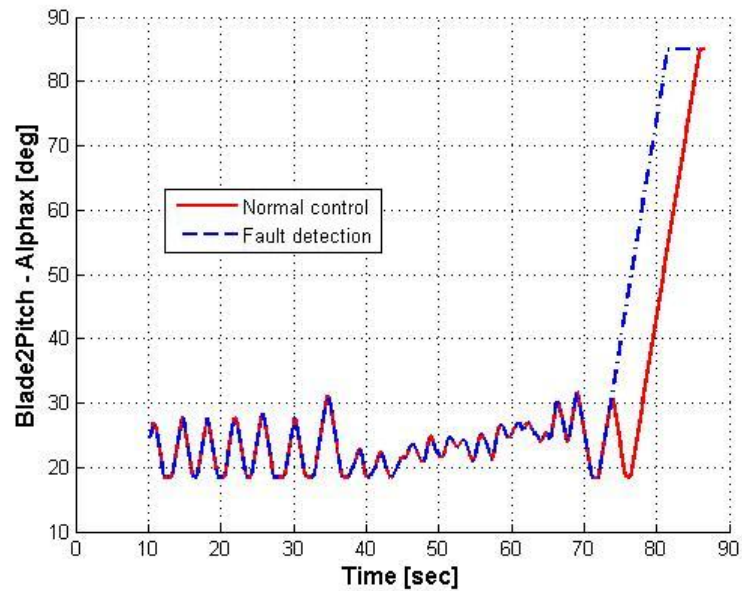


Figura 4.4: Storia temporale del pitch della pala 2 - failure 1

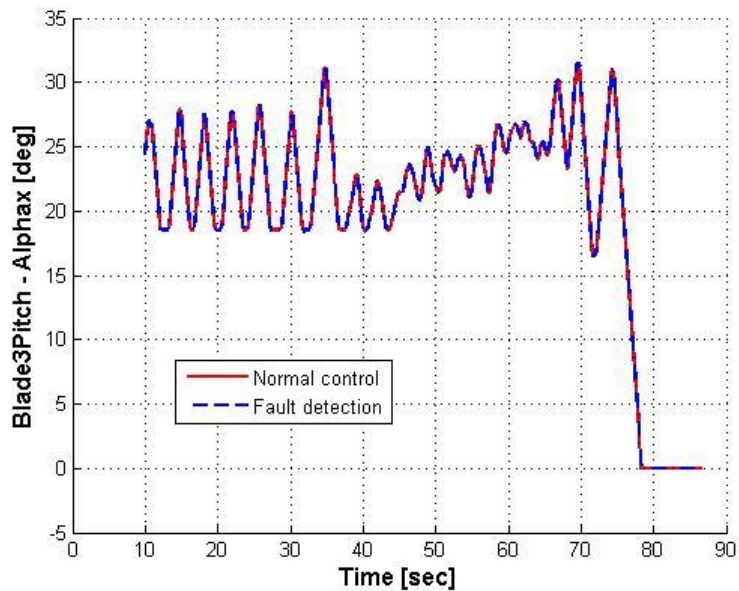


Figura 4.5: Storia temporale del pitch della pala 3 - failure 1

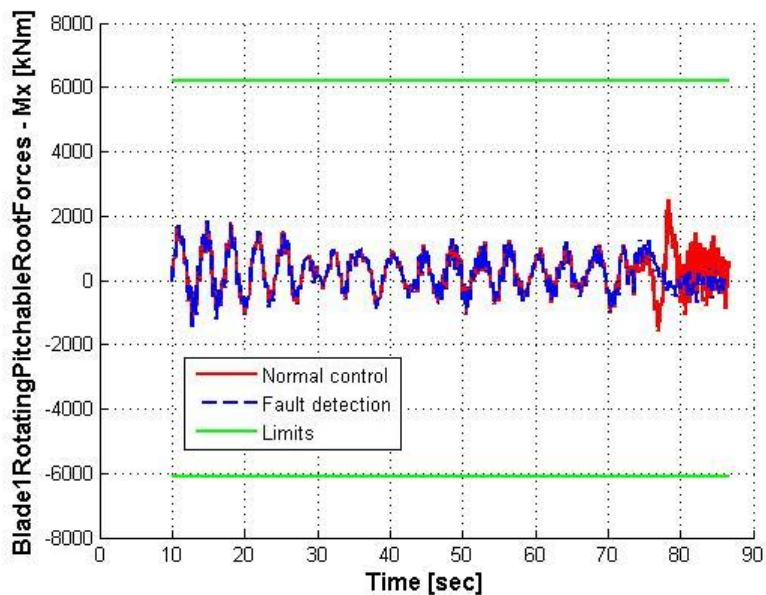


Figura 4.6: Storia temporale del momento edgewise sulla pala 1 - failure 1

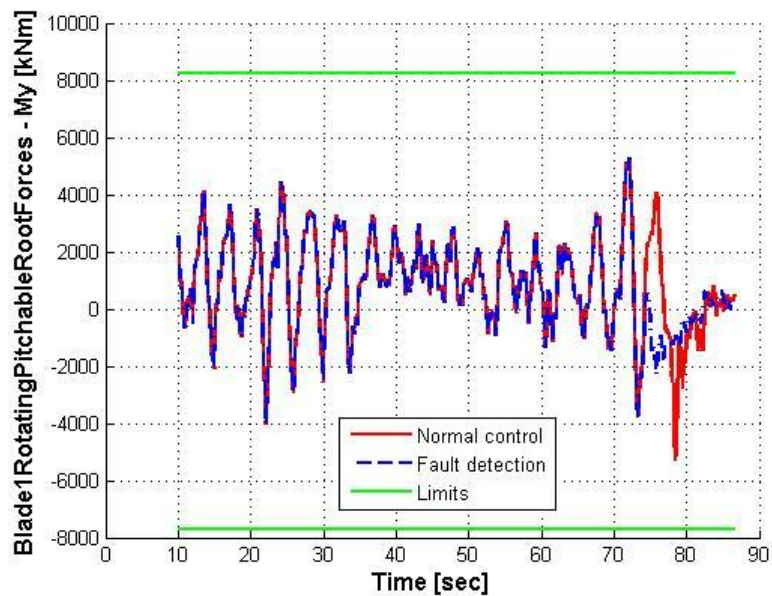


Figura 4.7: Storia temporale del momento flapwise sulla pala 1 - failure 1

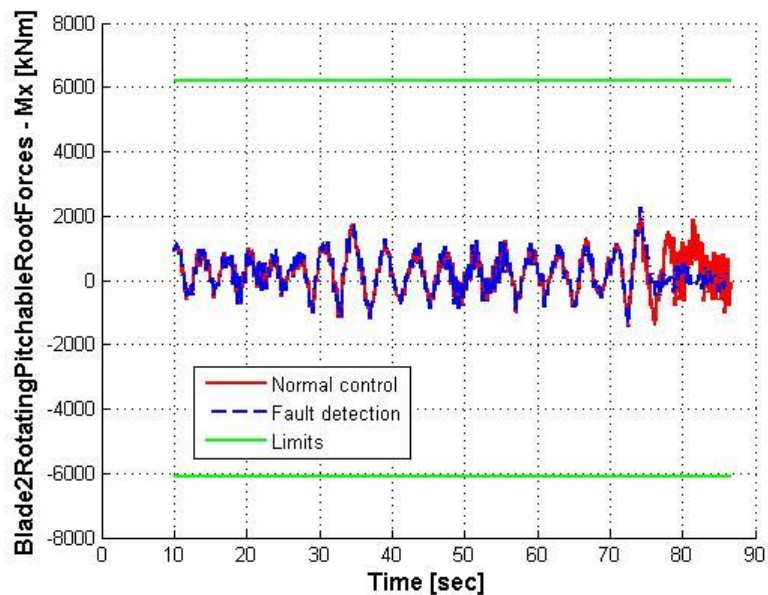


Figura 4.8: Storia temporale del momento edgewise sulla pala 2 - failure 1

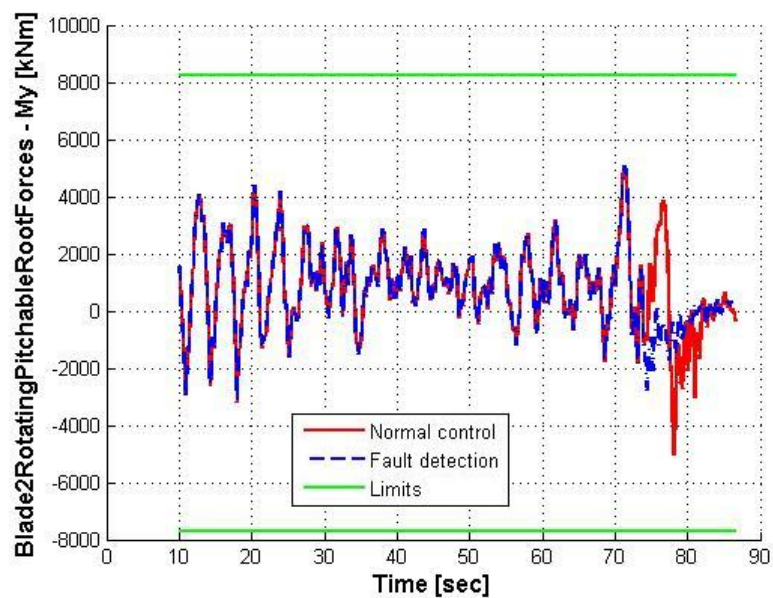


Figura 4.9: Storia temporale del momento flapwise sulla pala 2 - failure 1

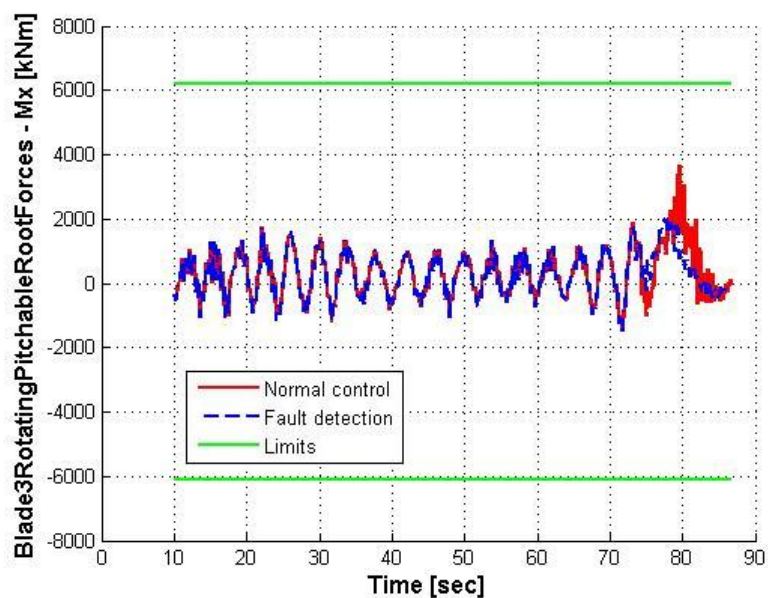


Figura 4.10: Storia temporale del momento edgewise sulla pala 3 - failure 1

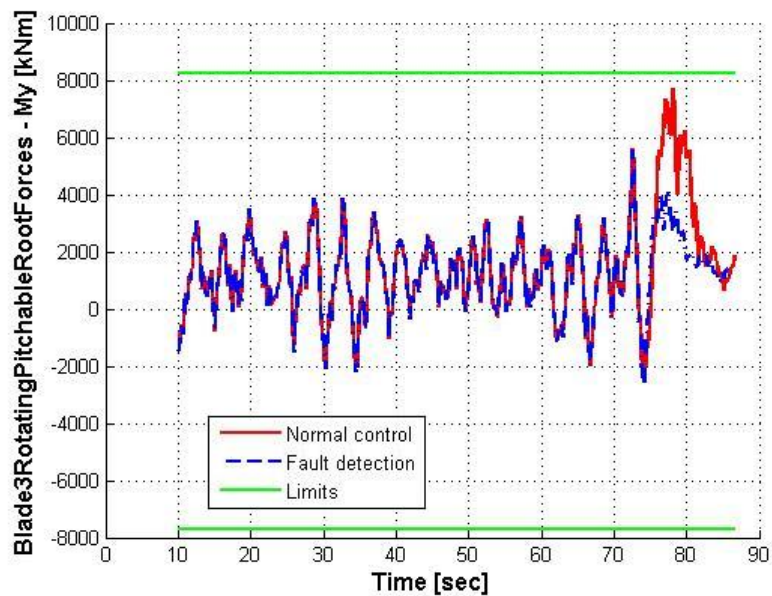


Figura 4.11: Storia temporale del momento flapwise sulla pala 3 - failure 1

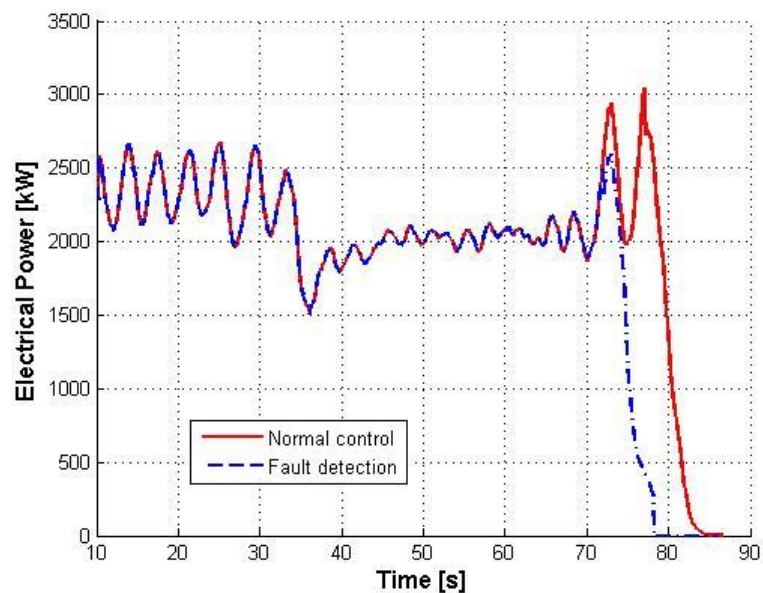


Figura 4.12: Storia temporale della produzione energetica - failure 1

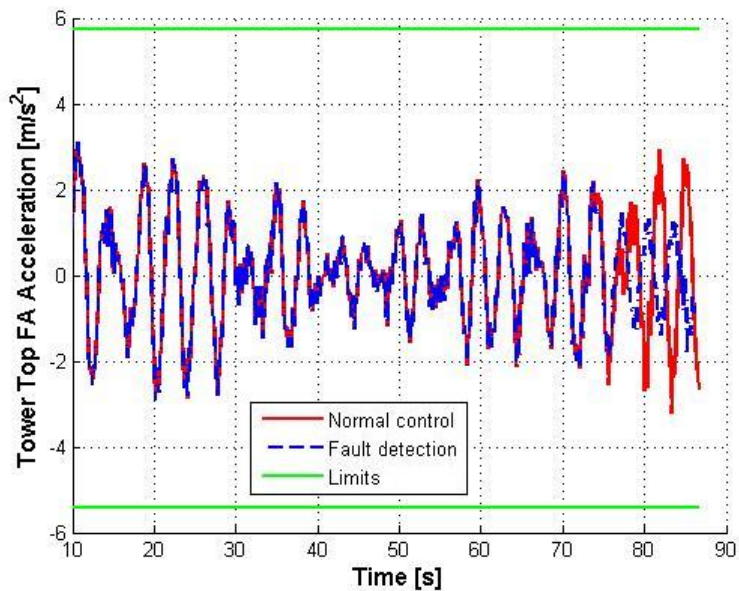


Figura 4.13: Storia temporale dell'accelerazione fore-aft della nacelle - failure 1

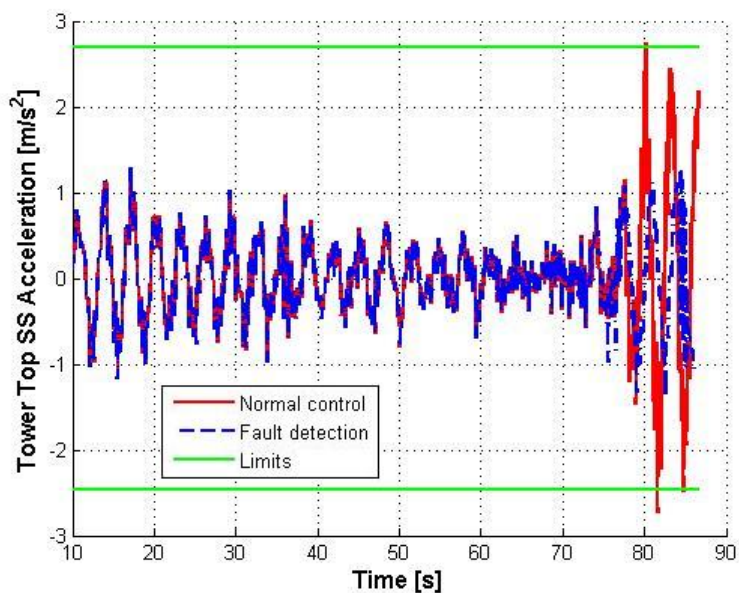


Figura 4.14: Storia temporale dell'accelerazione side-side della nacelle - failure 1

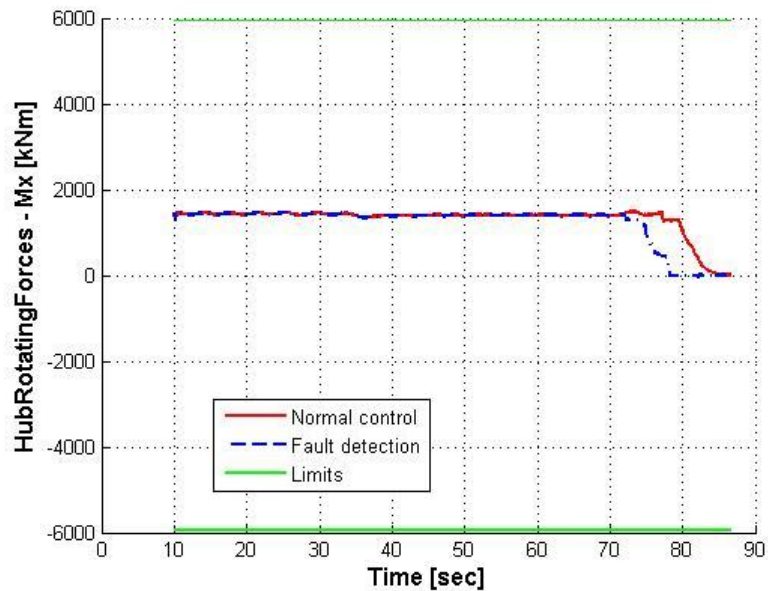


Figura 4.15: Storia temporale del momento torcente M_x sul mozzo - failure 1

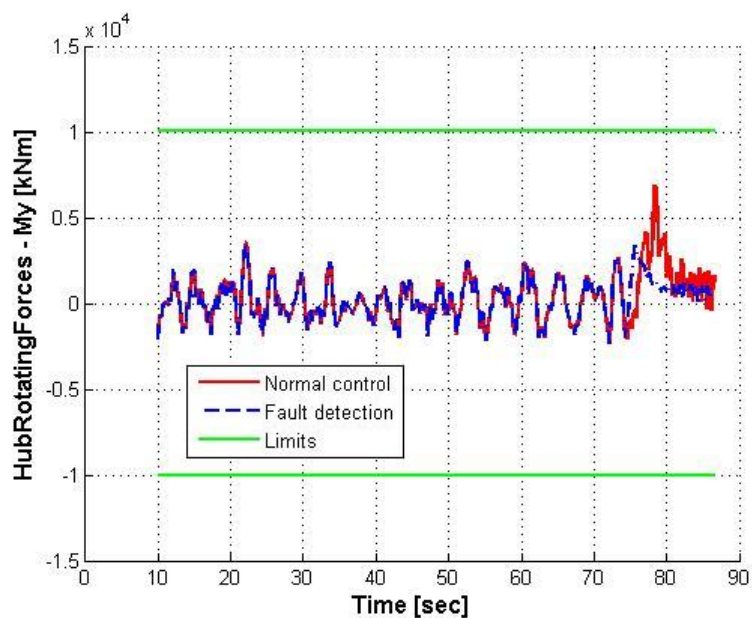


Figura 4.16: Storia temporale del momento flettente M_y sul mozzo - failure 1

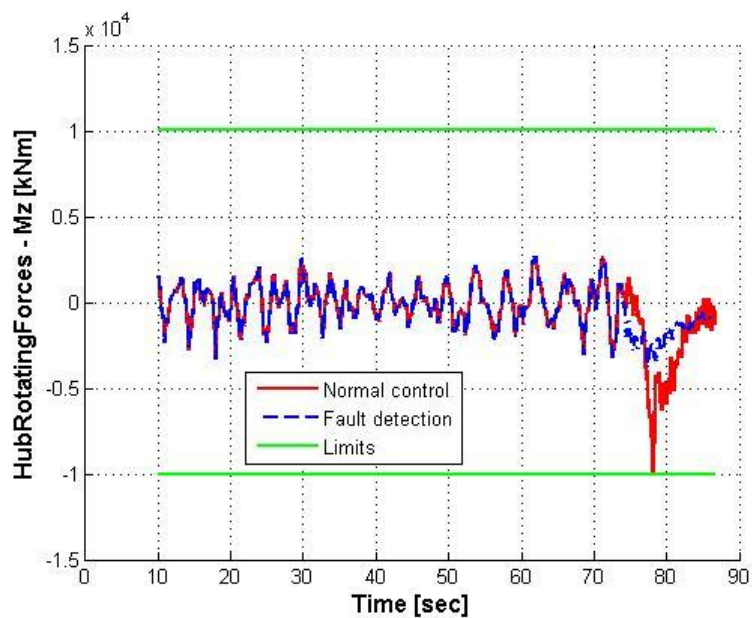
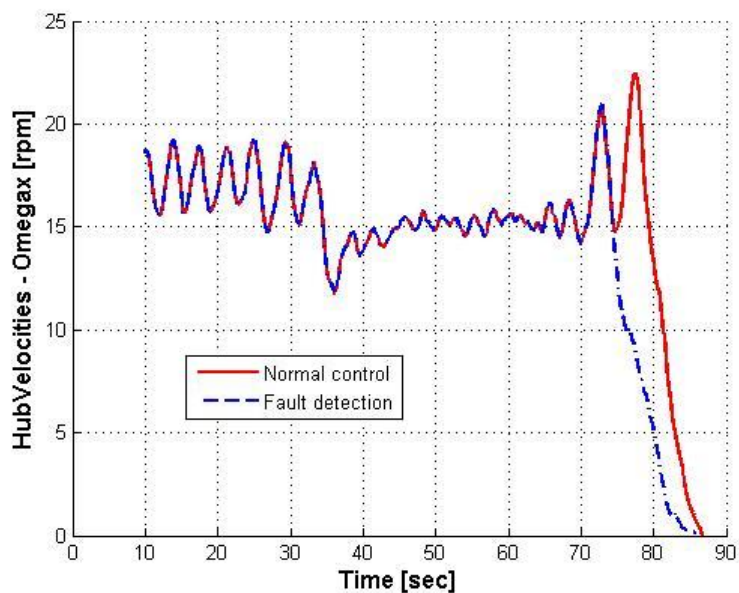
Figura 4.17: Storia temporale del momento flettente M_z sul mozzo - failure 1

Figura 4.18: Storia temporale della velocità angolare del rotore - failure 1

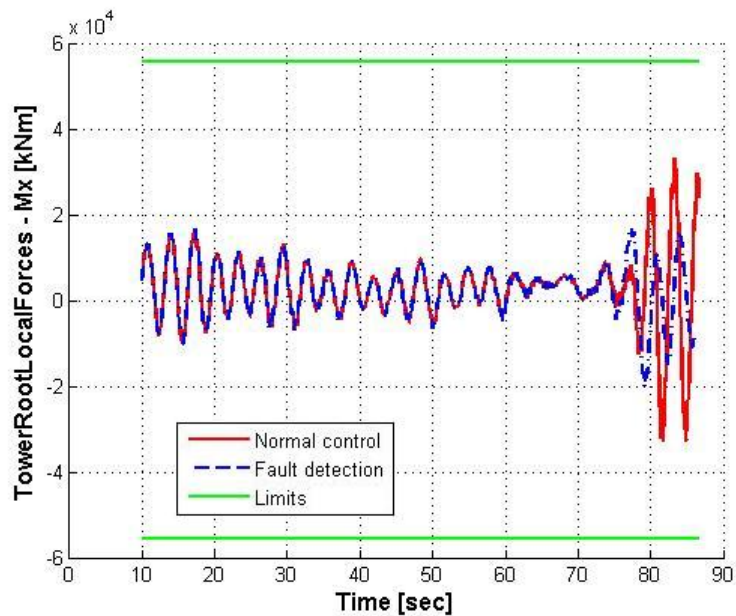


Figura 4.19: Storia temporale del momento side-side in radice torre - failure 1

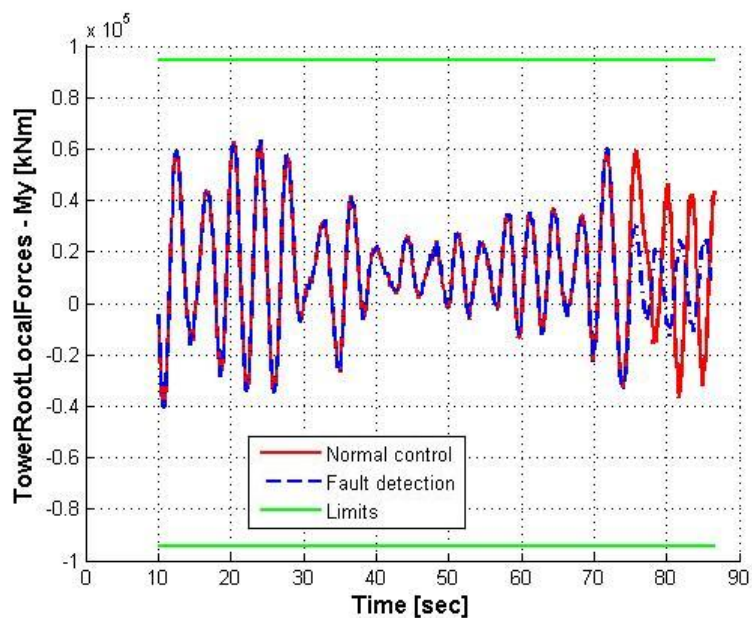


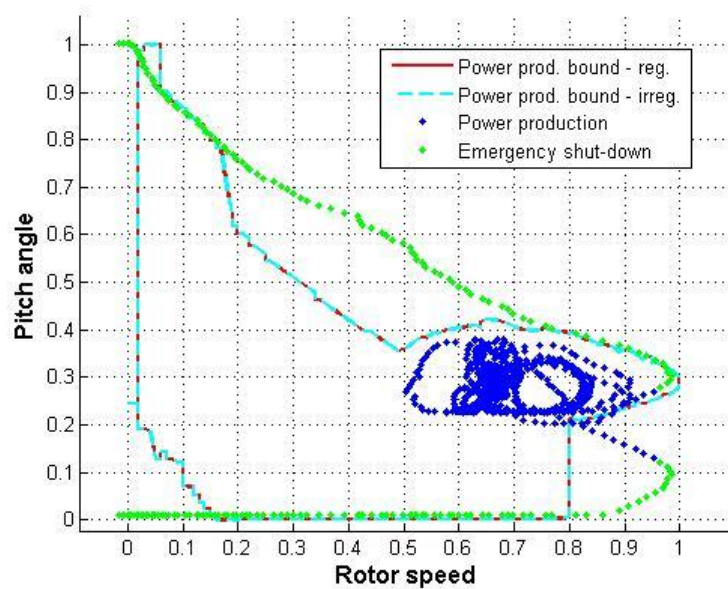
Figura 4.20: Storia temporale del momento fore-aft in radice torre - failure 1

Nelle Figure da 4.21 a 4.30 si riportano i grafici riguardanti l'andamento delle grandezze misurate dai sensori rispetto agli involucri determinati in precedenza, adimensionalizzate rispetto all'escursione massima delle ascisse dei vertici dei poligoni di contorno regolarizzati; in concomitanza vengono anche proposti i grafici concernenti la seconda simulazione sviluppata, così da poter confrontare le due differenti situazioni. Come già fatto precedentemente, quest'ultima prova viene indicata col nome *Fault detection*, mentre alla prima, controllata in anello chiuso senza l'intervento del sistema di monitoraggio, ci si riferisce con la dicitura *Normal control*. Si mettono in evidenza i punti di funzionamento relativi alle fasi di power production (in blu) e di emergency shut-down (in verde).

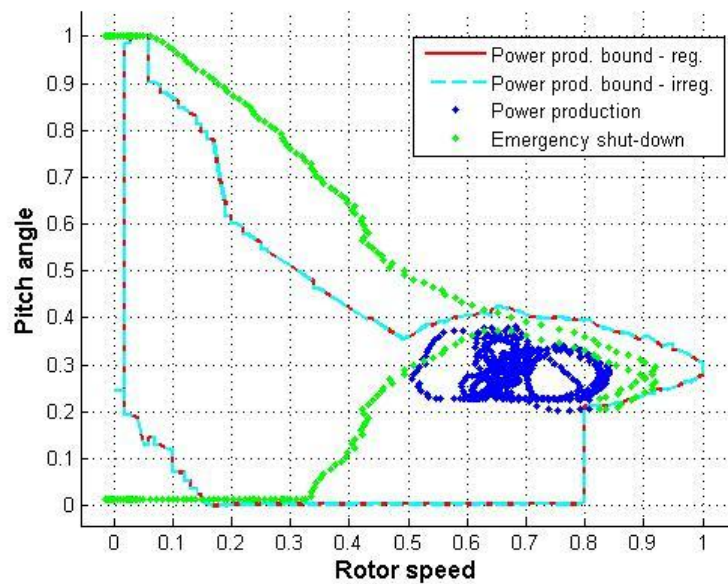
I punti di funzionamento che fuoriescono dal contorno durante la prima simulazione, in fase di normale produzione energetica, non sono molti, complice anche il breve lasso di tempo che intercorre tra il verificarsi del guasto e l'avvio della frenata. Tuttavia si può apprezzare, in Fig. 4.31, una serie di punti esterni all'involucro sul grafico dell'angolo di pitch. Sono questi, infatti, i primi a provocare la reazione del sistema di monitoraggio, che restituisce il segnale di allarme iniziale dopo 71.90 s dall'inizio della simulazione. Coerentemente con questa indicazione, la fase di ESD, nell'ambito della seconda prova, è stata imposta a partire da 72.00 s, vale a dire dall'istante di campionamento¹ successivo a quello in cui viene emesso il segnale di allarme dal sistema di controllo progettato. Agendo in questa maniera, i punti esterni ai contorni che compaiono nei grafici della seconda simulazione ineriscono tutti alla fase di frenata d'emergenza.

Per quanto in questo caso non sia molto rilevante, dal momento che l'involucro relativo all'angolo di pitch non viene sottoposto a *fitting* numerico, si sono plottati insieme sia i contorni irregolari, sia quelli smussati; in questo modo si vuole sottolineare come il processo di regolarizzazione non sia andato ad intaccare l'efficacia e la validità della procedura di riscontro della anomalie e di avvio della frenata.

¹Si ricorda che tutta la fase di test del codice è stata svolta in post-processing; gli istanti di campionamento corrispondono a quelli registrati dal codice *Cp-Lambda* durante le simulazioni, con una frequenza di 10 Hz

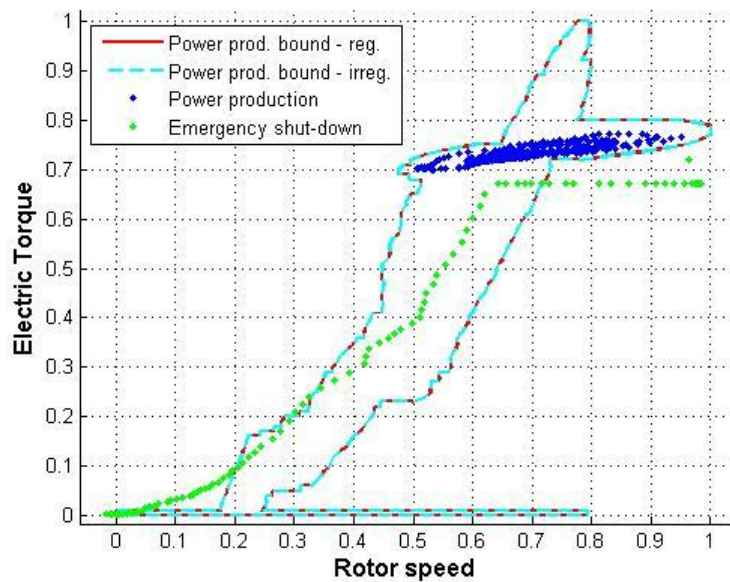


(a) Normal control

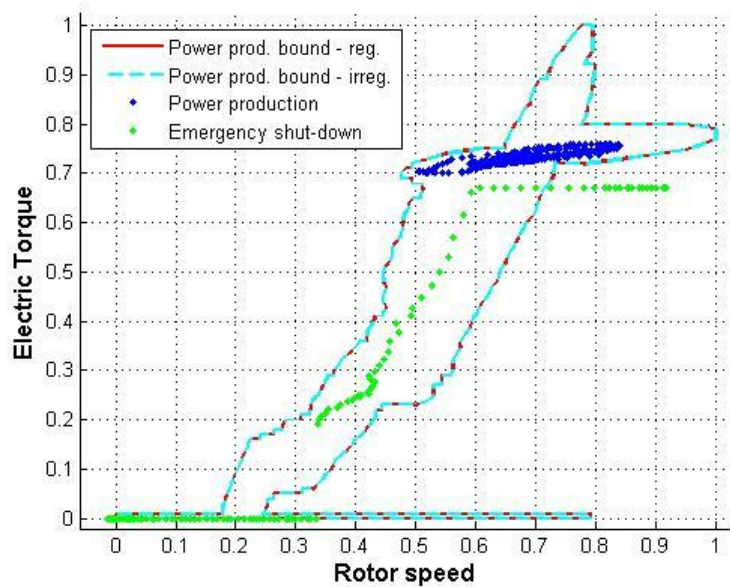


(b) Fault detection

Figura 4.21: Pitch angle - confronto tra le due simulazioni

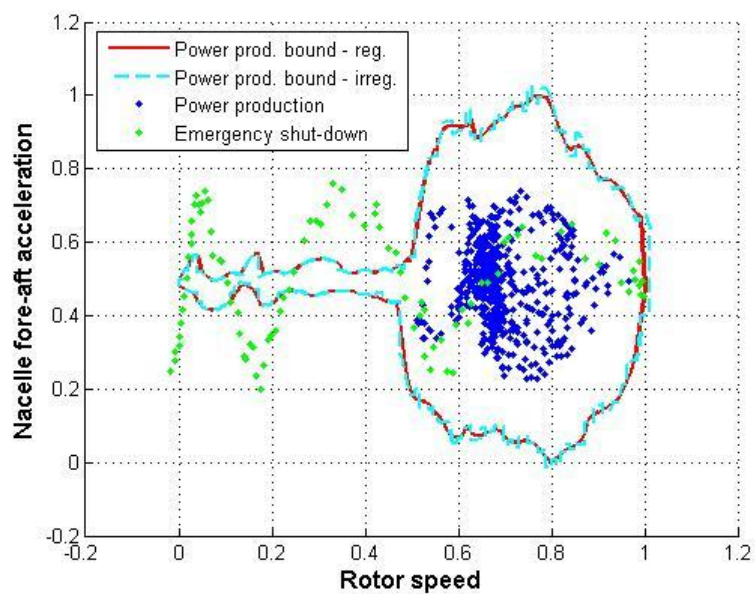


(a) Normal control

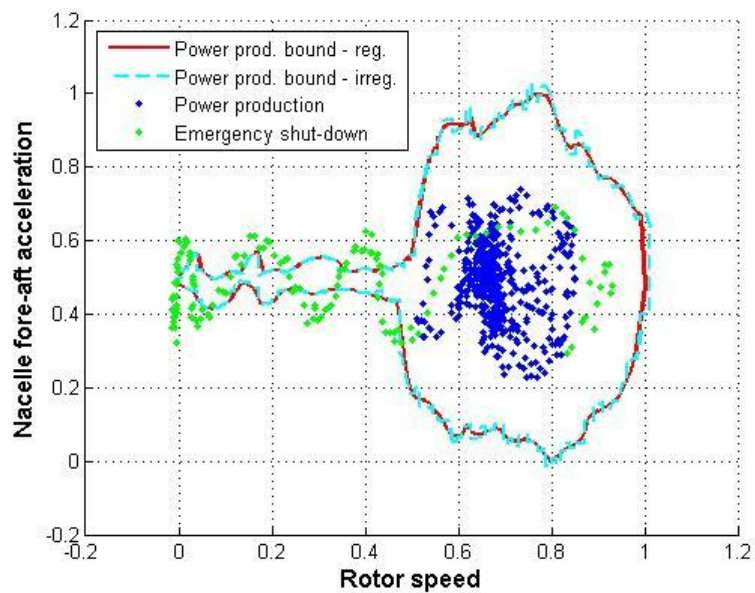


(b) Fault detection

Figura 4.22: Electric torque - confronto tra le due simulazioni

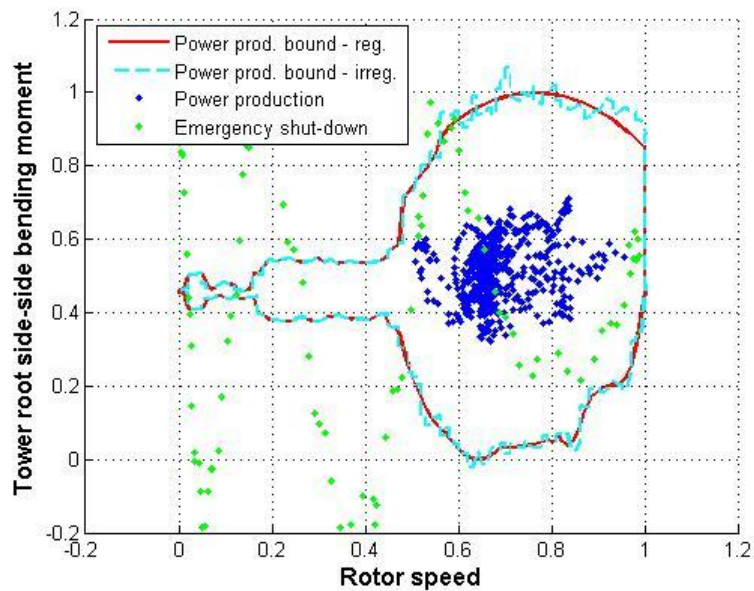


(a) Normal control

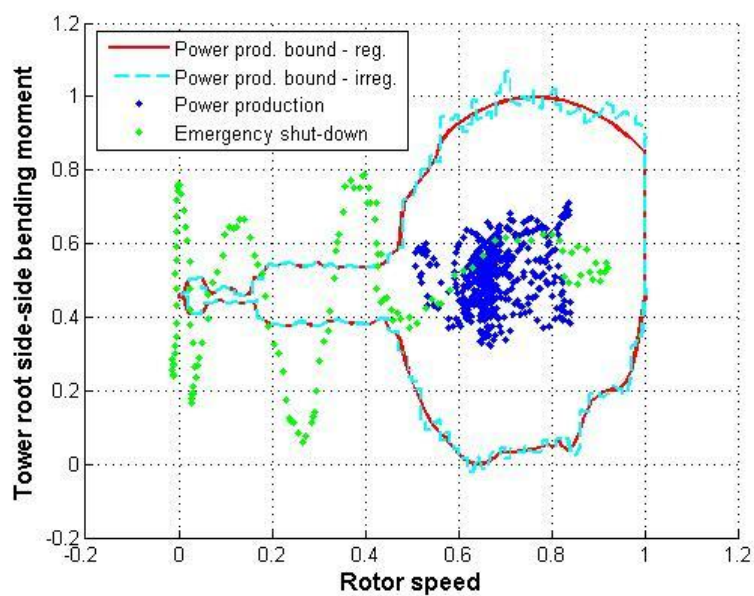


(b) Fault detection

Figura 4.23: Nacelle fore-aft acceleration - confronto tra le due simulazioni

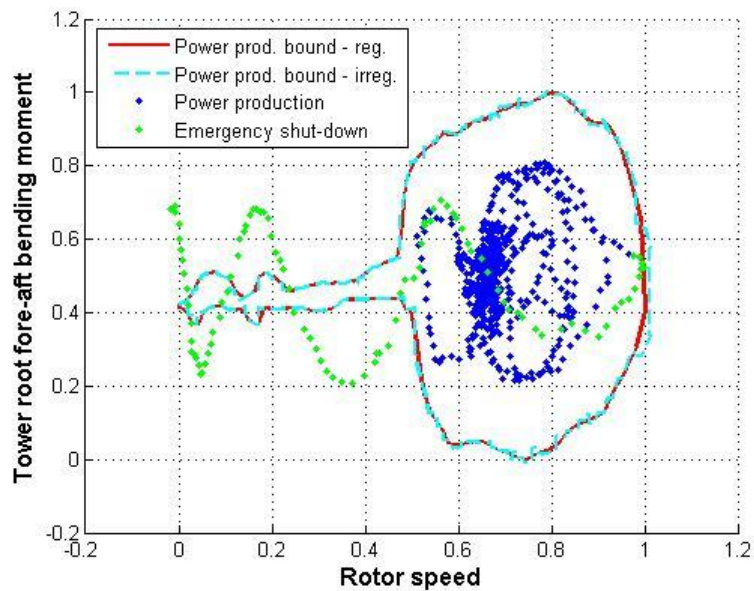


(a) Normal control

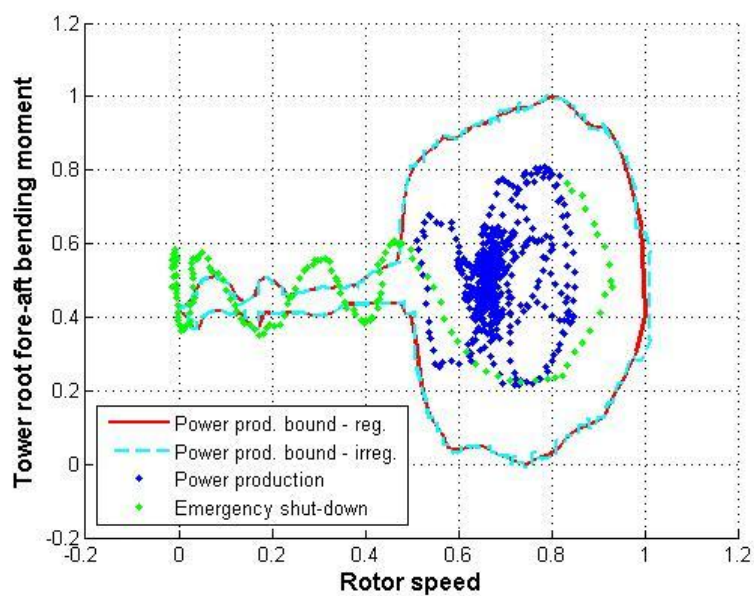


(b) Fault detection

Figura 4.24: Tower root side-side bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni

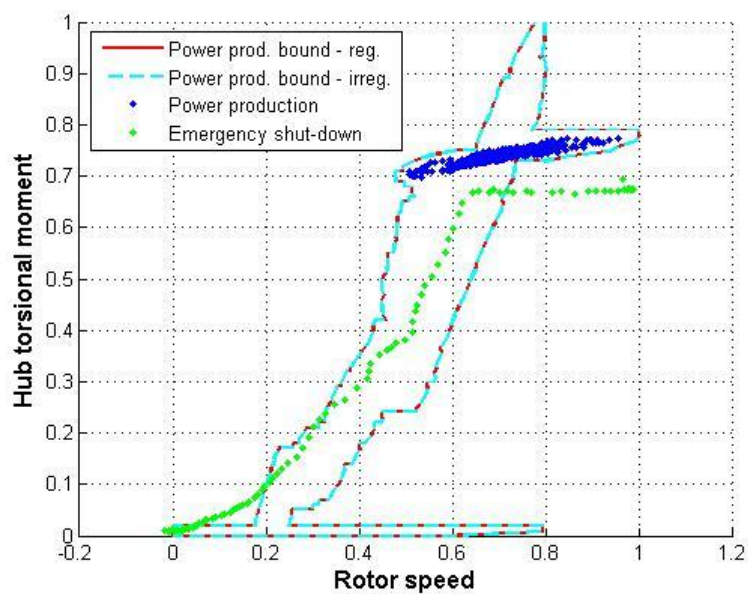


(a) Normal control

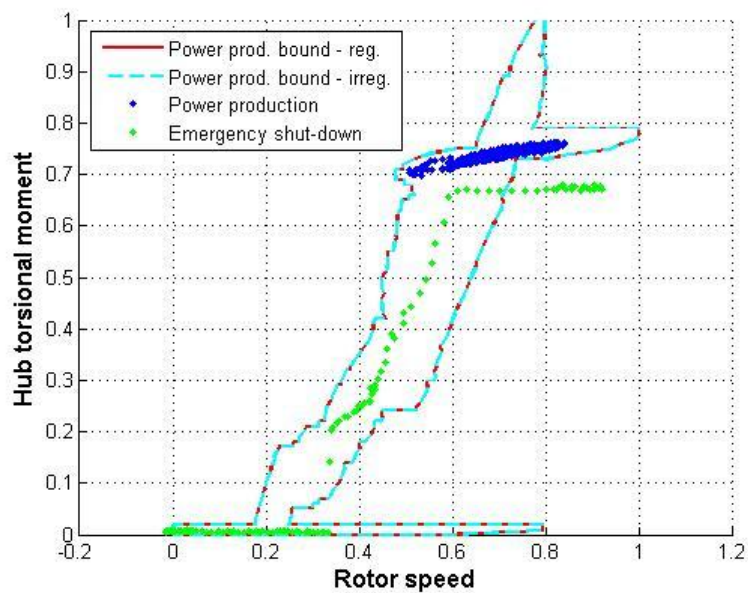


(b) Fault detection

Figura 4.25: Tower root fore-aft bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni

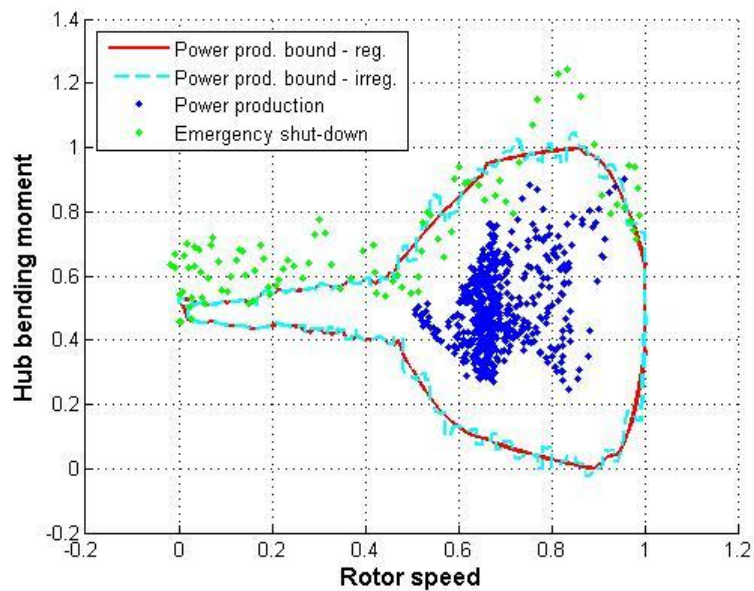


(a) Normal control

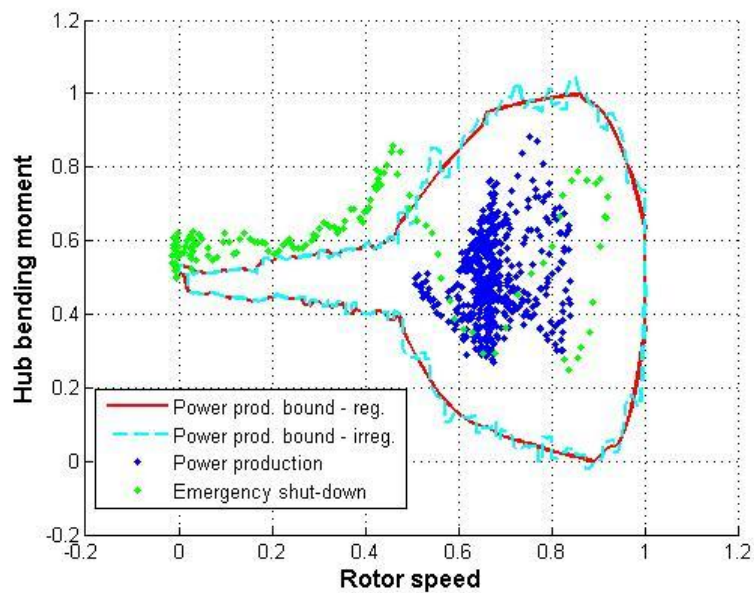


(b) Fault detection

Figura 4.26: Hub torsional moment M_x - confronto tra le due simulazioni

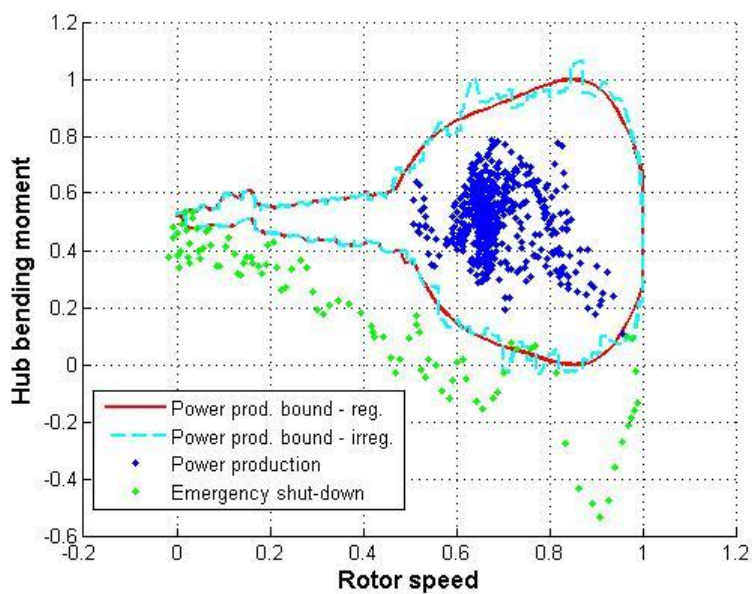


(a) Normal control

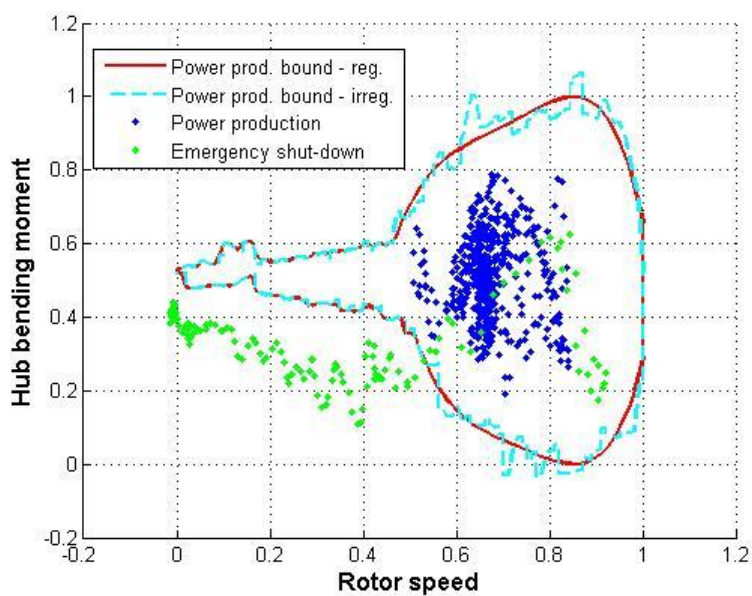


(b) Fault detection

Figura 4.27: Hub bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni

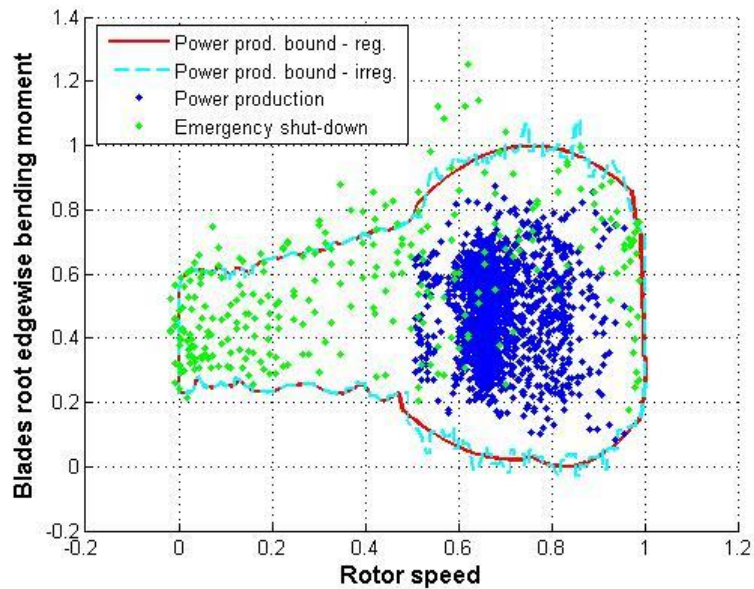


(a) Normal control

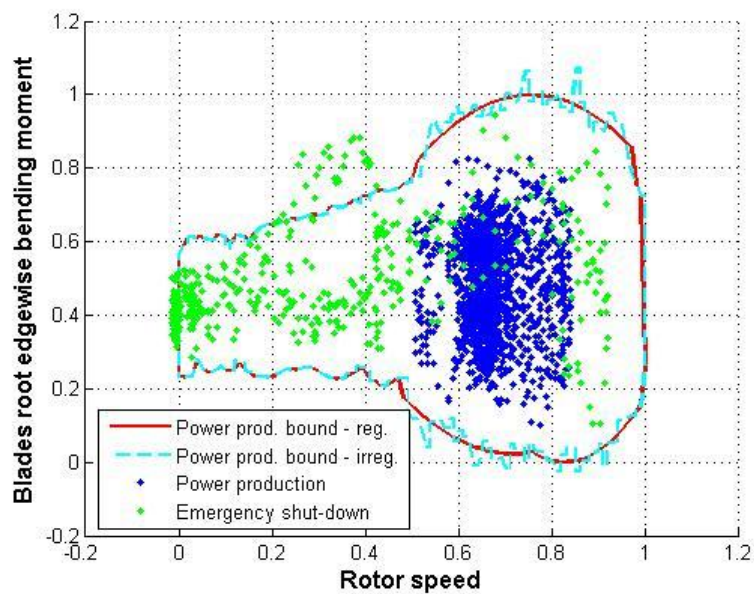


(b) Fault detection

Figura 4.28: Hub bending moment M_z - confronto tra le due simulazioni

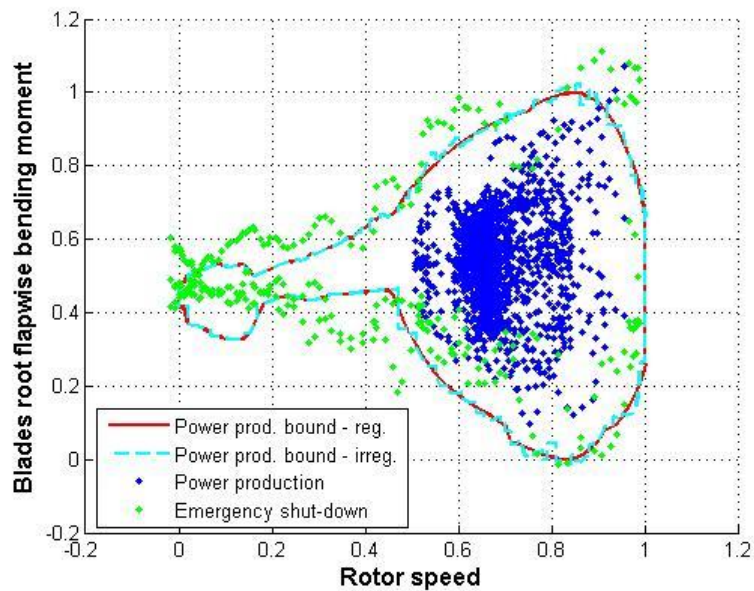


(a) Normal control

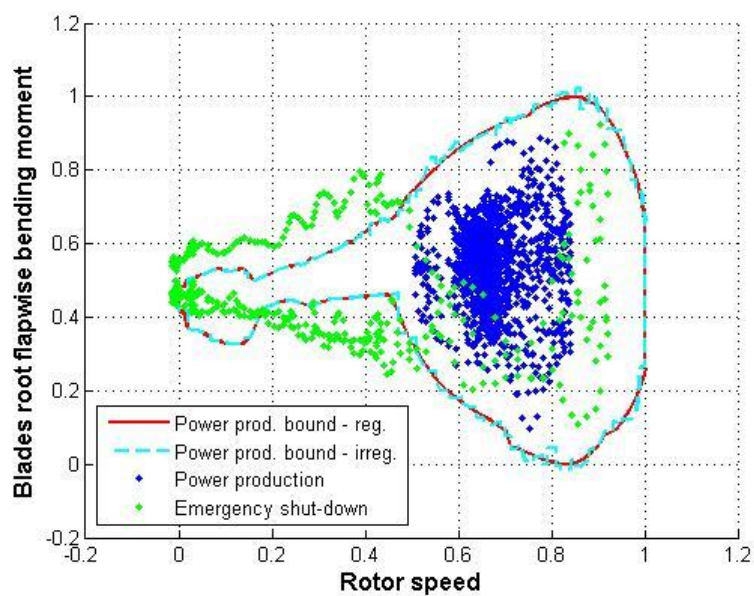


(b) Fault detection

Figura 4.29: Blades root edgewise bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni



(a) Normal control



(b) Fault detection

Figura 4.30: Blades root flapwise bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni

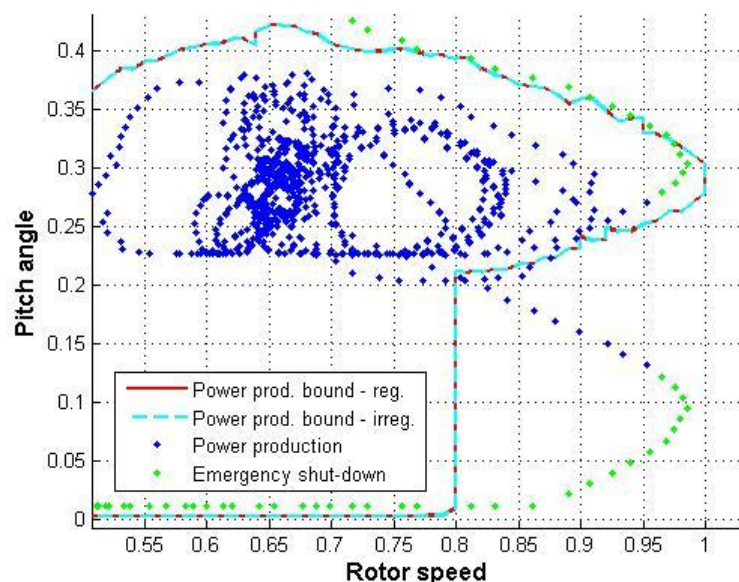


Figura 4.31: Dettaglio del contorno dell'angolo di pitch - failure 1

Lo sviluppo delle due simulazioni appena presentate mostra come, in questo caso, il sistema di monitoraggio riesca ad identificare in anticipo un guasto potenzialmente disastroso, evitando danni gravi e carichi eccessivamente onerosi per la struttura. L'intervallo di tempo che separa l'avviamento della frenata nel primo e nel secondo test, seppur limitato a 5.10 s, si rivela fondamentale per preservare l'integrità della turbina eolica.

4.2 Secondo scenario di *failure*

Per la seconda situazione di malfunzionamento, si è deciso di non inscenare un guasto ad un componente della macchina, ma di imporre uno sbilanciamento sul rotore. Tale condizione non si presenta da un determinato istante in avanti, ma contraddistingue la turbina per l'intera durata del test. In questo modo si intende riprodurre una situazione in cui su tutte e tre le pale del rotore sia presente uno strato di ghiaccio, con estensione diversa da appendice ad appendice. Il modello aeroelastico dell'aerogeneratore viene infatti modificato andando ad inserire tre diverse masse puntiformi, una per ciascuna pala; ciò è possibile grazie alla versatilità del codice *Cp-Lambda*, il quale ha permesso di inserire tre corpi rigidi sulle tre pale, precisamente ad un quarto della loro apertura, così da introdurre dei carichi e delle inerzie aggiuntive su tutta la struttura. In Tabella 4.2 si riportano i valori delle masse inserite

nel modello. Con la lettera η si indica la coordinata lungo l'apertura di ogni singola pala, orientata secondo l'asse longitudinale di ciascuna. Tale grandezza è nulla in corrispondenza della radice delle pale e massima alla loro estremità. Questa simbologia, con la medesima convenzione, viene mantenuta anche nella Tabella 4.4.

Tabella 4.2: Masse inserite per simulare la formazione di ghiaccio

pala	m. ghiaccio [kg]	m. ghiaccio/m. pala [%]	η_{ICE} [m]
1	600	10.00	11.25
2	500	8.33	11.25
3	400	6.67	11.25

La coordinata in apertura è calcolata rispetto alla radice delle pale, dove assume valore nullo. Si è scelta questa particolare posizione per semplice comodità di implementazione, visto che il modello FEM impiegato modella le pale mediante due diversi tronchi, uniti l'uno con l'altro esattamente ad un quarto dell'estensione totale. E' risultato dunque comodo inserire i corpi rigidi atti a modellare il ghiaccio nel punto di giunzione tra il primo ed il secondo tratto delle pale, senza doverne ridefinire la distribuzione di massa. Quest'ultima viene riportata in Tabella 4.3.

Tabella 4.3: Distribuzione di massa delle pale

tratto	massa [kg]	massa/massa tot. [%]	estensione [m]
1	2670.10	45	11.25
2	3295.60	55	33.75
1+2	5965.71	100	45

In Tabella 4.4 si riportano le coordinate in apertura dei baricentri delle tre pale, calcolate con e senza ghiaccio. Per valutarle, si sono considerate le appendici come composte da masse concentrate, situate nei punti posti a metà dell'estensione di ciascun elemento di trave². Come si può notare, il cambiamento è minimo, sia in termini assoluti che percentuali. Ciò che davvero andrà a variare saranno i carichi dinamici sul rotore, così come cambieranno i momenti d'inerzia delle pale rispetto ad esso. Questi ultimi vengono riassunti in Tabella 4.5.

²Non si confondano gli *elementi* di trave, parti costituenti del modello FEM, con i *tronchi*

Tabella 4.4: Variazione della posizione dei baricentri delle pale

pala	η_{cg} [m]	apertura %	η_{cgICE} [m]	apertura %
1	14.37	31.93	14.09	31.31
2	14.37	31.93	14.13	31.40
3	14.37	31.93	14.18	31.51

Tabella 4.5: Variazione dei momenti d'inerzia delle pale rispetto al centro del rotore

pala	I [kNm]	I_{ICE} [kNm]	aumento %
1	2138	2228	4.21
2	2138	2213	3.51
3	2138	2198	2.81

La formazione di ghiaccio è una condizione per nulla improbabile sulle turbine eoliche; per convincersene, si pensi ad esempio alle installazioni presenti in Scandinavia e in Canada, oppure a quelle off-shore nel Mare del Nord. In ogni caso, ciò che interessa maggiormente in questa trattazione non è la riproduzione fedele degli effetti del ghiaccio sugli organi della turbina, quanto l'introduzione di elementi che sbilancino il rotore. Una situazione di questo genere innesca infatti forti vibrazioni su tutti i componenti della catena di trasmissione, risultando particolarmente usurante e potenzialmente pericolosa. Nello specifico caso che verrà presentato di seguito, si è sviluppata una simulazione in cui il mancato equilibrio del rotore porta ancora una volta al superamento, da parte di alcune tra le grandezze monitorate, dei valori dimensionanti, come già accaduto per lo scenario presentato nella Sez. 4.1. Tuttavia, è bene tener presente che, se anche non fossero stati oltrepassati questi valori limite, l'identificazione di un malfunzionamento di questo tipo sarebbe risultata ugualmente importante, proprio per i danni che essa può provocare su molti componenti della turbina, in special modo sugli organi rotativi. Ad ulteriore riprova del fatto che il ghiaccio ed i suoi effetti non siano di primario interesse in questo test, si tenga presente come non siano state assolutamente modificate le caratteristiche aerodinamiche della turbina, trascurando del tutto le variazioni che una distribuzione di ghiaccio porterebbe inevitabilmente alla superficie delle pale. Questa scelta è stata fatta con tranquillità, prendendo spunto anche dalla letteratura relativa a

di trave in cui viene suddivisa "macroscopicamente" ciascuna pala.

prove inerenti a situazioni di *rotor imbalance* come quella in esame ([Ya08], [Ca96]), in cui ci si limita a posizionare masse aggiuntive fuori dall'asse del rotore, in modo da alterarne il bilanciamento.

La velocità del vento impiegata per la simulazione numerica di questo secondo scenario di guasto riprende la storia temporale di una delle DLC 1.2 impiegate nella costruzione degli involucri. Si tratta anche in questo caso di un profilo di velocità contraddistinto da un valor medio pari a 25 m s^{-1} , scelta obbligata per ottenere carichi elevati e sforzi superiori ai limiti ammissibili. In Figura 4.32 si riporta la suddetta storia temporale.

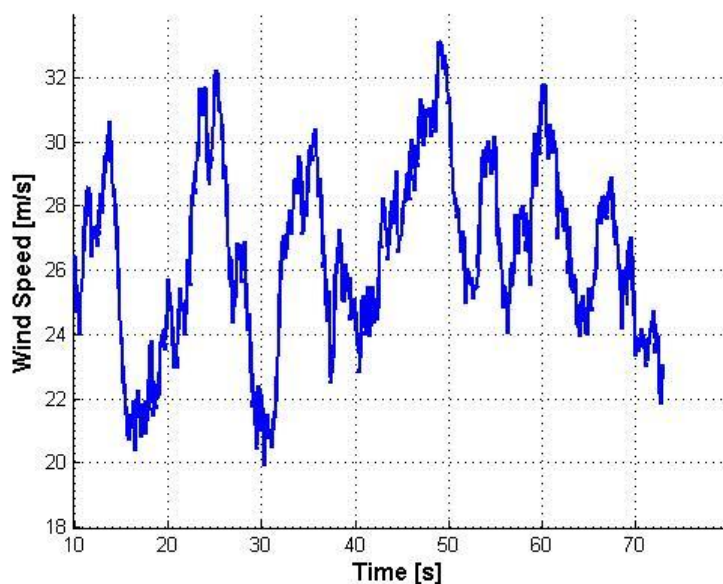


Figura 4.32: Velocità del vento durante la prova - failure 2

Anche in questo secondo caso, come già fatto nella situazione trattata nella Sez. 4.1, la prova è stata affrontata in due riprese. In un primo momento si è lasciato operare il normale sistema di controllo in anello chiuso, senza intervenire con l'avvio di una frenata. Successivamente, seguendo quanto indicato dal sistema di monitoraggio implementato, si è imposto il passaggio dalla fase di normale produzione energetica a quello di *emergency shut-down*. Di seguito, nelle Figure da 4.33 a 4.50, si mostrano le storie temporali (in colore rosso) di diverse grandezze, monitorate nel corso della prima simulazione, messe a confronto con i dati raccolti durante la prova in cui viene innescata la frenata (in colore blu). Vengono riportati inoltre i limiti dimensionanti (si veda anche in questo caso la Tabella 4.1), in colore verde. Ciò che salta subito all'occhio è il fatto che nella prova svolta senza l'intervento del nuovo sistema di monitoraggio, la macchina non rileva alcuna anomalia nel proprio funzionamento, continuando ad operare in maniera normale³. Questo particolare risulta estremamente significativo, in quanto dimostra in modo ancor più chiaro le potenzialità e l'efficacia del sistema di *fault detection* elaborato, il quale riesce ad identificare una pericolosa anomalia e ad arrestare l'aerogeneratore in sicurezza.

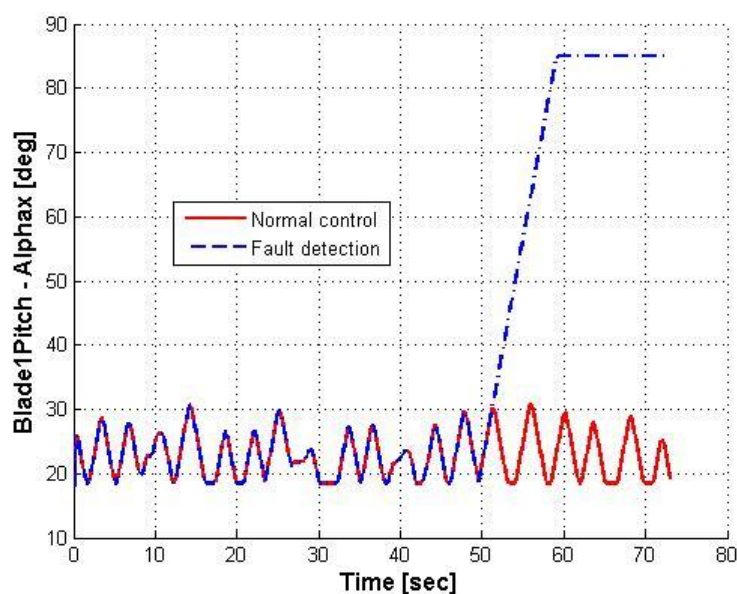


Figura 4.33: Storia temporale del pitch della pala 1 - failure 2

³Nelle Figure proposte viene riportata solo la prima parte di ciascuna storia temporale della prima simulazione, accorciata appositamente per permettere un confronto più agevole con la seconda prova.

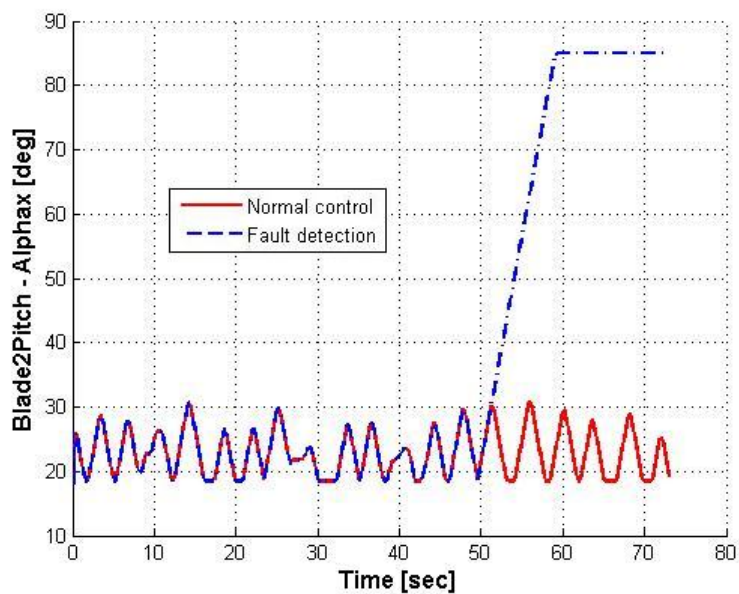


Figura 4.34: Storia temporale del pitch della pala 2 - failure 2

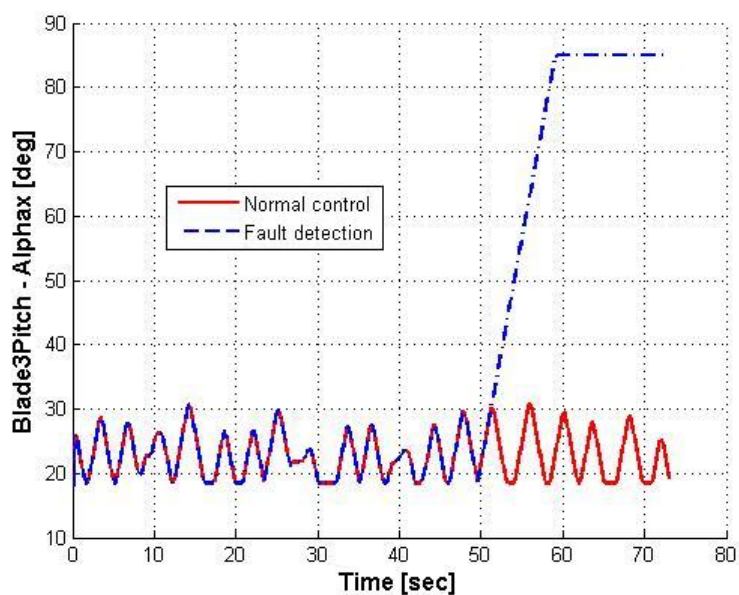


Figura 4.35: Storia temporale del pitch della pala 3 - failure 2

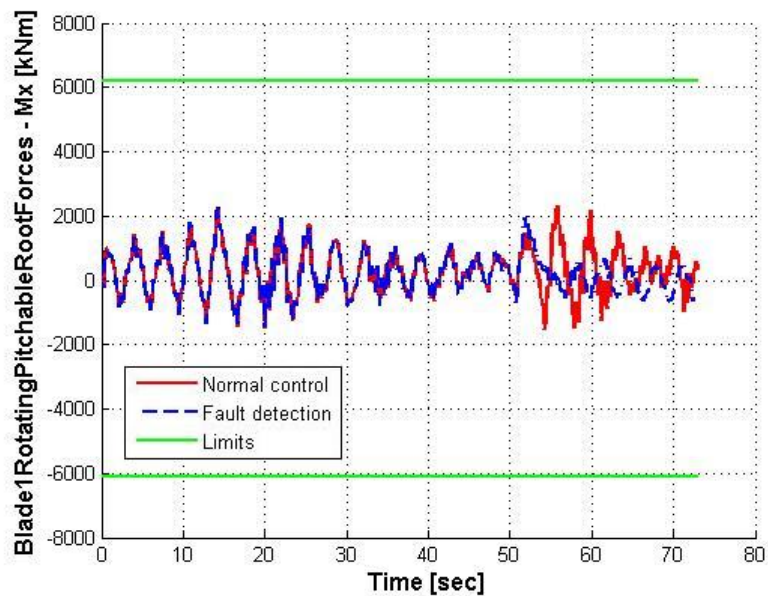


Figura 4.36: Storia temporale del momento edgewise sulla pala 1 - failure 2

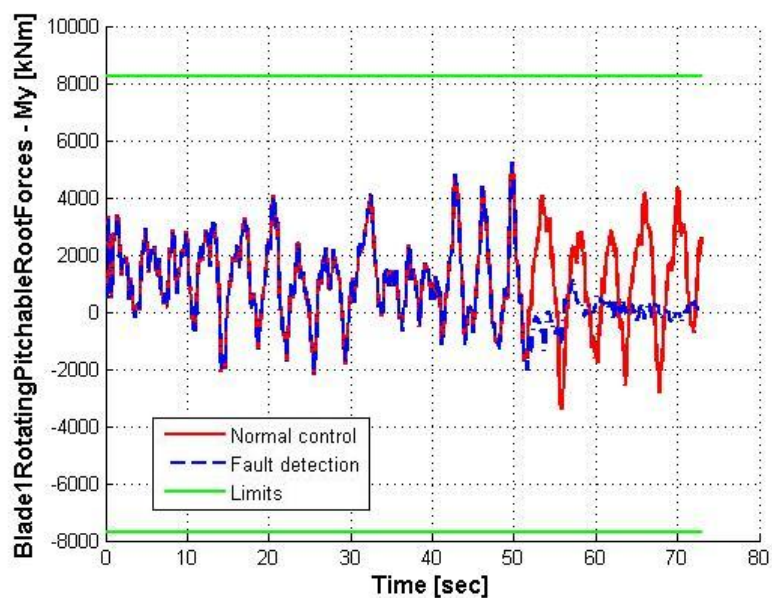


Figura 4.37: Storia temporale del momento flapwise sulla pala 1 - failure 2

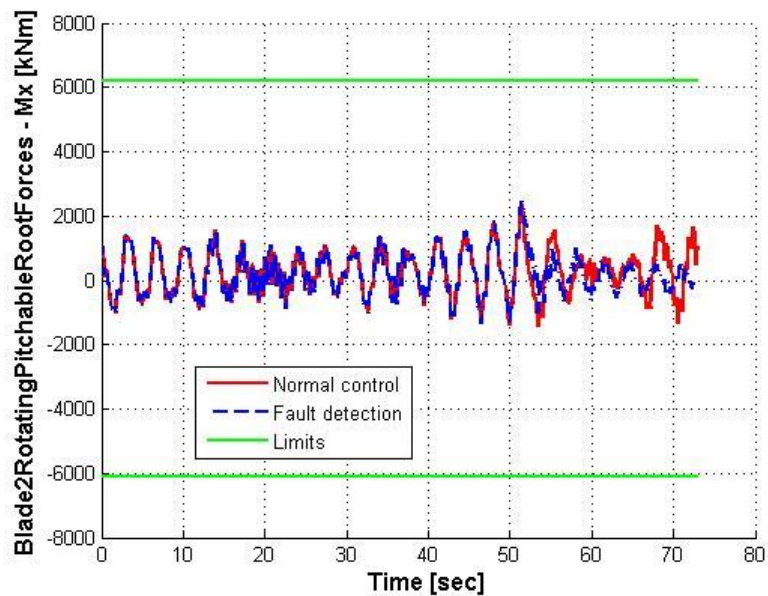


Figura 4.38: Storia temporale del momento edgewise sulla pala 2 - failure 2

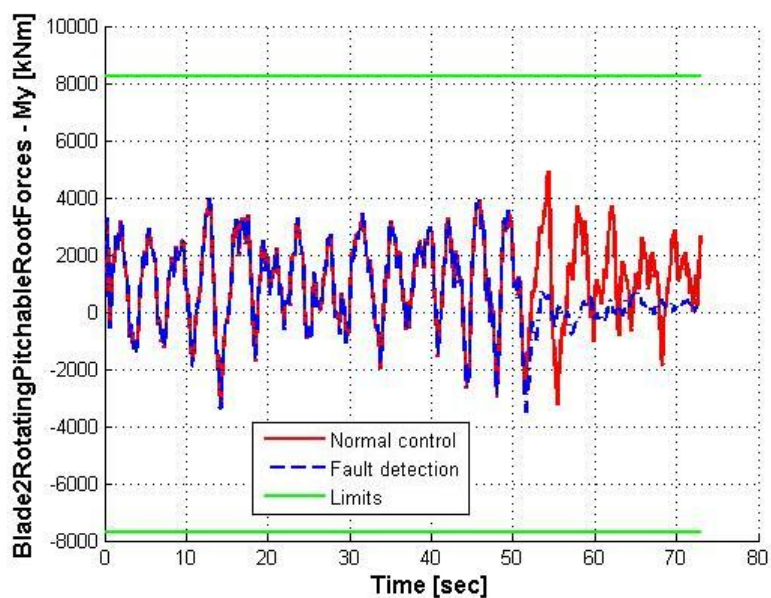


Figura 4.39: Storia temporale del momento flapwise sulla pala 2 - failure 2

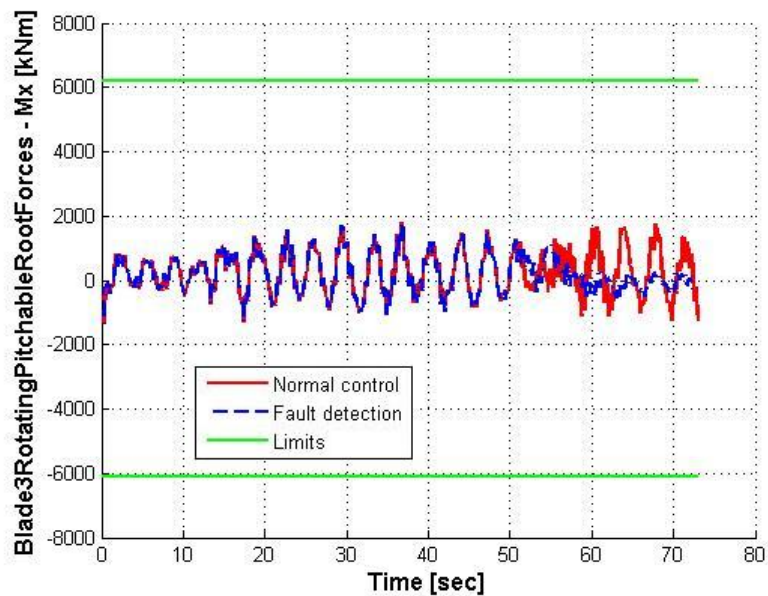


Figura 4.40: Storia temporale del momento edgewise sulla pala 3 - failure 2

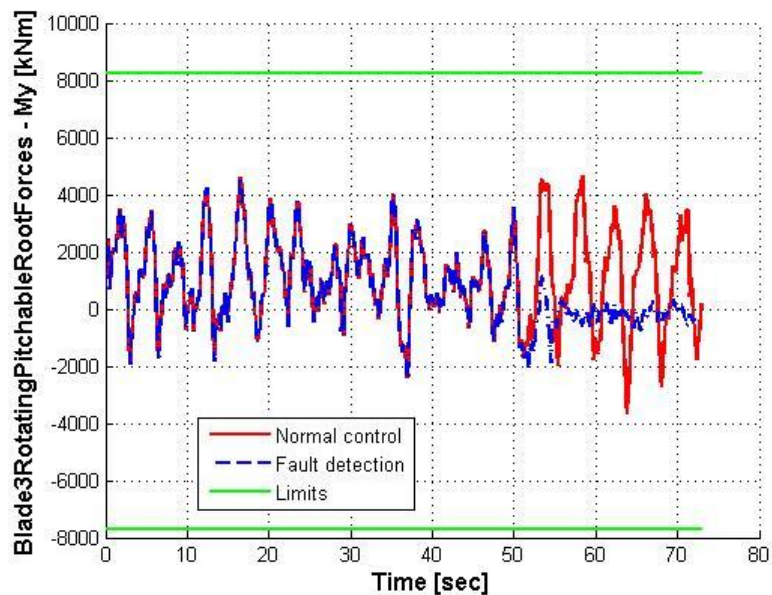


Figura 4.41: Storia temporale del momento flapwise sulla pala 3 - failure 2

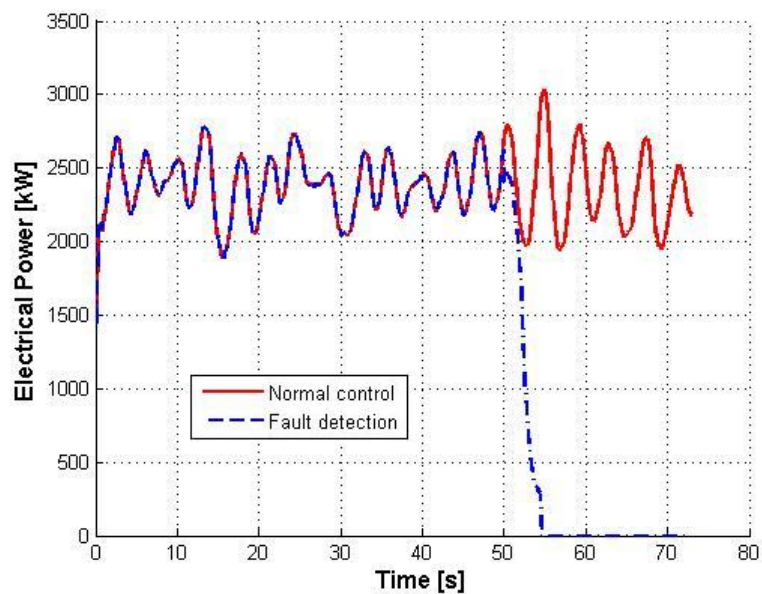


Figura 4.42: Storia temporale della produzione energetica - failure 2

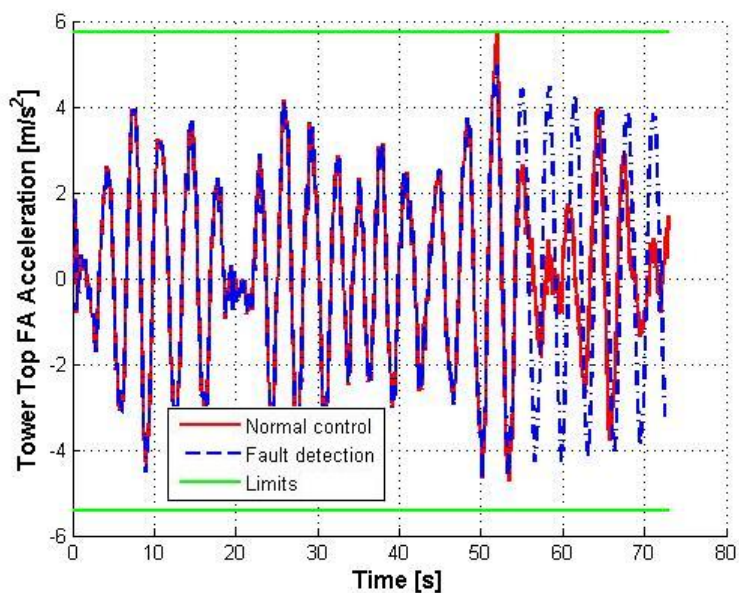


Figura 4.43: Storia temporale dell'accelerazione fore-aft della nacelle - failure 2

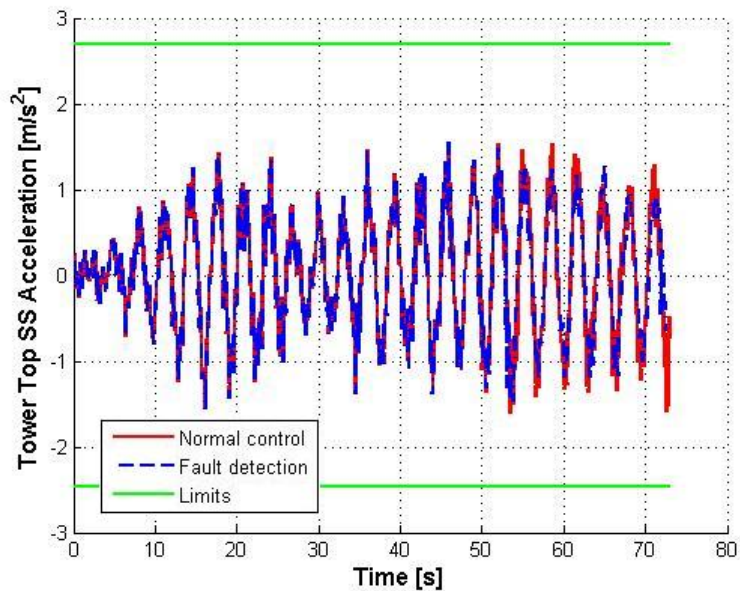


Figura 4.44: Storia temporale dell'accelerazione side-side della nacelle - failure 2

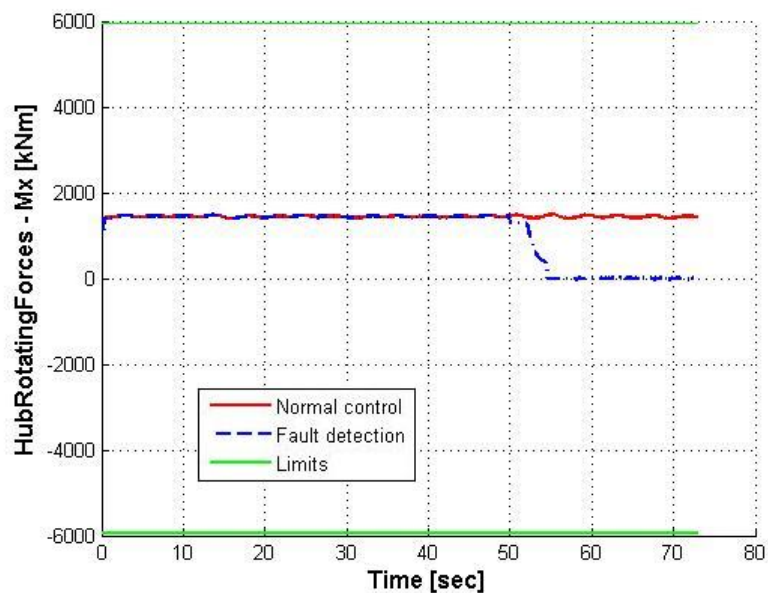
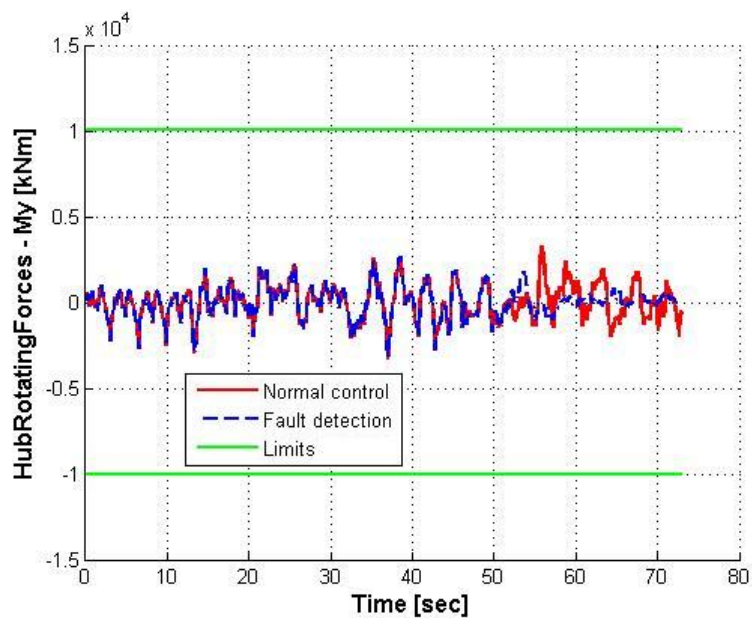
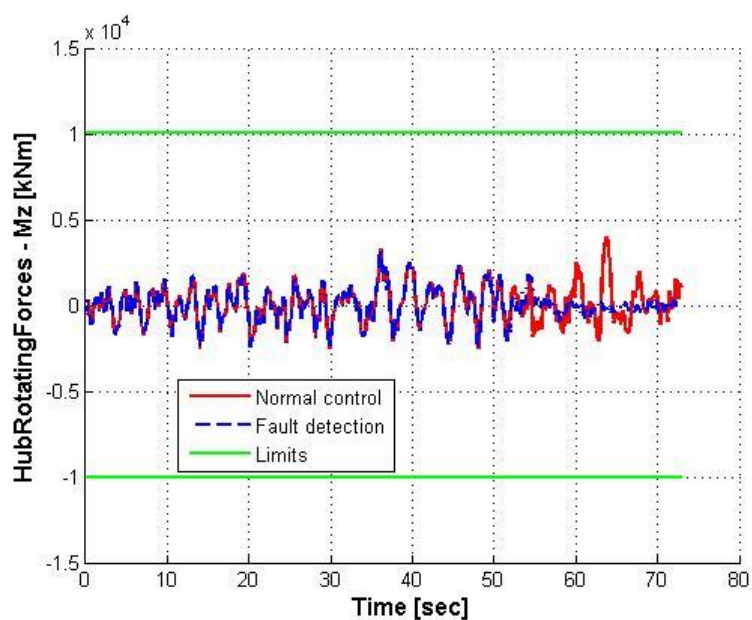


Figura 4.45: Storia temporale del momento torcente M_x sul mozzo - failure 2

Figura 4.46: Storia temporale del momento flettente M_y sul mozzo - failure 2Figura 4.47: Storia temporale del momento flettente M_z sul mozzo - failure 2

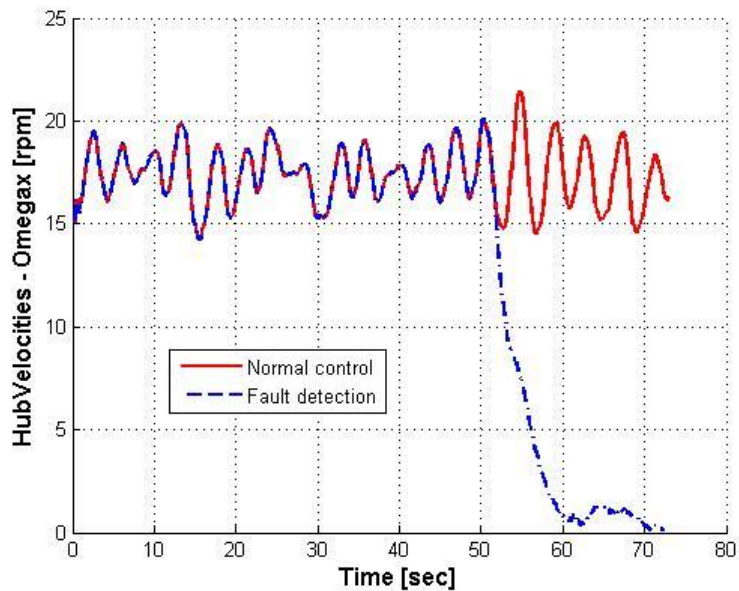


Figura 4.48: Storia temporale della velocità angolare del rotore - failure 2

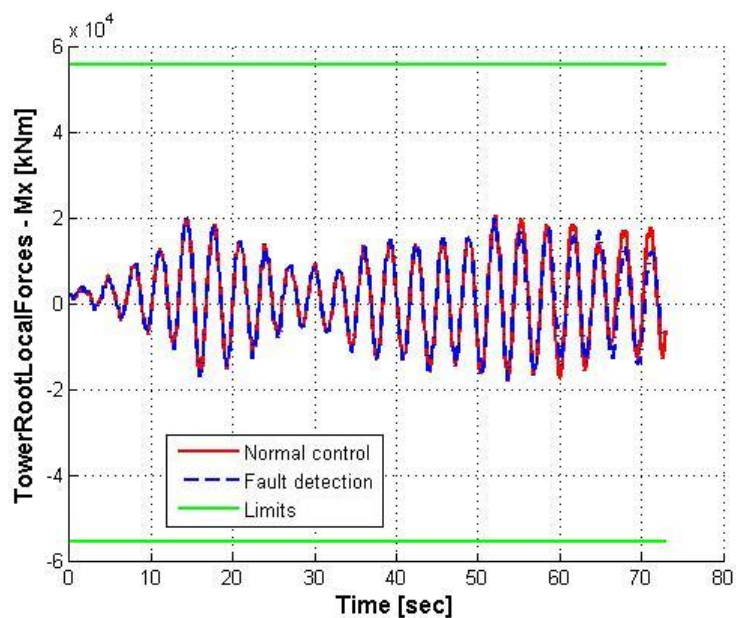


Figura 4.49: Storia temporale del momento side-side in radice torre - failure 2

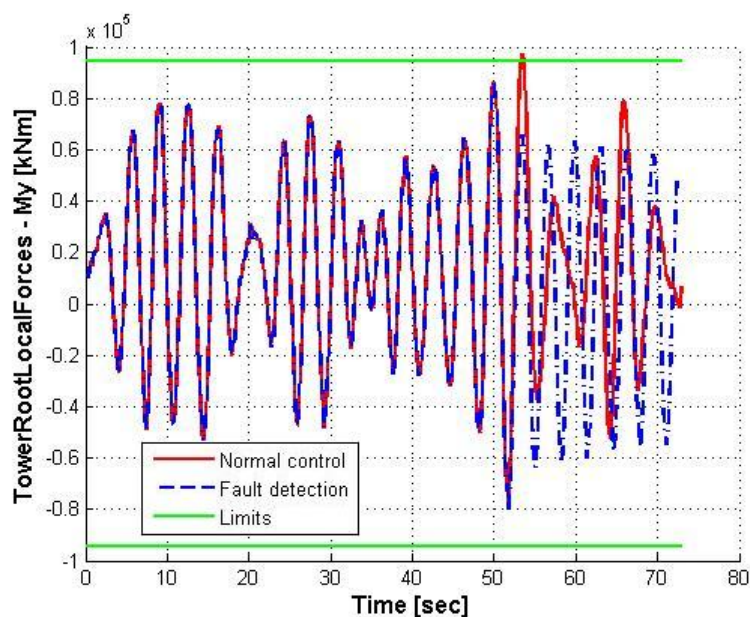


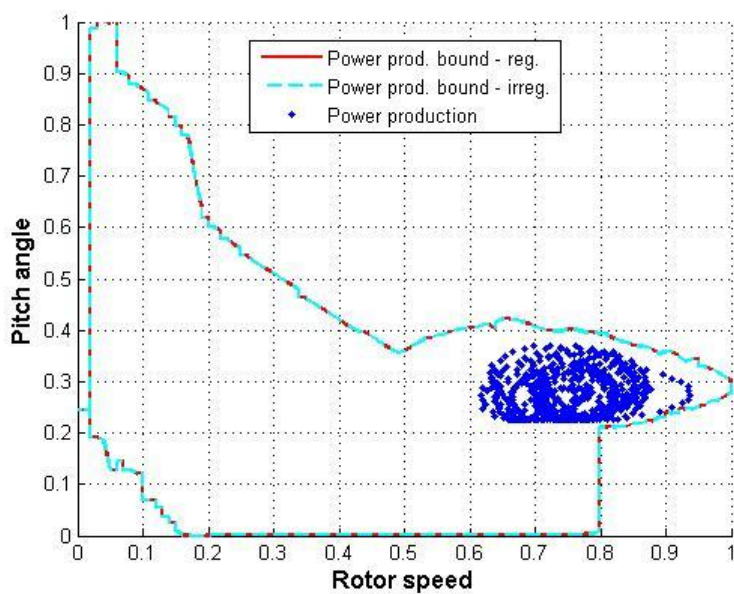
Figura 4.50: Storia temporale del momento fore-aft in radice torre - failure 2

In Fig. 4.50 si vede chiaramente, durante la simulazione in cui non interviene il sistema di monitoraggio, il superamento del limite ammissibile, che avviene a 53.3 s dall'inizio della prova. In Fig. 4.43 viene invece evidenziato il raggiungimento di un valore molto elevato dell'accelerazione fore-aft della nacella, a livello dei massimi valori calcolati tramite le DLC implementate per il dimensionamento dell'aerogeneratore. Per quanto riguarda la simulazione in cui viene imposta la frenata d'emergenza, invece, non si riscontrano valori eccessivi su alcuna delle grandezze monitorate: la frenata interviene tempestivamente, evitando situazioni critiche. Il passaggio dalla fase di PP a quella di ESD viene imposto, come ricordato più volte, su segnalazione del sistema di *fault detection* basato sulla posizione dei punti di funzionamento della macchina eolica. La prima segnalazione di una fuoriuscita dai contorni si presenta a 50.1 s, relativamente all'accelerometro che misura l'accelerazione fore-aft della gondola. Successivamente, a 51.6 s, si rileva il superamento del perimetro da parte dei punti di funzionamento sul momento fore-aft alla radice della torre di sostegno. Di conseguenza, la frenata viene avviata dopo 50.2 s dall'inizio della simulazione numerica.

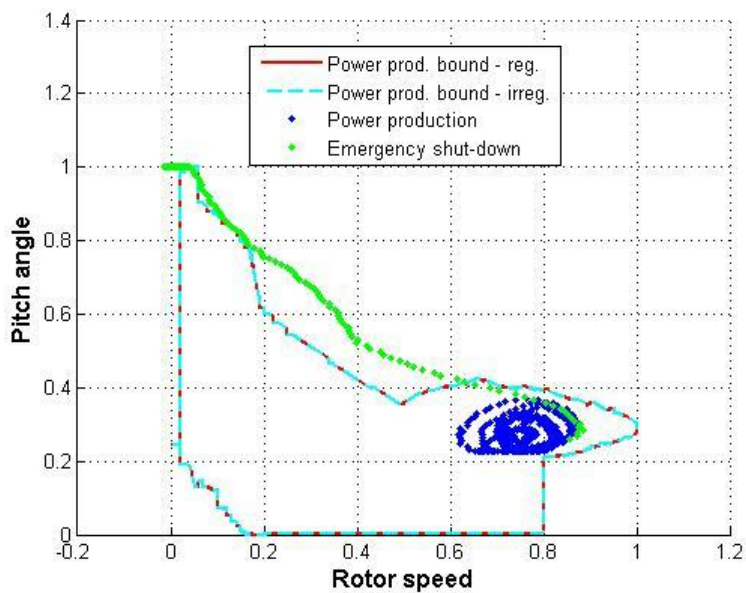
Nelle Figure da 4.51 a 4.60 si riportano, come già fatto per il primo scenario di failure, i grafici riguardanti l'andamento delle grandezze (adimensionalizzate) misurate dai sensori rispetto ai contorni, per entrambe le situazioni valutate. La seconda prova viene indicata col nome *Fault detection*,

mentre la prima, controllata in anello chiuso senza l'intervento del sistema di monitoraggio, viene indicata con la dicitura *Normal control*. Si mettono in evidenza i punti di funzionamento relativi alle fasi di power production (in blu) e di emergency shut-down (in verde); si riportano sia i contorni smussati, sia quelli più irregolari, a riprova del fatto che in entrambi i casi il funzionamento del sistema di monitoraggio non varia.

Nella Figura 4.61 si riportano due dettagli dei grafici inerenti alle due grandezze sui cui grafici si palesano per primi dei punti esterni ai contorni. Si può apprezzare come questi siano al di fuori di entrambi i poligoni, sia quello irregolare, sia quello regolarizzato tramite *fitting* numerico. Questa circostanza depone a favore di quanto fatto, dal momento che mette in luce come la procedura, impiegata per uniformare gli involuppi e renderne omogenee le curvature, non sia andata a discapito dell'efficacia del sistema di monitoraggio e della sua capacità di riscontro delle anomalie.

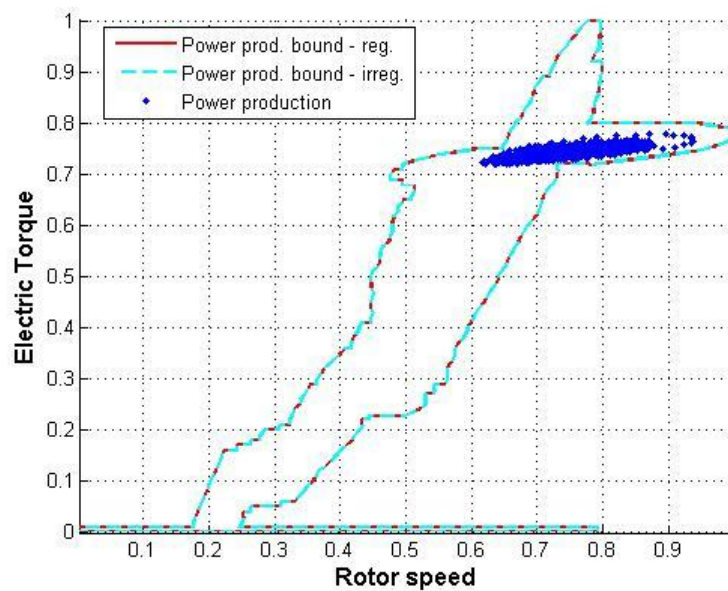


(a) Normal control

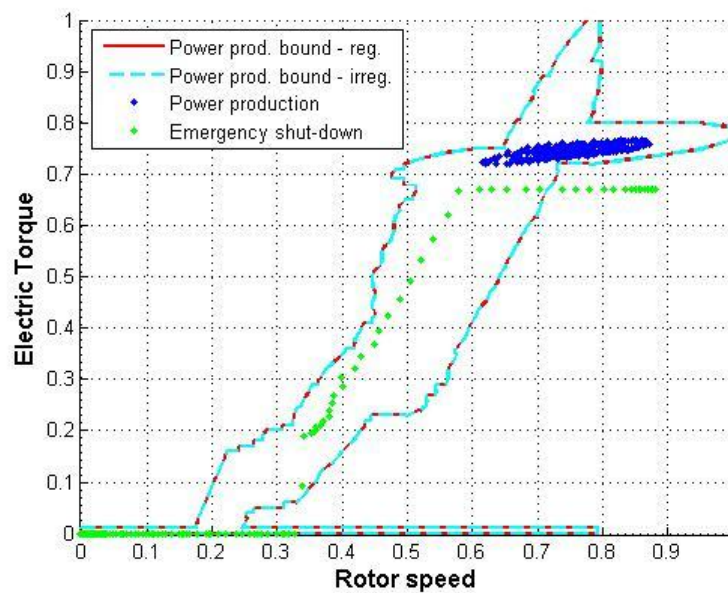


(b) Fault detection

Figura 4.51: Pitch angle - confronto tra le due simulazioni

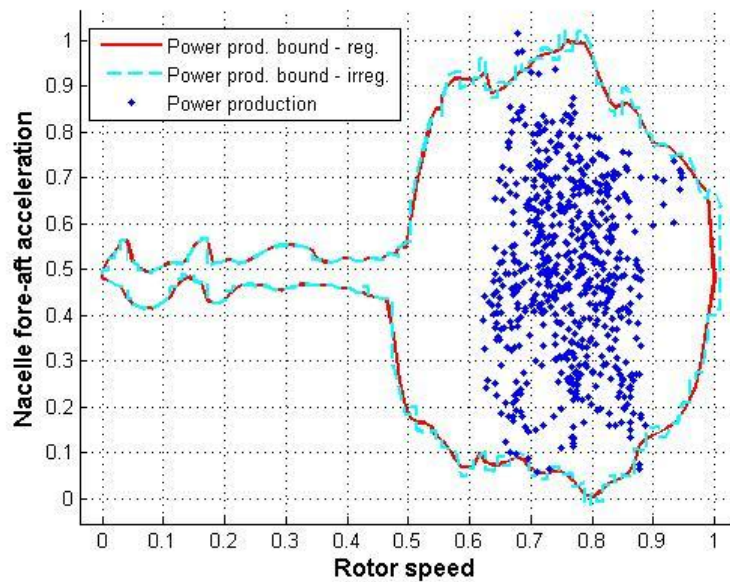


(a) Normal control

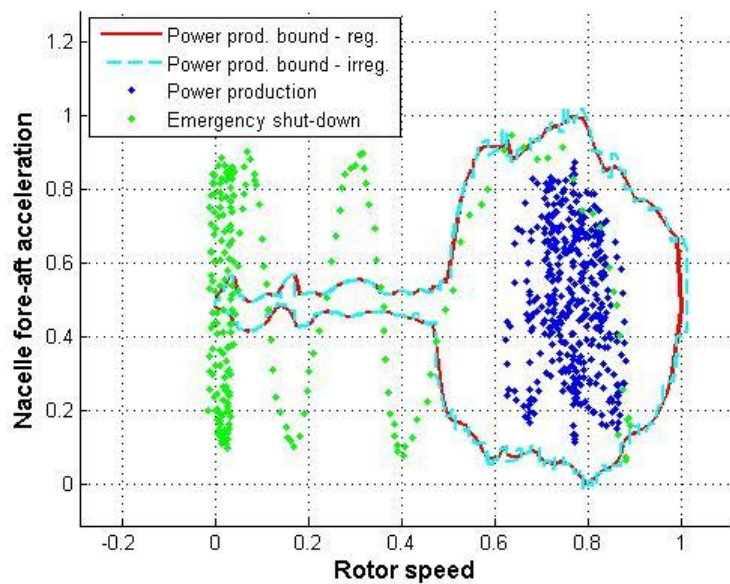


(b) Fault detection

Figura 4.52: Electric torque - confronto tra le due simulazioni

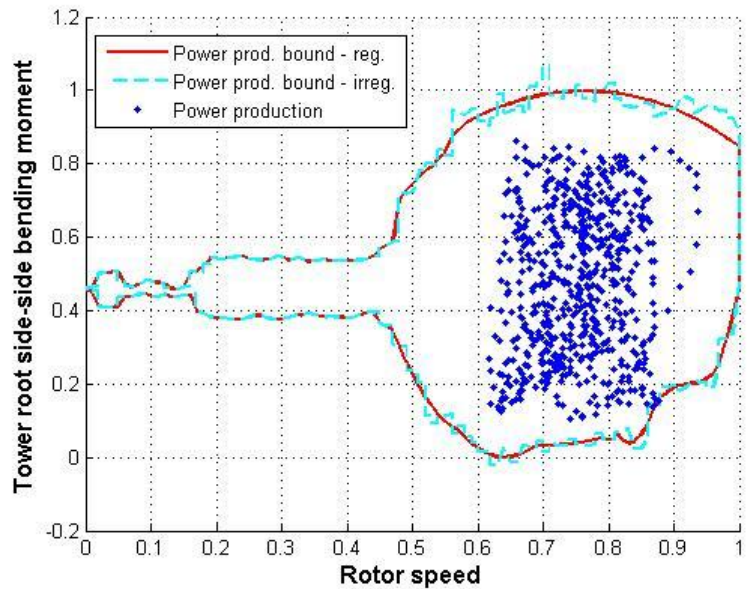


(a) Normal control

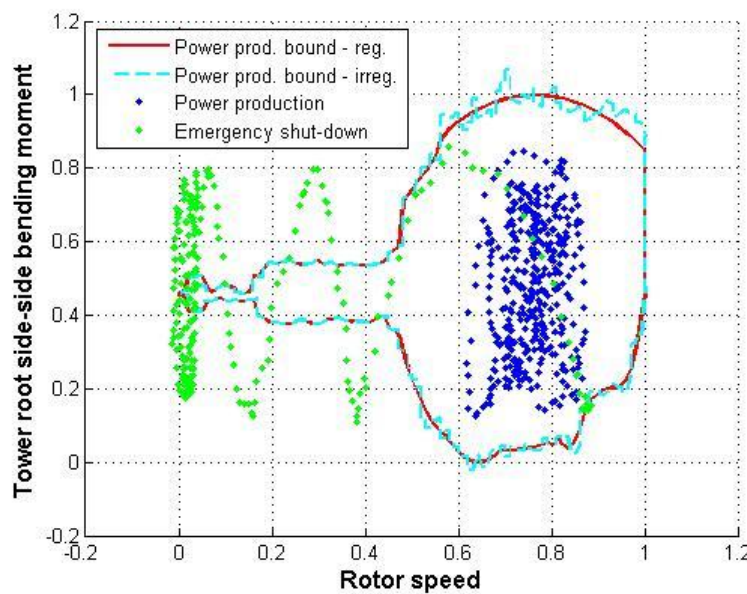


(b) Fault detection

Figura 4.53: Nacelle fore-aft acceleration - confronto tra le due simulazioni

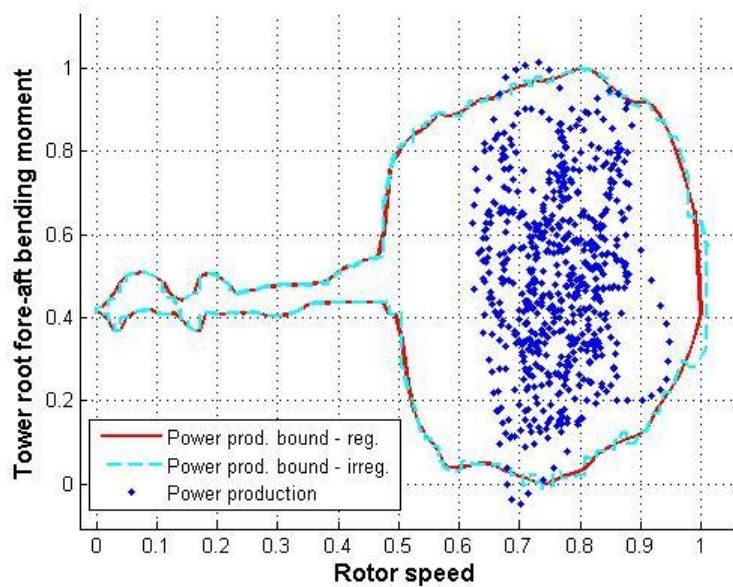


(a) Normal control

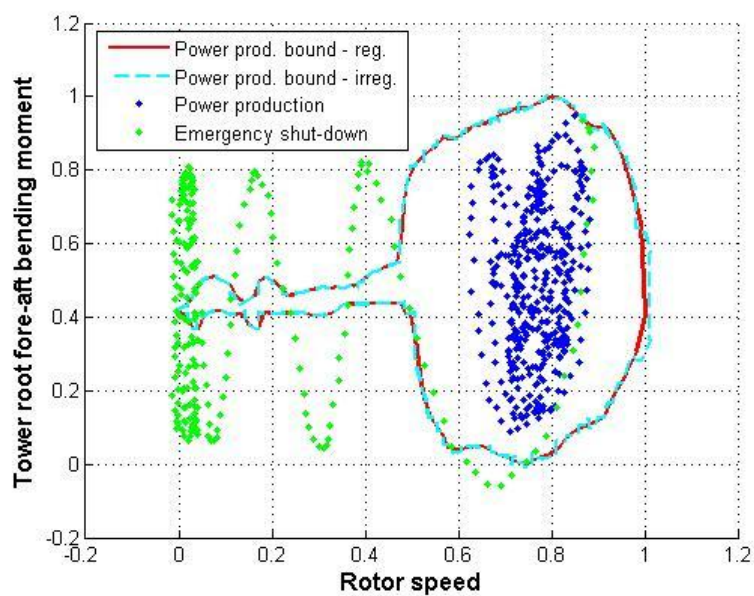


(b) Fault detection

Figura 4.54: Tower root side-side bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni

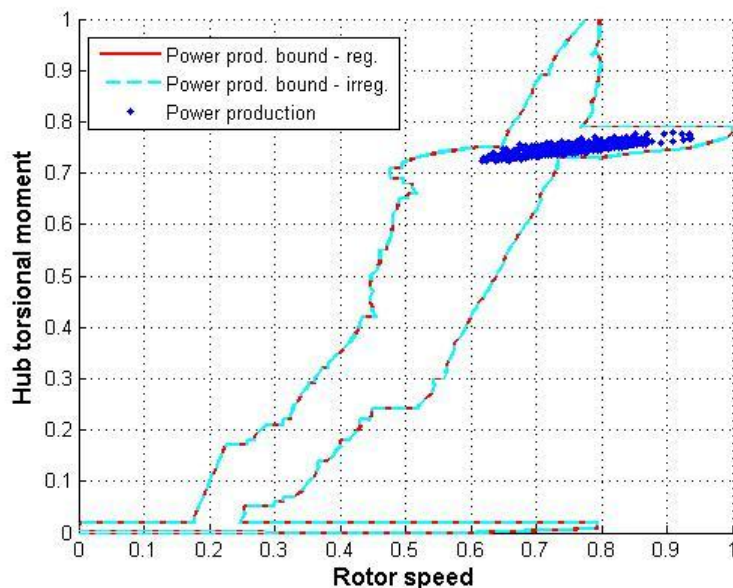


(a) Normal control

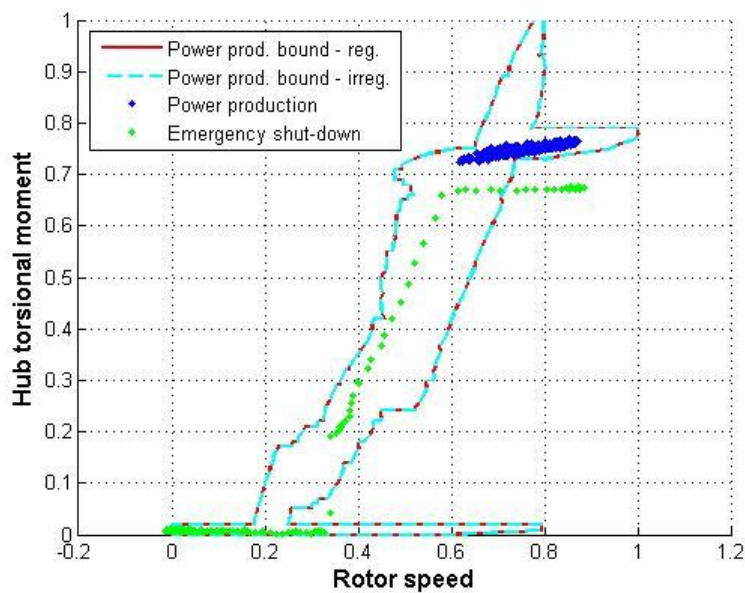


(b) Fault detection

Figura 4.55: Tower root fore-aft bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni

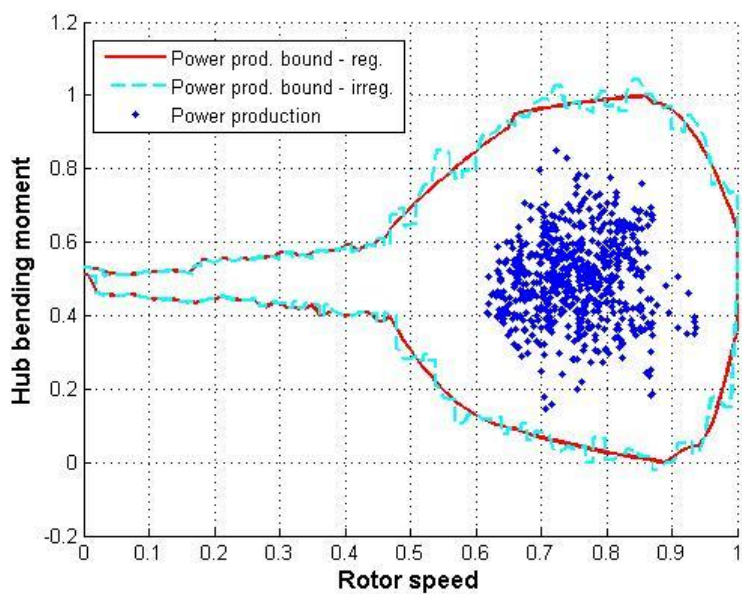


(a) Normal control

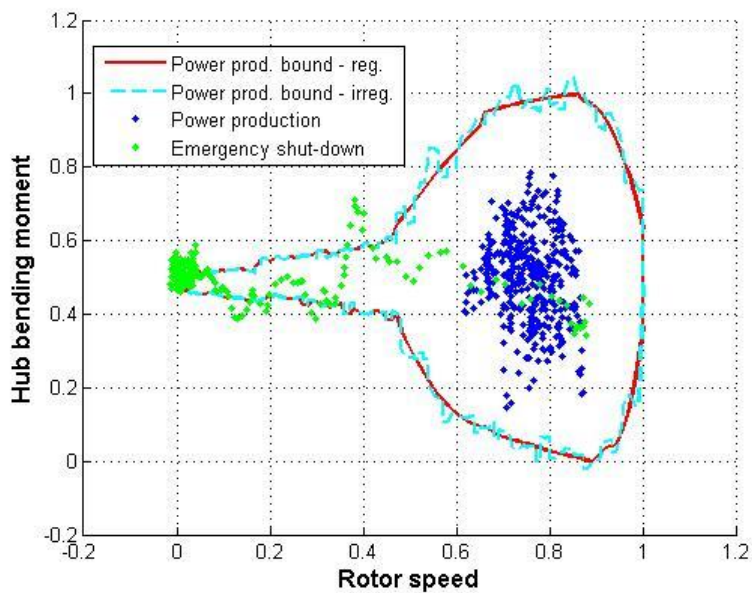


(b) Fault detection

Figura 4.56: Hub torsional moment M_x - confronto tra le due simulazioni

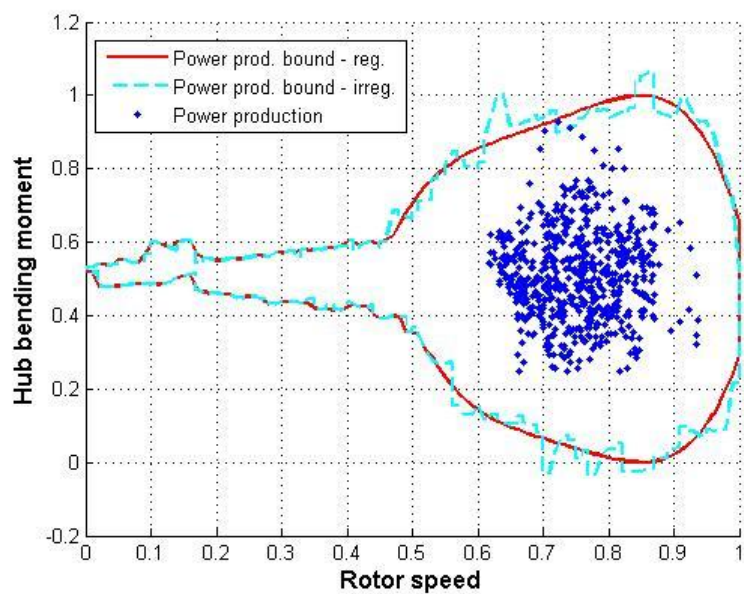


(a) Normal control

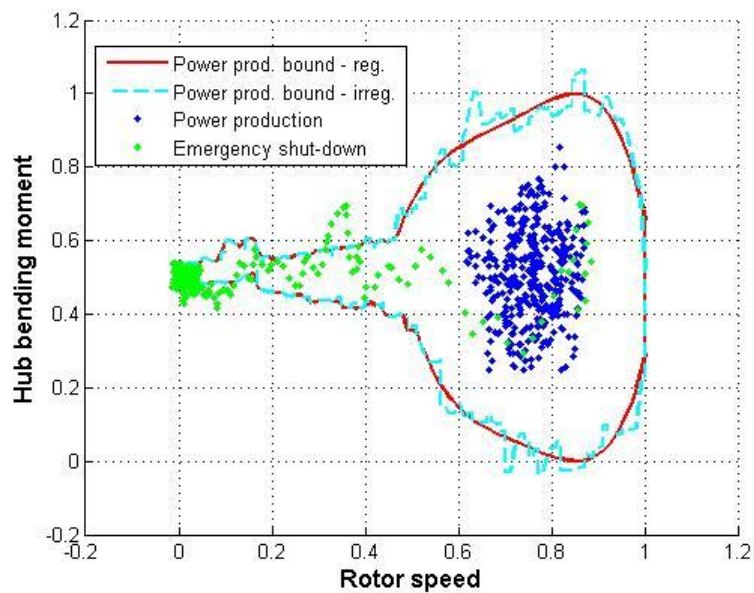


(b) Fault detection

Figura 4.57: Hub bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni

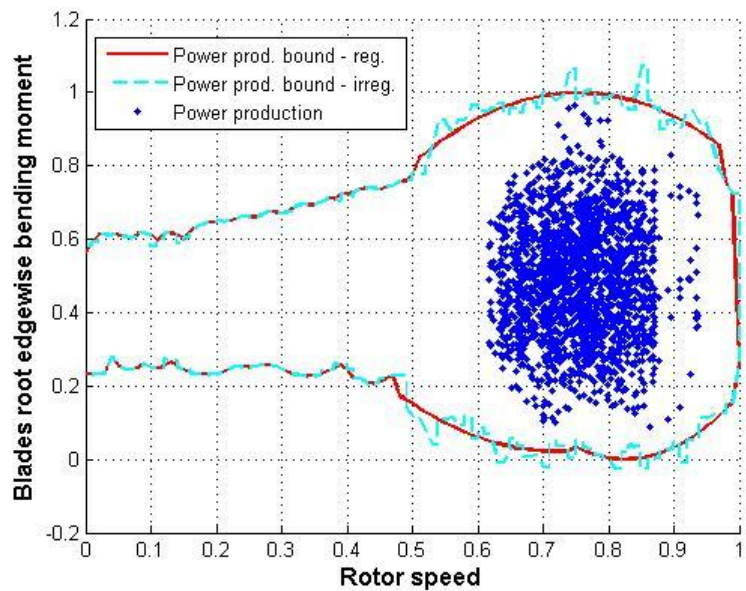


(a) Normal control

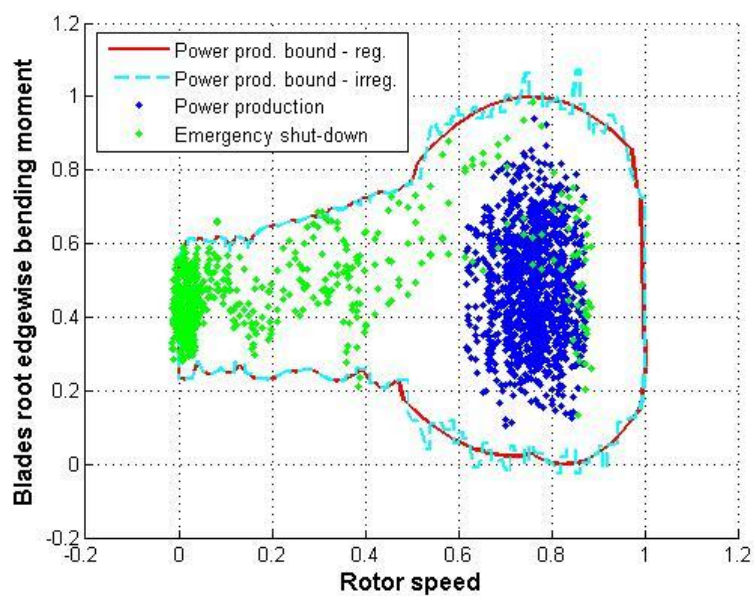


(b) Fault detection

Figura 4.58: Hub bending moment M_z - confronto tra le due simulazioni

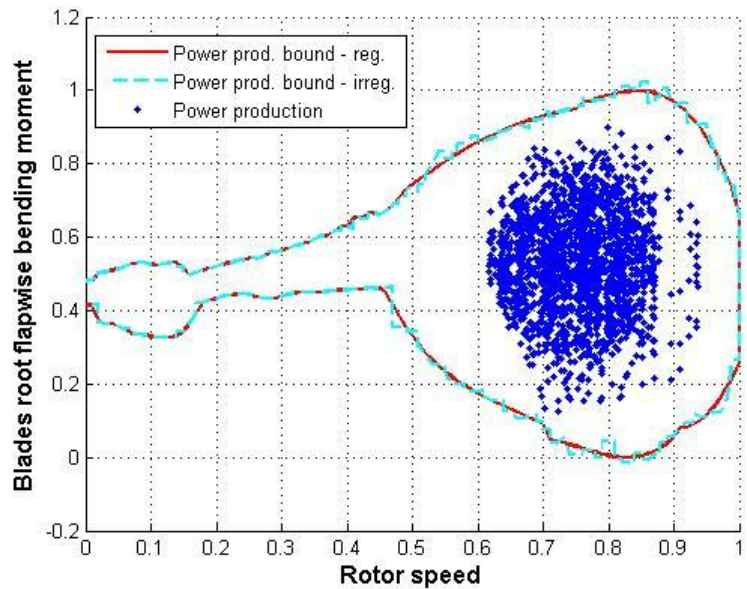


(a) Normal control

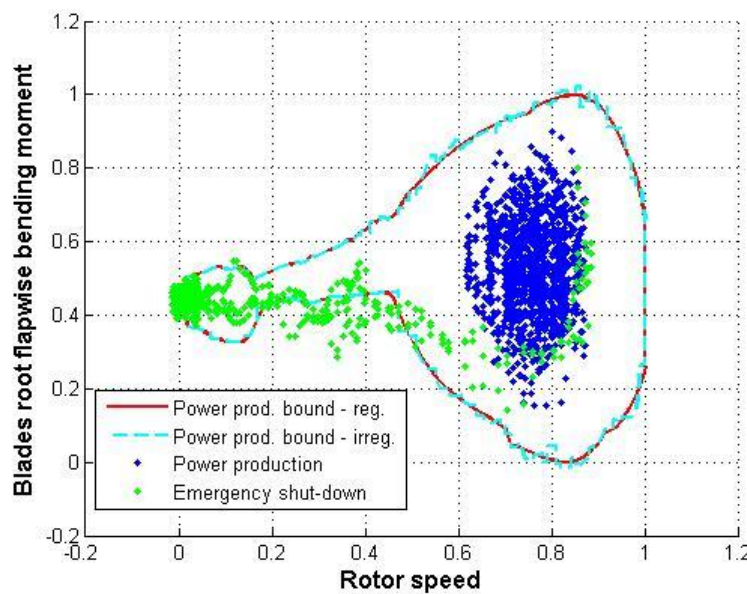


(b) Fault detection

Figura 4.59: Blades root edgewise bending moment M_x - confronto tra le due simulazioni

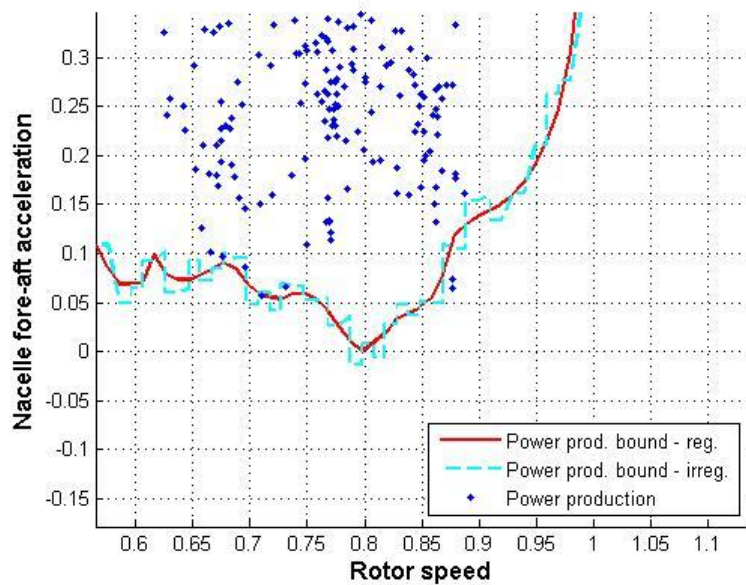


(a) Normal control



(b) Fault detection

Figura 4.60: Blades root flapwise bending moment M_y - confronto tra le due simulazioni



(a) Nacelle fore-aft acceleration - dettaglio

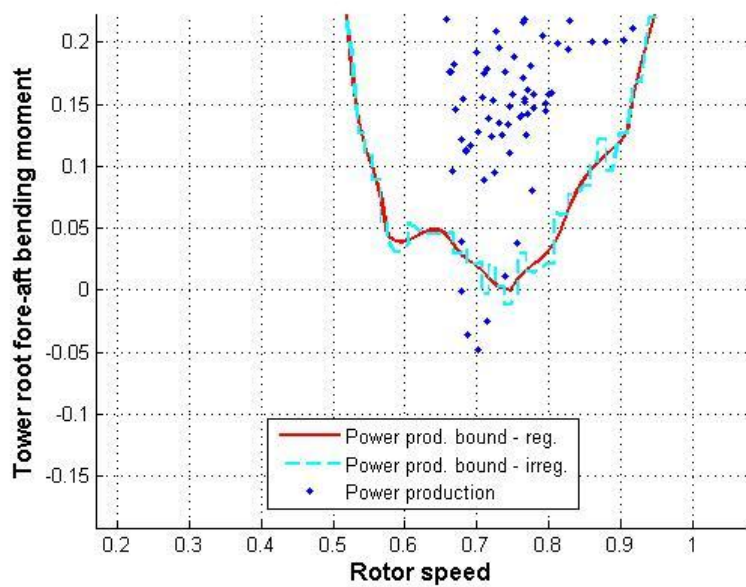
(b) Tower root fore-aft bending moment M_y - dettaglio

Figura 4.61: Dettaglio del superamento dei contorni - failure 2

Capitolo 5

Conclusioni

La procedura di monitoraggio dell'inviluppo operativo di un aerogeneratore, esposta in questa trattazione, si è rivelata efficace nel riscontro di circostanze operative anomale e nella conseguente prevenzione, attraverso l'avvio di una frenata, di possibili rotture o danneggiamenti strutturali della macchina. L'analisi di simulazioni numeriche sviluppate per il dimensionamento della turbina, unitamente ad altre che modellassero situazioni di normale produzione energetica, si è dimostrata appropriata per descrivere compiutamente il campo di funzionamento entro il quale l'aerogeneratore è chiamato a lavorare, pur necessitando, per essere definito ancor meglio, di ulteriori approfondimenti e di criteri più rigorosi, che tengano presente anche delle caratteristiche del sito in cui si intende installare l'impianto eolico. Il codice numerico implementato è apparso adeguato allo scopo per cui è stato elaborato, permettendo di discernere celermente e senza ambiguità la posizione dei punti di funzionamento esaminati rispetto ai contorni costruiti per delimitare il campo di impiego del generatore. I due scenari di guasto proposti, infine, hanno evidenziato le potenzialità del sistema progettato nell'affrontare tipiche situazioni di *failure*. Nel primo caso è stato decisivo l'anticipo con cui questo sistema ha rilevato il *fault*, rispetto al tradizionale controllore in anello chiuso; nel secondo, ancor più significativo, l'utilizzo della nuova metodologia di monitoraggio ha permesso di prevenire una rottura strutturale, individuando un malfunzionamento che il controllore usualmente impiegato non è stato in grado di segnalare.

La bontà di questa procedura di monitoraggio alternativa appare dunque evidente; ciò su cui è opportuno discutere, però, sono l'affidabilità dei contorni e le modalità con cui questi ultimi sono stati determinati. Si è già evidenziato come questo sia il punto più critico del sistema presentato, poichè nemmeno un notevole incremento di simulazioni analizzate ha permesso di raggiungere un'uniformità nel profilo dei vari inviluppi. Resta inoltre altissima la probabi-

lità che, se si fosse tenuta in considerazione una diversa serie di *seed* turbolenti con cui forzare la macchina all'interno delle simulazioni numeriche, i picchi isolati e le irregolarità più marcate sarebbero state ugualmente presenti, ma in misura diversa, generando ancora contorni frastagliati, ma conferendo profili differenti ad essi. Questa considerazione non invalida tuttavia i risultati ottenuti, nè sminuisce il valore della procedura o del codice realizzato. Occorre però avere ben presente che, nel momento in cui si volesse riportare questo tipo di algoritmo di monitoraggio su di una macchina reale, sarebbe opportuna una valutazione più approfondita di questo aspetto. Per prima cosa sarebbe necessaria una progettazione basata sulle distribuzioni del vento relative al sito sul quale si ha intenzione di realizzare l'installazione. A seconda delle misurazioni anemometriche disponibili e dei modelli matematici utilizzati, sarà possibile escludere dalle simulazioni numeriche tutte le situazioni in cui, per esempio a causa di una raffica stocastica, la velocità del vento superi un valore che difficilmente (a livello probabilistico) potrebbe essere riscontrato nella località in cui verrà installato l'aerogeneratore; in questo modo si otterrebbe un primo livellamento dei contorni. In secondo luogo, banalmente, si potrebbe pensare di incrementare ulteriormente il numero di *seed* turbolenti da analizzare mediante il codice numerico, nonostante questa non sembri la soluzione più indicata. Da ultimo, in aggiunta alle simulazioni al computer, si potrebbe pensare di inserire nel computo dei dati utili per la definizione degli involucri anche quelli realmente registrati da una macchina dello stesso tipo, operante in un sito con peculiarità ventose simili a quello di interesse; in tal caso sarebbe auspicabile una rilevazione continuativa dei dati, svolta su un periodo piuttosto lungo, di durata almeno superiore ad un anno.

Naturalmente un'analisi basata su rilievi anemometrici o su dati industriali relativi a macchine già esistenti o a siti già sfruttati da installazioni eoliche avrebbe oltrepassato le possibilità e le finalità di questo lavoro di tesi. La scelta di regolarizzare i contorni per via puramente numerica, dunque, è sembrata appropriata, considerando oltretutto che quanto presentato in questa trattazione costituisce il primo prototipo di una procedura perfettibile, specialmente in vista di una sua applicazione su di una macchina reale.

Per quanto riguarda le modalità con cui sono stati, fin dall'inizio, costruiti i contorni, si consideri anche in questo caso il fatto che tutta la procedura sia stata sviluppata *ex novo*, senza basarsi su algoritmi già presenti in letteratura. La scelta del numero di intervalli, quella delle tolleranze nella cancellazione di vertici che rappresentino "insenature" o "gradini" troppo accentuati, oltre che il criterio con cui si sono calcolati i polinomi di *fitting*, sono tutte opinabili e migliorabili, specie alla luce di un'esperienza diretta derivante dall'applicazione reale del sistema di controllo ad una turbina.

Per quanto concerne l'algoritmo di controllo in sè, esso si è dimostrato

efficace e rapido nell'analisi della posizione e della velocità dei diversi punti di funzionamento durante la fase di *post-processing* delle simulazioni svolte. Questa celerità deriva sostanzialmente dalla semplicità dell'algoritmo scelto, il quale, come si è visto, non richiede elaborazioni matematiche complesse. Ciò su cui vale la pena soffermarsi è l'effettiva utilità nella computazione della velocità di avvicinamento in direzione normale al contorno; visto il tempo di campionamento piuttosto breve, questa indicazione non risulta decisiva, in quanto non segnala con adeguato anticipo la fuoriuscita dai contorni, limitando questo vantaggio ad un solo istante di campionamento (pari a 0.10 s nei casi esaminati). Si sarebbe ugualmente potuta utilizzare questa informazione per avviare prima, seppur di poco, la frenata d'emergenza; tuttavia, durante l'analisi delle prove effettuate, si sono riscontrate diverse segnalazioni di *warning* relative alla velocità, non seguite poi da un effettivo superamento del perimetro "sicuro". Tale circostanza ha ovviamente condizionato la scelta in merito all'istante in cui inoltrare il comando per l'avvio della frenata. Un'analogia riflessione vale pure per le segnalazioni di pericolo relative ai punti eccessivamente vicini ai bordi delle aree delimitate. Anche in questo caso, l'avvertimento del sistema di controllo ha una funzione puramente indicativa e non ricopre un ruolo decisivo per il passaggio alla fase di ESD.

Da ultimo si propone una riflessione sulla reale possibilità di installazione di un sistema di *fault detection* di questo genere su di un aerogeneratore. Innanzitutto occorre valutare l'effettiva disponibilità dei sensori necessari a monitorare le grandezze considerate in questa trattazione; ovviamente, la procedura implementata è replicabile anche per altre quantità di interesse e può essere applicata anche sui dati di singoli trasduttori. Sarà premura del costruttore individuare le grandezze di maggior interesse, o che richiedano una minore spesa nell'installazione dei sensori. Una volta fatta questa prima selezione, occorrerà sviluppare tutte le simulazioni numeriche necessarie, scegliendo con accortezza le velocità del vento ed il numero di profili turbolenti da implementare. La maggior parte delle DLC saranno già disponibili dai calcoli dimensionanti svolti in fase di progettazione; per quelle aggiuntive occorrerà valutare anche le caratteristiche ventose del sito in cui verrà installata la macchina, le quali, come già visto, consentiranno una scrematura consapevole della mole di dati a disposizione, eliminando quelli caratteristici di eventi rari o venti estremi. Ovviamente sarà indispensabile un software di rilevazione e di trasmissione dati il quale vada a campionare le grandezze con una frequenza piuttosto alta, non certo mediando i dati su intervalli di tempo di alcuni minuti. L'avviamento automatico della frenata d'emergenza rimane anch'esso a discrezione dell'azienda costruttrice o del cliente che usufruirà della macchina, poichè resta la possibilità di impostare il sistema in modo tale che si limiti a generare un segnale di allarme, oppure che avvii la frenata

solo se l'uscita dai contorni permanga per alcuni istanti successivi.

Nonostante per tutta la trattazione si sia fatto riferimento alla procedura di *fault detection* indifferentemente con i termini «sistema di monitoraggio» e «sistema di controllo», si tenga presente che quest'ultimo rappresenta un lieve abuso di terminologia. La procedura sviluppata, infatti, non si propone come alternativa ad un sistema di controllo quale l'LQR MIMO già presente sull'aerogeneratore studiato, ma piuttosto come un'*integrazione* ad esso, il quale resta ovviamente necessario per governare una turbina eolica. Quel che va sottolineato, però, è l'importanza di installare anche altri sistemi di *condition monitoring* e di *fault detection* sul generatore, perchè quello ora presentato, pur rivelandosi indubbiamente utile nella segnalazione di anomalie, consentendo quindi di avviare in sicurezza una frenata d'emergenza, non è in grado di indicare il responsabile delle anomalie rilevate. Per questo motivo una macchina dovrebbe essere dotata di più sistemi di controllo e monitoraggio, in modo da poter incrociare i dati provenienti da più parti, così da massimizzare la sicurezza della struttura e la prevenzione di guasti e rotture.

5.1 Sviluppi futuri

La procedura elaborata e presentata all'interno di questa tesi necessita di una serie di test aggiuntivi, sperimentali e numerici, che aiutino a migliorarne le performance e ad affinarne la precisione e l'efficacia.

In prima istanza, bisognerebbe proseguire lo studio inerente ai contorni, in modo da raffinarne i criteri di sviluppo e stabilire con precisione quali siano le condizioni di vento da tenere in effettiva considerazione, quali invece quelle da scartare. In questo senso sarebbe d'uopo prendere in esame una macchina già installata ed operativa, del cui sito si conoscano un numero sufficiente di rilevazioni anemometriche, tali da poter estrapolare i parametri necessari ad elaborare un modello di distribuzione della velocità del vento. Con queste indicazioni si potrebbero eliminare a priori dalle simulazioni numeriche necessarie alla costituzione di contorni tutte quelle che presentino raffiche a velocità superiori ad una determinata soglia, la cui probabilità di verificarsi sia inferiore ad un determinato valore.

Un'ulteriore possibile espansione della metodologia proposta potrebbe riguardare l'elaborazione di più involucri relativi alla medesima macchina, costruiti per intervalli di velocità. Considerando infatti le simulazioni forzate da profili di vento turbolento, è possibile implementarne diverse, tutte accomunate dal valore della velocità media del vento. In questo modo si potrebbero tracciare più contorni, per un certo numero di intervalli di velocità, che coprano naturalmente il range che va dalla velocità di cut-in a quella

di cut-out. Misurando la celerità del vento in concomitanza con i punti di funzionamento dei diversi sensori, sarebbe possibile riscontrare in modo più efficace e puntuale le eventuali anomalie durante i periodi di attività della turbina. Una deriva graduale e costante dei punti, pur rimanendo all'interno del contorno omnicomprensivo, sarebbe infatti, con tutta probabilità, indice di un deterioramento progressivo di un qualche componente della macchina (si veda [Ya08]).

Da ultimo, pare auspicabile svolgere una fase di test del sistema implementato su un impianto sperimentale, in modo da poter registrare il comportamento dei punti all'interno dei contorni durante le varie fasi operative della macchina. Inducendo guasti di varia natura sull'aerogeneratore si potrebbero incamerare dati interessanti, in grado non solo di migliorare la qualità della procedura di monitoraggio, ma consentendo anche di studiare i differenti comportamenti della turbina soggetta a guasti di diverso genere, così da stilare una casistica utile nelle applicazioni reali.

Bibliografia

- [Ag99] Agarwal, P. K., Erickson, J., *Geometric range searching and its relatives*, Contemporary Mathematics, 1999.
- [Bra96] Bradford Barber, C., Dobkin, D. P., Huhdanpaa, H., *The Quickhull Algorithm for Convex Hulls*, ACM Transactions on Mathematical Software, vol. 22, n. 4, pp. 469-483, Dicembre 1996.
- [Bro97] Brown, P. J. C., Faigle, C. T., *A Robust Efficient Algorithm for Point Location in Triangulations*, Technical Report no. 728, University of Cambridge Computer Laboratory, Febbraio 1997.
- [Ca94] Caselitz, P., Giebhardt, J., Mevenkamp, M., *On-line fault detection and prediction in wind energy converters*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Germany, proceedings of the 1994 EWEC conference, Tessalonica, Grecia, 10-14 Ottobre 1994.
- [Ca96] Caselitz, P., Giebhardt, J., Kruger, T., Mevenkamp, M., *Development of a fault detection system for wind energy converters*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Germany, proceedings of the 1996 EWEC Conference, Goteborg, Svezia, 20-24 Maggio 1996.
- [Ci98] Cignoni, P., Montani, C., Scopigno, R., *DeWall: a fast divide and conquer Delaunay triangulation algorithm in E^d* , Computer - Aided Design, vol. 30, n. 5, pp. 338-341, 1998.
- [Cp10] *Cp-Lambda, a Code for Performance, Loads, Aeroelasticity by Multi-Body Dynamics Analysis*, Politecnico di Milano, Dipartimento di

Ingegneria Aerospaziale, versione 5.20, Giugno 2010.

[Cr10] Crabtree, C. J., *Survey of commercially available condition monitoring systems for wind turbines*, Supergen Wind and Durham University, revisione n. 5, 2 Novembre 2010.

[Do02] Dorvlo, A. S. S., *Estimating wind speed distribution*, Energy Conversion and Management, vol. 43, pp. 2311-2318, 2002.

[Du04] Dupuis, D. J., Field, C. A., *Large Wind Speeds: Modeling and Outlier Detection*, Journal of Agricultural, Biological and Environmental Statistics, vol. 9, n. 1, pp. 105-121, Marzo 2004.

[Fe11] Feng, Y., Qin, Y., Crabtree, C. J., Long, H., Tavner, P. J., *Use of SCADA and CMS signals for failure detection and diagnosis of a wind turbine gearbox*, EWEA 2011, Bruxelles 2011.

[Fr] Franklin, W. R., *PNPOLY - Point Inclusion in Polygon Test*, http://www.ecse.rpi.edu/Homepages/wrf/Research/Short_Notes/npoly.html

[Ga12] Garcia Marquez, F. P., Tobias, A. M., Pérez, J. M. P., Papaalias, M., *Condition monitoring of wind turbines: techniques and methods*, Renewable energy, vol. 46, pp. 169-178, 2012.

[Ge10] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, *Guideline for the Certification of Wind Turbines*, Germanischer Lloyd, Amburgo, edizione 2010.

[GWEC11] Global Wind Energy Council (GWEC), *Global Wind Report, Annual market update 2010*, Aprile 2011.

[GWEC12] Global Wind Energy Council (GWEC), *Global Wind Report, Annual market update 2011*, Marzo 2012.

- [Ha09] Hameed, S., Hong, Y. S., Cho, Y. M., Ahn, S. H., Song, C. K., *Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: a review*, Renewable and sustainable energy reviews, vol. 13, pp. 1-39, 2009.
- [He77] Hennessey, J. P. Jr., *Some Aspects of Wind Power Statistics*, Journal of Applied Meteorology, vol. 16, n. 2, pp. 119-128, Febbraio 1977.
- [IEC1] IEC 61400-1, *Wind Turbine Generator Systems - part 1: safety requirements*, edizione n. 2, Febbraio 1999.
- [IEC2] IEC 61400-1, *Wind Turbines - part 1: design requirements*, edizione n. 3, Agosto 2005.
- [IEC3] IEC 61400-1/A1, *2008 Amendment to IEC 61400-1, edition 3, 2005*, Luglio 2008.
- [Li90] Linhart, J., *A quick point-in-polyhedron test*, Computer & Graphics, vol. 14, n. 3-4, pp. 445-447, 1990.
- [Mat1] <http://mathworld.wolfram.com/Simplex.html>
- [Mat2] <http://mathworld.wolfram.com/DelaunayTriangulation.html>
- [Mat3] <http://mathworld.wolfram.com/ConvexHull.html>
- [Pa04] Pallabazzer, R., *Sistemi eolici*, Rubbettino Editore, ISBN 88-498-1067-9, 2004.
- [Pr85] Preparata, F. P., Shamos, M. I., *Computational Geometry - an Introduction*, Springer-Verlag, New York, 1985.

- [Sa06] Samet, H., *Foundations of multidimensional and metric data structures*, Morgan Kaufmann Publishers, ISBN 978-0-12-369446-1, 2006.
- [Se00] Seguro, J. V., Lambert, T. W., *Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 85, pp. 75-84, 2000.
- [Si98] Simiu, E., Heckert, N. A., Whalen, T. M., *Mean recurrence intervals of ultimate wind loads*, proceedings of the 17th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Lisbona, Portogallo, 6-7 Settembre 1998.
- [Stn97] Stein, B., *A Point About Polygons*, Linux Journal, vol. 35, articolo n. 14, Marzo 1997.
- [Stw78] Stewart, D. A., Essenwanger, O. M., *Frequency Distribution of Wind Speed Near the Surface*, Journal of Applied Meteorology, vol. 17, pp. 1633-1642, Novembre 1978.
- [Ve03] Verbruggen, T. W., *Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring WT- Ω* , Final report, ECN-C-03-047, Aprile 2003.
- [Ya08] Yang, W., Tavner, P.J., Wilkinson, M., *Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis Using both Mechanical and Electrical Signatures*, proceedings of the 2008 IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics, Xi'an, Cina, 2-5 Luglio 2008.
- [Ya12] Yang, W., Tavner, P. J., Crabtree, C. J., Feng, Y., Qin, Y., *Wind turbine condition monitoring: technical and commercial challenges*, Wind Energy, special issue paper, 2012.
- [Za07] Zaher, A., McArthur, S. D. J., *A multi-agent fault detection system for wind turbines defect recognition and diagnosis*, proceeding IEEE Lausanne Powertech 2007, pp. 22-27, 2007.