A XIV-a Conferinţă internaţională – multidisciplinară,
"Profesorul Dorin PAVEL – fondatorul hidroenergeticii româneşti",
SEBEŞ, 2014

STUDIU DE SOLUȚIE PRIVIND RACORDAREA UNEI CENTRALE ELECTRICE EOLIENE DE 20 MW
partea a II-a

Bogdan NICOARĂ

ETUDE DE RACCORDEMENT D'UNE FERME EOLIENNE DE 20 MW - Partie II

L'article présente les solutions possibles de raccordement au système électro énergétique national (SEN) de la ferme éolienne de Nufăru, dép. de Tulcea ayant une puissance installée de 20 MW. Les calculs de circulation des puissances sont effectués sur le réseau à N éléments et les réseaux à N-1 éléments, en fonction des contingences prises en compte.

Mots clés : parcs éoliens, puissance
Cuvinte cheie: parcuri eoliene, circulaţii de puteri

3. Prezentarea variantelor posibile pentru racordarea CEE la reţeaua electrică

3.1. Amplasarea CEE Sarichioi

Centrala Electrică Eoliană Nufăru va fi amplasată în extravilanul localităţii Nufăru din judeţul Tulcea:

● Varianta A - Racordarea CEE Nufăru printr-o LEA 110 kV s.c. de cca. 10 km, de 50 mm^2 Ol-Al în staţia 110 kV Tulcea Vest.

● Varianta B - Racordarea CEE Nufăru printr-o LES 110 kV de cca. 10 km, Cu 95 mm^2, în staţia 110 kV Tulcea Vest.

Cele două variante diferă doar prin natura liniei electrice de evacuare, motiv pentru care se prezintă numai schema electrică corespunzătoare variantei A.

Varianta A

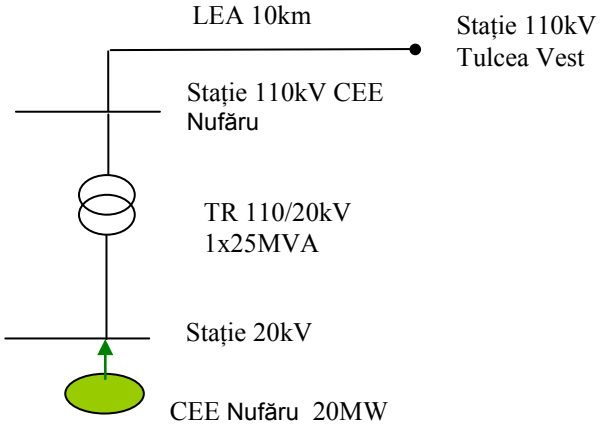

Fig. 2 Schema de racordare

3.2. Analiza variantelor de racordare

CEE Nufăru, cu o putere instalată totală de 20 MW, va fi echipată cu 8 generatoare de fabricaţie Vestas, cu puterea nominală P_n = 2,5 MW şi U_n = 0,69 kV. Fiecare generator este conectat printr-un transformator de 2700 kVA de 0,69 kV/20 kV cu u_{scc} = 6 %, la o reţea în cablu subteran de 20 kV. Gama factorului de putere este 0,95 capacitiv până la 0,95 inductiv.

Caracteristicile tehnice ale unităţii eoliene sunt următoarele:
Puterea activă nominală: 2500 kW
Variaţia de tensiune admisibilă: 0,69 kV ± 10 %
Transformatorul de racordare la reţea are puterea nominală: 2700 kVA
Tensiunea medie nominală: 20 kV
Tensiunea joasă nominală: 0,69 kV
Grupa de conexiune: Dyn5
Tensiunea de scurtcircuit (raportată la puterea nominală): u_{sc} = 6 %.

Conform normei tehnice ”Condiţii tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobată cu ordinul ANRE nr. 51/03.02.2009 [1], parcurile eoliene cu o putere instalată mai mare de 10 MW se vor considera grup dispecerizabil.

Puterea produsă de aceste generatoare este colectată la nivelul barei de 20 kV a unei staţii de transformare 20 kV/110 kV amplasată în perimetrul parcului eolian. Staţia de transformare este prevăzută cu 1 transformator 20/110 kV de 25 MVA, cu u_{sc} = 10 %. Legătura între partea de 110 kV a staţiei colectoare şi RED 110 kV este prevăzută printr-o LEA/LES de 110 kV de 10 km până în staţia 110 kV Tulcea Vest.

Puterea CEE Nufăru, în regimul de putere activă maximă generată de grupurile eoliene, pentru cos φ = 0,95 ind. ... 0,95 cap., este aproximativ:

P_{max} = 20 MW, Qind = 6,5 MVAR, Qcap =-6,5 MVAR.

În conformitate cu „Regulamentul privind stabilirea soluţiilor de racordare a utilizatorilor la reţelele electrice de interes public" aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2006, CEE Nufăru este un „utilizator de clasă A". Având în vedere momentul relativ redus al sarcinii (de ordinul sutelor de MVA·km), tensiunea nominală a punctului de racord va fi 110 kV.

Variantele A şi B nu îndeplinec criteriul de siguranţă N-1.

Lucrări necesare în RED existentă:

- echiparea unei celule noi LEA/LES 110 kV în staţia Tulcea Vest, destinată racordării CEE.

La nivelul CEE Nufăru, lucrările necesare (instalaţii noi) sunt:

- construirea reţelei electrice colectoare de 20 kV;
- construirea staţiei de transformare 20/110 kV, 25 MVA;
- construirea unei LEA/LES 110 kV cu lungimea de 10 km între staţia CEE şi staţia 110 kV Tulcea Vest.

Punctul de delimitare între Utilizator (CEE Nufăru) şi Operatorul de Reţea Transelectrica se propune în staţia Tulcea Vest, la clemele de legătură electrică ale izolatoarelor de întindere de la nivelul riglei de intrare în staţia Tulcea Vest, respectiv la papucii cablului.

Punctul de măsurare destinat decontării între Utilizator şi Operatorul de Reţea se propune a se amplasa în staţia Tulcea Vest. Măsurarea mărimilor de decontare se va realiza printr-un grup de măsurare categoria B, prevăzut în celula LEA/LES 110 kV CEE. Grupul de măsurare va fi echipat în conformitate cu cerinţele Codului de Măsurare a Energie Electrice aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2002.

4. Diagrama P-Q

Calculul puterii injectate în punctul de delimitare se face pornind de la puterea debitată de generatoare, la diferiţi factori de

putere, luând în considerare pierderile de putere activă şi reactivă, longitudinale şi transversale, în transformatoarele de grup, pierderile de putere activă şi reactivă, longitudinale şi transversale (atenţie la semn!), în LES 20 kV, pierderile de putere activă şi reactivă, longitudinale şi transversale, în transformatorul staţiei ridicătoare şi pierderile de putere activă şi reactivă, longitudinale şi transversale (atenţie la semn!), în LEA/LES 110 kV.

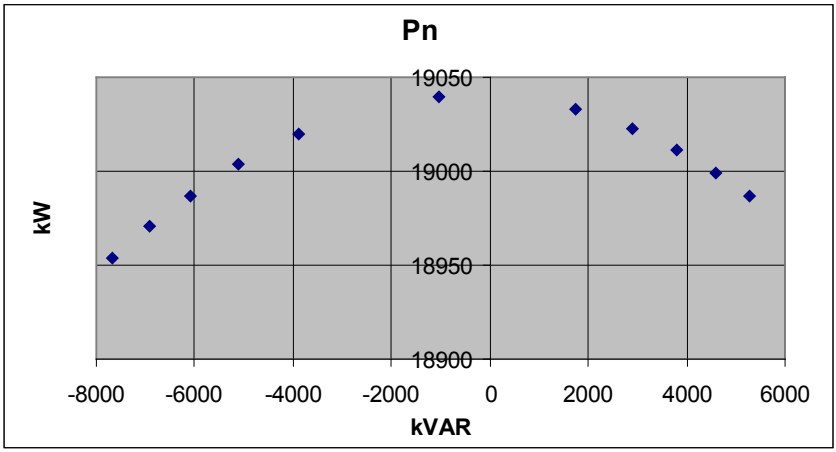

Fig. 3 Diagrama P-Q la putere activă nominală

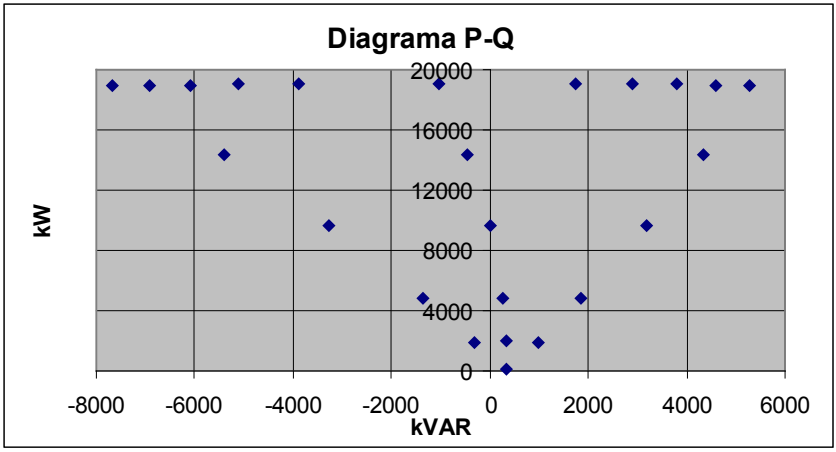

Fig. 4 Diagrama P-Q la putere activă variabilă

5. Analiza regimurilor permanente pentru etapele N2016 şi 2021

5.1 Ipoteze considerate:

În scopul verificării condiţiilor de evacuare a puterii produse în noua centrală Nufăru, având în vedere puterea totală instalată de 20 MW, se analizează regimurile permanente pentru variantele de racordare prezentate anterior.

Pentru analiză s-au considerat bazele de date cu configuraţia de reţea şi sursele de putere primite de la C.N. Transelectrica S.A., pentru palierele caracteristice de vârf de sarcină, respectiv de gol de sarcină din etapele N2016 şi 2021.

În ceea ce priveşte modelarea elementelor reţelei electrice, s-au considerat nivelurile de 400 kV, 220 kV şi 110 kV, cu debuclările prevăzute în schema normală de funcţionare, iar interconectarea SEN cu sistemele electroenergetice vecine s-a modelat prin echivalenţi la prima buclă de interconexiune. Tabelul 1 prezintă Balanţa de puteri produse şi consumate la palierul de vârf de sarcină, etapa N2016, Iar tabelul 2, Balanţa de puteri produse şi consumate la palierul de vârf de sarcină, etapa 2021.

Tabelul 1

Categorie	CONSUM		GENERARE	
	MW	%	MW	%
Consum	8609,4	93,0	0	0
Pierderi reţea	276,6	3,0	0	0
Producţie netă	0	0	9261,7	100
Sold SEN (Export -Import)	375,7	4,0	0	0
Total	9261,7	100	9261,7	100

Tabelul 2

Categorie	CONSUM		GENERARE	
	MW	%	MW	%
Consum	10027,1	92,4	0	0
Pierderi reţea	323,6	3	0	0
Producţie netă	0	0,0	10856,4	100
Sold SEN (Export -	505,7	4,6	0	0
Total	10856,4	100	10856,4	100

De asemenea, conform reglementarilor în vigoare, s-au considerat toate unităţile de transformare funcţionând pe plotul median, folosirea ploturile transformatoarelor rămânând o rezervă la dispoziţia Operatorului de Transport şi Sistem (OTS).

Datele sintetice de intrare pentru aceste regimuri staţionare sunt prezentate sub forma balanţelor producţie – consum. Tabelul 3 reprezintă Balanţa de puteri produse şi consumate la palierul de gol de sarcină, etapa N2016, Iar tabelul 4, Balanţa de puteri produse şi consumate la palierul de gol de sarcină, etapa 2021.

Tabelul 3

Categorie	CONSUM		GENERA	
	MW	%	MW	%
Consum	4295,5	91,0	0	0
Pierderi reţea	176,9	3,7	0	0
Producţie netă	0	0,0	4721,3	100
Sold SEN (Export -Import)	248,9	5,3	0	0
Total	4721,3	100,0	4721,3	100

Tabelul 4

Categorie	CONSUM		GENERARE	
	MW	%	MW	%
Consum staţii 110(220) kV	5086,6	88,4	0	0
Pierderi reţea	312,8	5,4	0	0
Producţie netă	0	0,0	5751,8	100
Sold SEN (Export -Import)	352,4	6,1	0	0
Total	5751,8	100,0	5751,8	100

În conformitate cu Codurile Tehnice ale RET şi RED şi cu PE 026/1992, în analiza condiţiilor de evacuare a puterii din CEE Somova s-a urmărit încadrarea în limitele admisibile a nivelurilor de tensiune şi a circulaţiilor de putere prin elementele reţelei, în condiţiile criteriilor de dimensionare a SEN.

5.2. Situaţia actuală

Din analiza regimurilor permanente cu toate elementele în funcţiune, respectiv cu un element indisponibil (criteriul de dimensionare N-1), rezultă că tensiunile se încadrează în benzile

admisibile corespunzătoare fiecărui nivel şi nu există depăşiri ale încărcărilor admisibile în regim de lungă durată.

5.3.Considerente privind regimul mediu de bază

Conform bazelor de date transmise de CN Transelectrica şi setului de reguli pentru construirea regimului mediu de bază transmis de CNTEE Transelectrica (anexa D1) centralele electrice eoliene sunt considerate etapizat, funcţionând cu 30 % din puterea instalată considerată la etapa N2016, respectiv 2021.

În tabelul 5 (CEE considerate în RMB pentru anii N2016 şi 2021) se prezintă datele referitoare la CEE considerate în RMB pentru anii N2016 şi 2021.

Tabelul 5

Tensiunea	N2016	2021
	Puterea (MW)	Puterea (MW)
Tariverde 400 kV	180	180
110 kV Medgidia Nord	25	25
110 kV Medgidia Sud	50	50
110 kV Basarabi	50	50
110 kV Constanta – Mihai Viteazu	14,1	14,1
110 kV Mircea Vodă	25	25
Tariverde (EOLICA) 400 kV	0	60
Constanţa Total	**344,1**	**404,1**
Rahmanu 400 kV	180	180
110 kV Tulcea	6	6
Tulcea 110 kV	120	120
Văcăreni 400 kV	0	60
Tulcea TOTAL	**306**	**306**
110 kV Smârdan	17,4	17,4
110 kV Lieşti	27	27
Brăila-Galaţi Total	44,4	44,4
110 kV Vaslui	55,5	55,5
Moldova Noua 400 kV	0	90
Cudalbi 400 kV	0	90
TOTAL	**750**	**1050**

6. Concluzii

■ În urma verificării regimurilor medii de bază, pentru etapele N2016 şi 2021, transmise de Operatorul de Transport, se constată că acestea îndeplinesc condiţiile tehnice stabilite prin Codurile tehnice RET şi RED, atât în configuraţie completă (N elemente în funcţiune) a reţelei cât şi în cazul contingenţelor simple (N-1 elemente în funcţiune).

BIBLIOGRAFIE

[1] * * * *Legea energiei electrice nr.13/2007*, cu modificările şi completările ulterioare.
[2] * * * *Legea pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie nr. 220/2008*.
[3] * * * *Hotărârea Guvernului nr. 90/2008 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la reţelele electrice de interes public*.
[4] * * * *Ordinul nr. 20/2004 pentru aprobarea Codului tehnic al reţelei electrice de transport*, cu modificările ulterioare.
[5] * * * *Ordinul nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului tehnic al reţelelor electrice de distribuţie* – revizia I.
[6] * * * *Ordinul nr. 129/2008 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea soluţiilor de racordare a utilizatorilor la reţelele electrice de interes public*.
[7] * * * *Norma Tehnică Condiţii tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene*, Cod ANRE 51.1.017.0.00.03/04/09.

Prof.Dr.Ing. Bogdan NICOARĂ
Catedra de Sisteme electroenergetice, Universitatea POLITEHNICA din Bucureşti, bnicoara@yahoo.fr