

Universitatea Tehnică „Gheorghe Asachi” din Iași
Facultatea de Automatică și Calculatoare
Domeniul: Ingineria Sistemelor
Specializarea: Automatică și Informatică Aplicată

Lucrare de licență

Detectia și localizarea anomalilor unei centrale eoliene

Îndrumător

Conf. dr. ing. Letiția Mirea

Absolvent

Alexandru Cohal

Iași
Iulie 2015



Universitatea Tehnică „Gheorghe Asachi” din Iași
Facultatea de Automatică și Calculatoare
Domeniul: Ingineria Sistemelor
Specializarea: Automatică și Informatică Aplicată

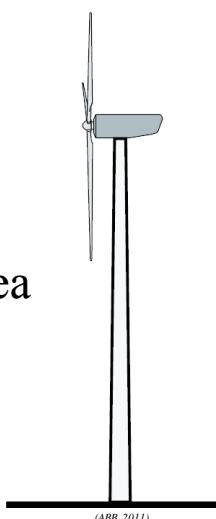


Lucrare de licență

Detecția și localizarea anomalilor unei centrale eoliene

Îndrumător
Conf. dr. ing. Letiția Mirea

Absolvent
Alexandru Cohal



Iași
Iulie 2015

Cuprins

Rezumat	5
Capitolul 1. Introducere.....	6
Capitolul 2. Energia eoliană	8
2.1 Generarea vânturilor	11
Capitolul 3. Evoluția centralelor eoliene	13
Capitolul 4. Funcționarea centralelor eoliene	18
4.1 Clasificarea centralelor eoliene	18
4.2 Alcătuirea și funcționarea unei centrale eoliene.....	20
4.3 Modelul unei centrale eoliene	29
Capitolul 5. Detectionarea anomaliei	35
5.1 Diagnoza bazată pe modelul analitic al procesului.....	36
5.2 Diagnoza bazată exclusiv pe procesarea semnalelor	39
Capitolul 6. Implementarea practică. Rezultatele experimentale obținute	44
6.1 Anomalii de tip valoare constantă în Senzori	46
6.2 Anomalii de tip multiplicativ în Senzori	60
6.3 Anomalia de tip aditiv în Elementul de Execuție	70
6.4 Gruparea blocurilor de detecție	75
Capitolul 7. Concluzii	77
Capitolul 8. Bibliografie.....	79
Anexe.....	81
A.1.	81
A.2.	84
A.3.	86
A.4.	87

Rezumat

Deși sunt foarte răspândite la ora actuală pe toată suprafața Pământului, iar experiența îndelungată este de partea lor, metodele de generare a energiei electrice bazate pe resurse neregenerabile (cărbune, petrol, gaze naturale) precum și cele bazate pe reacții nucleare încep să stârnească îngrijorare datorită nivelului foarte crescut de poluare pe care îl dezvoltă dar și a reducerii dramatice a materiilor prime folosite. În acest context dar și datorită nevoii de cantități din ce în ce mai mari de energie electrică, energiile regenerabile au început să crească în popularitate în ultimii ani, fiind susținute și de acorduri guvernamentale („U.S. Federal Wind Energy Programme” în anul 1973, Protocolul de la Kyoto din anul 1997). Astfel, importante dezvoltări au avut loc în această direcție, însă în special în domeniul energiei eoliene datorită avantajelor sale (timpul redus de construcție a centralelor eoliene, preț mult mai redus, disponibilitate pe toată suprafața Pământului, nu este controlată de nimici, utilizarea sa nu implică pericole).

Numele cercetări și descoperiri efectuate în domeniul energiei eoliene în ultima perioadă au dus la dezvoltarea foarte rapidă a centralelor eoliene, numai în anul 2014 fiind instalate centrale eoliene cu o putere cumulată de 51 GW, aducând nivelul total al puterii centralelor eoliene la 370 GW (Global Wind Energy Council, 2015).

Însă datorită dezvoltării structurilor cât și a puterilor furnizate la ieșire, au fost necesare dezvoltări și în direcția soluțiilor de protejare și întreținere a funcționării centralelor eoliene. În special pentru centralele plasate în apă, implementarea unui sistem de control tolerant la anomalii care să permită producerea energiei electrice (în cantități mai mici) chiar și atunci când o anomalie este prezentă, ar avea numeroase beneficii (protejarea centralei eoliene, asigurarea unui nivel minimal de energie electrică, creșterea profitului, posibilitatea de a face operații de reparație mai rar, nu de fiecare dată când apare o anomalie, găsirea mai ușoară a sursei anomaliei) (Esbensen & Sloth, 2009).

În această lucrare sunt detaliate în prima parte noțiuni teoretice despre importanța energiei eoliene, evoluția centralelor eoliene ca urmare a descoperirilor din domeniile adiacente dar și a dorinței continue de îmbunătățire, precum și alcătuirea și evidențierea legăturilor dintre componentele unei centrale eoliene. Ulterior sunt prezentate de asemenea din punct de vedere teoretic câteva metode de detecție a anomaliei care sunt apoi testate practic pe baza unui model al unei centrale eoliene implementat în *MATLAB* și în *Simulink* (Odgaard, et al., 2009). Metodele utilizate sunt bazate atât pe modelul analitic al componentelor afectate de către anomalii (proiectarea unui estimator de tip *Luenberger*) cât și pe analiza directă a semnalelor care intervin în centrala eoliană (analiză spectrală și analiză statistică). Aceste metode sunt implementate sub formă de blocuri *Simulink* care sunt apoi introduse în modelul centralei eoliene considerat. Performanțele obținute sunt discutate pe baza rezultatelor obținute. Blocul de detecție astfel rezultat poate fi dezvoltat în continuare prin implementarea unor metode de control adaptiv la schimbările implicate de acțiunea anomaliei.

Deși au avut o popularitate variabilă de-a lungul timpului, centralele eoliene și-au recăstigat în ultimii ani încrederea, studiul acestora (atât a îmbunătățirii materialelor și a structurii fizice dar și a legilor de reglare și a metodelor de diagnoză) devenind un domeniu de sine stătător, foarte bine susținut, în care numeroase descoperiri pot avea loc.

Capitolul 1. Introducere

Nevoia de energie și în special de energie electrică a crescut foarte mult în ultimul secol. Conform (Sathyajith, 2006), rata de creștere a cantității de energie utilizată într-un an de țările în curs de dezvoltare este de aproximativ 3,2 procente pe an datorită creșterii populației și a dezvoltării tehnologilor, iar pentru țările industrializate este de aproximativ 1,5 procente. În prezent, majoritatea necesarului de energie electrică este furnizat de resurse neregenerabile: cărbuni, petrol și gaze naturale. Dezavantajele implicate de generarea energiei din aceste resurse (nivelul de poluare excesiv, costurile ridicate pentru extractie și transport, expunerea la diferite pericole, apropierea de consumarea totală a acestor resurse) au condus la o reorientare în ultimii ani spre resursele regenerabile.

Dintre toate resursele regenerabile, energia solară și energia eoliană sunt considerate ca fiind cele mai bune variante, ele având și cele mai rapide creșteri în numărul de utilizatori la nivel global. Datorită disponibilității în toate locurile de pe Pământ, aceste resurse pot fi valorificate exact în locul în care este necesară utilizarea energiei electrice, nemaifiind nevoie de transportul dintre locul de extractie, locul de procesare și locul de utilizare (Mukund, 1999).

Avantajele folosirii energiei eoliene au determinat studierea și utilizarea ei încă din cele mai vechi timpuri. Aportul foarte ridicat pe care viteza vântului o are în puterea dezvoltată, disponibilitatea permanentă în timp și spațiu, lipsa poluării și a pericolelor (spre deosebire de energia nucleară) pe durata exploatarii, imposibilitatea de monopolizare (ca în cazul petrolului și a gazelor naturale) sunt câteva dintre avantajele energiei eoliene care au condus la concentrarea eforturilor de cercetare din ultimii ani pentru a găsi soluții cât mai eficiente și cât mai ieftine de generare a energiei electrice din această sursă.

Conform unui studiu referit în (Chiras, 2010), dacă s-ar construi centrale eoliene în zonele cu cele mai puternice vânturi de pe glob, s-ar putea produce de 13 ori mai multă energie electrică decât este produsă în prezent prin toate metodele. Aceasta este unul dintre argumentele care justifică importanța energiei eoliene în restructurarea prezentă a metodelor de generare a energiei electrică.

Centralele eoliene folosesc energia cinetică a vânturilor pentru a o transforma în energie electrică folosind un rotor cuplat la un generator electric. Pe parcursul anilor, mai multe tipuri de centrale eoliene cu diferite construcții și abordări ale eficientizării transformării energiei dintr-un tip în altul au fost propuse. Principala diferențiere a centralelor eoliene experimentate are la bază rotorul care poate fi cu ax orizontal (de tip Darrieus, Savonius, combinat sau în forma de H) sau cu ax vertical (cu direcția utilă de acționare a vântului din față sau din spate, având una, două, trei sau mai multe pale). Tot pentru obținerea unui rezultat cât mai bun, centralele eoliene pot fi plasate pe uscat (*eng. onshore*) sau în apă, în largul unei mări sau al unui ocean (*eng. offshore*), fiecare poziționare având avantaje și dezavantaje.

Popularitatea tot mai mare a centralelor eoliene, datorată în principal prețului redus al energiei electrice produse, a dus la intensificarea studiilor privind soluțiile de întreținere ale acestor dispozitive. Costurile de reparare și de întreținere reprezintă o parte semnificativă din prețul de operare al unei centrale eoliene. Aceste prețuri sunt mult mai ridicate pentru centralele construite în largul mării decât pentru cele construite pe uscat. Astfel, diverse soluții pentru sisteme de detecție și de localizare a anomaliei apărute în componentele unei centrale eoliene au fost dezvoltate de-a lungul timpului, motivate fiind de faptul că o detecție cât mai rapidă a unei anomalii, eventual chiar prediciția apariției acestora, poate extinde durata de viață a unei centrale, poate reduce costurile de reparație și poate oferi o variantă de funcționare a centralei

la performanțe mai reduse dar care să nu necesite oprirea totală (Ozdemir, et al., 2011) (Tabatabaeipour, et al., 2012).

Această lucrare își propune găsirea unor metode de detecție și localizare a anomalilor care pot apărea într-o centrală eoliană. În acest scop este propusă o modalitate de creștere a acurateței analizei de semnal utilizând Transformata Fourier Rapidă ce are la bază interpolarea semnalului discret obținut prin măsurare. Pentru aplicarea practică a acestor metode, se va folosi un model al unei centrale eoliene construit în MATLAB și în Simulink, descris succint în (Odgaard, et al., 2009). Se va urmări ca metodele aplicate și rezultatele obținute să poată sta la baza construirii unui bloc care să funcționeze în timp real și care să aibă ca scop detecția, localizarea și luarea deciziilor în funcție de severitatea și de poziția anomaliei găsite.

Lucrarea este structurată în 6 capitole. După acest capitol introductiv care definește cadrul general al lucrării, urmează capitolul al doilea în care se detaliază câteva aspecte ale energiei eoliene și ale producerii vânturilor. Următorul capitol prezintă evoluția centralelor eoliene cu scopul de a se justifica beneficiile design-ului actual, iar în capitolul al patrulea se descrie funcționarea unei centrale eoliene și se particularizează expunerea pe modelul construit în MATLAB și în Simulink pe care se bazează experimentele făcute. Capitolul al cincilea detaliază tehniciile de detecție ale anomalilor, ale căror rezultate sunt descrise în penultima secțiune. Tot aici, în secțiunea a cincea, este prezentată pe larg și varianta de îmbunătățire a rezultatelor Transformantei Fourier Rapide prin interpolarea semnalului analizat. Ultimul capitol conține concluziile referitoare la rezultatele obținute în urma aplicării tehniciilor descrise de detecție ale anomalilor, precum și direcțiile viitoare de cercetare.

Capitolul 2. Energia eoliană

Odată cu dezvoltările recente din toate domeniile, nevoia de energie și în special de energie electrică a suferit o creștere importantă. În graficul din Fig. 2.1 se poate observa această creștere a consumului de energie electrică raportată la populația globală. Inițial, acest surplus de energie a fost furnizat prin folosirea combustibililor fosili. În graficul din Fig. 2.2 se observă evoluția raporturilor surselor de producere a energiei electrice între anii 1971 și 2012. Însă această soluție a dus la o creștere îngrijorătoare a încălzirii globale și a nivelului de poluare dar și la o scădere a acestor resurse neregenerabile. A apărut astfel necesitatea unei metode alternative de satisfacere a cererii de energie la un preț cât mai redus.

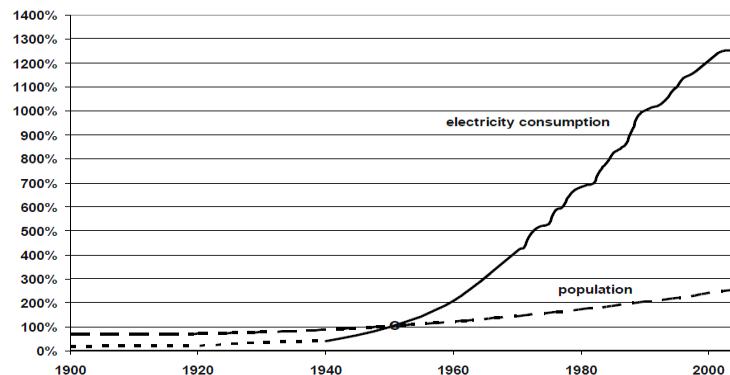


Fig. 2.1 Creșterea consumului de energie electrică raportată la populația globală (Gasch & Twele, 2012)

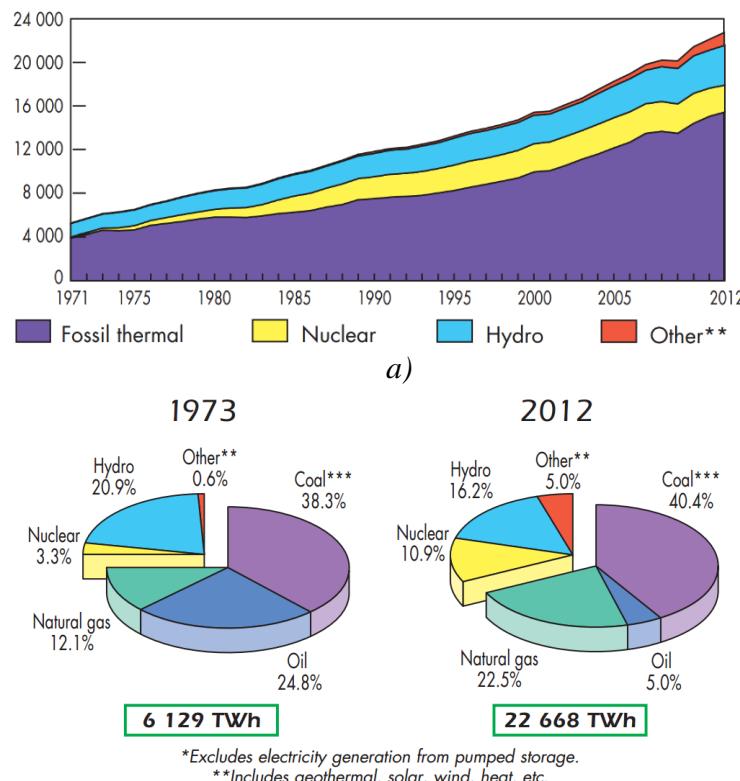


Fig. 2.2 Raportul surselor energiei electrice (TWh) produsă între anii 1971 și 2012 (a), situațiile din anii 1973, respectiv 2012 fiind detaliate separat (b)) (International-Energy-Agency, 2014)

În acest moment, utilizarea resurselor regenerabile ale Pământului a căpătat o importanță deosebită. Sursele de energie care au la bază vântul, soarele, apa, căldura din interiorul Pământului și hidrogenul reprezintă soluții viabile pentru generarea de energie și depășesc dezavantajele folosirii combustibililor fosili și a energiei nucleare.

Energia eoliană a redevenit astfel o sursă majoră de interes, datorită avantajelor pe care le prezintă dar și datorită cercetărilor avansate din ultima perioadă. Avantajele folosirii acestui tip de energie includ timpul foarte redus de construcție și de amplasare a dispozitivelor care produc energie din aceste surse. Astfel se reduce riscul generat de o investiție într-o construcție de lungă durată ca în cazul unei centrale nucleare. Prezența pe toată suprafața globală a acestei surse de energie și disponibilitatea folosirii fără nici un cost reprezentă alte avantaje importante (Mukund, 1999). Energia produsă de către centralele eoliene poate fi furnizată în rețeaua națională prin liniile de rețea deja existente, nefiind necesare construcții noi

(Chiras, 2010). Folosirea energiei eoliene implică în același timp avantaje economice (reducerea costurilor energiei electrice), politice (este diminuată dependența de țările care au bogate resurse de petrol, gaze naturale sau cărbuni) dar și sociale (pericolul producerii unor accidente cu efecte devastatoare ca în cazul centralelor nucleare este redus la zero). Însă principalul avantaj al folosirii energiei eoliene este că acest tip de energie este disponibil gratuit oriunde și oricând.

Însă există și unele dezavantaje, cum ar fi faptul că sunt variabile în timp. Vânturile au o comportare care variază pe parcursul mai multor ani (sunt necesare informații preluate pe durata a 30 de ani pentru a putea face o predicție a comportării vânturilor pe termen lung), al unui anotimp (intensitatea vântului este mai ridicată în timpul toamnei și a iernii), a unei zile (datorită încălzirii diferite a Pământului pe parcursul unei zile) sau pe termen scurt (turbulențe) (Manwell, et al., 2009). Astfel, o centrală eoliană generează electricitate în 65% - 80% dintr-un an, generarea la capacitate maximă realizându-se în 10% din timpul de funcționare. Există și alte dezavantaje ale energiei eoliene însă nu la fel de importante, fiind demonstrat că efectul lor este minor: zgomotul produs în timpul funcționării (zgomotul unei centrale eoliene plasată la o distanță de 300 metri (55 dB) este similar ca intensitate cu zgomotul produs de un frigider casnic), cresc mortalitatea păsărilor (la nivel global, centralele eoliene cauzează moartea pentru 50 de mii de păsări, în timp ce pisicile cauzează moartea pentru 270 de milioane de păsări; un alt studiu arată că la fiecare 10 mii de păsări omorâte de către activitățile desfășurate de oameni, doar o singură pasare este omorâtă de către o centrală eoliană), afectează habitatul animalelor (centralele eoliene se plasează lângă liniile de transport de energie, acolo unde deja a fost modificat anterior habitatul animalelor datorită construcției stâlpilor de înaltă tensiune), interferează cu undele radio (palele centralelor actuale sunt făcute din materiale care nu interferează cu undele radio) (Chiras, 2010) (American Wind Energy Association, fără an).

Nevoia tot mai mare de energie electrică la un preț redus și fără poluare a determinat relansarea folosirii energiei eoliene la un nivel mult mai ridicat. Numeroasele cercetări și descoperiri efectuate în domeniul energiilor regenerabile și în special al energiei eoliene, susținute de acorduri guvernamentale („U.S. Federal Wind Energy Programme” în anul 1973, Protocolul de la Kyoto din anul 1997) au făcut ca importante dezvoltări în această direcție să aibă loc (Hau, 2013) (Gasch & Twele, 2012). Astfel, puterea electrică dezvoltată de către o centrală eoliană a crescut de la 50 kW în anul 1985 la 10 MW în anul 2015 odată cu dimensiunea acestora (Fig. 2.3), iar prețul a scăzut în Statele Unite de la 55 de centi în anul 1980 la 4 centi în anul 2014 pentru un kWh de energie eoliană produsă (American Wind Energy Association, 2014). La sfârșitul anului 2014, un număr impresionant de centrale eoliene au fost deja instalate în Europa, producând cantități însemnante de energie (Fig. 2.4). Însă cel mai mare număr de centrale eoliene sunt instalate în China, acolo unde este și cel mai mare parc eolian, „Gansu”, care dezvoltă o putere de 6 GW. În România există parcul eolian „Fântânele-Cogealac” în județul Constanța, unul dintre cele mai mari din lume, alcătuit din 240 de centrale eoliene care dezvoltă o putere de 600 MW (Fig. 2.5).

În prezent, cea mai mare centrală eoliană este *SeaTitan* produsă de compania americană *AMSC*. Aceasta dezvoltă o putere de 10 MW și este destinată plasării în largul mării (*eng. offshore*), are o înălțime a turnului de 125 metri, iar diametrul rotorului este de 190 metri.

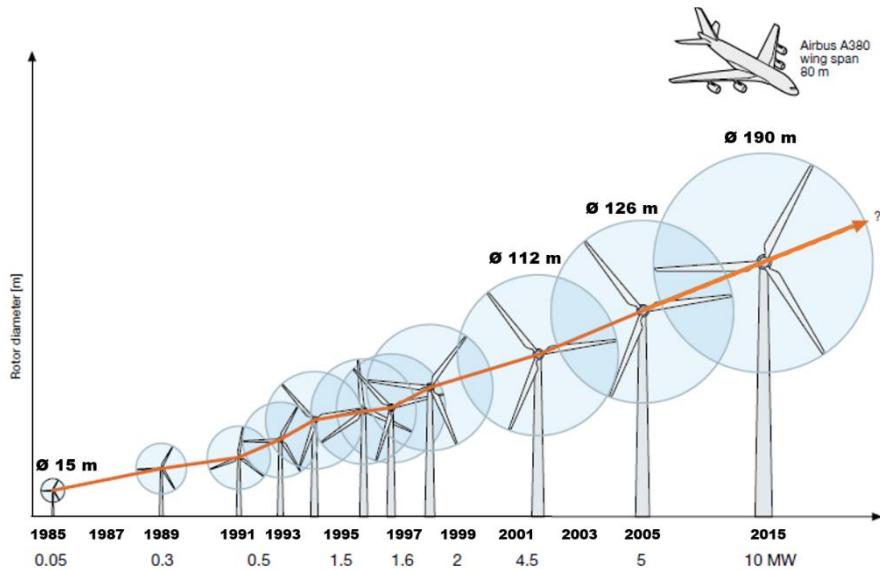


Fig. 2.3 Puterea maximă dezvoltată de către o centrală eoliană (MW) între anii 1985 și 2015 raportată la diametrul rotorului (m) (ABB, 2011)

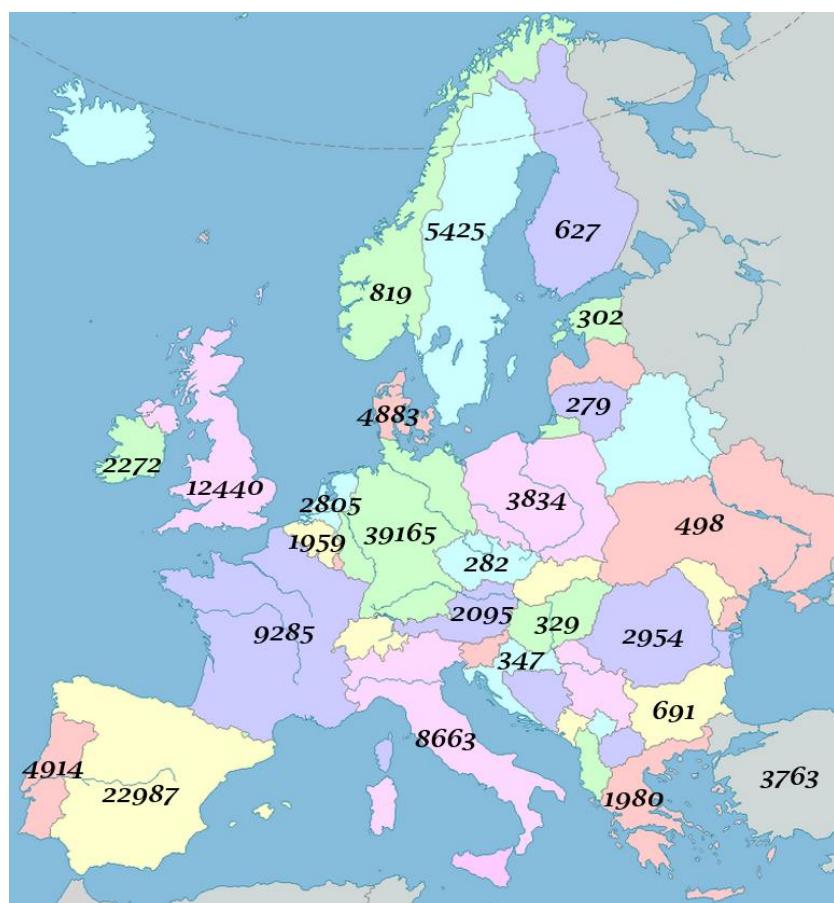


Fig. 2.4 Puterea (MW) cumulată a tuturor centralelor eoliene instalate până la sfârșitul anului 2014 în țările din Europa (Global Wind Energy Council, 2015)



Fig. 2.5 Parcul eolian „Fântânele-Cogealac” din județul Constanța, România (CEZ Group, 2012)

2.1 Generarea vânturilor

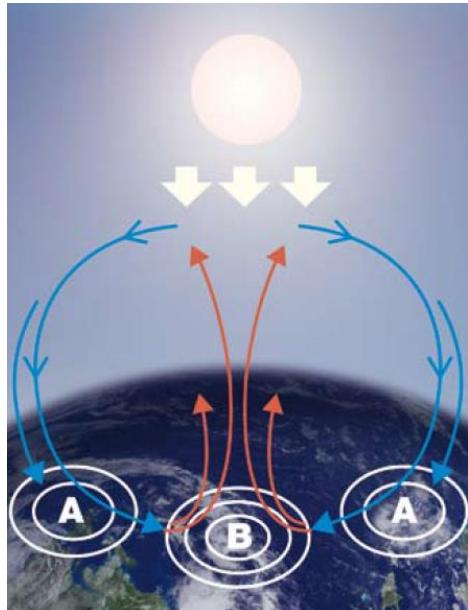


Fig. 2.6 Generarea vânturilor ca urmare a diferențelor de presiune apărute datorită încălzirii diferențe (A – zone cu temperatură scăzută dar cu presiune atmosferică ridicată, B – zonă cu temperatură ridicată dar cu presiune atmosferică scăzută) (ABB, 2011)

Pământul eliberează continuu în atmosferă căldura primită de la Soare într-un mod inegal. În zonele în care mai puțină căldură este eliberată, presiunea atmosferică crește, în timp ce în zonele în care mai multă căldură este eliberată, aerul din atmosferă se încălzește și presiunea atmosferică scade. Deoarece există o tendință generală de a se egala presiunea atmosferică, aerul se deplasează din zonele cu presiune mai ridicată spre zonele cu presiune mai scăzută. Astfel iau naștere vânturile, ca deplasări ale maselor de aer cu diferite viteze între zone cu presiuni diferite (Fig. 2.6). Cu cât este mai mare diferența de presiune, cu atât viteza de deplasare a maselor de aer este mai mare (ABB, 2011). Datorită dependenței directe dintre vânturi și Soare, energia eoliană mai este numită și „energie solară alternativă” (Chiras, 2010).

Generarea și deplasarea vânturilor sunt influențate de numeroși factori, cei mai importanți fiind încălzirea inegală a Soarelui, efectul Coriolis și condițiile geografice (Tong, 2010).

Deoarece razele soarelui sunt perpendiculare pe Ecuator și paralele la cei doi poli, zona Ecuatorului primește mai multă căldură. Suprafața Pământului este acoperită în unele zone de apă, gheăță, de diferite tipuri de soluri și de vegetație, toate acestea având comportări diferite (absorbție, reflexie) atunci când sunt expuse la

razele solare. Unele dintre zonele preferate pentru așezarea centralelor eoliene datorită prezenței permanente și a vitezei ridicate a vânturilor este pe țărmul mărilor sau oceanelor. Structura suprafeței Pământului (munți, dealuri, văi) determină de asemenea o încălzire diferită a atmosferei ceea ce conduce la variații ale presiunii atmosferice, factorul determinant pentru apariția vânturilor (Tong, 2010).

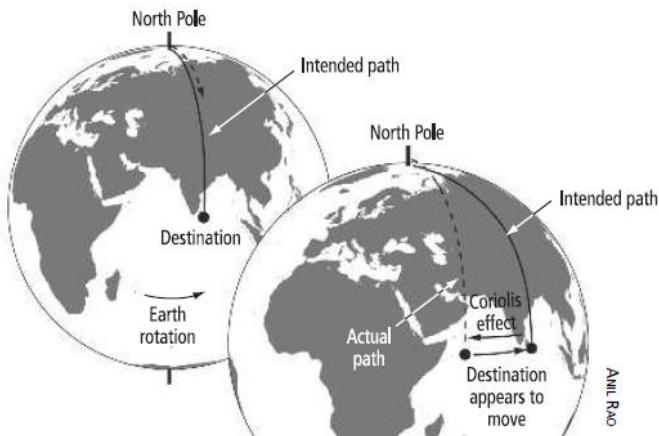


Fig. 2.7 Efectul Forței Coriolis (Chiras, 2010)

deplasare. De exemplu, pasurile de munte determină o creștere în viteza apariției efectului de forfecare. Frecarea datorată diferitelor tipuri de suprafețe influențează de asemenea viteza vânturilor (Tong, 2010).

Puterea produsă de către vânturi poate fi exprimată matematic prin relația (2.1), unde d este densitatea aerului, A este aria rotorului centralei eoliene și v este viteza vântului (Chiras, 2010).

$$P = \frac{1}{2} \cdot d \cdot A \cdot v^3 \quad (2.1)$$

Energia eoliană este o importantă resursă disponibilă peste tot pe suprafața Pământului. Fiecare zonă este caracterizată de proprietăți diferite (variabilitate, viteză, direcție). Astfel, atunci când se dorește instalarea unei centrale eoliene sau a unui parc de centrale eoliene într-o anumită zonă, este necesară studierea vânturilor din acea zonă. Un anemometru este plasat la

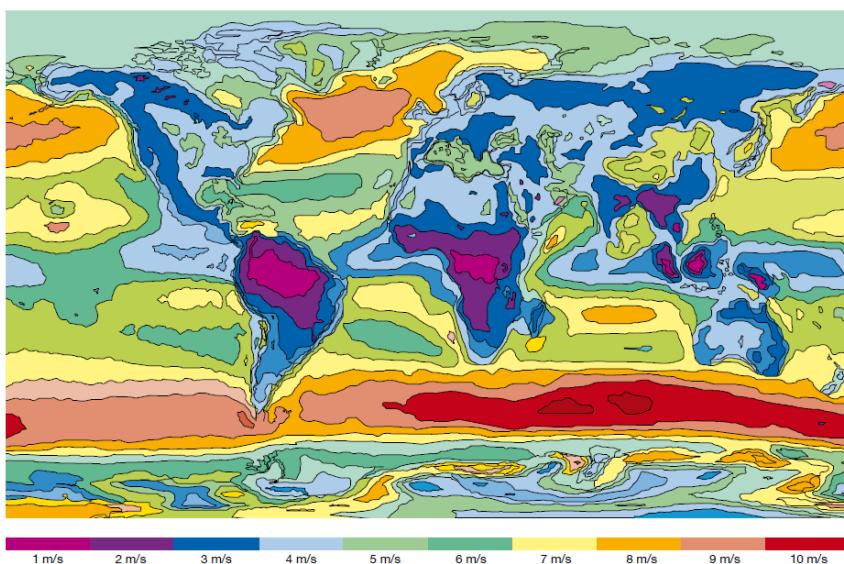


Fig. 2.8 Harta globală a mediei vitezei vânturilor (m/s) la o înălțime de 10 metri (ABB, 2011)

Direcția vânturilor nu este dinspre centrul zonei cu presiune ridicată spre centrul zonei cu presiune scăzută. Mișcarea de rotație a Pământului determină apariția forței Coriolis care face ca în emisfera nordică tendința direcției vânturilor este de a se deplasa ușor spre partea dreaptă, în timp ce în emisfera sudică tendința direcției este de a se deplasa ușor spre partea stângă (Fig. 2.7) (ABB, 2011).

Unele componente geografice întâlnite de către masele de aer în deplasarea lor influențează viteza de creștere în viteză, în timp ce copaci

diferite înălțimi cu care sunt măsurate apoi valorile vitezei vântului în diferite perioade ale anului (Fig. 2.8). În funcție de datele colectate, se stabilește dacă zona este propice pentru valorificarea energiei eoliene precum și dimensiunile pe care trebuie să le aibă centrala eoliană (înălțimea turnului, lungimea palelor) (ABB, 2011) (Chiras, 2010).

Capitolul 3. Evoluția centralelor eoliene

Încă din cele mai vechi timpuri, omenirea a folosit sub diverse forme puterea generată de vânturi. Una dintre primele utilizări a fost în transporturi: navigarea corăbiilor pe fluviul Nil în urmă cu 5000 de ani. Treptat, acest tip de energie a început să fie folosit pentru măcinarea cerealelor și pentru transportul apei necesare în gospodării și pentru irigații. Aceste dispozitive au fost denumite **Mori de Vânt** și au fost dezvoltate pentru a transforma energia vântului într-o altă formă de energie mecanică cu rolul de a deservi un anumit scop (Chiras, 2010). Potrivit istoricilor, primele mori de vânt au fost folosite de către împăratul Hammurabi al Babiloniei pentru irigații în jurul anului 1700 î.e.n. (Johnson, 1985), însă aceste informații nu sunt susținute de dovezi concrete.

Prima atestare documentară a folosirii unei mori de vânt datează din anul 200 î.e.n. (Sathyajith, 2006). Acestea erau așezate pe teritoriul Persiei și se spune că ar fi fost folosite încă de la mijlocul secolului al șaptelea î.e.n. (Johnson, 1985). Ruinele ale acestor mori de vânt cu ax vertical pot fi văzute și în prezent (*Fig. 3.1*), pe teritoriul Afganistanului și Iranului (Manwell, et al., 2009) (Gasch & Twele, 2012).

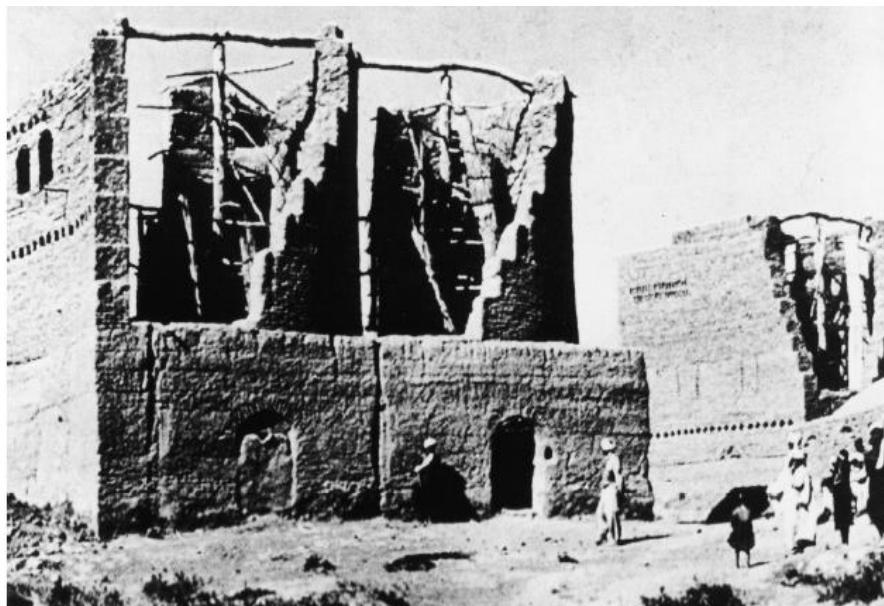


Fig. 3.1 Ruine ale unor mori de vânt cu ax vertical de pe teritoriul Afganistanului (Gasch & Twele, 2012)

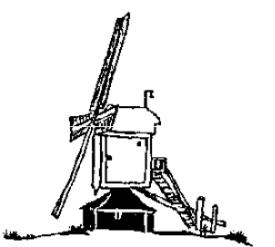
În Europa, morile de vânt au început să fie folosite în jurul anului 1200 e.n. (în Anglia au apărut în anul 1191) pe baza informațiilor culese cu ocazia cruciadelor din orient (Wagner & Mathur, 2009) și a călătoriilor vikingilor (Manwell, et al., 2009). Utilizarea predominantă era pentru măcinarea cerealelor, iar diferența față de morile din orient era dată poziția orizontală a axului spre deosebire de poziția verticală (Sathyajith, 2006). Olandezii au conceput în secolul al 16-lea o structură a acestor mori cu unele inovații și cu un aspect foarte plăcut (eng. *Smockmill*) (*Fig. 3.2*). Turnul avea o formă circulară sau poligonală, fiind construit din lemn sau din cărămizi. La schimbarea direcției vântului, rotorul trebuia rotit manual (la unele versiuni anterioare (eng. *Post mill*) (*Fig. 3.3*) întregul turn trebuia rotit, nu numai rotorul), iar pânza care acoperea palele era înălțatată atunci când vântul devinea prea puternic, pentru a preveni distrugerea morii (Sathyajith, 2006). Treptat, scopurile folosirii morilor de vânt s-au diversificat: drenarea solului mlăștinios (în special în Olanda), tăierea lemnului precum și antrenarea diferitelor unelte (Manwell, et al., 2009). Diferitele structuri care au fost concepute pe parcursul timpului pot fi văzute în *Fig. 3.4*.



Fig. 3.2 Moară de vânt europeană care permitea rotirea manuală doar a rotorului la schimbarea direcției vântului (eng. Smockmill) (Manwell, et al., 2009)



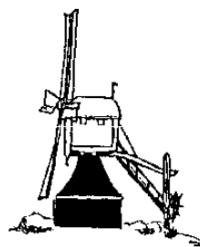
Fig. 3.3 Moară de vânt de pe teritoriul Angliei care permitea rotirea manuală a întregului turn la schimbarea direcției vântului (eng. Post mill) (Sathyajith, 2006)



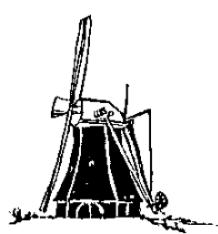
Post mill (1100s)



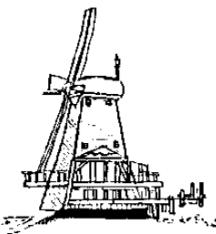
Tower mill (1300s)



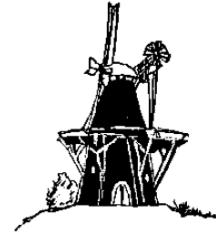
Wipmolen (1400s)



Dutch smockmill (1500s)



Paltrock mill (1600s)



Gallery smock mill (1700s)

Fig. 3.4 Tipurile de mori de vânt cu ax orizontal concepute de-a lungul timpului (cu negru sunt marcate părțile fixe, iar cu alb cele rotative) (Gasch & Twele, 2012)

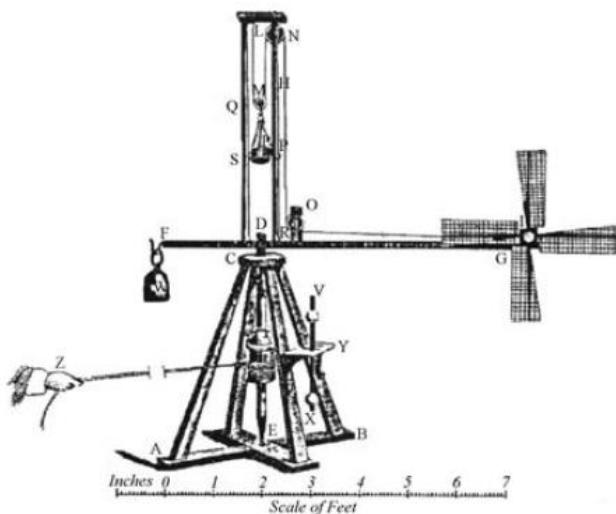


Fig. 3.5 Dispozitivul de testare inventat de John Smeaton pentru studierea efectelor diferitelor configurații ale rotorului unei mori de vânt (Manwell, et al., 2009)

Vântul a continuat să reprezinte o sursă importantă de energie în Europa până la Revoluția Industrială. Acest tip de energie a început atunci să decadă datorită creșterii popularității folosirii cărbunelui dar și datorită lipsei de cunoștințe care să ridice puterea eoliană la adevărata sa valoare. Avantajele folosirii cărbunilor în detrimentul energiei eoliene erau date de faptul că puteau fi transportați oriunde era nevoie și puteau fi folosiți oricând era nevoie, spre deosebire de vânturi care nu puteau fi transportate și nici înmagazinate. În plus, folosirea unei anumite cantități pentru alimentarea unui motor cu aburi de exemplu, determina în mod direct puterea mecanică dezvoltată (Manwell, et al., 2009) spre deosebire de cazul morilor de vânt unde nu se descoperise încă o metodă de reglare a puterii obținute.



Fig. 3.6 Moară de vânt din Statele Unite folosită pentru extragerea apei (Manwell, et al., 2009)

absenței vânturilor. Succesul acestei mori de vânt a determinat construirea a aproximativ 6,5 milioane de unități în Statele Unite între anii 1880 și 1930. Multe dintre acestea încă sunt folosibile și în prezent (Johnson, 1985).

Sfârșitul secolului al 19-lea a marcat apariția generatoarelor de curent electric. Una dintre variantele de a le folosi a fost împreună cu morile de vânt (Manwell, et al., 2009). Puterea

La începutul secolului al 18-lea, cercetătorul englez John Smeaton a inventat primul dispozitiv pentru testarea și evaluarea performanțelor morilor de vânt (Fig. 3.5). Pe baza testelor efectuate în laborator, acesta a descoperit că se poate obține o eficiență mai ridicată dacă palele rotorului sunt rotite în jurul axei longitudinale cu un anumit unghi (eng. pitch angle). Alte observații (creșterea suprafeței palelor peste o anumită limită nu mai determină o creștere a puterii dezvoltate de către rotor, viteza vârfurilor palelor este proporțională cu viteza vântului, etc.) au reprezentat descoperiri importante care însă nu au fost valorificate în acea perioadă dar aveau să stea la baza dezvoltărilor ulterioare ale morilor de vânt (Gasch & Twele, 2012) (Manwell, et al., 2009).

La mijlocul anilor 1700, coloniștii olandezi au construit versiunile lor de mori de vânt și pe continentul american. Nevoia fiecărei familiilor de a extrage apă care se afla la adâncimi relativ mici în sol a condus la construirea la mijlocul anilor 1800 a unui nou de tip de moară de vânt, denumită *American Multibladed wind turbine* (Fig. 3.6) (Johnson, 1985). Aceasta avea dimensiuni mici, era foarte rezistentă datorită construcției metalice și avea încorporat un sistem rudimentar de reglare care permitea funcționarea fără supraveghere unui operator uman. Acest sistem de reglare avea să stea la baza automatizării ulterioare a morilor de vânt (Manwell, et al., 2009). Pompa la care era conectată această moară de vânt permitea și operarea manuală în cazul

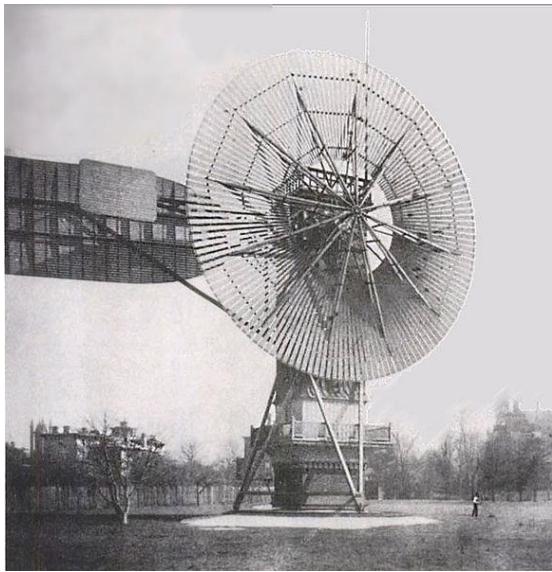


Fig. 3.7 Centrala eoliană introdusă de către Charles Brush (Righter, 1996)

mecanică obținută din transformarea energiei eoliene era aplicată generatorului, producând astfel electricitate. Astfel au luat naștere **Centralele Eoliene**. Unul dintre primele astfel de sisteme a fost conceput în Statele Unite (datorită popularității foarte ridicate a morilor de vânt din acea zonă) de către Charles Brush în anul 1888 (*Fig. 3.7*). Această centrală eoliană avea 144 de pale din lemn de cedru, diametrul rotațional era de 17 metri, iar puterea maximă furnizată era de 12 kW. Această centrală eoliană nu a fost produsă pe scară largă însă a servit ca inspirație pentru modelele mai reduse ca dimensiuni introduse de către Marcellus Jacobs (*Fig. 3.8*). Aceste centrale eoliene aveau doar trei pale, puteau fi conectate la rețeaua națională de energie electrică și aveau și un sistem de stocare a energiei (Manwell, et al., 2009).

În Danemarca, cercetările făcute de Poul La Cour au îmbunătățit eficiența acestor centrale eoliene. Acesta a reușit să construiască între anii 1891 și 1918 peste 100 de centrale eoliene care puteau dezvolta o putere între 20 și 35 kW. Design-ului contemporan al centralelor eoliene are la bază invenția lui Johannes Juul de după Primul Război Mondial, centrala eoliană cu trei pale Gedser (*Fig. 3.9*) (Manwell, et al., 2009).

Atunci când rețelele naționale de energie electrică s-au dezvoltat suficient de mult astfel încât să acopere majoritatea locuințelor, centralele eoliene și-au pierdut din popularitate deoarece erau o metodă de generare a electricității prea scumpă și care necesita reparații periodice (Wagner & Mathur, 2009). Însă cercetările și dezvoltările centralelor eoliene au fost reluate cu succes în anii 1950 de către pionieri în acest domeniu cum ar fi Ulrich Hütter în Germania (Wagner & Mathur, 2009).



Fig. 3.8 Centrala eoliană introdusă de către Marcellus Jacobs (Manwell, et al., 2009)



Fig. 3.9 Centrala eoliană Gedser introdusă de către Johannes Juul (Manwell, et al., 2009)

Începutul anilor 1960 a adus o nouă provocare pentru centralele eoliene: petrolul foarte ieftin din Orientul Mijlociu. Chiar dacă era o modalitate ieftină de producere a energiei electrice, energia eoliană nu putea concura cu acest rival (Gasch & Twele, 2012).

Însă anul 1973 a adus criza petrolului, atunci când prețul unui baril a crescut de patru ori. Astfel, problema majoră a surselor de energie neregenerabilă – nu sunt disponibile pe toată suprafața Pământului, iar cei care le dețin fixează prețul de export – a revenit în atenția marilor puteri. Statele Unite ale Americii au adoptat în același an „U.S. Federal Wind Energy Programme” în care alocau un buget de 200 de milioane de dolari pentru cercetările în domeniul energiei eoliene. Treptat, și alte țări (Canada, Danemarca, Suedia, Germania Federală) au început să se concentreze pe studierea posibilităților de a utiliza energia eoliană pentru a produce energie electrică astfel încât dependența energetică de alte state să fie redusă cât mai mult (Hau, 2013).

Numerouse cercetări și dezvoltări au fost făcute în anii următori, de către cercetători și companii din diferite țări. Deși unele proiecte nu au avut succes (MOD-5A), centralele eoliene proiectate fiind prea scumpe pentru a fi produse pe scară largă sau nefiind suficient de rezistente, altele au avut succes și au făcut istorie (Fig. 3.11, Fig. 3.10) (Hau, 2013). Treptat centralele eoliene au evoluat (**Error! Reference source not found.** dreapta), ajungând în prezent la dimensiuni ale rotorului de 190 metri și puteri de 10 MW.

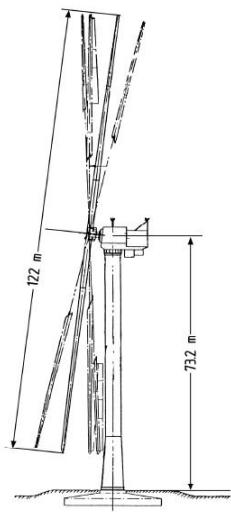


Fig. 3.11 Stânga: Centrala eoliană MOD-0 dezvoltată de către NASA (SUA) în anul 1975 (rotor de 38 metri și putere de 200 kW) (Hau, 2013)

Mijloc: Centrala eoliană WTS-75 dezvoltată în Suedia în anul 1982 (rotor de 78 metri și putere de 3 MW) (Hau, 2013)

Dreapta: Proiectul centralei eoliene MOD-5A dezvoltat în SUA în anul 1983 (rotor de 122 metri și putere de 7,3 MW) (Hau, 2013)



Fig. 3.10 Stânga: Centrală eoliană Éole de tip Darrieus (ax orizontal) dezvoltată în Canada în anul 1985 (înălțime de 100 metri și putere de 4 MW) (Hau, 2013)

Dreapta: Centrala eoliană Vestas V164 dezvoltată în Danemarca în anul 2013 (rotor de 164 metri, înălțime de 220 metri și putere de 8 MW) (Renewable-Energy-World, 2014)

Capitolul 4. Funcționarea centralelor eoliene

4.1 Clasificarea centralelor eoliene

Există multe metode diferite de a transforma energia cinetică din fluxul de aer în energie mecanică. Muzeele și oficiile de brevete conțin un număr foarte mare de astfel de idei, unele reușite, altele mai puțin. De-a lungul timpului, diferite modele de centrale eoliene au fost construite, mărindu-se treptat cantitatea de energie electrică produsă, concomitent cu scăderea costurilor de producție. S-a estimat faptul că anual are loc o creștere cu 5 procente în energia maximă care poate fi produsă de către o centrală eoliană datorită evoluțiilor continue în studierea proprietăților aerodinamice, dinamicii structurale și a micrometeorologiei (Tong, 2010).

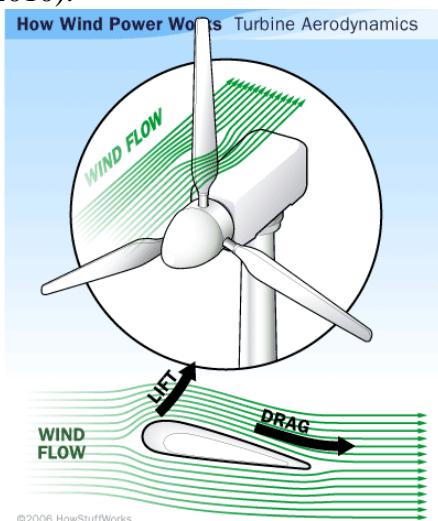


Fig. 4.1 Forțele de portanță (eng. lift) și de rezistență (eng. drag) care acționează asupra palelor unei centrale eoliene (Layton, 2006)

cu direcția vântului. Majoritatea centralelor eoliene comerciale se încadrează în această categorie. Viteza rotorului, respectiv puterea electrică generată la ieșire pot fi reglate prin rotirea palelor în jurul axelor longitudinale (eng. pitch angle). Avantajele acestor centrale sunt date de viteza mică necesară pentru începerea generării curentului electric (eng. cut-in wind speed) și de ușurința posibilităților de protecție a centralei de vânturile prea puternice prin rotirea orizontală sau verticală a rotorului (eng. furling system). Însă această categorie prezintă și unele dezavantaje cum ar fi necesitatea unui sistem de orientare a nacelei după direcția vântului. Amplificatorul de turăție și generatorul de curent electric trebuie să fie plasate în nacelă, ceea ce face ca proiectarea centralei să fie complicată (în funcție de masele componentelor trebuie găsită o poziționare astfel încât nacela să stea în echilibru în vârful turnului). Însă aceste tipuri de centrale au un coeficient de putere ridicat (Sathyajith, 2006).

Centralele eoliene cu ax orizontal se pot clasifica după numărul de pale ale rotorului (Fig. 4.2). Există centrale cu o singură pală (care necesită echilibrarea precisă a greutății palei printr-o contragreutate, proces care este complicat), cu două pale, cu trei pale (care sunt cele mai populare în prezent) sau cu mai multe pale. Centralele cu mai puține pale sunt mai ieftine (se economisește prețul de producție al palelor) și determină pierderi mai mici ale aerodinamice.

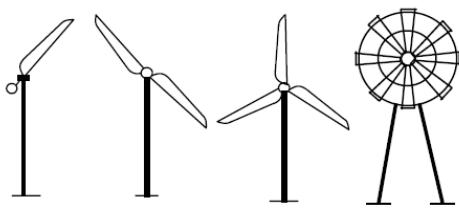


Fig. 4.2 Centrale eoliene cu ax orizontal cu o pală, două pale, trei pale, respectiv cu mai multe pale (Sathyajith, 2006)

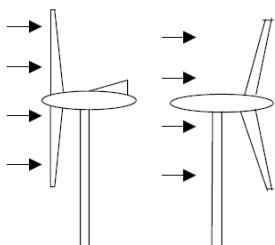


Fig. 4.3 Centrale eoliene cu ax orizontal care utilizează vânturile cu sensul din față, respectiv din spate (Sathyajith, 2006)

Pământului și a direcției vântului. Avantajul acestor centrale este că pot folosi vânturi din orice direcție, nemaifiind nevoie de sistemele de rotire a nacelei ca în cazul centralelor cu ax orizontal. Amplificatorul de turăție și generatorul de curent electric pot fi plasate la baza centralei eoliene, pe sol, ceea ce implică o construcție mai simplă a centralei. Operațiile de întreținere și de reparație ale acestor componente sunt mai ușor de efectuat, deoarece nu mai

trebuie făcute la o înălțime mare ca în cazul centralelor cu ax orizontal. Însă dezavantajul principal al acestor tipuri de centrale este necesitatea unui sistem de pornire în cele mai multe cazuri. Totodată, există o zonă cu aerodinamicitate foarte redusă care determină o eficiență scăzută deoarece la fiecare rotație completă a rotorului se trece prin acea zonă. Deși se dorește o viteza cât mai ridicată a rotorului, centralele eoliene de acest tip pot ajunge foarte rapid la viteze foarte mari de rotație care trebuie să fie controlate și supravegheate foarte precis. Necesitatea unor cabluri de susținere a rotorului reprezintă un alt dezavantaj care împreună cu celelalte dezavantaje determină o popularitate scăzută a acestor tipuri de centrale eoliene (Sathyajith, 2006).

După construcția rotorului, centralele eoliene cu ax vertical pot fi de tip Darrieus, de tip Savonius sau de tip Musgrove (în formă de „H”) (Fig. 4.4, Fig. 4.5). Centralele eoliene de tip *Darrieus* folosesc forța aerodinamică de portanță, au o viteza de rotație foarte ridicată (ceea ce o fac foarte folosită pentru generarea de curent electric), necesită un sistem de pornire, iar cuplul maxim este produs de două ori la fiecare rotație. Centralele eoliene de tip *Savonius* folosesc forța aerodinamică de rezistență și sunt alcătuite

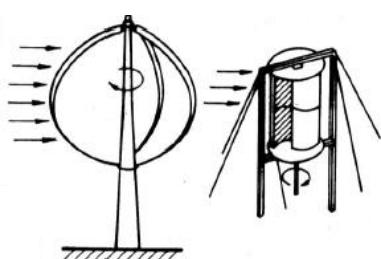


Fig. 4.4 Centrale eoliene cu ax vertical de tip Darrieus, respectiv de tip Savonius (Lateș, 2012)

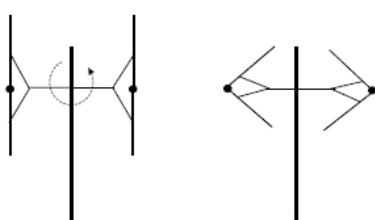


Fig. 4.5 Centrală eoliană cu ax vertical de tip Musgrove în repaus, respectiv în rotație la o viteză ridicată (Sathyajith, 2006)

din două pale de forma unei jumătăți de cilindru aranjate în forma literei „S”. Pentru a echilibra fluctuațiile cuplului, unele centrale din acest tip sunt compuse din mai multe rotoare în formă de „S” fixate una deasupra alteia însă rotite cu 90°. Aceste centrale nu necesită sisteme de pornire, au o viteză mică de rotație, însă dezvoltă un cuplu ridicat. Centralele eoliene de tip *Musgrove* folosesc forță aerodinamică de portanță și sunt alcătuite din două pale așezate vertical, legate de un ax orizontal, formând o construcție în forma literei „H”. La viteze mari de rotație, palele au posibilitatea de a se îndoi față de punctul de articulație cu axul orizontal datorită forței centrifugale. Astfel este eliminat riscul formării unor forțe aerodinamice ridicate care ar acționa asupra palelor centralei (Sathyajith, 2006).

Toate centralele eoliene, indiferent de tipul constructiv, pot fi așezate pe uscat (eng. *onshore*) sau în apă (eng. *offshore*). Cele care sunt așezate pe uscat sunt mai ușor accesibile pentru supraveghere și pentru operații de menenanță însă au nevoie de turnuri mai înalte datorită obstacolelor care pot apărea pe direcția vânturilor (de exemplu, copaci) și care determină o schimbare a comportării fluxului de aer. Aceste schimbări nu sunt benefice obținerii unei cantități cât mai mare de energie electrică (Khaligh & Onar, 2010).

Majoritatea centralelor eoliene folosite în prezent sunt cu ax orizontal, au trei pale și un singur rotor, iar vântul care bate din fața centralei este cel util, fiind cel care se folosește pentru producerea energiei electrice. Lucrarea se va concentra în continuare pe acest tip de centrală eoliană. Puterea acestor centrale depinde de scopul folosirii: pentru aplicații domestice se folosesc centralele de putere mică, pentru o comunitate mică sau pentru aplicații economice (cabane) se folosesc cele de putere medie, iar pentru comunități mari sau pentru furnizarea energiei electrice în rețeaua națională se folosesc cele de putere mare (Lateș, 2012).

4.2 Alcătuirea și funcționarea unei centrale eoliene

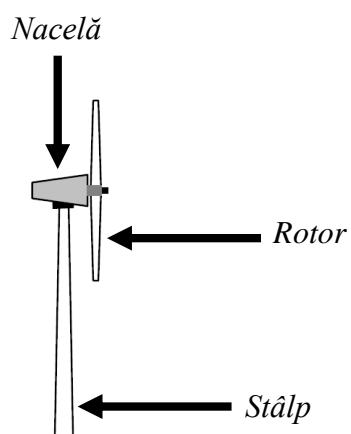


Fig. 4.6 Elementele principale ale unei centrale eoliene

Elementele principale ale unei centrale eoliene sunt stâlpul, nacela și rotorul (Fig. 4.6).

Stâlpul are scopurile principale de a susține nacela și rotorul la înălțimea optimă rezultată în urma proiectării și de a menține întreaga structură neafectată de vibrațiile care apar datorită variațiilor vitezei vântului. Interiorul stâlpului este traversat de cabluri electrice care conectează ieșirea generatorului electric de liniile de transport a energiei, situate în pământul de sub centrala eoliană (Khaligh & Onar, 2010).

Înălțimea stâlpului este aleasă astfel încât să se obțină un raport cât mai bun între costurile necesare (producție, transport și instalare) și energia care poate fi produsă (Wagner & Mathur, 2009). În plus, înălțimea stâlpului diferă la centralele eoliene poziționate pe uscat față de cele poziționate în apă. La înălțimi mai mari, vânturile au mai puține turbulențe, ceea ce este un avantaj pentru generarea cât mai eficientă a energiei electrice. Însă o înălțime mai mare implică în același timp și apariția unor probleme de stabilitate. Pe suprafața apei în general nu există obstacole, ceea ce favorizează utilizarea unor centrale eoliene cu înălțimi mai reduse. Pentru centralele eoliene plasate pe uscat trebuie să se ia în considerare toate obstacolele care determină

modificări ale comportamentului vânturilor, cum ar fi copacii, munții, dealurile și.a. (Khaligh & Onar, 2010).

Problema principală în proiectarea stâlpilor este dinamica întregii structuri. Trebuie să se ia cont de frecvențele de rezonanță atât ale stâlpului cât și ale nacelei și ale rotorului la schimbarea frecvențelor din compoziția vânturilor (Mukund, 1999).

Pentru centralele eoliene de putere mare, stâlpii pot fi construiți sub formă tubulară din oțel sau din beton sau pot fi zăbreliți. Pentru centralele eoliene de putere mică se pot folosi și stâlpi susținuți de cabluri (Fig. 4.7) (Mukund, 1999).

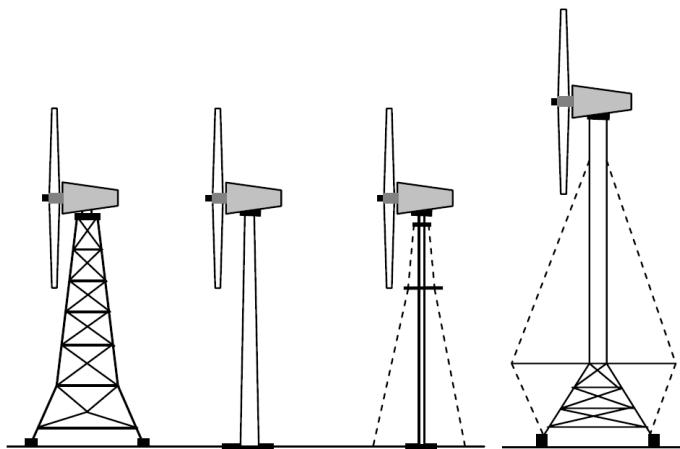


Fig. 4.7 Principalele tipuri de stâlpi folosiți pentru centralele eoliene (de la stânga la dreapta: stâlp zăbrelit, stâlp cilindric, stâlp susținut de cabluri și stâlp hibrid) (Burton, et al., 2001)

eoliene cu înălțimi mai mari de 100 de metri (Khaligh & Onar, 2010). Atât aceste tipuri de stâlpi cât și cei cilindrici din oțel au avantajul dat de faptul că în interiorul lor se pot păstra scările sau liftul de acces pentru ajungerea în nacela, deplasarea operatorilor făcându-se mai ușor și mai sigur (ABB, 2011).

Stâlpii zăbreliți au avantajul unui cost mai redus deoarece necesită mai puțin de jumătate din cantitatea de material care este necesară pentru construcția unui stâlp cilindric. Totodată, modificările comportării vântului la întâlnirea unui astfel de stâlp sunt mai reduse datorită suprafetei mai mici față de cazul stâlpilor din beton sau din oțel. Însă aceste avantaje sunt contrabalanse de timpul mai îndelungat de construcție care implică costuri mai ridicate pentru plata muncitorilor. Acest dezavantaj împreună cu aspectul estetic mai puțin atractiv au condus la o dispariție aproape completă a acestor tipuri de stâlpi (Khaligh & Onar, 2010).

Stâlpii susținuți de cabluri au o dimensiune foarte redusă ceea ce implică o reducere a costurilor materialelor necesare. și în acest caz, stâlpii determină modificări mai reduse în comportamentul vânturilor datorită suprafetei mai mici. Însă în acest caz, accesul în jurul centralelor eoliene este mai dificil, datorită cablurilor de susținere legate de pământ. Astfel, aceste centrale eoliene sunt folosite în cazul parcurilor eoliene și nu în mod individual, pentru o gospodărie (Khaligh & Onar, 2010).

Există și abordări hibride, cum ar fi construcția unui stâlp din beton la bază și din oțel spre vârf, pentru a beneficia de avantajele ambelor tipuri de materiale și pentru a obține un cost de producție mai redus (Khaligh & Onar, 2010).

În funcție de tipul stâlpului folosit și de tipul solului pe care este așezată centrala eoliană, diferite tipuri de fundații pot fi folosite (sub formă de placă, un singur pilon, mai mulți piloni, prin prelungirea cadrului cu piloni în cazul stâlpilor zăbreliți, și.a.) (Fig. 4.8) (Burton, et al., 2001).

Stâlpii cilindrici din oțel reprezintă cele mai folosite soluții pentru susținerea nacelei și a rotorului. Acești stâlpi sunt alcătuși din mai multe secțiuni de lungime de 20 – 30 de metri care se prind unele de altele prin intermediul șuruburilor. Forma acestor secțiuni este conică, cu diametrul cel mai mare la bază pentru a mări stabilitatea dar și pentru a economisi materiale (Khaligh & Onar, 2010).

Stâlpii cilindrici din beton au devenit mai populari în ultima perioadă datorită costurilor mai scăzute de producție față de cazul stâlpilor din oțel, pentru centralele

eoliene cu înălțimi mai mari de 100 de metri (Khaligh & Onar, 2010). Atât aceste tipuri de stâlpi cât și cei cilindrici din oțel au avantajul dat de faptul că în interiorul lor se pot păstra scările sau liftul de acces pentru ajungerea în nacela, deplasarea operatorilor făcându-se mai ușor și mai sigur (ABB, 2011).

Rotorul este cea mai importantă și cea mai proeminentă componentă a unei centrale eoliene. Acesta primește energie cinetică de la vânturi și are rolul de a o transforma în energie

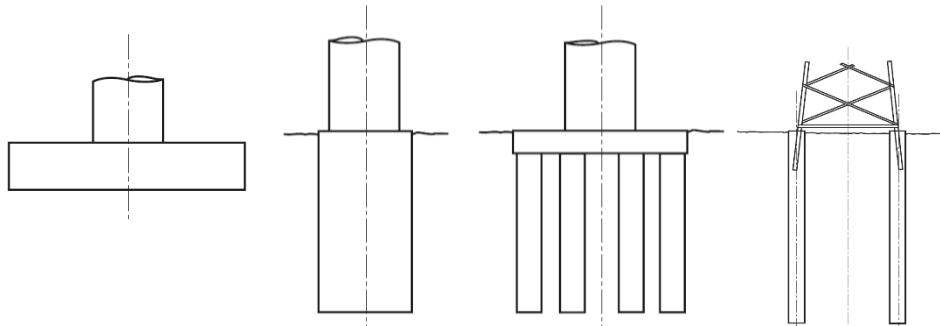


Fig. 4.8 Tipuri de fundații pentru stâlpuri centralelor eoliene (de la stânga la dreapta: fundație tip placă, fundație cu un singur pilon, fundație cu mai mulți piloni și fundație cu piloni în prelungirea cadrului stâlpului zăbrelit) (Sathyajith, 2006)

mecanică de rotație aplicată axului de care este conectat. Cantitatea de energie pe care vântul o transferă rotorului depinde de densitatea aerului, de suprafața rotorului și de viteza vântului (Wagner & Mathur, 2009). Elementele principale din care este alcătuit rotorul sunt: palele, butucul și axul (Sathyajith, 2006).

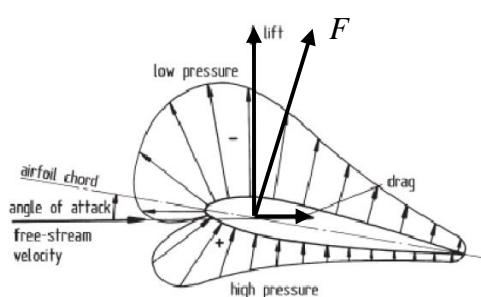


Fig. 4.9 Forțele de portanță (eng. lift) și de rezistență (eng. drag) care acționează asupra secțiunii unei pale (Wagner & Mathur, 2009)

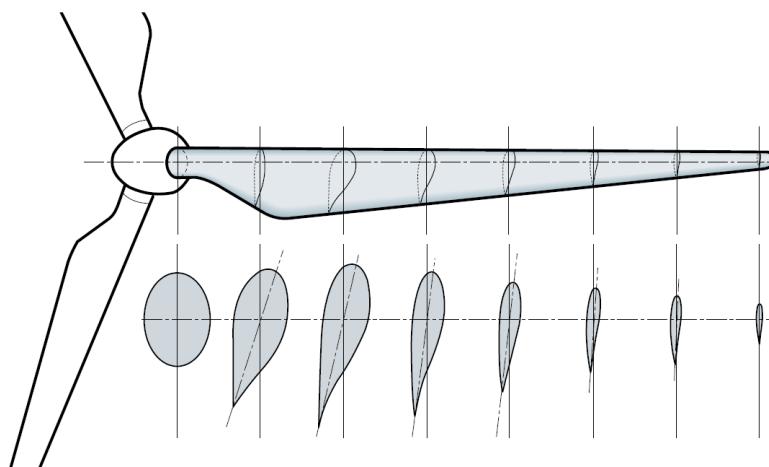


Fig. 4.10 Forma uzuală a unei pale și secțiunile ei transversale (ABB, 2011)

Principiile de funcționare de bază care stau la funcționarea palelor unei centrale eoliene și la funcționarea aripilor unui avion sunt similare. Însă deoarece centralele eoliene funcționează în medii diferite cu schimbări dese ale vitezei și direcției vânturilor, anumite aspecte sunt luate în considerare în plus în cazul palelor (Wagner & Mathur, 2009). În Fig. 4.10 este reprezentată forma uzuală a unei pale precum și secțiunile sale transversale. Aria secțiunii transversale a bazei palei trebuie să fie suficient de mare pentru a furniza rigiditatea necesară sub acțiunea forțelor induse de acțiunea vântului, forțe care nu sunt egale tot timpul funcționării, ci variază în funcție de caracteristicile vântului dar și de poziția palei (dacă în timpul rotației este în partea superioară a rotorului sau în cea inferioară) (ABB, 2011).

Forma secțiunii unei pale este cea a unui profil aerodinamic (eng. airfoil), unde o jumătate a conturului are o formă rotunjită, iar cealaltă este aproximativ plată. Fluxul de aer care circulă în contact cu suprafața rotunjită ajunge să aibă o viteză mai mare față de fluxul de aer care circulă în contact cu suprafața plată

deoarece particulele de aer trebuie să străbată o distanță mai mare. O viteză mai mare a fluxului de aer determină o zonă cu presiune mai scăzută față de presiunea datorată unei viteze mai scăzută a fluxului de aer, datorită teoremei lui Bernoulli (Fig. 4.9). Această diferență de presiune dintre cele două zone determină apariția unei forțe F care acționează asupra palei. Prin descompunerea acestei forțe se obține o componentă perpendiculară pe direcția inițială a fluxului de aer – forță de portanță (eng. lift force) și o componentă care are aceeași direcție ca fluxul de aer inițial – forță de rezistență (eng. drag force) (Sathyajith, 2006). Beneficiind de aceste două forțe, rotorul se poate roti cu anumite viteze, în funcție de construcția și de poziția palelor (Khaligh & Onar, 2010).

Dacă inițial palele erau construite din lemn sau din metal, în prezent sunt preferate materialele sintetice (cum ar fi plasticul armat cu fibră de sticlă sau cu fibră de carbon) care sunt ieftine, durabile și nu interferează cu semnalele radio (Chiras, 2010). Întrucât una dintre principalele cauze pentru defectarea unei centrale eoliene sunt fulgerele, anumiți conductori sunt plasați de-a lungul palelor și în interiorul lor pentru a redirecționa curentul electric (ABB, 2011). Deși la prima vedere pare neimportant, murdărirea suprafețelor palelor influențează aerodinamicitatea structurii. În țările în care ploile sunt prezente tot timpul anului, praful este curățat continuu de pe suprafețele palelor, însă în țări cu precipitații reduse, de exemplu India, palele trebuie să fie curățate manual și chiar șlefuite după fiecare aproximativ 5 ani pentru recăptarea proprietăților aerodinamice (Wagner & Mathur, 2009).

La alegerea lungimii palelor se are în vedere și puterea care se dorește a fi produsă de către centrala eoliană deoarece aria rotorului intervine în definirea puterii transmise centralei eoliene de către vânt (relația (2.1)).

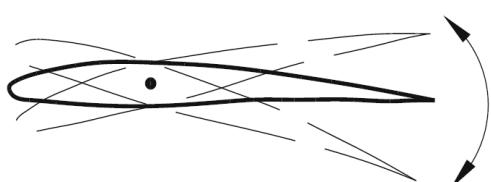


Fig. 4.11 Modificarea unghiului de rotație al unei pale în jurul axei longitudinale (eng. pitch angle) (Wagner & Mathur, 2009)

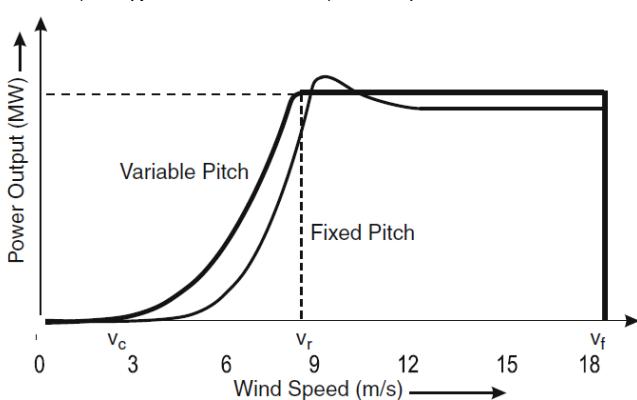


Fig. 4.12 Comparație între puterea obținută la ieșirea unei centrale eoliene cu dispozitiv de rotire a palelor în jurul axelor longitudinale proprii (graficul îngroșat) față de puterea obținută la ieșirea unei centrale eoliene fără acest dispozitiv, în raport cu variația vitezei vântului (Wagner & Mathur, 2009)

Unele centrale eoliene dispun în interiorul carcasei butucului de dispozitive pentru modificarea unghiului de rotație a palelor în jurul axelor longitudinale proprii (Fig. 4.11), comandate de către controlere specializate (eng. pitch system). Aceste controlere verifică cu o anumită perioadă de eşantionare puterea obținută la ieșirea centralei. Dacă această putere depășește o anumită valoare de prag maximă prestabilită, se comandă rotirea palelor pentru a se obține forțe utile mai reduse și pentru a

micșora astfel viteza de rotație a rotorului. În mod similar, atunci când puterea scade sub un anumit prag minim, se comandă rotirea palelor în sensul măririi vitezei de rotație. Elementele de acționare pentru rotirea palelor pot fi hidraulice, însă de cele mai multe ori sunt folosite cele de tip electric. Avantajele clare ale folosirii unui astfel de sistem se pot observa în graficul din (Fig. 4.12). Se ajunge mult mai rapid la puterea dorită care este menținută apoi constantă tot timpul funcționării (Wagner & Mathur, 2009). Totodată, acest sistem are un rol important și în cazurile în care apar situații care necesită oprirea de urgență a centralei (eng. fail-safe system). Prin rotirea completă a

palelor astfel încât forțele aerodinamice să fie minime, concomitent cu acționarea frânelor din interiorul nacelei, se poate opri mult mai repede funcționarea centralei. Aceste sisteme sunt prevăzute să funcționeze și în cazul în care nu mai sunt alimentate direct cu energie electrică, prin acumularea unei rezerve de energie electrică, mecanică sau hidraulică pentru astfel de situații (Gasch & Twele, 2012).

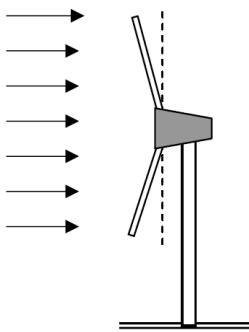


Fig. 4.13 Modalitatea de așezare a palelor pe butuc deja „îndoite” (Sathyajith, 2006)

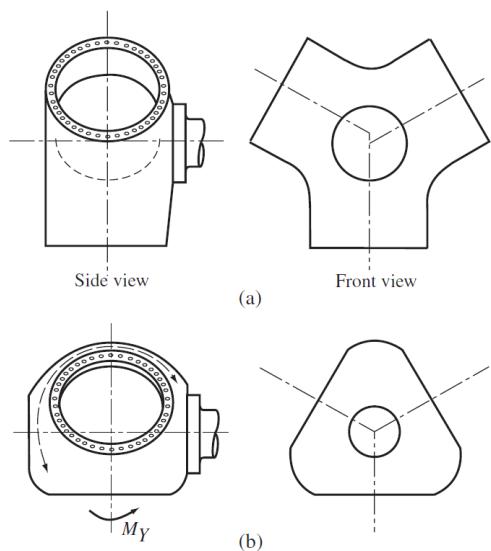


Fig. 4.14 Formele uzuale folosite pentru butucul rotorului: (a) Formă tri-cilindrică, (b) Formă sferică (în partea stângă sunt vederile laterale, iar în partea dreaptă sunt vederile frontale) (Burton, et al., 2001)

viteză mai ridicată datorită conectării la ieșirea amplificatorului de viteză. Cuplul de rotație precum și forțele și încărcările exercitate de către rotor trebuie să fie cunoscute pentru etapa de proiectare a axului principal (Johnson, 1985).

În toate centralele eoliene de putere mare, componentele mecanice ale lanțului de transmisie (eng. *drive train*) precum și cele electrice sunt plasate într-o **nacelă** închisă (Fig. 4.15). În cazul în care componentele lanțului de transmisie sunt integrate într-o singură componentă, folosirea unei nacele complet închise devine discutabilă (Hau, 2013).

Datorită puterii cu care vânturile acționează asupra palelor, acestea sunt împinse și îndoite puțin înspre stâlp. Deși apariția acestui fenomen nu duce la distrugerea rotorului sau a palelor (palele sunt special proiectate astfel încât să aibă o anumită flexibilitate în punctul de prindere pentru a nu se rupe în cazul unor vânturi puternice), energia electrică produsă scade deoarece aria rotorului se micșorează. Pentru a evita acest dezavantaj, palele centralelor eoliene moderne sunt deja poziționate pe butuc îndoite cu un anumit unghi în direcția contrară direcției vânturilor (eng. *pre-bending*) (Fig. 4.13). Astfel, sub acțiunea vânturilor (nu neapărat foarte puternice), palele se îndoie și ajung în poziția dreaptă, aria rotorului ajungând astfel la nivelul maxim, ceea ce implică maximizarea cantității de energie electrică produsă (Sathyajith, 2006).

Butucul, componenta de care sunt conectate palele rotorului, trebuie să fie foarte rezistentă datorită forțelor exercitate de către pale chiar și atunci când rotorul nu se rotește. Astfel, atât proiectarea butucului cât și alegerea materialului din care va fi fabricat necesită eforturi ridicate. Aliaje speciale din fier sunt folosite uzuale pentru construcția butucului pentru a putea face față forțelor care apar (Sathyajith, 2006). Formele care sunt uzuale folosite sunt tricilindrică sau sferică (Fig. 4.14). Prima variantă este formată din trei cilindri concentrici cu axele palelor care se unesc în jurul axului, în timp ce a doua variantă constă dintr-un înveliș sferic centrat pe ax care are trei decupaje în jurul celor trei pale (Burton, et al., 2001). O carcăsa proiectată astfel încât să aibă o formă aerodinamică este plasată deasupra butucului astfel încât să protejeze atât această componentă cât și sistemele de rotire a palelor în jurul axelor longitudinale, de intemperiile care pot apărea.

Butucul este fixat pe axul principal, denumit și axul cu viteză redusă (eng. *low-speed shaft*) deoarece în interiorul nacelei mai există un ax care se află la intrarea generatorului de curent electric și care are o

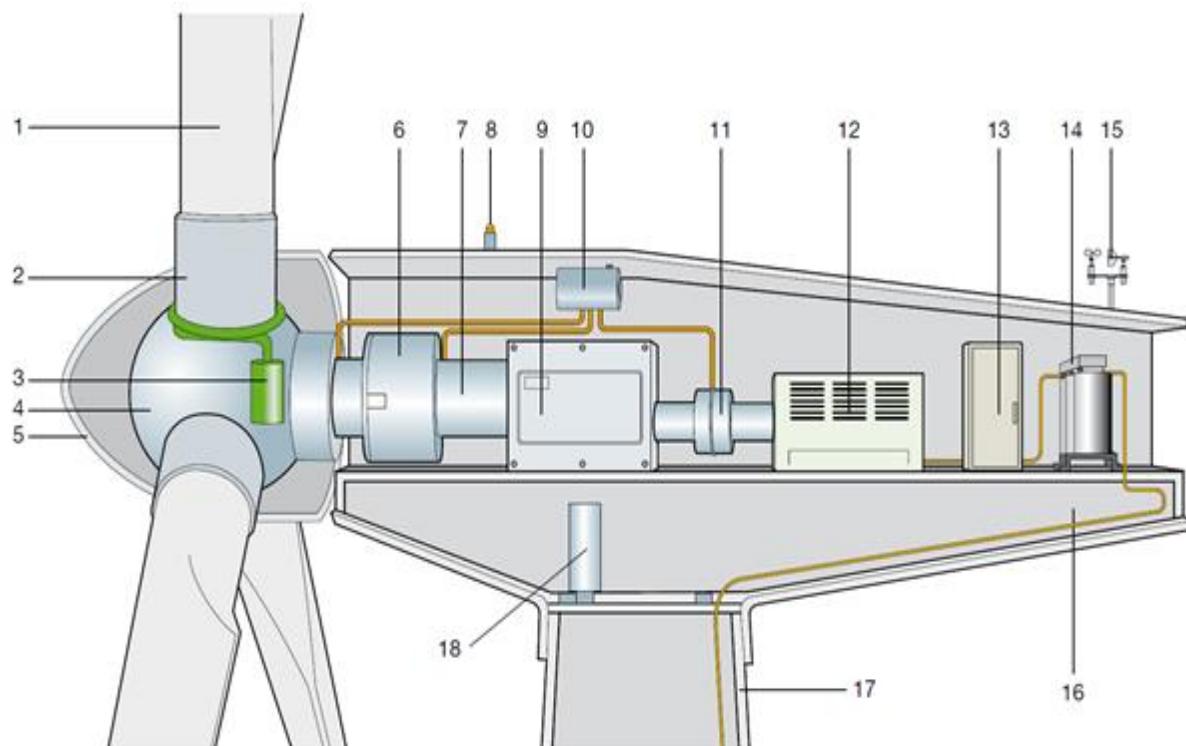


Fig. 4.15 Componentele principale ale unei centrale eoliene: rotor (1 – pală, 2 – suportul unei pale, 3 – dispozitivul de rotire al unghiului de tangaj (pitch angle), 4 – butuc, 5 – carcasa butucului (eng. spinner)), nacelă (6 – suportul axului principal, 7 – axul principal, 8 – lumini de avertizare, 9 – amplificatorul de turăție, 10 – frâna mecanică, 11 – sistemul de răcire, 12 – generator, 13 – convertorul, controllerul și dispozitivele de protecție, 14 – transformator, 15 - anemometru, 16 – carcasa nacelei, 18 – dispozitivul de modificare al unghiului de giroție (yaw angle) și stâlpul de susținere (17) (ABB, 2011)

În unele cazuri, nacela este legată de stâlp prin intermediul unui mecanism de rotație în jurul axei longitudinale a stâlpului (eng. yaw system) (Fig. 4.16) (Khaligh & Onar, 2010). Al doilea rol al acestui sistem este de a poziționa mereu nacela astfel încât să direcția vântului să fie perpendiculară pe rotor. Acest sistem este alcătuit din: un rulment (eng. azimuth bearing), un element de acționare (hidraulic sau electric), un dispozitiv de frânare (pentru a menține nacela în poziția dorită și a nu se roti sub acțiunea forței exercitată de către vânt) și un controller (Hau, 2013). Acest dispozitiv înlocuiește coada din design-urile mai vechi ale centralelor eoliene.

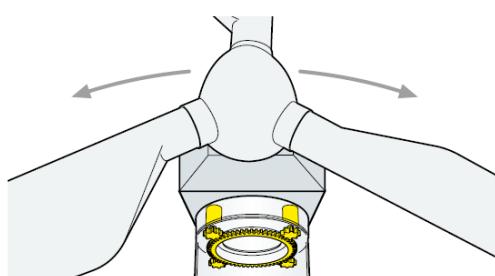


Fig. 4.16 Dispozitivul de rotație a nacelei în jurul axei longitudinale a stâlpului (eng. yaw system) (ABB, 2011)

Pentru a nu împiedica mișcarea circulară a axului rotorului, sistemul de susținere a acestuia din nacelă este prevăzut cu rulmenți. Aceștia trebuie să fie lubrificați continuu pentru a nu introduce forțe de frecare care să determine o scădere a cantității de energie electrică produse. Lubrifiantul folosit trebuie să fie unul care să fie rezistent și la temperaturi scăzute. În centralele eoliene moderne se folosesc rulmenți ceramici deoarece nu sunt afectați de coroziune, sunt mai ușori, au o imunitate ridicată la diferite condiții climatice și nu conduc curențul electric (astfel nu se mai pot produce arcuri electrice în cazul unor fulgere) (Sathyajith, 2006).

Înăuntrul nacelei, două axuri conectează rotorul centralei eoliene (format din pale și din butuc) de rotorul generatorului de curenț electric prin intermediul amplificatorului de viteză (Khaligh & Onar, 2010).

Lanțul de transmisie conține toate componente care se rotesc sau care depind de mișcări de rotație situate între rotor și generator (axuri, amplificatorul de viteză, rulmenți, ambreiaj, frâne). Aceste componente formează un ansamblu și trebuie considerate mereu împreună. Cele mai frecvente soluții datorită costurilor reduse și a simplității este să se așeze lanțul de transmisie împreună cu generatorul de curenț electric în nacelă, în imediata apropiere a rotorului (Hau, 2013).

Există diferite modalități de așezare a componentelor lanțului de transmisie. Nu există o soluție care să fie cea mai bună, fiecare producător putându-și alege structura cea mai convenabilă pentru respectarea performanțelor impuse. Există lanțuri de transmisie integrate (în care toate componente sunt fixate în mod direct una de cealaltă) și lanțuri de

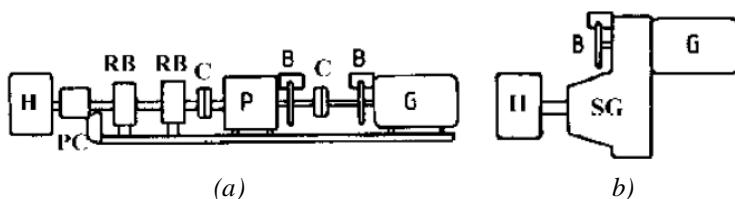


Fig. 4.17 (a) Lanț de transmisie modular (ENERCON-32),
(b) Lanț de transmisie integrat (WIND WORLD W-2700) (H – butuc, PC – pitch control, RB – rulment, C – ambreiaj, P – angrenaj, B – frână, G – generator, SG – angrenaj paralel)
(Gasch & Twele, 2012)

transmisie modulară (în care componente sunt fixate separat de nacelă, fiind accesibile mai ușor) (Fig. 4.17). Există și variante hibride, în care unele componente sunt fixate între ele, iar celelalte au poziții variabile (Gasch & Twele, 2012).

Amplificatorul de viteză (reductorul) (Fig. 4.18) este convertorul de energie mecanică care face legătura dintre axul de mică viteză (cel al rotorului) (eng. low-speed shaft) și axul de mare viteză (cel al generatorului) (eng. high-speed shaft) (Khaligh & Onar, 2010). Dacă inițial amplificatoarele de viteză erau slab dezvoltate și era necesară asigurarea unei viteză de rotație a rotorul cât mai mare care se transmitea aproape direct generatorului, în prezent există amplificatoare de viteză cu un raport de 1:100 sau chiar și mai mare (Hau, 2013). Acest raport este unul fix, el neputând fi schimbat pe parcursul funcționării centralei eoliene (nu este de tip cutie de viteză).

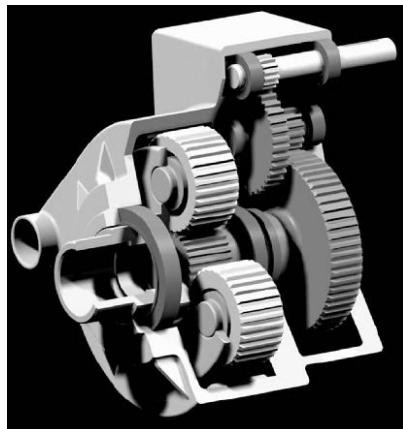


Fig. 4.18 Exemplu de amplificator de viteză folosit pentru centrale eoliene
(Hau, 2013)

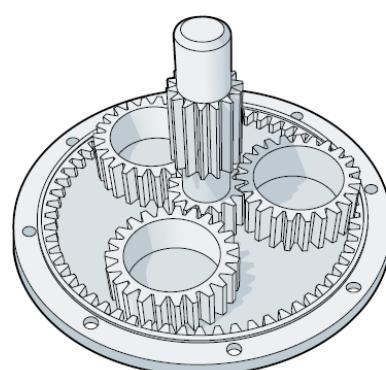


Fig. 4.19 Ansamblu de roți dințate de tip epicicloidal
(ABB, 2011)

Amplificatorul de viteză este alcătuit din una sau mai multe ansambluri de roți dințate așezate cu axele paralele sau epicicloidal (Fig. 4.19) (ABB, 2011). Generatorul de curenț electric este componenta cea mai importantă conținută de nacelă. Acesta are rolul de a transforma energia mecanică în energie electrică pe care apoi o furnizează rețelei de energie electrică prin intermediul cablurilor (Fig. 4.20). În funcție de diferitele tipuri de generatoare care pot fi folosite, centralele eoliene pot funcționa și cu viteză variabilă ale vânturilor. Centralele eoliene de viteză fixă folosesc generatoare de inducție conectate direct la rețea electrică și lucrează la o viteză fixă

Generatorul de curenț electric este componenta cea mai

determinată în funcție de frecvența rețelei electrice. Deoarece vânturile au perioade scurte de timp în care viteza este constantă, aceste tipuri de centrale eoliene nu sunt foarte rentabile (Khaligh & Onar, 2010). Cele mai multe centrale eoliene de viteză variabilă conțin generatoare sincrone. Datorită variației vitezei vânturilor, frecvența și tensiunea de la ieșirea generatorului vor varia de asemenea. Datorită acestei variații, ieșirea generatorului nu poate fi conectată direct la rețea energetică la fel ca în cazul centralelor eoliene de viteză fixă. Astfel, tensiunea alternativă de la ieșirea generatorului este adusă la frecvența rețelei printr-un convertor de frecvență (eng. converter) (Fig. 4.20). Aceasta realizează o transformare a curentului alternativ în curent continuu și apoi o trecere înapoi la curent alternativ (AC-DC-AC) astfel încât să fie respectate performanțele impuse (frecvență de 50 Hz sau 60 Hz în funcție de țară) (Sathyajith, 2006).

În centralele eoliene de capacitate mare, tensiunea de la ieșirea generatorului este de aproximativ 690 de volți trifazat. Acest curent este transmis unui transformator care este plasat fie în nacelă fie la baza centralei eoliene pentru a ridica tensiunea la un nivel între 10 mii și 30 mii de volți în funcție de standardul rețelei de transport a energiei electrice (Fig. 4.20) (Wagner & Mathur, 2009).

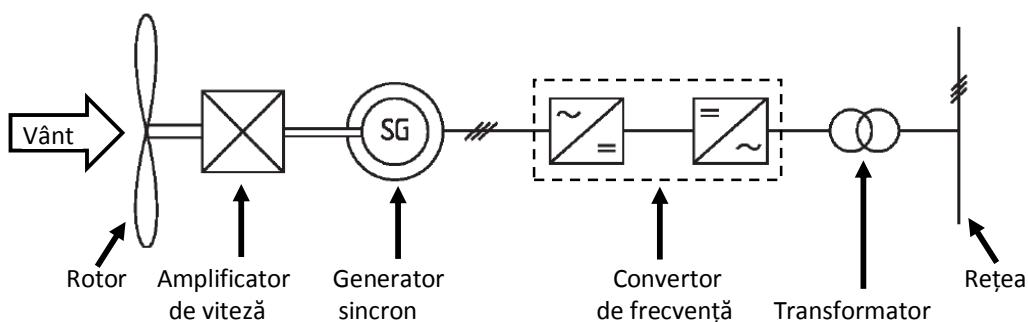


Fig. 4.20 Componentele principale ale sistemului electric al unei centrale eoliene (Hau, 2013)

În afară de componente majore (componentele lațului de transmisie și componentele lanțului electric), există în interiorul nacelei și o serie de componente secundare cu roluri foarte importante. Acestea sunt cele responsabile pentru lubrificarea și răcirea componentelor principale respectiv pentru operațiile de întreținere și de reparație. Aceste componente trebuie plasate în interiorul nacelei astfel încât să poată fi ușor accesibile atunci când personalul de întreținere trebuie să le verifice (Hau, 2013).

Sistemul de răcire al generatorului electric ocupă un spațiu foarte mare pentru majoritatea centralelor eoliene de putere mare, existând cazuri când dimensiunile sale ajung să fie comparabile cu cele ale generatorului. Cele mai multe centrale eoliene dispun de circuite închise de răcire care sunt alcătuite atât din sisteme de răcire pe bază de aer cât și pe bază de apă. Pentru a reduce nivelul de zgomot produs, în centralele eoliene moderne a fost înlocuit sistemul de răcire pe bază de aer cu ventilație cu un sistem de răcire bazat pe schimbul de căldură dintre generator și vânturi. Însă în acest caz au fost nevoie de schimbări în design-ul nacelei pentru a încorpora prize de aer suficient de mari pentru a avea efect. Există și unele centrale eoliene care folosesc un sistem de răcire pe bază de aer condiționat, fluxul de aer rece putând fi direcționat spre locurile necesare (Hau, 2013).

Pe lângă sistemele de răcire ale generatorului, sunt necesare și sisteme eficiente pentru răcirea uleiului folosit de către amplificatorului de turație. Aceste sisteme de răcire fac parte din lanțul de distribuție al uleiului alături de pompe și filtre. Rulmenii existenți într-o centrală eoliană (pentru rotirea palelor în jurul axelor longitudinale proprii, pentru rotirea nacelei în jurul axei longitudinale a stâlpului, cei care susțin axul principal și cel secundar) dispun de un sistem separat pentru furnizarea, filtrarea și răcirea uleiului necesar (Hau, 2013).

Nu numai sisteme de răcire sunt necesare în cadrul unei centrale eoliene, ci și sisteme de încălzire. Atunci când funcționează în timpul perioadelor cu temperaturi scăzute, uleiul folosit în toată centrala eoliană trebuie adus la o anumită temperatură astfel încât să poată fi utilizat. De asemenea și unii senzori (de exemplu anemometrul) precum și unele instrumente de test trebuie încălzite pentru a putea funcționa normal (Hau, 2013).

Atât frânele folosite pentru limitarea vitezei axului principal dar și pentru oprirea de urgență cât și dispozitivele hidraulice folosite pentru rotirea palelor și a nacelei necesită conectarea la un sistem hidraulic central care conține pompe pentru distribuirea lichidului hidraulic, valve de compensare precum și alte componente secundare. (Hau, 2013).

Sistemele de distribuție a curentului electric pentru componente din interiorul nacelei trebuie de asemenea avute în considerare atunci când se proiectează nacela unei centrale eoliene. Acest sistem include și dispozitive de comutare și de monitorizare folosite de către personalul de întreținere (Hau, 2013).

Sistemele de achiziție a datelor (senzori, convertoare, linii de transmitere a datelor) preiau și transmit informații despre: viteza și direcția vântului, viteza rotorului și a generatorului, temperatura (ambientală, din nacelă, a generatorului, a rulmenților, a amplificatorului de viteză), presiunea (sistemuil de răcire, sistemului hidraulic de rotire a palelor, uleiului amplificatorului de viteză), unghiiile palelor și a nacelei, tensiuni și curenți, vibrații (Gasch & Twele, 2012). Deoarece costurile de reparație și de înlocuire a componentelor unei centrale sunt foarte ridicate (în special în cazul centralelor eoliene *offshore*), supravegherea funcționării unei centrale eoliene a devenit o acțiune foarte importantă. Astfel, numărul de senzori a fost mărit, existând chiar senzori redundanți pentru sporirea siguranței. Toți acești senzori împreună cu sistemele de control (regulatoare) necesită o atenție sporită încrucișat funcționarea eficientă a întregii centrale eoliene depinde de precizia funcționării acestor echipamente (Hau, 2013). Acestea trebuie plasate în locuri convenabile în nacelă atât pentru a nu fi distruse dar și pentru a putea fi ușor accesibile pentru verificări și eventuale reparații.

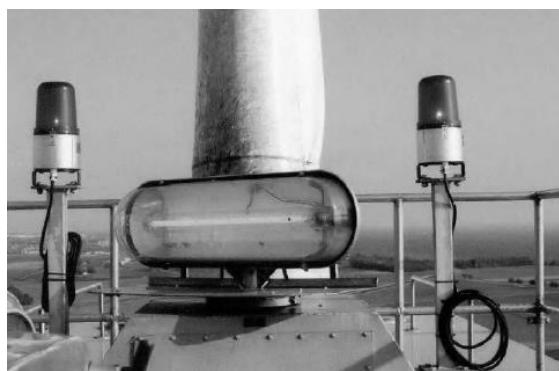


Fig. 4.21 Luminile de siguranță (lumină albă omnidirecțională și lumini roșii rotative) ale unei centrale eoliene WTS-3 (Hau, 2013)

Datorită înălțimilor foarte mari, centralele eoliene trebuie să disponă de dispozitive de avertizare pentru traficul aerian (*Fig. 4.21*), la fel ca și clădirile cu înălțimi mari. În unele țări, palele (de obicei au culoarea albă) sunt obligate să aibă anumite marcate, cum ar fi două benzi de culoare roșie pentru a putea fi vizibile pe timpul zilei. Pentru vizibilitatea pe timpul noptii, lumini roșii intermitente vizibile din toate direcțiile sunt plasate pe partea superioară a nacelei. Alte variante pot fi folosite (lumini intermitente albe pe parcursul zilei) în funcție de standardele din fiecare țară (Hau, 2013).

Au existat numeroase cazuri în care incendii au izbucnit în interiorul nacelei, ducând la distrugerea parțială sau chiar completă a echipamentelor. Astfel, normele de protecție au impus instalarea unor sisteme de alarmare în caz de incendiu dar și a unor echipamente de protecție și de salvare a persoanelor care se pot afla în interiorul nacelei exact în momentul izbucnirii incendiului (Hau, 2013).

Cerința principală a sistemului de control al unei centrale eoliene este să funcționeze complet automat. Orice intervenție din partea unui operator uman ar fi ineficientă din punct de vedere economic. Totodată, sistemul de control trebuie să asigure o funcționare sigură a întregii centrale eoliene. Anomaliiile și pericolele pentru mediu trebuie prevăzute și trebuie acționate

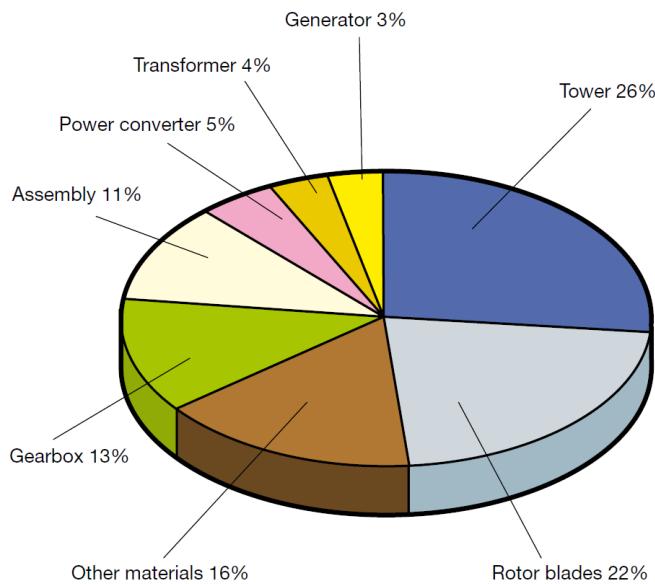


Fig. 4.22 Raportul costurilor componentelor unei centrale eoliene din prețul total (ABB, 2011)

de acțiuni aplicate (pornire, oprire) și funcționarea corectă a centralei eoliene) (Manwell, et al., 2009).

În graficul din Fig. 4.22 se pot vedea raporturile costurilor principalelor componente ale unei centrale eoliene din prețul total de producție.

4.3 Modelul unei centrale eoliene

În cadrul ediției a treia a concursului „*Competition on Fault Detection and Fault Tolerant Control*” organizat de către compania *kk-electronic* (companie daneză care are ca domeniu de activitate proiectarea metodelor de control pentru diferite tipuri de centrale eoliene având diferite performanțe impuse), a fost oferit un model dezvoltat în *MATLAB* și în *Simulink* al unei centrale eoliene precum și un articol (Odgaard, et al., 2009) care descrie sumar alcătuirea și funcționarea acestui model. Scopul concursului era implementarea și descrierea unui modul care să realizeze detecția tuturor tipurilor de anomalii care pot interveni în funcționarea centralei eoliene prezентate, localizarea acestora precum și luarea unor decizii adecvate în funcție de tipul și severitatea anomaliiilor prezente.

Conform (Odgaard, et al., 2009), acest model simulează comportarea unei centrale eoliene reale cu următoarele caracteristici:

- este o centrală eoliană de viteză variabilă
- axa de rotație a rotorului este orizontală
- vânturile care sunt folosite sunt cele cu direcția de acțiune din față
- rotorul are trei pale
- există sisteme de modificare a unghiului de rotație a palelor în jurul axelor longitudinale proprii (*eng. pitch system*)
 - nu există sistem de modificare a unghiului de rotație a nacelei în jurul axei longitudinale a stâlpului (*eng. yaw system*)
 - generatorul este cuplat la un convertor de cuplu

mecanisme de protecție în concordanță. Sistemul de control trebuie să dovedească și o comportare adaptivă la diferitele condiții de lucru care pot apărea (Hau, 2013). Astfel, rolul sistemului de control este unul complex: asigurarea cât mai precisă a performanțelor impuse într-un mod optimal, asigurând o comportare sigură atât pentru propria structură cât și pentru mediul înconjurător. Acest sistem de control este alcătuit din mai multe subsisteme: subsisteme dinamice (regulatoare care trebuie să urmărească și să producă comenzi pentru unghiul de rotație al nacelei, unghiurile de rotație ale palelor și pentru puterea generată) și subsisteme statice (care monitorizează secvențele de acțiuni aplicate (pornire, oprire) și funcționarea corectă a centralei eoliene) (Manwell, et al., 2009).

- puterea maximă dezvoltată este de 4,8 MW.

Sistemul de control al centralei eoliene inclus în model are ca obiectiv urmărirea referinței puterii generate și minimizarea erorii. Acest control trebuie făcut astfel încât vibrațiile mecanice să fie menținute la un nivel cât mai scăzut (Odgaard, et al., 2009).

În schema din Fig. 4.23 sunt figurate blocurile principale ale modelului centralei eoliene precum și mărimile de legătură dintre ele. Aceste blocurile sunt:

- *Modelul palelor și al sistemului de rotație a palelor în jurul axelor longitudinale proprii* (eng. *Blade & Pitch Model*) – blocul care cuprinde modelul aerodinamicăii (dat de acționarea cuplului generat de vânt asupra palelor a căror poziție (unghiul de tangaj (*pitch angle*)) este variabil) (relația (4.1), unde C_q este coeficientul cuplului dat sub formă de tabel în funcție de λ , raportul dintre viteza vârfului palelor și viteza vântului (4.7) și β , unghiul palei numărul i , R este raza rotorului și ρ este densitatea aerului) și modelul sistemului hidraulic de modificare a unghiului de tangaj (*pitch angle*) (este folosit un model de ordinul doi datorită aproximării foarte bune a sistemul real) (relația (4.2), unde β_r este unghiul de referință pentru unghiiurile de rotație ale celor trei pale). În acest model se consideră o limitare a unghiiurilor de rotație a palelor (β) între -2° și 90° . (Odgaard, et al., 2009).

$$\tau_w(t) = \sum_{i=1}^3 \frac{\rho \pi R^3 C_q(\lambda(t), \beta(t)) v_w(t)^2}{2} \quad (4.1)$$

$$\frac{\beta(s)}{\beta_r(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n + \omega_n^2} \quad (4.2)$$

- *Modelul de transmisie a puterii* (eng. *Drive Train Model*) – blocul care modelează comportarea lanțului de transmisie de la rotor la generator. Este folosit în acest caz un model de tip *two mass* (Odgaard, et al., 2009).

- *Modelul generatorului și al convertorului* (eng. *Generator & Converter Model*) – blocul care modelează generatorul de curent alternativ pe baza energiei mecanice de rotație provenită de la rotor (relația (4.3), unde ω_g este viteza de rotație a axului generatorului, τ_g este cuprul generatorului, iar η_g este randamentul acestuia) și convertorul de cuplu (reprezentat ca un sistem de ordinul întâi) (relația (4.4), unde $\tau_{g,r}$ este cuprul de referință al generatorului și α_{gc} este un parametru constructiv) (Odgaard, et al., 2009).

$$P_g(t) = \eta_g \omega_g(t) \tau_g(t) \quad (4.3)$$

$$\frac{\tau_g(s)}{\tau_{g,r}(s)} = \frac{\alpha_{gc}}{s + \alpha_{gc}} \quad (4.4)$$

- *Modelul pentru control* (eng. *Controller*) – blocul care realizează partea de control a întregului sistem. Controlul este realizat în două părți: *partea de optimizare a puterii* (prin tehnici de control optimal se încearcă obținerea unei puteri cât mai mari atunci când viteza vântului este prea mică pentru a putea obține puterea impusă) și *partea de menținere a puterii la un nivel constant impus* (se modifică unghiul de tangaj (*pitch angle*) al palelor după o lege de reglare *PI* astfel încât puterea produsă de către centrala eoliană să se păstreze la nivelul de referință impus atunci când vântul este suficient de puternic). Trecerea de la modul de optimizare la modul de urmărire a referinței se face dacă este îndeplinită condiția din relația (4.5) (unde k este momentul de timp curent și ω_{nom} este viteza de rotație nominală a generatorului), iar trecerea inversă se face dacă este îndeplinită condiția din relația (4.6) (unde constanta ω_Δ asigură un interval de stabilitate pentru a evita comutațiile de la un mod de control la altul datorate variațiilor foarte mici a valorilor cuplului generatorului induse de zgromotul de măsură) (Odgaard, et al., 2009).

$$P_g(k) \geq P_r(k) \text{ AND } \omega_g(k) \geq \omega_{nom} \quad (4.5)$$

$$\omega_g(k) \leq \omega_{nom} - \omega_\Delta \quad (4.6)$$

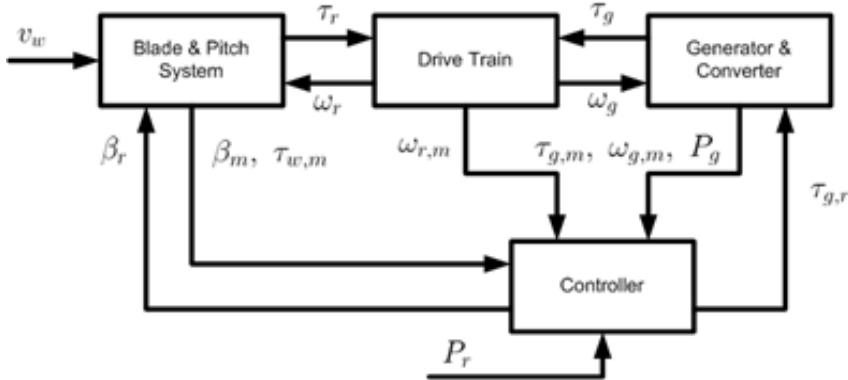


Fig. 4.23 Schema bloc a modelului centrală eoliană considerată
(Odgaard, et al., 2009)

În vederea urmăririi referinței impuse pentru puterea electrică generată (P_r) și minimizarea erorii dintre această putere și puterea electrică generată efectiv (P_g), regulatorul centrală eoliană (Controller) generează mărimi de referință pentru unghiul de rotație a palelor (care este același pentru toate cele trei pale) (β_r) și pentru cuplul generatorului ($\tau_{g,r}$) pe baza măsurătorilor unghiuilor palelor (β_m) și a cuplului generatorului ($\tau_{g,m}$). Aceste mărimi de referință sunt transmise blocului care modelează comportarea palelor și a sistemului de rotație a palelor (Blade & Pitch System) (β_r), respectiv blocului care modelează generatorul și convertorul de cuplu (Generator & Converter) ($\tau_{g,r}$). Pe baza mărimii de referință impuse de către regulator, sistemul de acționare a unghiuilor palelor modifică corespunzător unghiul acestora. În funcție de viteza vântului (v_w) și a aerodinamicității palelor influențate de unghiul acestora de rotație este produs un anumit cuplu al rotorul (τ_r). Acest cuplu este livrat sistemului de transmisie (Drive Train) care influențează viteza de rotație a rotorului (ω_r) și a generatorului (ω_g). Pe baza vitezei axului generatorului (ω_g) obținută de la sistemul de transmisie și a referinței impuse pentru cuplul generatorului obținută de la regulator, generatorul determină un anumit cuplu (τ_g) și o anumită putere care reprezintă puterea furnizată de către centrală eoliană (P_g).

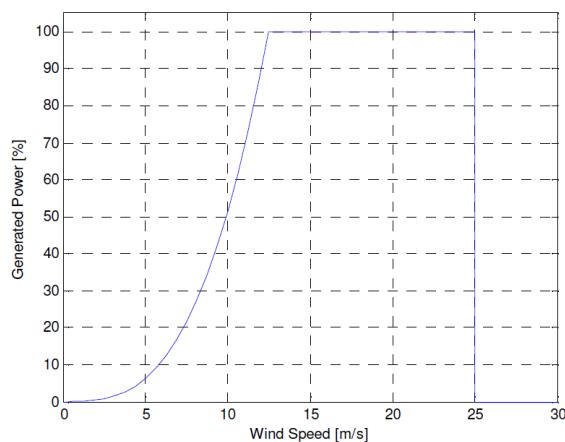


Fig. 4.24 Puterea furnizată de către centrală eoliană considerată (în procente) în funcție de viteza vântului (Odgaard, et al., 2009)

12,5 m/s puterea obținută atinge referința impusă și se intră în regimul de urmărire a acestei

În Fig. 4.24 este reprezentată evoluția puterii produse de către centrală eoliană în funcție de viteza vântului și de filosofia de control considerată (optimizarea nivelului puterii produse și apoi menținerea acesteia). La o viteză de 1-2 m/s (eng. *cut-in speed*) centrală eoliană începe să producă energie electrică. Până la viteza de 12,5 m/s, centrală este comandată să funcționeze optimal, producând cât mai multă putere posibilă. Puterea optimă este obținută dacă unghiul de rotație al palelor este 0° și raportul λ dintre viteza vârfului palelor și viteza vântului (relația (4.7), unde ω_r este viteza de rotație a rotorului, R este raza rotorului și v_w este viteza vântului) este la valoarea optimă. Apoi, la viteza vântului de

referințe. Această urmărire se face prin ajustări ale unghiului palelor astfel încât viteza rotorul (de care depinde în mod direct puterea produsă) să fie menținută la nivelul dorit folosind un regulator de tip PI. Viteza de 25 m/s (*eng. cut-aut speed*) se consideră că este prea periculoasă pentru continuarea funcționării centralei aşa că se comandă oprirea acesteia.

$$\lambda = \frac{\omega_r \cdot R}{v_w} \quad (4.7)$$

Modelul implementat în *MATLAB* și în *Simulink* are structura din *Fig. 4.26*. Blocurile principale sunt aceleași ca cele prezentate anterior în schema bloc, singurele diferențe fiind:

- *Modelul senzorilor (eng. Sensors)* – senzorii nu au mai fost considerați împreună cu blocurile în care intervin mărimele respective ci au fost inclusi într-un bloc special. Pentru a simula cât mai bine comportarea reală a senzorilor, valorile returnate de către senzori se obțin în urma suprapunerii peste valorile reale a mărimilor măsurate a unui zgromot stochastic. Pentru o funcționare mai sigură, majoritatea senzorilor care sunt folosiți în acest model sunt dublați, realizând o redundanță fizică. Astfel, există câte doi senzori pentru fiecare dintre cele trei unghiuri de rotație ale palelor (β), pentru viteza de rotație a rotorului (ω_r) și pentru viteza de rotație a axului generatorului (ω_g), iar pentru cuplul generatorului (τ_r), puterea electrică obținută (P_g) și viteza vântului la nivelul butucului (v_{hub}) există doar câte un singur senzor.

- *Modelul vântului (eng. Wind Model)* – există în plus și acest bloc care simulează comportarea vântului, bazându-se pe o secvență reală de măsurători ale vitezei vântului colectate dintr-un parc eolian. Aceste măsurători sunt prelucrate în interiorul acestui model, simulându-se efectele fenomenelor care apar obligatoriu la orice centrală eoliană: variația vântului odată cu altitudinea (*eng. wind shear*) și redirecționarea vântului la întâlnirea stâlpului (*eng. tower shadow*) (Das, et al., 2011). Totodată este simulația și efectul apariției turbulențelor prin adăugarea rezultatului trecerii unui zgromot alb printr-un filtru de tip Kaimal (Yanjie & Jun, 2010). Astfel, la ieșirea acestui bloc se obțin mărimele v_{hub} și v_{wind} care reprezintă viteza vântului la nivelul butucului rotorului, respectiv viteza vântului la nivelul palelor.

Pe durata funcționării normale a modelului centralei eoliene au fost introduse succesiv nouă anomalii la momente fixate de timp. Acestea acoperă diferite probleme care pot apărea în funcționarea normală. Cauzele acestor anomalii sunt diverse, ele afectând diferite componente ale centralei eoliene. Totodată, acestor anomalii le pot fi atribuite și diferite grade de severitate în acționarea lor. Atunci când sunt detectate, în funcție de severitatea lor, anumite măsuri specifice trebuie luate. În timp ce anomalii severe trebuie să determine oprirea cât mai rapidă a funcționării centralei eoliene pentru a evita distrugerea componentelor, anomalii cu un grad de severitate redus trebuie să determine doar adaptarea controlului astfel încât să se obțină o funcționare care să determine un rezultat final cât mai bun posibil.

Anomaliiile simulate afectează trei tipuri de componente: senzorii (5 anomalii), elementele de execuție (3 anomalii) și sistemul de transmisie (o anomaliie).

Anomaliiile din prima categorie afectează trei tipuri de senzori prezenti în centrală eoliană considerată: senzorii care măsoară unghiul de rotație al palelor în jurul axelor longitudinale proprii (*eng. pitch angle*), senzorii care măsoară viteza rotorului și senzorii care măsoară viteza generatorului. Deoarece mărimele măsurate sunt poziția și viteza unghiulară, în construcția centralei eoliene sunt folosiți senzori de tip *rotary encoders* (*Fig. 4.25*).

Astfel, cauzele care pot determina apariția unor anomalii în funcționarea acestor tipuri de senzori sunt electrice (de exemplu defectarea elementului fotosensibil) sau mecanice (de exemplu blocarea discului cu orificii).

Acstea anomalii pot avea două efecte prestabilite: valoarea furnizată de către un senzor este blocată la o valoare constantă, indiferent de valoarea mărimii măsurate sau valoarea

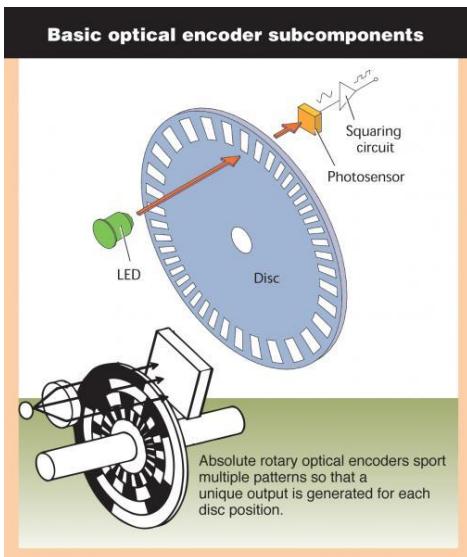


Fig. 4.25 Componentele și principiul de funcționare al unui senzor de poziție și de viteză de tip rotary encoder (Eitel, 2014)

constantă, determinând un control mai lent al cuplului.

Cele două anomalii care intervin în sistemul de acționare al unghiurilor de rotație ale palelor sunt cauzate de scăderea presiunii în sistemul hidraulic sau de apariția unor cantități de aer în ulei (această anomalie are severitatea cea mai mică dintre cele trei care afectează elementele de execuție). Ambele anomalii au ca efect schimbarea dinamicii elementelor de execuție (schimbarea parametrilor care intervin în modelul acestor elemente).

Anomalia care afectează sistemul de transmisie are drept cauză apariția unor frecări excesive, severitatea fiind una medie datorită evoluției lente în timp. Astfel, apar vibrații în lanțul de transmisie, efectul asupra sistemului fiind același ca la anomaliiile precedente – schimbarea dinamicii.

furnizată de către un senzor este proporțională cu valoarea reală a mărimii măsurate (factorul de proporționalitate este constant pe durata manifestării anomaliei). Aceste efecte determină o măsurare incorectă ceea ce duce la afectarea buclelor de control datorită feedback-ului eronat primit de către regulațoarele centralei eoliene.

Gradul de severitate pentru aceste anomalii este redus deoarece procesul de măsurare a mărimilor care intervin în centrala eoliană este redundant, fiind asigurați în acest model câte doi senzori pentru aceeași mărime.

Anomaliiile elementelor de execuție simulate în acest model afectează convertorul de cuplu și sistemul de acționare al unghiurilor de rotație a palelor (*eng. pitch system*). Toate aceste anomalii au o severitate ridicată.

Cauza care determină apariția anomaliei în convertorul de cuplu este apariția unui decalaj (*eng. offset*) a mărimilor care intervin în bucla internă de control. Această anomalie are ca efect obținerea unei valori mai mari a cuplului generatorului cu o valoare constantă, determinând un control mai lent al cuplului.

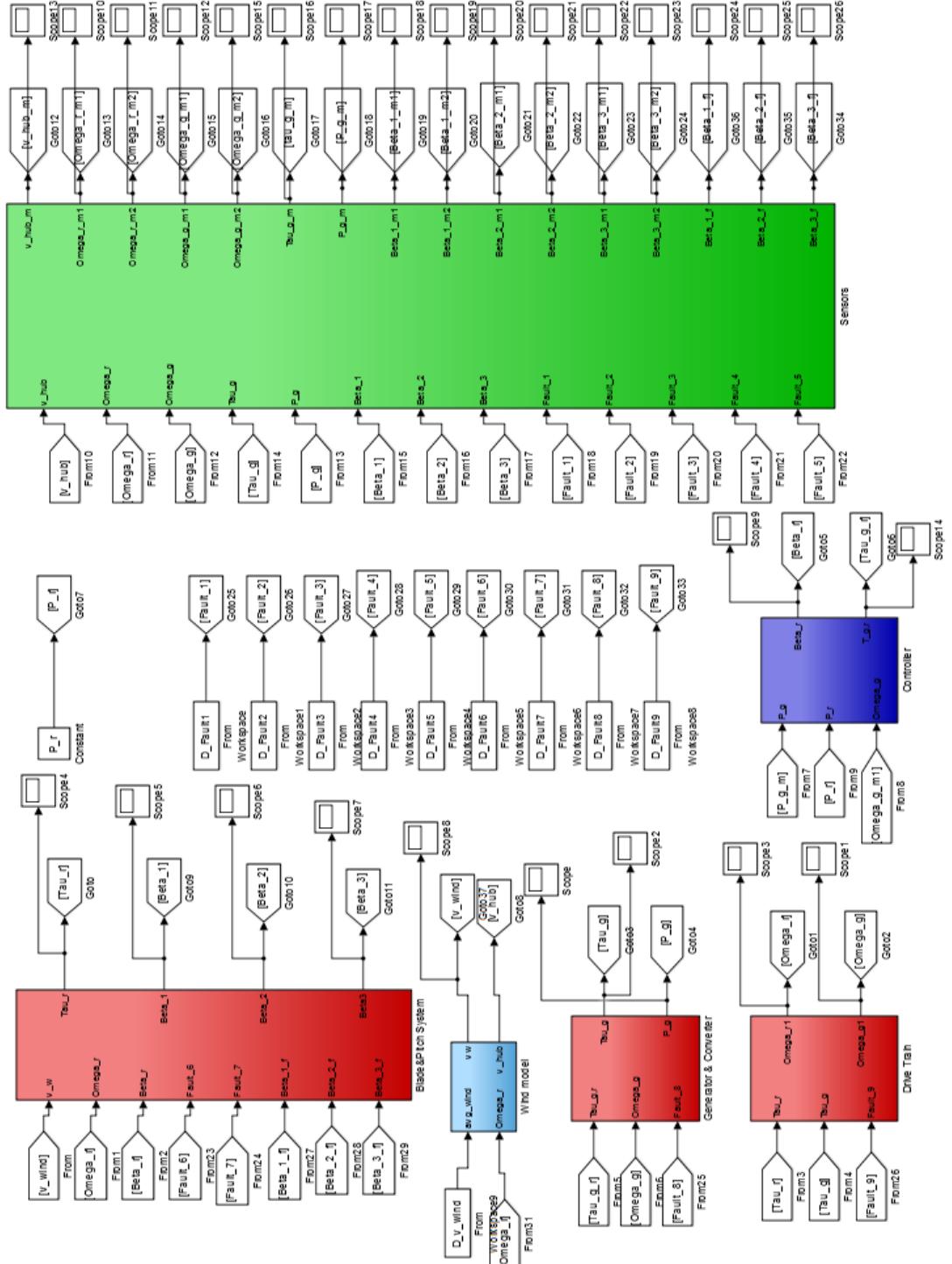


Fig. 4.26 Modelul implementat în Simulink al centralei eoliene considerate (Odgaard, et al., 2009)

Capitolul 5. Detecția anomalieiilor

O anomalie (*eng. fault*) este fenomenul care determină schimbarea comportării unui sistem în aşa fel încât scopul funcționării sale nu mai este îndeplinit. Aceasta poate afecta parametrii sau structura sistemului care definesc funcționarea normală, determinând nerespectarea performanțelor ale unor funcționalități dar nu și neîndeplinirea acestora. La polul opus, apariția unui defect (*eng. failure*) determină ca sistemul să nu își mai poată îndeplini o funcție destinață, oprirea completă a sistemului fiind necesară în acest caz. (Blanke, et al., 2006) (Marcu & Mirea, 2003)

Deși atât anomaliiile cât și perturbațiile și incertitudinile de modelare determină schimbări în comportarea sistemului, există anumite particularități care le diferențiază. Anomaliiile sunt acele fenomene care trebuie detectate și ale căror efecte trebuie contracarate în cel mai scurt timp. Acestea determină schimbări mai mari (bruște sau în pași succesivi (Marcu & Mirea, 2003)), efectele lor neputând fi diminuate de către un regulator clasic. Prezența perturbațiilor și a incertitudinilor de modelare este cunoscută, iar efectele lor asupra performanțelor pot fi eliminate mai ușor, prin tehnici de filtrare sau de control adaptiv. (Blanke, et al., 2006)

Conform (Marcu & Mirea, 2003), anomaliiile pot fi clasificate în funcție de natura lor astfel:

- Anomalii aditive de măsurare – apare o diferență între mărimele de la intrarea senzorilor (mărimele măsurate) și cele de la ieșirea lor
- Anomalii aditive de comandă – apare o diferență între mărimea de comandă calculată și realizarea acesteia de către elementul de execuție
- Anomalii aditive ale procesului – apare o variație a mărimerilor de ieșire ale procesului, independentă de mărimele de intrare
- Anomalii multiplicative ale procesului – apare o schimbare în parametrii procesului.

Apariția unei anomalii într-o componentă a unui sistem mai amplu determină de obicei nu numai schimbarea comportării acelei componente, ci și a întregului ansamblu. Pentru a evita distrugerea sistemului, a elementelor cu care interacționează sau a mediului înconjurător, anomaliiile trebuie detectate în cel mai scurt timp posibil și trebuie luate decizii în vederea limitării sau izolării efectelor negative ale acestora. Astfel, idealul oricărui sistem este de a fi proiectat astfel încât să fie tolerant la anomalii (*eng. fault tolerant*). Funcțiile sistemului vor fi satisfăcute în acest caz (chiar dacă inițial va fi o perioadă de tranziție) chiar și după apariția unei anomalii prin autoadaptarea regulatorului la noua structură a sistemului. (Blanke, et al., 2006)

În general, pentru ca un sistem să fie tolerant la anomalii, trebuie proiectat un sistem de supervizare (separat de regulatorul folosit) care să funcționeze după următoarele etape:

- Etapa de diagnoză a anomalieiilor (*eng. fault diagnosis*) – prezența anomalieiilor trebuie detectată împreună cu tipul și sursa acestora
- Etapa de adaptare a legii de reglare – parametrii regulatorului trebuie să fie modificați astfel încât sistemul să își îndeplinească funcțiile, respectând performanțele impuse chiar și în prezența anomalieiilor. (Blanke, et al., 2006)

Modificarea unui sistem astfel încât să fie tolerant la anomalii este rentabilă doar pentru acele sisteme a căror funcționare precisă este critică. Pentru a putea detecta anomaliiile care pot apărea, metodele clasice presupun măsurarea și analizarea tuturor semnalelor care pot fi afectate de către acestea precum și folosirea unor componente redundante (de exemplu, senzori). Depășirea unor anumite praguri sau schimbarea componentei spectrale semnalizează apariția anomalieiilor. Însă într-un sistem a cărei funcționare nu este critică, această abordare implică o

complicare a structurii ceea ce determină costuri de producție, funcționare și întreținere mult mai ridicate. (Blanke, et al., 2006)

Această lucrare se axează numai pe prima etapă – diagnoza anomaliei – necesară dezvoltării unei comportări tolerate la anomalii a unei centrale eoliene.

În vederea îndeplinirii etapei de diagnoză, trebuie îndepliniți patru pași (Blanke, et al., 2006) (Katipamula & Brambley, 2005):

- Detectia anomaliei (*eng. fault detection*) – determinarea momentului la care o anomaliă apare în sistem
- Localizarea anomaliei (*eng. fault isolation*) – determinarea componentei care este afectată de către anomalie detectată
- Identificarea anomaliei (*eng. fault identification*) – determinarea tipului anomaliei
- Estimarea severității anomaliei (*eng. fault estimation*).

Întrucât energia eoliană este energia regenerabilă cu cea mai rapidă creștere anuală, numai în anul 2014 fiind instalate centrale eoliene cu o putere cumulată de 51 GW (nivelul total fiind 370 GW) conform (Global Wind Energy Council, 2015), dezvoltări remarcabile au avut loc și în direcția soluțiilor de protejare și întreținere a funcționării centralelor eoliene. Atât pentru centralele plasate pe uscat, dar mai ales pentru cele plasate în apă, implementarea unui sistem de control tolerant la anomalii care să permită producerea energiei electrice (în cantități mai mici) chiar și atunci când o anomalie este prezentă, ar avea numeroase beneficii (protejarea centralei eoliene, asigurarea unui nivel minimal de energie electrică, creșterea profitului, posibilitatea de a face operații de reparație mai rar, nu de fiecare dată când apare o anomalie, găsirea mai ușoară a sursei anomaliei) (Esbensen & Sloth, 2009).

Astfel, orice centrală eoliană trebuie să aibă un sistem de supervizare care să monitorizeze funcționarea tuturor componentelor și să detecteze apariția anomaliei. Cele mai frecvente și cele mai importante anomalii care pot apărea sunt cele care afectează senzorii, elementele de execuție, sistemului de transmisie, elementele sistemului electric sau rețeaua electrică (Manwell, et al., 2009).

Există diferite metode pentru detecția și diagnoza anomaliei. O clasificare și o scurtă detaliere a acestora poate fi studiată în (Katipamula & Brambley, 2005). Metodele de detecție și diagnoză pot fi împărțite în două mari categorii în funcție de folosirea sau nu a unui model analitic al procesului. Diagnoza poate fi bazată pe cunoștințe *a priori* (cunoștințe despre modelul componentei analizate) sau poate fi făcută empiric (folosirea modelului de tip *black-box*). Ambele metode folosesc modele precum și date preluate din funcționarea centralei, însă maniera prin care se ajunge la rezultat diferă fundamental. (Katipamula & Brambley, 2005)

5.1 Diagnoza bazată pe modelul analitic al procesului

Folosind cunoștințe *a priori* despre componenta care se diagnostichează (ecuațiile fizice pe care se bazează) se creează un model care poate fi de orice tip (continuu sau discret, liniar sau neliniar, simplu sau multiplu) astfel încât să aibă aceeași comportare ca și componenta în condiții normale (atunci când nu există anomalii) (asigurarea *redundanței analitice* (Marcu & Mirea, 2003)). Acest model va primi la intrare aceleași semnale ca și componenta reală și va produce la ieșire semnalul cu valorile care s-ar obține și la ieșirea componentei dacă nicio anomalie nu ar afecta-o. (Katipamula & Brambley, 2005)

Comparând ieșirea acestui model cu ieșirea componentei reale (obținută în urma procesului de măsurare) se obține un reziduu. Analizând valorile acestui reziduu se poate decide dacă a apărut sau nu o anomalie în componenta urmărită. În cazul în care nu intervine nicio anomalie sau vreun defect și nu există intrări necunoscute (de obicei zgromot), reziduul obținut trebuie să fie nul. Dacă nivelul intrărilor necunoscute este neglijabil, reziduul obținut poate fi analizat direct. În caz contrar, trebuie folosite metode statistice sau metode de recunoaștere a formei reziduului obținut (se compară forma obținută cu o serie de semnături cunoscute caracteristice pentru fiecare anomalie). În cazul ideal, reziduurile trebuie generate astfel încât să fie sensitive la anomalii dar insenzitive la intrările cunoscute sau necunoscute care pot duce la detecția eronată a anomalilor. (Marcu & Mirea, 2003)

Avantajul acestei metode este dat de precizia foarte bună cu care sunt obținute estimările comportării normale datorită principiilor fizice care stau la baza proiectării modelului. Însă nu totdeauna proiectarea unui estimator în această manieră este facilă, fiind necesare calcule complexe și cunoștințe detaliate despre funcționarea componentei studiate. (Katipamula & Brambley, 2005)

În continuare, vor fi detaliate acele metode de diagnoză din această categorie care au fost folosite pentru detecția anomalilor centralei eoliene prezentate în capitolul anterior.

O variantă de construire a unui generator de reziduuri (un sistem ale cărui intrări sunt intrările și ieșirile sistemului analizat, iar la ieșire produce un semnal care cuprinde pe cât posibil doar influențele cauzate de anomalii care se doresc a fi detectate) se bazează pe folosirea unui estimator de stare (*eng. state estimator, state observer*). Utilizând un estimator al stărilor (ieșirilor) de tip Luenberger, eroare de estimare generată poate fi folosită ca reziduu pentru diagnoza anomalilor. Pentru a putea aplica această metodă este nevoie de un model matematic al sistemului corespunzător funcționării normale. (Marcu & Mirea, 2003) Acest model poate fi obținut pe baza aplicării unor proceduri de identificare sau poate fi preluat din specificațiile oferite de către producătorul componentei care se analizează.

Considerând modelul liniar, invariant în timp, observabil, scris în forma intrare – stare – ieșire, al unui proces din relațiile (5.1) și (5.2) (unde $x \in \mathbb{R}^{nx1}$ este vectorul de stare, $u \in \mathbb{R}^{mx1}$ este vectorul mărimilor de intrare, $y \in \mathbb{R}^{px1}$ este vectorul mărimilor de ieșire, $A \in \mathbb{R}^{nxn}$, $B \in \mathbb{R}^{nxm}$ și $C \in \mathbb{R}^{pxn}$), ecuațiile corespunzătoare pentru estimatorul liniar Luenberger de ordin complet sunt (5.3) și (5.4) (unde $L \in \mathbb{R}^{nxp}$ este matricea estimatorului, $\hat{x} \in \mathbb{R}^{nx1}$ este vectorul stărilor estimate, iar $\hat{y} \in \mathbb{R}^{px1}$ este vectorul mărimilor de ieșire estimate). (Marcu & Mirea, 2003) (Luenberger, 1966)

$$\dot{x}(t) = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (5.1)$$

$$y(t) = C \cdot x(t) \quad (5.2)$$

$$\dot{\hat{x}}(t) = (A - L \cdot C) \cdot \hat{x}(t) + B \cdot u(t) + L \cdot y(t) \quad (5.3)$$

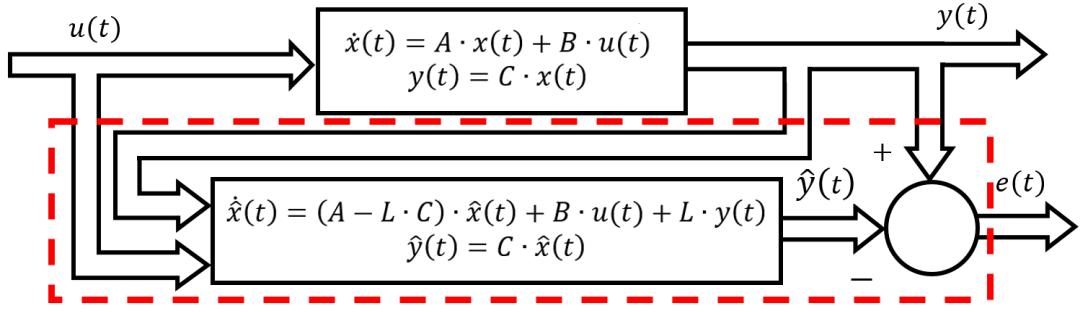
$$\hat{y}(t) = C \cdot \hat{x}(t) \quad (5.4)$$

Matricea estimatorului L se alege astfel încât matricea de evoluție a estimatorului, $A - L \cdot C$, să aibă valori proprii cu partea reală negativă, nenulă, la stânga valorilor proprii ale matricei A pentru ca estimatorul să aibă o dinamică mai rapidă (uzual se alege să fie de cel puțin două ori mai îndepărtate) (Radisavljevic-Gajic, 2014).

Făcând diferența dintre ieșirea procesului y și ieșirea estimată \hat{y} se obține eroarea de estimare e a ieșirii (relația (5.5)) care reprezintă reziduul necesar pentru detecția anomalilor.

Schema bloc a acestui generator de reziduuri poate fi văzută în Fig. 5.1 .

$$e(t) = y(t) - \hat{y}(t) \quad (5.5)$$



Generator de reziduuri

Fig. 5.1 Schema bloc a utilizării generatorului de reziduuri care se bazează pe estimarea stărilor și a ieșirii

Însă în practică, ieșirile procesului $y(t)$ nu sunt disponibile direct ci pe baza măsurătorilor făcute de către senzori. În cazul funcționării normale, acești senzori introduc aditiv peste valoarea reală a mărimii măsurate un zgomot cu o comportare stochastică. Pentru ca generatorul de reziduuri să își îndeplinească cât mai bine rolul său, acela de a produce la ieșire un semnal care cuprinde pe cât posibil doar influențele cauzate de anomalii care se doresc a fi detectate, este nevoie de filtrarea ieșirii obținute ($e(t)$).

Pentru filtrarea zgomotului de măsurare se poate folosi un Filtru Trece-Jos de tip Butterworth. Pe baza specificării ordinului acestui filtru (pentru obținerea unei anumite pante de la banda de trecere la banda de blocare), respectiv a frecvenței de tăiere (eng. *cut-off frequency*) (pentru selectarea frecvențelor care se doresc a fi păstrate), se poate proiecta acest tip de filtru care este caracterizat de obținerea unui răspuns frecvențial plat (care să nu aibă oscilații (eng. *ripples*) în banda de trecere), însă cu dezavantajul unei treceri mai lungi de la banda de trecere la banda de blocare decât în cazul filtrelor de tip Cebâșev (Proakis & Manolakis, 1996) (Pollock, 1999).

Filtrele de tip Butterworth sunt caracterizate de valoarea pătratului amplitudinii răspunsului în frecvență (relația (5.6)) de care depinde respectarea performanțelor impuse. Astfel, poate fi găsită o valoarea a ordinului N al filtrului astfel încât să se respecte orice cerințe impuse, creșterea ordinului implicând obținerea unui filtru mai performant (Fig. 5.2) (Lang, 2014).

$$|H_c(j\omega)|^2 = \frac{1}{1+\omega^{2N}} \quad (5.6)$$

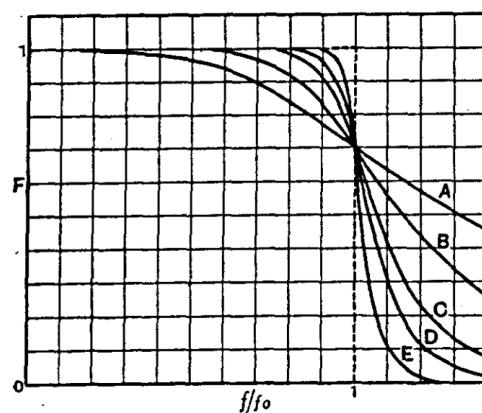


Fig. 5.2 Efectul răspunsului în frecvență la creșterea ordinului unui filtru de tip Butterworth (curbele A, B, C, D, E corespund gradelor 1, 2, 4, 6, respectiv 12) (axa orizontală corespunde frecvențelor normalizate la frecvența de tăiere, iar axa verticală corespunde valorilor $|H_c(j\omega)|^2$) (Butterworth, 1930)

5.2 Diagnoza bazată exclusiv pe procesarea semnalelor

Această metodă, spre deosebire de cea anterioară, nu folosește cunoștințe *a priori*, ci se bazează numai pe semnalele de intrare și de ieșire ale componentei urmărite. Și în cadrul acestei metode se creează un model, însă acesta se bazează numai pe comportamentul componentei analizate, adică pe semnalele de ieșire raportate la cele de intrare. Aceste modele nu au o semnificație fizică la fel ca în cazul modelelor obținute pe baza cunoștințelor *a priori*. (Katipamula & Brambley, 2005)

Câteva dintre aceste metode, conform (Marcu & Mirea, 2003), se bazează pe:

- Verificarea limitelor măsurătorilor obținute – depășirea unor limite cunoscute *a priori* indică apariția unei anomalii. Uzual se folosesc două limite, una pentru avertizare și una pentru semnalarea situației de urgență
- Instalarea unor senzori dedicați de tip limitator sau care măsoară anumite variabile speciale care suferă modificări la apariția unei anomalii
- Instalarea unor senzori multipli (asigurarea *redundanței fizice*) – se folosesc în special pentru detecția anomaliei care afectează senzorii. Apariția unei diferențe majore între valorile obținute (mai mare decât amplitudinea zgromotului) semnifică apariția unei anomalii în cel puțin unul dintre senzori
- Analiza frecvențială a măsurătorilor – unele mărimi măsurate au o comportare frecvențială specifică care dacă nu mai este respectată înseamnă că o anomalie a intervenit în senzor sau în componentă care producea mărimea respectivă. Similar, unele anomalii pot avea o comportare frecvențială specifică (formează semnătura) care dacă este detectată înseamnă că anomalia respectivă a intervenit.
- Folosirea unui sistem expert – pe baza unor cunoștințe *a priori* despre efectele anomaliei, prin aplicarea unor succesiuni de reguli logice de tipul (5.7) se poate ajunge la o concluzie care să specifică existența sau inexistența unei anomalii

$$\text{DACĂ } <\text{simptom}> \text{ ATUNCI } <\text{concluzie}> \quad (5.7)$$

- Folosirea unei rețele neuronale – pe baza unei comportări normale se antrenează o rețea neuronală, care este apoi folosită pentru a clasifica tipul comportării sistemului (Katipamula & Brambley, 2005) (Hush, et al., 1997)

Deși aceste modele au avantajul ușurinței cu care pot fi obținute, nefiind necesară studierea în detaliu a proceselor fizice, dezavantajul major este dat de lipsa certitudinii că trăsăturile comportamentului extrase pot fi extrapolate pentru orice semnal de intrare care poate fi aplicat la intrare. (Katipamula & Brambley, 2005)

Tehnicile bazate pe procesarea de semnale pot fi împărțite în două mari categorii: cele care se bazează pe analiza în domeniul frecvențial și cele care se bazează pe analiza în domeniul timp.

Analiza în domeniul frecvențial are la baza *Transformata Fourier* (eng. *Fourier Transform - FT*) (relația (5.8)). Aplicând această transformare unui semnal continuu în timp se obțin informații despre spectrul frecvențial al acestuia, prin intermediul magnitudinii și fazelor frecvențelor sinusoidelor care compun semnalul analizat.

Datorită importanței în procesarea semnalelor pe care o are Transformata Fourier pentru semnalele continue, a fost necesară introducerea unei transformări echivalente pentru semnale

eșantionate. Această transformare corespunzătoare este *Transformata Fourier în Timp Discret* (eng. *Discrete Time Fourier Transform - DTFT*) (relația (5.9)).

Următorul pas a fost dezvoltarea transformatei care să aibă aceleași beneficii în analiza semnalelor dar să fie aplicată semnalelor digitale (semnale discrete atât ca valori cât și ca timp (momente de eșantionare)). Astfel, a fost definită *Transformata Fourier Discretă* (eng. *Discrete Fourier Transform - DFT*) (relația (5.10)). Însă aplicarea formulei din definiția acestei transformări implică un număr foarte mare de calcule (adunări și înmulțiri).

O minimizare a timpului de obținere a rezultatului prin reducerea numărului de operații efectuat se poate realiza aplicând *Transformata Fourier Rapidă* (eng. *Fast Fourier Transform - FFT*). O variantă a acestei transformări se bazează pe Algoritmul de decimare în baza 2 descris în (Cooley & Tukey, 1965).

Prin împărțirea secvenței inițiale în două părți egale și aplicarea Transformantei Fourier Discrete pentru cele două secvențe obținute, unind apoi rezultatele obținute cu relația (5.11) (unde $W_N = e^{-j\frac{2\pi}{N}}$, $G(k) = DFT_{N/2}[x(0), x(2), \dots, x(N-2)]$, $H(k) = DFT_{N/2}[x(1), x(3), \dots, x(N-1)]$), se ajunge la același rezultat ca în cazul aplicării Transformantei Fourier Discrete întregii secvențe. Pe baza proprietăților de simetrie (relația (5.12)) și de periodicitate (relația (5.13)) ale termenului W se obține reducerea numărului de calcule la jumătate prin posibilitatea de a folosi termenii $G(k)$ și $W_N^k \cdot H(k)$ de două ori, atât pentru $X(k)$ cât și pentru $X\left(k + \frac{N}{2}\right)$ (relațiile (5.14) și (5.15)) (Dahnoun, 2000).

Dacă secvența inițială are un număr de termeni egal cu o putere a lui doi, pe baza metodei *Divide et Impera* (eng. *Divide and Conquer*) prin care se împarte succesiv secvența în câte două părți până la obținerea secvențelor elementare cu un singur termen și folosind formulele precedente, se ajunge la rezultatul dorit efectuând mult mai puține operații ($\frac{N}{2} \log_2 N$ înmulțiri și $N \log_2 N$ adunări) decât prin evaluarea directă a Transformantei Fourier Discrete aplicate întregii secvențe (N^2 înmulțiri și $N(N-1)$ adunări) (Lang, 2014). Reprezentând grafic acest algoritm, se obțin forme ale legăturilor dintre termeni cunoscute sub denumirea de „fluturi” (eng. *butterfly*) (Fig. 5.3) (Weinstein, 1969).

Astfel, este recomandat ca lungimea secvenței care se dorește a fi evaluată să fie o putere a lui doi. Însă dacă se alege să se evaluateze Transformata Fourier Rapidă într-un număr mai mare de puncte decât lungimea secvenței sau dacă secvența nu are un număr de termeni egal cu o putere a lui doi atunci se vor adăuga la sfârșitul secvenței un număr convenabil de zerouri.

$$X(j\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cdot e^{-j\omega t} dt \quad (5.8)$$

$$X(e^{j\Omega}) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x(n) \cdot e^{-j\Omega n} \quad (5.9)$$

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) \cdot e^{-j\frac{2\pi kn}{N}}, \text{ unde } k = 0, \dots, N-1 \quad (5.10)$$

$$X(k) = G(k) + W_N^k \cdot H(k), \text{ unde } k = 0, \dots, N-1 \quad (5.11)$$

$$W_N^{k+\frac{N}{2}} = -W_N^k \quad (5.12)$$

$$W_{\frac{N}{2}}^{k+\frac{N}{2}} = W_{\frac{N}{2}}^k \quad (5.13)$$

$$X(k) = G(k) + W_N^k \cdot H(k), \text{ unde } k = 0, \dots, \frac{N}{2}-1 \quad (5.14)$$

$$X\left(k + \frac{N}{2}\right) = G(k) - W_N^k \cdot H(k), \text{ unde } k = 0, \dots, \frac{N}{2}-1 \quad (5.15)$$

Deoarece diagnoza se face în timpul funcționării sistemului studiat (în timp real), procesarea semnalelor cu Transformata Fourier Rapidă trebuie făcute pe anumite ferestre temporale (relația (5.16), unde $w(n), n = 0, \dots, N-1$ se numește Fereastră). Lungimea

acestor ferestre trebuie aleasă astfel încât să conțină suficiente date pentru a se putea face o analiză utilă (toate frecvențele care intervin pot fi detectate dacă durata unei ferestre este mai mare decât jumătate din perioada maximă a componentelor sinusoidale care intervin), iar timpul de procesare al datelor unei secvențe să nu depășească perioada de achiziție a informațiilor din următoarea secvență. Însă fereastra trebuie să fie suficient de mică încât să poată fi semnalată o eventuală anomalie într-un timp cât mai redus.

$$x(n) = x(n) \cdot w(n), \text{pentru } n = 0 \dots N - 1 \quad (5.16)$$

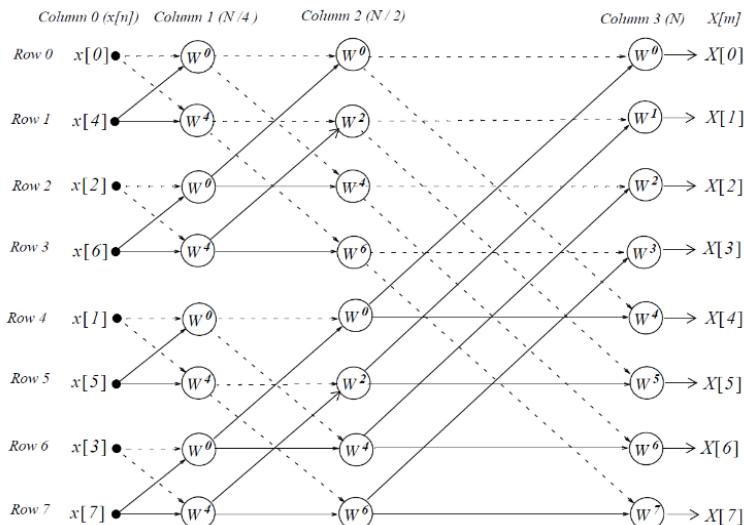


Fig. 5.3 Ilustrarea grafică a metodei de calcul a FFT pentru cazul unui semnal cu $N = 8$ eşantioane (Karris, 2003)

Discret este cât mai apropiată de impulsul Dirac (Lang, 2014). Cele mai cunoscute astfel de ferestre sunt cele de tip *Hanning* și de tip *Hamming* (Fig. 5.5), însă există și altele, fiecare cu avantajele și cu dezavantajele sale (Ramirez, 1975).

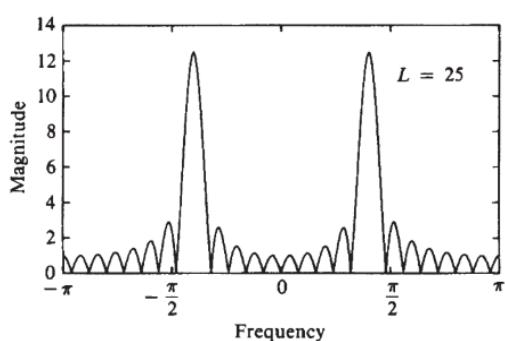


Fig. 5.4 Apariția fenomenului de scurgere (eng. leakage) (Proakis & Manolakis, 1996)

dorită. Astfel, sistemul de diagnoză al anomaliei este mai performant din punctul de vedere al promptitudinii detecțiilor (care reprezintă unul dintre criteriile de bază ale evaluării performanțelor unui sistem de diagnoză (Marcu & Mirea, 2003)).

Folosirea ferestrelor însă determină apariția fenomenului de „scurgere” (eng. *leakage*) (în reprezentarea spectrală apar lobi secundari mai mici în jurul lobului frecvenței principale care acoperă frecvențele apropiate de frecvența principală a lobului) (Fig. 5.4) (Proakis & Manolakis, 1996). Această problemă este rezolvată prin folosirea unei ferestre care nu este dreptunghiulară (acest tip de fereastră lasă să treacă nedeformate toate valorile semnalului din intervalul temporal considerat) ci este descrisă de o funcție a cărei Transformată Fourier în Timp

Toate aceste variante de ferestre au însă dezavantajul de a atenua semnalul studiat spre cele două capete. Pentru ca valorile semnalului din capetele intervalelor temporale să aibă același impact în studiul frecvențial s-a recurs la suprapunerea ferestrelor. Astfel, începutul unei ferestre temporale nu se mai află la finalul ferestrei anterioare, ci undeva pe parcursul acesteia (Fig. 5.6) (Harris, 1978). Folosirea acestui artificiu are și avantajul dat de faptul că sistemul de diagnoză nu mai este nevoie să aștepte înregistrarea unui set de date de lungime egală cu lungimea ferestrei, ci numai a unei porțiuni care împreună cu o parte dintr-o datele din fereastra anterioară să determine lungimea

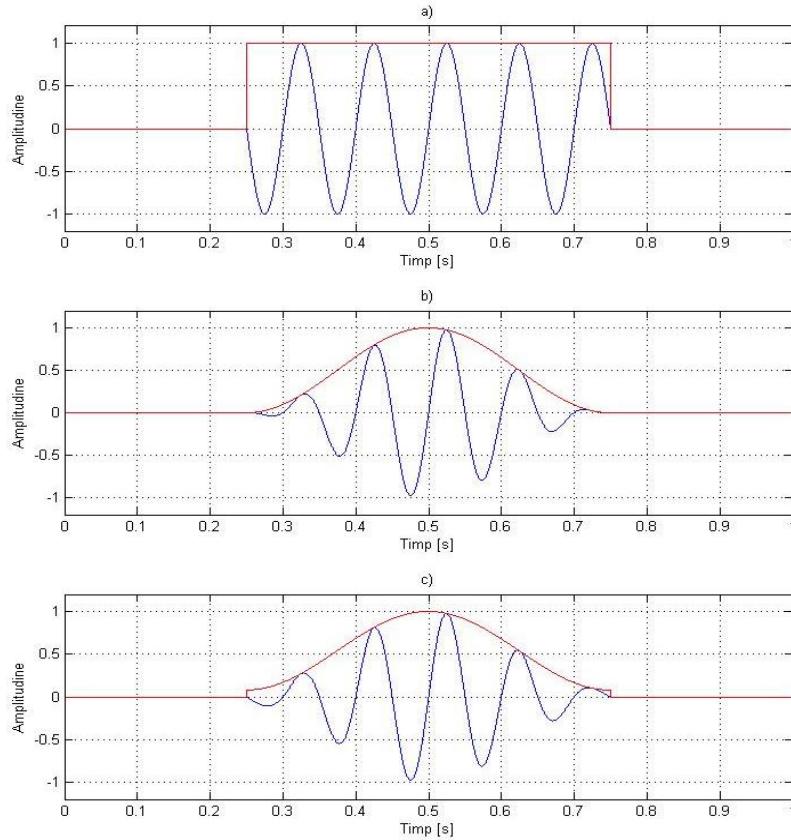


Fig. 5.5 Aplicarea unei ferestre asupra unui semnal sinusoidal cu frecvență 10 Hz
 (a) Fereastră dreptunghiulară,
 b) Fereastră Hanning (Hann),
 c) Fereastră Hamming)

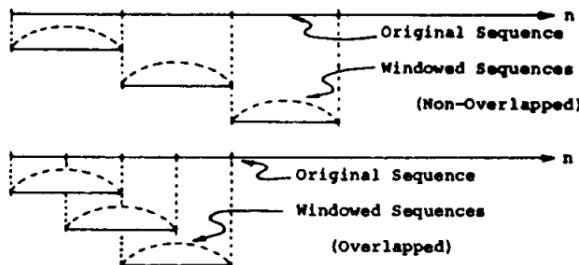


Fig. 5.6 Suprapunerea ferestrelor temporale
 (Harris, 1978)

Analiza în domeniul timp nu necesită operații de transformare într-un alt domeniu ca metoda anterioară. Metodele din această categorie folosesc direct semnalul preluat din sistemul analizat.

Pentru detectia anomalilor din modelul centralei eoliene considerat s-au urmărit patru tehnici:

- calcularea mediei valorilor semnalului pe intervale temporale (ferestre) (relația (5.17), unde N este lungimea secvenței de date x) – analizarea valorilor mediei obținute pentru câteva ferestre temporale consecutive oferă informații despre valoarea în jurul căreia variază semnalul studiat

- calcularea dispersiei (relația (5.18), unde N este lungimea secvenței de date x) – valoarea dispersiei calculată pentru valorile dintr-o fereastră temporală oferă informații despre gradul de „împrăștiere” în jurul valorii medii a eșantioanelor studiate
- calcularea corelației dintre două semnale (relația (5.19)) – se urmărește dacă există o similitudine între cele două semnale, luând în considerare o eventuală întârziere în timp a ieșirii. Această metodă poate fi folosită pentru a urmări legătura dintre semnalului de intrare și cel de ieșire ale unei componente a sistemului (Iancu, 2003). La apariția unor anomalii în componenta studiată, gradul de corelație dintre cele două semnale se modifică
- calcularea autocorelației (relația (5.20)) – este folosită pentru a se determina dacă există o secvență care se repetă în mod constant în semnalul analizat.

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{N} \quad (5.17)$$

$$s^2 = \frac{\sum(x-\bar{x})}{N-1} \quad (5.18)$$

$$\phi_{xy}(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^T x(t) \cdot y(t + \tau) dt \quad (5.19)$$

$$\phi_{xx}(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^T x(t) \cdot x(t + \tau) dt \quad (5.20)$$

Mai multe metode de diagnoză sunt detaliate în (Katipamula & Brambley, 2005) și în (Venkatasubramanian, et al., 2003).

Capitolul 6. Implementarea practică. Rezultatele experimentale obținute

Pentru studierea anomaliei care intervin în modelul centralei eoliene considerat (descriși în capitolul al patrulea) și implementarea modulului de detecție a acestora, a fost folosit exclusiv mediul de dezvoltare *MATLAB* împreună cu extensia sa pentru simularea sistemelor dinamice, *Simulink*.

Pentru o simulare cât mai apropiată de cazul real, o secvență de măsurători reale preluate dintr-un parc eolian a fost folosită ca intrare a modelului centralei eoliene studiat. Pornind de la aceste măsurători, s-au simulați efectele fenomenelor care pot apărea (turbulențe, variația vântului odată cu altitudinea, redirecționarea vântului la întâlnirea stâlpului). Secvența obținută este ilustrată în *Fig. 6.1.*

Comportarea centralei eoliene este simulață pe o durată de 4400 secunde, perioada de eşantionare folosită fiind de 0,01 secunde. În cazul normal, atunci când nu acționează nicio anomaliă, nivelul puterii generate de către centrala eoliană simulață este figurat în *Fig. 6.2.* Scopul blocurilor de detecție a anomaliei și de adaptare a controlului este să aducă puterea generată în cazul acțiunii anomaliei la un nivel cât mai apropiat de cazul ideal, fără anomalii. Așa cum a fost prezentat și în capitolul al patrulea, în acest model au fost simulate nouă anomalii pe duri finite de timp. Numai o parte dintre acestea vor fi analizate în această lucrare.

Așa cum a fost precizat și în capitolul al cincilea, această lucrare își propune studierea numai a etapei de diagnoză a anomaliei, nu și a celei de adaptare a legii de reglare astfel încât sistemul să își poată continua funcționarea chiar și în prezența anomaliei.

Pentru determinarea precisă a componentei afectate, momentului intervenției și tipului anomaliei, au fost separate inițial anomaliiile astfel încât să nu acționeze în același timp. Astfel, efectele anomaliei nu se suprapun, putând fi găsite caracteristicile specifice fiecărei anomalii. Apoi, sistemul de diagnoză construit a fost testat cu toate anomaliiile prezente.

În continuare, vor fi prezentate pentru fiecare anomaliă studiată (expusă sumar și în capitolul al patrulea) următoarele aspecte: efectul rezultat în urma apariției (atât sub formă analitică cât și grafică), metoda folosită pentru detecție, condiția care trebuie impusă pentru realizarea detecției automate, detalierea implementării blocului de detecție precum și rezultatele și performanțele obținute în urma integrării acestui bloc de detecție în modelul centralei eoliene.

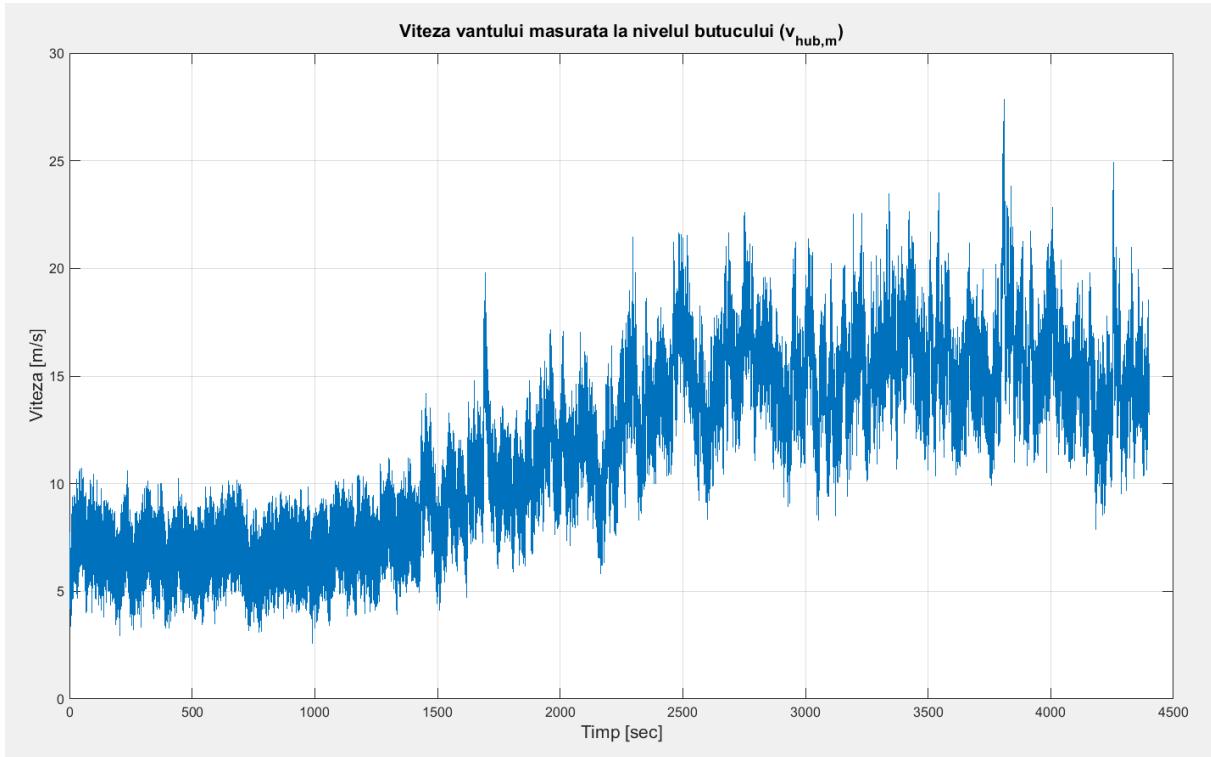


Fig. 6.1 Viteza vântului la nivelul butucului generată pe baza setului de date cu măsurători reale ale vitezei vântului

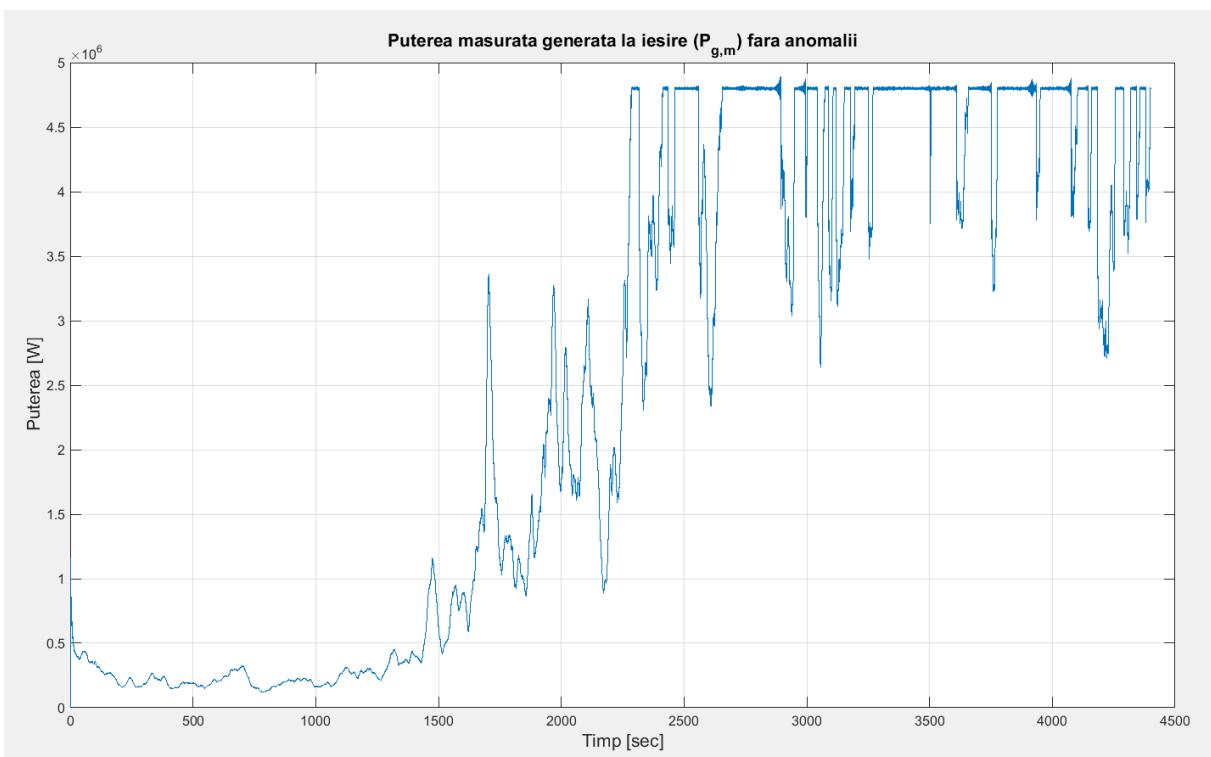


Fig. 6.2 Puterea generată de către centrala eoliană în condiții normale (fără anomalii)

6.1 Anomalii de tip valoare constantă în Senzori

În modelul considerat au fost simulate trei anomalii în senzorii folosiți care au ca efect returnarea unei valori constante la ieșire indiferent de valoarea mărimii măsurate pe durata de intervenție a anomaliei.

Senzorii afectați, valorile la care aceștia sunt blocați, intervalele de timp în care anomaliiile acestora intervin, respectiv numele folosite în implementarea din *MATLAB* și din *Simulink* a modelului și care vor fi folosite și în continuare sunt ilustrate în *Tabel 6.1*.

Tabel 6.1 Detalierea anomalieiilor de tip valoare constantă care intervin în modelul studiat al centralei eoliene

Numele anomaliei	Senzorul afectat de către anomalie	Valoarea returnată ca urmare a apariției anomaliei	Intervalul de timp în care se manifestă anomalia
Fault_1	Primul senzor (m_1) al unghiului de rotație (β) în jurul axei longitudinale proprii a palei numărul 1 (eng. pitch angle)	$\beta_{1,m1} = 5^\circ$	[2000, 2100] sec
Fault_3	Primul senzor (m_1) al unghiului de rotație (β) în jurul axei longitudinale proprii a palei numărul 3 (eng. pitch angle)	$\beta_{3,m1} = 10^\circ$	[2600, 2700] sec
Fault_4	Primul senzor (m_1) al vitezei unghihulare (ω) a rotorului	$\omega_{r,m1} = 1,4 \frac{\text{rad}}{\text{sec}}$	[1500, 1600] sec

Efectele intervenției acestor trei anomalii pot fi văzute în graficele din *Fig. 6.3*, *Fig. 6.4*, respectiv *Fig. 6.5*.

Pentru detecția apariției acestor anomalii în funcționarea centralei eoliene, pot fi aplicate următoarele două metode:

- Calcularea mediei valorilor returnate de către senzorul analizat, folosind ferestre temporale – valorile obținute vor avea o valoare constantă egală cu valoarea la care s-a blocat senzorul pentru acele ferestre temporale care se află în interiorul intervalului de acțiune a anomaliei. Rezultatele obținute pot fi văzute în graficele din *Fig. 6.6*, *Fig. 6.7*, respectiv *Fig. 6.8*.
- Determinarea spectrului frecvențial al semnalului de la ieșirea senzorului analizat, folosind Transformata Fourier Rapidă (FFT) împreună cu ferestre temporale – pentru acele ferestre temporale care se află în interiorul intervalului de acțiune a anomaliei, frecvența dominantă va fi cea de 0 Hz deoarece semnalul este constant, neavând nicio oscilație care să determine apariția unei frecvențe în spectrul obținut. Amplitudinea acestei frecvențe va fi egală cu valoarea la care este blocat senzorul. Rezultatele obținute pot fi văzute în graficele din *Fig. 6.9*, *Fig. 6.10*, respectiv *Fig. 6.11*.

Pentru detecția automată a acestui tip de anomalie care are ca efect blocarea valorii returnate de către senzor la o valoare constantă, indiferent de valoarea mărimii măsurate, trebuie impuse următoarele condiții, în funcție de metoda folosită:

- Pentru cazul metodei bazate pe calcularea mediei – pentru cazurile particulare considerate (blocarea la o valoare constantă cunoscută), testarea apariției anomaliei se poate

face prin verificarea egalității dintre media unei ferestre temporale și valoarea constantă cunoscută. Însă ar putea apărea situația când valorile din fereastra temporală considerată nu sunt egale cu valoarea constantă care definește anomalia, însă prin compensare reciprocă, media lor să ajungă să fie egală cu acea valoare constantă. Această situație poate fi evitată testând valorile mediilor mai multor ferestre temporale consecutive. O variantă care determină obținerea unor rezultate bune este verificarea valorilor mediilor ultimelor trei ferestre temporale. Dacă mediile acestor trei ferestre sunt egale cu valoarea constantă considerată atunci anomalia corespunzătoare a intervenit. Această variantă obține rezultate bune deoarece valorile returnate de către senzor au patru zecimale, ceea ce implică un set de valori posibile foarte numeros. Probabilitatea ca valorile din trei ferestre temporale să fie diferite dar totuși să determine o aceeași valoare pentru medie, egală cu valoarea constantă considerată, este infimă. Astfel, anomalia este prezentă cât timp valorile mediilor ultimelor trei ferestre temporale sunt egale cu valoarea constantă considerată. Dacă se consideră cazul general (valoarea constantă la care se blochează senzorul poate fi oricare) atunci condiția de testare a apariției anomaliei este similară. Se va verifica doar dacă valorile mediilor ultimelor trei ferestre temporale sunt egale între ele. Dacă da, atunci anomalia este prezentă.

- Pentru cazul metodei bazate pe calcularea spectrului frecvențial – testarea apariției anomaliei se face verificând dacă amplitudinea frecvenței de 0 Hz este cea mai mare din întreg spectrul și este egală cu valoarea constantă considerată. În plus, trebuie ca celelalte frecvențe să nu intervină deloc (a se vedea cazul din Fig. 6.11) (mai puțin primele câteva frecvențe de după cea de 0 Hz care determină formarea lobului centrat pe frecvența de 0 Hz). Această condiție poate fi testată calculând suma amplitudinilor celorlalte frecvențe (mai puțin prima și eventual a doua care au de obicei valori mai mari) și verificând apropierea rezultatului obținut de valoarea zero, considerând o anumită eroare. La fel ca și la cazul precedent, se poate testa apariția acestei anomalii și pentru cazul general. Verificarea se face similar, exceptând testarea egalității dintre amplitudinea frecvenței de 0 Hz și valoarea constantă considerată, pe care în acest caz nu o mai cunoaștem.

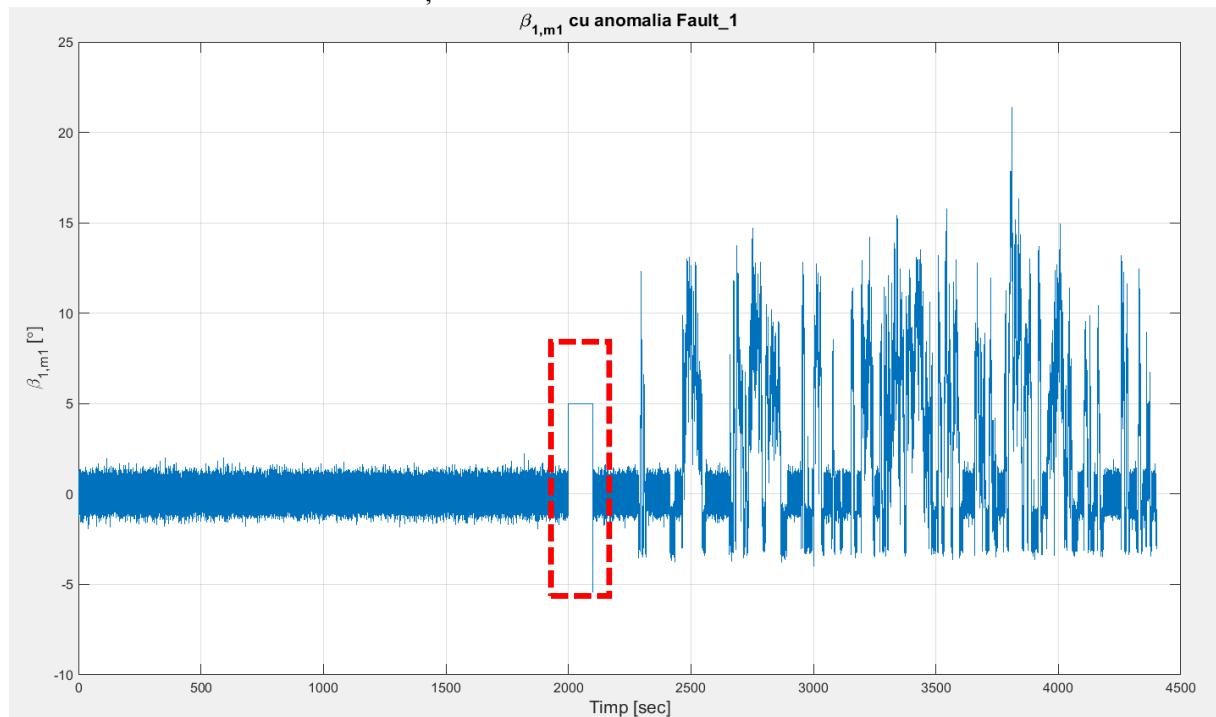


Fig. 6.3 Efectul anomaliei Fault_1 asupra valorilor returnate de către senzorul m1 al unghiului β_1 (unghiul de rotație a palei numărul 1 în jurul axei longitudinale proprii). Valorile returnate de către senzor sunt blocate la valoarea 5° în intervalul manifestării anomaliei, [2000, 2100] sec

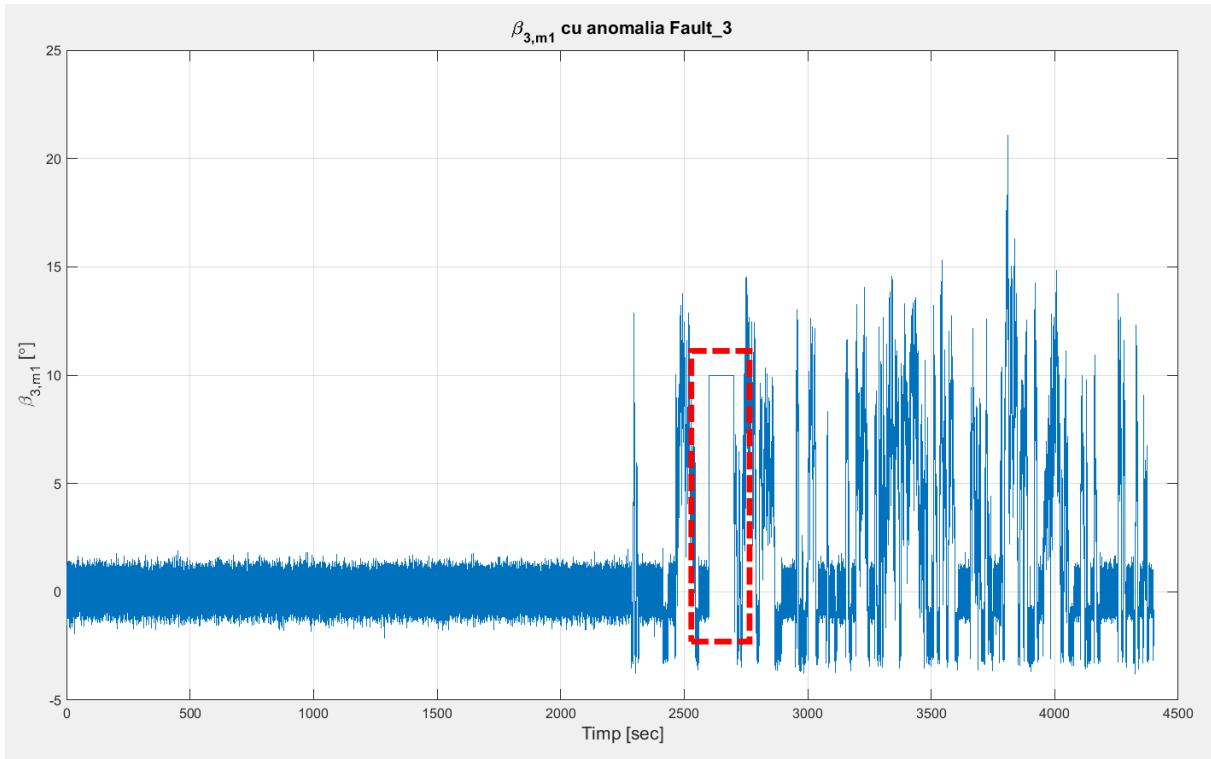


Fig. 6.4 Efectul anomaliei Fault_3 asupra valorilor returnate de către senzorul m1 al unghiului β_3 (unghiul de rotație a palei numărul 3 în jurul axei longitudinale proprii). Valorile returnate de către senzor sunt blocate la valoarea 10° în intervalul manifestării anomaliei, $[2600, 2700]$ sec

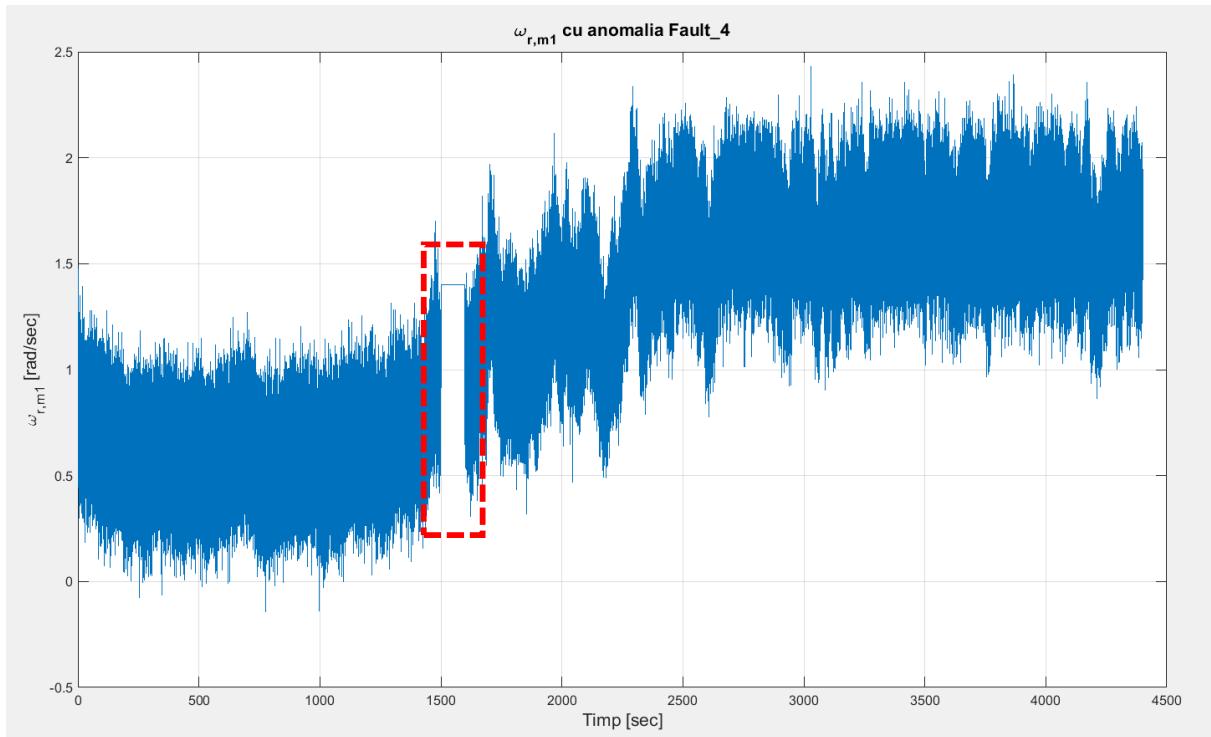


Fig. 6.5 Efectul anomaliei Fault_4 asupra valorilor returnate de către senzorul m1 al vitezei unghiulare ω_r a rotorului. Valorile returnate de către senzor sunt blocate la valoarea $1,4 \frac{\text{rad}}{\text{sec}}$ în intervalul manifestării anomaliei, $[1500, 1600]$ sec

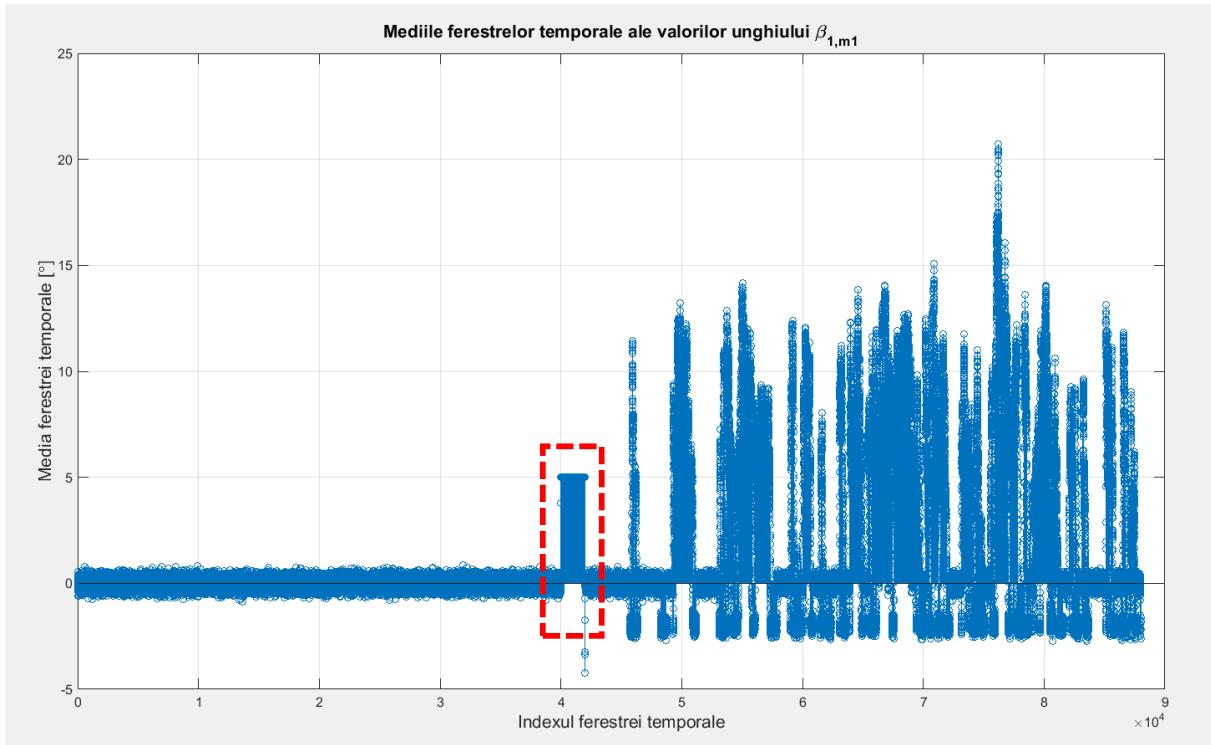


Fig. 6.6 Valorile obținute în urma calculării mediilor ferestrelor temporale de câte 5 eșantioane ale semnalului $\beta_{1,m1}$. Se observă că valorile mediilor ferestrelor temporale din intervalul manifestării anomaliei Fault_1 ([2000, 2100] sec) sunt egale cu valoarea constantă returnată de către senzor (5°)

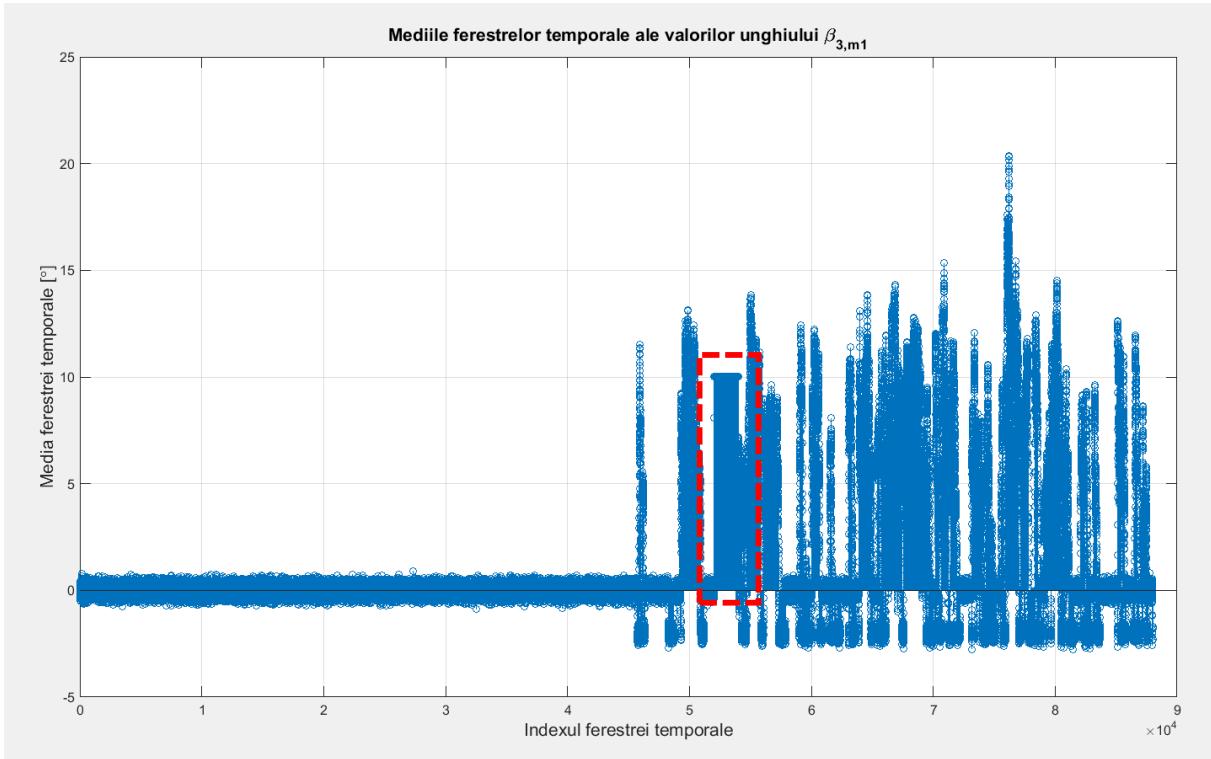


Fig. 6.7 Valorile obținute în urma calculării mediilor ferestrelor temporale de câte 5 eșantioane ale semnalului $\beta_{3,m1}$. Se observă că valorile mediilor ferestrelor temporale din intervalul manifestării anomaliei Fault_3 ([2600, 2700] sec) sunt egale cu valoarea constantă returnată de către senzor (10°)

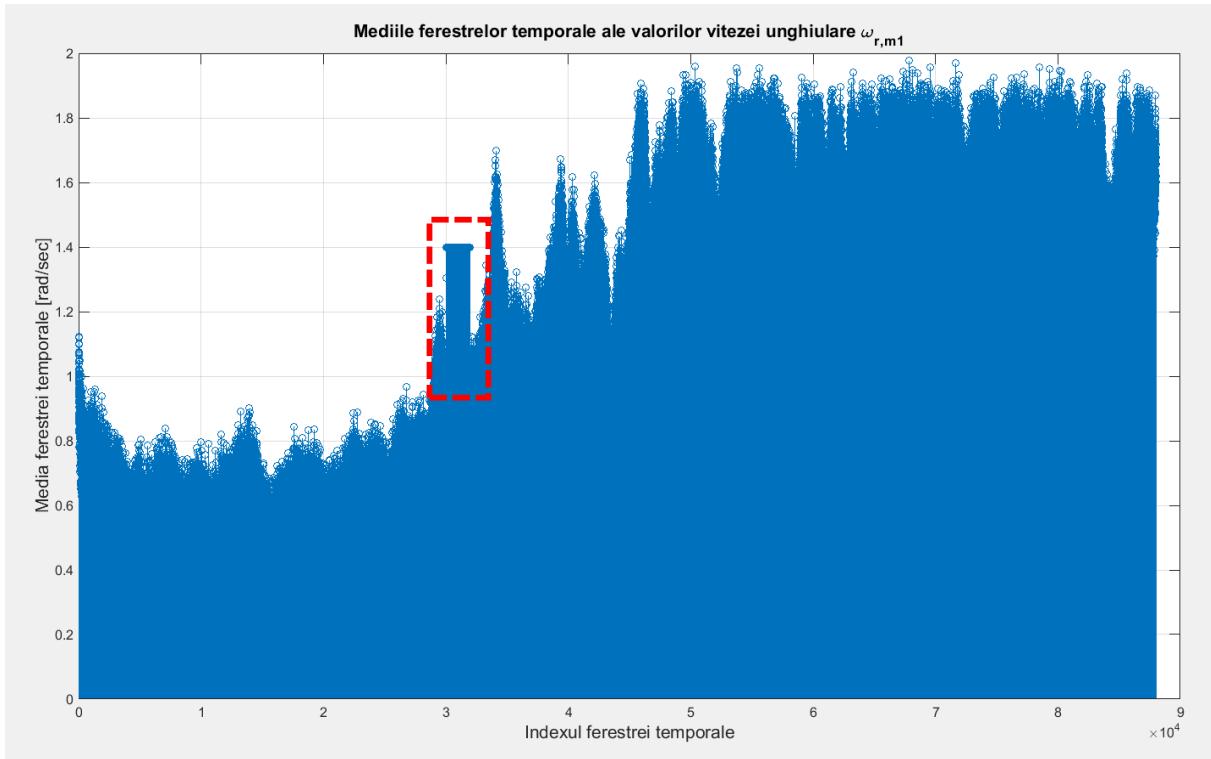


Fig. 6.8 Valorile obținute în urma calculării medilor ferestrelor temporale de câte 5 eșantioane ale semnalului $\omega_{r,m1}$. Se observă că valorile medilor ferestrelor temporale din intervalul manifestării anomaliei Fault_4 ([1500, 1600] sec) sunt egale cu valoarea constantă returnată de către senzor ($1,4 \frac{\text{rad}}{\text{sec}}$)

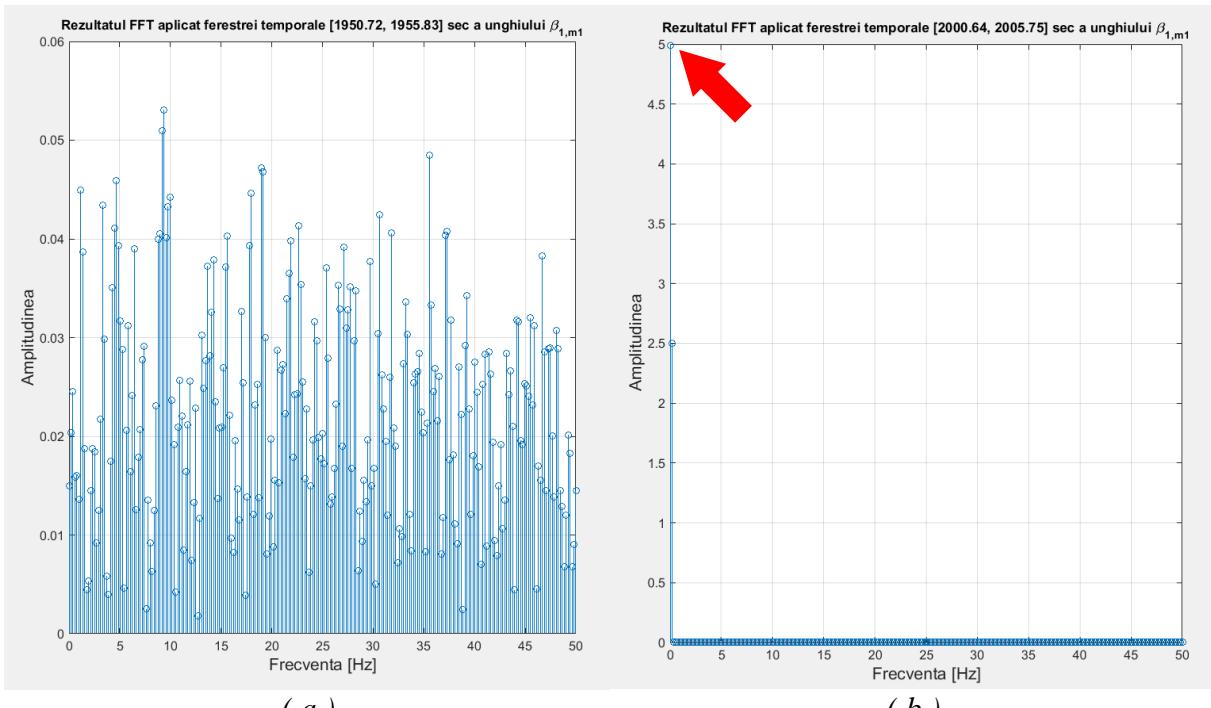
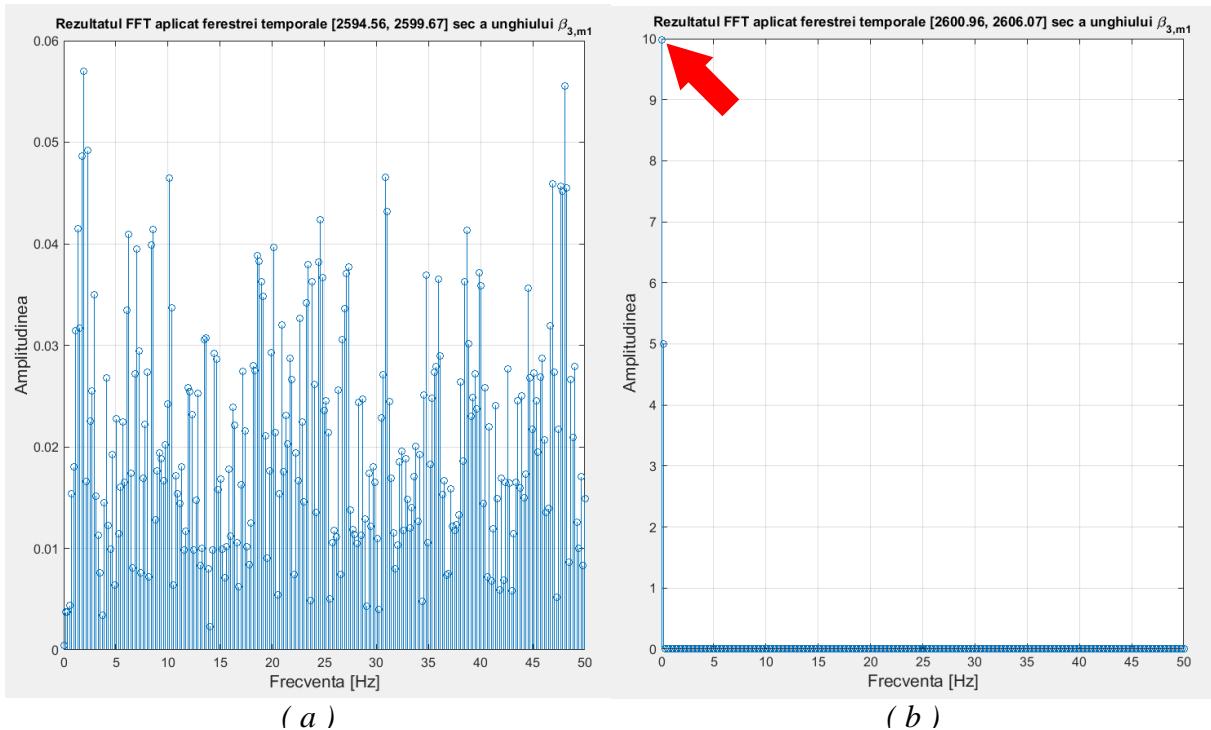


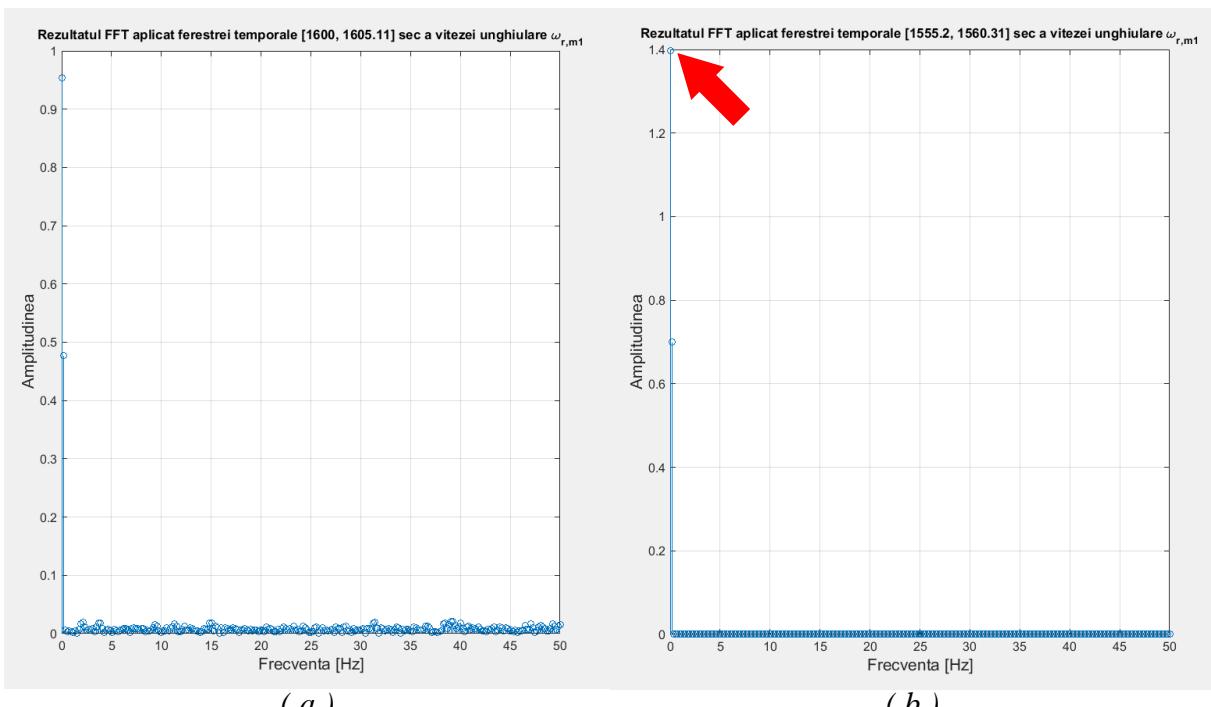
Fig. 6.9 Rezultatele aplicării Transformantei Fourier Rapide (FFT) semnalului $\beta_{1,m1}$ de la ieșirea senzorului corespunzător, în 512 puncte pe ferestre temporale de 512 eșantioane (5,12 sec) suprapuse în proporție de 75%. În figura (b) se observă existența frecvenței de 0 Hz cu amplitudinea egală cu valoarea de blocare 5° atunci când anomalia Fault_1 se manifestă, spre deosebire de cazul din figura (a) atunci când anomalia nu se manifestă



(a)

(b)

Fig. 6.10 Rezultatele aplicării Transformatei Fourier Rapide (FFT) semnalului $\beta_{3,m1}$ de la ieșirea senzorului corespunzător, în 512 puncte pe ferestre temporale de 512 eșantioane (5,12 sec) suprapuse în proporție de 75%. În figura (b) se observă existența frecvenței de 0 Hz cu amplitudinea egală cu valoarea de blocare 10° atunci când anomalia Fault_3 se manifestă, spre deosebire de cazul din figura (a) atunci când anomalia nu se manifestă



(a)

(b)

Fig. 6.11 Rezultatele aplicării Transformatei Fourier Rapide (FFT) semnalului $\omega_{r,m1}$ de la ieșirea senzorului corespunzător, în 512 puncte pe ferestre temporale de 512 eșantioane (5,12 sec) suprapuse în proporție de 75%. În figura (b) se observă existența frecvenței de 0 Hz cu amplitudinea egală cu valoarea de blocare $1,4 \frac{\text{rad}}{\text{sec}}$ atunci când anomalia Fault_4 se manifestă, spre deosebire de cazul din figura (a) atunci când anomalia nu se manifestă

Blocurile *Simulink* care verifică apariția acestor trei anomalii sunt ilustrate în Fig. 6.12 . Deoarece structura acestora este similară, în continuare va fi detaliat numai blocul corespunzător detectiei anomaliei Fault_1 care intervine în senzorul m_1 al unghiului de rotație β a palei numărul 1 în jurul axei longitudinale proprii.

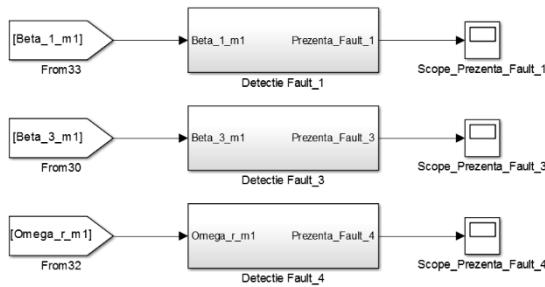


Fig. 6.12 Blocurile Simulink pentru detectia celor trei anomaliei care determina blocarea valorilor returnate de catre senzori la o valoare constanta

și returnează media setului de valori furnizat la intrare. Perioada de eșantionare a acestui bloc este setată în conformitate cu lungimea fereastră temporale folosite ($T_s * Lungime_Fereastra_2$) astfel încât să calculeze media doar atunci când primește un nou set de date (adică după trecerea unui număr de perioade de eșantionare egal cu lungimea fereastră), nu la fiecare perioadă de eșantionare a sistemului principal (T_s).

Blocul Calcul FFT conține la rândul său trei blocuri (Fig. 6.14 (b)): un bloc pentru suprapunerea peste fiecare set de date a unei funcții de tip fereastră (s-a folosit fereastra de tip *Hanning*) (Aplicare_Functie_Fereastra), urmat de un bloc care determină efectiv spectrul frecvențial prin aplicarea Transformantei Fourier Rapide (Calcul_FFT), iar la final, un bloc de concatenare unește vectorul care conține valorile magnitudinilor și vectorul valorilor frecvențelor rezultante într-o matrice cu două coloane.

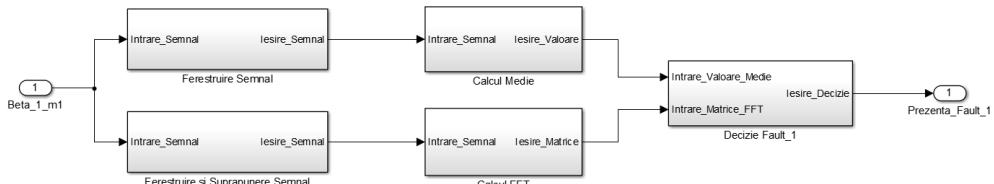


Fig. 6.13 Structura blocului Detectie Fault_1

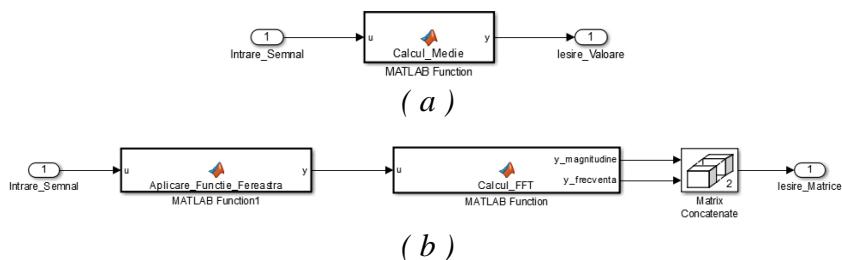


Fig. 6.14 Structura blocurilor Calcul Medie (a), respectiv Calcul FFT (b)

Pentru a putea folosi aceste blocuri pentru calculul mediei și a spectrului frecvențial și pentru a putea obține rezultate în timp real corecte și rapide, este nevoie de împărțirea valorilor obținute în urma măsurării unghiului urmărit în ferestre. Această operație de ferestruire este făcută separat pentru cele două operații. Pentru calcul mediei este nevoie de obținerea unor ferestre de lungime relativ mică (a fost considerată lungimea 5) (Fig. 6.15 (a)). Acestea sunt

obținute folosind un bloc de tip **Buffer** dimensionat corespunzător (de lungime 5). De fiecare dată când termină de stocat un număr de valori egal cu dimensiunea sa, *buffer*-ul returnează aceste valori sub forma unui vector. Acest set obținut este apoi furnizat blocului de calcul a mediei. Pentru calcului spectrului frecvențial, ferestrele sunt necesare să aibă și un grad de suprapunere (Fig. 6.15 (b)). Uzual se folosește o suprapunere de 50% pentru calcului Transformatei Fourier Rapide. În acest caz a fost folosită o suprapunere de 75% pentru a obține rezultate referitoare la spectrul frecvențial mai des, astfel încât să se poată realiza o localizare temporală a anomaliei mai precisă. Această alegere este susținută și de posibilitatea de a termina de efectuat toate calculele în timp ce se acumulează eșantioanele necesare (25%) formării unui nou set. Lungimea aleasă pentru aceste ferestre este de 512 eșantioane. Prin intermediul celor trei blocuri de întârziere (*Delay*) se realizează o decalare în timp cu câte 128 de perioade de eșantionare a unor seturi de valori de aceeași lungime. Cele trei seturi de date din „trecut”, împreună cu setul de date din „prezent” sunt apoi concatenate sub forma unui vector de lungime 512 prin intermediul blocului **Matrix Concatenate** și sunt ulterior transmise blocului de calcul a Transformatei Fourier Rapide.

Blocul de decizie asupra existenței anomaliei **Fault_1** (Fig. 6.16) trebuie să folosească atât rezultatul analizei valorilor mediilor cât și rezultatul analizei spectrului frecvențial. Blocul de analiză a valorilor mediilor, **Decizie_Medie** primește la intrare mediile ultimelor trei ferestre (obținute prin intermediul blocurilor de întârziere) (Fig. 6.16) și testează condiția expusă anterior. De asemenea, blocul de analiză a spectrului frecvențial, **Decizie_FFT**, testează condiția explicitată anterior doar pentru ultimul set de informații despre spectrul frecvențial obținut. Aceste două blocuri returnează de fiecare dată când primesc un nou set de date (blocul **Decizie_Medie** la fiecare 5 perioade de eșantionare, iar blocul **Decizie_FFT** la fiecare 128 perioade de eșantionare) valoarea **1** dacă în urma testării a reieșit că anomalia **Fault_1** este prezentă, respectiv valoarea **0** în caz contrar. Pe baza acestor valori, blocul **Decizie_Fault_1** definește trei niveluri de avertizare:

- Dacă ambele blocuri furnizează valoarea **0** atunci anomalia este absentă și blocul de decizie returnează valoarea **0**
- Dacă ambele blocuri furnizează valoarea **1** atunci se consideră existența stării de avarie (anomalia este prezentă). Blocul de decizie returnează valoarea **2**
- Dacă doar unul dintre blocuri furnizează valoarea **1** atunci se consideră doar o stare de avertizare și se așteaptă confirmarea celeilalte metode sau revenirea la valoarea **0** a metodei curente. În acest caz blocul de decizie returnează valoarea **1**.

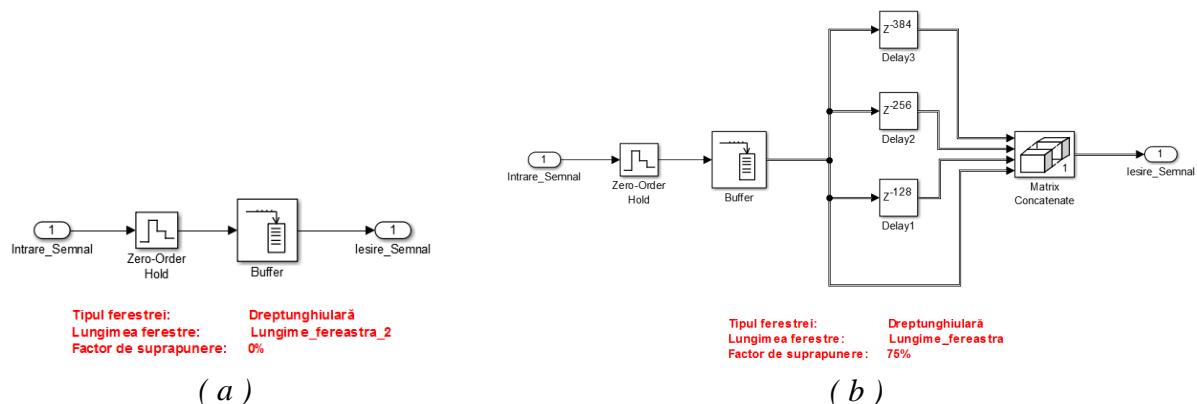


Fig. 6.15 Structura blocurilor de ferestruire a semnalului de la ieșirea senzorului pentru calculul mediei (a) (Ferestruire Semnal), respectiv pentru calculul spectrului frecvențial (b) (Ferestruire și Suprapunere Semnal)

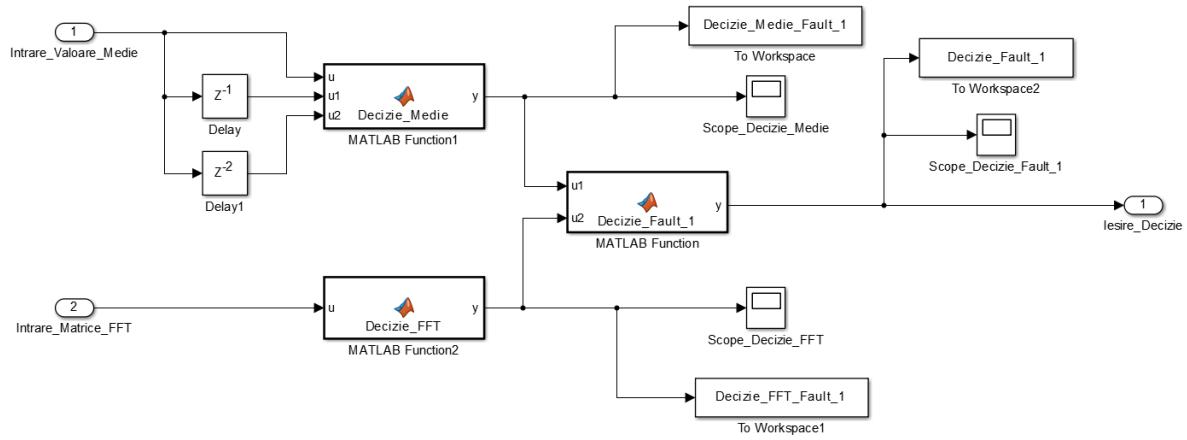


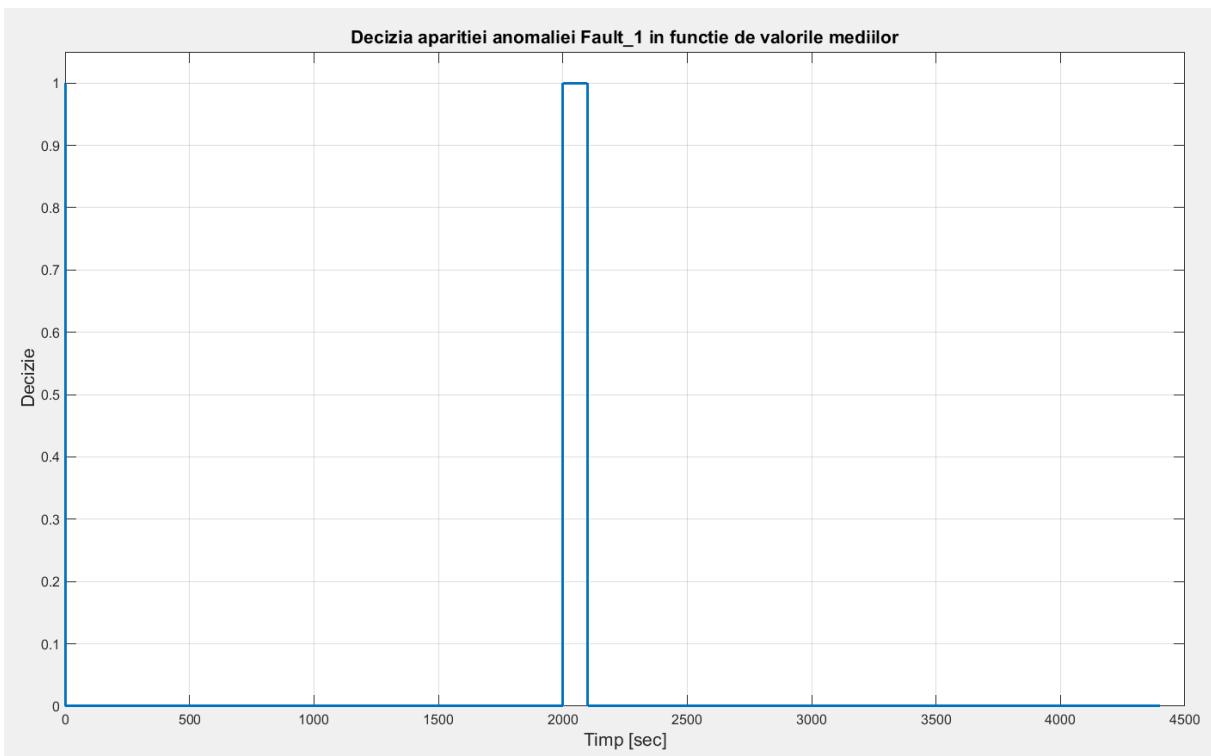
Fig. 6.16 Structura blocului de decizie asupra existentei anomaliei Fault_1 (Decizie Fault_1)

Rezultatele obținute în urma folosirii acestei implementări pentru detecția anomaliei Fault_1, Fault_3, respectiv Fault_4 sunt expuse în Fig. 6.17, Fig. 6.18, Fig. 6.19, Fig. 6.20 și Fig. 6.21.

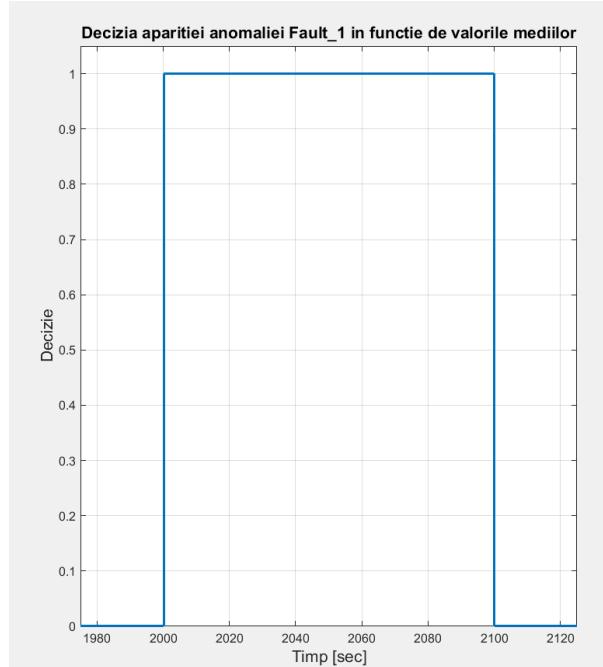
Se observă că rezultatele obținute sunt foarte bune:

- nu există detecții eronate
- starea de avertizare este semnalizată după 0,21 secunde pentru toate cele trei anomalii de la instalarea anomaliei
- starea de avarie este semnalizată după 3,21 secunde pentru Fault_1, 3,53 secunde pentru Fault_3, respectiv 2,73 secunde pentru Fault_4 de la instalarea anomaliei
- semnalizarea stării de avarie se finalizează după 0,05 secunde pentru toate cele trei anomalii de la terminarea intervenției anomaliei
- semnalizarea stării de avertizare se finalizează după 0,48 secunde pentru Fault_1, 0,8 secunde pentru Fault_3, respectiv 1,28 secunde pentru Fault_4 de la terminarea intervenției anomaliei.

Concluzionând, metodele folosite pentru detecția anomaliei care determină blocarea la o valoare constantă a ieșirii senzorilor (analiza mediilor, respectiv analiza spectrului frecvențial) asigură performanțe foarte bune, precizia acestora fiind influențată de lungimea ferestrelor temporale folosite.

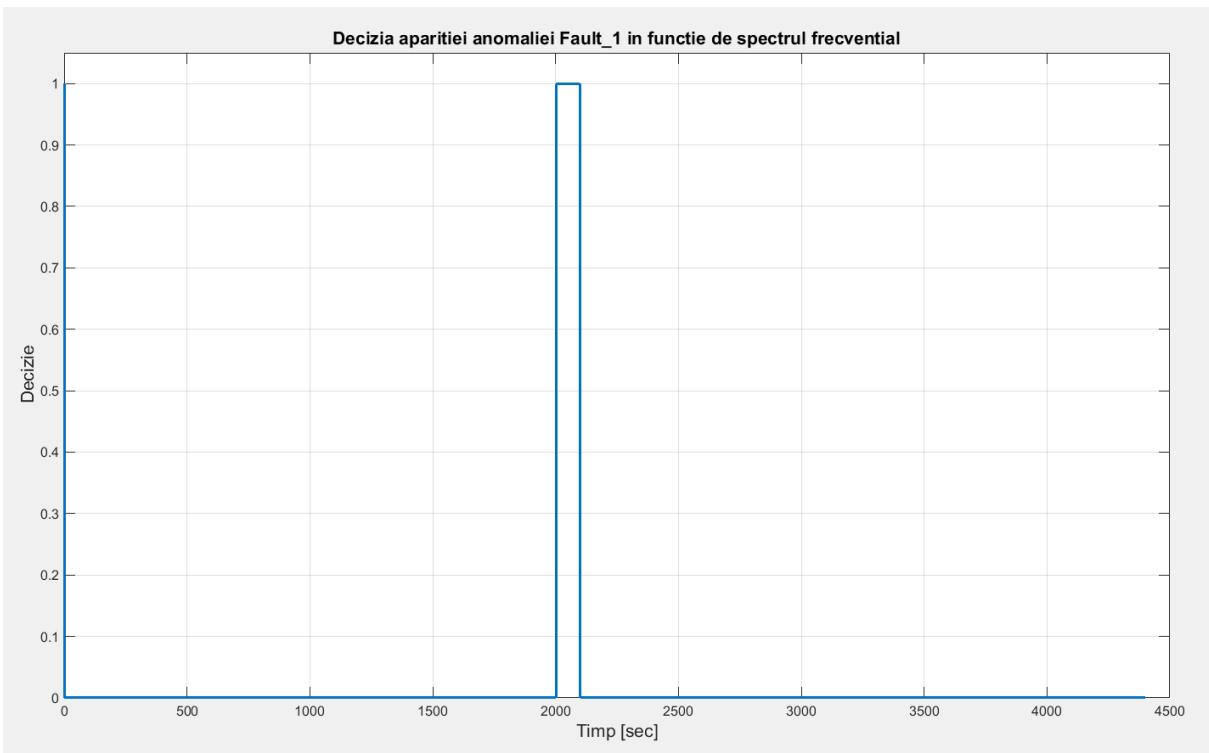


(a)

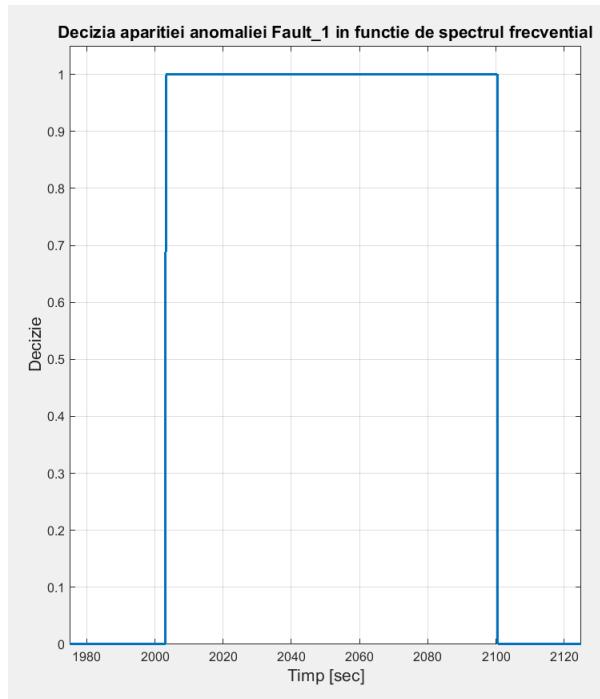


(b)

Fig. 6.17 Rezultatele detecției pe baza analizei mediilor ferestrelor temporale a anomaliei Fault_1 care intervine în intervalul [2000, 2100] sec. Din figura (a) se observă că nu există detectii eronate. Din figura (b) se poate determina că apariția anomaliei este detectată după 2000,21 secunde de la începerea simulării, iar dispariția ei este detectată după 2100,05 secunde. Aceste diferențe sunt datorate duratei de achiziție a datelor necesare pentru testarea condiției de apariție a anomaliei.

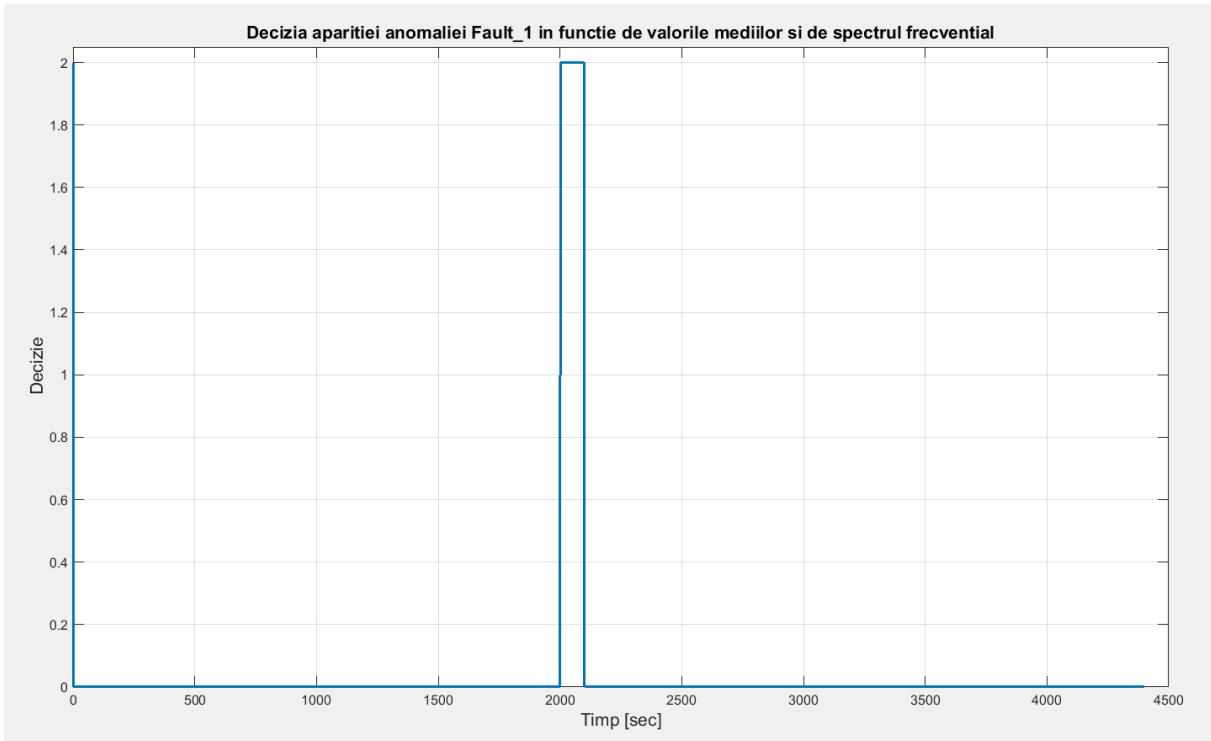


(a)

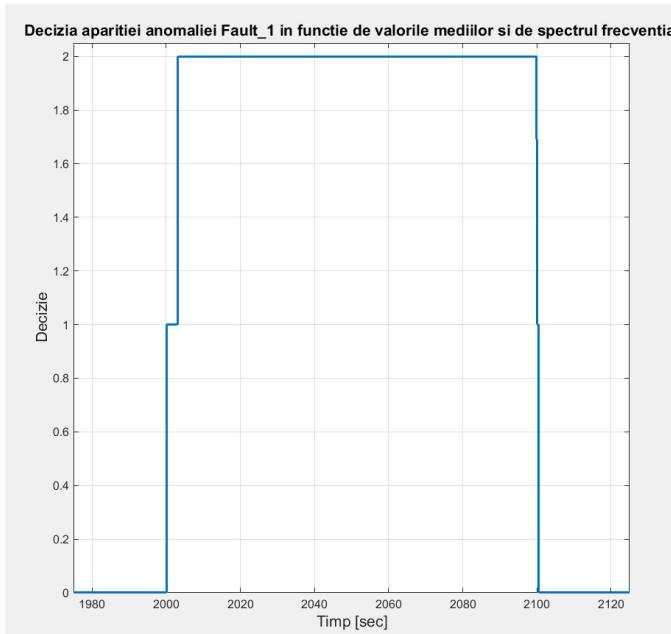


(b)

Fig. 6.18 Rezultatele detecției pe baza analizei spectrului frecvențial pe ferestre temporale a anomaliei Fault_1 care intervine în intervalul [2000, 2100] sec. Din figura (a) se observă că nu există detecții eronate. Din figura (b) se poate determina că apariția anomaliei este detectată după 2003,21 secunde de la începerea simulării, iar dispariția ei este detectată după 2100,48 secunde. Aceste diferențe sunt datorate duratei de achiziție a datelor necesare pentru testarea condiției de apariție a anomaliei.



(a)



(b)

Fig. 6.19 Rezultatele detecției (bazate atât pe analiza mediilor cât și pe analiza spectrului frecvențial a ferestrelor temporale) a anomaliei Fault_1 care intervine în intervalul [2000, 2100] sec. Din figura (a) se observă că nu există detecții eronate. Din figura (b) se poate observa că există o perioadă inițială de 3 secunde, respectiv o perioadă de 0,43 secunde la sfârșitul intervalului de acțiune a anomaliei atunci când se consideră starea de avertizare (valoarea 1) datorită diferenței dintre rezultatele celor două metode de analiză. Aceste diferențe apar datorită duratelor diferite de acumulare a datelor necesare testării condițiilor impuse (analiza bazată pe medie folosește ferestre de lungime 5 perioade de eșantionare, iar analiza bazată pe spectrul frecvențial folosește ferestre de lungime 128 perioade de eșantionare).

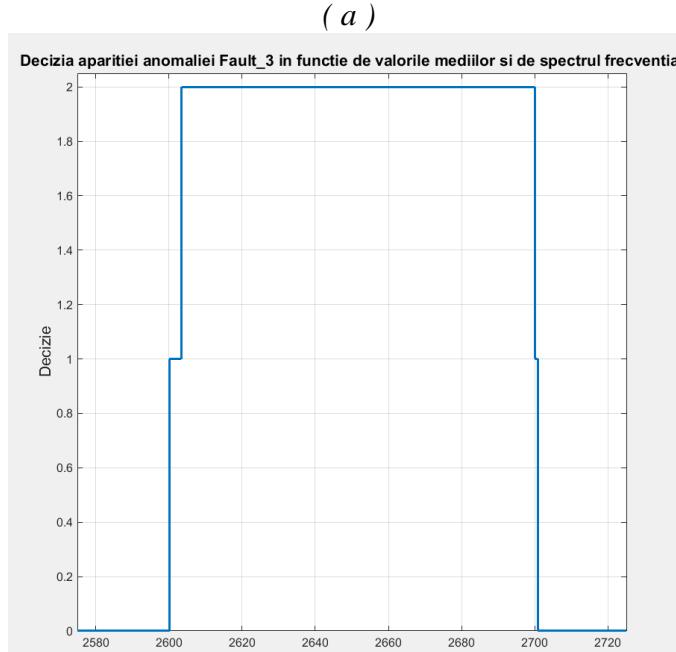
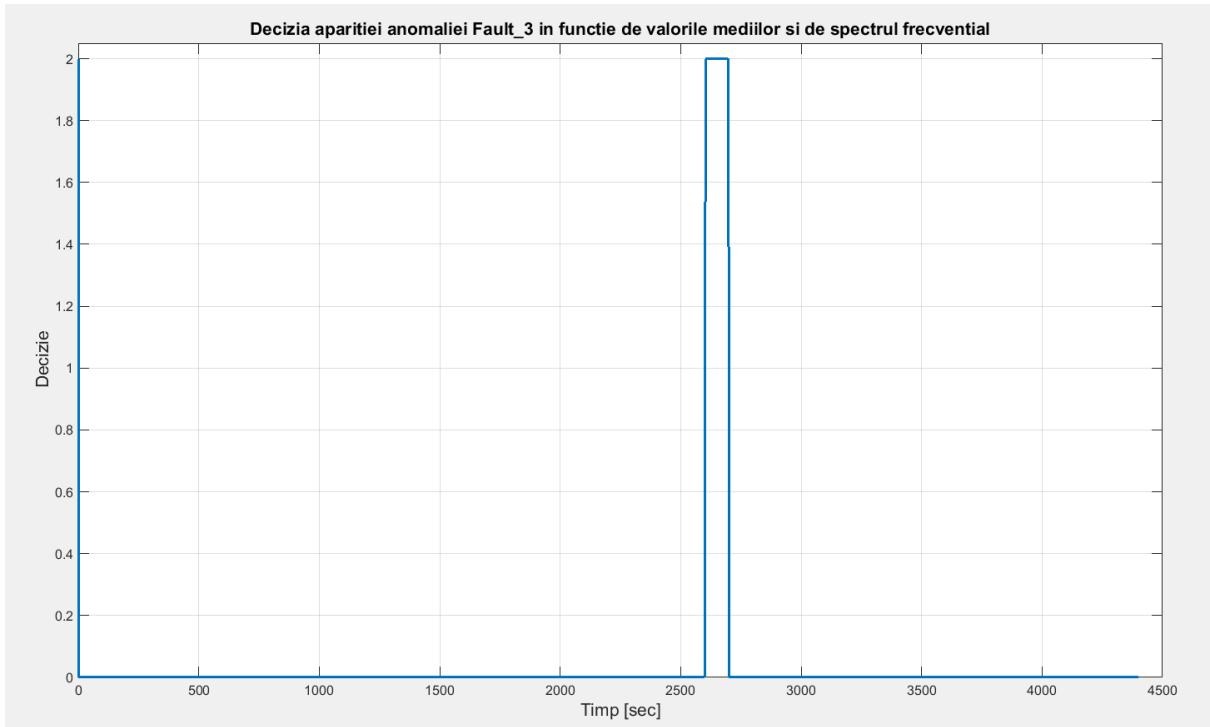
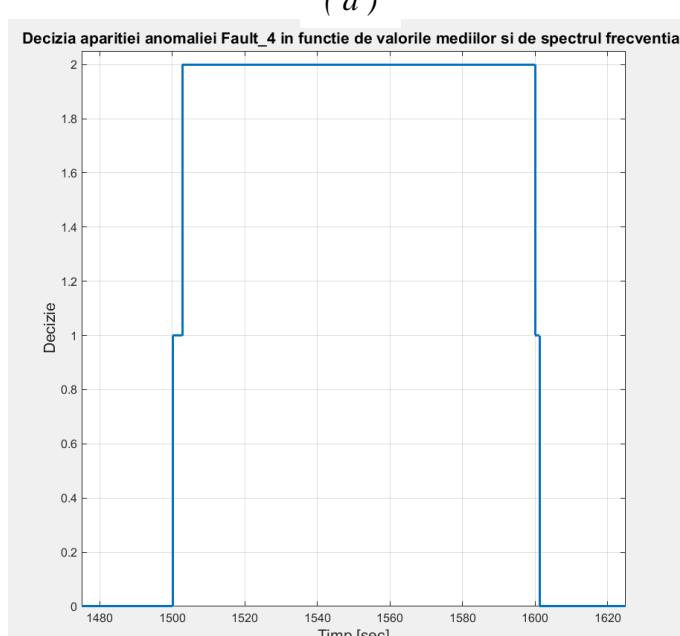
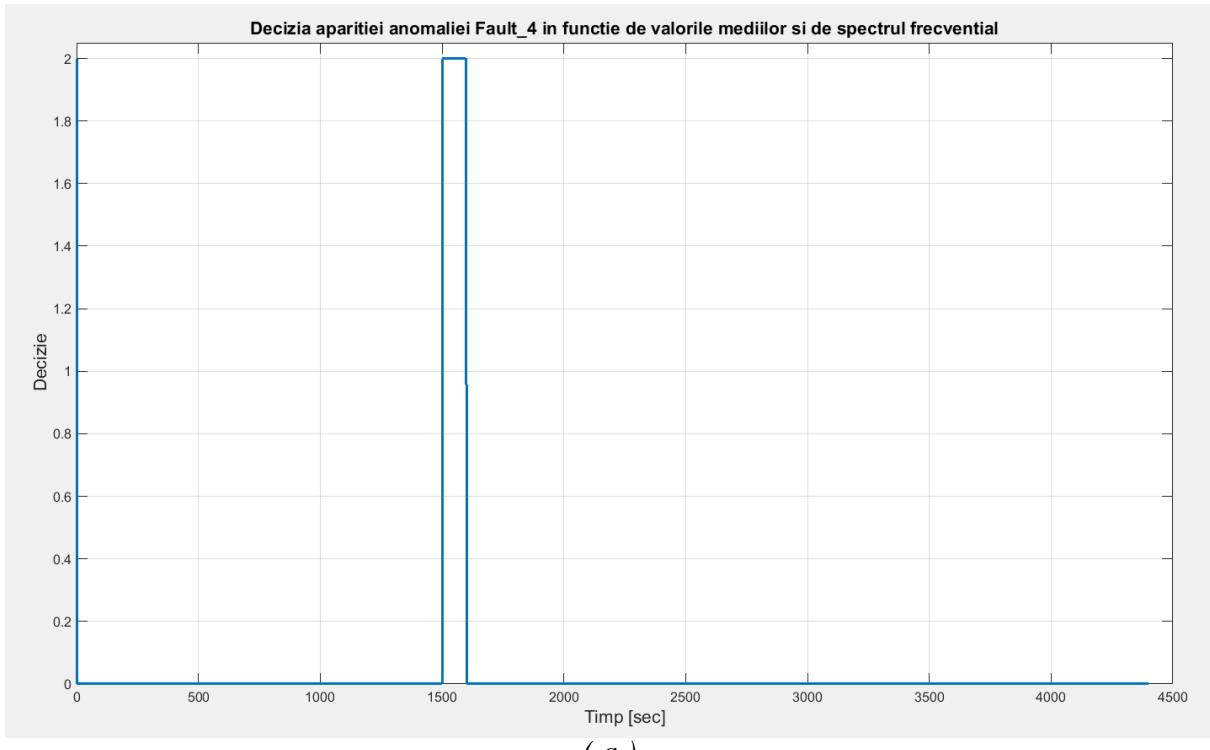


Fig. 6.20 Rezultatele detecției (bazate atât pe analiza mediilor cât și pe analiza spectrului frecvențial a fereștrelor temporale) a anomaliei Fault_3 care intervine în intervalul $[2600, 2700]$ sec. Din figura (a) se observă că nu există detecții eronate. Din figura (b) se poate observa că există o perioadă inițială de 3,32 secunde, respectiv o perioadă de 0,75 secunde la sfârșitul intervalului de acțiune a anomaliei atunci când se consideră starea de avertizare (valoarea 1) datorită diferenței dintre rezultatele celor două metode de analiză. Aceste diferențe apar datorită duratelor diferite de acumulare a datelor necesare testării condițiilor impuse (analiza bazată pe medie folosește ferestre de lungime 5 perioade de eşantionare, iar analiza bazată pe spectrul frecvențial folosește ferestre de lungime 128 perioade de eşantionare. Starea de alertă (valoarea 2) este semnalizată în intervalul $[2603,53, 2700,05]$ sec



(b)

Fig. 6.21 Rezultatele detecției (bazate atât pe analiza mediilor cât și pe analiza spectrului frecvențial a fereștrelor temporale) a anomaliei Fault_4 care intervine în intervalul [1500, 1600] sec. Din figura (a) se observă că nu există detecții eronate. Din figura (b) se poate observa că există o perioadă inițială de 2,52 secunde, respectiv o perioadă de 1,23 secunde la sfârșitul intervalului de acțiune a anomaliei atunci când se consideră starea de avertizare (valoarea 1) datorită diferenței dintre rezultatele celor două metode de analiză. Aceste diferențe apar datorită duratelor diferite de acumulare a datelor necesare testării condițiilor impuse (analiza bazată pe medie folosește ferestre de lungime 5 perioade de eşantionare, iar analiza bazată pe spectrul frecvențial folosește ferestre de lungime 128 perioade de eşantionare. Starea de alertă (valoarea 2) este semnalizată în intervalul [1502,73 , 1600,05] sec

6.2 Anomaliile de tip multiplicativ în Senzori

În modelul considerat au fost simulate două anomalii în senzorii folosiți care au ca efect pe durata de intervenție returnarea la ieșire a unei valori proporționale cu valoarea reală a mărimii măsurate.

Senzorii afectați, factorii de proporționalitate introduși de anomalii, intervalele de timp în care anomalii acestea intervin, respectiv numele folosite în implementarea din *MATLAB* și din *Simulink* a modelului și care vor fi folosite și în continuare sunt ilustrate în *Tabel 6.2*.

Tabel 6.2 Detalierea anomaliei de tip multiplicativ care intervin în modelul studiat al centralei eoliene

Numele anomaliei	Senzorul afectat de către anomalie	Valoarea returnată ca urmare a apariției anomaliei	Intervalul de timp în care se manifestă anomalia
Fault_2	Senzorul al doilea (m_2) al unghiului de rotație (β) în jurul axei longitudinale proprii a palei numărul 2 (eng. <i>pitch angle</i>)	$\beta_{2,m2} = 1,2 \cdot \beta_{2,m2}$	[2300, 2400] sec
Fault_5	Senzorul al doilea (m_2) al vitezei unghiulare (ω) a rotorului și Primul senzorul (m_1) al vitezei unghiulare (ω) a generatorului	$\omega_{r,m2} = 1,1 \cdot \omega_{r,m2}$ $\omega_{g,m1} = 0,9 \cdot \omega_{g,m1}$	[1000, 1100] sec

Efectele intervenției acestor trei anomalii pot fi văzute în graficele din *Fig. 6.22*, *Fig. 6.23*, respectiv *Fig. 6.24*.

Pentru detecția apariției acestor anomalii în funcționarea centralei eoliene, pot fi aplicate următoarele două metode:

- Calcularea dispersiei valorilor returnate de către senzorul analizat, folosind ferestre temporale – Pentru un factor de proporționalitate introdus de către anomalie mai mare decât 1, valorile de la ieșirea senzorului vor fi mai mari decât valorile reale măsurate, ceea ce determină un grad de „împrăștiere” mai mare al acestor valori. Pentru un factor de proporționalitate mai mic decât 1, valorile de la ieșirea senzorului vor fi mai mici decât valorile reale măsurate, ceea ce determină un grad de „împrăștiere” mai mic al acestor valori. Rezultatele obținute pot fi văzute în graficele din *Fig. 6.25*, *Fig. 6.26*, *Fig. 6.27*, *Fig. 6.28*, *Fig. 6.29*, respectiv *Fig. 6.30*.
- Calcularea autocorelației semnalului returnat de către senzorul analizat în fiecare fereastră temporală – Deoarece în formula de definiție a autocorelației unui semnal intervin valorile acelui semnal, efectul unui factor de proporționalitate introdus de către anomalie mai mare decât 1 va fi creșterea amplitudinii rezultatului autocorelației în intervalul de intervenție al anomaliei. Similar, pentru un factor de proporționalitate introdus de către anomalie mai mic decât 1, amplitudinea rezultatului autocorelației va fi mai mică în intervalul de intervenție al anomaliei. Rezultatele obținute pot fi văzute în graficele din *Fig. 6.31*, *Fig. 6.32*, respectiv *Fig. 6.33*.

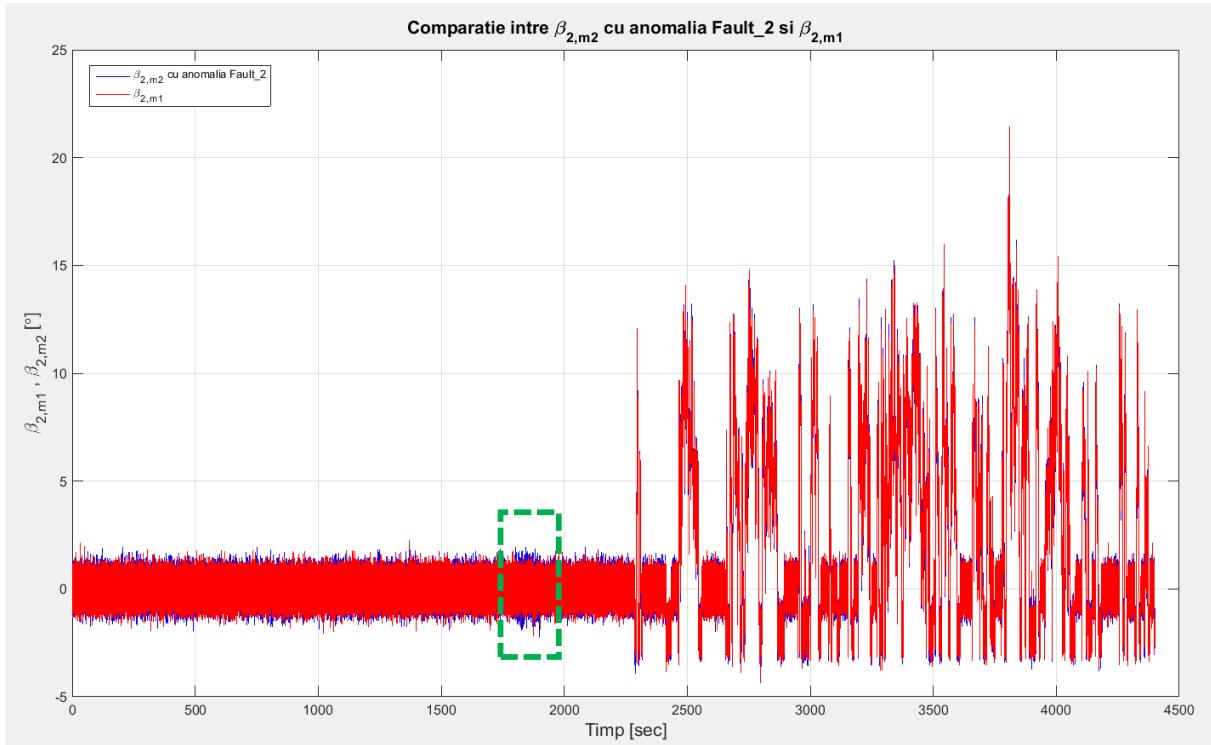


Fig. 6.22 Comparație între valorile returnate de senzorul m2 al unghiului β_2 (unghiul de rotație a palei numărul 2 în jurul axei longitudinale proprii) care este afectat de anomalia Fault_2 și valorile returnate de senzorul m1 al unghiului β_2 , neafectat de anomalia Fault_2. Anomalia Fault_2 intervine în intervalul [1800, 1900] sec și determină o modificare proporțională (cu factorul 1,2) a valorii returnate de senzorul m2 al unghiului β_2

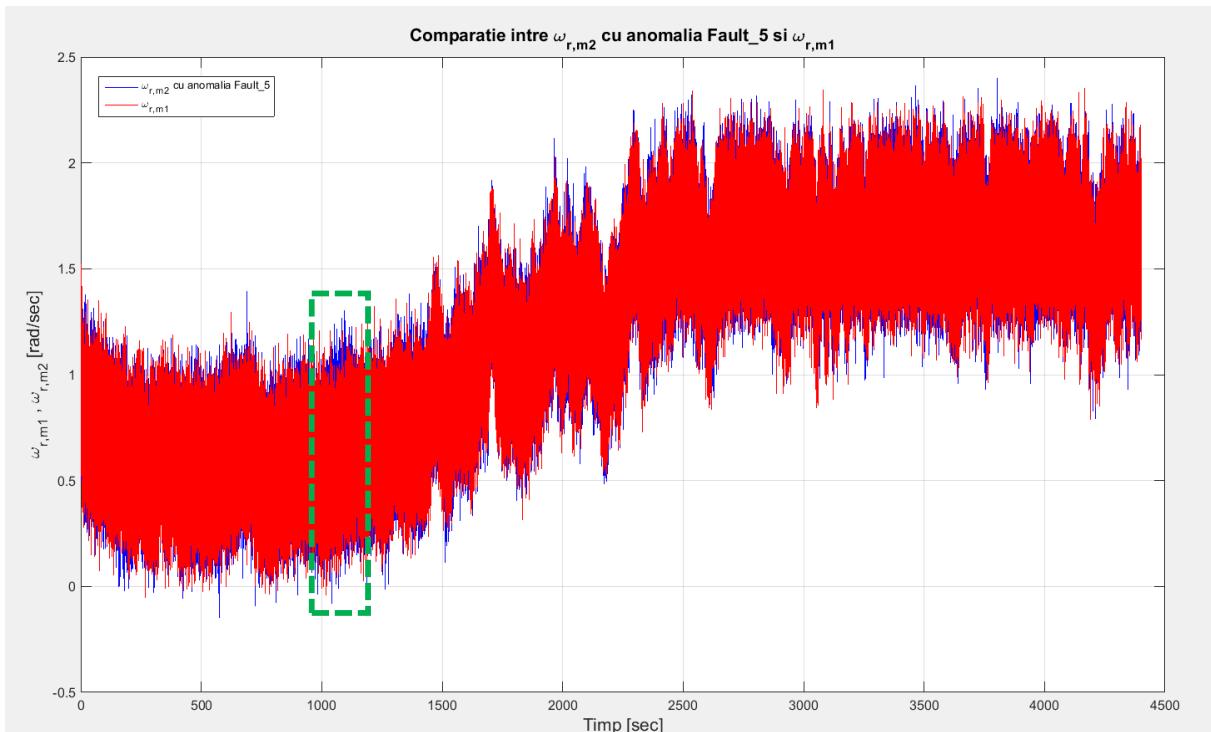


Fig. 6.23 Comparație între valorile returnate de senzorul m2 al vitezei unghiulare ω_r a rotorului care este afectat de anomalia Fault_5 și valorile returnate de senzorul m1 al vitezei unghiulare ω_r , neafectat de anomalia Fault_5. Anomalia Fault_5 intervine în intervalul [1000, 1100] sec și determină o modificare proporțională (cu factorul 1,1) a valorii returnate de senzorul m2 al vitezei unghiulare ω_r

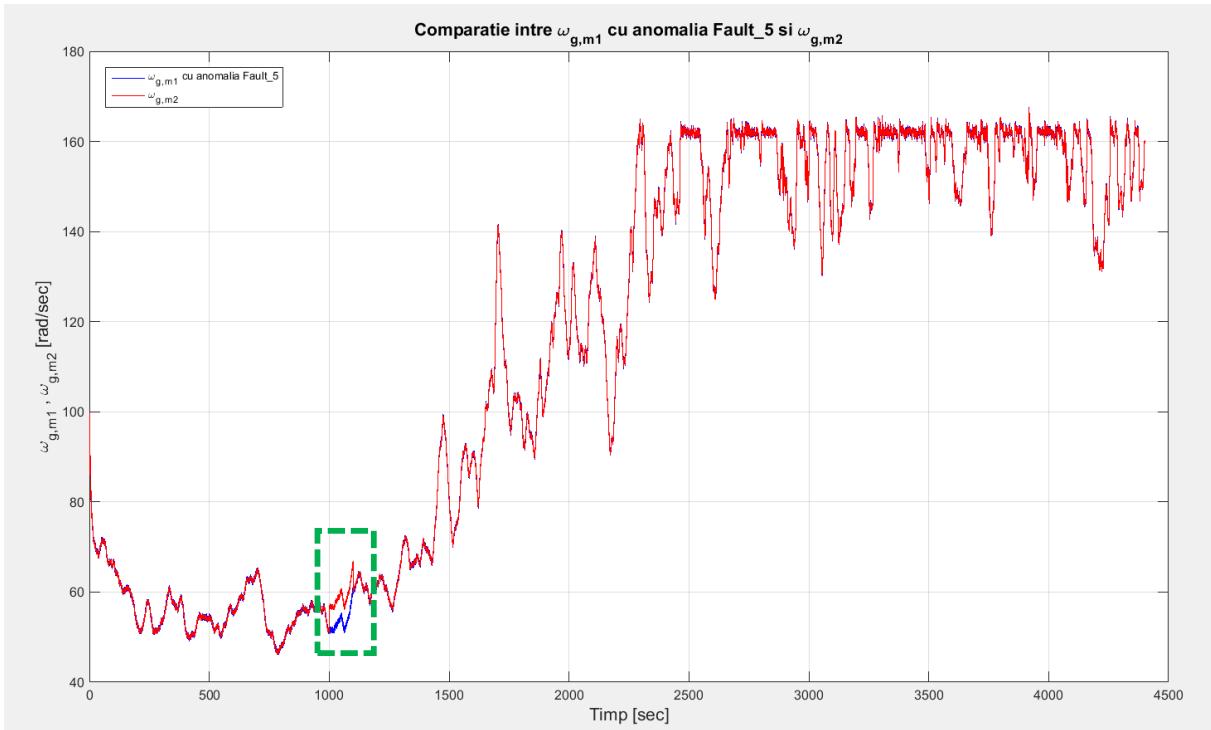


Fig. 6.24 Comparație între valorile returnate de senzorul m1 al vitezei unghiulare ω_g a axului generatorului care este afectat de anomalia Fault_5 și valorile returnate de senzorul m2 al vitezei unghiulare ω_g , neafectat de anomalia Fault_5. Anomalia Fault_5 intervine în intervalul [1000, 1100] sec și determină o modificare proporțională (cu factorul 0,9) a valorii returnate de senzorul m1 al vitezei unghiulare ω_g

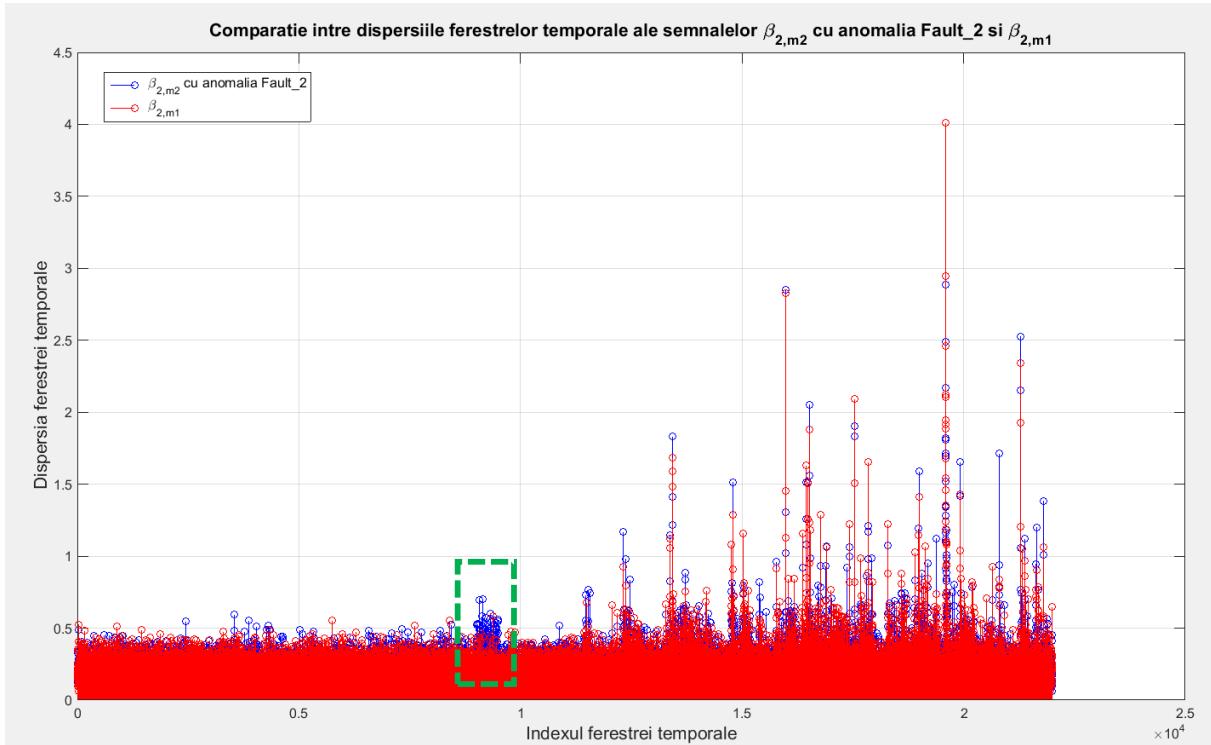


Fig. 6.25 Comparație între valorile dispersiilor ferestrelor temporale ale semnalelor de la ieșirea senzorului m2 al unghiului β_2 care este afectat de anomalia Fault_2 și ieșirea senzorului m1 al unghiului β_2 neafectat de anomalia Fault_2. S-a calculat dispersia pentru ferestre temporale de 20 de eșanțioane (0,2 sec). Se observă că valorile dispersiei semnalului $\beta_{2,m2}$ sunt mai mari atunci când este afectat de anomalia Fault_2

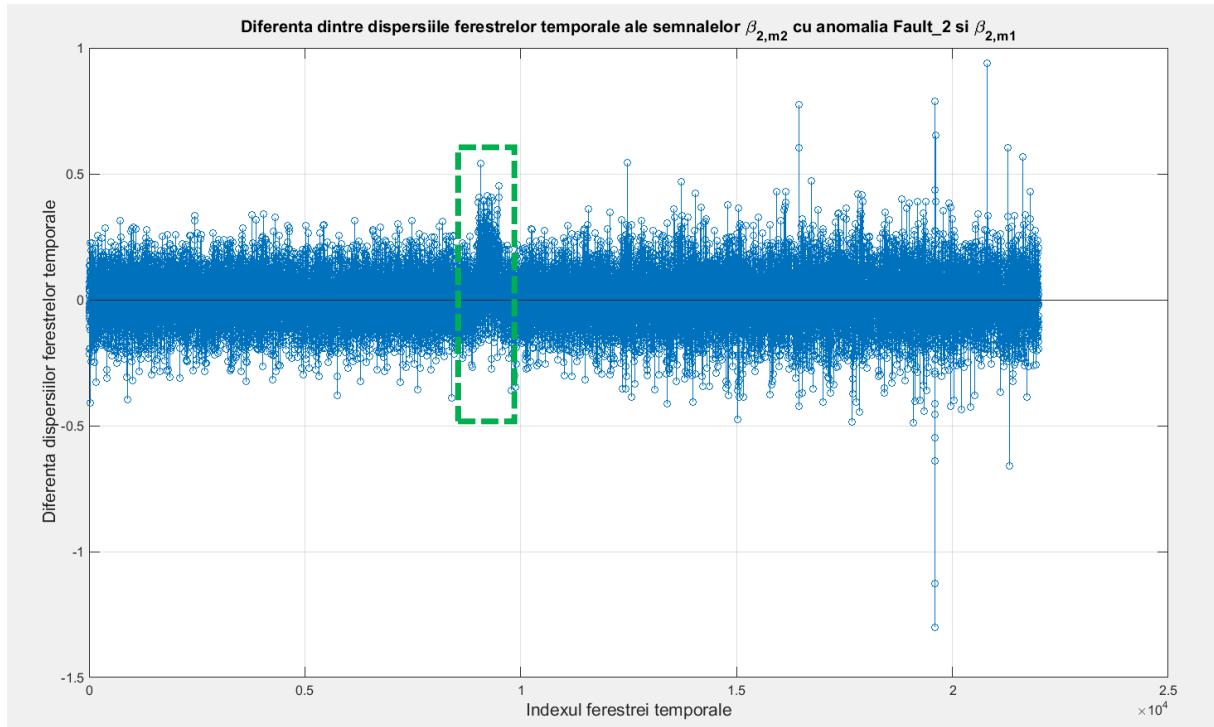


Fig. 6.26 Diferența dintre valorile dispersiilor ferestrelor temporale ale semnalelor de la ieșirea senzorului m2 al unghiului β_2 care este afectat de anomalia Fault_2 și ieșirea senzorului m1 al unghiului β_2 neafectat de anomalia Fault_2. S-a calculat dispersia pentru ferestre temporale de 20 de eșanțioane (0,2 sec). Se observă că diferența are valori mai mari în intervalul în care acționează anomalia Fault_2

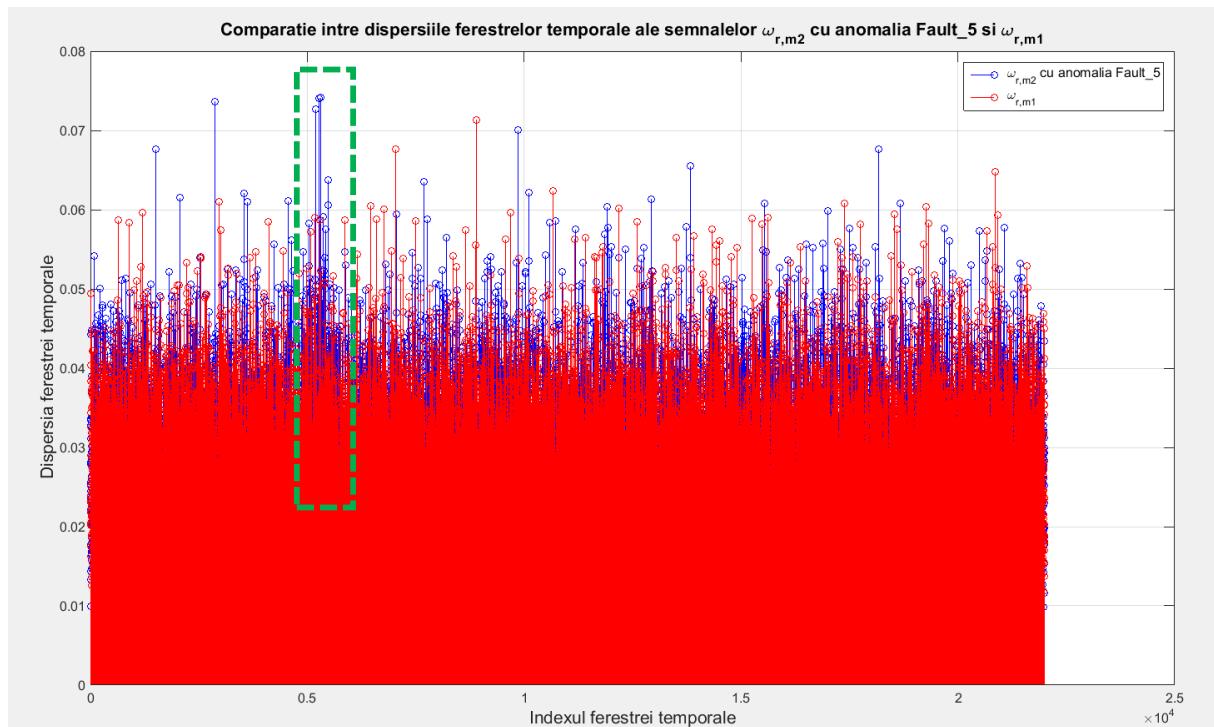


Fig. 6.27 Comparație între valorile dispersiilor ferestrelor temporale ale semnalelor de la ieșirea senzorului m2 al vitezei unghiulare ω_r a rotorului care este afectat de anomalia Fault_5 și ieșirea senzorului m1 al vitezei unghiulare ω_r neafectat de anomalia Fault_5. S-a calculat dispersia pentru ferestre temporale de 20 de eșanțioane (0,2 sec). Se pot observa unele diferențe între dispersiile celor două semnale, însă raportat la întregul interval de simulare, aceste diferențe nu sunt foarte evidente

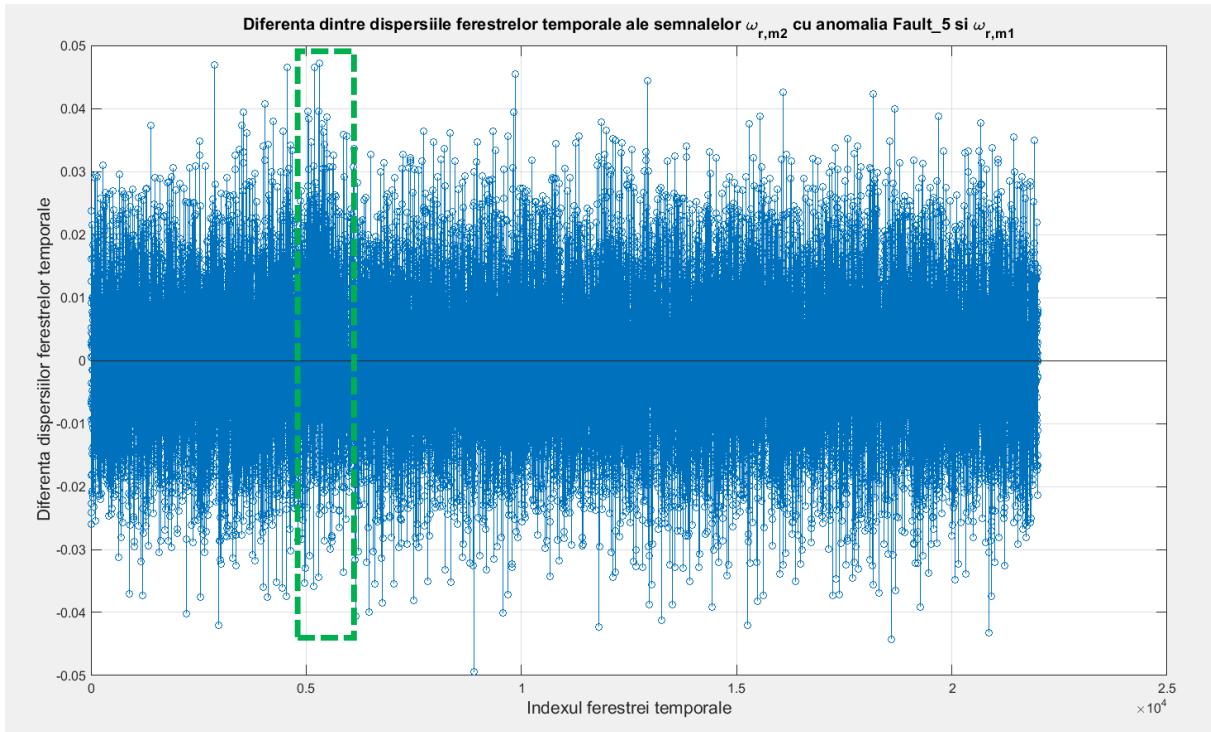


Fig. 6.28 Diferența dintre valorile dispersiilor ferestrelor temporale ale semnalelor de la ieșirea senzorului m2 al vitezei unghiulare ω_r a rotorului care este afectat de anomalia Fault_5 și ieșirea senzorului m1 al vitezei unghiulare ω_r neafectat de anomalia Fault_5. S-a calculat dispersia pentru ferestre temporale de 20 de eșantioane (0,2 sec). Nu se observă existența unor elemente specifice pe durata acțiunii anomaliei Fault_5

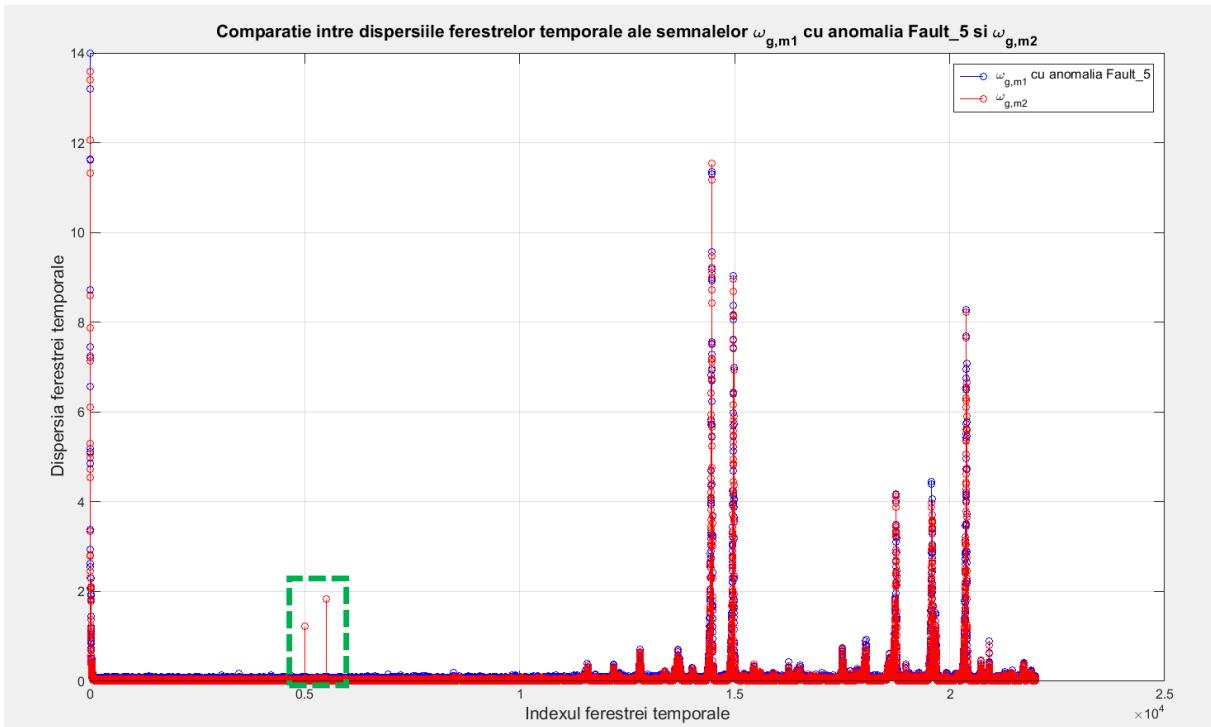


Fig. 6.29 Comparație între valorile dispersiilor ferestrelor temporale ale semnalelor de la ieșirea senzorului m2 al vitezei unghiulare ω_g a axului generatorului care este afectat de anomalia Fault_5 și ieșirea senzorului m1 al vitezei unghiulare ω_g neafectat de anomalia Fault_5. S-a calculat dispersia pentru ferestre temporale de 20 de eșantioane (0,2 sec). Nu se observă nicio diferență în comportarea semnalului afectat de anomalia Fault_2 care să poată fi folosită pentru detecția anomaliei

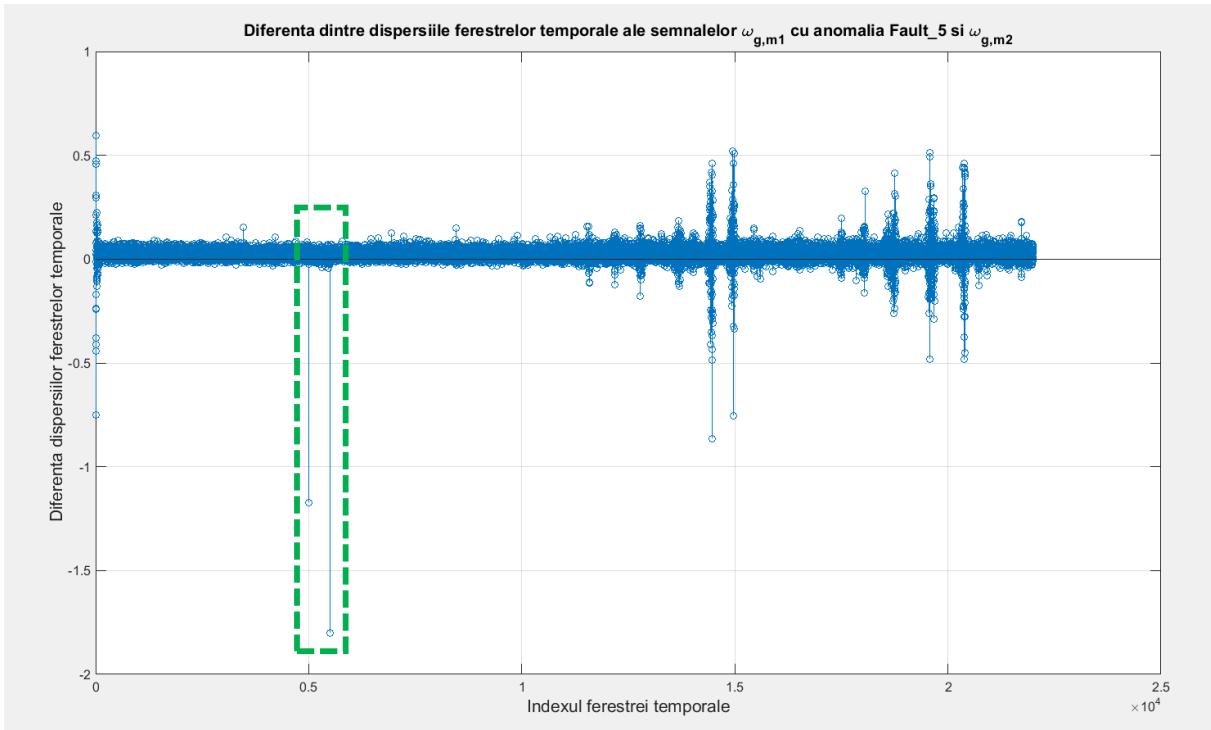


Fig. 6.30 Diferența dintre valorile dispersiilor ferestrelor temporale ale semnalelor de la ieșirea senzorului m2 a vitezei unghiulare ω_g a axului generatorului care este afectat de anomalia Fault_5 și ieșirea senzorului m1 a vitezei unghiulare ω_g neafectat de anomalia Fault_5. S-a calculat dispersia pentru ferestre temporale de 20 de eșantioane (0,2 sec). Nu se observă nicio diferență pe durata acțiunii anomaliei Fault_2 care să poată fi folosită pentru detecția anomaliei

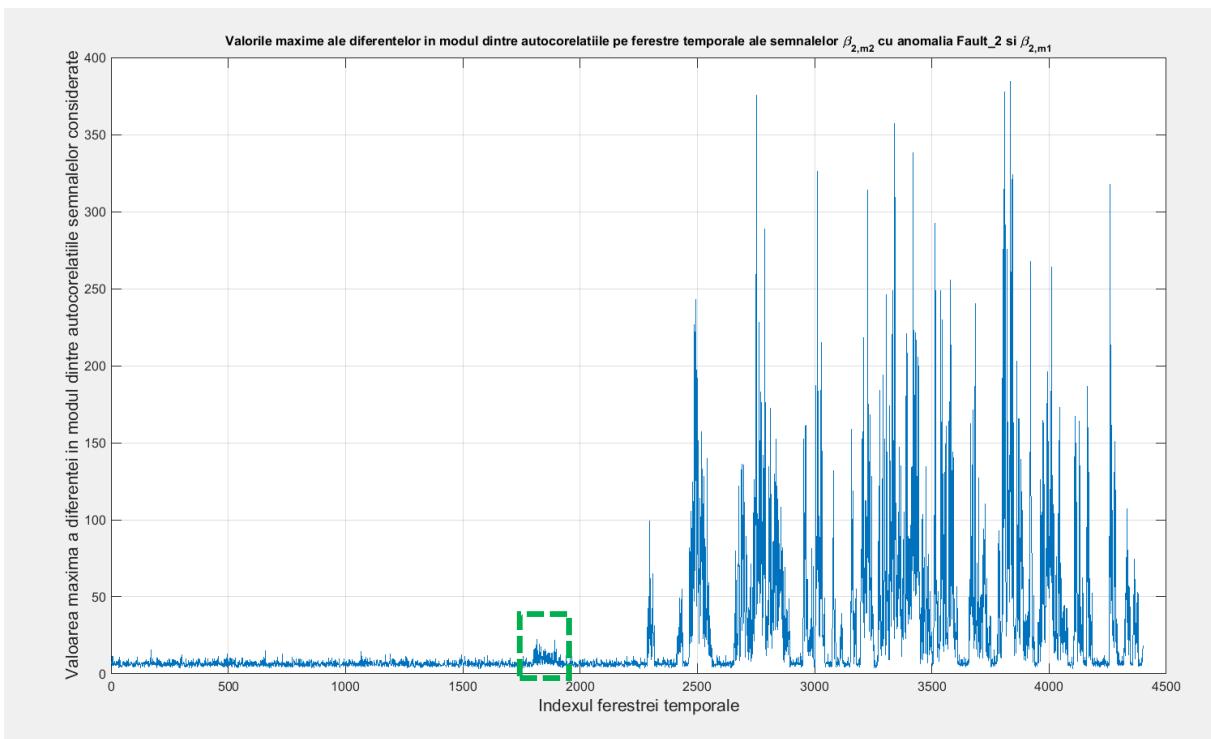


Fig. 6.31 Valorile maxime ale diferențelor în modul dintre rezultatele autocorelațiilor semnalelor $\beta_{2,m2}$ afectat de anomalia Fault_2 și $\beta_{2,m1}$, calculate pe ferestre temporale de 100 de eșantioane (1 sec). Pe parcursul acțiunii anomaliei, valorile maxime obținute sunt mai mari, însă există momente în comportarea normală când valorile obținute au valori mult mai mari

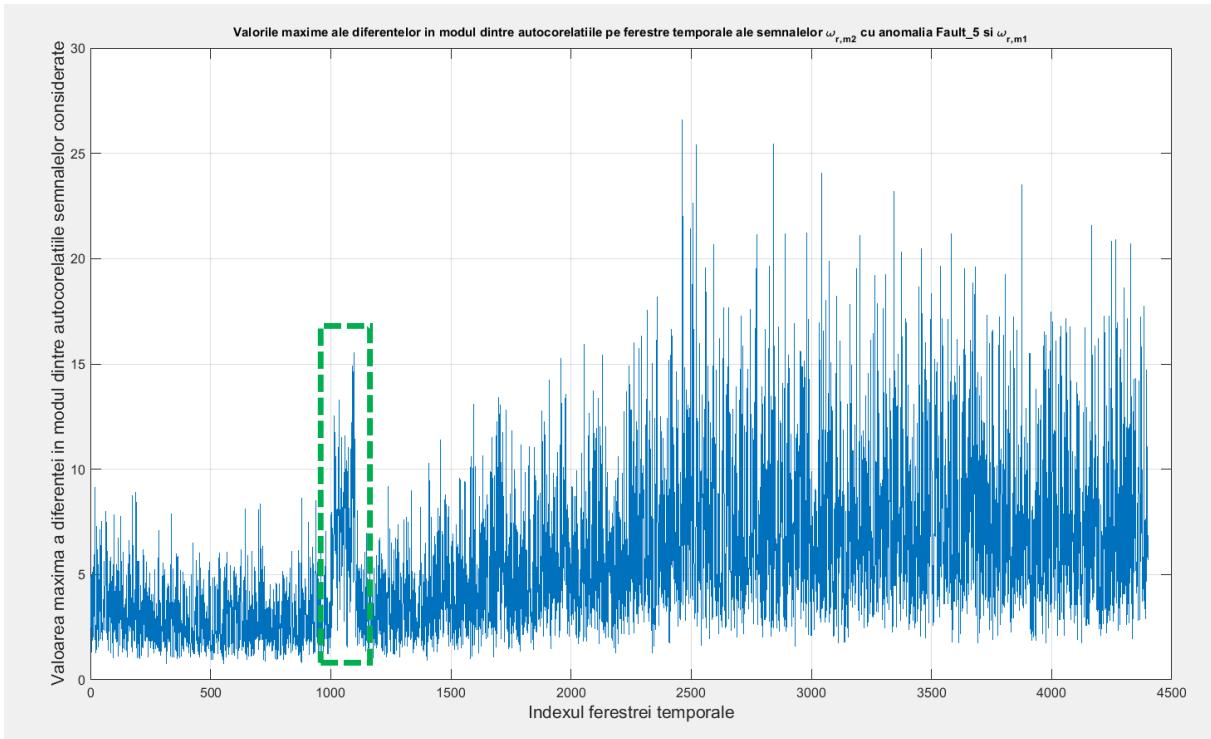


Fig. 6.32 Valorile maxime ale diferențelor în modul dintre rezultatele autocorelațiilor semnalelor $\omega_{r,m2}$ afectat de anomalia Fault_5 și $\omega_{r,m1}$, calculate pe ferestre temporale de 100 de eșanțioane (1 sec). Pe parcursul acțiunii anomaliei, valorile maxime obținute sunt mai mari, însă există momente în comportarea normală când valorile obținute au valori mult mai mari

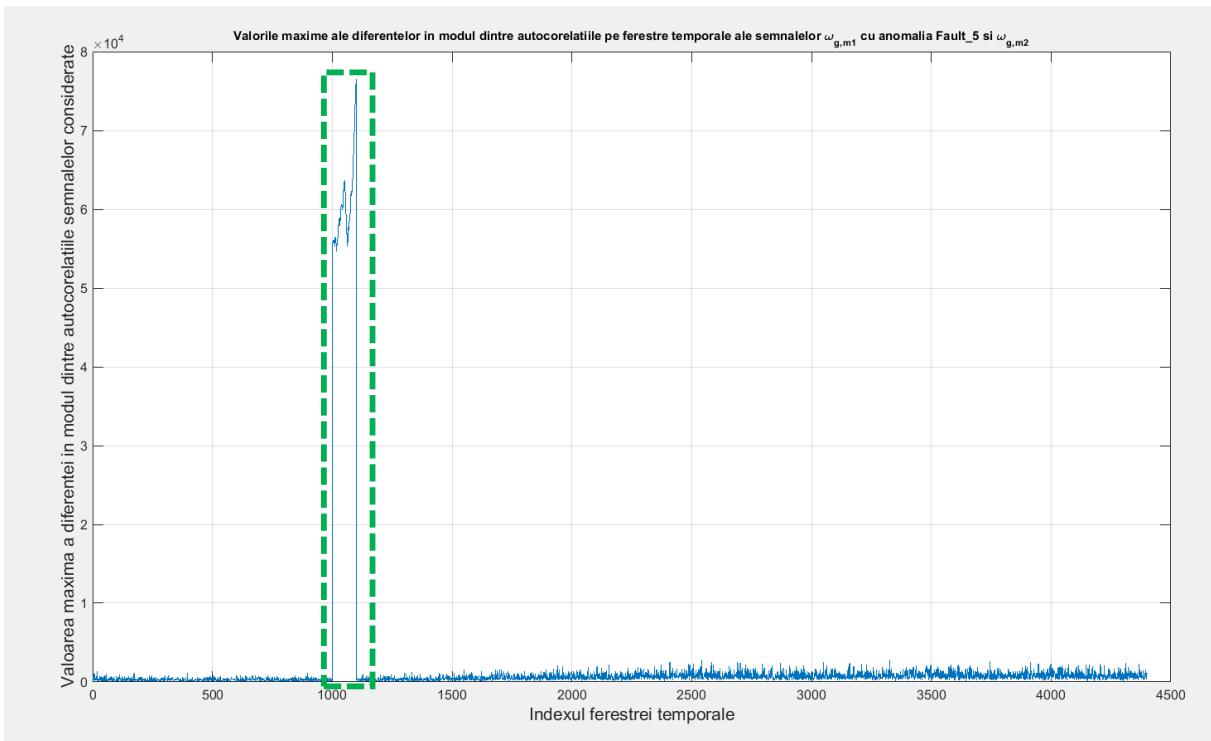


Fig. 6.33 Valorile maxime ale diferențelor în modul dintre rezultatele autocorelațiilor semnalelor $\omega_{g,m1}$ afectat de anomalia Fault_5 și $\omega_{g,m2}$, calculate pe ferestre temporale de 100 de eșanțioane (1 sec). Se observă o diferență clară a valorilor maxime obținute pe parcursul acțiunii anomaliei spre deosebire de valorile obținute în comportarea normală

Din aceste grafice obținute, se observă că metoda de calcul a autocorelației este potrivită pentru detecția anomaliei Fault_5 (Fig. 6.33). Deși anomalia Fault_5 afectează două semnale, $\omega_{r,m2}$ și $\omega_{g,m1}$, putem realiza detectia acestei anomalii analizând doar unul dintre aceste semnale. O siguranță a decizie mai ridicată ar fi fost obținută dacă s-ar fi putut găsi semnături ale anomaliei în ambele semnale.

Deci, pentru detectia anomaliei Fault_5 ne vom folosi numai de semnalul $\omega_{g,m1}$ și de complementul acestuia, $\omega_{g,m2}$ care reprezintă semnalul obținut în urma măsurării aceleiași mărimi (viteza de rotație a axului generatorului) de către al doilea senzor disponibil, $m2$. Astfel, anomalia Fault_5 este prezentă dacă valoarea maximă a diferenței în modul dintre gradele de autocorelație ale semnalelor $\omega_{g,m1}$ și $\omega_{g,m2}$ pentru o fereastră temporală depășește un anumit prag impus.

Blocul *Simulink* care verifică apariția anomaliei Fault_5 este figurat în Fig. 6.34 (a). Acesta primește la intrare cele 2 semnale ($\omega_{g,m1}$ și $\omega_{g,m2}$) provenite de la senzorii care măsoară viteza unghiulară a axului rotorului și furnizează la ieșire un semnal care poate lua două valori: valoarea **2** dacă anomalia Fault_5 a fost detectată, respectiv valoarea **0** dacă funcționarea este normală. Structura acestui bloc este detaliată în Fig. 6.35.

Inițial se formează cu valorile primite de la senzori ferestre de lungime Lungime_Fereastra_3 (în testele efectuate, valoarea atribuită acestei variabile a fost 100) prin intermediul unui bloc de tip Buffer (Fig. 6.35 (a)). Apoi este calculată pentru fiecare fereastră autocorelația prin blocurile Calcul_Autocorelatie și Calcul_Autocorelatie1 care apelează funcția Calcul_Autocorelatie (Fig. 6.35 (b)). Rezultatele care se obțin concomitent pentru cele două semnale (deoarece ferestruirea se face în paralel) sunt furnizate blocului Calcul_Diferenta_in_Modul (Fig. 6.35 (c)) care face diferența element cu element a celor doi vectori care conțin valorilor gradelor de autocorelație pentru fiecare deplasare temporală considerată, rezultatul fiind aplicat blocului care determină valoarea maximă din acest vector, Calcul_Maxim (Fig. 6.35 (d)). Blocul de decizie, Decizie_Fault_5 (Fig. 6.35 (e)) preia această valoare și o compară cu valoarea de prag egală cu 3000. Dacă valoarea primită la intrare este mai mare sau cel puțin egală, atunci anomalia Fault_5 este prezentă și este semnalizat acest fapt prin furnizarea la ieșire a valorii **2**. Altfel, valoarea furnizată la ieșire este **0**, ceea ce semnifică funcționarea normală relativ la anomalia de tip Fault_5 care afectează senzorul vitezei unghiulare ω_g .

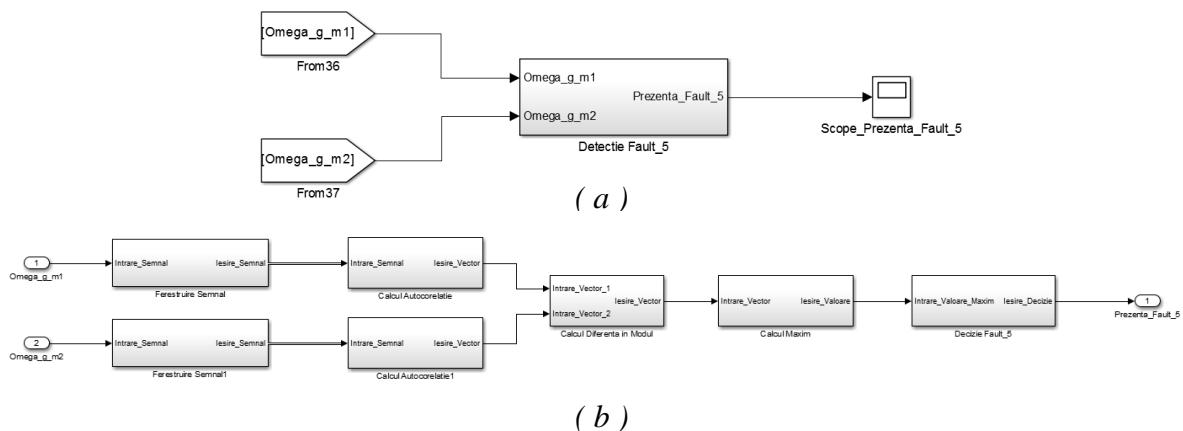


Fig. 6.34 Blocul *Simulink* pentru detectia anomaliei Fault_5 (a) și structura acestuia (b)

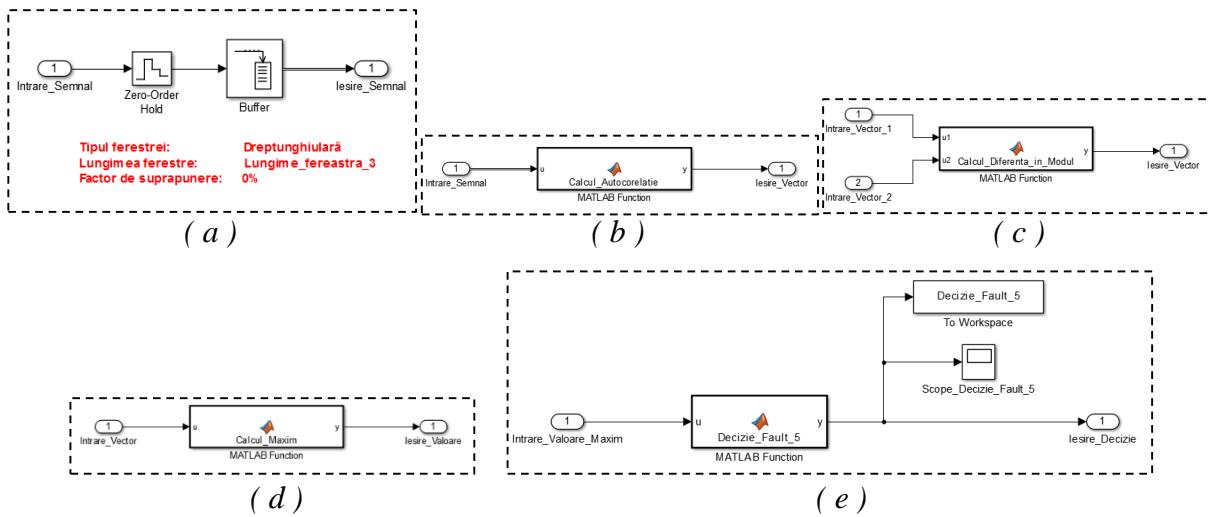
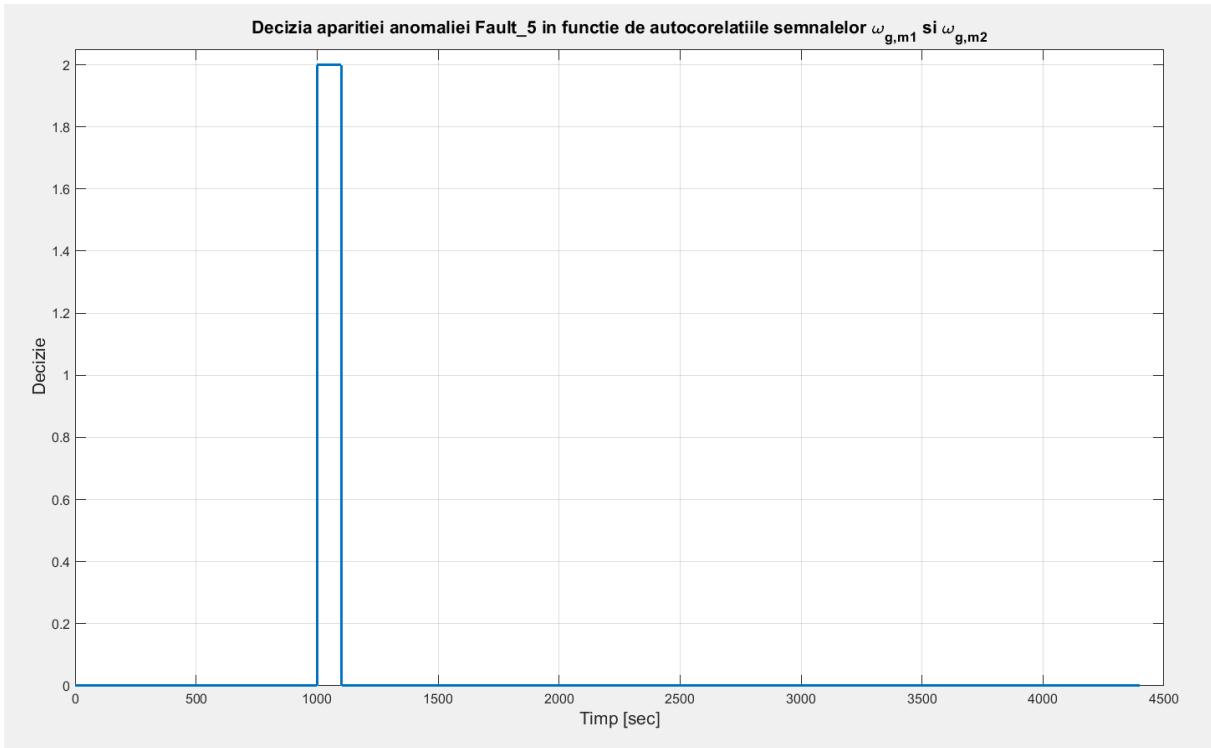
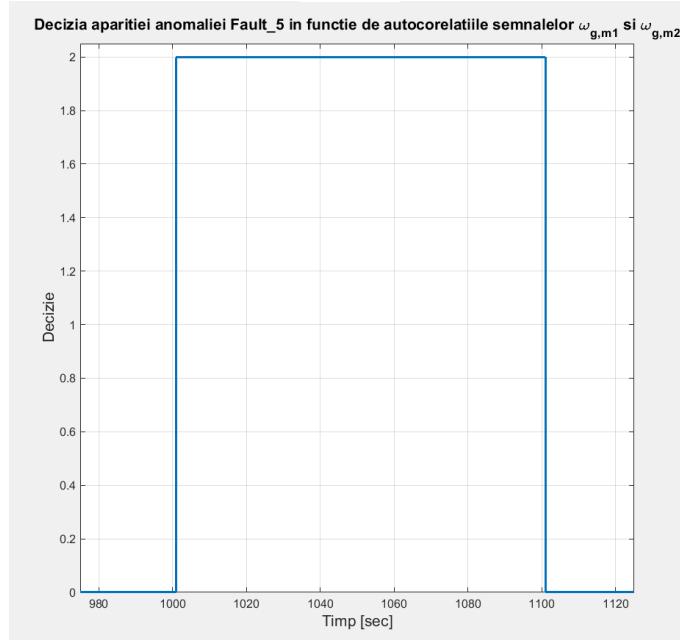


Fig. 6.35 Structurile blocurilor de ferestruire (a), autocorelație (b), calcul a diferenței în modul (c), determinare a valorii maxime (d) și decizie (e)

Rezultatele obținute în urma utilizării acestui bloc de detecție pot fi văzute în Fig. 6.36. Acestea sunt foarte bune (nu există detecții false, timpul de întârziere în semnalizarea stării de avarie este de 1,10 secunde, iar semnalizarea este prelungită cu 1 secunde peste momentul de oprire a intervenției anomaliei), însă siguranța acestei decizii poate fi îmbunătățită prin găsirea unei semnături a anomaliei și a unei condiții de detecție care să poată fi aplicate și celui de al doilea semnal afectat de această anomaliă, $\omega_{r,m2}$.



(a)



(b)

Fig. 6.36 Rezultatele detecției (bazate pe autocorelația semnalelor $\omega_{g,m1}$ și $\omega_{g,m2}$) a anomaliei Fault_5 care intervine în intervalul [1000, 1100] sec. Din figura (a) se observă că nu există detecții eronate. Din figura (b) se poate observa că semnalizarea apariției anomaliei Fault_5 începe la momentul 1001,01 sec și se termină la momentul 1101 sec. Aceste diferențe apar datorită duratelor de acumulare a datelor necesare testării condiției impuse (se folosesc ferestre de lungime 100 perioade de eșantionare)

6.3 Anomalia de tip aditiv în Elementul de Execuție

În modelul considerat a fost simulată o singură anomalie care intervine într-un element de execuție și are ca efect modificarea cu o valoarea de deplasare (*eng. offset*) a unei mărimi care intervine în centrala eoliană.

Componenta afectată, valoarea de deplasare introdus de către anomalie, intervalul de timp în care această anomalie intervine, respectiv numele folosit în implementarea din *MATLAB* și din *Simulink* a modelului și care va fi folosit și în continuare sunt ilstrate în *Tabel 6.3*.

Tabel 6.3 Detalierea anomaliei de tip aditiv care intervin într-un element de execuție al modelului studiat al centralei eoliene

Numele anomaliei	Componenta afectat de către anomalie	Efectul apariției anomaliei	Intervalul de timp în care se manifestă anomalia
Fault_8	Convertizorul de cuplu	$\tau_g = \tau_g + 100 \text{ Nm}$	[3800, 3900] sec

Atunci când viteza vânturilor este suficient de puternică pentru a genera puterea dorită, se trece în modul de control în care se dorește urmărirea acestei referințe prin păstrarea cuplului generatorului constant, acționând asupra unghiurilor de rotație ale palelor. Datorită apariției anomaliei Fault_8, cuplului generatorului este mărit cu o valoare constantă (100 Nm) ceea ce implică realizarea unui control lent al său. Astfel, datorită acestei valori schimbate, este afectat convertizorul de cuplu care trebuie să depună mai mult efort pentru a menține cuplul generatorului constant.

Efectele intervenției acestei anomalii pot fi văzute în *Fig. 6.37* și în *Fig. 6.38*.

Pentru detecția acestei anomalii se va folosi metoda de detectie bazată pe modelul analitic al componentelor analizate. Se va proiecta un estimator de tip *Luenberger*.

Așa cum a fost prezentat și în capitolul al patrulea, dinamica convertizorului de cuplu poate fi modelată ca un sistem de ordinul întâi (relația (6.1)). Parametrul α_{gc} poate fi considerat egal cu 50, conform (Odgaard, et al., 2009). Forma intrare – stare – ieșire a acestui model poate fi determinată aplicând funcția *MATLAB* `tfs`. Pe baza acestei forme, valoarea proprie a modelului, -50, este determinată. Pentru a avea o dinamică mai rapidă, estimatorului îi va fi alocată o valoare proprie mai îndepărtată, plasată la stânga valorii proprii a sistemului analizat. Se va folosi valoarea proprie -100. Folosind funcția `acker` din *MATLAB*, matricea estimatorului L este determinată. Astfel, proiectarea estimatorului este finalizată.

$$\frac{\tau_g(s)}{\tau_{g,r}(s)} = \frac{\alpha_{gc}}{s+\alpha_{gc}} \quad (6.1)$$

Așa cum a fost specificat în capitolul al cincilea, este nevoie și de proiectarea unui filtru de tip *Butterworth* pentru filtrarea zgomotului introdus de către senzorul care măsoară cuplul generatorului. Pentru aceasta, pe baza reziduului obținut ca diferență dintre ieșirea senzorului care măsoară cuplul generatorului și ieșirea estimatorului proiectat (*Fig. 6.39*) se face o analiză spectrală din care se determină frecvență de tăiere (*eng. cut-off frequency*) necesară și se alege ordinul filtrului ($N = 6$). Astfel, folosind funcția din *MATLAB* `butter`, se proiectează filtrul de tip *Butterworth* corespunzător.

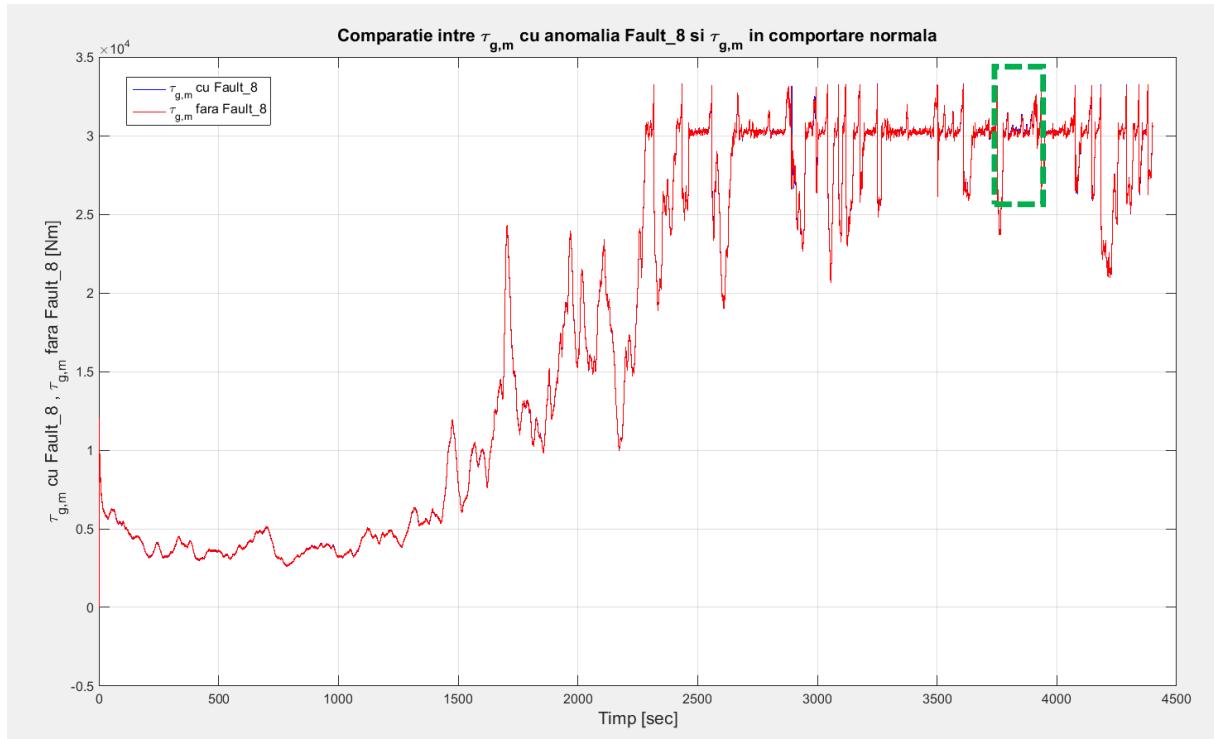


Fig. 6.37 Comparație între valorile obținute la ieșirea senzorului cuplului generatorului în cazul manifestării anomaliei Fault_8 în intervalul [3800, 3900] sec și în cazul absenței anomaliei Fault_8

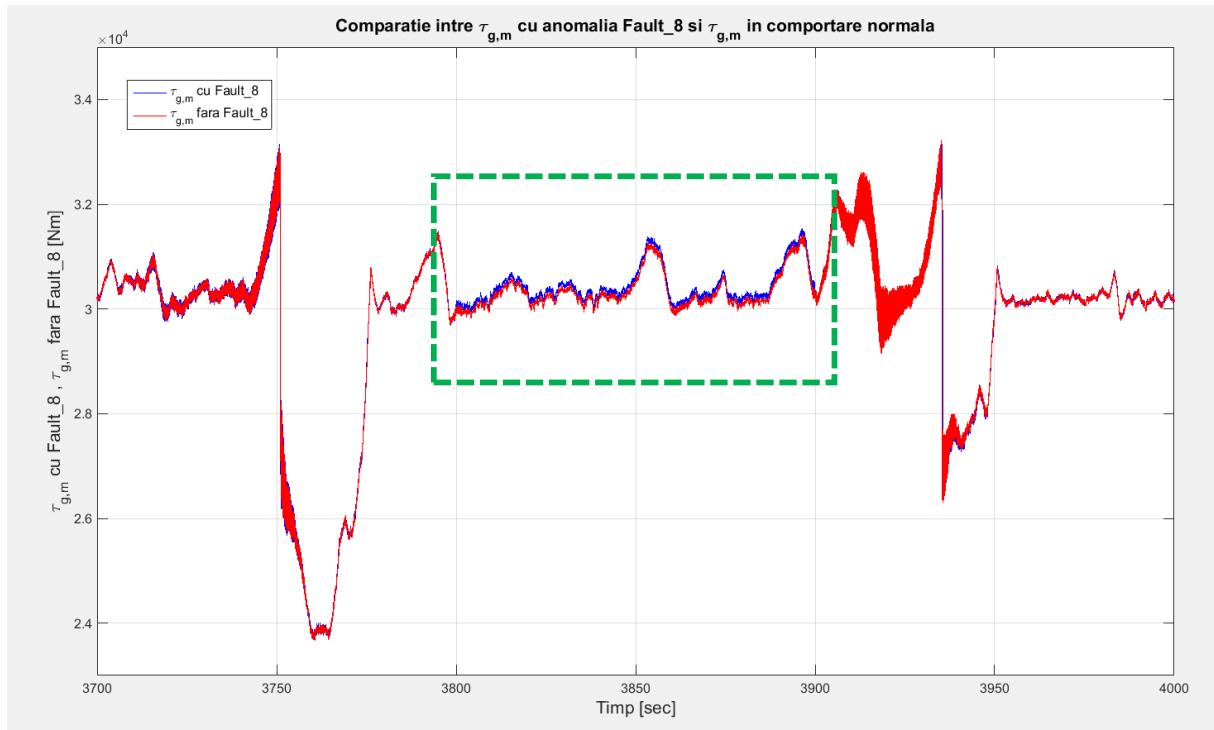


Fig. 6.38 Comparație între valorile obținute la ieșirea senzorului cuplului generatorului în cazul manifestării anomaliei Fault_8 în intervalul [3800, 3900] sec și în cazul absenței anomaliei Fault_8. Se observă diferența introdusă de prezența anomaliei Fault_8

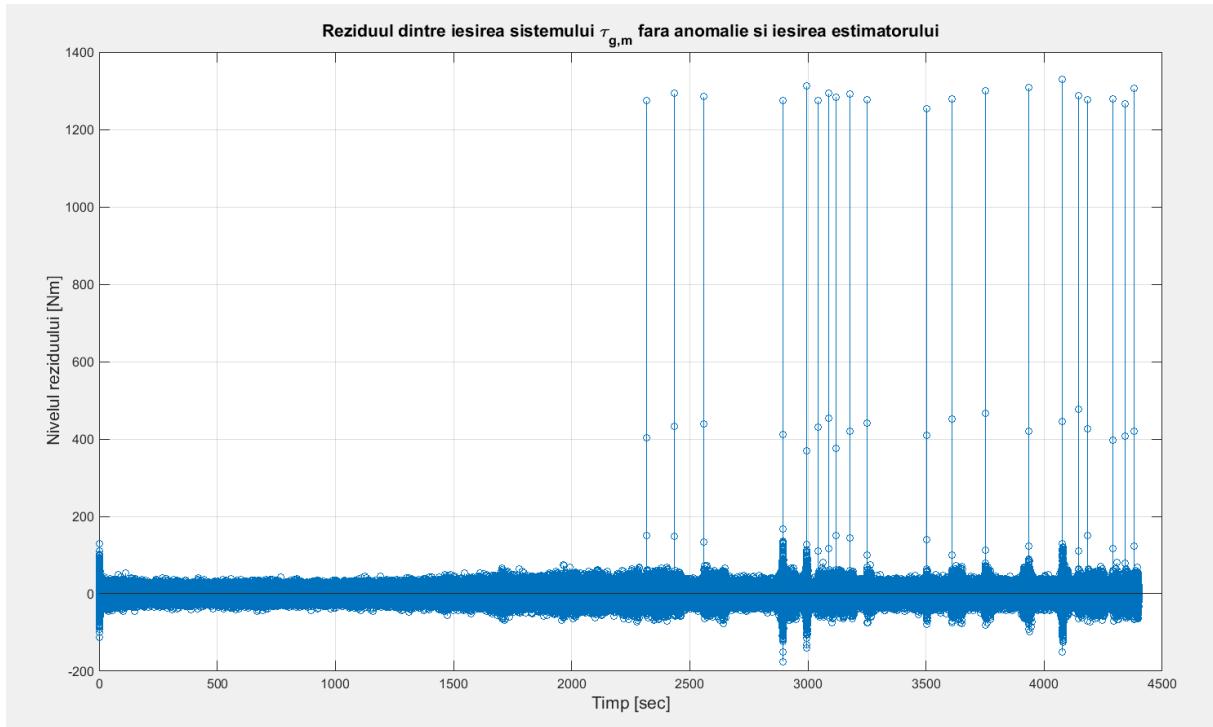


Fig. 6.39 Reziduul dintre ieșirea sistemului $\tau_{g,m}$ fără anomalie Fault_8 și ieșirea estimatorului mărimi τ_g

Prin aplicarea acestui filtru reziduului obținut ca diferență dintre cuplul generatorului afectat de anomalia Fault_8 și ieșirea estimatorului, se obține rezultatul din Fig. 6.40. Se observă că în urma filtrării a fost obținut un efect clar al intervenției anomaliei Fault_8. Această amplitudine foarte mare a reziduului filtrat va fi căutată de blocul de detecție al acestei anomalii pentru a realiza detectia sa.

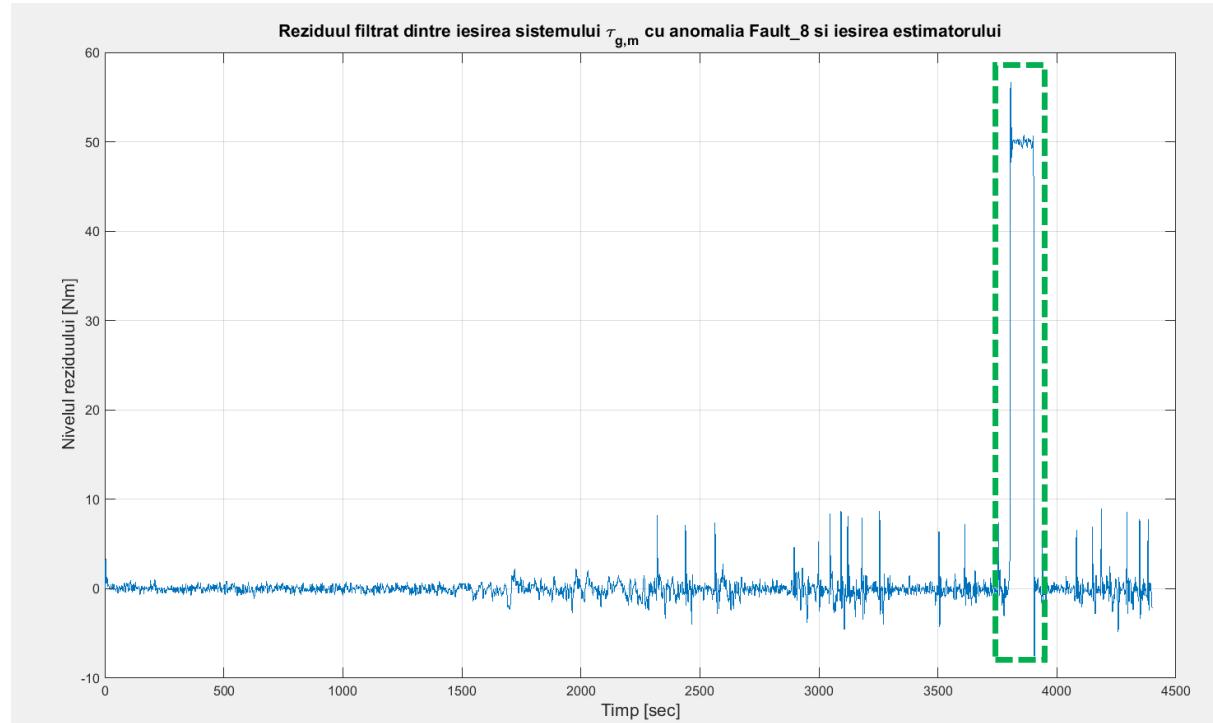


Fig. 6.40 Reziduul filtrat dintre ieșirea sistemului $\tau_{g,m}$ cu anomalie Fault_8 care acționează în intervalul [3800, 3900] sec și ieșirea estimatorului

Blocul Simulink care realizează detecția anomaliei Fault_8 este figurat în Fig. 6.41 (a), iar structura acestuia este detaliată în Fig. 6.41 (b). Mărimea de referință a cuplului generatorului ($\tau_{g,r}$) și mărimea obținută la ieșirea senzorului care măsoară același cuplu ($\tau_{g,m}$) obținute la fiecare perioadă de eşantionare sunt concatenate astfel încât să formeze un vector cu 2 coloane de către blocul Matrix Concatenate. Această structură este aplicată la intrarea estimatorului, reprezentat de un bloc sistem de tip intrare – stare – ieșire care are matricile de definiție A , B , C și D egale cu $A = L * C$, $[B, L]$, C , respectiv $0_{1 \times 2}$. Matricea L este matricea estimatorului, iar A , B și C sunt matricile care descriu comportarea convertizorului de cuplu. Din diferența dintre valoarea obținută la ieșirea senzorului cuplului generatorului ($\tau_{g,m}$) și valoarea obținută la ieșirea estimatorului se obține reziduul (Fig. 6.42 (a)) care este apoi filtrat cu filtrul de tip Butterworth (a cărui proiectare a fost explicată anterior). Pe baza valorii reziduului filtrat, blocul Decizie Fault_8 (Fig. 6.42 (b)) specifică dacă anomalia Fault_8 este prezentă sau nu în funcție de poziția valorii peste, respectiv sub pragul egal cu valoarea $30 Nm$. Dacă anomalia este prezentă, se returnează valoarea **2**, iar dacă nu, se returnează valoarea **0**.

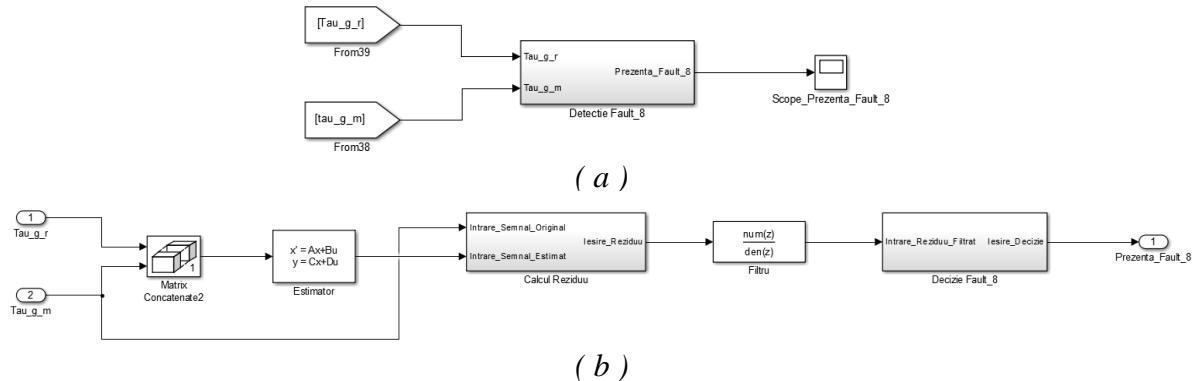


Fig. 6.41 Blocul Simulink pentru detecția anomaliei Fault_8 (a) și structura acestuia (b)

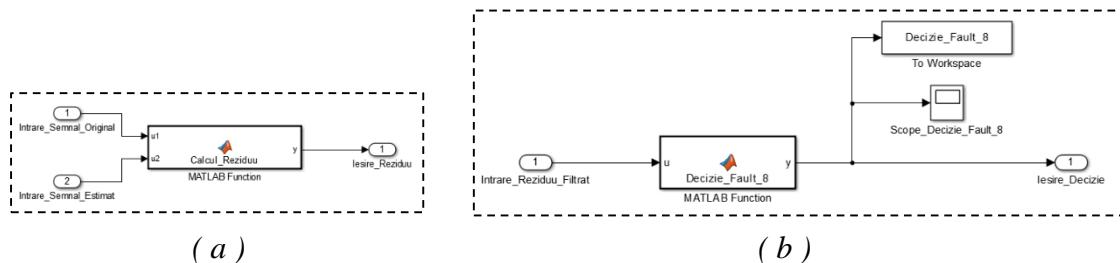
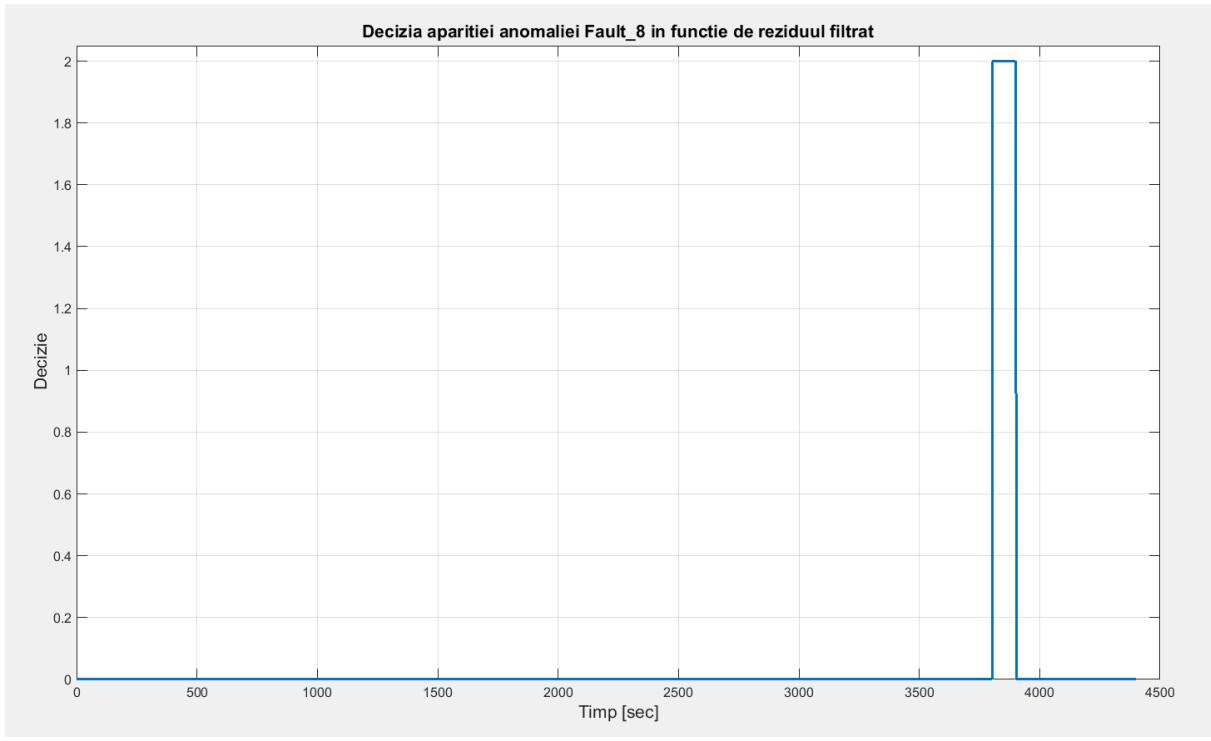
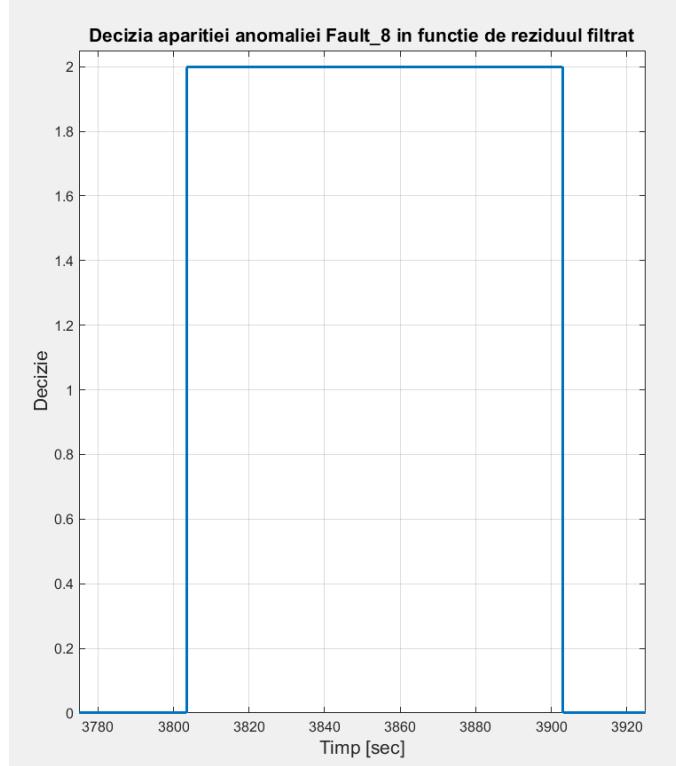


Fig. 6.42 Structurile blocurilor de calcul a reziduului (a) și de decizie (b)

Rezultatele obținute în urma utilizării acestui bloc de detecție pot fi văzute în Fig. 6.43. Acestea sunt bune (nu există detecții false, timpul de întârziere în semnalizarea stării de avarie este de 3,56 secunde, iar semnalizarea este prelungită cu 3,07 secunde peste momentul de oprire a intervenției anomaliei), însă siguranța acestei decizii poate fi îmbunătățită prin găsirea unei a doua metode care să detecteze această anomaliă.



(a)



(b)

Fig. 6.43 Rezultatele detecției (bazate pe reziduul dintre semnalul $\tau_{g,m}$ și estimarea sa) a anomaliei Fault_8 care intervine în intervalul [3800, 3900] sec. Din figura (a) se observă că nu există detecții eronate. Din figura (b) se poate observa că semnalizarea apariției anomaliei Fault_8 începe la momentul 3803,56 sec și se termină la momentul 3903,07 sec.

6.4 Gruparea blocurilor de detecție

Așa cum a fost specificat în capitolul al cincilea, etapa de diagnoză presupune detecția, localizarea, identificarea și estimarea severității anomaliei. Deoarece se cunosc *a priori* pentru fiecare anomaliu efectul său, care este componenta afectată și gradul de severitate, se poate considera că prin detecția unei anomalii folosind blocurile de detecție descrise anterior, se realizează întreaga etapă de diagnoză.

Toate aceste blocuri de detecție ale celor cinci anomalii (`Fault_1`, `Fault_3`, `Fault_4`, `Fault_5`, `Fault_8`) pot fi unite într-un singur bloc (Fig. 6.44). Acest bloc primește la intrare semnalele care pot fi afectate de către aceste anomalii și furnizează la ieșire câte un semnal pentru fiecare tip de anomaliu considerat. Un semnal de ieșire poate lua valoarea **0** (funcționare normală), **1** (stare de avertizare) sau **2** (stare de alertă) în funcție de rezultatele blocurilor de detecție. Aceste semnale de ieșire pot fi folosite în continuare de către blocul de reglare a parametrilor de control astfel încât atunci când apare o anomaliu să se poată lua deciziile necesare. Acest bloc poate fi folosit și pentru a realiza o interfață care să fie folosită de către personalul de întreținere a centralei eoliene, supravegherea devenind mai ușoară în acest caz pentru un întreg parc eolian.

Structura interioară a acestui bloc de detecție este figurată în Fig. 6.45, iar amplasarea sa în cadrul întregului model al centralei eoliene este arătată în Fig. 6.46.

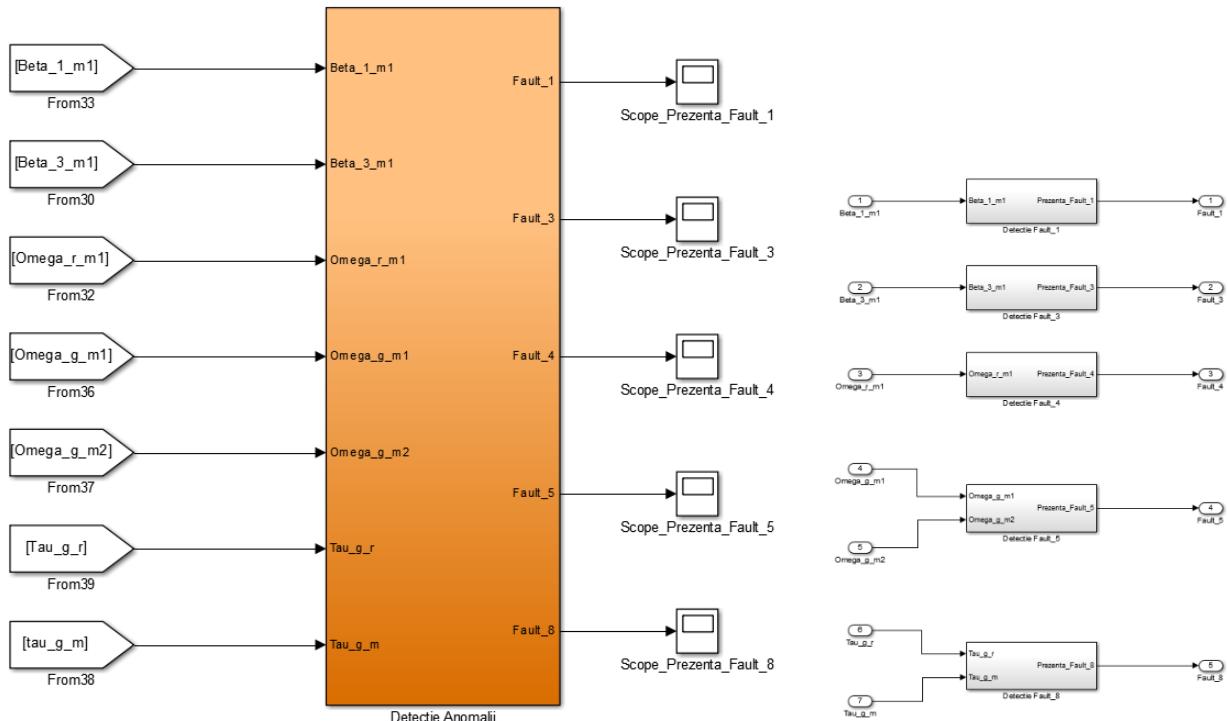


Fig. 6.44 Blocul general de detecție al anomaliei considerate care înglobează blocurile de detecție discutate în acest capitol

Fig. 6.45 Structura interioară a blocului de detecție general al anomaliei

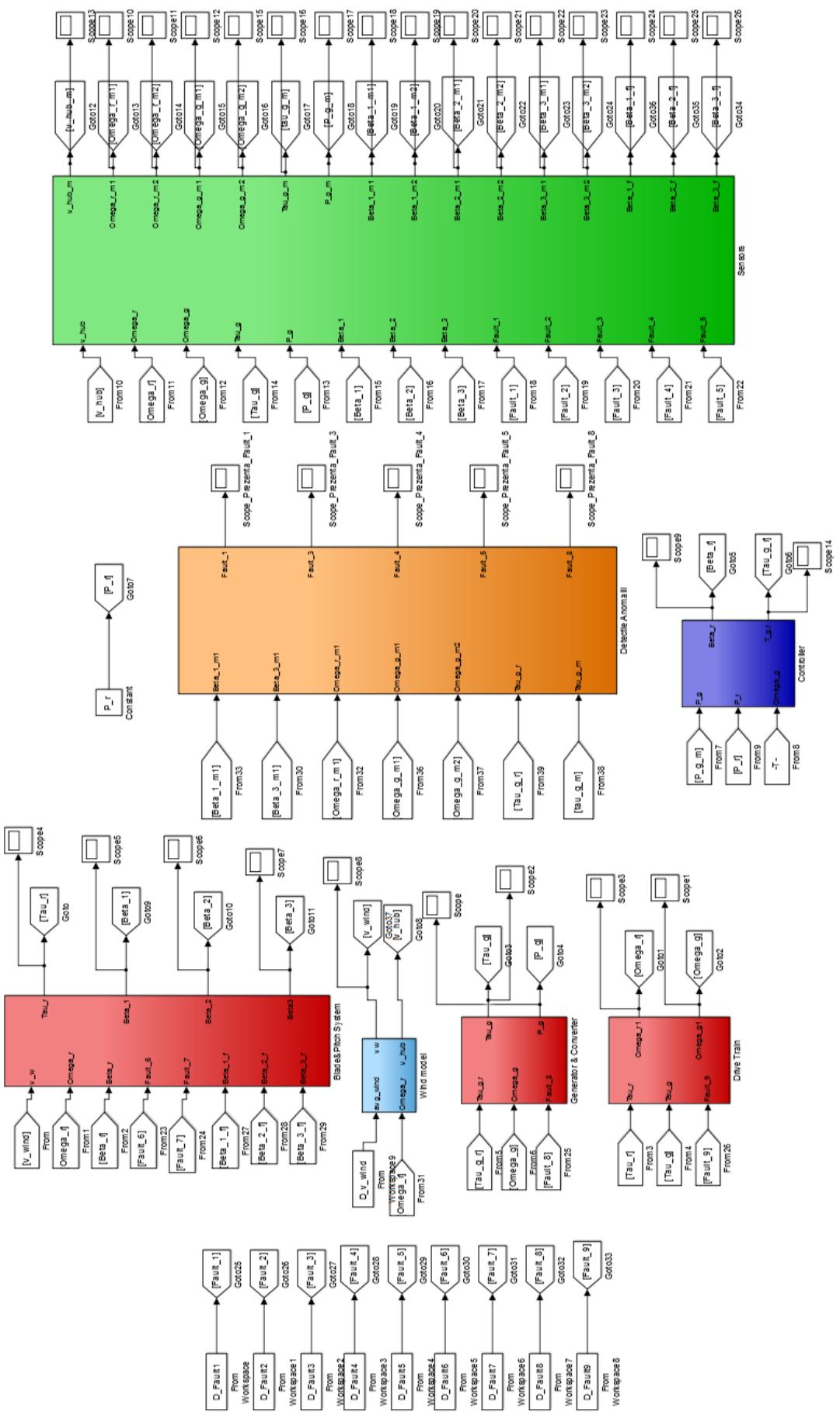


Fig. 6.46 Modelul central ei eoliene împreună cu blocul de diagnoză al anomalilor

Capitolul 7. Concluzii

Grijile privind nivelul tot mai ridicat al încălzirii globale și al poluării din mediul înconjurător dar și disputele privitoare la prețul materiilor prime necesare generării energiei electrice, au făcut ca interesul în dezvoltarea unor metode de generare a energiei electrice din resurse regenerabile (vânturi, soare, apă, căldura Pământului, hidrogen) să fie din ce în ce mai mare (Tong, 2010).

Restabilirea importanței energiei eoliene, după perioada de declin datorată prețurilor scăzute ale cărbunilor și ale altor combustibili fosili, ca fiind una dintre sursele de energie cu un potențial enorm, poate fi considerată una dintre cele mai mari realizări ale sfârșitului secolului al 20-lea (Manwell, et al., 2009).

Deși folosirea energiei eoliene implică și câteva dezavantaje (este necesară o investiție inițială considerabilă pentru a putea beneficia de energia eoliană; vântul are o comportare variabilă care limitează cantitatea de energie produsă atunci când este la un nivel prea scăzut (sau deloc) și care nu poate fi înmagazinat atunci când există din abundență; pozițiile cele mai favorabile pentru plasarea centralelor eoliene sunt de obicei departe de locurile unde este necesară energia electrică pentru folosire, ceea ce implică costuri suplimentare de construire a unei rețele de transport a energiei), avantajele (nu implică poluarea mediului; sunt disponibile pe toată suprafața Pământului; are cel mai mic preț dintre toate energiile regenerabile; pot fi plasate pe terenurile folosite la agricultură fără a afecta această ocupație) o determină să fie considerată sursa de energie cea mai promițătoare pentru viitorul apropiat dar și îndepărtat (Wagner & Mathur, 2009).

În această lucrare, primele două capituloare (exceptând capitolul de introducere) au fost concepute astfel încât să se construiască un cadru al importanței energiei eoliene în contextul actual precum și evidențierea numeroaselor cercetări și experimente care au dus la îmbunătățirea treptată a centralelor eoliene.

În următorul capitol a fost prezentată structura unei centrale eoliene, fiind explicate toate componente care intervin. Înțelegerea pe deplin a funcționării unei centrale eoliene a fost necesară pentru obținerea unor rezultate practice bune.

Capitolul al cincilea a fost dedicat detalierii domeniului diagnozei și a câtorva metode specifice. Ca orice alt sistem care funcționează în realitate (nu în cazuri ideale), o centrală eoliană este predispusă la anomalii. Mai ales pentru centralele eoliene plasate în largul mărilor sau al oceanelor, posibilitatea efectuării unor reparații sau a unor verificări este foarte costisitoare. Astfel, s-au depus eforturi considerabile în ultima perioadă pentru a proiecta un sistem care să fie capabil să detecteze, izoleze și să modifice parametrii de control ai legilor de reglare implementate în interiorul unei centrale eoliene cu o precizie foarte ridicată, astfel încât să se evite cât mai mult situațiile de oprire completă a funcționării centralei (Tabatabaeipour, et al., 2012).

Scopul acestei lucrări a fost de a căuta și de a testa metode de diagnoză a unor anomalii de tipuri diferite care pot afecta diverse componente. Aceste soluții au fost testate pe un model al unei centrale eoliene implementat în *MATLAB* și în *Simulink*, descris în (Odgaard, et al., 2009). Au fost aplicate atât metode bazate pe modelul analitic al componentei afectate de anomalie (proiectarea unui estimator al ieșirii de tip Luenberger) cât și metode bazate pe procesarea semnalelor obținute direct din sistem (au fost folosite analize spectrale dar și statistice). Ideile găsite au fost implementate sub forma unor blocuri *Simulink* care să poată fi compatibile cu modelul utilizat. Pe parcursul ultimului capitol au fost detaliate aceste metode, implementările lor, precum și rezultatele obținute.

Astfel, datorită performanțelor obținute (nu există detecții eronate, timp de răspuns redus), metodele abordate pot sta la baza unui sistem de diagnoză eficient a unei centrale eoliene care poate fi completat cu un bloc de modificare a parametrilor de control în concordanță cu tipul și severitatea anomaliei apărute. Datorită simplității ideilor folosite, este posibilă implementarea fără prea multe dificultăți a metodelor de diagnoză într-un sistem distribuit care să poată fi conectat ușor la o centrală eoliană deja construită.

Ca direcții de cercetare viitoare se pot evidenția posibilitățile de a extinde metodele bazate pe modelele analitice ale componentelor afectate de anomalii prin utilizarea unor filtre de tip Kalman și a unor rețele neuronale probabilistice. Totodată, se poate încerca și o metodă de detecție bazată pe Transformate de tip Wavelet, datorită popularității foarte ridicate și a numeroaselor cercetări din acest domeniu. După stabilirea unei structuri a blocului de diagnoză care să reușească detecția tuturor anomaliei considerate în timpi reduși și cu cât mai puține detecții eronate, se poate dezvolta blocul de control astfel încât să poată fi adaptat în funcție de anomalii prezente și de efectele acestora. Rezultatele obținute în aceste direcții pot fi diseminate la conferințe sau în reviste de specialitate, întrucât cercetările din domeniile energiei eoliene și a diagnozei sunt foarte căutate în această perioadă datorită posibilităților multiple de utilizare și a avantajelor implicate.

Capitolul 8. Bibliografie

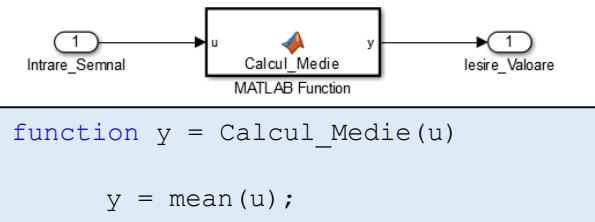
- ABB, 2011. *Technical Application Papers No.13: Wind power plants*. Bergamo: ABB Sace.
- American Wind Energy Association, 2014. *The Cost of Wind Energy in the U.S.*. [Interactiv] Disponibil la: <http://www.awea.org/Resources/Content.aspx?ItemNumber=5547#DOErevolution> [Accesat 11 Iunie 2015].
- American Wind Energy Association, fără an. *Wind Power Myths vs. Facts*. [Interactiv] Disponibil la: <http://www.pawindenergynow.org/wind/MythsVsFacts-FactSheet.pdf> [Accesat 1 Iulie 2015].
- Blanke, M., Kinnaert, M., Lunze, J. & Staroswiecki, M., 2006. *Diagnosis and Fault-Tolerant Control*. 2nd ed. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. & Bossanyi, E., 2001. *Wind Energy Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons.
- Chiras, D., 2010. *Wind Power - Basics*. Gabriola Island: New Society Publisher.
- Cooley, J. W. & Tukey, J. W., 1965. An Algorithm for the Machine Calculation of Complex Fourier Series. *Mathematics of Computation*, 19(90), pp. 297-301.
- Dahnoun, N., 2000. *Digital Signal Processing Implementation Using the TMS320C6000 DSP Platform*. Boston: Prentice Hall.
- Das, S., Karnik, N. & Santoso, S., 2011. Time-Domain Modeling of Tower Shadow and Wind Shear in Wind Turbines. *ISRN Renewable Energy*.
- Esbensen, T. & Sloth, C., 2009. *Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Control of Wind Turbines*, s.l.: s.n.
- Gasch, R. & Twele, J., 2012. *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. 2nd ed. Berlin: Springer.
- Global Wind Energy Council, 2015. *Global statistics*. [Interactiv] Disponibil la: <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/> [Accesat 11 Iunie 2015].
- Harris, F., 1978. On the use of windows for harmonic analysis with the discrete Fourier transform. *Proceedings of the IEEE*, 66(1), pp. 51-83.
- Hau, E., 2013. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Applications, Economics*. 3rd ed. Berlin: Springer.
- Hush, D. R., Abdallah, C. T., Heileman, G. L. & Docampo, D., 1997. Neural networks in fault detection: a case study. *Proceedings of the American Control Conference*, Volumul 2, pp. 918-921.
- Iancu, E., 2003. Fault Detection And Isolation Using Statistic Signal Processing. *Journal of Control Engineering and Applied Informatics*, 5(3,4), pp. 33-39.
- Johnson, G. L., 1985. *Wind Energy Systems*. Englewood Cliffs: Prentice Hall.
- Katipamula, S. & Brambley, M. R., 2005. Methods for Fault Detection, Diagnostics, and Prognostics for Building Systems — A Review, Part I. *International Journal of HVAC&R Research*, 11(1), pp. 3-25.
- Khaligh, A. & Onar, O. G., 2010. *Energy Harvesting - Solar, Wind, and Ocean Energy Conversion Systems*. Boca Raton: CRC Press.

- Lang, Z., 2014. "Digital Signal Processing" course. Sheffield: University of Sheffield.
- Lateş, M.-T., 2012. *Sisteme Eoliene: Teorie şi Practică*. Braşov: Editura Universităţii Transilvania.
- Luenberger, D., 1966. An Introduction to Observers. *IEEE Transactions on Automatic Control*, Volumul AC-11, pp. 190-197.
- Manwell, J., McGowan, J. & A.L., R., 2009. *Wind energy explained: theory, design and application*. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons Ltd..
- Marcu, T. & Mirea, L., 2003. *Diagnoza Anomaliiilor Proceselor Tehnice*. Iaşi: Editura "Gh. Asachi".
- Mukund, P. R., 1999. *Wind and Solar Power Systems*. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC.
- Odgaard, P. F., Stoustrup, J. & Kinnaert, M., 2009. Fault Tolerant Control of Wind Turbines – a benchmark model. *Proceedings of the 7th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes*, pp. 155-160.
- Ozdemir, A. O., Seiler, P. & Balas, G. J., 2011. Wind Turbine Fault Detection Using Counter-Based Residual Thresholding. *Proceedings of IFAC world congress*, Volumul 18, pp. 8289-8294.
- Pollock, D. S. G., 1999. *A Handbook of Time-Series Analysis, Signal Processing and Dynamics*. London: Academic Press.
- Proakis, J. G. & Manolakis, D. G., 1996. *Digital Signal Processing*. New Jersey: Prentice-Hall.
- Radisavljevic-Gajic, V., 2014. Linear Observers Design and Implementation. *Proceedings of 2014 Zone 1 Conference of the American Society for Engineering Education*.
- Ramirez, R. W., 1975. *The FFT: Fundamentals and Concepts*. Beaverton: Tektronix, Inc..
- Sathyajith, M., 2006. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Heidelberg: Springer.
- Tabatabaeipour, S. M., Odgaard, P. F. & Bak, T., 2012. Fault detection of a benchmark wind turbine using interval analysis. *American Control Conference (ACC)*, pp. 4387-4392.
- Tong, W., 2010. *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. Billerica: WIT Press.
- Venkatasubramanian, V., Rengaswamy, R., Yin, K. & Kavuri, S. N., 2003. A review of process fault detection and diagnosis - Part I: Quantitative model-based methods. *Computers & Chemical Engineering*, 27(3), pp. 293-311.
- Wagner, H.-J. & Mathur, J., 2009. *Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation*. Heidelberg: Springer.
- Weinstein, C. J., 1969. *Quantization Effects in Digital Filters*, Lexington: Massachusetts Institute of Technology Lincoln Laboratory.
- Yanjie, L. & Jun, W., 2010. A large time scale wind velocity simulation method. *Computer Design and Applications (ICCDA)*, Volumul 4, pp. V4-282 - V4-286.

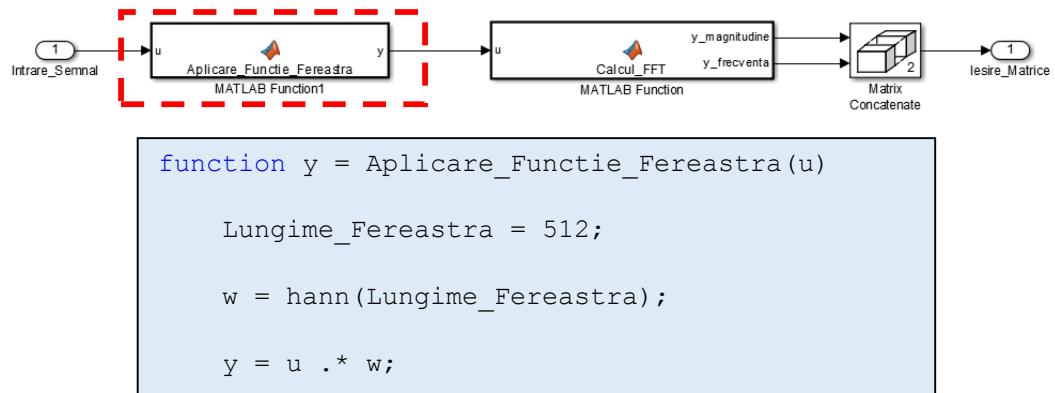
Anexe

A.1. Funcțiile MATLAB ale blocurilor de detecție a anomalieiilor de tip valoare constantă în senzor (Fault_1, Fault_3, Fault_4)

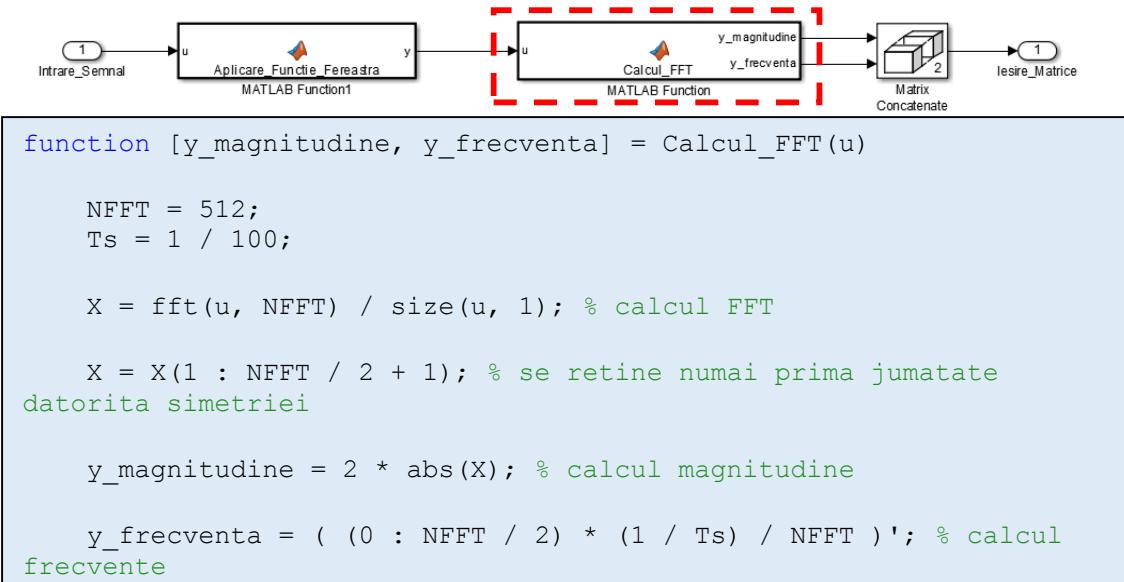
1. Blocul de calcul a mediei



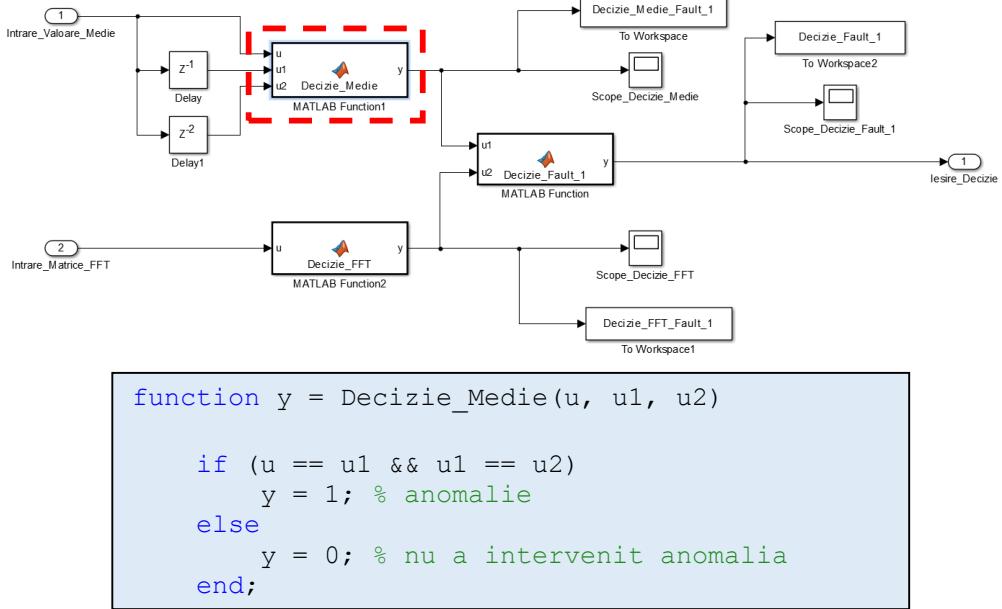
2. Blocul de aplicare a funcției de tip fereastră



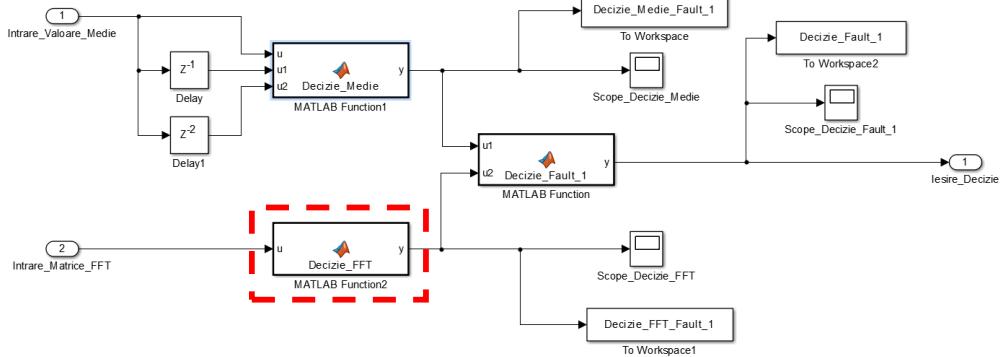
3. Blocul de calcul a Transformatei Fourier Rapide (FFT)



4. Blocul de decizie în funcție de valorile mediilor



5. Blocul de decizie în funcție de valorile spectrului frecvențial



```

function y = Decizie_FFT(u)

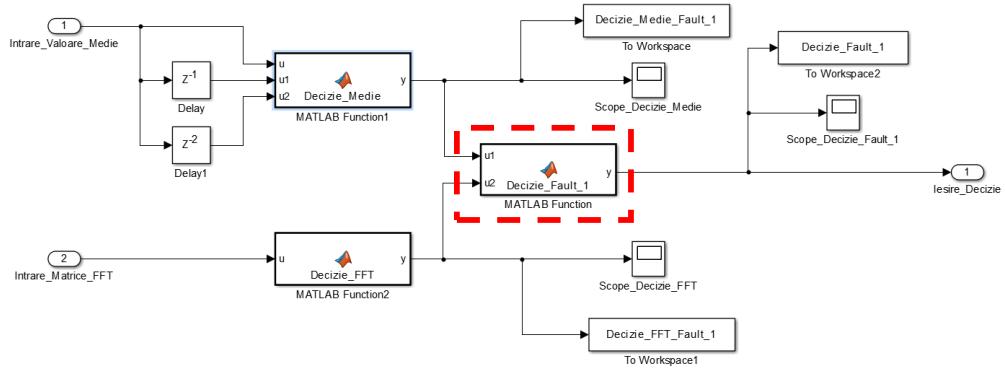
NFFT = 512;

[max_magnitudine, index_max_magnitudine] = max( u(:, 1) );

if ( index_max_magnitudine == 1 && sum( u(4 : NFFT / 2 + 1) ) < 0.01)
    y = 1; % anomalie
else
    y = 0; % nu a intervenit anomalia
end;

```

6. Blocul de decizie asupra existenței anomaliei Fault_1 (similar pentru Fault_3 și Fault_4)



```

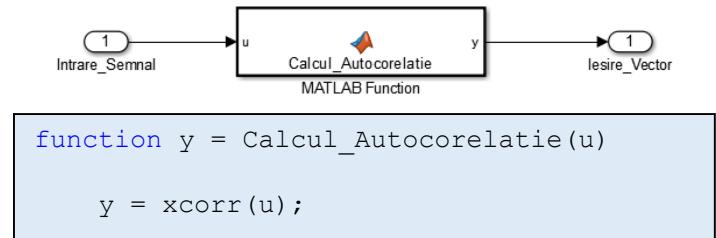
function y = Decizie_Fault_1(u1, u2)

    if (u1 == 1 && u2 == 1)
        y = 2; % stare critica
    else
        if (u1 == 1 || u2 == 1)
            y = 1; % stare de avertizare
        else
            y = 0; % functionare normala
        end;
    end;

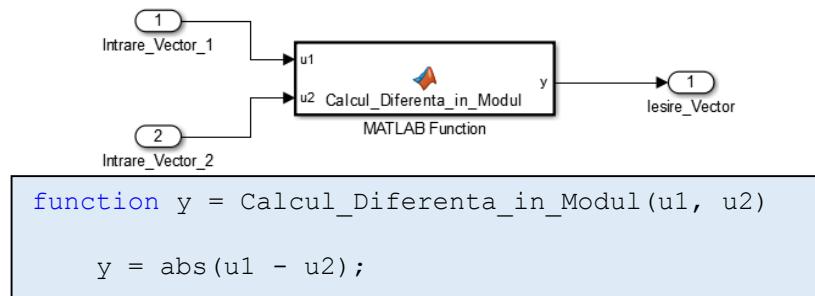
```

A.2. Funcțiile MATLAB ale blocului de detecție a anomaliei de tip multiplicativ în senzor (Fault_5)

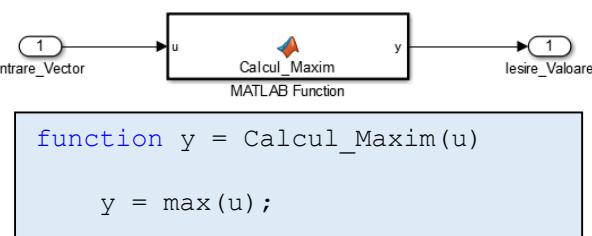
1. Blocul de calcul a autocorelației



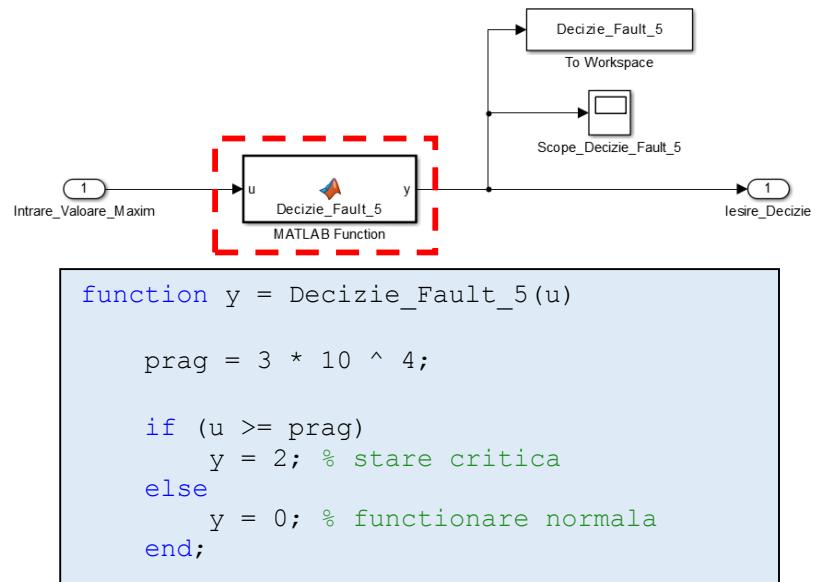
2. Blocul de calcul a diferenței în modul



3. Blocul de determinare a valorii maxime

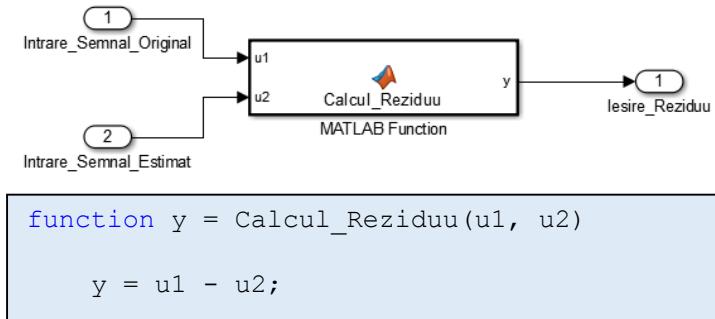


4. Blocul de decizie asupra existenței anomaliei Fault_5

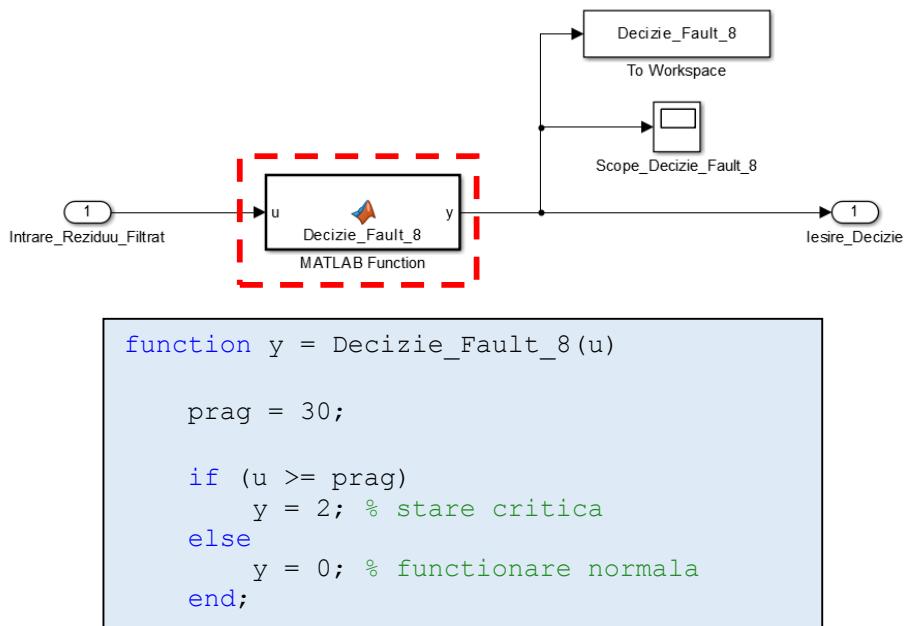


A.3. Funcțiile MATLAB ale blocului de detecție a anomaliei de tip offset în elementul de execuție (Fault_8)

1. Blocul de calcul a reziduuului



2. Blocul de decizie asupra existenței anomaliei Fault_8



A.4. Definirea parametrilor necesari blocurilor de detecție ale anomaliei (fișierul *FDIBenchMarkData.m* – pe lângă acești parametrii mai conține și parametrii necesari funcționării modelului centralei eoliene)

```
%%%%% Fault Detection parameters %%%%%%
%
Lungime_Fereastra = 512; % pentru FFT (Fault_1, Fault_3, Fault_4)
% Tip_Fereastra = 'hann';
% Suprapunere = 75 / 100;
NFFT = 512; % Numar puncte FFT (Fault_1, Fault_3, Fault_4)
Lungime_Fereastra_2 = 5; % pentru medie (Fault_1, Fault_3, Fault_4)
Lungime_Fereastra_3 = 100; % pentru autocorelatie (Fault_5)

% Proiectare estimator Tau_g (Fault_8)
alpha_gc = 50;
num = [alpha_gc];
den = [1 alpha_gc];
[A, B, C, D] = tf2ss(num, den);
vpe = [-100]; % Valoarea proprie alocata estimatorului
L = acker(A', C', vpe)'; % Matricea estimatorului

% Proiectare filtru reziduu Tau_g (Fault_8)
Fordin = 6;
Fcum_off = 0.004;
[Fb, Fa] = butter(Fordin, Fcum_off);
```

Alexandru Cohal
Iași
Iulie 2015