

EVALUAREA SOLICITĂRILOR TERMICE ȘI A DURATEI DE VIAȚĂ A TRANSFORMATOARELOR DE DISTRIBUȚIE AFLATE ÎN REGIM PERIODIC NESINUSOIDAL

Emil CAZACU¹, Laurențiu- Marius DUMITRAN¹, Lucian PETRESCU¹

¹Facultatea de Inginerie Electrică, Universitatea POLITEHNICA București
emil.cazacu@upb.ro¹, laurentiu.dumitran@upb.ro², lucian.petrescu@upb.ro³

Rezumat. Transformatoarele electrice reprezintă unele dintre cele mai importante echipamente din tot lanțul de distribuție a energiei electrice. Funcționarea acestora cu valori optime ale parametrilor (electrici, termici și mecanici) asigură alimentarea continuă a consumatorilor, dar și o calitate corespunzătoare a energiei electrice furnizată acestora. Sarcinile electrice moderne pe care transformatoarele le alimentează sunt de multe ori neliniare și generează o serie de probleme de calitate a energiei în rețea, în special distorsionarea formei de undă a curentului ce parcurge înfășurările transformatorului. Sunt, astfel, generate solicitări suplimentare (electrice și termice) ale diferitelor componente ale transformatorului (proiectat inițial pentru a funcționa în regim pur sinusoidal) care pot determina o funcționare anormală (defectuoasă) a transformatorului, ducând în final la reducerea duratei sale de viață (estimată de producător pentru regim permanent sinusoidal). Pentru a preveni sau diminua efectele negative ale regimului deformant asupra transformatorului, se realizează o limitare (reducere) voită a încărcării lui maxime. Procedura este cunoscută sub denumirea de denominare sau declasare a transformatorului (engl. *derating*). Se urmărește astfel, stabilirea unor factori de declasare (denominare) cât mai adecvați, rezultați din corelarea datelor nominale și constructive ale transformatorului cu parametrii de calitate a energiei, măsurati în secundarul acestuia (de regulă, aceștia sunt nivelul de distorsiune al curenților și spectrul lor armonic). Lucrarea de față analizează calitativ și cantitativ aceste aspecte și propune o procedură de declasare pentru transformatoarele aflate în exploatare pe care o ilustrează pe un studiu de caz.

1. INTRODUCERE

Solicitarea pregnantă de creștere continuă a eficienței energetice în utilizarea instalațiilor electrice de joasă tensiune a determinat folosirea pe scară largă a echipamentelor electronice de putere (învertoare, redresoare, variatoare de turație, soft-startere etc.). Acestea permit reglarea adaptivă la sarcină a consumului energetic în sistemele moderne de acționare electrică [1, 2]. În plus, echipamentele de încărcare a automobilelor electrice (în curs de dezvoltare extensivă), sistemele fotovoltaice de producere a energiei (pentru care este prevăzută o creștere considerabilă a puterii instalate), diverse corpuri de iluminat cu eficiență energetică ridicată (fluorescente și LED) sau sistemele de calcul reprezintă, de asemenea, sarcini puternic neliniare. În acest context, se apreciază că sarcinile liniare au o pondere din ce în ce mai mică în instalațiile actuale sau în cele viitoare [3-5]. Dincolo de avantajele echipamentelor electrice moderne (reglări ale parametrilor de funcționare sau eficiență energetică ridicată) aceste tipuri de sarcini neliniare generează curenți armonici importanți care afectează în mod negativ funcționarea tuturor componentelor sistemului de distribuție a energiei electrice [6, 7]. Astfel, pierderile suplimentare, determinate de regimul nesinusoidal (de natură magnetică, termică, mecanică și dielectrică) pot genera funcționări improprii (defectuoase) ale mașinilor și/sau aparatelor electrice, ducând în cele din urmă la scoaterea lor

din funcțiune. De asemenea, curenții de armonici superioare pot determina declanșarea anormală (intempestivă) a dispozitivelor de protecție (întrerupătoare de putere, contactoare, siguranțe fuzibile etc.) și supraîncălziri ale conductorului neutru (dacă există consumatori reprezentați de sarcini monofazate) [5-7]. În plus, în sistemele de distribuție cu putere mică de scurtcircuit (impedanță internă mare), curenții puternic nesinusoidal distorsionează și forma de undă a tensiunii de alimentare [2-6]. Transformatoarele electrice din instalațiile de putere (industriale, de distribuție a energiei sau chiar domestice) sunt, de asemenea, afectate în mod negativ de regimul deformant impus de sarcinile neliniare pe care le alimentează. Astfel, deformarea curenților determină în transformator pierderi suplimentare care determină apariția unor solicitări termice crescute față de acelea înregistrate în cazul regimului sinusoidal. Aceste pierderi pot cauza o îmbătrânire accelerată a componentelor transformatorului și, în special, a sistemului său de izolație. Pentru a evita aceste consecințe negative este necesară realizarea declasării sau denominării parametrilor (electrici și termici) ai transformatorului în regim periodic nesinusoidal (deformant). Procedura impune, în principal, predeterminarea curentului maxim acceptabil al transformatorului (sau puterea aparentă maximă) evaluat(ă) pe baza distribuției pierderilor. Acestea sunt calculate în concordanță cu parametrii de calitate ai energiei electrice circulate și cu datele nominale ale transformatorului [8-11].

Metoda propusă de declasare (denominare) a puterii nominale a transformatorului în serviciu (funcțiune) are în vedere evaluarea următorilor parametri cantitativi: distribuția detaliată a pierderilor, calculul parametrilor de eficiență, precum și a principalilor indicatori de declasare a puterii nominale, care vor fi definiți în cadrul acestei lucrări. Vom prezenta în cele ce urmează și terminologia în limba engleză (*în paranteză*), pentru a putea identifica ușor parametri și în literatura internațională sau indicațiile aparatelor de măsură care nu au meniul și/sau afișajul în limba română. Cei mai importanți dintre aceștia sunt considerați: curentul maxim admisibil *MPC* (*maximal permissible current*), reducerea puterii aparente nominale *RAPR* (*the reduction in apparent power rating*), valoarea temperaturii maxime în transformator θ_H (*hot spot temperature*), factorul de accelerare a îmbătrânirii izolației F_{AA} (*aging acceleration factor*), procentul de pierdere a duratei de viață a transformatorului *%LOL* (*percental loss of life*), precum și estimarea duratei sale de funcționare (*RL - real life*).

La baza procedurilor de calcul propuse stau standarde internaționale [12-14] și analiza funcționării transformatorului în regim deformant [15-18]. Sunt necesare, de asemenea, datele nominale ale transformatorului și spectrul armonic al curentului ce străbate înfășurările. Acestea din urmă, împreună cu alți parametri de calitate a energiei electrice, pot fi cu ușurință măsurați și achiziționați din secundarul transformatorului (pe partea de joasă tensiune a acestuia).

2. TRANSFORMATORUL ÎN REGIM PERIODIC NESINUSOIDAL (DEFORMANT)

2.1 Pierderile de putere în transformatorul care funcționează în regim nesinusoidal

Forma de undă deformată, dar periodică a curentului absorbit de consumatorii neliniari și care parcurge înfășurarea secundară a transformatorului care-i alimentează, poate fi exprimată ca o sumă de componente sinusoidale ale căror frecvențe sunt multiplu întreg al frecvenței fundamentale (conform teoriei lui Fourier) [1, 6]:

$$i(t) = I_0 + i_1(t) + \sum_{k \neq 1}^{\infty} i_k(t) = I_0 + i_1(t) + i_H(t) = I_0 + \sum_{k=1}^{\infty} \sqrt{2} I_k \sin(k\omega t + \varphi_k), \quad (1)$$

unde $i_1(t)$ este componenta fundamentală a curentului, $i_k(t)$ – componenta armonică de rangul k , $i_H(t)$ reziduul deformant (care include toți termenii de rang superior $k \neq 1$), I_0 reprezintă

componenta de curent continuu (DC) a curentului, I_k sunt valorile efective ale curenților electrici armonici, ω pulsația corespunzătoare frecvenței fundamentale, φ_k defazațiile curenților electrici armonici față de o axă de referință.

Pierderile totale într-un transformator cu răcire în ulei cu convecție naturală (*Oil Natural Air Natural - ONAN*) ce funcționează în regim periodic nesinusoidal P_T (*total losses*) sunt grupate în două mari categorii: pierderile de mers în gol P_{NL} (*no load losses*) denumite și pierderile în fier și, respectiv, pierderile în sarcină P_{LL} (*load losses*) denumite și pierderile în cupru. Acestea din urmă includ pierderile de curent continuu sau pierderile ohmice în rezistența înfășurărilor P_{DC} (*DC or winding losses*) și alte pierderi suplimentare P_{TSL} (*total stray losses*). De regulă, pierderile suplimentare sunt formate din pierderi prin curenți turbionari în înfășurări P_{EC} (*windings eddy current losses*) și alte pierderi decât cele prin curenți turbionari P_{OSL} (*other stray losses*), care se regăsesc în cuvă, alte părți metalice sau în accesoriile transformatorului) [30-39]. Astfel, între aceste tipuri de pierderi se pot prezenta următoarele relații:

$$P_T = P_{NL} + P_{LL}, \quad P_{LL} = P_{DC} + P_{TSL}, \quad P_{TSL} = P_{EC} + P_{OSL}. \quad (2)$$

Figura 1 evidențiază această distribuție (separare) a pierderilor în transformator, indicând și dependențele dintre acestea.

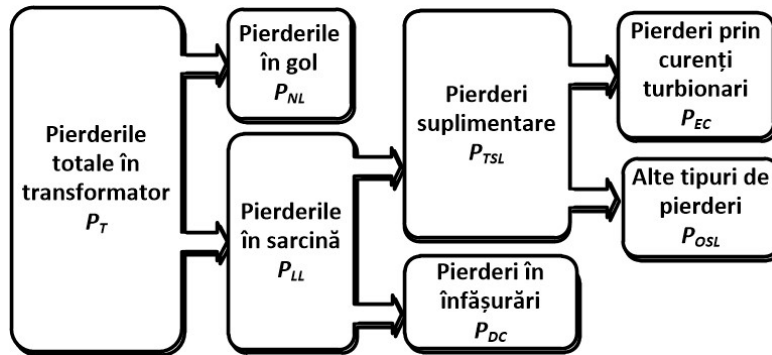


Fig. 1. Distribuția pierderilor în transformatorul cu răcire în ulei aflat în regim nesinusoidal.

Este important de amintit faptul că, pentru transformatoarele uscate (cu răcire naturală sau fără ulei), pierderile prin curenți turbionari (P_{EC}) sunt dominante în cadrul pierderilor suplimentare și, din acest motiv, pierderile în accesoriile transformatorului (P_{OSL}) pot fi neglijate [12, 15-19]. În plus, în cadrul acestei proceduri de calcul se consideră tensiunea perfect sinusoidală și încărcarea celor trei faze echilibrată.

Aceste condiții sunt în mod normal satisfăcute în rețelele industriale unde există o putere mare instalată (curenți mari de scurtcircuit), iar echipamentele majoritare sunt cele trifazate. Din acest motiv, *pierderile în gol din transformator* (P_{NL}), dependente în mod direct de forma de undă a tensiunii, rămân invariabile față de distorsiunea curentului. *Pierderile în rezistența înfășurărilor* P_{DC} (în conductoare) cresc cu pătratul curentului, în timp ce *pierderile prin curenți turbionari* P_{EC} (datorate în special efectului pelicular și a efectului de proximitate) se consideră proporționale atât cu pătratul curentului, cât și cu pătratul ordinului armonic. Celelalte *pierderi adiționale* P_{OSL} (în părțile structurale ale transformatorului, cu excepția înfășurărilor) se consideră, în mod acoperitor, că variază cu pătratul curentului și cu ordinul armonic ridicat la puterea 0,8 [12, 15-22]. Astfel, pentru orice curent distorsionat prin

transformator (de armonici superioare k și cu valori efective I_k), putem evalua aceste pierderi funcție de valorile lor nominale (P_{DC-R} , P_{EC-R} , P_{OSL-R} , *rated values losses*) și de valoarea curentul nominal din secundarul transformatorului I_{R2} (*secondary rated current*):

$$P_{DC} = \frac{P_{DC-R}}{I_{R2}^2} \sum_{k=0}^N I_k^2, \quad P_{EC} = \frac{P_{EC-R}}{I_{R2}^2} \sum_{k=0}^N k^2 I_k^2, \quad P_{OSL} = \frac{P_{OSL-R}}{I_{R2}^2} \sum_{k=0}^N k^{0,8} I_k^2. \quad (3)$$

Valorile pierderilor nominale în sarcină P_{LL-R} precum și cele de gol P_{NL} se pot extrage din încercările de scurtcircuit (P_{LL-R}) și, respectiv, de gol (P_{NL}) ale transformatorului. Acestea din urmă reprezintă și datele nominale ale transformatorului [12]. Pierderile ohmice nominale în înfășurări P_{DC-R} pot fi estimate prin înmulțirea rezistențelor înfășurărilor primare și secundare (R_1 și R_2) cu pătratul curenților nominali din primar, respectiv, secundar (I_{R1} și I_{R2}). Pierderile totale nominale suplimentare P_{TSL-R} pot fi deduse scăzând din pierderile nominale în sarcină P_{LL-R} , pierderile nominale în înfășurări P_{DC-R} :

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - P_{DC-R} = P_{EC-R} + P_{OSL-R}, \quad P_{DC-R} = 3(R_1 I_{R1}^2 + R_2 I_{R2}^2). \quad (4)$$

Prin urmare, pierderile în sarcină în transformator P_{LL} într-un regim deformant oarecare pot fi exprimate cu ajutorul relației:

$$P_{LL} = P_{DC} + P_{EC} + P_{OSL} = \frac{1}{I_{R2}^2} \left(P_{DC-R} \sum_{k=0}^N I_k^2 + P_{EC-R} \sum_{k=0}^N k^2 I_k^2 + P_{OSL-R} \sum_{k=0}^N k^{0,8} I_k^2 \right). \quad (5)$$

În conformitate cu recomandările standardului ANSI/IEEE [12], pierderile nominale prin curenți turbionari P_{EC-R} precum și pierderile nominale adiționale P_{OSL-R} (altele decât cele prin curenți turbionari în înfășurări) sunt apreciate procentual față de pierderile suplimentare totale nominale P_{TSL-R} , în funcție de modul de răcire al transformatorului – Tab. 1 și Tab 2. Valorile precizate în tabelele de mai jos sunt estimări bazate pe cercetări experimentale și simulări numerice [12], acestea însă pot fi ignorate dacă sunt disponibile date mai precise, indicate de producătorul transformatorului.

Tab. 1. Distribuția pierderilor nominale suplimentare în transformatoarele uscate [12].

Valoarea curentului nominal și a raportului de transformare	Pierderile prin curenți turbionari în înfășurări P_{EC-R} (% P_{TSL-R})		Alte pierderi P_{OSL-R} (% P_{TSL-R})
	În înfășurarea secundară (JT)	În înfășurarea primară (MT sau IT)	
Curentul nominal este sub 1kA sau raportul de transformare $\leq 4:1$	20%	15%	65%
Raportul de transformare $> 4:1$	25%	10%	65%

.Tab. 2. Distribuția pierderilor nominale suplimentare în transformatoarele răcite cu ulei [12].

Valoarea puterii nominale a transformatorului S_n [kVA]	Pierderile prin curenți turbionari în înfășurări P_{EC-R} (% P_{TSL-R})		Alte pierderi P_{OSL-R} (% P_{TSL-R})
	În înfășurarea secundară (JT)	În înfășurarea primară (MT sau IT)	
$S_n \leq 300$	55%	5%	40%

$300 < S_n \leq 1000$	40%	10%	50%
$1000 < S_n \leq 3000$	20%	10%	70%
$S_n > 3000$	25%	15%	60%

2.2 Factorii de denominare ai transformatorului –evaluarea puterii maxime admisibile

Pentru a considera numeric pierderile suplimentare generate de curenții armonici din transformatoare, au fost definiți doi parametri specifici de calitate a energiei [12, 15-22]: *factorul de pierderi în transformatoare (Harmonic Loss Factor) F_{HL}* sau *KF* și *factorul de pierderi în alte elemente constructive: F_{HL-STR} (Harmonic Loss Factor for Other Stray Losses)*. Factorul F_{HL} este o măsură a pierderilor datorate curenților turbionari generați în înfășurări de armonicile superioare, iar factorul F_{HL-STR} caracterizează cantitativ pierderile în accesoriile transformatorului (cuvă, elemente de rigidizare etc.) datorate acelorași armonici superioare. Indicatorul F_{HL-STR} este folosit exclusiv pentru transformatoarele cu ulei. Expresiile factorilor de declasare pentru un transformator în regim periodic nesinusoidal (răcit în ulei sau uscat) iau în considerare exclusiv spectrul armonic al curentului de sarcină:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{k=0}^N k^2 I_k^2}{\sum_{k=0}^N I_k^2} = \frac{1}{I^2} \sum_{k=0}^N k^2 I_k^2, \quad F_{HL-STR} = \frac{\sum_{k=0}^N k^{0,8} I_k^2}{\sum_{k=0}^N I_k^2} = \frac{1}{I^2} \sum_{k=0}^N k^{0,8} I_k^2. \quad (6)$$

Expresia pierderilor în sarcină ale transformatorului (5) poate fi rescrisă cu ajutorul parametrilor F_{HL} , F_{HL-STR} și a factorului de încărcare a transformatorului β . Acesta este definit ca raportul dintre valoarea efectivă a curentului nesinusoidal prin transformator I și valoarea efectivă a curentului nominal în secundarul transformatorului I_{R2} ($\beta = I/I_{R2}$):

$$\begin{aligned} P_{LL} &= P_{DC} + P_{EC} + P_{OSL} = \beta^2 (P_{DC-R} + P_{EC-R} F_{HL} + P_{OSL-R} F_{HL-STR}), \\ P_{DC} &= \beta^2 P_{DC-R}, \quad P_{EC} = \beta^2 P_{EC-R} F_{HL}, \quad P_{OSL} = \beta^2 P_{OSL-R} F_{HL-STR}. \end{aligned} \quad (7)$$

Valoarea maximă a factorului de încărcare pentru transformatorul aflat în orice regim periodic nesinusoidal β_{max} (corespunzătoare curentului maxim admisibil I_{MPC}) se obține atunci când valoarea pierderilor în sarcină ale transformatorului P_{LL} este egală cu cea în sarcină nominală (pur sinusoidală) P_{LL-R} . Prin urmare:

$$\begin{aligned} P_{LL} &= \beta_{max}^2 (P_{DC-R} + P_{EC-R} F_{HL} + P_{OSL-R} F_{HL-STR}) = P_{LL-R}, \\ \beta_{max} &= \frac{I_{MPC}}{I_{R2}} = \sqrt{\frac{P_{LL-R}}{P_{DC-R} + P_{EC-R} F_{HL} + P_{OSL-R} F_{HL-STR}}}. \end{aligned} \quad (8)$$

Nivelul de denominare al transformatorului poate fi indicat și prin valoarea maximă a puterii sale aparente permise S_M (*maximal operating capacity*), sau a factorului de reducere a puterii aparente nominale $RAPR$ (*reduction in apparent power rating*). Acești indicatori sunt definiți în funcție de valoarea maximă a încărcării β_{max} și de puterea nominală a transformatorului S_n notată și cu S_R (*rated power*):

$$S_M = \beta_{\max} S_n = \beta_{\max} S_R,$$

$$RAPR = \frac{S_R - S_M}{S_R} \cdot 100\% = \frac{I_{R2} - I_{MPS}}{I_{R2}} \cdot 100\% = [1 - \beta_{\max}] \cdot 100\%. \quad (9)$$

2.3 Solicitățile termice ale transformatorului

Părțile constructive ale transformatorului sunt supuse constant unor solicitări termice de intensitate diferită în timpul funcționării normale a acestuia. Curenții de sarcină nesinusoidală, datorită conținutului armonic, conduc la o creștere adițională a temperaturii de funcționare a transformatorului. Acest lucru are ca efect o degradare accelerată a proprietăților materialelor constructive ale acestuia (în special a izolației), și în final, scoaterea lui prematură din funcțiune. Cel mai important (dominant) parametru, care duce la îmbătrânirea materialelor și stabilește în cele din urmă durata de viață a transformatorului, este valoarea temperaturii sale maxime (critice) sau temperatura punctului cel mai „fierbinte” θ_H (*hot spot temperature*). Localizarea acestuia este, de regulă, în proximitatea înfășurării secundare, care, pentru transformatoarele de distribuție (coborâtore) este parcursă de curenții cei mai intensi. Valoarea acestei temperaturi maxime poate fi exprimată ca sumă între: creșterea temperaturii uleiului față de temperatura mediului ambiant θ_{TO} , creșterea temperaturii conductorului în raport cu temperatura uleiului θ_g și temperatura ambiantă a mediului θ_A [8-12]:

$$\theta_H = \theta_{TO} + \theta_g + \theta_A. \quad (10)$$

Termenii implicați în evaluarea temperaturii punctului celui mai solicitat termic („fierbinte”) pot fi determinați având în vedere spectrul armonic al curentului (exprimat prin F_{HL}), factorul de încărcare (β) și datele nominale ale transformatorului conform [12]:

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \left(\frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0.8}, \quad \theta_g = \theta_{g-R} \left(\frac{\beta^2 P_{DC-R} + \beta^2 F_{HL} P_{EC-R}}{P_{DC-R} + P_{EC-R}} \right)^{0.8} \text{ sau}$$

$$\theta_g = (\theta_w - \theta_{TO-R}) \left(\frac{\beta^2 P_{DC-R} + \beta^2 F_{HL} P_{EC-R}}{P_{DC-R} + P_{EC-R}} \right)^{0.8}, \quad (11)$$

în care θ_{TO-R} este creșterea nominală a temperaturii uleiului în raport cu temperatura ambiantă, θ_{g-R} este creșterea nominală a temperaturii conductorului față de temperatura uleiului și θ_w este creșterea nominală a temperaturii înfășurării peste temperatura ambiantă.

Pentru a aprecia nivelul de deteriorare a izolației conductoarelor transformatorului cauzată de punctul de temperatură maximă, a fost adoptat un factor de accelerare a îmbătrânirii izolației F_{AA} [12] (*aging acceleration factor*). Acesta indică, în principal, rata cu care este accelerată îmbătrânirea izolației transformatorului în comparație cu rata de îmbătrânire a acesteia la o temperatură de referință a punctului de temperatură maximă (θ_{Href}). Expresia acestui factor depinde de tipul de izolație și anume de materialele utilizate pentru realizarea izolației transformatorului (exprimat prin intermediul unei constante de material B) și de temperatura sa maximă de funcționare θ_H [8-12, 15-22]:

$$F_{AA} = \exp \left(\frac{B}{\theta_{Href} + 273} - \frac{B}{\theta_H + 273} \right). \quad (12)$$

Valori mai mici decât unitatea ale factorului de accelerare a îmbătrânirii izolației F_{AA} indică faptul că temperaturile maxime ale transformatorului se plasează sub valoarea de referință ($\theta_H < \theta_{Href}$). Această limitare va menține parametrii de funcționare ai transformatorului sub valorile lor nominale, prezervând astfel durata sa de viață (inclusiv în regim deformant).

Durata de viața a transformatorului este nemijlocit legată de cea a materialelor izolante din care el este construit. Prin urmare, aceasta este dependentă de temperatura cea mai ridicată (critică) a transformatorului în timpul funcționării sale. Pentru a putea fi exprimată cantitativ, durata de viața a izolației este formulată ca o adaptare a relației lui Arrhenius [23-26] (indicată în raport cu durata de viața în condiții normale - regim nominal pur sinusoidal):

$$Life(p.u.) = A \exp\left(\frac{B}{\theta_H + 273}\right), \quad (13)$$

unde A și B sunt constante evaluate în funcție de caracteristicile materialului electroizolant utilizat și de temperatura maximă de referință pentru care se obține durata normală de viață a acestuia: NIL (material normal insulation life).

De regulă, aceasta este considerată $NIL = 20,55$ ani pentru transformatoarele cu o creștere medie a temperaturii înfășurării în raport cu temperatura ambiantă de $\theta_w = 65$ °C și materiale izolante standard (clasice). Aceasta corespunde unei temperaturi maxime de referință de $\theta_{Href} = 110$ °C și valorilor constantelor de material: $A = 9,8 \cdot 10^{-18}$, respectiv $B = 15000$ [19-22]. Trebuie menționat că există și transformatoare în exploatare (prezente în instalațiile care nu au fost încă supuse unui proces de modernizare) pentru care temperatura maximă a izolației este de $\theta_{Href} = 95$ °C ($A = 2 \cdot 10^{-18}$) și cu durata de viața estimată de $NIL = 20$ ani [8-12]. De asemenea, se definesc și alți parametri de declasare termică a transformatorului: pierderea procentuală relativă a duratei de viață % LOL (transformer percent loss of life) - definită pentru o anumită perioadă de timp t (indicată în ani) precum și durata de viață rămasă RL (remaining life)[19-22]:

$$\%LOL = \frac{F_{AA} \cdot t \cdot 100}{NIL}, \quad RL = \frac{NIL}{F_{AA}} = Life(p.u.) \cdot NIL. \quad (14)$$

3. PROCEDURA DE DECLASARE A TRANSFORMATOARELOR ÎN FUNCȚIUNE

Se propune o metodă cantitativă de investigare a transformatorului în regim nesinusoidal, bazată pe evaluările și relațiile de calcul detaliate în secțiunile anterioare, a cărei diagramă este ilustrată în Fig. 2.

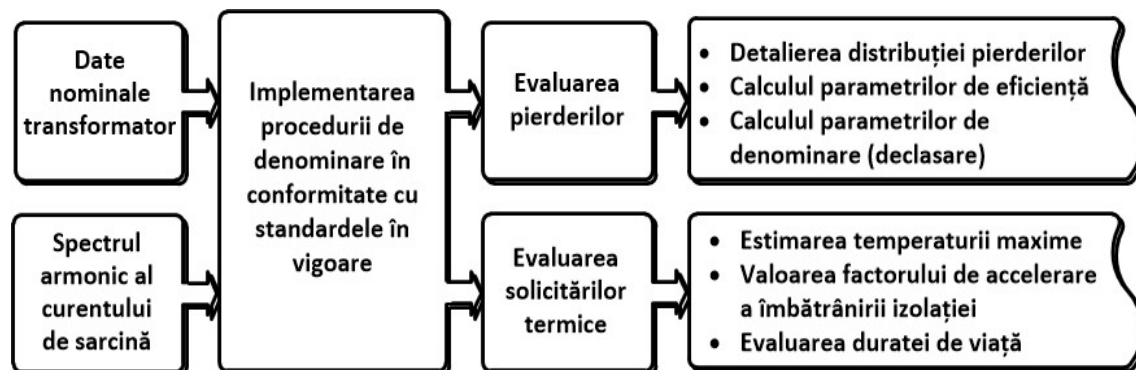


Fig. 2. Diagrama asociată procedurii de calcul a parametrilor de funcționare electrică și termică a transformatorului în regim deformant.

Acest lucru permite calculul tuturor parametrilor de funcționare (electrici și termici) într-un mod rapid și continuu pentru transformatoarele de distribuție aflate în serviciu. Datele de intrare (ce pot fi obținute într-un mod minim invaziv din secundarul transformatorului investigat – pe partea de joasă tensiune) sunt reprezentate de spectrul armonic al curentului și datele nominale ale transformatorului (obținute de la producător sau din baze de date). Metoda de calcul permite o automatizare rapidă (implementare ușoară într-un program de calcul) și poate fi aplicată cu ușurință atât pentru transformatoarele uscate, cât și pentru cele răcite cu ulei.

4. APLICAREA METODEI – STUDIU DE CAZ

Metoda de declasare (denominare) a transformatoarelor de distribuție care funcționează în regim periodic nesinusoidal (detaliată în subcapitolele anterioare) a fost testată în mod sistematic pe numeroase unități industriale în funcțiune. În cele ce urmează, vor fi prezentate măsurători reale și calcule de declasare aferente acestora, precum cazul unui transformator cu răcire în ulei de putere nominală 100 kVA, care alimentează corpuri de iluminat de înaltă eficiență energetică și de tip LED.

Datele nominale ale transformatorului sunt prezentate în Tab. 3., iar în Fig. 3-8 sunt ilustrate măsurătorile efectuate cu un analizor de calitate a energiei electrice Chauvin Arnoux C.A. 8335 [27].

Toți parametrii de funcționare (electrici și termici) pentru transformatorul investigat sunt prezentați în Tab. 4 și calculați pentru două încărcări diferite. Prima corespunde celei curente (măsurate în secundar): $\beta_1 = 0,353$, iar cea de-a doua $\beta_2 = 0,706$, pentru o sarcină dublă cu același spectru de curent armonic. În plus, pentru a facilita o comparație cu o stare de referință, sunt indicați și parametrii pentru încărcarea nominală sinusoidală $\beta = 1$.

Tab. 3 Datele nominale ale transformatorului (răcit cu ulei) investigat.

Puterea nominală	$S_n = 100 \text{ kVA}$
Modul de răcire /	Cu ulei- Oil Natural Air Natural (ONAN)
Grupa de conexiuni	Yy6
Tensiunea nominală din primar	$U_{n1} = 10 \text{ kV}$
Tensiunea nominală din secundar	$U_{n2} = 0,4 \text{ kV}$
Pierderile nominale în gol	$P_{NL} = 145 \text{ W}$
Pierderile nominale de scurtcircuit	$P_{LL-R} = 1750 \text{ W}$
Curentul de magnetizare	$i_0 = 1,5 \%$,
Tensiunea de scurtcircuit	$u_{sc} = 5 \%$
Rezistența pe fază a înfășurării primare la $75 \text{ }^\circ\text{C}$	$R_1 = 8,74 \text{ } \Omega$
Rezistența pe fază a înfășurării secundare la $75 \text{ }^\circ\text{C}$	$R_2 = 0,01399 \text{ } \Omega$
Temperatura mediului ambiant	$\theta_A = 40 \text{ }^\circ\text{C}$
Creșterea nominală a temperaturii uleiului față de cea	$\theta_{TO-R} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$

ambientală	
Creșterea nominală a temperaturii înfășurărilor față de cea a uleiului	$\theta_{w-R} = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$
Temperatura maximă de referință în transformator	$\theta_{Href} = 110\text{ }^{\circ}\text{C}$

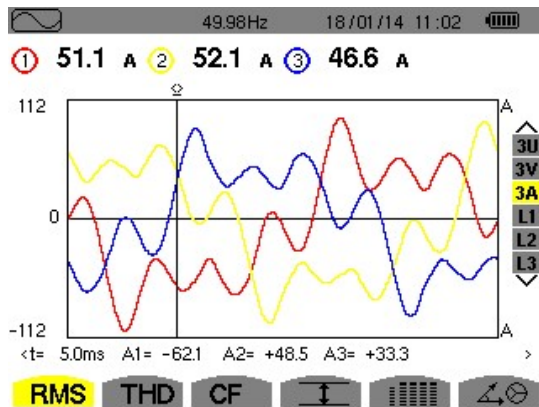


Fig. 3 Formele de undă și valorile efective ale curenților din secundarul transformatorului (joasă tensiune).

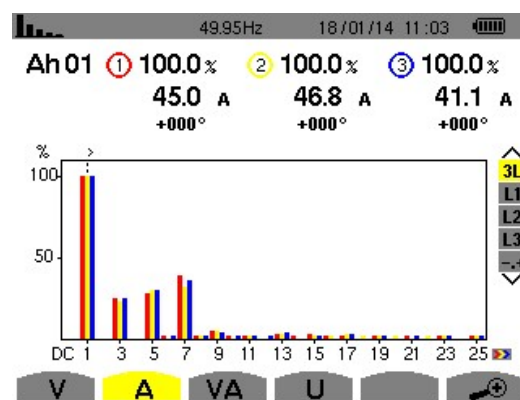


Fig. 4 Spectrul armonic al curenților pe cele trei faze din secundarul transformatorului.

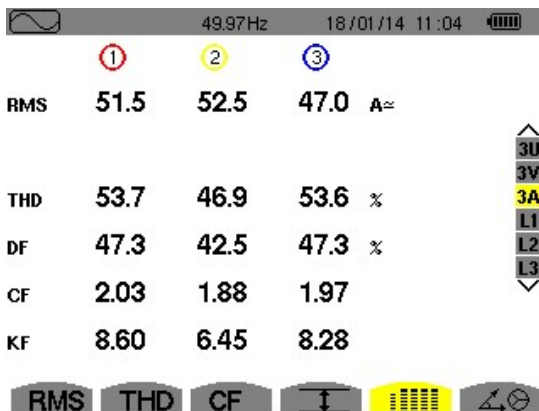


Fig. 5 Valorile indicatorilor de calitate a energiei curenților transformatorului.

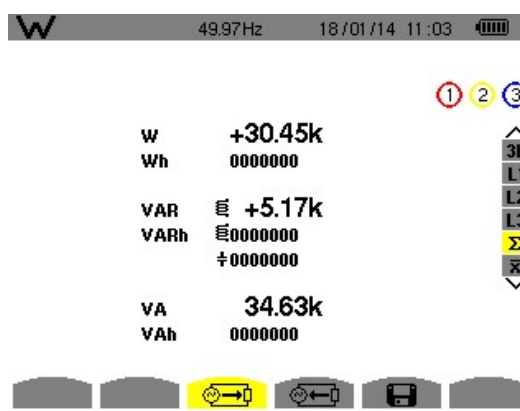


Fig. 6 Puterile măsurate în secundarul transformatorului.

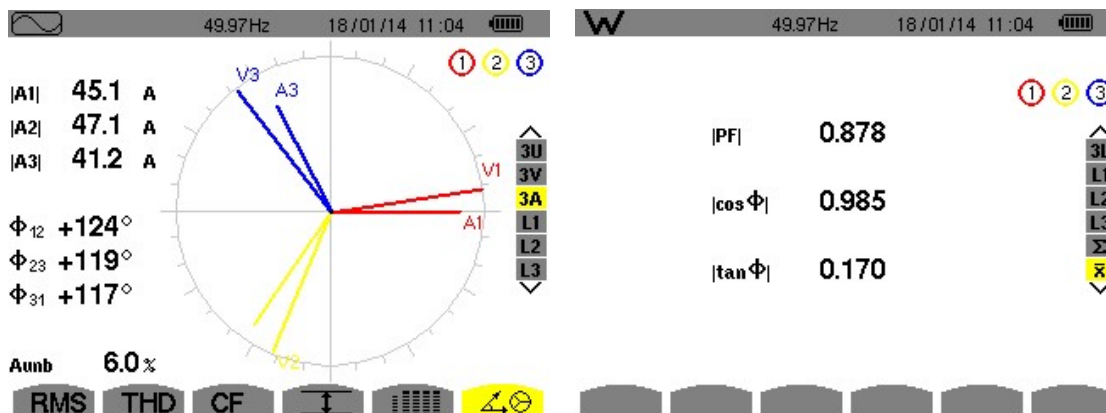


Fig. 7 Diagramele fazoriale ale armonicilor fundamentale pentru tensiunile și curenții de fază măsurati în secundar.

Fig. 8 Factorul de putere măsurat în secundarul transformatorului.

Tab. 4 Raportul de denominare și evaluarea solicitărilor termice ale transformatorului analizat

<i>A) Temperaturile în transformator și estimarea duratei de viață a acestuia</i>			
<i>Parametrii termici ai transformatorului</i>	<i>Sarcina nominală liniară</i>	<i>Diverse valori ale încărcării (curenți nesinusoidali) Factorul de încărcare $\beta = I/I_{2R}$</i>	
	$\beta = 1$	$\beta_1 = 0,353$	$\beta_2 = 0,706$
Creșterea temperaturii uleiului față de temperatura mediului θ_{TO} (°C)	55	26,57	71,24
Creșterea temperaturii conductorului față de temperatura uleiului θ_g (°C)	65	3,14	9,52
Valoarea cea mai ridicată a temperaturii în transformator θ_H (°C)	110	69,72	120,77
Factorul de accelerare a îmbătrânirii izolației F_{AA}	1	0,01	2,92
Pierdere procentuală a duratei de viață (%LOL) pe an	-	-	14,21
Durata estimată de viață RL (ani)	20,55	20,55	7,03
<i>B) Distribuția pierderilor în transformator</i>			
<i>Pierderile în transformator (W)</i>	$\beta = 1$	$\beta_1 = 0,353$	$\beta_2 = 0,706$
Pierderile în gol P_{NL}	145	145	145
Pierderile ohmice P_{DC}	1166,67	145,71	582,84
Pierderile prin curenți turbinați P_{EC}	350	354,34	1417,37
Alte tipuri de pierderi P_{OSL}	233,33	47,38	189,51
Pierderile totale P_T	1895	692,43	2334,73
Factorul de pierderi în transformatoare F_{HL} (KF)	8,106		
Factorul de pierderi în alte elemente constructive F_{HL-STR}	1,62		

C) Valorile maxime ale parametrilor acceptați de transformator	
Factorul maxim de încărcare	$\beta_{max} = 0,631$
Curentul maxim admisibil	$I_{MPC} = 91,20 \text{ A}$
Capacitatea maximă de încărcare	$S_M = 63,18 \text{ kVA}$
Reducerea procentuală a puterii aparente	$RAPR = 36,81 \%$

Sarcina măsurată ($\beta_1 = 0,353$) determină o temperatură maximă de funcționare $\theta_{H1} = 69,72 \text{ }^\circ\text{C}$, care este sub valoarea sa de referință ($\theta_{Href} = 110^\circ\text{C}$). Factorul de accelerare a îmbătrânirii izolației corespunzător devine $F_{AA1} = 0,01$. Această valoare subunitară indică faptul că încărcarea curentă conservă durata de viață a transformatorului $NIL = 20,55$ ani ($A = 2 \cdot 10^{-18}$, $B = 15000$), pierderea relativă a duratei de viață anuale fiind neglijabilă. Transformatorul se comportă însă complet diferit atunci când factorul de încărcare este dublat ($\beta_2 = 0,706$), iar curenții au același spectru armonic. Temperatura maximă de funcționare devine $\theta_{H2} = 120,77^\circ\text{C}$, iar noul factor de accelerare a îmbătrânirii izolației este $F_{AA2} = 2,92$. Prin urmare, durata de viață rămasă a transformatorului **scade dramatic la numai $RL_2 = 7,03$ ani** (pierderea de viață procentuală anuală este pronunțată: $\%LOL = 14,21\%$).

Influența modificării (creșterii) factorului de încărcare a transformatorului β asupra temperaturii maxime admisibile θ_H , a factorului de accelerare a îmbătrânirii izolației F_{AA} , precum și a duratei rămase de viață a transformatorului RL sunt reprezentate în Fig. 9, Fig. 10 și respectiv Fig. 11. Capacitatea maximă de încărcare a transformatorului este deci limitată la $\beta_{max} = 0,631$ ($S_M = 63,18 \text{ kVA}$ sau $I_{max} = 91,2 \text{ A}$). Aceasta corespunde unei reduceri a puterii aparente de $RAPR = 36,81 \%$. Se poate observa că, pentru spectrul armonic al curentului de sarcină măsurat, transformatorul și-ar putea menține durata de viață inițială a izolației ($NIL = 22,55$ de ani) doar până la aproape jumătate din capacitatea lui nominală ($\beta_{max} = 0,631$).

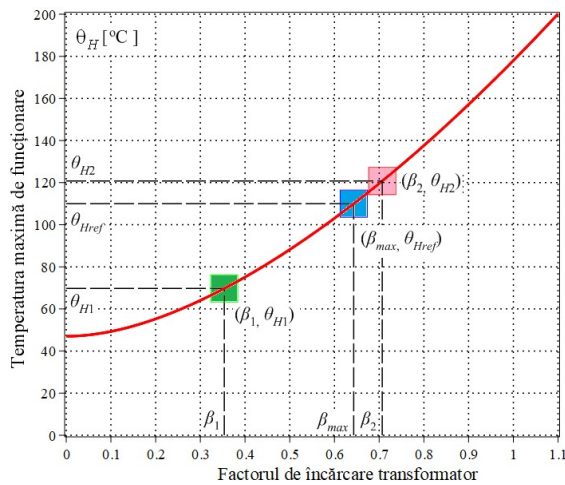


Fig. 9 Valorile temperaturii maxime în transformator pentru diverse încărcări ale acestuia.

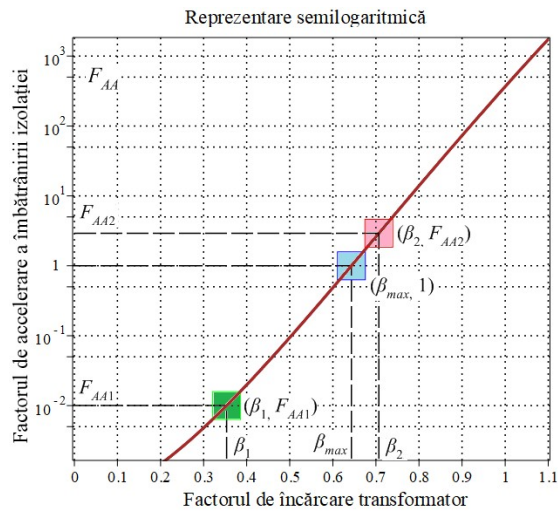


Fig. 10 Factorul de accelerare a îmbătrânirii izolației la diverse valori ale încărcării.

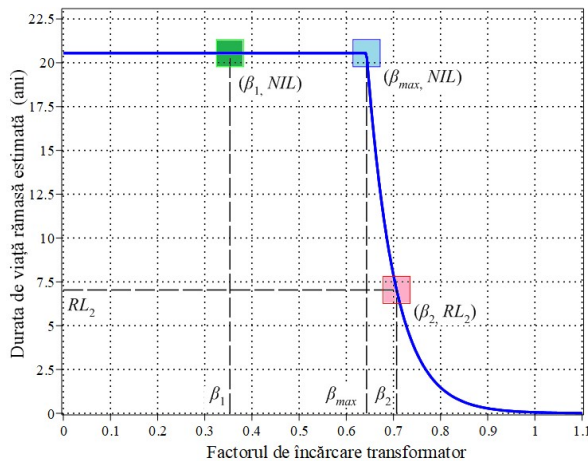


Fig. 11 Estimarea duratei de viață a transformatorului în funcție de încărcarea acestuia.

4. CONCLUZII

Precizia parametrilor de denominare ai transformatorului (valorile pentru: β_{max} , S_M , $RAPR$) depinde în mare măsură de acuratețea evaluării pierderilor nominale prin curenți turbionari (cele care în cele din urmă impun nivelul de declasare). În consecință, au fost dezvoltate numeroase metode analitice și numerice de calcul cât mai exact al acestora. Din nefericire, marea majoritate a acestor metode de calcul reclamă numeroase date constructive și de material ale transformatorului care, de cele mai multe ori, nu sunt disponibile, în special pentru investigațiile efectuate asupra transformatoarelor aflate în serviciu (funcționare) din instalațiile industriale sau domestice. Modul de calcul al coeficienților de denominare al transformatoarelor - *factorul de pierderi în transformatoare* F_{HL} și *factorul de pierderi în alte elemente constructive* sau F_{HL-STR} ar putea fi implementate cu ușurință în orice analizor modern de calitate a energiei electrice. Acești parametri descriu cantitativ „nivelul de denominare al transformatorului” și nu depind de niciunul dintre parametri transformatorului investigat (datele sale nominale electrice sau caracteristici ale elementelor constructive). Trebuie menționat că, pe lângă declasarea puterii există și alte remedii la problemele generate de funcționarea în regim deformant a transformatoarelor: instalarea filtrelor armonice (active sau pasive), agregarea sarcinilor neliniare și alimentarea lor cu un transformator separat, sau chiar înlocuirea transformatorului cu unități de tip K (special proiectate pentru sarcini neliniare). Din păcate însă, aceste măsuri fie necesită costuri ridicate, fie sunt adesea ineficiente deoarece se pot aplica numai dacă curenții nesinusoidali din înfășurările transformatorului au un spectru constant, instalația permite modificări topologice ale rețelei sau, mai mult, este admisă o întrerupere a alimentării cu energie electrică. Concomitent cu declasarea puterii se recomandă și o inspecție termică periodică a transformatorului (se poate realiza simplu și non-invaziv cu ajutorul unei camere portabile de termoviziune).

În lucrare a fost prezentate atât aspecte teoretice cât și practice privind impactul regimului periodic nesinusoidal asupra funcționării transformatoarelor electrice de distribuție din instalațiile electrice moderne. Au fost astfel investigate cantitativ atât declasarea puterii nominale cât și solicitările termice a acestora, estimându-se în final durata lor de viață.

Procedurile de declasare ale transformatoarelor pot fi îmbunătățite atât din punct de vedere al preciziei, cât și al extinderii aplicabilității acestora în cel puțin două direcții majore:

1. Dezvoltarea și implementarea unei proceduri de predeterminare mai exactă a pierderilor prin curenți turbionari în înfășurările transformatorului. Acest lucru se poate realiza prin

selecția geometriei și a datelor de material pentru transformator, exclusiv în funcție de puterea lui nominală. Procedura presupune extinderea utilizării conceptului de transformator „generic” astfel încât aceasta să includă și asumarea acestor tipuri de date, periodic actualizate;

2. *Luarea în considerare (aprecierea cantitativă) în evaluarea parametrilor de declasare și a altor abateri de la calitatea energiei electrice la care este supus transformatorul în regim deformant: nivelul de dezechilibru al încărcării fazelor și distorsiunea armonică a tensiunii din secundar (fenomene pregnante în instalațiile generale de joasă tensiune, cu putere mică de scurtcircuit).*

Confirmări

Lucrarea a fost sprijinită de “Programul Operațional Competitivitate - 2014 -2020”, “Acțiunea 1.2.1”, prin proiectul ID/Cod My SMIS 121611, număr de contract 273/24.06.2020 (acronim: SIPAMASRE).

BIBLIOGRAFIE

- [1] F.C. De La Rosa, *Harmonics and Power Systems*, Taylor & Francis, 2006, p. 27-56.
- [2] M. A. S. Masoum, E. Fuchs, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*, 2nd Ed. Elsevier Academic Press, 2015.
- [3] A. Mohsenzadeh, M. H. Kapourchali, C. Pang, V. Aravinthan, Impact of smart home management strategies on expected lifetime of transformer, *Transmission and Distribution IEEE Conf. and Exposition (T&D 2016)*, Dallas, USA, pp. 1-5, 2016.
- [4] H. Turker, S. Bacha and A. Hably, Rule-Based Charging of Plug-in Electric Vehicles (PEVs): Impacts on the Aging Rate of Low-Voltage Transformers, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1012-1019, June 2014.
- [5] K. D. McBee, P. Rudraraju, J. Chong, Transformer Rating Due to High Penetrations of PV, EV Charging, and Energy Storage, *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Techn. Conf. (ISGT 2019)*, Washington, USA, pp. 1-5., 2019.
- [6] E. Cazacu, L. Petrescu, *Expertiza sistemelor electrice industriale*, Ed. Printech, 2014.
- [7] S. P. Kennedy, Design and application of semiconductor rectifier transformers, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, no. 4, pp. 927-933, 2002.
- [8] K. D. McBee, Transformer Aging due to High Penetrations of PV, EV Charging, and Energy Storage Applications, *9th Annual IEEE Green Technologies Conference*. pp. 163-170, Denver CO: GreenTech 2017.
- [9] S. A. Deokar, L. M. Waghmare, Impact of power system harmonics on insulation failure of distribution transformer and its remedial measures, *3rd Int. Conf. on Electronics Computer Techn.*, pp. 136-140, Kanyakumari, India, 2011.
- [10] M. Yazdani-Asrami, M. Mirzaie, A. A. S. Akmal, Investigation on impact of current harmonic contents on the distribution transformer losses and remaining life, *IEEE Int. Conf. on Power and Energy*, pp. 689-694, Kuala Lumpur, Malaysia, 2010.
- [11] R. Singh, A. Singh, Aging of distribution transformers due to harmonics, *14th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power*, (ICHQP10), pp. 1-8, Bergamo, Italy, 2010.
- [12] IEEE Std. C57.110-2018 Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents.
- [13] CENELEC/EN 50464-3-2007 Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV; Determination of the power rating of a transformer loaded with nonsinusoidal currents.
- [14] IEEE Std. 519-2014 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- [15] M. Ghazizadeh, J. Faiz, H. Oraee, Derating of distribution transformers under non-linear loads using a combined analytical-finite elements approach, *IET Electric Power Appl.* vol. 10, no. 8, pp. 779-787, 2016.
- [16] M. A. S. Masoum, P. S. Moses, A. S. Masoum, Derating of Asymmetric Three-Phase Transformers Serving Unbalanced Nonlinear Loads, *IEEE Trans on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 2033-2041, Oct. 2008.

- [17] J. Faiz, B. M. Ebrahimi, M. Ghofrani, Mixed Derating of Distribution Transformers Under Unbalanced Supply Voltage and Nonlinear Load Conditions Using TSFEM, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 25, no. 2, pp. 780-789, 2010.
- [18] J. Faiz, M. Ghazizadeh, H. Oraee, Derating of transformers under non-linear load current and non-sinusoidal voltage - an overview, *IET Electric Power Applications*, vol. 9, no. 7, pp. 486-495, 2015.
- [19] E. F. Fuchs, L. Dingsheng, J. Martynaitis, Measurement of three-phase transformer derating and reactive power demand under nonlinear loading conditions, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 665-672, 2006.
- [20] E. Cazacu, L. Petrescu, V. Ioniță, Losses and temperature rise within power transformers subjected to distorted currents, 15th IEEE Int. Conf. on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA 2017), Sofia, Bulgaria, pp. 362-365, June 2017.
- [21] E. Cazacu, V. Ioniță, L. Petrescu, Thermal Aging of Power Distribution Transformers Operating under Nonlinear and Balanced Load Conditions, *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, vol. 16, no. 1, pp. 92-100, 2018.
- [22] E. Cazacu, L. Petrescu, On-site derating of in-service power distribution transformers supplying nonlinear loads, *Rev. Roum. Sci. Techn.– Électrotechn. et Énerg.*, Ed. Acad. Române, tome 59, no. 3, pp. 259–268, Bucarest, 2014.
- [23] IEEE Std. C57.123-2010 Guide for Transformer Loss Measurement.
- [24] IEEE Std. C57.91-2011 Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators.
- [25] IEEE Std. C57.96-2013 Guide for Loading Dry-Type Distribution and Power Transformers.
- [26] B. P. Das, Z. Radakovic, Is Transformer kVA Derating Always Required Under Harmonics? A Manufacturer's Perspective, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 2693-2699, Dec. 2018.
- [27] *** C.A 8335 Qualistar Plus - Three-phase electrical networks analyzer - Operating manual, Chauvin Arnoux Corporation, 2008.