



DP analysis of all windings



Position of paper samples	A Phase	B Phase	C Phase
HV top outer layer	114	106	99
HV middle, outer layer	140	124	117
HV bottom, outer layer	157	146	176
LV top, outer / inner layer	87 / 117	99 / 110	105 / 133
LV middle, outer / inner layer	94 / 127	102 / 133	112 / 114
LV bottom, outer / inner layer	164 / 182	131 / 179	176 / 189
Tap top, outer layer	98	125	132
Tap middle, outer layer	109	127	173
Tap, bottom outer layer	117	163	121

LV and Tap windings

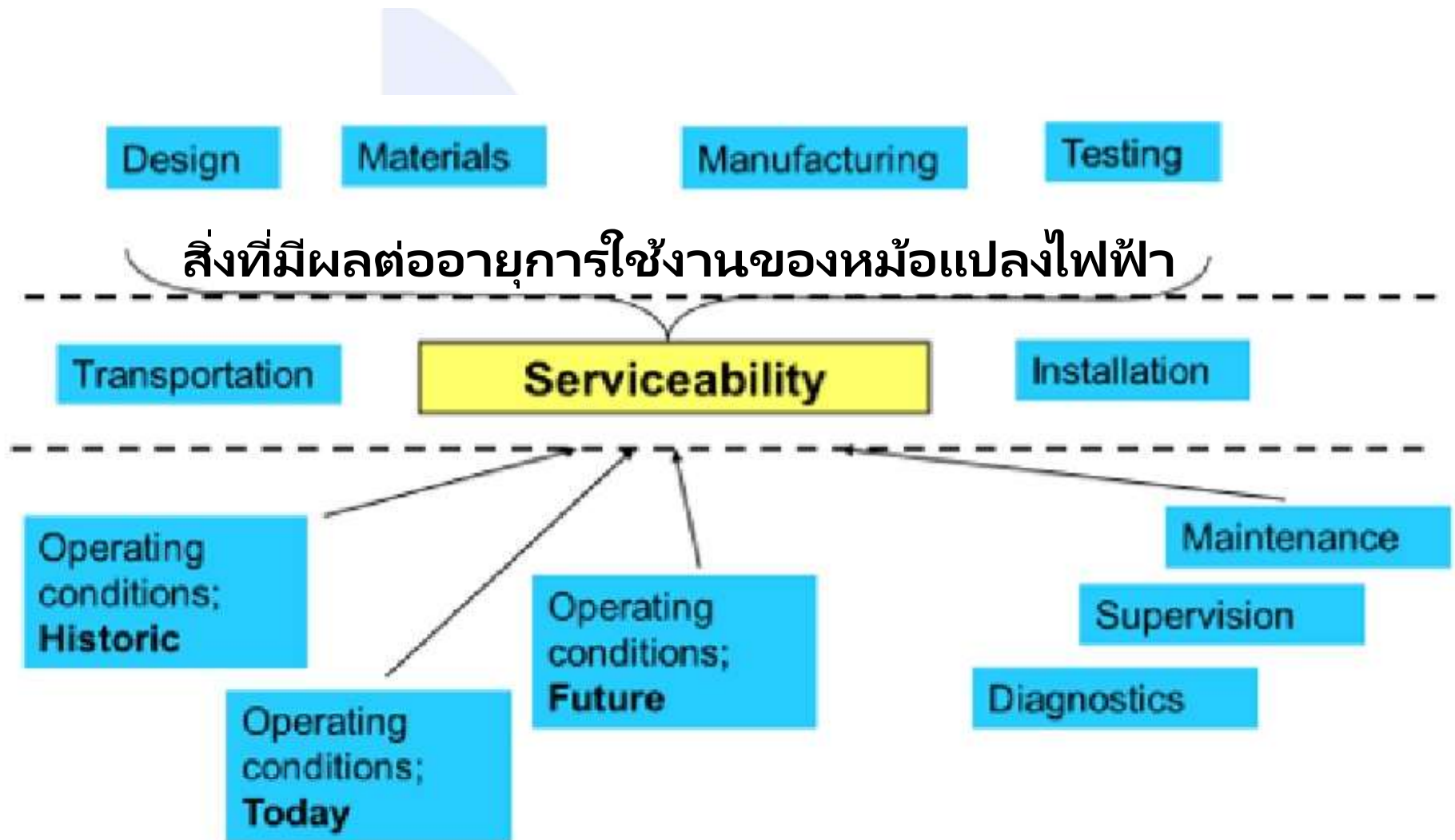
อายุของฉนวนหม้อแปลงจะไม่เหมือนเดิมถ้าพิจารณาผลกระทบของ
ออกซิเจนและน้ำร่วมกับอุณหภูมิหม้อแปลง IEC60076-7(2018)
Annex A By : ชินกร กรเพชร <https://transformertd.com>



About us

นายชินกร กรเพชร

- สามัญวิศวกร (Professional Engineer) สาขา ไฟฟ้า งานไฟฟ้ากำลัง (Electrical Engineer)เลขทะเบียน สฟก.3888
- โทร 0814285877
- อีเมล admin@transformerthd.com
- ให้บริการคำนวณ Temperature rise ของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดน้ำมัน Distribution and Large distribution ทั้ง Online และ Offline ผ่าน Website <https://transformerthd.com>
- บริการออกแบบและแนะนำหม้อแปลง Distribution เพื่อทดสอบ Short circuit withstand
- ประสบการณ์การทดสอบ การผลิต การซ่อม การออกแบบหม้อแปลงไฟฟ้า และให้คำปรึกษาแก่บริษัทผลิตหม้อแปลงไฟฟ้าต่างๆ กว่า 30 ปี



General view on parameters affecting life expectancy of a transformer.

Cigre electra No321

6.4 Insulation life

Reference [7] suggests four different end-of-life criteria, i.e. four different lifetimes for thermally upgraded paper as shown in Table 3.


Table 3 – Normal insulation life of a well-dried, oxygen-free thermally upgraded insulation system at the reference temperature of 110 °C

Basis	Normal insulation life	
	Hours	Years
50 % retained tensile strength of insulation	65 000	7,42
25 % retained tensile strength of insulation	135 000	15,41
200 retained degree of polymerization in insulation	150 000	17,12
Interpretation of distribution transformer functional life test data	180 000	20,55

The lifetimes in Table 3 are for reference purposes only, since most power transformers will operate at well below full load most of their actual lifetime. A hot-spot temperature of as little as 6 °C below rated values results in half the rated loss of life, the actual lifetime of transformer insulation being several times, for example, 180 000 h.

NOTE For GSU transformers connected to base load generators and other transformers supplying constant load or operating at relatively constant ambient temperatures, the actual lifetime needs special consideration.



Ref: IEC 60076-7 (2005) **Obsolete**



This part of IEC 60076 gives mathematical models for judging the consequence of different loadings, with different temperatures of the cooling medium, and with transient or cyclical variation with time. The models provide for the calculation of operating temperatures in the transformer, particularly the temperature of the hottest part of the winding. This hot-spot temperature is, in turn, used for evaluation of a relative value for the rate of thermal ageing and the percentage of life consumed in a particular time period. The modelling refers to small transformers, here called distribution transformers, and to power transformers.

Ref: IEC 60076-7 (2018) Update

A major change from the previous edition is the extensive work on the paper degradation that has been carried out indicating that the ageing may be described by combination of the oxidation, hydrolysis and pyrolysis. Also, providing possibility to estimate the expected insulation life considering different ageing factors, i.e. moisture, oxygen and temperature, and more realistic service scenarios. The title has been updated from "oil-immersed power transformers" to "mineral-oil-immersed power transformers". The temperature and current limits are reviewed and the maximum core temperature is recommended. The use of fibre optic temperature sensors has become a standard practice, however, the number of installed sensors per transformer highly varies. This issue and the description of Q, S and H factors are now considered as well. The thermal models are revised and rewritten in generally applicable mathematical form. The geomagnetic induced currents are briefly discussed and corresponding temperature limits are suggested.



Ref: IEC 60076-7 (2018) Update

6.3 Relative ageing rate

Although ageing or deterioration of insulation is a time function of temperature, moisture content, oxygen content and acid content, the model presented in this document is based only on the insulation temperature as the controlling parameter.

An example of how all ageing parameters can be taken into account is given in Annex A.

Since the temperature distribution is not uniform, the part that is operating at the highest temperature will normally undergo the greatest deterioration. Therefore, the rate of ageing is referred to the winding hot-spot temperature. In this case, the relative ageing rate V is defined according to Equation (2) for non-thermally upgraded paper and to Equation (3) for thermally upgraded paper (see [27]).

$$V = 2^{(\theta_h - 98) / 6} \quad (2)$$

(Hot Spot Temperature & Relative Ageing Rate & Insulation Life)
 IEC60076-7 (2005) Non thermally upgrade
 paper

$$V = 2^{(\theta_h - 98) / 6}$$

θ_h (°C)	Relative ageing rate	Insulation Life (Year)
Hot spot Factor IEC 60076-2		
92	0.50	40
98	1.00	20
104	2.00	10
106	2.52	5
110	4.00	2.5
116	8.00	1.25

Access to oxygen and water is hindered

Hot Spot Temperature & insulation Life & Yearly Average Ambient & % Load. Assume 1 relative ageing equal life 20.5 year

% Load	Yearly Average temp	Θ_h (°C) <small>Hot spot Factor IEC 60076-2</small>	Relative Ageing Rate	Insulation Life (Year)
<u>87.5</u> →	<u>36</u>	<u>97.9</u>	<u>1.0</u>	<u>20.5</u>
91.7	36	103.2	1.82	11.26
100	36	114.7	6.89	2.97
<u>80.3</u> →	<u>40</u>	<u>98</u>	<u>1.0</u>	<u>20.5</u>
87.5	40	101.9	1.56	13.14
91.7	40	107.2	2.89	7.16
100	40	118.7	10.08	2.03

Access to oxygen and water is hindered

3.3 AGEING OF CELLULOSIC INSULATION IN MINERAL OILS

Cigre 738

3.3.1 Kraft paper

For kraft paper the general picture is that ageing rates doubles for every 6-8 °C. Based on equation 7, a start DP=1000 and end-of-life DP=200, paper would last about 20 years at a temperature of 98 °C using an A-value of $1 \cdot 10^8$, which has been found representative for test conditions where access to oxygen and water is hindered. Free access to air and oxygen would reduce expected life by a factor of

about
is app
by a f
but he

In his
95 %
value
togeth
and th
that t
found
oxyge
activa

สำหรับกระดาษกราฟท์ ภาพทั่วไปที่รู้กันคือ อายุจะลดลงครึ่งหนึ่งทุก ๆ อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น 6-8 °C. จากสมการหาอายุฉนวน เริ่มต้นที่ค่า DP=1000 และสิ้นสุดอายุการใช้งาน ที่ DP=200, กระดาษฉนวนจะมีอายุการใช้งานประมาณ 20 ปี ที่อุณหภูมิ 98 °C (ใช้ Environment factor for oxidation A-value of $1 \cdot 10^8$) ซึ่งพบว่าตัวแทนการทดสอบนี้การเสื่อมสภาพของกระดาษจะปิดกั้นและขัดขวางการเข้าถึงของออกซิเจนและน้ำ Cigre 738

life expectation
ould be reduced
organic acids,

1 kJ/mol, with
red. The same
g experiments
gen was added
orting the idea
ert et al. [24]
nism involving
icate that the

Based

an A value of 1 to $2 \cdot 10^8$ seems reasonable showing how water will influence the A-values based on the findings of Emsley [30] (with 95 % confidence limits) and data from [31] shown in Figure 16. Note that it is water contents up to 2 % which are of most practical interest, since at equilibrium conditions higher water contents than this in the hottest regions of the windings are very unlikely.

um conditions,

The loss of mechanical strength and the ageing of the oil-impregnated cellulosic insulation is one of the important factors that limits the life expectancy of a transformer. It is commonly acknowledged that the ageing is governed by temperature. Research shows that water and oxygen significantly influence the ageing of solid and liquid insulation.

อายุขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ อ้างอิงตาม Montsinger's rule - established in the 1930s อายุจะลดลงครึ่งหนึ่ง สำหรับอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นทุกๆ 6-10 องศา ตามชนิดของวัสดุ แต่การศึกษาที่ใหม่กว่า ทำโดย ฝรั่งเศส และอังกฤษ พบว่า อายุที่ลดลงจะถูกเร่งให้ลดลงไปอีก โดยปริมาณของน้ำและออกซิเจนที่ปรากฏในหม้อแปลง

of water and oxygen. IEC's loading guide [IEC 60076-7] recognizes the effects of contamination of the insulation system, but gives no information about its importance. CIGRE Task Force D1.01.10 was established to report on ageing of oil-impregnated cellulose, and in this context also maintenance and diagnostics. New knowledge had surfaced which needed to be assessed and reported to the transformer manufacturers and users. This Task Force also reported its work in CIGRE Brochure 393 (Thermal performance of transformers). Here thermal performance of transformers was treated in a wider perspective, also considering thermal models and designs of transformers and questions concerning operations of transformers in the grid.

Aging of transformer insulation

Aging of oil

The aging mechanisms of oil are complicated. In general, oxygen reacts with certain hydrocarbons by a free radical process. The final products of insulating oil oxidation are **acids, water, carbon oxides and polycondensed aromatics** in the form of sludge. The main oxidation drivers of oil are temperature, and oxygen in the presence of copper catalyst, while excessive moisture jeopardizes functional and dielectric properties of the oil. **Degradation by-products of the liquid insulation (generally mineral oil) are moisture, particles, gases, carboxylic acids and other polar compounds (alcohols, esters, ketones, sludge and sediments). Degradation by-products of insulating paper are moisture, gases (carbon oxides), furans and sugars (levoglucosane).**

ดูแปลในสไลด์ถัดไป

Aging of oil

กลไกอายุ ของน้ำมันมีความซับซ้อน โดยทั่วไป ออกซิเจนจะทำปฏิกิริยากับไฮโดรคาร์บอนบางชนิดโดยกระบวนการอนุมูลอิสระ ผลิตภัณฑ์ขั้นสุดท้ายของปฏิกิริยาออกซิเดชันของน้ำมันที่เป็นฉนวนคือ กรด, น้ำ, คาร์บอนออกไซด์ และโพสิคอนเดนเซตอะโรมาติกส์ ในรูปของกากตะกอน ตัวขับเคลื่อนการเกิดออกซิเดชันหลักของน้ำมันคืออุณหภูมิ และออกซิเจนเมื่อมีตัวเร่งปฏิกิริยาทองแดง ในขณะที่ความชื้นที่มากเกินไปจะเป็นอันตรายต่อคุณสมบัติการทำงานและไดอิเล็กตริกของน้ำมัน การย่อยสลายโดยผลิตภัณฑ์ของฉนวนเหลว (โดยทั่วไปคือ Mineral Oil) ได้แก่ ความชื้น, partical, ก๊าซ กรดคาร์บอกซิลิก และสารประกอบมีซั่วอื่นๆ (แอลกอฮอล์ เอสเทอร์ คีโตน กากตะกอน และตะกอน) การย่อยสลายโดยผลิตภัณฑ์ของกระดาษฉนวน ได้แก่ ความชื้น ก๊าซ (คาร์บอนออกไซด์) ฟิวแรน และน้ำตาล (เลโวกลูโคเซน)

Aging of oil

Influence of moisture

Moisture is very dangerous in transformers because it promotes the **development of partial discharges, at overload it may generate bubbles, it decreases breakdown voltage and it will prematurely age solid insulation.** Cellulosic insulation is the main reservoir of water in transformers. Depending on the transformer temperature profile, which depends very much on the load, the ambient temperature and the cooling regime, some water is dissolved by the mineral oil. Due to differences in solubility, mineral oils can only dissolve a small amount of water, and

ดูแปลในสไลด์ถัดไป¹³

Aging of oil by Moisture

Cigre 738

ความชื้นเป็นสิ่งที่อันตรายมากในหม้อแปลงเพราะมันส่งเสริมการพัฒนาของการคายประจุบางส่วน (Partial discharge) และที่สภาวะ Over load อาจทำให้เกิดฟองอากาศ, มั่นลด Breakdown voltage ของน้ำมัน และจะทำให้ฉนวนแข็งเสื่อมสภาพก่อนเวลาอันควร ฉนวนเซลลูโลสเป็นแหล่งกักเก็บน้ำเป็นส่วนใหญ่ในหม้อแปลงไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับโปรไฟล์อุณหภูมิของหม้อแปลง ซึ่งขึ้นกับโหลด อุณหภูมิแวดล้อม และระบบระบายความร้อน น้ำบางส่วนจะเปลี่ยนสถานะเป็นน้ำละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากความสามารถในการละลายที่แตกต่างกัน น้ำมัน Mineral oil สามารถละลายน้ำได้เพียงเล็กน้อยเท่านั้น ซึ่งแตกต่างจาก Natural และ Synthetic esters ที่สามารถละลายน้ำได้ในปริมาณที่สูงกว่า

Aging of oil

Influence of oxygen

Similar to moisture, small amounts of oxygen are always present dissolved in the transformer oil. The combination of temperature, moisture and oxygen may interact with the metallic components of the transformer, iron and steel of core and tank, copper and aluminum of the windings, silver of the taps of the tap-changer, etc., promoting the oxidation of the hydrocarbons of the oil [4]. This oxidative process generates organic acids, other polar by-products and sediments and sludge. It has been observed, however, that the most dangerous acids are those of low molecular weight, because these acids are readily absorbed by paper whilst those with high molecular weight are not [1]. Polar compounds deteriorate the electrical properties $\tan \delta$ (dissipation factor) and interfacial tension (IFT) of the oil. Sediments and sludge may cause interference in the cooling of core and windings.

ดูแปลในสไลด์ถัดไป

Aging of oil by Oxygen

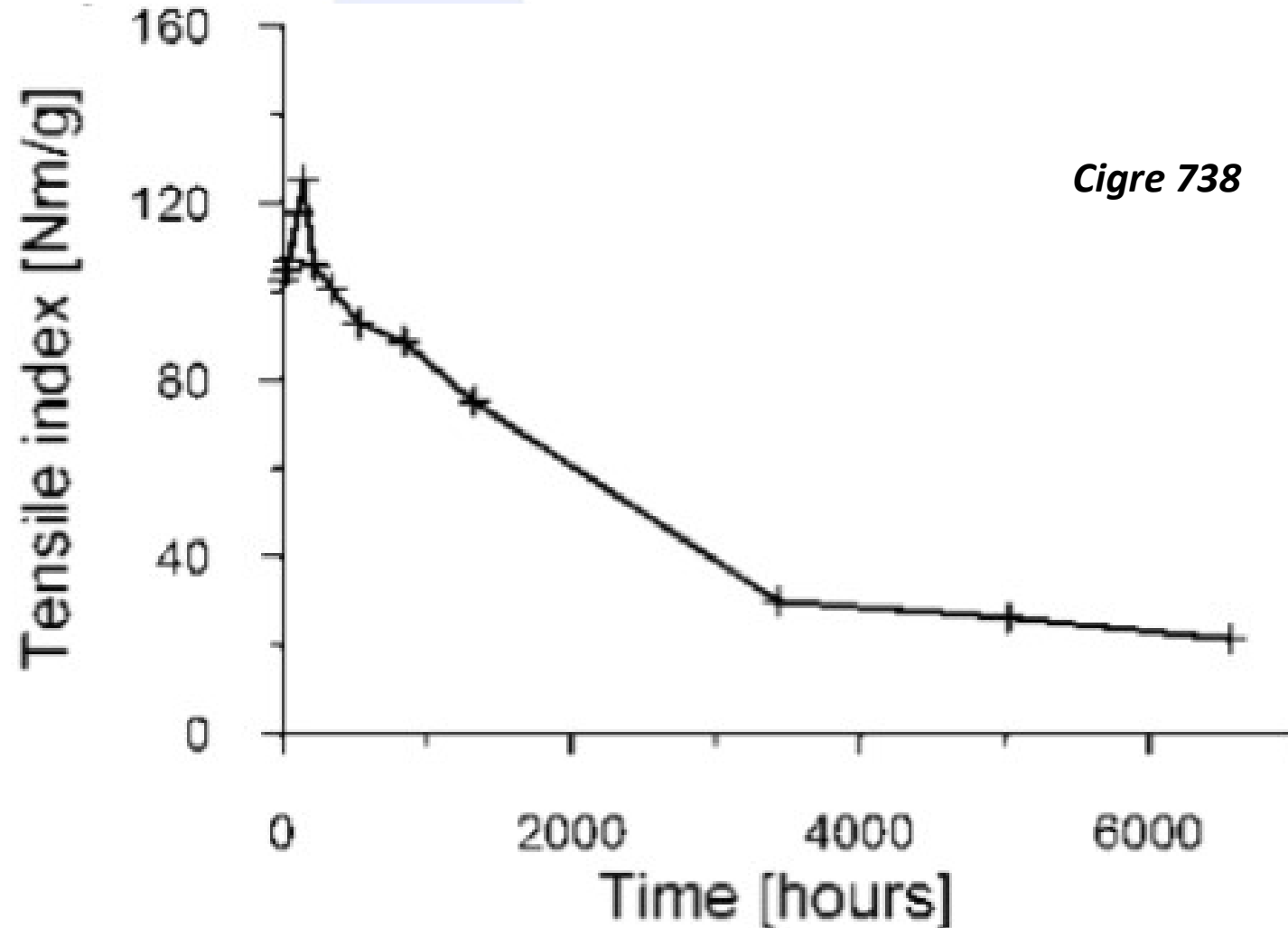
Cigre 738

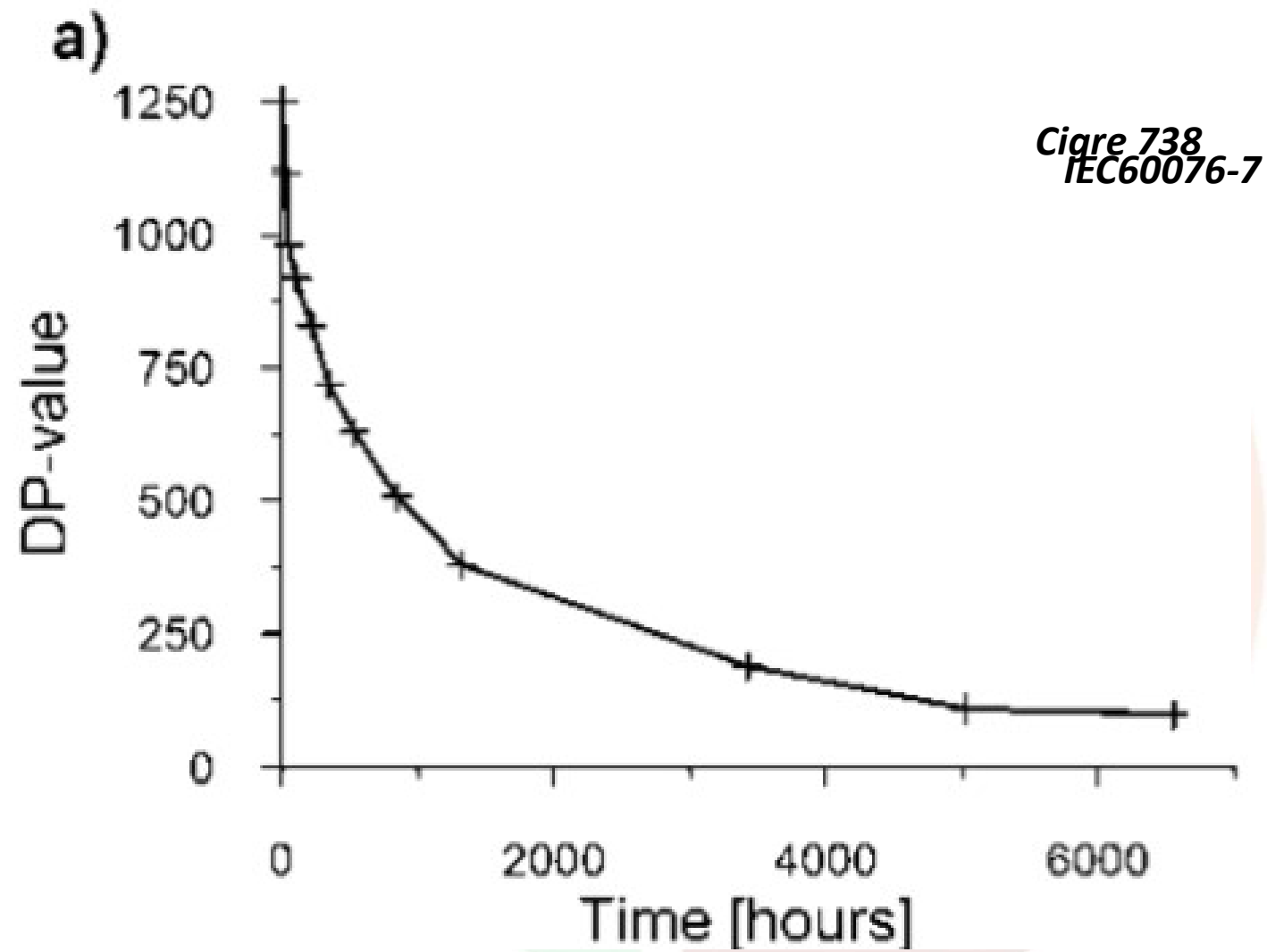
อิทธิพลของออกซิเจน คล้ายกับความชื้น ออกซิเจนจำนวนเล็กน้อยมักจะละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง การรวมกันของอุณหภูมิ ความชื้น และออกซิเจนอาจทำปฏิกิริยากับส่วนประกอบที่เป็นโลหะของหม้อแปลง เหล็กและเหล็กกล้าของแกนและถังทองแดงและอะลูมิเนียมของขดลวด ส่วนที่เป็นโลหะเงินของ tap-changer ฯลฯ ส่งเสริมการเกิดออกซิเดชันของไฮโดรคาร์บอนของน้ำมัน กระบวนการออกซิเดชันนี้ทำให้เกิดกรดอินทรีย์ By products ที่มีขี้อื่น ๆ และตะกอนและกากตะกอน (sediments and sludge) อย่างไรก็ตาม มีการสังเกตพบว่ากรดที่อันตรายที่สุดคือกรดที่มีน้ำหนักโมเลกุลต่ำ เนื่องจากกรดเหล่านี้ถูกกระดาดดูดซับได้ง่าย ในขณะที่กรดที่มีน้ำหนักโมเลกุลสูงจะไม่ถูกดูดซับ สารประกอบโพลาร์ที่เสื่อมสภาพจะทำให้คุณสมบัติทางไฟฟ้า $\tan \delta$ (dissipation factor) และความตึงระหว่างผิวหน้า (IFT) ของน้ำมันเสื่อมลง ตะกอนและกากตะกอนอาจรบกวนการระบายความร้อนของแกนและขดลวด

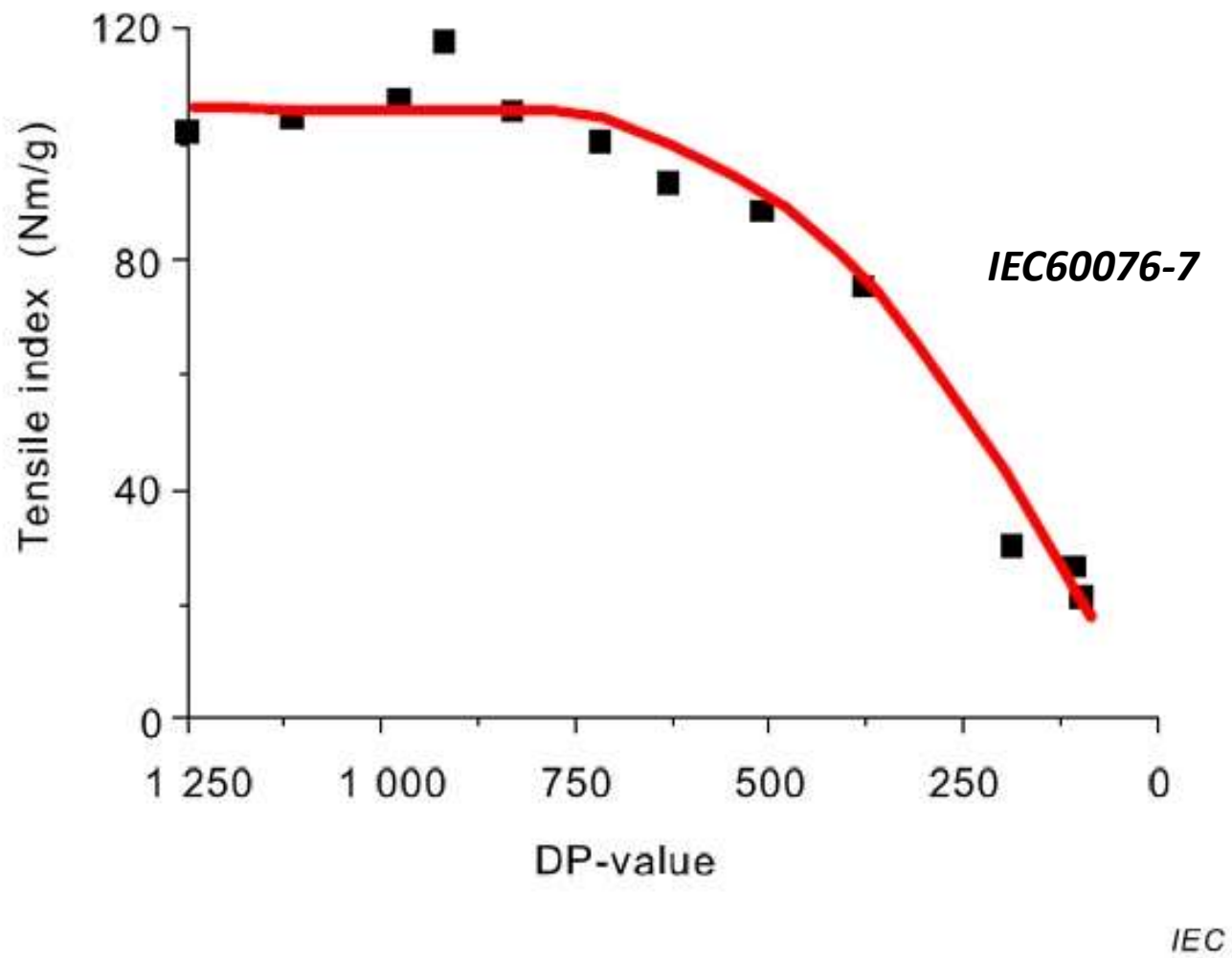
AGEING EFFECT ON SOLID MATERIAL PROPERTIES

1. Tensile strength
2. Burst strength
3. Elongation

Reduction in tensile strength for laboratory ageing of kraft paper

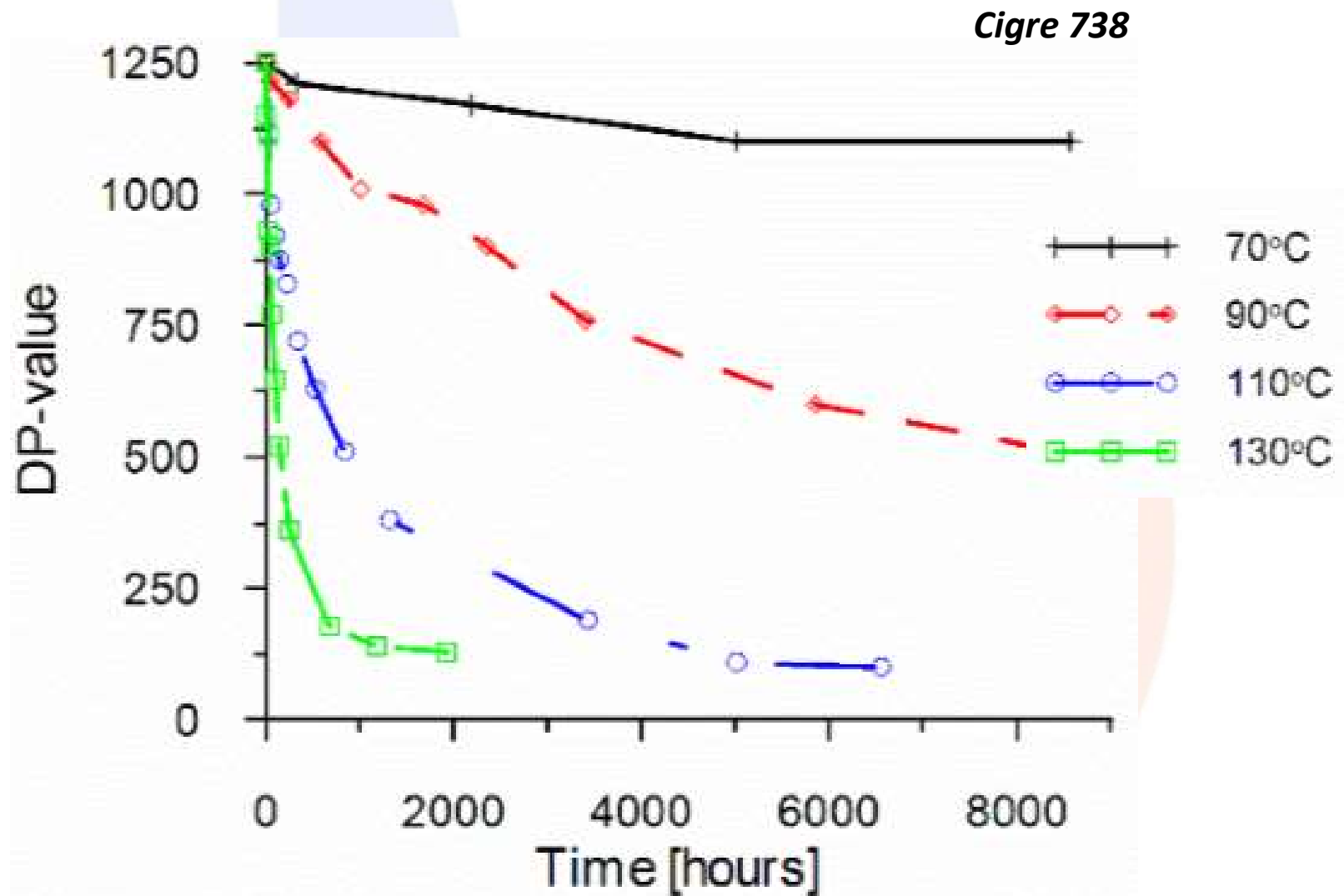


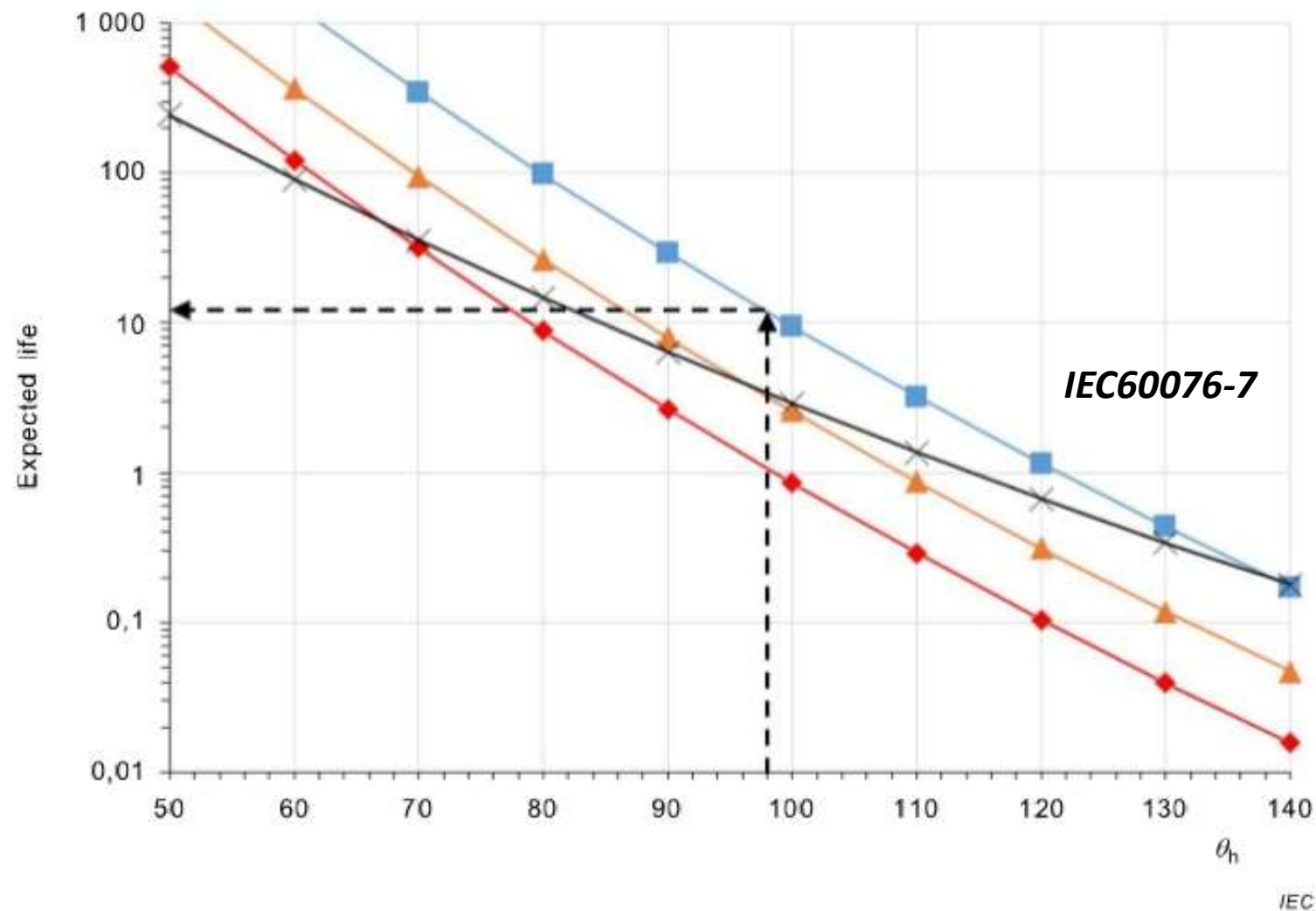




Correlation between tensile strength and DP value

Ageing of paper with variation of temperature





Key

expected life (years)	θ_h hot-spot temperature (°C)	□ 0,5 % moisture, low oxygen
Δ 1,5 % moisture, low oxygen	◇ 3,5 % moisture, low oxygen	× 0,5 % moisture, high oxygen

Expected life for non-thermally upgraded paper and its dependence upon moisture, oxygen and temperature

Additional ageing effects impacting lifetime

- 1 Mechanical shock(s) and vibration during transportation and operation (short-circuit events)
- 2 On-site installation shortcomings and mistakes
- 3 Lightning and switching impulse (-s)
- 4 Harmonics, repeated superimposed high-frequency stress
(photo-voltaic, wind generation specifics, industrial)
- 5 Temporary overload(s)

Cigre 738

Insulation life expectancy and relative ageing rate considering oxygen and water IEC60076 (2018)

$$t_{\text{exp}} = \frac{\frac{1}{DP_{\text{end}}} - \frac{1}{DP_{\text{start}}}}{A \times 24 \times 365} \times e^{\frac{E_A}{R \times (\theta_h + 273)}} \quad (\text{years})$$

IEC 60076-7(2018)

DP Degree of Polymerization

A Environment factor for oxidation

EA Activation Energy

R Gas constant

θ_h Hot spot temperature

Activation energy (E_A) and environment factor (A) for oxidation, hydrolysis

Paper type/ageing parameters		Free from air and 0,5 % moisture	Free from air and 1,5 % moisture	Free from air and 3,5 % moisture	With air and 0,5 % moisture
Non-thermally upgraded paper	A (h^{-1})	$4,1 \times 10^{10}$	$1,5 \times 10^{11}$	$4,5 \times 10^{11}$	$4,6 \times 10^5$
	E_A (kJ/mol)	128	128	128	89
Thermally upgraded paper	A (h^{-1})	$1,6 \times 10^4$	$3,0 \times 10^4$	$6,1 \times 10^4$	$3,2 \times 10^4$
	E_A (kJ/mol)	86	86	86	82

IEC 60076-7(2018)

Expected life of paper under various conditions

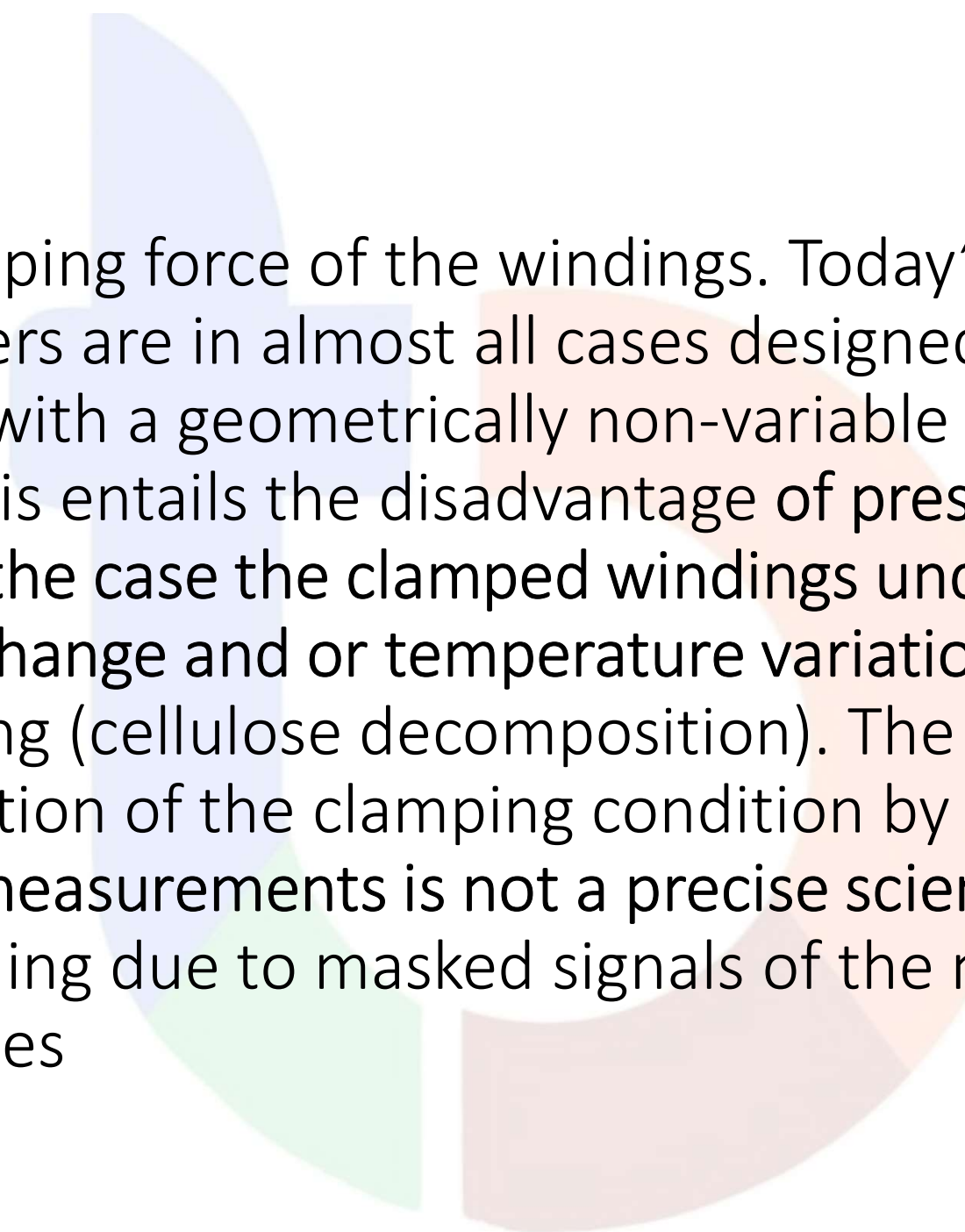
Paper type/ageing temperature		Expected life years			
		Free from air and 0,5 % moisture	Free from air and 1,5 % moisture	Free from air and 3,5 % moisture	With air and 0,5 % moisture
Non-thermally upgraded paper at	80 °C	97,3	26,6	8,9	14,7
	90 °C	29,3	8	2,7	6,4
	98 °C	11,7	3,2	1,1	3,4
	110 °C	3,2	0,9	0,3	1,4
Thermally upgraded paper at	80 °C	151,9	81	39,9	19,4
	90 °C	67,8	36,1	17,8	9
	98 °C	36,7	19,6	9,6	5
	110 °C	15,3	9,6	4	2,2

IEC 60076-7(2018)

Issues related to the determination and assessment of EoL parameters and conditions

Cigre electra No321

1. DP, in particular the aging status of the cellulose insulation. Because it would require opening the tank, it is not realistic to get paper samples from transformers in the field. Even more, the paper of the hot spot is not accessible anyway, thus the critical DP cannot be measured directly. Indirect methods (via aging markers as furanic compounds, alcohols, carbonoxides dissolved in oil) have limitations, are not precise, e.g. interference with moisture and acidity, thermally upgrading dependent. Oil/paper mass ratio, temperature-distributions inside the insulation – varying with transformer loading, loss of aging markers from the oil (due to the evaporation, conversion into other products, oil treatments)



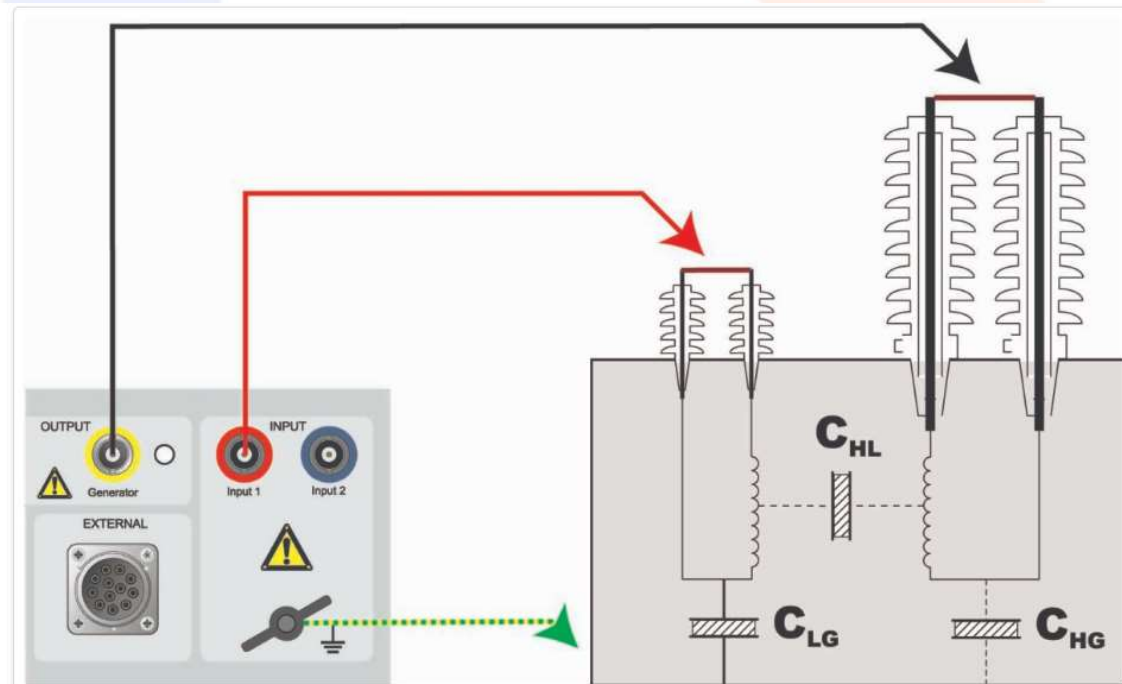
2.The clamping force of the windings. Today's power transformers are in almost all cases designed and equipped with a geometrically non-variable clamping system. This entails the disadvantage of pressure change in the case the clamped windings undergo moisture change and or temperature variation, but also due to aging (cellulose decomposition). The determination of the clamping condition by noise- or vibration measurements is not a precise science and can be misleading due to masked signals of the most critical zones

3.The water in the insulation system. Whilst the moisture of oil can be determined with acceptable precision, this is not the case for water content in solid insulation. In addition, the moisture is not uniformly distributed in the active part because the partitioning (solid/liquid) is dependent on temperature, on their temperature gradients due to ambient temperature and load variation, and on the aging status of the insulation. The downside with regard to solid insulation moisture is predominantly lack of precision both concerning the absolute value and the location in the active part.

4.Sludge formation. Because it is impossible to determine the presence, the exact location and the extent of sludge inside a transformer, it is practically impossible for the transformer operator to decide on the necessity of intervention.

Determining the moisture content within the insulation

Dielectric Frequency Response Test (DFR) – FDS-Frequency Domain Spectroscopy) of power transformers is a diagnostic tool used to assess the dielectric properties as moisture in insulating system paper and oil, power factor, oil conductivity, etc..) in the frequency range from 0.05 mHz to 1 kHz.



Hot Spot Temperature & Yearly Average Ambient & % Load and insulation life expectancy (Year) 18000 kVA Top oil temp rise 45.5 k,LT winding temp rise 48.6 k ,Hot spot temp rise 65.6 k , Moisture 1.5 % , DP measured 1000

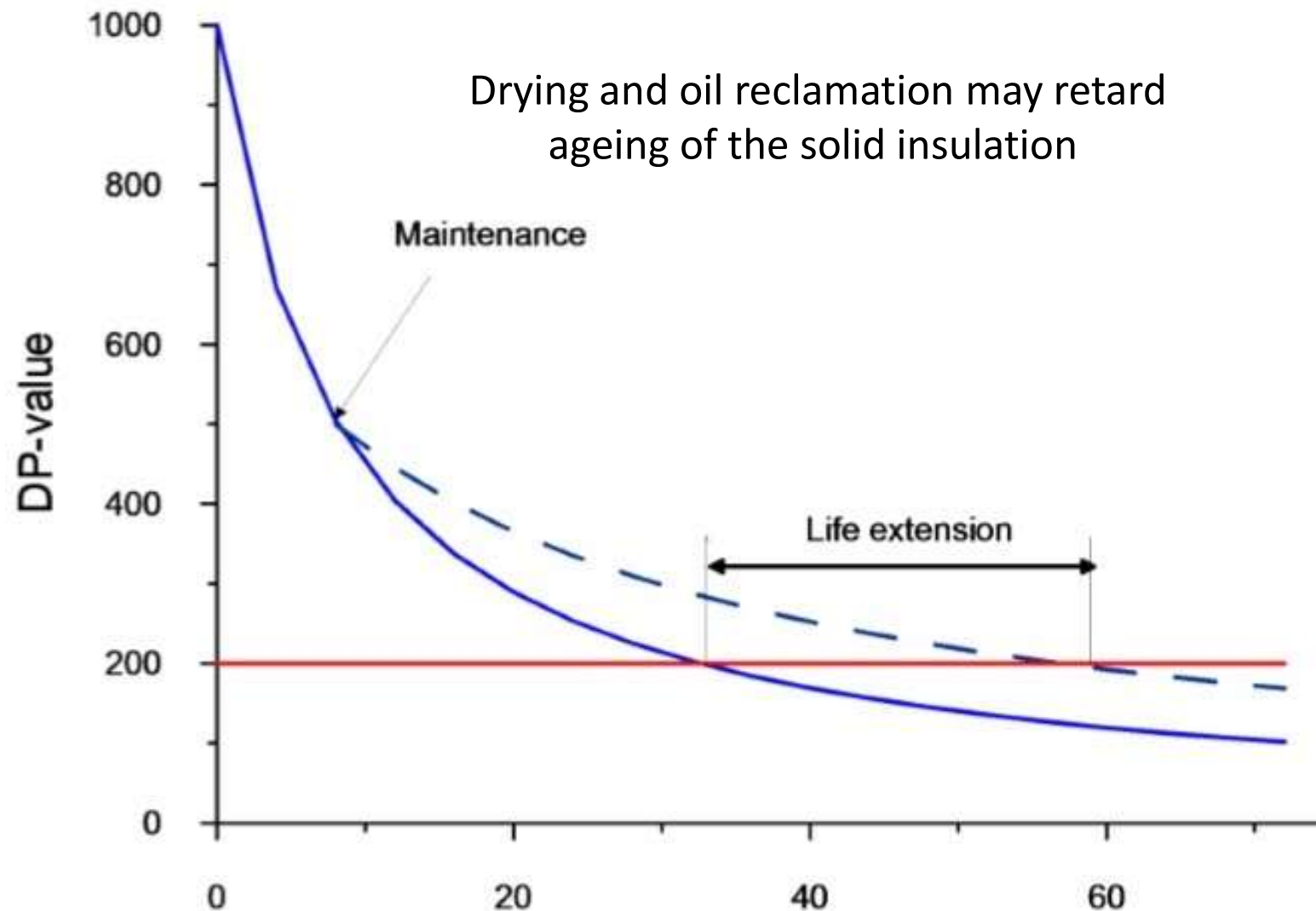
% Load	Yearly Average temp	Θ_h (°C)	Insulation Life (Year)
60	30	70.2	92.3
60	35	75.2	48.5
70	30	79.2	29.3
80	30	86.0	12.9
90	30	91.2	7.0
100	30	95.6	4.2

Hot Spot Temperature & Yearly Average Ambient & % Load and insulation life expectancy (Year) 630 kVA Top oil temp rise 54.6 k, HT winding temp rise 62.5 k, Hot spot temp rise 75.3 k, Moisture 1.5 %, DP measured 1000

% Load	Yearly Average temp	Θ_h (°C)	Insulation Life (Year)
60	30	68.7	112.5
60	35	73.7	58.7
70	30	77.6	35.8
80	30	83.2	18
90	30	93.8	5.2
100	30	105.3	1.4

Hot spot Factor IEC 60076-2

Simulation of maintenance action of cellulosic insulation and its effect on retarding ageing



สนใจ Online Temperature rise
Calculation สอบถามเพิ่มเติมที่



<https://transformertd.com>